



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
(ICAI)  
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER  
DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA  
DE GRAN POTENCIA

Autor: Gonzalo Sánchez García  
Directora: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
"DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA"  
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2020/2021 es 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.: Gonzalo Sánchez García

Fecha: 10/07/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 10/07/2021



## **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. Gonzalo Sánchez García

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: “Diseño de una planta solar fotovoltaica de gran potencia”, 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





ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
(ICAI)  
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER  
DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA  
DE GRAN POTENCIA

Autor: Gonzalo Sánchez García  
Directora: Consuelo Alonso Alonso

Madrid



# **Agradecimientos**

Me gustaría agradecer en primer lugar a mis compañeros que me han ayudado y siempre han estado ahí en las buenas y en las malas. En segundo lugar, a todos mis profesores que me han formado durante estos últimos años. En tercer lugar, a mi directora de proyecto, por haber facilitado el estudio y desarrollo de este proyecto en el ámbito de energía renovable. Por último y no menos importantes, a mis padres que siempre han creído en mí y me han apoyado en todo momento.



# **TÍTULO: DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA**

**Autor: Sánchez García, Gonzalo**

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

El proyecto de fin de Máster de ICAI presenta una metodología para la elaboración de proyectos de instalaciones fotovoltaicas y su aplicación a un caso práctico de una planta solar fotovoltaica de gran potencia ubicada en la localidad granadina de Huéneja con una capacidad de producción de 79.215 MWh anuales de media.

**Palabras clave:** Energía, renovable, fotovoltaica, paneles, inversor, transformador, PVsyst, intensidad, potencia.

### **1. Introducción**

La energía fotovoltaica en las últimas décadas ha sufrido un empujón espectacular tanto tecnológicamente como en términos de negocio. Hace unos años las células fotovoltaicas solo se podían ver en los satélites que se lanzaban, pero en este siglo bajaron del espacio y se posicionaron en la tierra de una forma que hoy en día es posible vislumbrar su potencial de crecimiento más allá de una década.

En esta situación todos los organismos, entes, etc. políticos han puesto sobre la mesa sus previsiones para el crecimiento de la fotovoltaica y demás energías renovables.

Entre los más relevantes están a nivel nacional el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), España 2050, Fundamentos y propuestas para una Estrategia Nacional de Largo Plazo y la Unión Europea donde se acordó alcanzar un 32% de energías renovables en 2030.

En España, en 2019 la producción fotovoltaica fue de 9.223 GWh, aumentando su participación en el mix eléctrico nacional hasta 3,5% y en el mix renovable hasta un 9,4%.

Para alcanzar los objetivos que se han establecido hay que continuar el trabajo realizado en los últimos años e instalar más MW regularmente. Este proyecto pretende facilitar los trabajos futuros y aportar un gota de agua en este océano con su 79.215 MWh anuales.

### **2. Definición del proyecto**

El presente proyecto consiste en una planta fotovoltaica de gran potencia proyectada para un enclave en Los Llano de Guadix junto a la Subestación Eléctrica de Huéneja, después de analizar otras dos posibles ubicaciones en las provincias de Almería y Alicante que fueron rechazadas tras la comparación de los parámetros de radiación global horizontal mensual, irradiancia media de la radiación difusa horizontal mensual., temperatura media mensual, velocidad del viento y distancia a la subcentral eléctrica.

La ubicación de la instalación se encuentra en Huéneja, cuyas coordenadas geográficas son 37°12'60"N, 2°57'46"W, a 1,56 Km de la Subestación Eléctrica de Huéneja mediante una conexión a 30kV.

### 3. Descripción de la planta fotovoltaica

La planta fotovoltaica de gran potencia de este trabajo estará conectada a la red, el punto de diseño ha sido una potencia de pico de 37,5 MWp y con una capacidad de inyección de potencia a la red de 79.215 MWh anualmente de promedio en sus 30 años de operación.

Los elementos constitutivos de la planta diseñada serán los relacionados a continuación:

1. La electricidad se generará mediante 74.790 paneles solares, anclados a 833 seguidores solares de un eje único, por seguridad estarán conectados las cajas de protección primaria con sus respectivos, fusibles, cableado y dispositivos de protección y puesta a tierra.
2. La electricidad generada en continua se ha de pasar corriente a alterna y para ello se utilizarán 10 inversores creando el mismo número de subcampos con la misma configuración eléctrica.
3. Una vez que se dispone de la energía en corriente alterna de baja tensión hay que elevar dicho voltaje para proceder a su transporte hacia la subestación eléctrica, por ello se intercalará en la línea 10 transformadores de BT/MT, dicho elementos se integrarán en los armarios de los inversores junto con la circuitería de media tensión necesaria para la protección eléctrica de los subcampos.
4. Las conexiones entre los distintos elementos, mencionados anteriormente se llevarán a cabo mediante circuito de baja y media tensión calculado y referenciados comercialmente.
5. Finalmente, la salida de la potencia hacia la subestación se realizará desde el Centro de interconexión y seccionamiento. Los elementos de dicho centro serán los seccionadores, interruptores automáticos y celdas de media de tensión.
6. Toda la instalación llevará interruptores y fusibles de protección según la normativa y estarán puestos a tierra la totalidad de los elementos eléctricos.

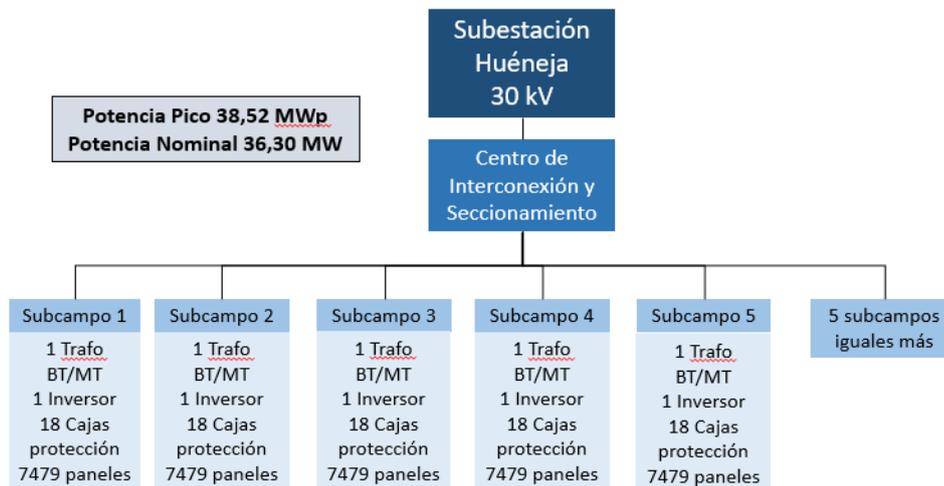


Ilustración 1: Esquema simplificado planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

### 4. Resultados

Los resultados de este trabajo de fin de Máster han sido, por un lado, establecer un procedimiento ingenieril para la obtención de un caso base con el software PVsyst y por otro, aplicarlo para el diseño de una instalación completa desde los parámetros de ingeniería iniciales para un proyecto de planta fotovoltaica de gran potencia.

Los números calculados y que definen la planta fotovoltaica de Huéneja son los siguientes:

- Parcela de 75 Ha
- Potencia pico instalada 38.52 MWp
- Número de paneles solares 74790 repartidos en 833 seguidores de 90 paneles cada uno.
- Potencia nominal total de los 10 inversores 36,30 MWp.
- Número de transformadores de BT/MT 10 unidades.
- Potencia nominal paneles bifaciales 415 Wp
- Producción media energética de la planta 79.215 MWh/año
- Horas anuales de irradiación solar 2.240 h/año
- Inversión total 31.546.157,64 €

Los modelos comerciales seleccionados para la planta fotovoltaica son los que a continuación se relacionan:

Equipo	Modelo
Paneles solares	Jinkosolar JKM515M-7TL4-TV
Seguidores	Soltec Single Axis Tracker SF7
Inversores	Power Electronics FS3510K 660V 20190926
Transformadores	Power Electronics MV Skid
Cajas de protección	Ingecon Sun Stringbox
Celdas de media tensión	Ormazabal cgm3
Contenedor	Ormazabal Ormacontainer-2
Cableado corriente continua	Prysmian P-Sun 2.0 CPRO
Cableado corriente alterna 1/1 kV	Prysmian TECSUN H1Z2Z2-K
Cableado corriente alterna 18/30 kV	Prysmian AL EPROTENAX H COMPACT

Tabla 1: Resultados de equipos seleccionados. Fuente: Elaboración propia

## 5. Conclusiones

La inversión necesaria para la ejecución del presente proyecto sería de unos 31.546.157,64 €, que, partiendo del precio medio de venta de la energía en 2020, la inversión se amortizaría en 12 años y los siguientes 18 generarán beneficios. Este proyecto presenta un VAN de 20.444.270,02 € y una TIR de 8,15% > WACC de 3,75%, por lo que se considera un proyecto viable y rentable. La producción generada en los 30 años de vida prevista aportaría a la red 2.376.437 MWh y, además, se evitarían emitir 2.376.437 toneladas de CO<sub>2</sub> para una central de carbón, 39.258,73 toneladas de SO<sub>2</sub> y 13.854,63 toneladas de NO<sub>x</sub> a la atmósfera.

## 6. Referencias

- [1] Informe anual UNEF, “El Sector fotovoltaico hacia una nueva era”, 2020.
- [2] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, “Estudio ambiental estratégico plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030”, 2020.
- [3] Oficina Nacional de Prospectiva y Estratégica, “España 2050: Fundamentos y propuestas para una Estrategia Nacional de Largo Plazo”, 2021

# **TITLE: DESIGN OF A HIGH POWER PHOTOVOLTAIC SOLAR PLANT**

**Author: Sánchez García, Gonzalo**

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI - Comillas Pontifical University

## **PROJECT SUMMARY**

The ICAI Master's end project presents a methodology for the development of photovoltaic installation projects and its application to a practical case of a high-power photovoltaic solar plant located in the Granada town of Huéneja with a production capacity of 79,215 MWh per year on average.

**Keywords:** Energy, renewable, photovoltaic, panels, inverter, transformer, PVsyst, intensity, power.

### **1. Introduction**

Photovoltaic energy in recent decades has undergone a spectacular push both technologically and in business terms. A few years ago, photovoltaic cells could only be seen in satellites that were launched, but in this century, they came down from space and positioned themselves on earth in a way that today it is possible to glimpse their growth potential beyond a decade.

In this situation all organisms, entities, etc. politicians have put on the table their forecasts for the growth of photovoltaics and other renewable energies.

Among the most relevant are at the national level the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC), Spain 2050, Foundations and proposals for a Long-Term National Strategy and the European Union where it was agreed to reach 32% of renewable energies in 2030.

In Spain, in 2019, photovoltaic production was 9,223 GWh, increasing its participation in the national electricity mix to 3.5% and in the renewable mix to 9.4%.

To achieve the objectives that have been established, the work carried out in recent years must be continued and more MW installed on a regular basis. This project aims to facilitate future work and contribute a drop of water to this ocean with its 79,215 MWh per year.

### **2. Project definition**

This project consists of a high-power photovoltaic plant projected for an enclave in Los Llano de Guadix next to the Huéneja Electrical Substation, after analyzing two other possible locations in the provinces of Almería and Alicante that were rejected after comparing the monthly horizontal global radiation parameters, mean monthly horizontal diffuse radiation irradiance, monthly mean temperature, wind speed and distance to the power substation.

The location of the installation is in Huéneja, whose geographical coordinates are 37 ° 12'60"N, 2 ° 57'46"W, 1.56 km from the Huéneja Electrical Substation through a 30kV connection.

### 3. Description of the photovoltaic plant

The high-power photovoltaic plant of this work will be connected to the grid, the design point has been a peak power of 37.5 MWp and with a power injection capacity to the grid of 79,215 MWh annually on average in its 30 years of operation.

1. The constituent elements of the designed plant will be those listed below:
2. Electricity will be generated through 74,790 solar panels, anchored to 833 single axis solar trackers, for safety the primary protection boxes will relate to their respective fuses, wiring and protection and grounding devices.
3. The electricity generated continuously must be switched to alternating current and for this, 10 inverters will be used creating the same number of subfields with the same electrical configuration.
4. Once the energy in low voltage alternating current is available, said voltage must be raised to proceed to its transport to the electrical substation, for this reason 10 LV / MV transformers will be inserted in the line, said elements will be integrated into the inverter cabinets together with the medium voltage circuitry necessary for the electrical protection of the subfields.
5. The connections between the different elements mentioned above will be carried out by means of a low and medium voltage circuit calculated and referenced commercially.
6. Finally, the power output to the substation will be carried out from the Interconnection and Sectioning Center. The elements of said center will be the disconnectors, automatic switches, and medium voltage cells.
7. The entire installation will have protection switches and fuses according to the regulations and all electrical elements will be grounded.

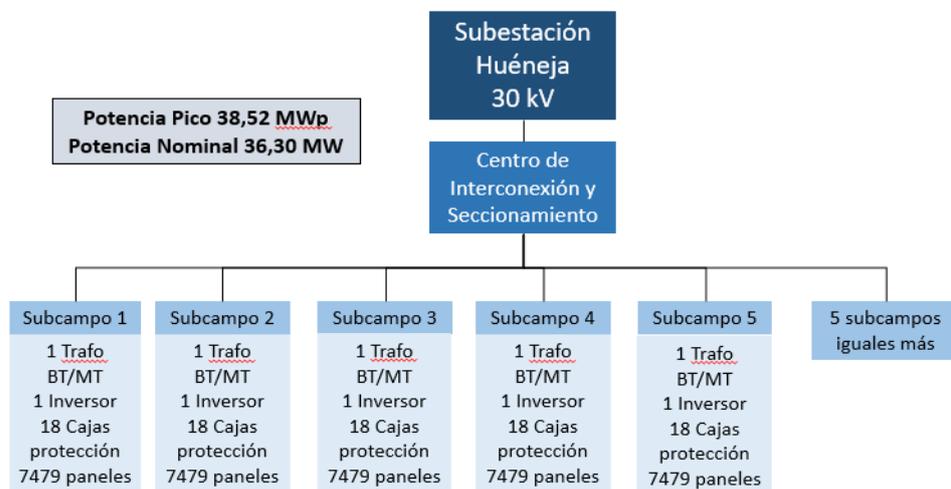


Figure 1: Simplified photovoltaic plant scheme. Source: Own elaboration

### 4. Results

The results of this Master's thesis have been, on the one hand, to establish an engineering procedure to obtain a base case with the PVsyst software and, on the other, to apply it to the design of a complete installation from the initial engineering parameters to a high power photovoltaic plant project.

The numbers calculated and that define the Huéneja photovoltaic plant are the following:

- Plot of 75 Ha
- Peak installed power 38.52 MWp
- Number of solar panels 74790 distributed in 833 trackers of 90 panels each.
- Total nominal power of the inverters 36.30 MWp.
- Number of BT/MT transformers 10 units.
- Nominal power for bifacial panels 415 Wp
- Average energy production of the plant 79,215 MWh/year
- Annual hours of solar irradiation 2,240 h/year
- Total investment € 31,546,157.64

The commercial models selected for the photovoltaic plant are listed below:

Device	Model
Solar panels	Jinkosolar JKM515M-7TL4-TV
Trackers	Soltec Single Axis Tracker SF7
Inverters	Power Electronics FS3510K 660V 20190926
Transformers	Power Electronics MV Skid
Stringbox	Ingecon Sun Stringbox
Medium voltaje cells	Ormazabal cgm3
Container	Ormazabal Ormacontainer-2
Direct current wiring	Prysmian P-Sun 2.0 CPRO
AC wiring 1/1 kV	Prysmian TECSUN H1Z2Z2-K
AC wiring 18/30 kV	Prysmian AL EPROTENAX H COMPACT

Table 1: Results of selected devices. Source: Own elaboration

## 5. Conclusions

The investment necessary for the execution of this project would be about € 31,546,157.64, which, based on the average sale price of energy in 2020, the investment would be amortized in 12 years and the next 18 years will generate profits.

The production generated in the 30 years of expected life would contribute 2,376,437 MWh to the network. This project has a NPV of €20,444,270.02 and an IRR of 8.15% > WACC of 3.75%, so it is considered a viable and profitable project. In addition, it would avoid the emission of 2,376,437 tons of CO<sub>2</sub> for a coal plant, 39,258.73 tons of SO<sub>2</sub> and 13,854.63 tons of NO<sub>x</sub> to the atmosphere.

## 6. References

[1] UNEF annual report, "The photovoltaic sector towards a new era", 2020.

[2] National Integrated Energy and Climate Plan, "Strategic environmental study integrated national energy and climate plan 2021-2030", 2020.

[3] National Prospective and Strategic Office, "Spain 2050: Foundations and proposals for a Long-Term National Strategy", 2021



# *Índice de Documentos*

<i>DOCUMENTO I: MEMORIA DESCRIPTIVA .....</i>	<i>2</i>
<i>DOCUMENTO II: PLANOS .....</i>	<i>108</i>
<i>DOCUMENTO III: MEDICIONES Y PRESUPUESTO.....</i>	<i>115</i>
<i>DOCUMENTO IV: ANEXOS.....</i>	<i>121</i>

***DOCUMENTO I: MEMORIA  
DESCRIPTIVA***

## *Índice de la Memoria*

<b>1. Introducción .....</b>	<b>9</b>
1.1 Recurso Solar .....	13
<b>2. Estado de la cuestión .....</b>	<b>16</b>
<b>3. Normativa de aplicación.....</b>	<b>18</b>
<b>4. Componentes principales de las plantas solares fotovoltaicas .....</b>	<b>20</b>
4.1 Generador fotovoltaico.....	21
4.1.1 Panel fotovoltaico.....	21
4.2 Estructura de soporte .....	29
4.2.1 Estructura fija.....	30
4.2.2 Estructura con seguidores.....	31
4.3 Inversor de corriente.....	33
4.4 Equipos de protección y medida.....	35
4.5 Performance Ratio.....	36
<b>5. Descripción del emplazamiento.....</b>	<b>37</b>
5.1 Localización .....	37
5.1.1 Estudio geológico del emplazamiento .....	40
<b>6. Simulación con PVsyst.....</b>	<b>42</b>
6.1 Metodología.....	42
6.2 Datos climatológicos .....	46
6.3 Optimización de la planta y Selección de equipos .....	52
6.3.1 Resultados de las simulaciones .....	59
6.3.2 Rendimiento de la planta.....	71
6.4 Conclusiones .....	71
<b>7. Resumen de la instalación.....</b>	<b>73</b>
7.1 Descripción instalación corriente continua .....	74
7.1.1 Protecciones .....	74
7.1.2 Puesta a tierra.....	75

---

7.2	Descripción instalación corriente alterna .....	75
7.2.1	<i>Centro de interconexión y seccionamiento</i> .....	76
7.2.2	<i>Protecciones</i> .....	77
7.2.3	<i>Puesta a tierra</i> .....	77
7.2.4	<i>Sistema de control y medida</i> .....	78
7.3	Descripción del cableado.....	78
7.4	Energía producida por la planta en su vida útil .....	80
<b>8.</b>	<b><i>Presupuesto de ejecución de la planta</i></b> .....	<b>82</b>
<b>9.</b>	<b><i>Justificación del proyecto</i></b> .....	<b>84</b>
9.1	Viabilidad económica.....	84
9.2	Beneficios sociales .....	91
9.3	Contaminación evitada .....	94
<b>10.</b>	<b><i>Planificación</i></b> .....	<b>97</b>
<b>11.</b>	<b><i>Seguridad y Salud</i></b> .....	<b>98</b>
<b>12.</b>	<b><i>Bibliografía</i></b> .....	<b>103</b>

## *Índice de Ilustraciones*

Ilustración 1: Capacidad mundial instalada de fotovoltaica a 2020. Fuente: Energías renovables.....	9
Ilustración 2: Energía solar (GWh). Fuente: Informe anual UNEF 2020 .....	10
Ilustración 3: Generación de energía eléctrica fotovoltaica en España. Fuente: UNEF con datos de Red Eléctrica de España.....	11
Ilustración 4: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW). Fuente: PNIEC .....	12
Ilustración 5: El efecto fotovoltaico: OPEX energy .....	14
Ilustración 6: Evolución de los electrones durante el efecto fotovoltaico. Fuente: 123RF. 15	
Ilustración 7: Componentes planta fotovoltaica conectada a la red. Fuente: Global Electricity .....	20
Ilustración 8: Panel solar silicio-monocristalino. Fuente: FuturaSun.....	24
Ilustración 9: Panel solar de lámina delgada. Fuente: Energía solar fotovoltaica.....	26
Ilustración 10: Tecnología bifacial fotovoltaica. Fuente: .....	28
Ilustración 11: Estructura de soporte fija. Fuente: Industrias Duero.....	31
Ilustración 12: Seguidor de un eje. Fuente: Deger Ibérica .....	32
Ilustración 13: Seguidor con dos ejes. Fuente: Efikosnews .....	33
Ilustración 14: Inversor CC/CA. Fuente: ER Solar .....	35
Ilustración 15: Huéneja, Granada. Fuente: Federación andaluza de amigos del Camino de Santiago .....	37
Ilustración 16: Área del emplazamiento de la planta fotovoltaica en Huéneja. Fuente: SIGPAC .....	38
Ilustración 17: Mapa de la distancia del emplazamiento a la Subestación de Huéneja. Fuente: Google Earth.....	39
Ilustración 18: Ubicación del emplazamiento con respecto a los espacios naturales protegidos. Fuente: SigPac .....	40
Ilustración 19: Topografía Guadix. Fuente: Mapa Geológico de España 21-24 1011- IGME .....	41

Ilustración 20: Radiación solar mensual en Huéneja. Fuente: Meteonorm.....	46
Ilustración 21: Duración de la insolación mensual en Huéneja. Fuente: Meteonorm.....	47
Ilustración 22: Precipitaciones mensuales y días con precipitación en Huéneja. Fuente: Meteonorm .....	48
Ilustración 23: Diagrama de cajas de la temperatura mensual en Huéneja. Fuente: Meteonorm .....	49
Ilustración 24: Radiación global diaria en Huéneja. Fuente: Meteonorm.....	50
Ilustración 25: Temperatura máxima y mínima diaria en Huéneja. Fuente: Meteonorm....	51
Ilustración 26: Horizonte para Huéneja. Fuente: PVsyst .....	63
Ilustración 27: Factor de pérdida angular y espectral. Fuente: PVsyst .....	65
Ilustración 28: Curva de eficiencia de un inversor de Power Electronics. Fuente: PVsyst.	67
Ilustración 29: Diagrama de Sankey obtenido en la simulación de la planta. Fuente: PVsyst .....	70
Ilustración 30: Esquema simplificado planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.....	73
Ilustración 31: Esquema simplificado de la instalación de alterna. Fuente: Elaboración propia .....	76
Ilustración 32: Generación energía eléctrica de la planta durante 30 años. Fuente: Elaboración propia.....	81

## *Índice de Tablas*

Tabla 1: Pérdidas detalladas para el caso base. Fuente: Elaboración propia.....	44
Tabla 2: Resumen datos climatológicos del emplazamiento de este proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	52
Tabla 3: Simulaciones del ratio $r$ CC/CA. Fuente: Elaboración propia .....	53
Tabla 4: Optimización de la distancia entre seguidores. Fuente: Elaboración propia.....	54
Tabla 5: Posibles candidatos de paneles fotovoltaicos para este proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	55
Tabla 6: Posibles candidatos de inversores para este proyecto. Fuente: Elaboración propia .....	56
Tabla 7: Características de los paneles a utilizar en las simulaciones. Fuente: Elaboración propia .....	57
Tabla 8: Características de los inversores a utilizar en las simulaciones. Fuente: Elaboración propia .....	57
Tabla 9: Resultados obtenidos de la simulación de los paneles. Fuente: Elaboración propia .....	59
Tabla 10: Resultados obtenidos de la simulación de los inversores. Fuente: Elaboración propia.....	60
Tabla 11: Diferencias entre los seguidores de un eje tipo 1V y 2V. Fuente: Elaboración propia.....	61
Tabla 12: Resultados obtenidos de la simulación de los seguidores de un eje. Fuente: Elaboración propia.....	62
Tabla 13: Resumen cableado de la instalación. Fuente: Elaboración propia .....	79
Tabla 14: Producción anual de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia .....	80
Tabla 15: Sinopsis Presupuesto Ejecución. Fuente: Elaboración propia.....	82
Tabla 16: Costes de operación y mantenimiento. Fuente: Elaboración propia .....	83
Tabla 17: Costes del capital del proyecto. Fuente: Elaboración propia .....	84
Tabla 18: Hipótesis de ingresos de la planta. Fuente: Elaboración propia.....	85
Tabla 19: Flujo de caja del proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	88

Tabla 20: Población y consumo energético de Huéneja. Fuente: Elaboración propia ..... 91

Tabla 21: Población y consumo energético de Guadix. Fuente: Elaboración propia..... 92

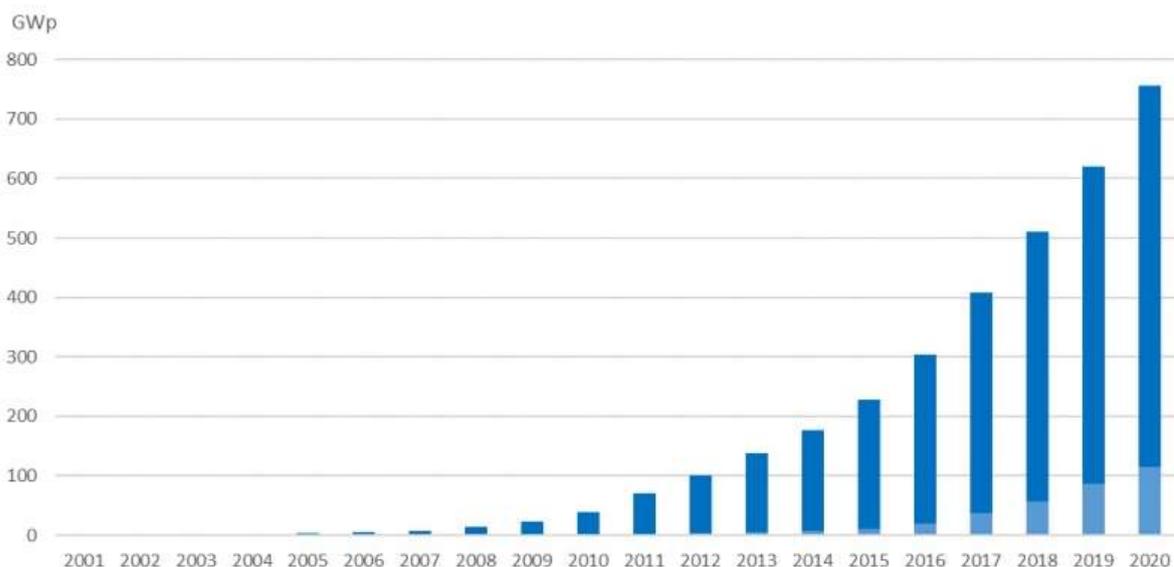
Tabla 22: Contaminación evitada por la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia . 96

## 1. INTRODUCCIÓN

Desde hace muchas décadas, para la generación de energía empleamos combustibles fósiles (no renovables) en su mayoría. En 1970 la población cambió el rumbo, en dirección a producir energía mediante recursos renovables, es decir, se consideraron algunas alternativas a las energías tradicionales. Esto se debe a su disponibilidad presente y futura garantizada, por su menor impacto ambiental, y por ello fueron llamadas energías alternativas o renovables.

Entre las energías renovables podemos destacar: la energía eólica, la geotérmica, la hidroeléctrica, la mareomotriz, la solar, la undimotriz, la biomasa y los biocarburantes.

En este proyecto me voy a centrar en la energía solar, concretamente en la energía solar fotovoltaica. En los inicios del siglo XXI se comenzó a instalar plantas fotovoltaicas por todo el mundo y el crecimiento de potencia instalada con el paso de los años es exponencial. A continuación, se muestra un gráfico con el incremento anteriormente mencionado:

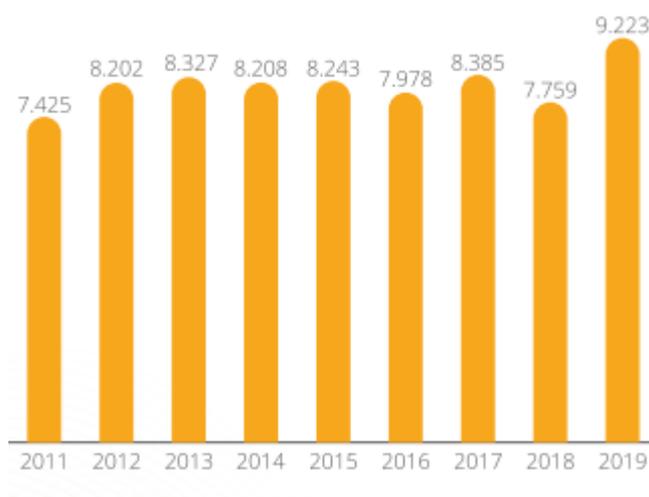


*Ilustración 1: Capacidad mundial instalada de fotovoltaica a 2020. Fuente: Energías renovables*

Actualmente la potencia solar fotovoltaica mundial instalada es de 760,4 GW con un crecimiento de 139 GW en el último año. Entre los líderes mundiales destaca China con 253,4 GW, la Unión Europea con 151,3 GW y Estados Unidos con 93,2 GW.

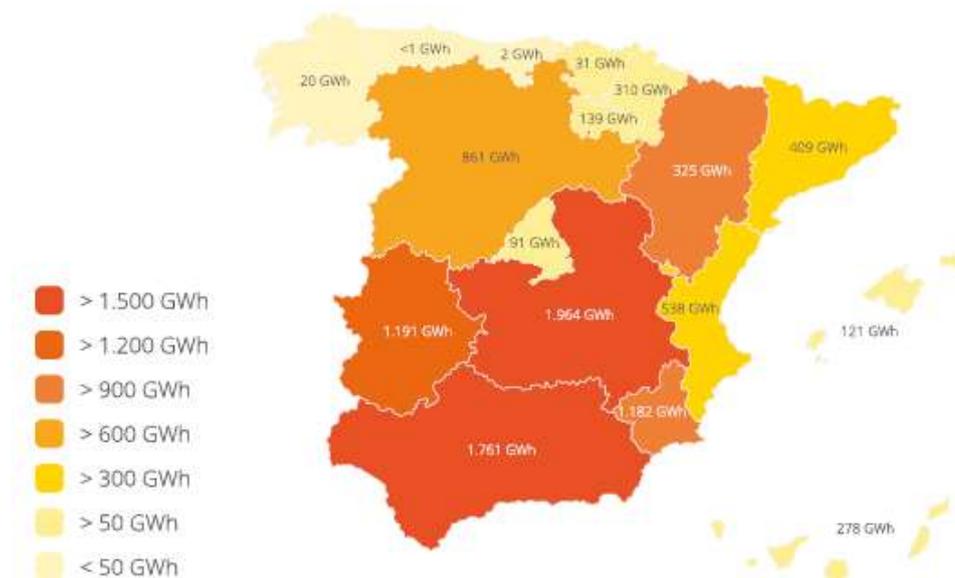
Para situarnos en el contexto actual, la principal razón por la que se enfoca toda nuestra atención en las energías renovables es debido al calentamiento global de nuestro planeta. En 2015 se firmó el acuerdo de París en el que 195 países acordaron limitar el calentamiento global en dos grados centígrados con respecto a la era preindustrial. Para conseguir este objetivo debemos reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al máximo y por ello se va a fomentar el uso de recursos renovables durante los próximos años.

La energía fotovoltaica continúa como la tercera fuente con mayor peso en el mix renovable con un 9,4% (9.223 MWh) de la generación renovable total en 2019 manteniendo una proporción bastante importante en el mix renovable desde el año 2012. Esta estabilidad contrasta con la alta incertidumbre de eólica e hidráulica, que dependen de las condiciones atmosféricas por sus requerimientos de viento y el agua para poder mantener una producción estable en el mix al contrario que la fotovoltaica que tiene el sol todos los días.



*Ilustración 2: Energía solar (GWh). Fuente: Informe anual UNEF 2020*

Las Comunidades Autónomas de Castilla-La Mancha y Andalucía son las principales zonas de España en generación de energía eléctrica fotovoltaica con 1.964 GWh y 1.761 GWh, respectivamente. Las Comunidades de Extremadura y Murcia están en un segundo nivel con una generación en 2019 de 1.191 GWh y 1.182 GWh cada una. Las Comunidades antes resaltadas en términos de potencias instalada en 2020 vuelven a ser las mayores productoras de potencia fotovoltaica alcanzando en su conjunto el 79% del total de energía fotovoltaica generada en nuestro país.



*Ilustración 3: Generación de energía eléctrica fotovoltaica en España. Fuente: UNEF con datos de Red Eléctrica de España*

El Gobierno de España realizó una declaración a principios de 2020, comprometiéndose a desarrollar 30 líneas de acción, cinco de ellas en los 100 primeros días, para hacer frente a la crisis climática y el Ministerio para la Transición Ecológica elaboró el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 donde se recogían las directrices de crecimientos de las distintas energía renovables. Los principales objetivos fijados por el PNIEC son:

- 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.

El Plan prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW de los que 50 GW serán energía eólica; **39 GW solar fotovoltaica**; 27 GW ciclos combinados de gas, 15 GW hidráulica; 9,5 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, el resto de las tecnologías se verán reducidas su producción.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
<b>Total</b>	<b>107.173</b>	<b>111.829</b>	<b>133.802</b>	<b>160.837</b>

*Ilustración 4: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW). Fuente: PNIIEC*

## ***1.1 RECURSO SOLAR***

Existen distintos procesos para obtener energía eléctrica y poder utilizarla en el día a día. En esta sección se va a exponer las tecnologías actuales que aprovechan la radiación electromagnética procedente del sol para obtener energía:

- **Energía termosolar de concentración:** emplea espejos o lentes para concentrar los rayos del sol sobre una pequeña superficie. Dicha luz se concentra para calentar un fluido (aceite térmico), generando el calor suficiente para impulsar un motor térmico perteneciente a un ciclo termodinámico convencional. Dentro de la termosolar de concentración, existen 4 tipos de tecnologías fundamentalmente: receptor central, cilindro-parabólica, Fresnel y disco parabólico.
- **Energía solar térmica:** aprovecha la radiación solar para generar calor y se emplea para calentar el agua de uso doméstico, también se utiliza para la cocción de alimentos.
- **Energía solar fotovoltaica:** transforma la radiación solar en electricidad cuando esta incide sobre materiales semiconductores. La característica principal de estos materiales es que son capaces de producir una fuerza electromotriz provocando el movimiento de las cargas eléctricas a lo largo del conductor realizando un trabajo.

En este proyecto se va a centrar en la energía fotovoltaica, por ello se va a profundizar en la historia de cómo surgió y también se va a explicar en detenidamente el efecto fotovoltaico para facilitar su entendimiento.

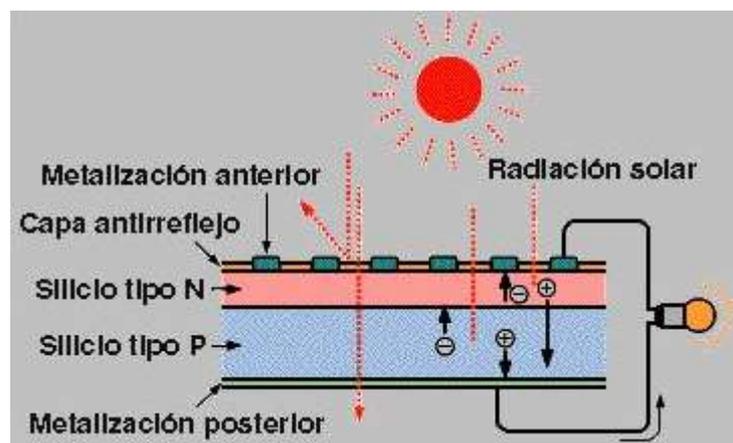
Todo comenzó en 1864, cuando James Clerk Maxwell unificó la electricidad y el magnetismo a través de un conjunto de ecuaciones matemáticas que describían el comportamiento del fenómeno del electromagnetismo. 23 años más tarde, en 1887, Heinrich Rudolf Hertz comprobó experimentalmente la existencia de las ondas electromagnéticas.

Albert Einstein explicó el efecto fotoeléctrico por primera vez en la historia. Lo hizo en su artículo de 1905 “Sobre un punto de vista heurístico concerniente a la producción y transformación de la luz” (Einstein, 1905). En él, esboza su teoría cuántica de la luz y se

dispone a aportar una interpretación al conjunto de los fenómenos de interacción entre la radiación y la materia que la electrodinámica clásica de Maxwell y Lorentz no podía explicar de forma adecuada.

El concepto del cuanto de luz en el efecto fotoeléctrico permitió a Einstein formular una ecuación sencilla y elegante que recogía todos los fenómenos conocidos hasta el momento y resolvía, además, las anomalías que se presentaban cuando se intentaba dar una interpretación clásica de los mismos. Su mecanismo causal microscópico, podía aplicarse tanto al efecto fotoeléctrico como a otros sucesos de emisión y absorción de la luz por parte de la materia.

Einstein explicó como el efecto fotoeléctrico se producía cuando sobre una superficie metálica que actuaba como electrodo, se le incide un número concreto de cuantos de luz de energía  $h\nu$ , estos interactúan con los electrones del cátodo. Cada cuanto es absorbido por un único electrón al que le comunica toda su energía. Los electrones excitados pierden parte de esta energía en el trabajo de extracción  $w_0$  que deben realizar para escapar de las fuerzas que les mantienen integrado en el metal.



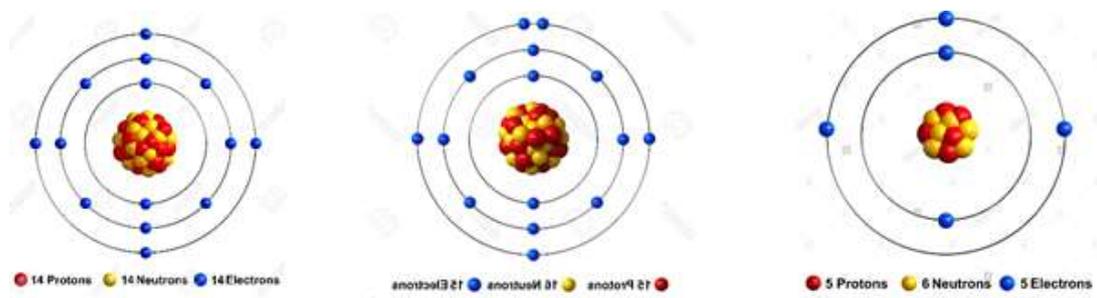
*Ilustración 5: El efecto fotovoltaico: OPEX energy*

A continuación, se va a exponer de forma resumida como se produce el efecto fotovoltaico. La estructura atómica del silicio está constituida por 14 electrones por lo cual tienes 4

electrones en su última capa y en consecuencia para completar los 8 electrones de la tercera capa necesita 4 aportaciones. Para completar esta capa se dopan los átomos de silíceo con fósforo. Que dispone de 5 electrones en su capa exterior. Al dopar el silíceo con fósforo se genera una estructura cristalina en la que sobra un electrón que constituye la zona “N” en las células fotovoltaicas.

Por otro lado si el silíceo lo dopamos con boro el cual dispone de solo 3 electrones en su última capa, por lo que al unirse al silíceo queda un hueco libre lo que forma un conductor tipo “P”. Esta capa es la encargada de transferir la electricidad al disponer de huecos para el movimiento de los electrones.

Las células fotovoltaicas se disponen con la capa “N” dirigida al sol y la capa “P” se sitúa debajo. Cuando el sol incide sobre la célula fotovoltaica la energía de los fotones es absorbida por los electrones de la última capa “N” rompiendo el enlace y movilizándolo los electrones entre la capa “N” y “P” generando la corriente eléctrica.



*Ilustración 6: Evolución de los electrones durante el efecto fotovoltaico. Fuente: 123RF*

## **2. ESTADO DE LA CUESTIÓN**

Las empresas españolas de componentes fotovoltaicos operan en un entorno internacional altamente competitivo donde se requiere innovación para mantener su posición comercial. La innovación fotovoltaica tiene como objetivo reducir los costos a través de ganancias de eficiencia, principalmente relacionadas con módulos e inversores, y extender la vida útil de una planta de energía.

En referencia a las células fotovoltaicas, en las que la tecnología de silicio, especialmente la tecnología monocristalina, domina más del 90% del mercado mundial, donde el costo de los módulos fotovoltaicos ha disminuido en un 90% en los últimos 10 años.

Además del coste, la eficiencia también ha mejorado considerablemente, en torno al 0,5% anualmente. El rendimiento actual es de aproximadamente entre 23% y 26% para los monocristalinos. La eficiencia de las células de silicio en aplicaciones comerciales supera ya el 20%.

Algunas de estas tecnologías ya en el mercado (Passivated Emitter Rear Cell [PERC] y monocristalinos HJT, entre otras) pueden captar la luz de ambos lados, posibilitando la fabricación de módulos de doble cara que generan electricidad, exponiendo tanto el anverso como el reverso. Si la superficie sobre la que están instalados es reflectante, la eficiencia se puede aumentar hasta en un 30%. Estos módulos de doble cara, además de las instalaciones fotovoltaicas, se pueden utilizar en estructuras verticales como pantallas acústicas en carreteras y vías férreas, o en otras aplicaciones.

Otro elemento de la cadena de valor es el módulo, que también está evolucionando para reducir costes e integrarse en nuevas superficies y aplicaciones. Las tecnologías modulares están evolucionando para brindar soluciones para nuevos conceptos, diseños y procesos de fabricación (tejas, doble cara, HJT, tándem, PERC, multiuniones, etc.), así como para la disponibilidad de nuevos tamaños y formas de juntas. En cuanto a los procesos de montaje,

se están explorando técnicas que utilizan conductores adhesivos en sustitución de la soldadura tradicional, y se avanza en la optimización de los denominados sistemas multihilo y sistemas inteligentes.

Las estructuras y los seguidores se benefician de una tendencia creciente de instalar estos elementos con un aumento general del 20% en 2019. Los seguidores también se incluyen en instalaciones con módulos de doble cara para mejorar el rendimiento del sistema en ambas direcciones. La innovación prepara diseños y seguidores para los nuevos requisitos de las plantas fotovoltaicas flotantes y para aquellos que buscan utilizar simultáneamente el suelo para el cultivo y las plantas fotovoltaicas, conocido como agrovoltaic.

Los convertidores de potencia tienen sus propios retos tecnológicos relacionados con la reducción de costes, el aumento de la eficiencia, la densidad de potencia y la fiabilidad de los equipos, además de incorporar nuevas funciones de monitorización y herramienta de comunicación para la digitalización completa de instalaciones fotovoltaicas.

Actualmente se están estudiando tres aplicaciones tecnológicas: inversores string, inversores centrales y electrónica a nivel de módulo (microinversores y optimizadores de potencia). En esta tecnología, la reducción de costes es mayor, si cabe, con precios que rondan los 0,1 € / Wp.

Para optimizar la gestión del consumo de energía fotovoltaica, los nuevos sistemas mejorarán la rentabilidad de su propio consumo al combinar producción y demanda con mayores estándares de seguridad y calidad.

### 3. NORMATIVA DE APLICACIÓN

- **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 337/2014**, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23.
- **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Incluye el suplemento aparte con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
- **Real Decreto 223/2008**, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- **Real Decreto 1565/2010**, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la Actividad de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial.
- **Real Decreto 842/2013**, de 31 de octubre por el que se aprueba la clasificación de los productos de construcción y de los elementos constructivos en función de sus propiedades de reacción y resistencia frente al fuego.
- **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Real Decreto Ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Real Decreto 1663/2000**, del 29 de septiembre, sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto 1627/1997**, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Ley de Regulación del Sistema Eléctrico. **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- **Norma UNE**, publicadas por la Asociación Española de Normalización de las cuales son de obligado cumplimiento las que marca el REBT.
- **Decreto 352/2001**, de 18 de septiembre, sobre procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica.
- Circulares emitidas por el Ministerio de Industria con posterioridad a la publicación del reglamento y disposiciones de la Junta de Andalucía.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.

## 4. COMPONENTES PRINCIPALES DE LAS PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

Antes de comenzar con la elección de los equipos y el diseño de nuestra planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica, es necesario saber cuáles son los principales partes que la componen. Cabe destacar que la planta carece de sistemas de almacenamiento de energía ni baterías, a diferencia de los sistemas aislados típicamente empleados en los tejados de las casas para el autoconsumo.

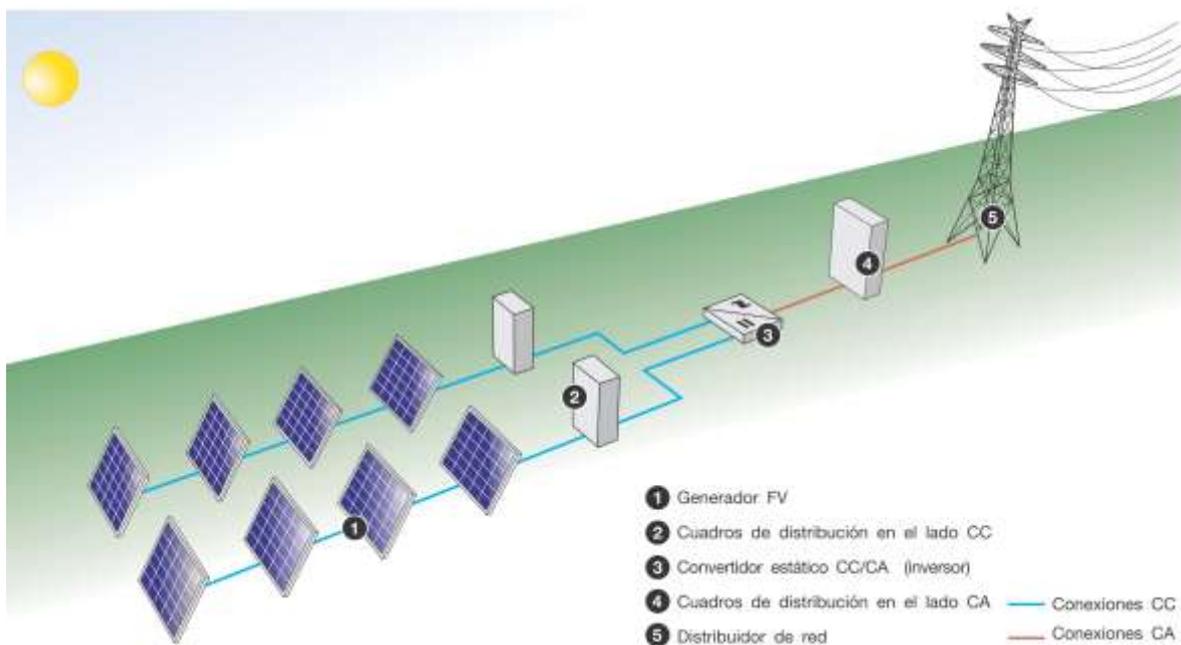


Ilustración 7: Componentes planta fotovoltaica conectada a la red. Fuente: Global Electricity

A partir de la ilustración anterior, podemos destacar sus elementos principales: el generador fotovoltaico, la estructura de soporte y anclaje, el inversor de corriente, los equipos de protección y medida, el centro de transformación y el centro de seccionamiento e interconexión con la subestación, línea eléctrica de media tensión.

## **4.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO**

Los elementos que podemos considerar como partes principales del generador fotovoltaico y que se ubican aguas abajo del inversor, los vamos a definir en los siguientes apartados que se especifican a continuación.

### **4.1.1 PANEL FOTOVOLTAICO**

Para entender el concepto físico de un módulo o panel fotovoltaico, primero se debe explicar el funcionamiento de una celda fotovoltaica, ya que un panel solar consiste en la combinación de muchas celdas fotovoltaicas conectadas en serie para que se sumen sus voltajes y así es como normalmente se pueden alcanzar los valores requeridos. Además, ocasionalmente se desarrollan proyectos especiales que combinan conexiones en serie y en paralelo.

Una célula fotovoltaica es la combinación física de materiales semiconductores que, debido a las conexiones PN responsables del fenómeno fotovoltaico, convierten parte de la radiación solar en energía eléctrica.

La producción eléctrica fotovoltaica se basa en el fenómeno físico conocido como “efecto fotovoltaico”, que consiste esencialmente en convertir la luz solar en energía eléctrica con la ayuda de componentes semiconductores, las llamadas células fotovoltaicas. Estas celdas están hechas de silicio puro (uno de los elementos más abundantes, el componente principal de la arena) con la adición de impurezas de ciertos elementos químicos (boro y fósforo), pudiendo generar cada una corriente de 2 a 4 amperios a un voltaje de 0,46 a 0,48 voltios

utilizando radiación de luz como fuente. Las células se montan normalmente en serie en paneles o módulos solares para lograr un voltaje adecuado. Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión (rebote) y parte por transmisión (paso a través de la célula). El resto puede hacer que los electrones salten de una capa a otra y generen una corriente proporcional a la radiación incidente. El revestimiento antirreflectante aumenta la eficiencia de la celda.

Los parámetros nominales que definen una célula fotovoltaica son:

- **Voltaje abierto ( $V_{OC}$ ):** Indica la tensión máxima que se puede obtener de la celda fotovoltaica, que normalmente es de 0,6 V para las celdas del mercado de silicio. Por definición, es el voltaje de la celda cuando no circula corriente en ella.
- **Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ):** se define como la intensidad máxima entregada por una célula solar, aproximadamente del orden de decenas de miliamperios. Por definición, esta es la corriente de la celda cuando tiene un voltaje de 0 V entre sus terminales.
- **Potencia máxima ( $P_{MAX}$ ):** Es la potencia que se toma de la celda, que se obtiene como el producto de la tensión y la intensidad a la que se encuentra. Considerando la forma de la curva corriente-voltaje, hay un punto donde la potencia se vuelve máxima, cuyos valores de voltaje y corriente se expresan en  $V_{MAX}$  e  $I_{MAX}$ , respectivamente. Normalmente, el voltaje  $V_{MAX}$  es aproximadamente el 80% del tamaño de  $V_{OC}$ .
- **Factor de forma (FF):** el factor de forma se determina a partir de una curva, de acuerdo con la expresión:

$$P_{MAX} = (I_{SC} \times V_{OC}) \times FF$$

Este es un factor cuyo valor máximo puede ser 1. Cuanto mayor sea el FF, más potencia producirá la celda, ya que su valor  $P_{MAX}$  será lo más cercano posible al producto del voltaje máximo y la corriente máxima que se puede obtener de la celda.

- **Eficiencia ( $\eta$ ):** Es el parámetro que expresa la calidad de la célula fotovoltaica en términos de rendimiento y está definido por la expresión:

$$\eta = (I_{sc} \times V_{oc} \times FF) / (A \times G)$$

Donde:

**A**: área de la célula y **G**: irradiancia por unidad de área en condiciones estándar de medida (**CEM**), es decir, **G**= 1000 W/m<sup>2</sup>.

#### ***4.1.1.1 Silicio cristalino***

Esta tecnología se usa en la mayoría de los proyectos actuales y la cuota de mercado alcanza el 90% de los módulos solares vendidos en el mercado global. Esta tecnología es altamente eficiente tanto tecnológicamente como por sus costes.

Las células de silicio están formadas por Ingot (bloques de silicio cilíndricos). Se cortan los cuatro lados del cilindro, desperdiciando mucho silicio y formando láminas con bordes redondeados. Por tanto, los cristales tienen una alta pureza, lo que aumenta el rendimiento de cada célula. La familia de obleas de silicio cristalino incluye dos subconjuntos, obleas de silicio monocristalino y policristalino, que han logrado una aceptación comercial similar, aunque se ha utilizado elementos policristalinos en los últimos años.

Las placas de silicio policristalino alcanzan rendimientos del 12 al 14% y el silicio monocristalino trabaja en valores de rendimientos un nivel más altos entre 14 al 18%, pero el coste de producción es algo más elevado.



*Ilustración 8: Panel solar silicio-monocristalino. Fuente: FuturaSun*

#### ***4.1.1.2 Lámina delgada***

Con la idea de reducir el costo de la construcción de plantas de energía fotovoltaica y utilizar nuevas técnicas de nanofabricación, se hicieron nuevos proyectos de paneles donde se actuó reduciendo la cantidad de material semiconductor que requería cada celda y alcanzándose un espesor 100 veces más delgado de lo normal con la tecnología de silicio cristalino.

La fabricación de una película delgada se lleva a cabo mediante diferentes técnicas que están en pleno desarrollo la más avanzada y con paneles en el mercado es la que emplea procesos de crecimiento y / o nucleación aleatorios a partir de compuestos en forma iónica, atómica, o incluso molecular, que son condensan o producen reacciones sobre un sustrato. Las propiedades metalúrgicas, estructurales, físicas y químicas de las láminas dependen en gran medida de un enorme número de parámetros de deposición y también de su espesor. Con la denominación de lámina delgada incluimos dispositivos que tienen espesores entre unos pocos nanómetros y algunas decenas de micrómetros y, por lo tanto, estarían mejor definidos en términos de los procesos mediante los cuales se pueden producir que en términos del espesor final obtenido. Son precisamente estos procesos aleatorios de crecimiento y nucleación los que transmiten a las películas delgadas sus nuevas propiedades de las obtenidas mediante técnicas más convencionales y con mucho más espesor.

La reducción de espesor da como resultado una pérdida de eficiencia del módulo de aproximadamente un 7 u 8%. Aunque el fabricante Solar Frontier, ha establecido un nuevo récord de eficiencia (20.9%) para paneles fotovoltaicos de lámina delgada, verificado y confirmado por el Instituto Fraunhofer alemán. La nueva marca se consiguió sobre una célula basada en la tecnología CIGS (cobre-indio-galio-selenio).

Los materiales utilizados en la fabricación de este tipo de placas son silicio amorfo, telururo de cadmio, cobre-indio-galio-selenio y  $\text{CdInCuSe}_2$ . IBM estuvo utilizando materiales como el cobre, estaño, zinc, azufre y/o selenio, en lugar de los habituales. Además, el tipo de disolvente empleado para la fabricación hidracina, de fácil descomposición y no deja impurezas en la película, hecho que acaba disminuyendo su rendimiento.

El silicio amorfo es un material inestable, lo que significa que tiende a perder eficacia con el tiempo. Para solucionar este problema se lleva a cabo un tratamiento de recocido isotérmico.

El  $\text{CdInCuSe}_2$  es una de las nuevas tecnologías que se están desarrollando actualmente. En este momento no hay disponibilidad comercial de estos paneles solo están disponibles a nivel de examen y calificación.

En el caso del telururo de cadmio ( $\text{CdTe}$ ), se basa en el uso de este material que permite crear una fina capa semiconductor con capacidad de absorción de la luz solar y su transformación en electricidad. Las células de telururo de cadmio son la única tecnología de película delgada con un costo menor que las células solares de silicio cristalino convencionales. La toxicidad del cadmio es un problema medioambiental que se reduce al reciclar los módulos de  $\text{CdTe}$  al final de su vida útil. Aunque la opinión pública es muy escéptica sobre esta tecnología.

Se utilizan principalmente en instalaciones de cubiertas, ya que se adaptan fácilmente a cualquier geometría. En el caso de los sistemas fotovoltaicos comerciales, se requeriría una estructura más compleja de lo habitual debido a la falta de rigidez.



*Ilustración 9: Panel solar de lámina delgada. Fuente: Energía solar fotovoltaica*

#### ***4.1.1.3 Sistemas de Concentración***

Los sistemas fotovoltaicos de alta concentración (HCPV) ofrecen electricidad renovable con la mayor eficiencia de conversión y, por lo tanto, un bajo consumo de recursos.

Esta tecnología utiliza células solares de unión múltiple basadas en semiconductores compuestos III-V. En estas celdas se apilan varias subcélulas delgadas, que convierten la radiación solar de manera más eficiente. Las lentes ópticas enfocan la luz solar incidente sobre estas células solares en miniatura. Además, los módulos están montados en un sistema de dos ejes que sigue la trayectoria del sol.

Debido a estas mejoras características, se puede reducir el tamaño de celda requerido.

Para optimizar estos nuevos dispositivos, necesitan un sistema potente que siga el camino del sol alineando perfectamente los sistemas ópticos internos, aunque en la actualidad se están diseñando células individuales con capacidad de seguimiento solar.

Módulos y células solares HCPV trabajando a nivel de concentración  $\geq 800x$  con una eficiencia del 48% y 40%, respectivamente, con un bajo impacto ambiental.

La madurez de esta tecnología aún no ha alcanzado el nivel de producción y aún se encuentra en fase experimental. Los datos disponibles, sin embargo, la ubican en la categoría de la tecnología con el pronóstico más prospectivo según la opinión general.

Los materiales más comunes utilizados en la concentración son el arseniuro de galio, el silicio cristalino y células 4j unidas por obleas sobre sustrato Ge. Las células multicapa también se utilizan para capturar mejor el espectro solar.

#### ***4.1.1.4 Tecnología Monofacial vs Bifacial***

Las plantas de energía solar bifacial tienen como objetivo maximizar la producción optimizando el uso máximo de los recursos solares en la parte frontal y posterior de los módulos. Esta posibilidad nos habilita para diseñar las nuevas instalaciones fotovoltaicas teniendo en cuenta los nuevos parámetros como son el albedo, la altura de instalación, la distancia entre las filas de paneles y la sombra generada de unos en otros paneles.

Los módulos solares bifaciales o "bilaterales" generan un 25% más de energía en condiciones estándar que aquellos con tecnologías convencionales. Estos paneles constituyen una de las últimas tecnologías desarrollada en el mercado fotovoltaico. La fuerza de esta tecnología radica en la recuperación de la radiación reflejada en el suelo. Por supuesto, su uso requiere un diseño diferente de la estructura que soporta los paneles para que la radiación reflejada incida en la parte inferior de los paneles.

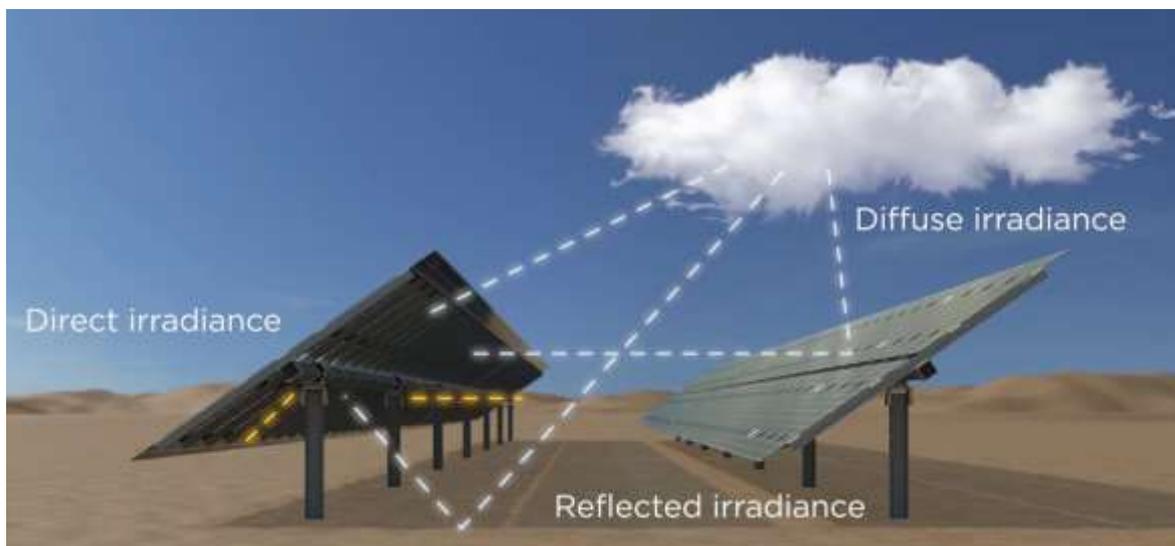
Para desarrollar aún más esta tecnología de manera intensiva, Soltec abrió el Centro de Evaluación de Seguimiento Bifacial (BiTEC) con sede en Livermore (California, EE. UU.) En 2018. El único objetivo de este centro es estudiar todas las variables que inciden en el funcionamiento de los dispositivos bifaciales y cómo mejorarlos. Este centro examina aspectos como la claridad, la temperatura de los módulos, la altura de las estructuras y

propiedades del suelo y otros aspectos que inciden en la producción de energía y la optimización del rendimiento de las estructuras bifaciales.

Los resultados de la investigación realizada por BiTEC llegaron a la conclusión de que, a pesar de que un módulo bifacial tiene un costo ligeramente superior al de un módulo monofacial, la diferencia en la eficiencia del panel es tan grande que existen ventajas económicas y una más rápida posibilidad de recuperación la inversión inicial para construir un complejo de generación de energía fotovoltaica.

Entre los fabricantes de paneles fotovoltaicos la mayoría se encuentran en China y los más conocidos son: Longi, Canadian Solar, Jinko Solar, Trina Solar.

Posteriormente, se elegirá que panel utilizar en la instalación en función de la potencia pico y de la tecnología que disponga.



*Ilustración 10: Tecnología bifacial fotovoltaica. Fuente:*

## **4.2 ESTRUCTURA DE SOPORTE**

Los paneles solares de una planta solar fotovoltaica deben estar anclados a una estructura que transfiera las cargas generadas al suelo. Estas estructuras de soporte y anclaje son un elemento muy importante por las siguientes razones:

Los paneles solares son caros y tienen cierta fragilidad. La estructura de soporte protege los módulos de las condiciones climáticas adversas, especialmente de la lluvia, del viento y la nieve. Para acometer su función, el sistema portador debe ser firme, seguro, con la orientación adecuada y resistente a la corrosión. Dado que es acero galvanizado en caliente o aluminio anodizado, se debe utilizar el mismo metal para los tornillos de conexión con las placas para evitar la oxidación galvánica.

El soporte es el elemento que guía los módulos hacia el sol. El rendimiento de la planta de energía solar depende de ello. Por tanto, es necesario ser muy preciso tanto en el cálculo de la inclinación y rotación como en la realización del trabajo.

Los módulos suelen estar orientados a la denominada posición norte-sur con orientación sur, ya que el sistema solar se ubicará en el hemisferio norte. Esta orientación se conoce como dirección de azimut cero. Esto permite optimizar la producción sin sobrecargar la estructura.

La estructura debe permitir una altura mínima de panel de 30 cm, aunque hay que aumentar esta altura en áreas de montañas o donde caiga mucha nieve, para evitar que los paneles queden parcial o totalmente cubiertos.

La estructura se construye de acuerdo con la dirección y el ángulo de inclinación especificados para el generador. Las estructuras soporte de los paneles solares deben permitir un montaje y desmontaje sencillo, así como el fácil acceso para la sustitución de elementos.

Dependiendo de la complejidad y costo del proyecto, podemos utilizar diferentes tipos de construcciones a las que nos referiremos como estructuras simples fijas o que siguen el sol.

### **4.2.1 ESTRUCTURA FIJA**

Estas estructuras permiten apuntar los módulos con una pendiente fija que depende directamente de la latitud en la que se va a ubicar el campo fotovoltaico. Para España el ángulo de inclinación es siempre del orden de [40, 60] ° con respecto al suelo. Optimizando la inclinación, podemos conseguir un ángulo de incidencia cercano a los 90 grados al mediodía.

Esta tipología de estructuras son la más sencillas y de menor coste. Con ellas no se incluyen elementos para optimizar el rendimiento de la instalación.

Estas estructuras pueden diseñarse para optimizar determinados parámetros y adaptarse a necesidades sobrevenidas, tales como:

- Priorizar mayor rendimiento para la instalación en los meses que en el hemisferio norte de la Tierra la incidencia de los rayos solares está muy inclinada y entonces recibe menos radiación de luz. Para optimizar la producción en estas circunstancias de los módulos solares debe aumentarse a una inclinación adicional de 20° más que los correspondientes a una ubicación específica.
- Priorizar un mejor rendimiento del sistema en los meses en que la radiación solar llega más perpendicular en el hemisferio norte. En este caso, la dirección de los módulos solares corresponde a la posición en su latitud.
- Si lo que se desea el rendimiento más equilibrado y uniforme del sistema durante todo el año, los paneles solares deben elevarse con una inclinación de 20°, mayor que la que correspondería a la ubicación en función de su latitud.
- Sin embargo, si lo que queremos maximizar es la captación de radiación solar similar a lo largo del año, la orientación de los paneles solares debe subirse hasta un 85% de la correspondiente a la ubicación por su latitud.

Las diferentes variantes de estructuras fijas que hay actualmente en el mercado nos permiten acoplar paneles solares en diferentes escenarios como suelo, techos, mástiles, paredes o ventanas.



*Ilustración 11: Estructura de soporte fija. Fuente: Industrias Duero*

#### **4.2.2 ESTRUCTURA CON SEGUIDORES**

La máxima potencia producida por un panel solar fotovoltaico se alcanza cuando la radiación solar incide sobre el mismo formando  $90^\circ$  con su superficie, por ello una estructura fija no podrá nunca conseguir este valor máximo.

Con los sistemas con seguidores este ángulo se adapta a cada momento concreto del día.

El mecanismo de estas estructuras está orientado a recibir la mayor parte de la radiación solar, para ello se pueden utilizar en las estructuras de los paneles un sistema de seguimiento de la trayectoria del sol. Todos estos tipos de estructuras de seguimiento solar son las denominadas Trackers, y puede encontrarse con uno o dos ejes.

La eficiencia máxima de estas estructuras alcanza su valor más alto de funcionalidad en aquellas ubicaciones donde existe una baja nubosidad, en estas localizaciones es posible conseguir elevados niveles de exposición solar, con lo que se mejora enormemente el rendimiento de la planta eléctrica.

#### ***4.2.2.1 Seguidor a un eje***

Estos sistemas de seguimiento son los más sencillos, su rotación permite seguir el azimut solar o su altura alrededor de un eje vertical, horizontal o incluso inclinado, y además son lo de menor coste. Este tipo de estructura de seguimiento fija los paneles allí y los dirige hacia el sur. El eje de rotación permite movimientos este-oeste.

La mayor ventaja es que existe una muy buena relación entre el coste y el rendimiento mejorado del sistema y que además tienen la posibilidad de ser colocarlo en azoteas.

Estos sistemas propician que los paneles fotovoltaicos optimicen su exposición solar, lo que permite aumentos de su rendimiento de hasta un 30 % (45% para los meses de verano).



*Ilustración 12: Seguidor de un eje. Fuente: Deger Ibérica*

#### ***4.2.2.2 Seguidor a dos ejes***

Seguimiento solar en dos ejes articulados entre sí, permite a los paneles solares variar la orientación e inclinación de estos con un eje azimutal norte-sur y el eje polar este-oeste.

Con este tipo de estructura es posible mejorar la rentabilidad en la producción energética a lo largo del año, ya que la orientación del panel permanece constantemente perpendicular a los

rayos incidentes, siguiendo la trayectoria del sol a lo largo del día durante todas las estaciones del año. No obstante, el mayor inconveniente de esta tecnología es su elevado coste.



*Ilustración 13: Seguidor con dos ejes. Fuente: Efikosnews*

### **4.3 INVERSOR DE CORRIENTE**

El inversor es el equipo que actúa como interfase entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica. La función más importante del inversor consiste en convertir la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna, la cual es utilizada por la red para su transporte y distribución. Es necesario que el inversor adecue la corriente alterna a la misma tensión y frecuencia de la red a la que se va a conectar, por ello la onda de corriente a la salida, debe ser lo más senoidal posible con el fin de minimizar los armónicos aportados a la red. Otra de sus funciones consiste en la monitorización y optimización de la producción de la energía generada por los módulos solares.

Para poder alcanzar el objetivo de generar la máxima potencia se suele incorporar a este equipo un seguidor del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker, MPPT). Este dispositivo electrónico permite variar la tensión a la entrada del inversor

cada cierto tiempo (entre uno o varios minutos), de esta manera se busca que el producto de tensión por corriente a la salida de los paneles sea el máximo en cada momento.

El inversor es uno de los equipos más importantes y por ello su elevado precio en comparación con el resto de los componentes de la planta. Por esta razón se disponen numerosas protecciones tanto a la entrada como a la salida para evitar posibles averías ya que supondría un notable ascenso en los gastos de los equipos. Las principales protecciones anteriormente mencionadas son: protección frente a tensiones fuera del rango de operaciones (ante posibles bajadas de tensión y sobretensiones se desconecta), protección frente a frecuencias fuera de los márgenes establecidos, protección frente a cortocircuitos y protección frente a sobrecargas que superen la duración y las condiciones permitidas.

Los inversores se clasifican principalmente en dos tipos según la potencia con la que trabajan, gran potencia o pequeña potencia:

- Inversores centrales: son aquellos que se emplean en las grandes plantas solares, con una capacidad que varía desde los 100 kW hasta varios millares de kW. La ventaja de este tipo de inversores es el ahorro del número de equipos requeridos por la instalación. Estos se localizan en los grandes terrenos o cubiertas de tejados.
- Inversores string: son aquellos utilizados en las instalaciones de pequeña potencia, rondando la decena de kW. Se suelen ubicar en instalaciones domésticas, en tejados medianos.

En línea con lo anterior expuesto, además existen distintos tipos de inversores, entre los que destacan: inversores monofásicos y trifásicos, inversores de onda sinusoidal, inversores de onda modificada, inversores de conexión a red y de batería.

En la actualidad existen dos empresas españolas que son líderes en el mercado mundial en la fabricación de inversores: Ingeteam y Power Electronics. Otras marcas que recalcar: ABB, SMA o Siemens.

Para la correcta elección de los inversores, habrá que buscar en función de su potencia nominal, ya que será con la que se dimensionará la potencia nominal de la planta.



*Ilustración 14: Inversor CC/CA. Fuente: ER Solar*

#### **4.4 EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MEDIDA**

Para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos y la seguridad de las personas, es necesario disponer de protecciones eléctricas. Éstas están reguladas según normativa, en concreto por el artículo 11 del Real Decreto 1663/2000.

Existen numerosas protecciones dependiendo de qué equipo o que parte de la instalación se pretenda proteger. Las protecciones más destacadas son: fusibles contra sobrecorrientes, interruptores, protecciones frente a sobretensiones, seccionadores etc.

Posteriormente, se detallarán en concreto cuales irán incorporadas en la instalación de este proyecto, ya sean de la parte de corriente continua o las pertinentes de corriente alterna.

En lo referente a los equipos de medida, el elemento principal es el contador, que permite medir la energía ya sea generada o consumida. Este aparato permitirá controlar la producción de la planta en todo momento y estará situado en la subestación de Huéneja. El contador será de propiedad de la compañía eléctrica, es decir, Endesa.

## **4.5 PERFORMANCE RATIO**

El rendimiento o eficiencia de una planta fotovoltaica se representa en porcentaje y se define como la energía generada en condiciones reales (la medida en el contador) entre la energía que se obtendría en condiciones ideales. Los rendimientos de las plantas fotovoltaicas normalmente se encuentran entre: 75-85%.

Estos rendimientos se ven damnificados principalmente por las numerosas pérdidas que se producen a lo largo de la instalación. Existen diversas pérdidas, las más conocidas son: pérdidas en el cableado, pérdidas del inversor, pérdidas por suciedad, pérdidas LID, pérdidas por operación y mantenimiento.

Todas estas pérdidas se explicarán en profundidad, una vez concluidas las simulaciones. Además, con los resultados obtenidos con PVsyst, permitirá calcular el rendimiento de la planta aplicando la siguiente expresión:

$$PR = \frac{E_a \cdot G_{CEM}}{(G_{ef} + G_t \cdot B) \cdot P_p}$$

Siendo PR el rendimiento de la instalación (performance ratio),  $E_a$  la energía anual estimada en kWh,  $G_{CEM}$  la constante en condiciones estándar de medida,  $G_{ef}$  la irradiancia efectiva en la superficie frontal en kWh/m<sup>2</sup>,  $G_t$  la irradiancia efectiva en la superficie trasera en kWh/m<sup>2</sup>, B el factor de bifacialidad y  $P_p$  la potencia pico de la planta.

## **5. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO**

### **5.1 LOCALIZACIÓN**

El municipio de Huéneja es una localidad situada en la parte sureste de la comarca de Guadix, en la provincia de Granada, Andalucía.

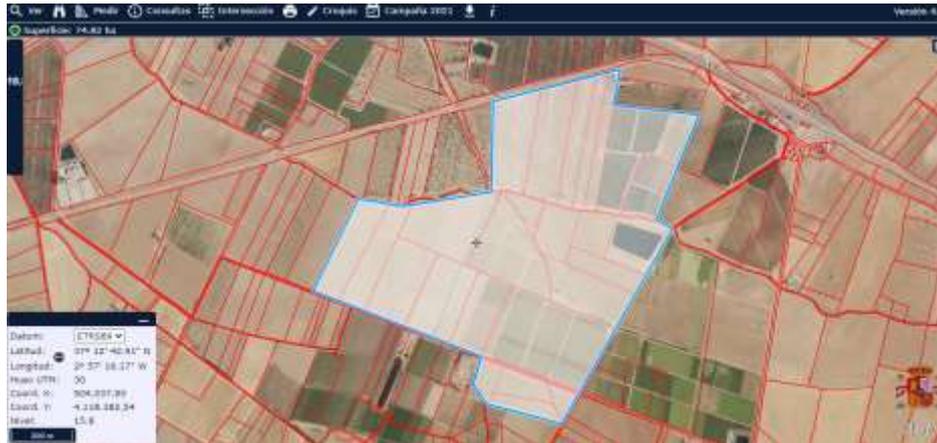
Huéneja está situada en el borde oriental de la meseta del Marquesado del Zenete. Al norte se encuentran los términos municipales de Dólar y Valle del Zalabí, al este limita con Fiñana, al sur con Bayárcal y Paterna del Río, y al oeste con los de Dólar, Ferreira y La Calahorra.



*Ilustración 15: Huéneja, Granada. Fuente: Federación andaluza de amigos del Camino de Santiago*

El emplazamiento consta de unas 75 hectáreas aproximadamente, formadas por distintas parcelas. Todas estas parcelas son tierras sin cultivos ni arboleda, por lo que no afectará a la construcción de la planta. Esta superficie se considera suficientemente amplia para los 38,52

MWp de la planta que se pretende instalar. Además, el conjunto de parcelas presenta una inclinación inferior a 10%. La disposición de los paneles solares será lo más igualitaria posible gracias a esta baja pendiente del terreno.



*Ilustración 16: Área del emplazamiento de la planta fotovoltaica en Huéneja. Fuente: SIGPAC*

La planta fotovoltaica se conectará a la red a través de la subestación SET S1 “Huéneja”. Esta subestación eléctrica de 400/220/30 kV se utiliza en la actualidad para inyectar la energía generada de las renovables (termosolar y eólica) a la Red de Transporte de Red Eléctrica de España. Lógicamente, la instalación del proyecto se conectará a la alimentación de 30 kV de la subestación., ya que resulta más sencillo y económico elevar la tensión de salida del inversor (660 V).



*Ilustración 17: Mapa de la distancia del emplazamiento a la Subestación de Huéneja. Fuente: Google Earth*

A los alrededores de la planta existen varios puntos notables que favorecen su ubicación. En primer lugar, cabe destacar que la autovía A-92N se encuentra a escasos 3 km, por lo que el acceso para la construcción será sencillo. Un poco más al sur, se pueden distinguir los pueblos de Huéneja (4,8 km) y Dólar (5,1km). Para cualquier imprevisto o percance, ambos municipios están relativamente cerca.

La localización de la planta debe estar libre de afecciones a espacios naturales protegidos. En este caso en concreto, al norte del emplazamiento se encuentra el Parque Natural de la Sierra de Baza a una distancia de 6,34 km y al suroeste se ubica el Parque Nacional de Sierra Nevada a 17,87 km de la planta de este proyecto. Estas distancias superan holgadamente la distancia de seguridad a los espacios protegidos, por lo que el emplazamiento es viable para su estudio y futura construcción. En la siguiente ilustración se puede observar la dilatada separación de los parques naturales y el emplazamiento.



*Ilustración 18: Ubicación del emplazamiento con respecto a los espacios naturales protegidos.  
Fuente: SigPac*

### 5.1.1 ESTUDIO GEOLÓGICO DEL EMPLAZAMIENTO

Los datos geológicos de Huéneja se han estudiado a partir de la hoja topográfica de Guadix, editada por el Instituto Geológico y Minero de España. Esta información ha permitido conocer la composición del suelo donde se ubicará la planta fotovoltaica.

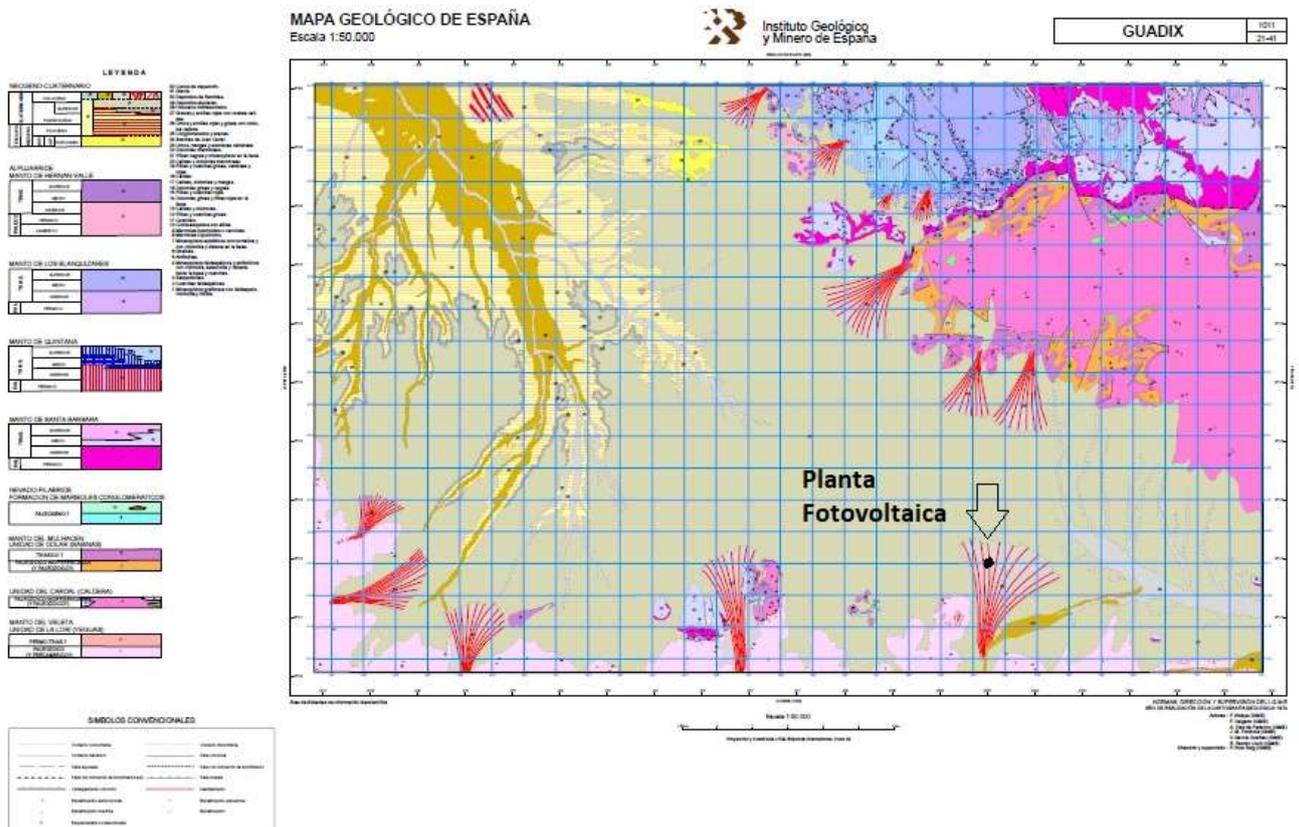
Los materiales que afloran se corresponden con dos grandes unidades tectónicas y litológicas denominadas mantos del Mulhacén y del Veleta. El primero está sobre el segundo. El manto del Mulhacén está compuesto verticalmente por rocas del tipo mármoles y gneis, micasquitos feldespáticos y micasquitos con grafito. El manto del Veleta tiene en su composición cuartitas y micasquitos feldespáticos y micasquitos grafiticos.

El metamorfismo alpino ha afectado al complejo alpujárride formando estratos carbonatadas compuestas por micritas y biomicritas más o menos arcillosas.

Sobre la superficie podemos encontrar pequeñas cantidades de rocas de cal, piedras para la construcción, gravas, arenas y arcillas limosas.

La capa freática reposa sobre un sustrato impermeable constituido por micasquistos. La alimentación de la capa la realizan los aportes de las montañas próximas. Esta capa es drenada por el río Verde.

Por todo cual el terreno no necesita ningún tratamiento especial para soportar los paneles solares.



*Ilustración 19: Topografía Guadix. Fuente: Mapa Geológico de España 21-24 1011- IGME*

## **6. SIMULACIÓN CON PVSYST**

La base de este proyecto es el diseño de una planta fotovoltaica de gran potencia. Para ello se empleará el programa PVsyst, desde la selección de los equipos hasta la optimización de la instalación.

PVsyst es el software más utilizado para el dimensionamiento, estimación de rendimiento energético y diseño óptimo de sistemas fotovoltaicos completos. El programa permite el diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, autónomos y de bombeo. Además, presenta extensas bases de datos tanto de equipos fotovoltaicos como de irradiación meteorológica.

Para el correcto y óptimo diseño de la planta de este proyecto, se han realizado numerosas simulaciones, combinando distintos equipos, tratando de reducir al máximo las pérdidas y con el fin de encontrar un equilibrio entre el coste y la calidad de la instalación.

### **6.1 METODOLOGÍA**

En este apartado se va a explicar cómo se ha procedido en las simulaciones con el software de PVsyst. Asimismo, se van a exponer las razones por las que se ha optado por unas tecnologías en concreto y no por otras, en la selección de los equipos con los que se va a trabajar.

En primer lugar, se va a enumerar los distintos pasos seguidos para el diseño del caso base de una planta fotovoltaica conectada a la red en PVsyst, que permitirá facilitar en el futuro la creación de nuevos proyectos solares a partir de este procedimiento.

## CASO BASE

- 1. Datos climatológicos:** es necesario estudiar las características meteorológicas del emplazamiento donde se quiere construir una planta fotovoltaica. Al programa PVsyst, es preciso introducirle los datos solares obtenidos a partir de las distintas bases solares existentes (Meteonorm, NASA, PVGIS, NREL, SOLARGIS, etc.). Al mismo tiempo, se requiere introducir las coordenadas geográficas del emplazamiento en cuestión. Se generará los archivos. SIT y. MET, y quedarán almacenados en el software PVsyst.
- 2. Orientación:** en esta sección se define el tipo de seguidor que se va a emplear en el proyecto, ya sea una estructura fija, seguidor a un eje o seguidor con dos ejes.
- 3. Sistema:** en este apartado se seleccionan los equipos que se van a simular. Se tiene que elegir el fabricante, el modelo y número de paneles solares y de inversores con los que se va a trabajar como caso base. A la hora de elegir los equipos, existe una amplia base de datos por defecto tanto de paneles como de inversores. En caso de que se pretenda añadir un nuevo equipo más actual, el programa admite introducir nuevos componentes: por un lado, los archivos .Pan para los módulos fotovoltaicos y los archivos .OND para los inversores.
- 4. Pérdidas detalladas:** a continuación, se procede a ajustar las distintas pérdidas del campo fotovoltaico. Después, se muestran los valores establecidos, aunque pueden variar dependiendo de cómo sea la instalación, del terreno donde se sitúe y la climatología del emplazamiento.

Pérdidas detalladas	Valores establecidos
Óhmicas en CC	1%
Óhmicas en CA	0,50%
Del inversor al transformador	0,50%
Línea media tensión (MT)	0,50%
En el hierro (MT)	0,20%
En el cobre (MT)	0,80%
Línea alta tensión (AT)	0,50%
En el hierro (AT)	0,10%
En el cobre (AT)	0,40%
Eficiencia de módulo	-0,30%
LID	1,5%
Mismatch	2%
Suciedad	2%
IAM	Fresnel antireflectante
Auxiliares	0,30%
Degradación interanual	0,45%
Indisponibilidad	2%

*Tabla 1: Pérdidas detalladas para el caso base. Fuente: Elaboración propia*

- Horizonte:** este archivo contiene las posibles sombras que se pueden proyectar sobre el emplazamiento de la planta, teniendo en cuenta la orografía. Para ello se importará un archivo .HOR generado a partir de la base de datos de Meteonorm.
- Sombreado cercano:** en este punto se dibujará el área de nuestra planta en cuestión con el fin de tener controlada la superficie que van a ocupar los equipos.

Una vez acometidos los pasos anteriores, se guarda el caso base con el que se va a empezar a trabajar con las distintas variantes a estudiar. En línea con las instrucciones anteriores, se va a exponer la siguiente práctica sistemática con la que abordar las sucesivas vías para alcanzar un diseño óptimo de una instalación fotovoltaica.

- Ratio CC/CA (r):** este ratio representa el cociente entre la potencia pico de la planta y la potencia nominal de la misma. La potencia pico de la instalación se puede aproximar fácilmente en función de las hectáreas que disponga nuestro terreno.

Como primera aproximación se puede considerar una relación proporcional de 2 hectáreas, por cada MWp. Una vez calculada la potencia pico de la planta, se jugará con las distintas combinaciones numéricas de módulos fotovoltaicos (definen la potencia pico) y de inversores (representan la potencia nominal). Por ejemplo, un comienzo para simular sería para  $r=1.0$ , e ir incrementándolo hasta llegar a un punto donde se sobrecargue el inversor. Se busca obtener aquel ratio que mejores condiciones aporten a la planta (mayor energía inyectada a la red, reducidas pérdidas del inversor sobre la potencia individual nominal, evitar excesos de número de equipos y conseguir un presupuesto asumible y equilibrado).

- 2. Distancia entre seguidores:** se parte de una distancia de 10 metros entre los seguidores. A continuación, se puede incrementar dicha distancia, generando menos pérdidas por sombreado cercano y, por tanto, consiguiendo un aumento en la generación de energía. No obstante, se debe tener en cuenta la variación del coeficiente Ground Coverage Ratio (GCR), que representa la proporción de superficie del sistema que se utiliza para la captación solar. En otras palabras, al aumentar la distancia entre seguidores, caben menos paneles en las hectáreas establecidas para nuestra planta.
- 3. Equipos del sistema:** en este apartado primero se probará con paneles con sus distintas tecnologías, preferiblemente los bifaciales ya que aportan mayor energía a la red y su coste apenas se ve incrementado en relación con los monofaciales. Posteriormente se procederá a la elección de los inversores en función de la potencia nominal que se requiera. A la hora de elegir estos elementos, es importante tener en cuenta el número de inversores que se van a emplear, porque tienen un alto coste como se ha mencionado en los apartados anteriores.

Con todo lo expuesto hasta ahora, se va a aplicar dicha metodología al diseño del parque fotovoltaico de este proyecto situado en Huéneja.

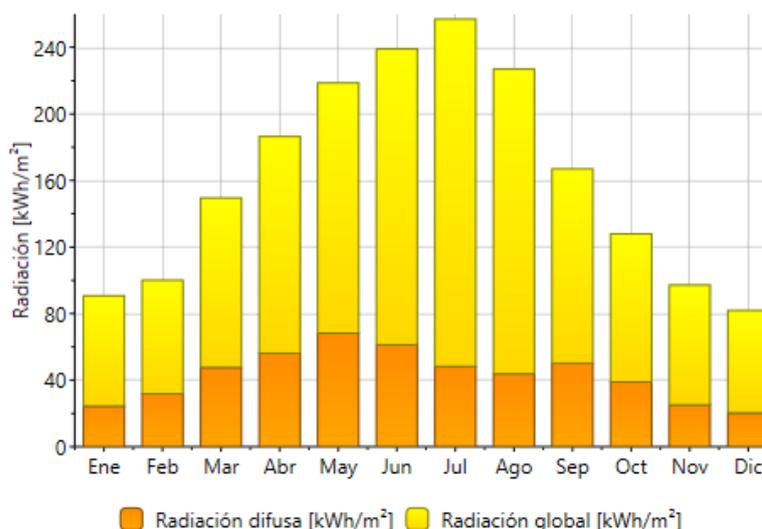
## 6.2 DATOS CLIMATOLÓGICOS

Para comenzar definiendo el emplazamiento en PVsyst, se requiere precisar las características climatológicas, en especial, la radiación solar, la temperatura y la velocidad del viento.

El estudio de las distintas alternativas de los posibles emplazamientos de esta planta se encuentra en el Anexo I de este proyecto. No obstante, en esta sección se mostrarán las distintas gráficas recogidas con la base de Meteonorm y los resultados finales del Anexo I a modo resumen del emplazamiento final elegido (Huéneja).

Gracias a la base de datos Meteonorm se pueden visualizar distintas gráficas con las que se pueden analizar la viabilidad de la localización de la instalación desde el punto de vista meteorológico y solar. Para su obtención, simplemente se debe introducir en el programa de Meteonorm las coordenadas del emplazamiento a estudiar (**37°12'60"N, 2°57'46"W**). A continuación, se recogen las gráficas más importantes acompañadas con un breve análisis.

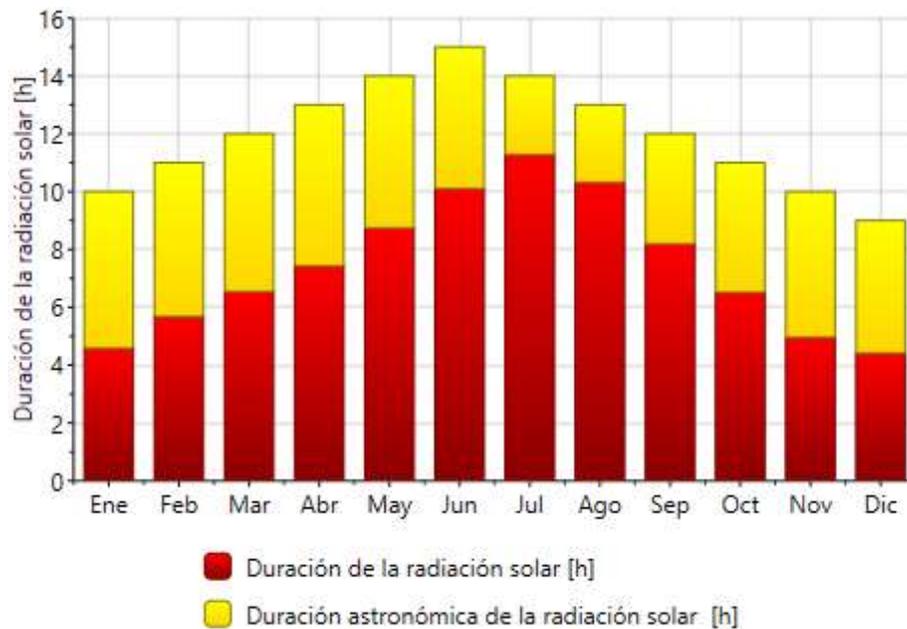
- Radiación solar global y difusa



*Ilustración 20: Radiación solar mensual en Huéneja. Fuente: Meteonorm*

A la vista del gráfico anterior, se pueden observar unos valores bajos de radiación solar durante los meses del otoño e invierno, en cambio en las estaciones de primavera y verano asciende la radiación superando los 200 kWh/m<sup>2</sup>. Durante los meses de mayo, junio, julio y agosto se conseguirá producir más energía debido a la alta incidencia solar, en comparación con el resto de los meses.

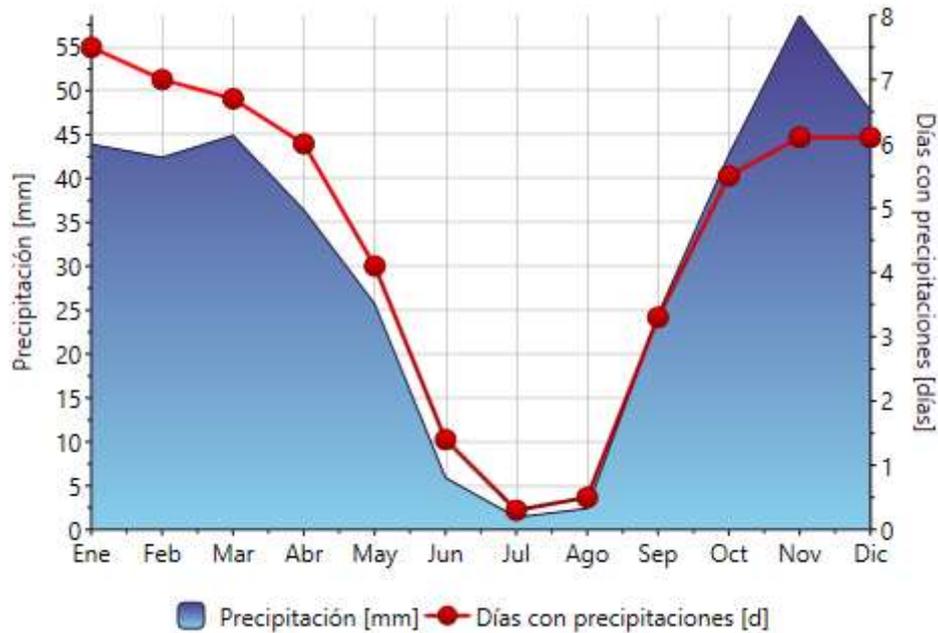
- Duración de la radiación solar



*Ilustración 21: Duración de la insolación mensual en Huéneja. Fuente: Meteonorm*

En relación con el comentario anterior, se acentúa el ascenso de la duración solar en los meses de verano, como era de esperar, ya que los días tienen una mayor duración que las noches y, por ende, se puede aprovechar para generar una mayor cantidad de energía. Se estima un total de 2240 horas de insolación al año.

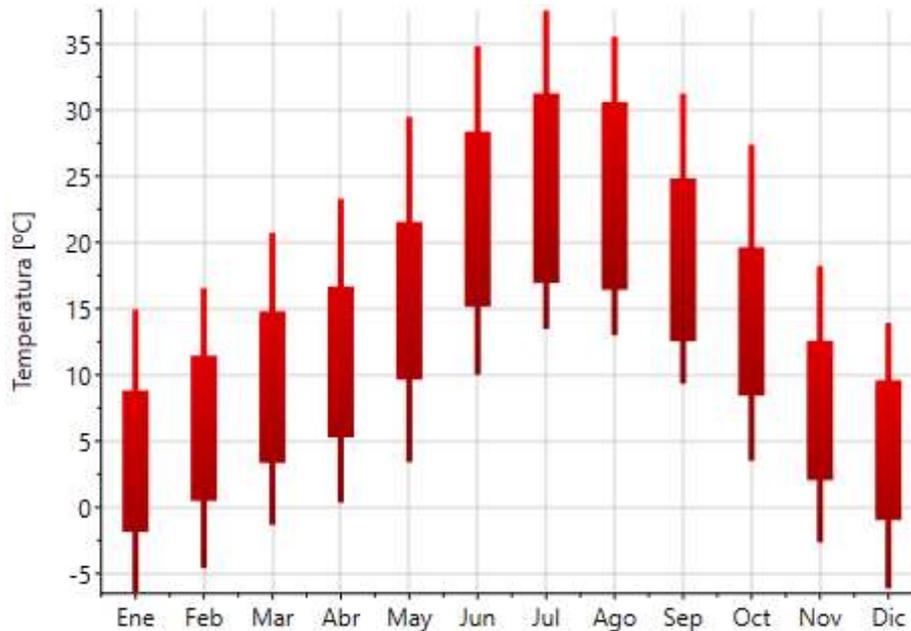
- Precipitaciones



*Ilustración 22: Precipitaciones mensuales y días con precipitación en Huéneja. Fuente: Meteonorm*

En referencia a la ilustración anterior, se puede concluir que el emplazamiento en Huéneja se producen escasas precipitaciones y con una baja frecuencia en torno a los 4 días al mes de media. Este dato servirá para la estimación de las pérdidas por suciedad y poder analizar con mayor precisión la producción de la planta.

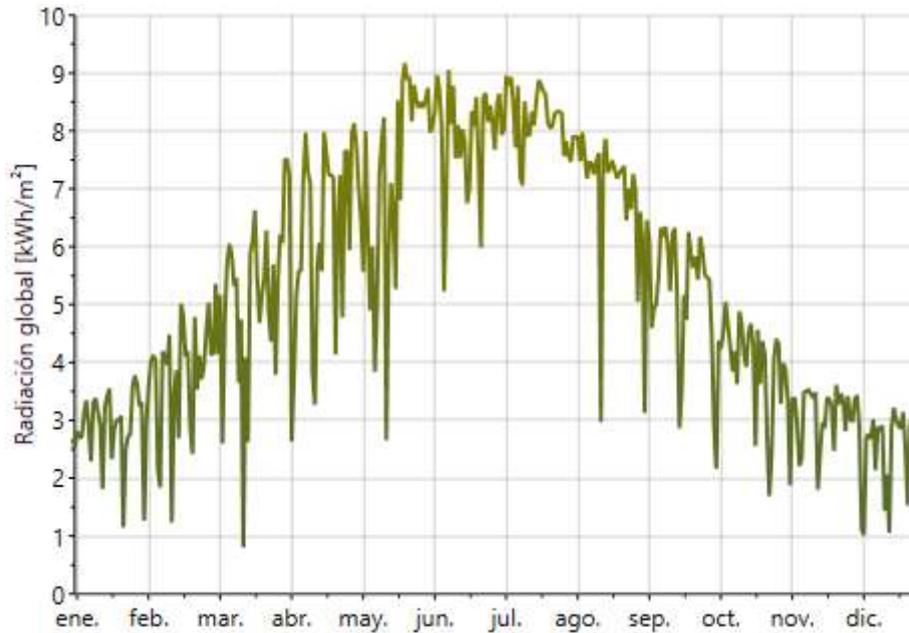
- Temperaturas



*Ilustración 23: Diagrama de cajas de la temperatura mensual en Huéneja. Fuente: Meteonorm*

Con ayuda del diagrama de cajas de temperaturas en Huéneja, se puede concluir de que se trata de un emplazamiento con temperaturas moderadas, con una temperatura media de 14°C. Este dato es influyente ya que las pérdidas por temperatura en la planta son muy importantes, del orden de 0,35% por cada grado centígrado que supere el valor de condiciones estándar de medida, es decir, 25°C.

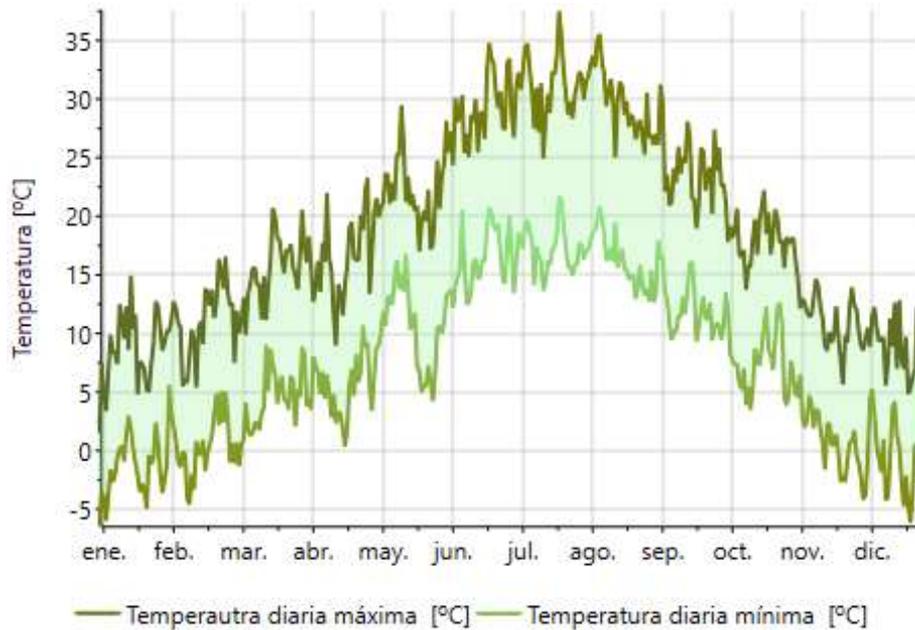
- Radiación global diaria



*Ilustración 24: Radiación global diaria en Huéneja. Fuente: Meteonorm*

La ilustración 23, muestra las distintas oscilaciones por día de la radiación global. Los valores están comprendidos entre 3 y 9 kWh/m<sup>2</sup> a lo largo del año.

- Temperatura diaria



*Ilustración 25: Temperatura máxima y mínima diaria en Huéneja. Fuente: Meteonorm*

En el gráfico anterior, se puede observar que la diferencia entre la temperatura máxima y mínima para los distintos meses difiere en unos 10°C aproximados. Esta leve diferencia permitirá estimar adecuadamente las pérdidas por temperatura.

Una vez expuestas las gráficas que nos aporta Meteonorm, se recoge en la siguiente tabla las conclusiones climatológicas del Anexo I para el emplazamiento de Huéneja. Con estos datos, se podrá generar el archivo .sit en PVSyst y se podrá proseguir con los siguientes apartados anteriormente mencionados en la metodología del caso base.

<b>PVsyst</b>				
	Gh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Dh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Ta [°C]	FF [m/s]
Enero	89	26	3,7	2,3
Febrero	100	34	5,6	2,6
Marzo	149	50	8,9	2,9
Abril	181	59	12,0	2,9
Mayo	215	70	16,5	2,8
Junio	235	64	22,5	2,7
Julio	252	54	25,1	2,6
Agosto	221	50	24,3	2,4
Septiembre	165	51	19,2	2,2
Octubre	126	41	14,3	2,1
Noviembre	93	28	7,7	2,3
Diciembre	80	23	4,6	2,2
<b>Año</b>	<b>1905</b>	<b>549</b>	<b>13,7</b>	<b>2,5</b>

Tabla 2: Resumen datos climatológicos del emplazamiento de este proyecto. Fuente: Elaboración propia

### 6.3 OPTIMIZACIÓN DE LA PLANTA Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

Para el correcto diseño de la planta de este proyecto, se van a presentar los distintos razonamientos y deducciones realizadas siguiendo la metodología anteriormente expuesta. Para simplificar su comprensión, se han recogido los datos fundamentales en tablas y, así, poder comparar los resultados obtenidos y alcanzar unas conclusiones.

En primer lugar, se estableció un caso base con un panel y un inversor al azar dentro de una lista de equipos de vanguardia, para evaluar el ratio de CC/CA sin tener en cuenta el fabricante y los modelos de los equipo. En este proceso, se usó en las simulaciones como panel el Canadian Solar de 565 Wp y como inversor el de Power Electronics de 3630 kW. Se inició la simulación con un ratio de 1,03 y se fue incrementando en una proporción de 0,03, aumentando el número de paneles y/o de inversores según se necesitase. Para decidir cuál es el ratio más conveniente para nuestra instalación, se tuvo en cuenta ciertas variables: la producción de energía del sistema, la potencia pico de la planta y las pérdidas del inversor sobre la potencia individual nominal. A continuación, se muestra los resultados obtenidos:

r	Optimización del parámetro r					
	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,18
Producción sistema [MWh/año]	80525	82623	85011	78873	80303	82209
Potencia del sistema [MWp]	37,43	38,42	39,55	36,73	37,43	38,42
Pérdidas del inversor sobre potencia inv. Nominal	0,01%	0,03%	0,07%	0,13%	0,23%	0,48%

*Tabla 3: Simulaciones del ratio r CC/CA. Fuente: Elaboración propia*

A la vista de la tabla anterior, se optó para la decisión final seleccionar dos simulaciones a para elegir cual es la mejor opción. Las dos candidatas fueron la de  $r=1,06$  y la de  $r=1,09$ . Finalmente, se decantó por la de  **$r=1,06$** , debido a que tenía menores pérdidas del inversor y porque la potencia pico del sistema se ajustaba más al área disponible del emplazamiento (se recuerda que el terreno de este proyecto tiene una superficie aproximada de 75 hectáreas y que la potencia pico se aproxima a la relación 1 MWp por cada 2 hectáreas, en este caso 37,5 MWp).

Tras la elección definitiva de  $r=1,06$ , las siguientes iteraciones se centraron en la elección de la distancia entre seguidores. El caso base se fijó la distancia en 10 metros y se fue aumentando en 2 metros en cada simulación. De cara a optimizar esta distancia, se consideraron varios parámetros: producción de energía del sistema, el Ground Coverage Ratio, las pérdidas por sombreado cercano y el incremento de energía con respecto a la iteración anterior. Una vez terminadas las simulaciones, se obtuvieron los siguientes valores:

	Optimización distancia entre seguidores			
Distancia entre seguidores [m]	10	12	14	16
Producción sistema [MWh/año]	82623	85122	86797	87935
GCR	45,0%	37,5%	32,1%	28,1%
Pérdidas por sombreados cercanos	1,77%	1,71%	1,63%	1,55%
Incremento de energía	-	3,025%	1,968%	1,311%

*Tabla 4: Optimización de la distancia entre seguidores. Fuente: Elaboración propia*

Una vez analizados los datos conseguidos, la distancia óptima entre seguidores en este caso resulta: **12 metros**. Las razones por las que se ha elegido esta opción son: que presenta un notable incremento de energía (3%) con respecto al caso base y en comparación con el resto de las distancias estudiadas. Además, presenta una buena relación entre la generación de la planta y del GCR ocupado. Las iteraciones de 14 y 16 metros suponen un GCR en torno a 30% y no se han considerado aceptables, porque se necesitó, en la simulación, aumentar el área disponible del terreno (no estando disponibles más hectáreas para este proyecto) y porque los equipos de captación solar ocupaban menos de 1/3 del emplazamiento. Al no poder definir un mayor área, se instalaría menos paneles y, en consecuencia, menos energía suministrada a la red.

*Aclaración: en la tabla de optimización de la distancia entre seguidores se observa que, al aumentar la distancia, se genera más energía, en contradicción del razonamiento anterior. Esto se debe a que en el programa PVSyst se ha incrementado el área de la planta para poder habilitar la simulación y que no saliese error.*

Tras el análisis del ratio CC/CA y de la distancia entre seguidores, se procedió a la lección de los equipos de la planta. Se elaboró un listado con varios equipos de actualidad y se realizó un primer filtrado para centrar las simulaciones en equipos concretos y con una alta viabilidad de diseñar la planta de forma óptima. A continuación, se muestran dos tablas, que

contienen diversos paneles solares e inversores con sus características más representativas respectivamente. Asimismo, se ha consultado a los fabricantes el precio de cada uno de estos equipos, y se ha incluido en las tablas con el fin de facilitar la toma de decisiones en vista del futuro presupuesto.

	Paneles	Potencia	Año	Material	Precio ud.	Precio mercado
<b>Canadian (monofacial)</b>	CS6Y-560MS 1500V	560 Wp	2020	Silicio-monocristalino	190,40 €	0,34€/Wp
	CS6Y-565MS 1500 V	565 Wp	2020	Silicio-monocristalino	192,10 €	0,34€/Wp
	CS6Y-570MS 1500 V	570 Wp	2020	Silicio-monocristalino	193,80 €	0,34€/Wp
	CS6Y-575MS 1500 V	575 Wp	2020	Silicio-monocristalino	195,50 €	0,34€/Wp
<b>Canadian (bifacial)</b>	CS6Y-550MB-AG 1500V	550 Wp	2020	Silicio-monocristalino	192,5 €	0,35€/Wp
	CS6Y-555MB-AG 1500V	555 Wp	2020	Silicio-monocristalino	194,25 €	0,35€/Wp
	CS6Y-560MB-AG 1500V	560 Wp	2020	Silicio-monocristalino	196,00 €	0,35€/Wp
	CS6Y-565MB-AG 1500V	565 Wp	2020	Silicio-monocristalino	197,75 €	0,35€/Wp
<b>Jinko (bifacial)</b>	JKM515M-7TL4-TV	515 Wp	2019	Silicio-monocristalino	165,00 €	0,32€/Wp
<b>Longi (bifacial)</b>	LR5-72 HBD 530 M	530 Wp	2020	Silicio-monocristalino	175,00 €	0,33€/Wp

*Tabla 5: Posibles candidatos de paneles fotovoltaicos para este proyecto. Fuente: Elaboración propia*

	Inversores	Potencia	Año	Tensión de funcionamiento	Precio ud.
<b>Huawei</b>	SUN2000-185KTL-H1	175 kW	2019	550-1500 V	7.849,00 €
<b>Ingeteam</b>	INGECON SUN 1640TL B630 IP54 H2570	1473 kW	2015	911-1300 V	206.000,00 €
	INGECON SUN 1690TL B650 OUTDOOR	1520 kW	2015	939-1300 V	206.000,00 €
<b>Power Electronics</b>	FS3510K 660V 20190103	3630 kW	2019	934-1310 V	90.000,00 €
	FS3510K 660V 20190926	3630 kW	2019	934-1310 V	90.000,00 €
<b>SMA</b>	Sunny Central 2500-EV V5	2500 kW	2015	778-1425 V	211.200,00 €
	Sunny Central 2500-EV	2500 kW	2016	850-1425 V	211.200,00 €
	Sunny Central 3000-EV	3000 kW	2018	956-1425 V	211.200,00 €

*Tabla 6: Posibles candidatos de inversores para este proyecto. Fuente: Elaboración propia*

En vista de las tablas anteriores de los equipos preliminares, se ha decidido descartar varios dispositivos. En primer lugar, los paneles monofaciales de Canadian, debido a que el precio de un monofacial (0,34 €/Wp) y un bifacial (0,35 €/Wp) son prácticamente el mismo y porque los bifaciales permiten aprovechar la cara posterior del módulo fotovoltaico para generar más energía y aportarla a la red. Al mismo tiempo, se ha decidido acotar a 3 los paneles que se van a emplear en Pvsyst para reducir el número de iteraciones. Por tanto, se han rechazado las opciones de los módulos de Canadian bifaciales de menor potencia pico (550, 555, 560 Wp), porque tienen una menor aportación a la red. A partir de este análisis previo, se van a simular los siguientes paneles de: Canadian Bifacial 565 Wp, Jinko Bifacial 515 Wp y Longi Bifacial 530 Wp.

Por otro lado, en lo concerniente a los inversores, se ha abandonado la opción de incluir en las simulaciones al inversor de Huawei, ya que, al ser una planta de gran potencia, sería necesario la instalación de muchos inversores y no se conseguiría un diseño óptimo y un presupuesto adecuado. Otra conclusión es que tanto Ingeteam, Power Electronics y SMA tienen el mismo precio de sus inversores respectivamente, independientemente de la potencia que tengan. Por ello, se ha elegido los inversores que ostentan mayor potencia nominal y, por consiguiente, los inversores con los que se va a trabajar en las simulaciones son: Ingeteam 1520 kW, Power Electronics 3630 kW y SMA 3000 kW.

Una vez terminado el primer filtro de equipos, se procede a exponer las características técnicas generales de los elegidos, recogidas en las tablas que se presentan seguidamente:

	Paneles solares		
Fabricante	Canadian Solar Inc.	Jinkosolar	Longi Solar
Modelo	CS6Y-565MB-AG 1500V	JKM515M-7TL4-TV	LR5-72 HBD 530 M
Potencia [Wp]	565	515	530
Año de comercialización	2020	2019	2020
Material	Silicio-Monocristalino	Silicio-Monocristalino	Silicio-Monocristalino
Tipo	Bifacial	Bifacial	Bifacial
$V_{oc}$ [V]	53	49,24	49,2
$I_{sc}$ [A]	13,56	13,07	13,7
Número de células	78x2	72x2	72x2
Longitud [mm]	2422	2230	2256
Anchura [mm]	1123	1134	1133
Espesor [mm]	35	35	35
Peso [kg]	34,4	28,79	27,2

*Tabla 7: Características de los paneles a utilizar en las simulaciones. Fuente: Elaboración propia*

Siendo,  $V_{oc}$  la tensión en vacío y  $I_{sc}$  la corriente de cortocircuito del panel.

	Inversores		
Fabricante	Power Electronics	Ingeteam	SMA
Modelo	FS3510K 660V 20190926	INGECON SUN 1690TL B650 OUTDOOR	Sunny Central 3000-EV
Potencia nominal [kW]	3630	1520	3000
Año de comercialización	2019	2015	2018
Voltaje de funcionamiento [V]	934-1310	939-1300	956-1425
Voltaje máximo de entrada [V]	1500	1500	1500
Voltaje de red [V]	660	650	655
Eficiencia pico	98,90%	98,81%	98,75%

*Tabla 8: Características de los inversores a utilizar en las simulaciones. Fuente: Elaboración propia*

Con toda la información recabada en las tablas anteriores, se procedió a realizar las distintas simulaciones siguiendo la metodología explicada con anterioridad. Primero se fijó un inversor y se probaron los 3 paneles seleccionados consiguiendo 3 escenarios distintos. En segundo lugar, sabiendo el panel que mejor se ajusta a esta planta fotovoltaica, se varió el inversor hasta alcanzar el más adecuado. A continuación, se muestra las distintas combinaciones realizadas con el programa PVsyt, teniendo en cuenta el ratio de CC/CA  $r=1,06$  y la distancia entre seguidores de 12 metros (ya optimizados en las iteraciones previas):

I. Variante 1:

- Panel: Canadian Solar modelo CS6Y-565MB-AG 1500V
- Inversor: Power Electronics modelo FS3510K 660V 20190926

II. Variante 2:

- Panel: Jinkosolar modelo JKM515M-7TL4-TV
- Inversor: Power Electronics modelo FS3510K 660V 20190926

III. Variante 3:

- Panel: Longi Solar modelo LR5-72 HBD 530 M
- Inversor: Power Electronics modelo FS3510K 660V 20190926

IV. Variante 4:

- Panel: Jinkosolar modelo JKM515M-7TL4-TV
- Inversor: Ingeteam modelo INGECON SUN 1690TL B650 OUTDOOR

V. Variante 5:

- Panel: Jinkosolar modelo JKM515M-7TL4-TV
- Inversor: SMA modelo Sunny Central 3000-EV

### 6.3.1 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

En este apartado se va a mostrar los diferentes resultados obtenidos de la simulación de las 5 variantes que se han barajado. La evaluación de todos estos escenarios permitirá determinar que panel y que inversor finalmente van a formar parte de esta planta de gran potencia.

Los datos que se han extraído de las simulaciones con los módulos solares son los siguientes:

Panel Fotovoltaico	Simulación de Paneles solares		
	Canadian Solar Inc. CS6Y-565MB-AG 1500V	Jinkosolar JKM515M-7TL4-TV	Longi Solar LR5-72 HBD 530 M
Energía inyectada a la red [MWh/año]	85.122	86.420	85.594
Potencia del sistema [MWp]	38,42	38,59	38,64
Nº de paneles	68.000	74.925	72.900
Nº de paneles por cadena	25	27	27
Nº de cadenas	2720	2775	2700
Precio unidad	197,75 €	165,00 €	175,00 €
Precio total	13.447.000 €	12.362.625 €	12.757.500 €

*Tabla 9: Resultados obtenidos de la simulación de los paneles. Fuente: Elaboración propia*

Teniendo en cuenta la tabla anterior, se concluye que los paneles **Jinkosolar modelo JKM515M-7TL4-TV de 515 Wp** son los que mejores condiciones tienen, aportan más energía a la red **86.420 MWh/año** frente a los otros dos 85.122 y 85.594 MWh/año respectivamente. Y otro dato importante que consolida esta decisión es el precio total de los paneles, que, aun necesitándose un número de elementos superior (**74.925** vs 68.000 y 72.900) resulta más barato los Jinkosolar con **12.362.625 €** a diferencia de los presupuestos superiores de los otros paneles.

Para confirmar la eficacia de la bifacialidad, se analizó la simulación con el panel Jinko de 515 Wp bifacial y el monofacial. Los resultados principales se resumen en: la energía inyectada a la red por el panel bifacial aumenta en un **2,61%** en comparación con el modelo

monofacial. Asimismo, se consiguió un incremento de **3,63%** en irradiancia global, teniendo en cuenta la parte trasera del módulo bifacial.

Después de la selección final del panel, se continuó generando diversos escenarios fijando la variable del panel Jinkosolar. En la tabla posterior, se van a presentar los resultados de las distintas combinaciones de inversores:

Inversores	Simulación de Inversores		
	Power Electronics FS3510K 660V 20190926	Ingeteam INGECON SUN 1690TL B650 OUTDOOR	SMA Sunny Central 3000-EV
Energía inyectada a la red [MWh/año]	86.420	86.597	85.176
Nº de inversores	10	24	12
Pérdidas del inversor sobre potencia inv. Nominal	0,04%	0,00%	0,03%
Potencia del sistema [MWp]	38,59	38,59	38,10
Precio unidad	90.000 €	206.000 €	211.200 €
Precio total	900.000 €	4.944.000 €	2.534.400 €

*Tabla 10: Resultados obtenidos de la simulación de los inversores. Fuente: Elaboración propia*

Analizando los datos conseguidos con PVsyst, se dudó en un principio entre el inversor de Power Electronics y el de Ingeteam, ya que eran los que más energía inyectaban a la red (86.420 y 86.597 respectivamente), sin embargo, el peso del precio fue determinante en la elección definitiva. En conclusión, se decidió la opción más económica, es decir, el inversor **Power Electronics FS3510K 660V 20190926** con un precio final de **900.000 €** frente a los altos costes de los otros dos fabricantes. El ahorro en cuestión oscila entre 1,5 millones y 4 millones de euros, por lo que el modelo de Power Electronics es la opción óptima tanto técnica como económica.

Tras la elección de los paneles y los inversores, se evaluaron las posibles estructuras de soporte y seguimiento de los paneles. Es importante su correcta elección ya que influyen de forma notable en el rendimiento de la planta. Como primera hipótesis, se descartaron las

estructuras fijas debido a que en una primera simulación se observaron pérdidas significativas, reduciendo la capacidad de generación de energía en más de un 10%.

Por otro lado, se investigaron las posibilidades de instalar seguidores a un eje o seguidores a dos ejes. Se evaluó que con los de dos ejes se conseguía una mayor aportación a la red. Sin embargo, si se quiere buscar un equilibrio entre la parte técnica y la económica, la opción del seguidor en un eje se impone a la biaxial, debido a que el precio medio de los de un solo eje ronda los 3000 euros y los de dos ejes unos 6000 euros. Por todo ello, el análisis de seguidores se va a centrar en los de un eje.

Existen dos tipos de seguidores dentro del grupo de seguidores en un eje: los 1V y los 2V. Las características principales por las que se diferencian son las siguientes:

Tipo	Seguidores de un eje	
	1V	2V
Nº de filas verticales	1	2
Distancia típica entre seguidores [m]	5	10
Distancia del suelo al eje [m]	1,2	2,3
Pérdidas por sombreado cercano	5%	0,7%

*Tabla 111: Diferencias entre los seguidores de un eje tipo 1V y 2V. Fuente: Elaboración propia*

A partir de las características anteriores, se buscó entre los fabricantes más destacados, Soltec y Nextracker, un modelo para cada tipo de seguidor de un eje. Además, se ha evaluado el coste de dichos equipos para poder hacer un valoración con la perspectiva adecuada. En la tabla 13, se encuentran las características de los modelos elegidos y los resultados obtenidos:

Fabricante	Estructuras de soporte	
	Nextracker	Soltec
Modelo	NX Horizon	Single Axis Tracker SF7
Tipo	Uniaxial (1V)	Uniaxial (2V)
Nº de módulos	1x90	2x45
Nº de seguidores	833	833
Energía inyectada a la red [MWh/año]	83.499	86.597
Pérdidas por sombreado cercano	3,34%	1,7%
Precio por unidad	3.457 €	3.080 €
Precio total	2.877.953 €	2.564.100 €

*Tabla 12: Resultados obtenidos de la simulación de los seguidores de un eje. Fuente: Elaboración propia*

A la vista de los resultados, los seguidores de un eje que ofrece Soltec son mucho mejores en todos los aspectos. Empleando sus seguidores se inyecta una mayor energía **86.597 MWh/año** frente a los 83.499 MWh/año generada con Nextracker. Otra conclusión en el ámbito técnico es el nivel de pérdidas por sombreado cercano es inferior **1,7%** frente a los 3,34% del modelo 1V. Y, por último, en la parte económica, los seguidores 2V de Soltec son más baratos, 3000 € aproximadamente por unidad, a diferencia de los casi 3500 € por unidad ofrecidos por Nextracker, por lo que resulta obvia la elección final del seguidor de un eje **Soltec modelo Single Axis Tracker SF7**.

Para finalizar esta selección de equipos, es necesario mencionar el transformador que se va a utilizar para elevar la tensión a la salida del inversor (660V) hasta 30 kV de media tensión. Cuando se contactó con Power Electronics para recabar información sobre el inversor, el propio fabricante envió una oferta en la que ofrecía la disponibilidad dispone de la estación de Media Tensión integrada para su conexión a la subestación o al centro de seccionamiento. En este caso el transformador que se va a utilizar es el **MV Skid de 3630 kVA** y se necesitarán uno por cada inversor, es decir, 10 para este proyecto. El precio estimado según el fabricante es de 64.000 € por unidad (incluido en el precio el transporte, la integración en el campo y su puesta en marcha), lo que resulta un precio total de los transformadores de **640.000 €**.

### 6.3.1.1 Pérdidas de la planta

En esta sección se definirán las pérdidas que hay que tener en cuenta para el cálculo del rendimiento de la planta. Seguidamente, se expondrá los valores de las pérdidas que se han obtenido a partir de la simulación final con los equipos finalmente elegidos.

- **Pérdidas por sombreado lejano**

Este tipo de pérdidas son provocadas por las sombras generadas por la orografía, como por ejemplo montañas próximas al emplazamiento o alguna colina. Para tener en cuenta estas pérdidas en las simulaciones de PVsyst, se utiliza la base de datos Meteonorm, que permite obtener el horizonte del terreno de la planta fotovoltaica e introducirlo como dato.

En este proyecto, el horizonte generado es el siguiente:

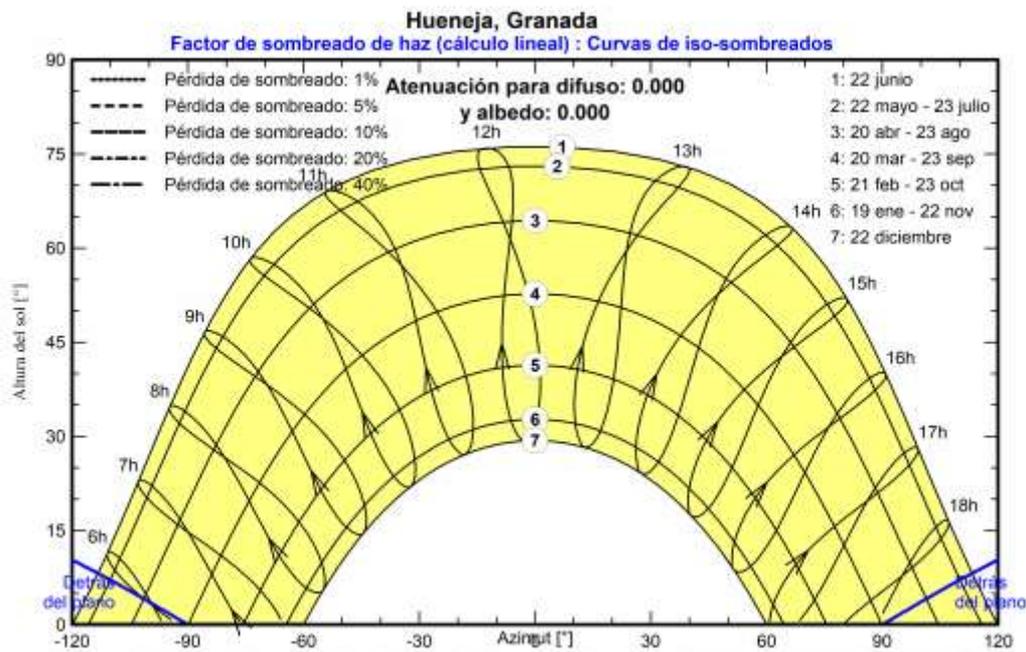


Ilustración 26: Horizonte para Huéneja. Fuente: PVsyst

- **Pérdidas por sombreado cercano**

El efecto de las sombras en los paneles es muy negativo en relación con su rendimiento. En caso de que se genere alguna sombra en una célula, aunque sea pequeña, no le permite generar energía eléctrica y, además, puede reducir o incluso bloquear el transporte de la energía de las otras células que están conectadas con ella en serie. Por ello, es necesario el correcto estudio y disposición de la instalación para poder disponer de suficiente distancia entre los distintos equipos. También se debe introducir elementos de protección como, por ejemplo: diodos.

Para esta planta fotovoltaica, se busca disminuir al máximo estas pérdidas, por ello se colocarán los seguidores a una distancia de 12 metros. Una vez realizadas las distintas simulaciones, se ha obtenido unas pérdidas por sombreado cercano de **1,70%**.

- **Ganancia por calidad del módulo**

Los fabricantes de paneles fotovoltaicos normalmente comercializan módulos con una potencia superior a la indicada en la ficha técnica que proporciona el fabricante. Esto se debe a que se comprometen a garantizar la potencia de los paneles durante 20 a 25 años y su respectiva degradación interanual. Esta ganancia suele rondar los valores entre +0,5-1% dependiendo del módulo y de la potencia instalada.

Teniendo en cuenta los paneles Jinko Bifaciales de 515 Wp, utilizados en el proyecto, obtenemos una ganancia por calidad del módulo de **0,3%**.

- **Pérdidas angulares y espectrales**

Los módulos fotovoltaicos presentan una potencia nominal que normalmente está referida a las Condiciones Estándar de Medida (CEM), es decir, 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia, una temperatura de 25°C, requieren una incidencia de 90° y un espectro estándar de AM de 1,5G. No obstante, en la realidad se dan otras condiciones que pueden favorecer al módulo generando ganancias o perjudicarlo provocando pérdidas.

Tras la ejecución de la simulación en PVsyst, se ha obtenido las siguientes pérdidas angulares y espectrales en función del ángulo de incidencia:

**Factor de pérdida IAM**

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.994	0.980	0.953	0.881	0.692	0.000

*Ilustración 27: Factor de pérdida angular y espectral. Fuente: PVsyst*

- **Pérdidas por polvo y suciedad**

La superficie del panel debe estar limpia, en caso contrario, puede verse disminuida su capacidad de captación solar y por consecuencia, una reducción en su producción de energía. Existen diversas sustancias que pueden generar suciedad en ambas caras del panel, típicamente son el polvo o excremento de algún animal. Estas pérdidas suelen oscilar entre 0,5 y 2 %, dependiendo del nivel de lluvia que reciban los generadores fotovoltaicos.

Con respecto a nuestro caso, se ha tenido en cuenta un valor de 2%, ya que se supone un terreno no árido y con escasas precipitaciones.

- **Pérdidas por temperatura**

Estas pérdidas suelen ser las de mayor peso. El voltaje de los módulos está ligado a la temperatura de las celdas, y cuando se encuentra fuera de las Condiciones Estándar de Medida (25°C), la potencia pico del panel se ve reducida. El factor de pérdidas por temperatura depende del panel empleado.

Una vez evaluados los paneles de Jinko que se van a emplear, el fabricante nos proporciona un coeficiente de pérdidas por temperatura de **0,048 %/°C**.

- **Pérdidas por nivel de irradiancia en el emplazamiento**

Al igual que las pérdidas anteriores, cuando los módulos trabajan a niveles que difieren de las CEM (1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia), no alcanzan el nivel máximo de eficiencia, por lo que se generan pérdidas adicionales en la instalación.

En este caso, el valor de pérdida por irradiancia es de **0,34%**.

- **Pérdidas LID**

Las pérdidas LID (Degradación Inducida por Luz) representan el nivel de degradación que tienen los paneles solares debido a la radiación solar. Las razones por las que vienen motivadas estas pérdidas son las propiedades del silicio, cuyo origen se encuentra en las microburbujas de O<sub>2</sub> que quedan retenidas en el silicio durante el proceso de producción. La reducción de dichas propiedades tiene lugar desde el comienzo de su funcionamiento hasta alcanzar al menos un año aproximadamente.

La fracción de pérdidas LID en esta ocasión acarrea un **1,5%**.

- **Pérdidas por Mismatch**

Las pérdidas por Mismatch o también conocidas como pérdidas por desacople, se generan debido a la conexión de paneles fotovoltaicos cuyas potencias varían ligeramente (por fabricación) y por ello circularán distintas intensidades a través de ellos. Aquel módulo que presente menor corriente será el que limite la intensidad del resto de paneles. Al circular menos intensidad de la esperada, se producirá menos energía y por ende, se debe instalar todos los paneles con una potencia semejante en la misma área para reducir estas pérdidas.

Se estima que en este proyecto las pérdidas por Mismatch rondará el **2,1%**.

- **Pérdidas eléctricas**

Las pérdidas eléctricas engloban todas aquellas pérdidas de potencia que se producen en el sistema. Estas pérdidas se dividen en:

- Las pérdidas en los cables de continua de baja tensión que van desde los módulos fotovoltaicos hasta el conjunto de inversores.
- Las pérdidas en los conductores de alterna que van desde los inversores hasta los transformadores. En los propios transformadores de baja/media tensión también se tiene en cuenta sus pérdidas.

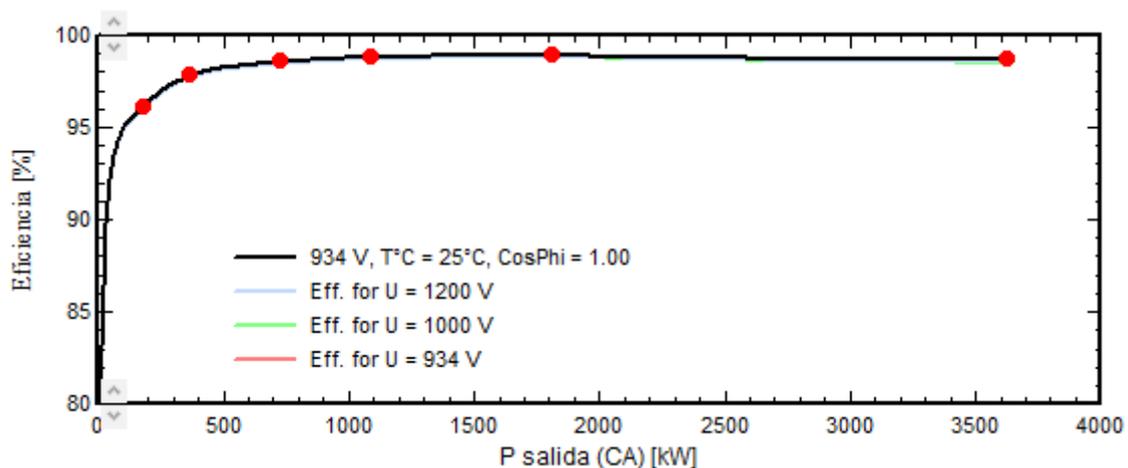
- Las pérdidas en los cables de alterna de media tensión que van desde el transformador que eleva a media tensión hasta el transformador de la subestación habitualmente de 132/220 kV.
- Las pérdidas en alta tensión que se producen en la línea eléctrica que comprende desde la subestación al punto de interconexión de la red eléctrica.

Posteriormente se calcularán y se mostrarán en mayor detalle.

- **Pérdidas eléctricas en el inversor**

En el inversor se producen principalmente tres tipos de pérdidas. Se clasifican en:

- Pérdidas en el rendimiento del inversor: el rendimiento del inversor se calcula como el cociente entre la potencia de salida entre la potencia de entrada, la cual variará en función del nivel de carga. Por tanto, existen distintos rendimientos según el inversor que se utilice. Cada uno de ellos presenta una curva de rendimiento que viene en la ficha técnica. Un ejemplo de ella se representa en la siguiente ilustración tomando como muestra el inversor de Power Electronics de 3650 kW cuyo modelo es FS3510K:



*Ilustración 28: Curva de eficiencia de un inversor de Power Electronics. Fuente: PVSyst*

- Pérdidas por limitación de potencia del inversor: con el fin de proteger a los inversores para evitar posibles averías, el fabricante suele limitar su potencia en función de una temperatura específica, normalmente se concreta a una temperatura de 50°C, aunque depende del tipo de inversor.
- Pérdidas de seguimiento del punto de máxima potencia: como ya se ha comentado anteriormente, los paneles presentan distintas intensidades y tensiones lo que provocan alteraciones en la curva de tensión-intensidad del string, llamados falsos positivos. Para reducir estas pérdidas, los fabricantes utilizan sus propios algoritmos con el fin de buscar el punto de máxima potencia.

- **Pérdidas por degradación con el tiempo**

Los módulos fotovoltaicos presentan una vida útil de 25 años de media. Durante el transcurso de estos años, los paneles presentan una degradación de sus propiedades, tales como: pérdidas de adhesión, degradación del semiconductor, degradación de las interconexiones entre los módulos y las células etc. Estas pérdidas se suelen dar desde un 0,5% hasta un 20% en el año 20.

En los paneles Jinko seleccionados, ostentan una degradación interanual en el primer año de **2%** y en el resto de los años se degradan de forma lineal con una pendiente de **0,46%**. Se ha calculado la producción durante los 30 años de vida de la planta y la progresión se refleja en el siguiente gráfico:

A lo largo de los 30 años esta planta generaría **2.381.720 MWh**.

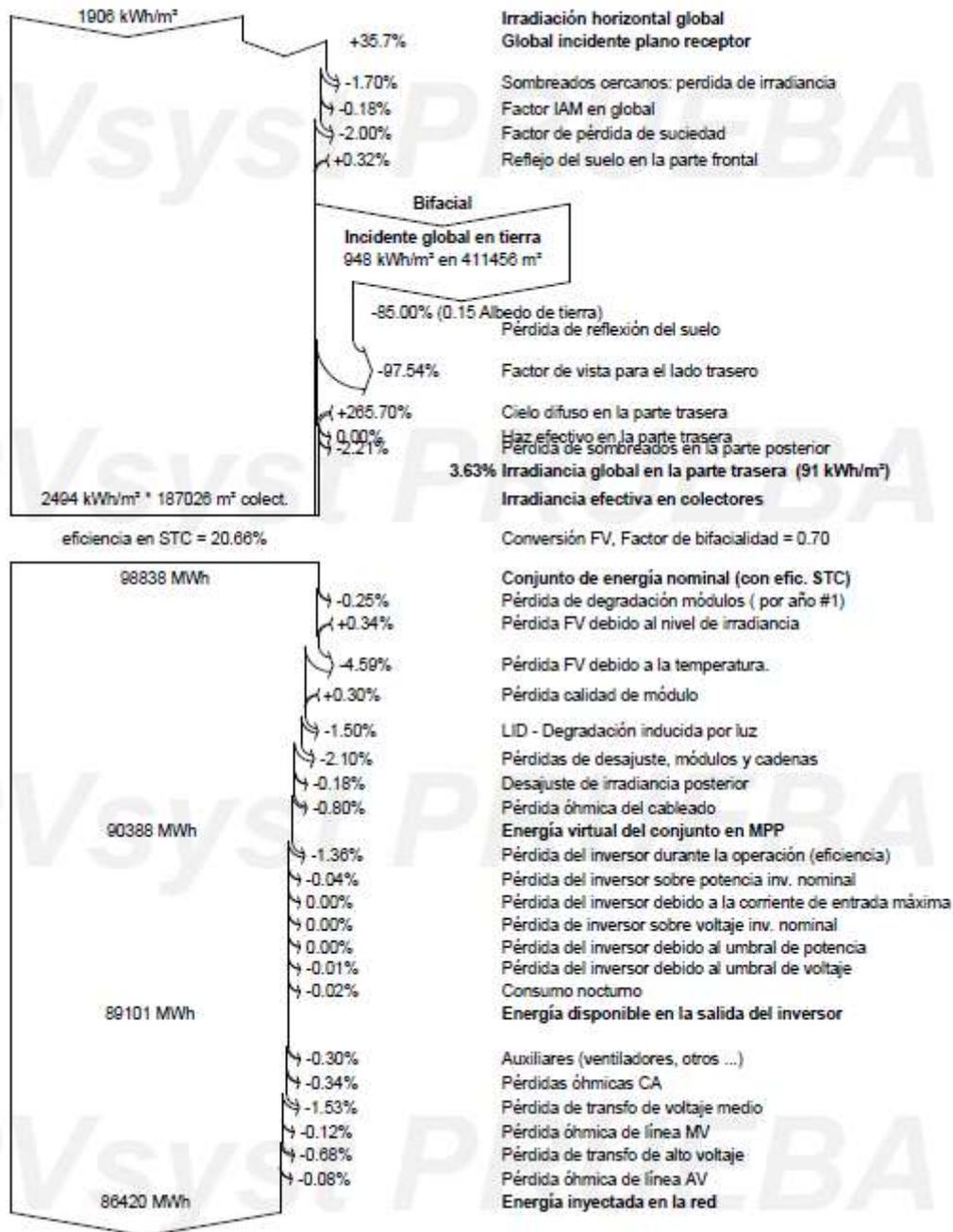
- **Pérdidas por autoconsumos de la planta**

Para que la planta funcione correctamente en el día a día, es necesario que esté conectada a la red y por ello consumirá energía eléctrica. Estas pérdidas son más notables durante las fases nocturnas debido a la escasa radiación solar. Los valores típicos para estas pérdidas oscilan entre 0,3-0,5%.

- **Pérdidas de operación y mantenimiento**

La planta requiere ciertas revisiones y mantenimientos durante varios días al año, por lo que no siempre se encontrará operativa y por ello se generan estas pérdidas. También se incluyen en estas pérdidas cuando por gestión o fallo el sistema al que está conectado deja fuera de servicio a la planta. Normalmente estos valores de pérdidas por OyM rondan el 2%.

A continuación, se recogen las distintas pérdidas de la simulación en el siguiente diagrama de Sankey:



*Ilustración 29: Diagrama de Sankey obtenido en la simulación de la planta. Fuente: PVsyst*

### 6.3.2 RENDIMIENTO DE LA PLANTA

Tras la simulación final de los equipos que componen la planta, se procede al cálculo del rendimiento de esta. Para ello, se utilizará la siguiente expresión:

$$PR = \frac{E_a \cdot G_{CEM}}{(G_{ef} + G_t \cdot B) \cdot P_p}$$

Aplicando los valores de la simulación que nos ofrece Pvsyst, se consigue un rendimiento de:

$$PR = \frac{86.420.000 \cdot 1}{(2494 + 91 \cdot 0,7) \cdot 38.586} = 87,56\%$$

## 6.4 CONCLUSIONES

Se finaliza este gran apartado en el que se han estudiado todas las hipótesis para la optimización de la planta, concluyendo con el siguiente listado de características de la planta:

- Ratio CC/CA: 1,06
- Distancia entre seguidores: 12 metros
- Paneles fotovoltaicos 515 Wp → Fabricante: Jinkosolar, Modelo: JKM515M-7TL4-TV, Unidades: 74.925
- Inversores 3630 kW → Fabricante: Power Electronics, Modelo: FS3510K 660V 20190926, Unidades: 10
- Seguidores 2V → Fabricante: Soltec, Modelo: Single Axis Tracker SF7, Unidades: 833
- Transformadores 3630 kVA → Fabricante: Power electronics, Modelo: MV Skid, Unidades: 10

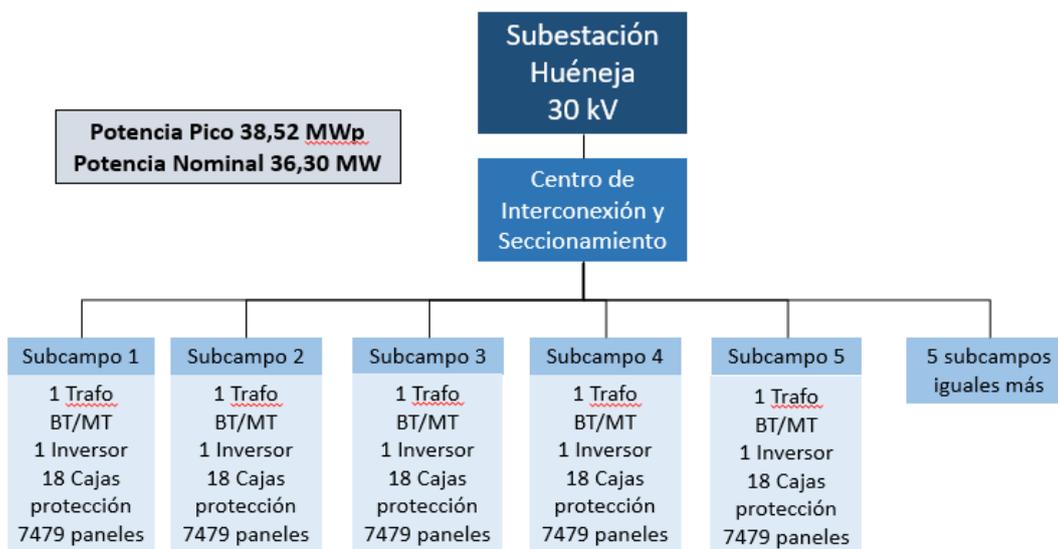
- Número de cadenas: 2.775
- Número de paneles por cadena: 27
- Energía producida primer año: 86420 MWh/año
- Potencia pico de la instalación: 38,59 MWp
- Potencia nominal de la instalación: 36,3 MW
- Horas de insolación anual: 2240 h/año
- Rendimiento de la instalación: 87,56%
- Irradiación global cara frontal: 2494 kWh/m<sup>2</sup>
- Irradiación global cara posterior: 91 kWh/m<sup>2</sup>

## 7. RESUMEN DE LA INSTALACIÓN

La planta fotovoltaica diseñada en este proyecto consiste en un sistema conectado a la red, de 38,52 MW instalados y cuyos componentes principales son los siguientes:

- Generador fotovoltaico: está compuesto por: los paneles solares bifaciales, los seguidores, las cajas de protección y los fusibles principalmente.
- Inversor CC/CA
- Centros de transformación de Baja Tensión/Media Tensión agrupados en Power Stations.
- Centro de interconexión y seccionamiento.
- Equipos de medida y de protección.
- Líneas de baja y media tensión.

En el siguiente esquema se muestra la composición de la instalación de forma esquemática:



*Ilustración 30: Esquema simplificado planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia*

A continuación, se va a describir de forma resumida las partes de la planta. Todo el cálculo detallado se encuentra descrito en el Anexo II: Cálculos eléctricos. Para simplificar los cálculos, se ha dividido la planta en seis tramos que se comentarán en los siguientes apartados.

## **7.1 DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN CORRIENTE CONTINUA**

Esta instalación constituye dos de los seis tramos que componen la planta. El primer tramo corresponde a la conexión entre los paneles bifaciales Jinko JKM515M-7TL4-TV, que junto a los seguidores Soltec Single Axis Tracker SF7, se conectarán a las cajas de protección de Ingecom. A través de los módulos fotovoltaicos se generará la energía y se maximizará su producción gracias a los seguidores a un eje. El segundo tramo corresponde a la unión de las cajas de protección con el inversor. En este caso se requieren 10 inversor de Power Electronics FS3510K 660V 20190926, obteniéndose una potencia nominal de 36,3 MW.

Se ha definido 10 subcampos en torno a los 10 inversores. Cada subcampo constará de 7479 paneles, 18 cajas de protección, 1 inversor y 1 transformador.

### **7.1.1 PROTECCIONES**

Se dispone de 18 cajas de protección por cada subcampo. La función principal de este componente es la protección frente a sobreintensidades y sobretensiones. Para ello se dispondrá de fusibles de protección primaria de calibre 20 A y de varistores contra sobretensiones de CC inducidos por rayo.

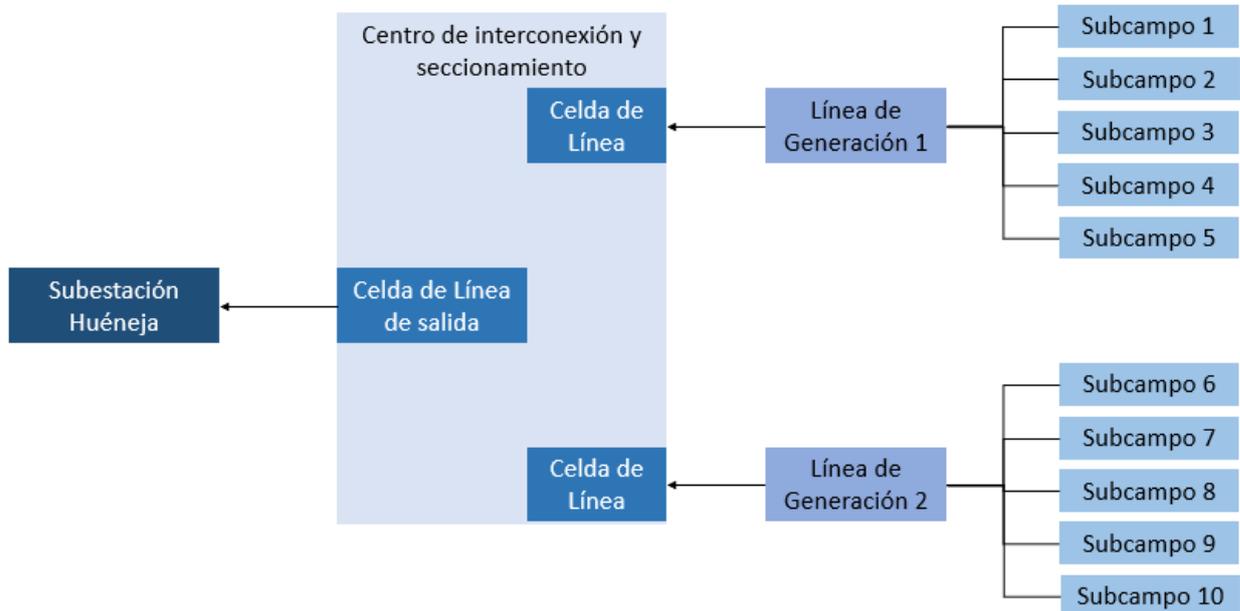
Además, esta zona de continua presentará un vallado perimetral y cámaras de vigilancia para evitar y controlar los contactos directos y así, evitar el acceso de las personas/animales por su seguridad.

### **7.1.2 PUESTA A TIERRA**

El generador fotovoltaico presenta una puesta a tierra independiente de los otros equipos de la instalación. Se pondrán a tierra todas las masas de los equipos de la zona de continua (paneles, seguidores, inversor y cajas de protección) por medio de un conductor de cobre desnudo. Este cable se unirá con el punto de puesta a tierra, que está compuesto por 4 picas de 2 metros de longitud enterradas 0,5 metros de profundidad y un electrodo de dimensiones 7x4 metros.

## **7.2 DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN CORRIENTE ALTERNA**

Esta instalación constituye los cuatro tramos restantes que componen la planta. El tercer tramo consiste en la conexión del inversor con el transformador MV Skid. El inversor convierte la corriente continua en alterna y se conduce al transformador para subir el voltaje de baja a media tensión y poder conectarse a la subestación. Para ello se utilizarán 10 transformadores. El cuarto tramo corresponde a la unión de las salidas de los transformadores en 2 líneas de generación. Estas se conectarán al centro de interconexión y seccionamiento constituyendo el tramo 5. Finalmente, a través de la celda de salida se evacuará la energía generada hacia la subestación. En el siguiente esquema, se representa una simplificación del conexionado de la zona de alterna.



*Ilustración 31: Esquema simplificado de la instalación de alterna. Fuente: Elaboración propia*

### 7.2.1 CENTRO DE INTERCONEXIÓN Y SECCIONAMIENTO

La función principal de este componente de la planta consiste en realizar las medidas pertinentes y asegurar el correcto funcionamiento de la subestación de Huéneja en caso de falta en la central fotovoltaica o en la red. Para ello dispone de equipos suficientes para la desconexión de la planta en caso de fallo.

El centro de interconexión y seccionamiento se encontrará dentro de un container prefabricado de la empresa Ormazabal. El ORMACONTAINER cubre las necesidades de distribución de energía hasta 36 kV y una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. El modelo seleccionado será el ORMACONTAINER-2 con capacidad hasta 9 celdas y unas dimensiones de 6096x2896x2600 mm.

Para poder cumplir con sus funciones, el centro de interconexión y seccionamiento debe contener las siguientes celdas de media tensión de tipo modular:

- 2 celdas de línea de entrada con interruptor automático (v), que se corresponden a las dos líneas de generación.
- 1 celda de seccionamiento (s) con un interruptor pasante. Su función será realizar las maniobras de seccionamiento de barras.
- 1 celda de medida (ma). Permitirá contabilizar la energía.
- 1 celda de línea de salida (l) que conectará el centro de interconexión y seccionamiento con la subestación de Huéneja.

Todas estas celdas pertenecen al sistema modular y compacto con aislamiento de gas de Ormazabal en concreto el modelo cgm.3.

### **7.2.2 PROTECCIONES**

Tanto los centros de transformación como el centro de interconexión están protegidas a través de sus celdas de media tensión.

Para los centros de transformación se dispondrá de un vallado perimetral y de fusibles para evitar sobreintensidades.

Como se ha indicado anteriormente, el centro de interconexión y seccionamiento dispone de varios interruptores automáticos incorporados en las celdas de líneas de entrada.

### **7.2.3 PUESTA A TIERRA**

Teniendo en cuenta que el diseño para la puesta a tierra de los centros de transformación y el de interconexión y seccionamiento es idéntica, se contabilizan 11 centros de la instalación de puesta a tierra. En este caso cabe destacar la distinción de 2 sistemas de puesta a tierra el de servicio y el de protección, descritos en detalle en el Anexo II. Para la puesta a tierra de servicio se dispondrá de 1 pica de 2 metros de longitud enterrada a una profundidad de 0,5 metros. El sistema de puesta a tierra tendrá un esquema TT y a través de un conductor de cobre desnudo se conectarán a la tierra todos los elementos necesarios y entre ellos. Para la puesta a tierra de protección se utilizará un electrodo sin picas cuyas dimensiones son 7x4

metros, poniendo a tierra todos los elementos metálicos que regularmente no se encuentran en tensión, como por ejemplo las celdas de media tensión, el container o el cercado de la instalación.

#### **7.2.4 SISTEMA DE CONTROL Y MEDIDA**

Se dispondrá de un armario de control y telemando remoto, que permitirá a la compañía de Endesa tener en todo momento la información del estado y situación de cada una de las partes de esta planta fotovoltaica. Se generará una red de fibra óptica que conectarán todos los elementos. Dicha red incluirá las cámaras de vigilancia, lo que permitirá recibir las imágenes en tiempo real.

### **7.3 DESCRIPCIÓN DEL CABLEADO**

Como resumen de los cálculos del cableado de toda la instalación, se adjunta la siguiente tabla, conteniendo las características principales que los componen:

	Tramo	Tipo de corriente	Modelo de cable	Disposición del cable	Tipo de conductor	Aislamiento	Tensión asignada	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Nº conductores por fase	Longitud [m]
Baja Tensión	1	Continua	P-Sun 2.0 CPRO	Al aire	Cobre electrolítico	XLPE	1,8/1,8 kV	6	1	50
	2	Continua	P-Sun 2.0 CPRO	Enterrado en zanja	Cobre electrolítico	XLPE	1,8/1,8 kV	240	1	300
	3	Alterna	TECSUN H1Z2Z2-K	Al aire	Cobre estañado	XLPE	1/1 kV	185	8	10
Media Tensión	4	Alterna	AL EPROTENAX H COMPACT	Enterrado en zanja	Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio	HEPR	18/30 kV	95	1	200
	5	Alterna	AL EPROTENAX H COMPACT	Enterrado en zanja	Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio	HEPR	18/30 kV	150	2	900
	6	Alterna	AL EPROTENAX H COMPACT	Enterrado bajo tubo	Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio	HEPR	18/30 kV	400	3	2000

*Tabla 13: Resumen cableado de la instalación. Fuente: Elaboración propia*

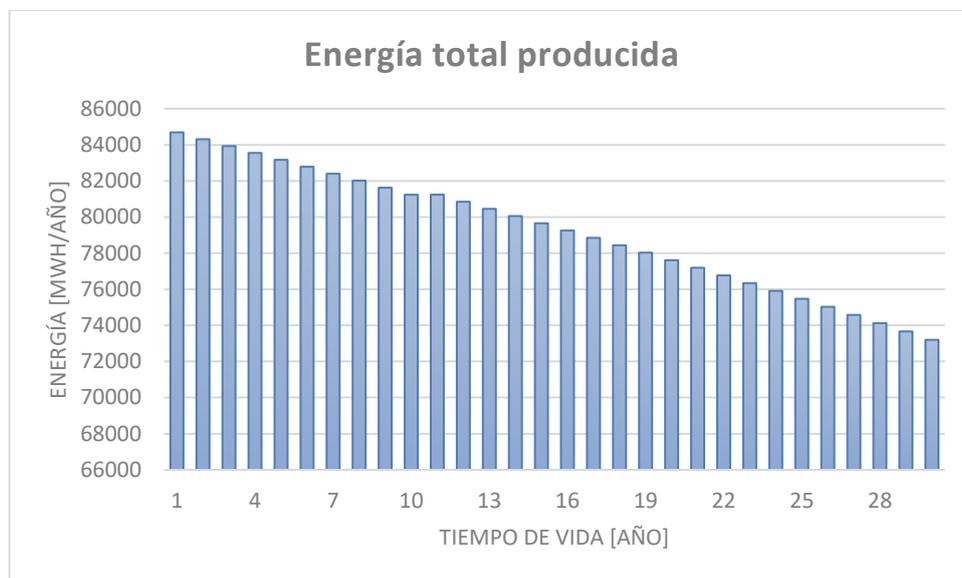
## 7.4 ENERGÍA PRODUCIDA POR LA PLANTA EN SU VIDA ÚTIL

Una vez definidos finalmente todas las partes de la planta de este proyecto, se ha realizado una estimación de la energía que produciría cada año, teniendo en cuenta la degradación del panel en el primer año 2% y el resto de los años 0,45%/año.

Año	Producción de energía [MWh/año]
0	86.420
1	84.692
2	84.312
3	83.932
4	83.552
5	83.170
6	82.786
7	82.400
8	82.014
9	81.625
10	81.235
11	81.241
12	80.849
13	80.454
14	80.056
15	79.656
16	79.254
17	78.849
18	78.439
19	78.028
20	77.611
21	77.192
22	76.768
23	76.341
24	75.909
25	75.472
26	75.029
27	74.580
28	74.126
29	73.666
30	73.199
<b>Promedio</b>	<b>79.215</b>

*Tabla 14: Producción anual de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia*

Como se puede observar la producción pasa de 84.692 MWh del primer año a 73.199 MWh del último año. Este decremento de generación se debe al envejecimiento de los equipos. El promedio anual de generación de energía es de 79.215 MWh/año, valor que se utilizará posteriormente en el punto 9: Justificación del proyecto, para realizar una serie de cálculos. A continuación, se muestra un gráfico de barras para ilustrar mejor la producción total de la planta.



*Ilustración 32: Generación energía eléctrica de la planta durante 30 años. Fuente: Elaboración propia*

## 8. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DE LA PLANTA

A continuación, se va a mostrar una sinopsis del presupuesto necesario para la realización de esta planta fotovoltaica en Huéneja. Posteriormente, se detallará en profundidad en el documento III: Mediciones y Presupuesto todas las partidas que componen el presupuesto de ejecución material y el presupuesto de ejecución por contrata.

Seguidamente, se expone la siguiente tabla que contiene ambos presupuestos:

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN</b>	
<b><u>RESUMEN</u></b>	<b>COSTE</b>
Obra Civil	4.982.794,00 €
Instalación Eléctrica	2.895.718,22 €
Equipos	16.445.990,00 €
<b><u>TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL</u></b>	<b>24.324.502,22 €</b>
13,00 % Gastos Generales	3.162.185,29 €
6,00 % Beneficio Industrial	1.459.470,13 €
<b><u>TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</u></b>	<b>28.946.157,64 €</b>

*Tabla 15: Sinopsis Presupuesto Ejecución. Fuente: Elaboración propia*

El presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras de la planta fotovoltaica de Huéneja (38,52 MW) asciende a la cantidad de:

**VEINTIOCHO MILLONES NOVECIENTOS CUARENTA Y SEIS MIL CIENTO CINCUENTA Y SIETE EUROS CON SESENTA Y CUATRO CÉNTIMOS, IVA EXCLUIDO (28.946.157,64 €)**

Como complemento, se ha estimado los costes de operación y mantenimiento para el primer año. Este valor se ha extrapolado para los siguientes años y se ha tenido en cuenta para el cálculo de la cuenta de resultados que viene en el apartado siguiente, Viabilidad Económica.

<b>COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>		
<b>RESUMEN</b>	<b>COSTE</b>	<b>PORCENTAJE</b>
Personal	180.000,00 €	25,30
Monitorización	38.586,00 €	5,42
Operación y Mantenimiento	250.000,00 €	35,14
Limpieza de paneles	80.000,00 €	11,24
Seguros	57.879,00 €	8,14
Alquiler de terrenos	105.000,00 €	14,76
<b>TOTAL COSTE OPERACIÓN</b>	<b>711.465,00 €</b>	

*Tabla 16: Costes de operación y mantenimiento. Fuente: Elaboración propia*

## 9. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

### 9.1 VIABILIDAD ECONÓMICA

En este apartado se va a analizar la viabilidad económica del proyecto. Para ello se va a calcular, el coste de capital (CAPEX) para la construcción de la planta, la cuenta de resultados a lo largo de los 30 años de vida útil de la instalación, el flujo de caja, el periodo de retorno de la inversión inicial, varios parámetros de rentabilidad tales como el WACC, la TIR, el VAN y finalmente el LCOE.

A continuación, se muestra el cuadro que refleja la inversión inicial necesaria:

<b>COSTES DEL CAPITAL (CAPEX)</b>	
Total Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	24.324.502,22 €
Total Gastos Generales	3.162.185,29 €
Total Beneficio Industrial	1.459.470,13 €
Total Presupuesto de Contrato (PC)	28.946.157,64 €
Total Gastos de Ingeniería, Vigilancia y Gestión	1.400.000,00 €
Total Gastos de Interconexión	1.200.000,00 €
<b>TOTAL INVERSIÓN</b>	<b>31.546.157,64 €</b>

*Tabla 172: Costes del capital del proyecto. Fuente: Elaboración propia*

Para la obtención de beneficios la central venderá la energía producida en el mercado eléctrico. Según el Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad, el precio medio de venta en 2020 resultó ser 46,1 €/MWh y se ha optado por tomar ese valor con un incremento anual de 1,5%. La siguiente tabla recoge la información más importante de cara a los ingresos del proyecto.

<b>TARIFA DE RETRIBUCIÓN</b>	<b>VALOR</b>
Tarifa (€/MWh)	46,1
Incremento de tarifa anual	1,5%
<b>PRODUCCIÓN</b>	<b>VALOR</b>
Potencia Instalada (MW)	38,52
Degradación año 1	2,00%
Degradación años posteriores	0,45%
Horas anuales de insolación (h/año) HSP	2.240
Rendimiento de la planta (PR)	87,56%

*Tabla 18: Hipótesis de ingresos de la planta. Fuente: Elaboración propia*

La tabla consecutiva, representa la cuenta de resultados en los 30 años hábiles. Se han fijado las siguientes hipótesis: la producción anual de la planta se deteriora un 2% debido a la operación y mantenimiento, el precio de venta de electricidad se prevé un incremento de 1,5% anualmente y los gastos de operación también se incrementarán un 1% anualmente.

AÑO	PRODUCCIÓN MWh/año	PRECIO VENTA (€/MWh)	VENTAS	COSTES DE EXPLOTACIÓN	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	AMORTIZACIÓN	RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTO SOBRE BENEFICIO	BENEFICIO NETO
0	86.420				- €				
1	84.692	46,1000	3.904.301,20 €	711.465,00 €	3.192.836,20 €	810.816,74 €	2.382.019,46 €	595.504,86 €	1.786.514,59 €
2	84.312	46,7915	3.945.100,86 €	718.579,65 €	3.226.521,21 €	810.816,74 €	2.415.704,47 €	603.926,12 €	1.811.778,35 €
3	83.932	47,4934	3.986.218,49 €	725.765,45 €	3.260.453,04 €	810.816,74 €	2.449.636,30 €	612.409,08 €	1.837.227,23 €
4	83.552	48,2058	4.027.682,00 €	733.023,10 €	3.294.658,90 €	810.816,74 €	2.483.842,16 €	620.960,54 €	1.862.881,62 €
5	83.170	48,9289	4.069.396,62 €	740.353,33 €	3.329.043,29 €	810.816,74 €	2.518.226,55 €	629.556,64 €	1.888.669,91 €
6	82.786	49,6628	4.111.359,12 €	747.756,87 €	3.363.602,25 €	810.816,74 €	2.552.785,51 €	638.196,38 €	1.914.589,13 €
7	82.400	50,4077	4.153.615,47 €	755.234,43 €	3.398.381,03 €	810.816,74 €	2.587.564,29 €	646.891,07 €	1.940.673,22 €
8	82.014	51,1639	4.196.164,31 €	762.786,78 €	3.433.377,53 €	810.816,74 €	2.622.560,79 €	655.640,20 €	1.966.920,60 €
9	81.625	51,9313	4.238.902,38 €	770.414,65 €	3.468.487,74 €	810.816,74 €	2.657.671,00 €	664.417,75 €	1.993.253,25 €
10	81.235	52,7103	4.281.926,80 €	778.118,79 €	3.503.808,01 €	810.816,74 €	2.692.991,27 €	673.247,82 €	2.019.743,45 €
11	81.241	53,5009	4.346.470,29 €	785.899,98 €	3.560.570,31 €	810.816,74 €	2.749.753,57 €	687.438,39 €	2.062.315,18 €
12	80.849	54,3034	4.390.380,39 €	793.758,98 €	3.596.621,41 €	810.816,74 €	2.785.804,67 €	696.451,17 €	2.089.353,50 €
13	80.454	55,1180	4.434.467,80 €	801.696,57 €	3.632.771,23 €	810.816,74 €	2.821.954,49 €	705.488,62 €	2.116.465,86 €
14	80.056	55,9448	4.478.725,51 €	809.713,54 €	3.669.011,97 €	810.816,74 €	2.858.195,23 €	714.548,81 €	2.143.646,42 €
15	79.656	56,7839	4.523.201,90 €	817.810,67 €	3.705.391,23 €	810.816,74 €	2.894.574,49 €	723.643,62 €	2.170.930,87 €
16	79.254	57,6357	4.567.835,42 €	825.988,78 €	3.741.846,65 €	810.816,74 €	2.931.029,91 €	732.757,48 €	2.198.272,43 €
17	78.849	58,5002	4.612.675,57 €	834.248,67 €	3.778.426,91 €	810.816,74 €	2.967.610,16 €	741.902,54 €	2.225.707,62 €
18	78.439	59,3777	4.657.542,21 €	842.591,15 €	3.814.951,06 €	810.816,74 €	3.004.134,32 €	751.033,58 €	2.253.100,74 €
19	78.028	60,2684	4.702.598,87 €	851.017,06 €	3.851.581,80 €	810.816,74 €	3.040.765,06 €	760.191,27 €	2.280.573,80 €
20	77.611	61,1724	4.747.659,53 €	859.527,23 €	3.888.132,30 €	810.816,74 €	3.077.315,56 €	769.328,89 €	2.307.986,67 €
21	77.192	62,0900	4.792.831,39 €	868.122,51 €	3.924.708,88 €	810.816,74 €	3.113.892,14 €	778.473,04 €	2.335.419,11 €
22	76.768	63,0214	4.838.043,13 €	876.803,73 €	3.961.239,40 €	810.816,74 €	3.150.422,66 €	787.605,67 €	2.362.817,00 €
23	76.341	63,9667	4.883.282,10 €	885.571,77 €	3.997.710,33 €	810.816,74 €	3.186.893,59 €	796.723,40 €	2.390.170,19 €
24	75.909	64,9262	4.928.471,53 €	894.427,49 €	4.034.044,04 €	810.816,74 €	3.223.227,30 €	805.806,83 €	2.417.420,48 €
25	75.472	65,9001	4.973.594,99 €	903.371,76 €	4.070.223,23 €	810.816,74 €	3.259.406,49 €	814.851,62 €	2.444.554,87 €
26	75.029	66,8886	5.018.569,95 €	912.405,48 €	4.106.164,47 €	810.816,74 €	3.295.347,73 €	823.836,93 €	2.471.510,80 €
27	74.580	67,8919	5.063.375,90 €	921.529,53 €	4.141.846,36 €	810.816,74 €	3.331.029,62 €	832.757,41 €	2.498.272,22 €
28	74.126	68,9103	5.108.059,18 €	930.744,83 €	4.177.314,35 €	810.816,74 €	3.366.497,61 €	841.624,40 €	2.524.873,21 €
29	73.666	69,9439	5.152.463,89 €	940.052,28 €	4.212.411,61 €	810.816,74 €	3.401.594,87 €	850.398,72 €	2.551.196,15 €
30	73.199	70,9931	5.196.633,99 €	949.452,80 €	4.247.181,19 €	810.816,74 €	3.436.364,44 €	859.091,11 €	2.577.273,33 €

Seguidamente, se procede a calcular los parámetros habituales para determinar la rentabilidad del proyecto.

En primer lugar, se estudia la tasa de descuento o WACC (precio promediado medio capital). Representa el interés que se le puede sacar al proyecto, que debe cubrir como mínimo los fondos propios (capital de los accionistas) y las deudas financieras. El WACC se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$WACC = \frac{E}{E + D} \cdot KE + \frac{D}{E + D} \cdot KD \cdot (1 - t)$$

Siendo: E la proporción de fondos propios, D la proporción de deuda, definido en este proyecto 50 y 50%, respectivamente, KD la tasa de deuda financiera de Endesa, por ser la compañía distribuidora de esta zona de Andalucía, actualmente es de 3%, t la tasa impositiva del impuesto de sociedades y es del 25%, y KE la tasa de coste de oportunidad de los accionistas, que se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$KE = RF + \beta \cdot (RM - RF)$$

Siendo: RF la rentabilidad sin riesgo de un bono español a 10 años, que según el banco de España es de 0,32%, RM la rentabilidad de Endesa en el mercado, que asciende a 16,78%, y,  $\beta$  la correlación entre el mercado y la empresa, que a día de hoy representa 0,3.

$$KE = 0,32 + 0,3 \cdot (16,78 - 0,32) = 5,258$$

$$WACC = \frac{0,50}{0,50 + 0,50} \cdot 5,258 + \frac{0,50}{0,50 + 0,50} \cdot 3 \cdot (1 - 0,25) \rightarrow \mathbf{WACC = 3,754\%}$$

A continuación, se adjunta la tabla correspondiente al flujo de caja durante la vida útil:

AÑO	BENEFICIO NETO (€)	AMORTIZACIÓN (€)	COSTE DE LA INVERSIÓN (€)	FLUJO DE CAJA OPERATIVO (€)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (€)
0			31.546.157,64 €	- 31.546.157,64 €	- 31.546.157,64 €
1	1.786.514,59 €	810.816,74 €	- €	2.597.331,34 €	- 28.948.826,31 €
2	1.811.778,35 €	810.816,74 €	- €	2.622.595,09 €	- 26.326.231,22 €
3	1.837.227,23 €	810.816,74 €	- €	2.648.043,97 €	- 23.678.187,25 €
4	1.862.881,62 €	810.816,74 €	- €	2.673.698,36 €	- 21.004.488,89 €
5	1.888.669,91 €	810.816,74 €	- €	2.699.486,65 €	- 18.305.002,23 €
6	1.914.589,13 €	810.816,74 €	- €	2.725.405,87 €	- 15.579.596,36 €
7	1.940.673,22 €	810.816,74 €	- €	2.751.489,96 €	- 12.828.106,40 €
8	1.966.920,60 €	810.816,74 €	- €	2.777.737,34 €	- 10.050.369,06 €
9	1.993.253,25 €	810.816,74 €	- €	2.804.069,99 €	- 7.246.299,08 €
10	2.019.743,45 €	810.816,74 €	- €	2.830.560,19 €	- 4.415.738,88 €
11	2.062.315,18 €	810.816,74 €	- €	2.873.131,92 €	- 1.542.606,97 €
12	2.089.353,50 €	810.816,74 €	- €	2.900.170,24 €	1.357.563,28 €
13	2.116.465,86 €	810.816,74 €	- €	2.927.282,61 €	4.284.845,88 €
14	2.143.646,42 €	810.816,74 €	- €	2.954.463,17 €	7.239.309,05 €
15	2.170.930,87 €	810.816,74 €	- €	2.981.747,61 €	10.221.056,66 €
16	2.198.272,43 €	810.816,74 €	- €	3.009.089,17 €	13.230.145,83 €
17	2.225.707,62 €	810.816,74 €	- €	3.036.524,36 €	16.266.670,19 €
18	2.253.100,74 €	810.816,74 €	- €	3.063.917,48 €	19.330.587,67 €
19	2.280.573,80 €	810.816,74 €	- €	3.091.390,54 €	22.421.978,21 €
20	2.307.986,67 €	810.816,74 €	- €	3.118.803,41 €	25.540.781,61 €
21	2.335.419,11 €	810.816,74 €	- €	3.146.235,85 €	28.687.017,46 €
22	2.362.817,00 €	810.816,74 €	- €	3.173.633,74 €	31.860.651,20 €
23	2.390.170,19 €	810.816,74 €	- €	3.200.986,93 €	35.061.638,13 €
24	2.417.420,48 €	810.816,74 €	- €	3.228.237,22 €	38.289.875,34 €
25	2.444.554,87 €	810.816,74 €	- €	3.255.371,61 €	41.545.246,95 €
26	2.471.510,80 €	810.816,74 €	- €	3.282.327,54 €	44.827.574,49 €
27	2.498.272,22 €	810.816,74 €	- €	3.309.088,96 €	48.136.663,45 €
28	2.524.873,21 €	810.816,74 €	- €	3.335.689,95 €	51.472.353,40 €
29	2.551.196,15 €	810.816,74 €	- €	3.362.012,89 €	54.834.366,29 €
30	2.577.273,33 €	810.816,74 €	- €	3.388.090,07 €	58.222.456,37 €

*Tabla 19: Flujo de caja del proyecto. Fuente: Elaboración propia*

De la anterior tabla se deduce y se encuentra resaltado el periodo de retorno de la inversión inicial que resulta ser 12 años, un poco más de un tercio de la vida de la planta.

Los siguientes parámetros calculados son: el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de rentabilidad (TIR). Si el  $VAN > 0$ , el proyecto es rentable y se podrán reinvertir los beneficios en mejoras o ampliación de la planta. En cambio, si la TIR resulta ser mayor que el WACC,

nos indicará que los beneficios de la instalación permitirán pagar dividendos a los accionistas, saldar todas las deudas y disponer de capital para futuras inversiones.

Para calcularlos, es necesario emplear las siguientes ecuaciones:

$$VAN = \sum_{j=1}^N \frac{FC_j}{(1+i)^j} - INV$$

$$\frac{TIR}{1 - \frac{1}{(1+TIR)^N}} = \frac{MB}{INV}$$

$$VAN = 20.444.270,02€$$

$$TIR = 8,15\%$$

Por último, se procede a calcular el coste normalizado de generación de electricidad (LCOE). Este representa el valor del coste en el año cero, acumulado y proyectado al futuro, descontándose al tiempo presente, y alcanzando el denominado coste actual neto.

Para su consecución, se empleará la siguiente formulación:

$$LCOE = INV \cdot f_a + C_0^F \cdot f_{\Sigma}^f \cdot f_a + C_0^{OM} \cdot f_{\Sigma}^{OM} \cdot f_a$$

Siendo INV la inversión inicial,  $f_a$  el factor de amortización,  $C_0$  los costes tanto de operación y mantenimiento como de combustible (en este caso solo se ha tenido en cuenta el de operación y mantenimiento equivalente a 7 €/MWh) y  $f_{\Sigma}$  el factor para acumular y proyectar hacia el futuro los costes.

Para obtener el valor de  $f_a$ , es necesario aplicar la siguiente fórmula:

$$f_a = \frac{i \cdot (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1}$$

Siendo  $i$  el WACC (3,75%) y  $N$  el tiempo de vida del proyecto (30 años)

$$f_a = \frac{0,0375 \cdot (1 + 0,0375)^{30}}{(1 + 0,0375)^{30} - 1} \rightarrow f_a = 0,0561$$

Por otro lado, para calcular  $f_{\Sigma}$ , se requiere emplear la siguiente expresión:

$$f_{\Sigma} = \frac{k \cdot (1 - k^N)}{1 - k}$$

Donde  $k$  se obtiene de:

$$k = \frac{1 + r}{1 + i}$$

Siendo  $i$  el WACC (3,75%),  $r$  las tasa nominal, que se ve afectada por la tasa de inflación y la tasa real que sigue a continuación:

$$1 + r_n = (1 + r_r) \cdot (1 + r_i)$$

$$1 + r_n = (1 + 0,01) \cdot (1 + 0,015) \rightarrow r_n = 2,52\%$$

$$k = \frac{1 + 0,0252}{1 + 0,0375} \rightarrow k = 0,99$$

$$f_{\Sigma}^{OM} = \frac{0,99 \cdot (1 - 0,99^{30})}{1 - 0,99} \rightarrow f_{\Sigma}^{OM} = 25,0378$$

$$LCOE = 31.546.157,64 \cdot 0,0561 + 7 \cdot 25,0378 \cdot 0,0561 \rightarrow LCOE = 30,74 \text{ €/MWh}$$

Como conclusión, el presente proyecto se amortizará en 12 años y será rentable por las siguientes argumentos:  $TIR (8,15\%) > WACC (3,75\%)$ ,  $VAN (20.444.270,02 \text{ €}) > 0$  y la venta de electricidad ( $46,1 \text{ €/MWh}$ )  $> LCOE (30,74 \text{ €/MWh})$ .

Al resultar el TIR mayor que el WACC, se confirma la capacidad para generar beneficios para los accionistas, pagar las deudas bancarias. El VAN al ser mayor que 0, se podrá reinvertir los beneficios para, por ejemplo, ampliar la planta de este proyecto. Y por último como el precio de venta de electricidad es superior al coste de generación, se concluye la alta rentabilidad de la planta.

Por todo lo anterior, el proyecto se considera viable.

## **9.2 BENEFICIOS SOCIALES**

Una vez construida y puesta en marcha esta planta fotovoltaica, se pueden ayudar a muchas personas de los alrededores. Anteriormente, ya se estimó la generación total de energía tras el transcurso de los 30 años de vida, se fijó un total de producción de energía de 2.376.437 MWh. Con ayuda de las estadísticas del Instituto de Estadística y Cartografía de Andalucía, se ha podido evaluar a cuantas personas y durante cuánto tiempo se podría abastecer energía con esta planta. El estudio se ha centrado en los municipios de Huéneja y de Guadix, por su cercanía a la subestación.

En las siguientes tablas se recoge el consumo de energía eléctrica, la población y el consumo medio de energía en cada una de las poblaciones analizadas:

<b>Huéneja</b>		
Energía [MWh/año]	Población	Consumo medio [MWh/año]
5.264	1.170	4,50

*Tabla 20: Población y consumo energético de Huéneja. Fuente: Elaboración propia*

Guadix		
Energía [MWh/año]	Población	Consumo medio [MWh/año]
61.251	18.436	3,32

*Tabla 21: Población y consumo energético de Guadix. Fuente: Elaboración propia*

A partir de los datos de las tablas anteriores y de la generación total de energía de esta planta, se concluye que se podría abastecer energía durante **1 año** a toda la población de Guadix y durante **más de 3 años** a los habitantes de Huéneja por año de producción de la planta de este proyecto.

Otro punto para recalcar en este apartado de beneficios sociales es la generación de empleo en los campos de la construcción, electricidad, transporte, fabricación de equipos de alta tecnología y otros servicios que apoyan a estos sectores de forma secundaria.

El auge de la actividad del sector fotovoltaico en los últimos años está generando nuevas expectativas en el tejido social y directamente en el ámbito del empleo en el país. En 2018 trabajaban de forma directa e indirecta 29.917 empleados en todo el y esta cifra aumenta si se incluyen los empleos inducidos hasta 45.134.

En 2019, el empleo de la fotovoltaica siguió creciendo hasta alcanzar los 38.486 empleados directos e indirectos y se contabilizan los inducidos se llegó a 58.699 puestos de trabajo.

Los datos de 2019 muestran un crecimiento del sector fotovoltaico español en todas las parcelas económicas, pero sobre todo en los sectores de fabricación, instalación e ingenierías han alcanzado dos tercios del empleo total en este sector. Un dato especialmente significativo es el aumento en 7 puntos del peso de las empresas punteras al haber alcanzado alrededor de 5.600 empleos directos.

Las características del empleo en el sector son, sobre todo, las de un empleo estable y de calidad, por encima de la media nacional, tanto entre los titulados superiores y medios y de formación profesional.

En cuanto a los puestos de trabajo indirectos en el sector fotovoltaico, se alcanzó una cifra de 21.292 puestos de trabajo. La mayor bolsa de actividad del trabajo indirecto se corresponde con los trabajos realizados por los productores con 9,832 empleados indirectos lo que representa el 46% del total. Otras actividades en crecimiento son la relacionada la externalización de funciones hacia empresas de servicios para la operación y mantenimiento de plantas.

El empleo indirecto fuera de nuestro país es aún mayor gracias a la actividad internacional de las empresas de este sector consolidada como una cadena de valor global, alcanzando los 43.744 empleados en actividades indirectas fuera de España. La distribución según el tipo de actividad nos indica que las empresas fabricantes tienen el mayor peso 15.886 empleados, 36% del total de empleos. Estos puestos de trabajo están asociados a la producción de equipos y componentes fotovoltaicos fuera de España, con el crecimiento nacional previsto, podría regresar para consolidar el tejido productivo industriales fotovoltaicos y así para satisfacer la creciente demanda para la instalación de nuevas planta solares.

En el caso particular de este proyecto, se estima la necesidad de 120 operarios de distintas especialidades para la construcción de la planta y para la operación y mantenimiento se requerirían unos 60 empleados.

### **9.3 CONTAMINACIÓN EVITADA**

La energía fotovoltaica se considera una de las energías limpias y sostenibles, por ello no emiten ningún gas nocivo para la atmósfera como, por ejemplo: el CO<sub>2</sub>, el NO<sub>x</sub> o SO<sub>2</sub>.

El fomento de uso de este tipo de energía renovable permite la eliminación progresiva de las centrales térmicas de carbón y gas natural, sin dejar de producir la energía eléctrica necesaria para las actividades productivas y de ocio de la sociedad actual.

Se va a analizar el impacto de la producción de esta planta con respecto al cambio climático. Para ello, con apoyo del documento “El sol puede ser suyo” del IDAE y otras referencias relacionadas, se ha calculado las toneladas evitadas de CO<sub>2</sub>, el NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> y, además, las hectáreas de bosque que se necesitaría para absorber la contaminación equivalente. Se tendrá en cuenta la potencia instalada de la planta de 38,52MW y la energía neta generada anualmente.

AÑO	PRODUCCIÓN MWh/año	ESTIMACIÓN DE CO2 AHORRADO (kg/MWh) central de carbón	CANTIDAD CO2 TOTAL AHORRADO (tonelada/año) central de carbón	ESTIMACIÓN DE CO2 AHORRADO (kg/MWh) central de gas natural	CANTIDAD CO2 TOTAL AHORRADO (tonelada/año) central de gas natural	ESTIMACIÓN DE NOx AHORRADO (kg/MWh)	CANTIDAD NOx TOTAL AHORRADO (tonelada/año)	ESTIMACIÓN DE SO2 AHORRADO (kg/MWh)	CANTIDAD SO2 TOTAL AHORRADO (tonelada/año)	Masa Forestal equivalente (Ha)
1	84.692	1000,00	84.692	410,00	34.724	5,83	493,75	16,52	1.399,11	84.692
2	84.312	1000,00	84.312	410,00	34.568	5,83	491,54	16,52	1.392,84	84.312
3	83.932	1000,00	83.932	410,00	34.412	5,83	489,32	16,52	1.386,56	83.932
4	83.552	1000,00	83.552	410,00	34.256	5,83	487,11	16,52	1.380,28	83.552
5	83.170	1000,00	83.170	410,00	34.100	5,83	484,88	16,52	1.373,96	83.170
6	82.786	1000,00	82.786	410,00	33.942	5,83	482,64	16,52	1.367,62	82.786
7	82.400	1000,00	82.400	410,00	33.784	5,83	480,39	16,52	1.361,25	82.400
8	82.014	1000,00	82.014	410,00	33.626	5,83	478,14	16,52	1.354,88	82.014
9	81.625	1000,00	81.625	410,00	33.466	5,83	475,87	16,52	1.348,45	81.625
10	81.235	1000,00	81.235	410,00	33.306	5,83	473,60	16,52	1.342,00	81.235
11	81.241	1000,00	81.241	410,00	33.309	5,83	473,64	16,52	1.342,10	81.241
12	80.849	1000,00	80.849	410,00	33.148	5,83	471,35	16,52	1.335,63	80.849
13	80.454	1000,00	80.454	410,00	32.986	5,83	469,05	16,52	1.329,10	80.454
14	80.056	1000,00	80.056	410,00	32.823	5,83	466,73	16,52	1.322,53	80.056
15	79.656	1000,00	79.656	410,00	32.659	5,83	464,40	16,52	1.315,92	79.656
16	79.254	1000,00	79.254	410,00	32.494	5,83	462,05	16,52	1.309,27	79.254
17	78.849	1000,00	78.849	410,00	32.328	5,83	459,69	16,52	1.302,58	78.849
18	78.439	1000,00	78.439	410,00	32.160	5,83	457,30	16,52	1.295,82	78.439
19	78.028	1000,00	78.028	410,00	31.991	5,83	454,90	16,52	1.289,02	78.028
20	77.611	1000,00	77.611	410,00	31.821	5,83	452,47	16,52	1.282,14	77.611
21	77.192	1000,00	77.192	410,00	31.649	5,83	450,03	16,52	1.275,21	77.192
22	76.768	1000,00	76.768	410,00	31.475	5,83	447,56	16,52	1.268,21	76.768
23	76.341	1000,00	76.341	410,00	31.300	5,83	445,07	16,52	1.261,15	76.341
24	75.909	1000,00	75.909	410,00	31.123	5,83	442,55	16,52	1.254,01	75.909
25	75.472	1000,00	75.472	410,00	30.943	5,83	440,00	16,52	1.246,79	75.472
26	75.029	1000,00	75.029	410,00	30.762	5,83	437,42	16,52	1.239,48	75.029
27	74.580	1000,00	74.580	410,00	30.578	5,83	434,80	16,52	1.232,06	74.580
28	74.126	1000,00	74.126	410,00	30.392	5,83	432,16	16,52	1.224,57	74.126
29	73.666	1000,00	73.666	410,00	30.203	5,83	429,47	16,52	1.216,96	73.666
30	73.199	1000,00	73.199	410,00	30.012	5,83	426,75	16,52	1.209,25	73.199
<b>TOTAL</b>	<b>2.376.437</b>		<b>2.376.437</b>		<b>974.339</b>		<b>13.854,63</b>		<b>39.258,73</b>	<b>2.376.436,70</b>

*Tabla 22: Contaminación evitada por la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia*

A la vista de los resultados, el promedio anual de **CO<sub>2</sub>** evitado para una central de carbón es de **79.215 toneladas/año** y para una central de gas natural es de **32.478 toneladas/año**. En referencia al **NO<sub>x</sub>**, la cantidad evitada anualmente es de **462 tonelada/año**. Además, se evitarían **1.309 toneladas/año** de **SO<sub>2</sub>**. Y, por último, la **superficie arbórea** necesaria para eliminar dichos gases contaminantes es de **79.215 hectáreas/año**.

Para esclarecer estos números, se va a comparar con las emisiones de la central térmica de Litoral situada en Carboneras (Almería), cuya potencia de sus dos grupos térmicos es 576,9 y 582 MW respectivamente. Para obtener la energía que produce anualmente, se emiten a la atmósfera 6.270.000 toneladas/año de CO<sub>2</sub>, 10.200 toneladas/año de NO<sub>x</sub> y 14.800 toneladas/año de SO<sub>2</sub>.

Teniendo en cuenta que la central fotovoltaica representa un 3,32% de la potencia instalada de la central térmica, por lo que no son comparables en potencia. No obstante, si se compara los gases que emite la central del Litoral y las toneladas que evita la planta de este proyecto, el porcentaje evitado por el parque solar es de: 1,26% en el caso del CO<sub>2</sub>, 4,53% para el NO<sub>x</sub> y 8,84% para el SO<sub>2</sub>.

Como se desprende de los números anteriores la contaminación evitada NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> es superior a la relación de potencias. Y en cuanto al CO<sub>2</sub>, es un granito de arena para conseguir una atmosfera descarbonizada.

## 10. PLANIFICACIÓN

La estimación de duración (desde su instalación hasta su puesta en operación) de este proyecto es de 12 meses y a continuación se detalla la planificación con las tareas y partidas pertinentes:

TAREAS Y PARTIDAS	ENERO					FEBRERO				MARZO					ABRIL					MAYO				JUNIO					JULIO					AGOSTO				SEPTIEMBRE					OCTUBRE				NOVIEMBRE					DICIEMBRE				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
VALLADO PERIMETRO	■	■																																																						
PREPARACIÓN TERRENO	■	■	■	■	■																																																			
CIMENTACIÓN ESTRUCTURA PANELES						■	■	■	■	■	■	■	■	■																																										
INSTALACIÓN PANELES																																																								
CABLEADO Y CUADRO DE PROTECCIÓN																																																								
INSTALACIÓN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN																																																								
CONEXIONADO DE MEDIA TENSIÓN																																																								
INSTALACIÓN DE CUADRO DE CONTROL																																																								
OBRA CIVIL																																																								
INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE SEGURIDAD																																																								
PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO																																																								
APROBACIÓN ADMINISTRATIVA DE USO																																																								

## **11. SEGURIDAD Y SALUD**

La Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales garantiza y determina las responsabilidades necesarias en la ejecución de proyectos tengan un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo. Las recomendaciones técnicas de medidas preventivas se establecen en las normas técnicas complementarias. Entre estas normas se encuentran las destinadas a garantizar la seguridad y salud en las obras de construcción R.D. 1627/97 de 24 de octubre.

El Real Decreto 1627/97 se ocupa de las obligaciones en materia de seguridad del promotor, del proyectista, del contratista y de los trabajadores autónomos, muy habituales en este tipo de obras, así como de los trámites y documentos necesarios para garantizar esta seguridad.

Según este Real Decreto 1627/97 se distingue las obras de construcción principalmente por su tamaño en la ejecución, a mayor obra mayor presupuesto y más necesidad de trabajadores en la obra, es necesario describir más ampliamente las medidas técnicas de prevención de riesgos a tomar.

Los principios básicos para aplicar en las obras se recogen en los artículos 10, 11 y 12 del Real Decreto, que incluyen a continuación:

### **Artículo 10: Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra.**

De conformidad con la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, los principios de la acción preventiva que se recogen en su artículo 15 se aplicarán durante la ejecución de la obra y, en particular, en las siguientes tareas o actividades:

- a) El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- b) La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o

- circulación. c) La manipulación de los distintos materiales y la utilización de los medios auxiliares.
- d) El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- e) La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas.
- f) La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- g) El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- h) La adaptación, en función de la evolución de la obra, del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- i) La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- j) Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.

#### **Artículo 11. Obligaciones de los contratistas y subcontratistas.**

1. Los contratistas y subcontratistas estarán obligados a:
- a) Aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades indicadas en el artículo 10 del presente Real Decreto.
- b) Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el plan de seguridad y salud al que se refiere el artículo 7.
- c) Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta, en su caso, las obligaciones sobre coordinación de actividades empresariales previstas en el

artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el anexo IV del presente Real Decreto, durante la ejecución de la obra.

d) Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

e) Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y de salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la dirección facultativa.

2. Los contratistas y los subcontratistas serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el plan de seguridad y salud en lo relativo a las obligaciones que les correspondan a ellos directamente o, en su caso, a los trabajadores autónomos por ellos contratados. Además, los contratistas y los subcontratistas responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el plan, en los términos del apartado 2 del artículo 42 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

3. Las responsabilidades de los coordinadores, de la dirección facultativa y del promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

### **Artículo 12. Obligaciones de los trabajadores autónomos.**

1. Los trabajadores autónomos estarán obligados a:

a) Aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades indicadas en el artículo 10 del presente Real Decreto

b) Cumplir las disposiciones mínimas de seguridad y salud establecidas en el anexo IV del presente Real Decreto, durante la ejecución de la obra.

c) Cumplir las obligaciones en materia de prevención de riesgos que establece para los trabajadores el artículo 29, apartados 1 y 2, de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

- d) Ajustar su actuación en la obra conforme a los deberes de coordinación de actividades empresariales establecidos en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de actuación coordinada que se hubiera establecido.
- e) Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 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.
- f) Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 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.
- g) Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y de salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la dirección facultativa.
2. Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el plan de seguridad y salud.

El presupuesto estimado para esta obra sería:

<b>SEGURIDAD Y SALUD</b>			
<b>CAPITULO</b>	<b>RESUMEN</b>	<b>EUROS</b>	<b>PORCENTAJE</b>
01	EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL	300.000,00 €	18,87
02	PROTECCIONES COLECTIVA	275.000,00 €	17,30
03	SEÑALIZACIÓN	750.000,00 €	47,17
04	INSTALACIONES PROVISIONALES	75.000,00 €	4,72
05	VIGILANCIA DE SALUD Y PRIMEROS AUXILIOS	100.000,00 €	6,29
06	FORMACIÓN EN OBRA	90.000,00 €	5,66
<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL</b>		<b>1.590.000,00 €</b>	
13,00 % GASTOS GENERAL		206.700,00 €	
6,00 % BENEFICIO INDUSTRIAL		95.400,00 €	
<b>TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA</b>		<b>1.892.100,00 €</b>	

## 12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Honsberg Christiana and Bowden Stuart. “Fabricación de células de silicio”.  
["https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/fabricaci%C3%B3n-de-c%C3%A9lulas-de-silicio/silicio-monocristalino"](https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/fabricaci%C3%B3n-de-c%C3%A9lulas-de-silicio/silicio-monocristalino)
- [2] Energías renovables. “First Solar anuncia récord mundial de eficiencia en una célula de lámina delgada”, marzo 2016. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/first-solar-anuncia-record-mundial-de-eficiencia-20160303>
- [3] Cambio energético. “Seguidores solares o fotovoltaicos”, 2021.  
<https://www.cambioenergetico.com/88-seguidores-solares-o-fotovoltaicos>
- [4] Sotysolar. “Seguidores solares: todo lo que necesitas saber”, septiembre 2020.  
<https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares>
- [5] Sebastián Eliseo, “Efecto fotovoltaico en un panel solar”, 2019.  
<https://eliseosebastian.com/efecto-fotovoltaico-en-un-panel-solar/>
- [6] Arnabat Idoia. “Las placas solares bifaciales: ¿el futuro de la energía fotovoltaica?”. Caloryfrio, junio 2019. <https://www.caloryfrio.com/energias-renovables/energia-solar/placas-solares-bifaciales-futuro-energia-fotovoltaica.html>
- [7] Blanco Silva Fernando y López Díaz Alfonso. “Estudio de viabilidad de una instalación fotovoltaica de coste 50.000 euros en España”, 2010.
- [8] TRUST. “Limpieza y mantenimiento de plantas solares”, 2020
- [9] IDAE. “Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables”, 2011.
- [10] OPEX energy, “Fotovoltaica”, 2021 [http://opex-energy.com/fotovoltaica/funcionamiento\\_fotovoltaica.html](http://opex-energy.com/fotovoltaica/funcionamiento_fotovoltaica.html)
- [11] 123RF, “Procesamiento 3D de estructura de átomo de silicio aislado sobre fondo blanco Los protones se representan como esferas rojas, neutrones como esferas amarillas, los electrones como esferas azules”, 2021.  
[https://es.123rf.com/photo\\_76648569\\_procesamiento-3d-de-estructura-de-](https://es.123rf.com/photo_76648569_procesamiento-3d-de-estructura-de-)

- [%C3%A1tomo-de-silicio-aislado-sobre-fondo-blanco-los-protones-se-represen.html](#)
- [12] KPMG Auditores, S.L. “Informe de revisión limitada sobre Estados Financieros Resumidos Intermedios” Endesa S.A., 2020.
- [13] Instituto de Estadística y Cartografía de Andalucía. “Ficha municipal de Guadix”, 2021  
<https://www.juntadeandalucia.es/institutodeestadisticaycartografia/sima/ficha.htm?mun=18089>
- [14] Patierno Massimiliano, Barreira López Ana, Iranzo Dosdad Alba y Ruiz Bautista Carlota, “Perfil de las centrales térmicas de carbón en la Península Ibérica” Endesa Generación S.A., 2017. [https://iidma.org/wp-content/uploads/2017/05/2017\\_05\\_04\\_ENELENDRESABRIEFING.pdf](https://iidma.org/wp-content/uploads/2017/05/2017_05_04_ENELENDRESABRIEFING.pdf)
- [15] Ayuntamiento de La Coruña. “II Fase del inventario de focos emisores de contaminantes atmosféricos del ayuntamiento de La Coruña”, 2005.  
[http://coruna.es/infoambiental/uploads/File/calidad\\_del\\_aire/inventario\\_de\\_emisiones\\_trafico\\_domesticas\\_comerciales\\_institucionales.pdf](http://coruna.es/infoambiental/uploads/File/calidad_del_aire/inventario_de_emisiones_trafico_domesticas_comerciales_institucionales.pdf)
- [16] Bolsamanía. “Endesa”, 2021. <https://www.bolsamania.com/accion/ENDESA-XETRA/historico-precios>
- [17] Roca José A. “Los costes de las renovables de desploman en el 2020: la energía solar y la eólica terrestre son las fuentes más baratas en casi todo el mundo”, 2020.  
<https://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-de-las-renovables-se-desploman-en-2020-la-energia-solar-y-la-eolica-terrestre-son-las-fuentes-mas-baratas-en-casi-todo-el-mundo/>
- [18] OMIE, 2021. <https://www.omie.es/>
- [19] Finanzas.com, “Endesa, Naturgy y Repsol, operadores principales en luz, gas y carburantes”, 2019. [https://www.finanzas.com/coyuntura/endesa-naturgy-y-repsol-operadores-principales-en-luz-gas-y-carburantes\\_14027838\\_102.html](https://www.finanzas.com/coyuntura/endesa-naturgy-y-repsol-operadores-principales-en-luz-gas-y-carburantes_14027838_102.html)
- [20] F. Delgado, A. Díaz de Federico y R. Ramón Lluch, “Hoja núm. 1.011 (21-41), Guadix, del mapa Geológico de España E. 1:50.000”, 1980.
- [21] Informe anual UNEF, “El Sector fotovoltaico hacia una nueva era”, 2020.

- [22] Global Electricity, “Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la Red Eléctrica”, 2013. <https://globalelectricity.wordpress.com/2013/09/30/instalaciones-fotovoltaicas-conectadas-a-la-red-electrica/>
- [23] Energías Renovables, “Por qué la tecnología PERC se está haciendo un hueco en la fotovoltaica”, 2018. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/por-que-la-tecnologia-perc-se-20180306>
- [24] Energías Renovables, “La solar fotovoltaica bate récord del mundo”, 2021. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/la-solar-fotovoltaica-bate-record-del-mundo-20210505>
- [25] Melo Jose Luis, “Celdas media tensión conceptos generales”, <https://sigelec.com.pe/zona-formativa/articulos-tecnicos/celdas-media-tension-conceptos-generales>
- [26] CYPE Ingenieros S.A. “Generadores de Precios.España”. [http://www.generadordeprecios.info/obra\\_nueva/calculaprecio.asp?Valor=2|0\\_0\\_0\\_0\\_0\\_0\\_0\\_0|1|IEH015|jeh\\_015:c4\\_0\\_1c13\\_0#gsc.tab=0](http://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/calculaprecio.asp?Valor=2|0_0_0_0_0_0_0_0|1|IEH015|jeh_015:c4_0_1c13_0#gsc.tab=0)
- [27] Bellini Emiliano, “El LCOE de la solar en el sur de España podría bajar hasta €9/MWh en 2050”, 2019. <https://www.pv-magazine.es/2019/09/02/el-lcoe-de-la-solar-en-el-sur-de-espana-podria-bajar-hasta-e9-mwh-en-2050/>
- [28] IDAE, “El sol puede ser suyo”, 2008. [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_EL\\_SOL\\_PUEDE\\_SER\\_SU YO - FV nov08 FINAL 12-01-2009 \(2\) b6ef3ccd.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_EL_SOL_PUEDE_SER_SU YO - FV nov08 FINAL 12-01-2009 (2) b6ef3ccd.pdf)
- [29] Magtel, “Informe: La instalación de módulos fotovoltaicos en Magtel como medida de auto abastecimiento y eficiencia energética”, 2016. <https://www.magtel.es/wp-content/uploads/2016/04/Informe-sobre-la-instalaci%C3%B3n-de-m%C3%B3dulos-fotovoltaicos-en-Magtel-como-medida-de-autoabastecimiento-y-eficiencia-energ%C3%A9tica1.pdf>
- [30] García Allué Javier, “Proyecto de ejecución de una planta solar fotovoltaica de 2,9963 MWp para generación de energía eléctrica en el municipio de Brazatortas”, 2020.

- [31] Álvarez González Mariana, “Proyecto de ejecución de una planta solar fotovoltaica de gran potencia para generación de energía eléctrica”, 2020.
- [32] FuturaSun, “Paneles fotovoltaicos monocristalinos”, 2021.  
<https://www.futurasun.com/es/productos/paneles-monocristalinos/monocristalino-fotovoltaico-72-celdas/>
- [33] Energía solar fotovoltaica, “Paneles solares fotovoltaicos flexibles”, 2021.  
<https://energiasolarfotovoltaica.org/paneles-solares-fotovoltaicos-flexibles>
- [34] Inarquia, “Paneles solares bifaciales: Qué son, Ventajas y Precios”, 2021  
<https://inarquia.es/panel-solar-bifacial-que-es-ventajas-precios/>
- [35] Industrias Duero, “Estructura solar fija biposte”. 2016  
<https://industriasduero.com/catalogo/es/energias-renovables/76-estructura-solar-fija-biposte.html>
- [36] Deger Ibérica, “El autoconsumo mejora la calidad de vida: aprovisionamiento doméstico de electricidad”, 2016. <https://degeriberica.com/blog/el-autoconsumo-mejora-la-calidad-de-vida-aprovisionamiento-domestico-de-electricidad/>
- [37] Conciencia eco, “Lasesa: planta fotovoltaica mayor de España”, 2010.  
<https://www.concienciaeco.com/2010/04/14/lasesa-planta-fotovoltaica-mayor-de-espana/>
- [38] Chacón Santana Pablo, “Los mejores inversores solares 2019”, 2019.  
<https://solar.eyr.mx/los-mejores-inversores-solares-2019/>



# ***DOCUMENTO II: PLANOS***

---

## *Índice de Planos*

*Plano 01: Situación geográfica*

*Plano 02: Ubicación paneles solares sobre el terreno*

*Plano 03: Esquema unifilar línea de generación*

*Plano 04: Esquema unifilar centro de interconexion*

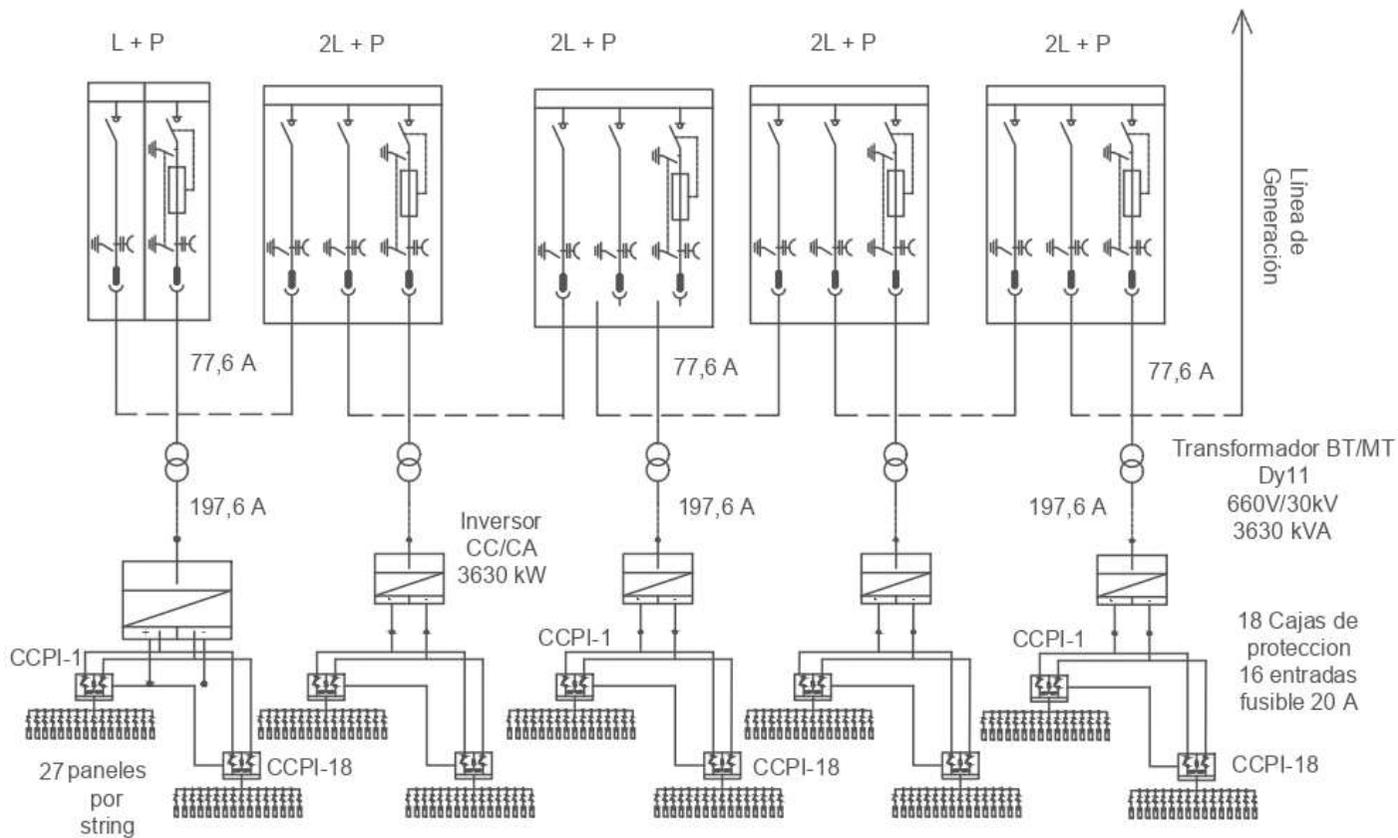




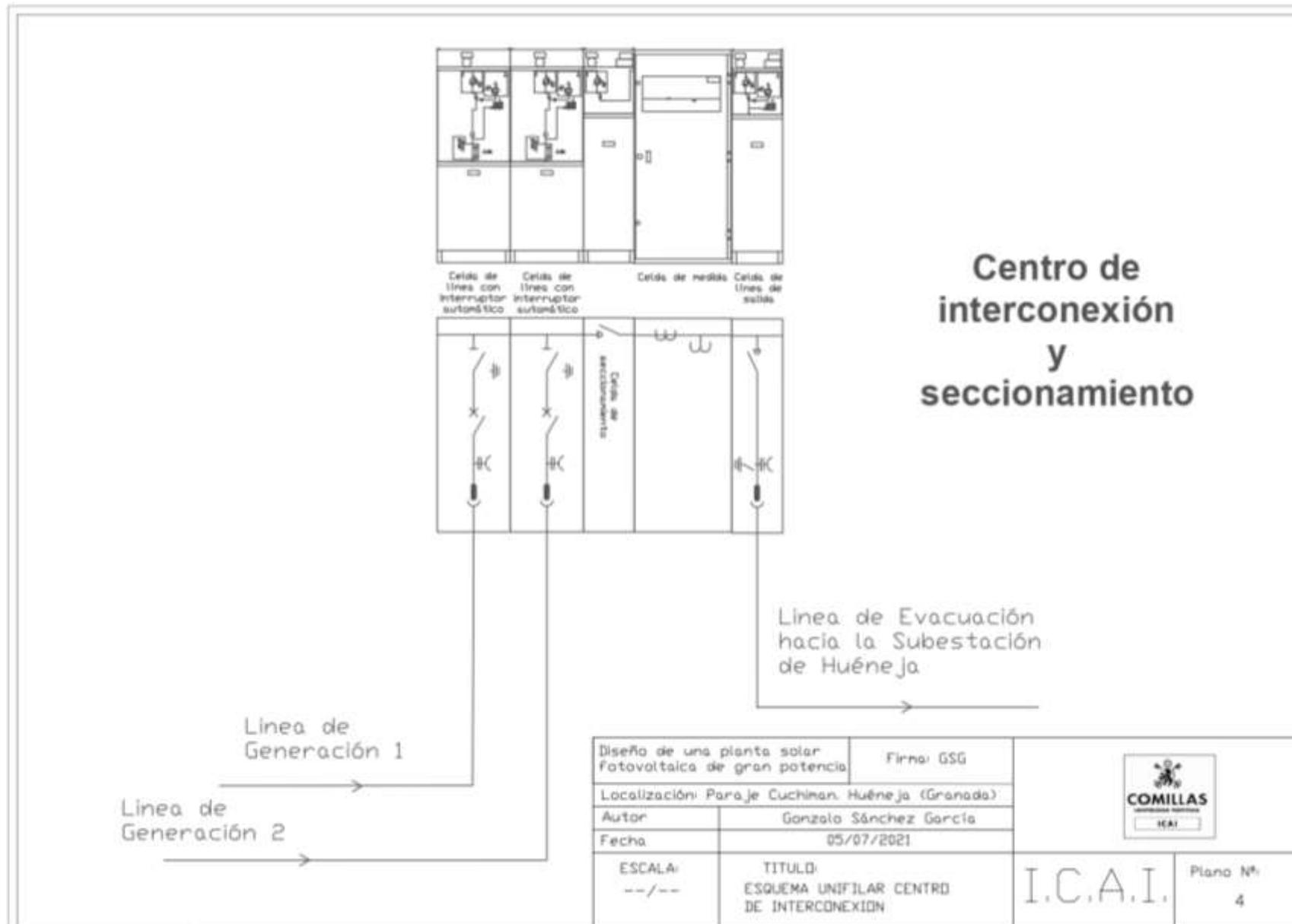
### LEYENDA

-  Seguidores de un eje
-  Inversor + Transformador
-  Líneas de Generación
-  Acera de hormigón

Diseño de una planta solar fotovoltaica de gran potencia		Firma: GSG		
Localización: Paraje Cuchiman, Huéneja (Granada)				
Autor	Gonzalo Sánchez García			
Fecha	05/07/2021			
ESCALA: 1/10.000	TÍTULO: UBICACION PANELES SOLARES SOBRE EL TERRENO		I.C.A.I.	Plano Nº 2



Diseño de una planta solar fotovoltaica de gran potencia		Firma: GSG		
Localización: Paraje Cuchiman. Huéneja (Granada)				
Autor	Gonzalo Sánchez García			
Fecha	05/07/2021			<b>I.C.A.I.</b>
ESCALA: -/-	TITULO: ESQUEMA UNIFILAR LINEA DE GENERACION			





# ***DOCUMENTO III: MEDICIONES Y PRESUPUESTO***

En este documento se va a exponer las mediciones, los costes unitarios y los costes totales de cada partida que componen el presupuesto. Los costes se agruparán en los 3 grandes grupos tradicionales: Obra Civil, Instalación Eléctrica y Equipos. En las siguientes tablas se detalla cada una de las partidas y, por último, se refleja el presupuesto total para ejecución incluyendo los gastos generales y el beneficio industrial.

<b>OBRA CIVIL</b>				
<b>UNIDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO (€)</b>	<b>IMPORTE (€)</b>
Ud	Movimiento y Acondicionamiento del Terreno	1	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
Ud	Montaje de seguidores	1	943.069,00 €	943.069,00 €
m <sup>2</sup>	Cimentación de las estructuras	833	725,00 €	603.925,00 €
Ud	Urbanización	1	130.000,00 €	130.000,00 €
Ud	Instalación de BT y MT	1	200.000,00 €	200.000,00 €
Ud	Instalación centros de transformación	1	150.000,00 €	150.000,00 €
Ud	Soterramiento	1	100.000,00 €	100.000,00 €
m	Vallado perimetral, con cercado metálico de 2 m de altura	3.000	18,60 €	55.800,00 €
Ud	Instalación Centro de interconexión y seccionamiento - container + celdas	1	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
<b>SUBTOTAL OBRA CIVIL</b>				<b>4.982.794,00 €</b>

<b>INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>					
<b>UNIDAD</b>	<b>MODELO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO (€)</b>	<b>IMPORTE (€)</b>
Ud	StringBox 16 1500V	Cajas de protección primaria	180	833,00 €	149.940,00 €
Ud	CGM.3	Centro de interconexión - celdas de media tensión+ contenedor	1	2.400.000,00 €	2.400.000,00 €
m	P-Sun 2.0 CPRO	Cable baja tensión tramo 1 (1X6 mm <sup>2</sup> )	50	1,75 €	87,50 €
m	P-Sun 2.0 CPRO	Cable baja tensión tramo 2 (1X240 mm <sup>2</sup> )	300	21,00 €	6.300,00 €
m	TECNSUN H1Z2Z2-K	Cable baja tensión tramo 3 (8X185 mm <sup>2</sup> )	80	21,89 €	1.751,20 €
m	AL EPROTEN AX H COMPACT	Cable media tensión tramo 4 (1X95mm <sup>2</sup> )	200	12,62 €	2.524,00 €
m	AL EPROTEN AX H COMPACT	Cable media tensión tramo 5 (2X150 mm <sup>2</sup> )	3.600	17,52 €	63.072,00 €
m	AL EPROTEN AX H COMPACT	Cable baja tensión tramo 6 (3X400 mm <sup>2</sup> )	6.000	20,05 €	120.300,00 €
m	Cobre electrolítico tipo ETP	Conductor de PAT corriente continua	600	3,00 €	1.800,00 €
Ud	-	Electrodo puesta a tierra corriente continua	4	23,00 €	92,00 €
m	Cobre electrolítico tipo ETP	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre	1800	4,25 €	7.650,00 €

Ud	-	Trenzado, de 25 mm <sup>2</sup> de sección para todas las partes metálicas de la estructura	11	569,87 €	6.268,57 €
Ud	-	Electrodo de PAT centros de transformación e interconexión y seccionamiento - PAT protección	11	1.123,45 €	12.357,95 €
Ud	ENDESA	Contador	1	15.000,00 €	15.000,00 €
Ud	-	Equipos de Seguridad	1	50.000,00 €	50.000,00 €
m	-	Cables de datos	3.500	2,45 €	8.575,00 €
Ud	ENDESA	Celdas de control y telecomunicaciones	1	50.000,00 €	50.000,00 €
<b>SUBTOTAL INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>					<b>2.895.718,22 €</b>

<b>EQUIPOS</b>					
<b>UNIDAD</b>	<b>MODELO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO (€)</b>	<b>IMPORTE (€)</b>
Ud	Soltec Single Axis Tracker SF7	Estructuras de soporte	833	3.080,00 €	2.565.640,00 €
Ud	Jinkosolar JKM515M-7TL4-TV	Módulos fotovoltaicos	74.790	165,00 €	12.340.350,00 €
Ud	Power Electronics FS3510K 660V 20190926	Inversores	10	90.000,00 €	900.000,00 €
Ud	Power Electronics MV Skid	Transformadores	10	64.000,00 €	640.000,00 €
<b>SUBTOTAL EQUIPOS</b>					<b>16.445.990,00 €</b>

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN</b>			
<b>CAPÍTULO</b>	<b>RESUMEN</b>	<b>COSTE CAPÍTULO</b>	<b>PORCENTAJE</b>
01	Obra Civil	4.982.794,00 €	20,48%
02	Instalación Eléctrica	2.895.718,22 €	11,90%
03	Equipos	16.445.990,00 €	67,61%
<b>TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>			<b>24.324.502,22 €</b>
13,00 % Gastos Generales			3.162.185,29 €
6,00 % Beneficio Industrial			1.459.470,13 €
<b>TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>			<b>28.946.157,64 €</b>



# ***DOCUMENTO IV: ANEXOS***

## *Índice de Anexos*

<b><i>ANEXO I. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE IMPLANTACIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA .....</i></b>	<b><i>123</i></b>
<b><i>ANEXO II. CÁLCULOS ELÉCTRICOS .....</i></b>	<b><i>139</i></b>
<b><i>ANEXO III. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS).....</i></b>	<b><i>172</i></b>
<b><i>ANEXO IV. SIMULACIÓN PVSYSY .....</i></b>	<b><i>191</i></b>
<b><i>ANEXO V. FICHAS TÉCNICAS.....</i></b>	<b><i>200</i></b>

# **ANEXO I. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE IMPLANTACIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA**

## **1. OBJETO**

Este documento se redacta con el objeto de realizar un análisis de alternativas de ubicación de una planta solar fotovoltaica. Para ello se va a estudiar tres posibles ubicaciones potenciales, localizadas en la península Ibérica.

## 2. METODOLOGÍA

La metodología a aplicar será la siguiente: primero se va a analizar el recurso solar que presenta el emplazamiento a estudiar. Para ello se utilizarán distintas bases de datos con el fin de disponer la mayor información posible, estas bases son: METEONORM, PV GIS y NASA.

Meteonorm es una base de datos que permite simular la radicación solar en cualquier parte del mundo. Esta base es la más utilizada para obtener datos meteorológicos en España, ya que es muy fiable, debido a su sistema basado en la interpolación de datos de las estaciones terrestres próximas a la ubicación seleccionada.

PV GIS es una plataforma de libre acceso que proporciona datos de radiación para Europa, Sudoeste Asiático y África. Los datos se obtienen de CM\_SAF (Satellite Application Facility on Climate Monitoring) y son contrastados con medidas terrestres de alta calidad. Los datos evaluados en este proyecto resultan de la media entre los años 2005 y 2016.

NASA es una plataforma de libre acceso que permite obtener datos meteorológicos con un rango de 38 años desde 1981 hasta 2019. Se puede utilizar para obtener información en cualquier punto del mundo, siendo más precisa en el continente americano. Los datos analizados en este proyecto se han obtenido de la media entre los años 2000 y 2019, con el fin de tener los datos más recientes.

Los datos meteorológicos mensuales que necesita la herramienta de PVsyst para poder simular las distintas configuraciones de los componentes de la planta solar fotovoltaica son: la radiación global horizontal (Gh), la radiación difusa horizontal (Dh), la temperatura ambiente (Ta) y la velocidad del viento (FF).

Los distintos emplazamientos deben disponer de un alto registro de niveles de radiación solar, para facilitar la localización de los terrenos de la planta solar fotovoltaica, la búsqueda se apoyará en el siguiente mapa de radiación:

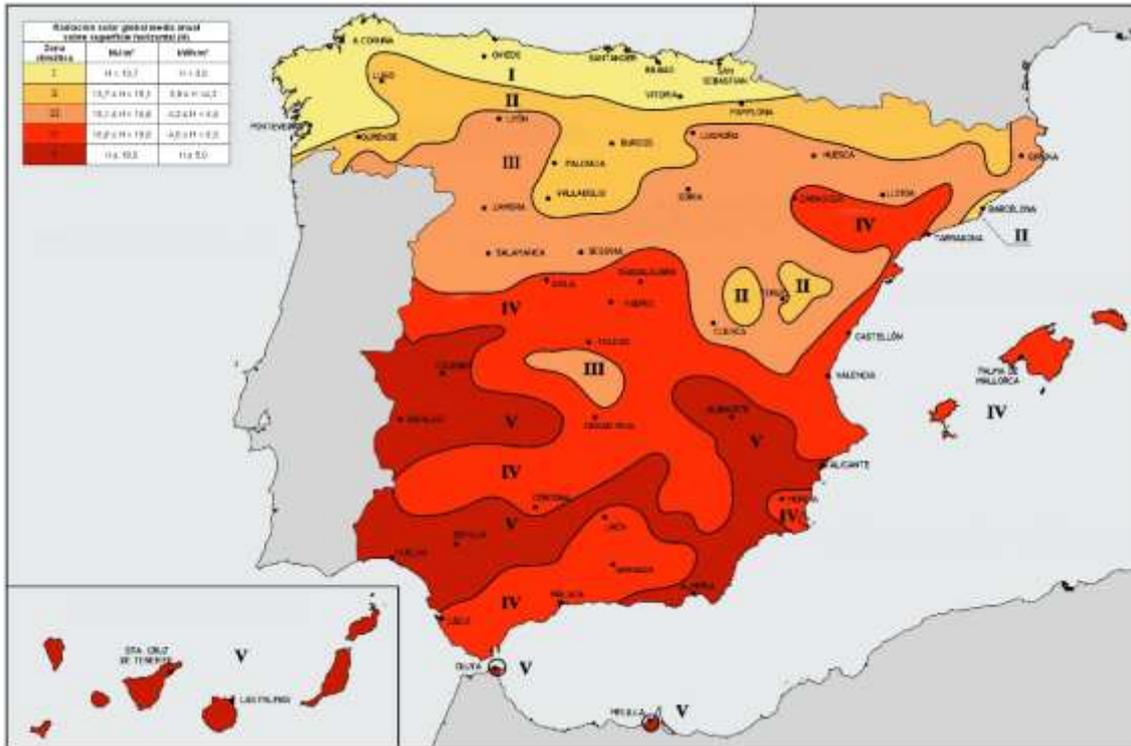


Ilustración 1: Radiación Solar Global media diaria anual en España. Fuente: Código Técnico de la Edificación

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	H < 13,7	H < 3,8
II	13,7 ≤ H < 15,1	3,8 ≤ H < 4,2
III	15,1 ≤ H < 16,6	4,2 ≤ H < 4,6
IV	16,6 ≤ H < 18,0	4,6 ≤ H < 5,0
V	H ≥ 18,0	H ≥ 5,0

Tabla 1: Radiación solar global media diaria anual. Fuente: Código Técnico de la Edificación

En segundo lugar, se va a analizar la distancia del emplazamiento al punto más próximo de interconexión con la red (puede ser tanto una subestación como una línea eléctrica, de 132, 66 o 30 kV de tensión). Además, dicha distancia debe ser inferior a los 20-30 km, ya que incrementaría mucho los costes de la obra civil.

El siguiente aspecto a estudiar es la topografía del terreno. Se buscará ubicaciones relativamente llanas, con una pendiente inferior a 10%. El emplazamiento deberá disponer de una superficie amplia en torno a 60-100 hectáreas y presentará una consistencia del terreno adecuada, es decir, ni muy dura ni muy blanda para permitir la cimentación normal de las estructuras o seguidores.

En cuarto lugar, se aplicará el filtro medioambiental para que los emplazamientos no se encuentren en espacios naturales protegidos. Para ello se empleará la herramienta Sigpac (Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas) que permitirá distinguir aquellas áreas pertenecientes a Red Natura.

### 3. LOCALIZACIÓN DEL PRIMER

#### EMPLAZAMIENTO: ALMERÍA

La primera opción de emplazamiento se encuentra cerca de El Toyo, en la provincia de Almería, Andalucía. Las coordenadas del terreno a analizar son las siguientes: 36°50'34"N, 2°19'37"W.

A continuación, se muestran los datos obtenidos en cada una de las bases solares:

	METEONORM			
	Gh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Dh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Ta [°C]	FF [m/s]
Enero	84	28	11,9	4
Febrero	100	38	13	4
Marzo	151	53	14,9	4,2
Abril	182	67	16,6	4,5
Mayo	211	79	19,5	4,3
Junio	229	79	23,2	4,2
Julio	230	78	25,1	3,9
Agosto	204	76	25,8	3,9
Septiembre	156	60	23	4
Octubre	120	50	19,7	4
Noviembre	88	31	15,3	4
Diciembre	74	26	12,8	4,1
<b>Año</b>	<b>1826</b>	<b>666</b>	<b>18,4</b>	<b>4,1</b>

Tabla 2: Datos solares en Almería usando la base de Meteonorm. Fuente: Elaboración propia

<b>PVGIS</b>			
	Gh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Dh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Ta [°C]
Enero	88	29	11,1
Febrero	104	35	11,7
Marzo	154	53	13,6
Abril	186	60	15,7
Mayo	221	70	19,4
Junio	239	66	23,1
Julio	244	65	26,2
Agosto	220	60	26,0
Septiembre	167	52	23,6
Octubre	128	44	20,1
Noviembre	89	33	15,1
Diciembre	80	27	12,2
<b>Año</b>	<b>1920</b>	<b>594</b>	<b>18,2</b>

Tabla 3: Datos solares en Almería usando la base de PVGIS. Fuente: Elaboración propia

<b>NASA</b>			
	Gh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Ta [°C]	FF [m/s]
Enero	85	11,8	4,5
Febrero	102	12,0	5,0
Marzo	150	13,6	5,0
Abril	183	15,5	4,9
Mayo	216	18,5	4,1
Junio	231	22,3	4,3
Julio	235	25,0	4,0
Agosto	204	25,5	4,1
Septiembre	169	22,9	4,3
Octubre	124	19,7	4,2
Noviembre	87	15,2	4,6
Diciembre	76	12,8	4,5
<b>Año</b>	<b>1862</b>	<b>17,9</b>	<b>4,5</b>

Tabla 4: Datos solares en Almería usando la base de NASA. Fuente: Elaboración propia

Una vez expuesto los datos solares del emplazamiento en Almería, se va a recoger en una tabla las características analizadas mencionadas anteriormente en la metodología.

Localización	Coordenadas	Distancia a una subestación (km)	Máximo desnivel del terreno (%)	Espacios de Red Natura
Almería	36°50'34"N 2°19'37"W	9	4,3	No

Tabla 5: Características del terreno de Almería. Fuente: Elaboración propia

## 4. LOCALIZACIÓN DEL SEGUNDO

### EMPLAZAMIENTO: PINOSO, ALICANTE

El siguiente emplazamiento analizado se encuentra en la zona del Pinoso, en la provincia de Alicante, Comunidad Valenciana. Las coordenadas para localizar esta ubicación son: 38°28'30"N, 0°59'46"W.

El recurso solar analizado de esta ubicación se recoge en las siguientes tablas:

<b>METEONORM</b>				
	Gh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Dh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Ta [°C]	FF [m/s]
Enero	83	27	5	3,3
Febrero	94	34	7	3,4
Marzo	145	51	10,2	3,9
Abril	179	59	12,5	3,8
Mayo	213	65	16,8	3,3
Junio	233	64	22,8	3,4
Julio	250	53	25,8	3,5
Agosto	212	57	24,9	3,4
Septiembre	159	46	20,2	3,1
Octubre	121	41	15,3	3
Noviembre	87	27	8,7	3,1
Diciembre	73	24	5,6	3,3
<b>Año</b>	<b>1845</b>	<b>547</b>	<b>14,6</b>	<b>3,4</b>

Tabla 6: Datos solares en Alicante usando la base de Meteonorm. Fuente: Elaboración propia

<b>PVGIS</b>			
	Gh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Dh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Ta [°C]
Enero	81	27	6,1
Febrero	95	36	7,1
Marzo	145	53	10,2
Abril	173	63	13,8
Mayo	211	73	17,7
Junio	229	69	22,5
Julio	240	65	25,5
Agosto	210	61	24,5
Septiembre	156	53	20,1
Octubre	120	44	15,9
Noviembre	82	31	9,8
Diciembre	72	26	6,7
<b>Año</b>	<b>1815</b>	<b>602</b>	<b>15,0</b>

Tabla 7: Datos solares en Alicante usando la base de PVGIS. Fuente: Elaboración propia

<b>NASA</b>			
	Gh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Ta [°C]	FF [m/s]
Enero	75	9,6	4,4
Febrero	92	10,2	4,4
Marzo	136	12,7	4,3
Abril	167	15,1	4,1
Mayo	201	18,7	4,0
Junio	220	23,2	3,4
Julio	222	25,8	3,4
Agosto	188	26,0	3,4
Septiembre	145	22,8	3,4
Octubre	108	19,0	3,4
Noviembre	75	13,5	4,3
Diciembre	64	10,6	4,2
<b>Año</b>	<b>1693</b>	<b>17,3</b>	<b>3,9</b>

Tabla 8: Datos solares en Alicante usando la base de NASA. Fuente: Elaboración propia

Con respecto a la distancia a la red y la topología del terreno, se resume en la tabla siguiente:

Localización	Coordenadas	Distancia a una subestación (km)	Máximo desnivel del terreno (%)	Espacios de Red Natura
Pinoso, Alicante	38°28'30"N 0°59'46"W	20	9,6	No

Tabla 9: Características del terreno de Alicante. Fuente: Elaboración propia

## 5. LOCALIZACIÓN DEL TERCER

### EMPLAZAMIENTO: HUÉNEJA, GRANADA

El tercer y último emplazamiento analizado se localiza en el municipio de Huéneja, en la provincia de Granada, Andalucía. La ubicación del terreno analizado es: 37°12'60"N, 2°57'46"W.

El recurso solar analizado con las tres bases solares se expone a continuación:

	METEONORM			
	Gh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Dh [kWh/m <sub>2</sub> ]	Ta [°C]	FF [m/s]
Enero	91	24	3,4	1,5
Febrero	100	32	5,9	1,8
Marzo	150	48	8,9	2,2
Abril	186	56	11,1	2,5
Mayo	219	68	15,5	2,4
Junio	239	61	21,6	2,5
Julio	257	48	23,6	2,5
Agosto	227	44	22,9	2,3
Septiembre	167	50	18,5	1,9
Octubre	128	39	13,6	1,7
Noviembre	97	25	7,2	1,5
Diciembre	82	20	4,2	1,5
<b>Año</b>	<b>1939</b>	<b>516</b>	<b>13</b>	<b>2</b>

Tabla 10: Datos solares en Granada usando la base de Meteonorm. Fuente: Elaboración propia

<b>PVGIS</b>			
	Gh [kWh/m <sup>2</sup> ]	Dh [kWh/m <sup>2</sup> ]	Ta [°C]
Enero	87	28	3,4
Febrero	100	36	4,6
Marzo	147	54	8,8
Abril	176	64	13,6
Mayo	212	73	18,5
Junio	232	68	24,4
Julio	248	62	27,9
Agosto	218	58	26,7
Septiembre	163	52	20,1
Octubre	126	44	15,3
Noviembre	88	32	7,9
Diciembre	80	26	4,6
<b>Año</b>	<b>1877</b>	<b>599</b>	<b>14,6</b>

Tabla 11: Datos solares en Granada usando la base de PVGIS. Fuente: Elaboración propia

<b>NASA</b>			
	Gh [kWh/m <sup>2</sup> ]	Ta [°C]	FF [m/s]
Enero	82	6,3	3,5
Febrero	96	6,9	3,8
Marzo	144	9,6	3,8
Abril	171	12,4	3,6
Mayo	202	16,7	3,3
Junio	222	22,2	2,9
Julio	230	25,5	2,7
Agosto	194	25,1	2,7
Septiembre	157	20,4	2,7
Octubre	114	15,8	2,8
Noviembre	82	9,7	3,4
Diciembre	71	7,2	3,3
<b>Año</b>	<b>1764</b>	<b>14,8</b>	<b>3,2</b>

Tabla 12: Datos solares en Granada usando la base de NASA. Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, las características de la orografía y su distancia al punto de interconexión con la red eléctrica son:

Localización	Coordenadas	Distancia a una subestación (km)	Máximo desnivel del terreno (%)	Espacios de Red Natura
Huéneja, Granada	37°12'60"N 2°57'46"W	1,56	9,9	No

Tabla 13: Características del terreno de Granada. Fuente: Elaboración propia

## 6. CONCLUSIÓN

Para la estimación de los recursos solares de las tres ubicaciones planteadas anteriormente, se ha decidido establecer como criterio, ponderar la contribución de las distintas fuentes en función de la confiabilidad de los datos para obtener un valor final. Por un lado, los factores de la radiación global horizontal (Gh) y la temperatura ambiente (Ta), ya que estos datos se han obtenido en las 3 bases de datos y por otro lado la radiación difusa horizontal (Dh) y la velocidad del viento (FF) obtenidos en solo 2 bases cada uno respectivamente.

La base con mayor ponderación ha sido Meteonorm con un 60% en ambas consideraciones, esto se debe a que dicha base es más precisa en lugares pertenecientes a la península Ibérica. La siguiente base en orden de fiabilidad se encuentra PVGIS con una ponderación del 30 % en el primer par de parámetros y 40 % en el segundo grupo, debido a que su rango de utilización abarca toda Europa, con lo cual se diluye la precisión en España. Y por último la NASA con un 10 % en los dos primeros conjuntos de parámetros y un 40 % en el resto, la razón de porque presenta una baja ponderación resulta de que su principal base de datos se centra en América.

A continuación, se muestra en las siguientes tablas las ponderaciones establecidas para cada agrupación de parámetros anteriormente mencionada:

<b>Ponderación de las 3 Bases para Gh y Ta</b>	
<b>0,6</b>	<b>Meteonorm</b>
<b>0,3</b>	<b>PVGIS</b>
<b>0,1</b>	<b>NASA</b>

Tabla 14: Ponderación de las tres bases solares para Gh y Ta. Fuente: Elaboración propia

Ponderación de las Bases 2 a 2 para Dh y FF	
0,6	Meteonorm
0,4	PVGIS
0,6	Meteonorm
0,4	NASA

Tabla 15: Ponderación de las bases solares dos a dos para Dh y FF. Fuente: Elaboración propia

Finalmente, la contribución de las 3 bases en cada uno de los emplazamientos se presenta en la tabla subsiguiente.

	Gh [kWh/m <sup>2</sup> ]	Dh [kWh/m <sup>2</sup> ]	Ta [°C]	FF [m/s]
<b>Almería</b>	1858	637	16,9	4,2
<b>Pinoso, Alicante</b>	1821	569	15,0	3,6
<b>Huéneja, Granada</b>	1903	549	13,7	2,5

Tabla 16: Resumen aportación solar de los distintos emplazamientos. Fuente: Elaboración propia

Tras el análisis realizado, definitivamente la ubicación que mejores condiciones presenta es aquella localizada en Huéneja, Granada. Las razones de peso de su elección son las siguientes:

- La más importante es la gran cantidad de radiación horizontal que presenta este terreno. Esto permitirá suministrar mayor cantidad de energía a la red.
- Presenta la menor temperatura ambiente (13,7°C), este favorecerá a reducir las pérdidas por temperatura de nuestra planta fotovoltaica.
- La distancia existente entre las parcelas donde se va a construir la planta y la subestación a la que se va a conectar es la más reducida. Esto facilitará la obra civil y permitirá reducir costes.
- En lo concerniente a la velocidad del viento, destaca por su valor inferior (2,5 m/s). Con este valor se reducirá la probabilidad de una posible desviación de los paneles o de alguna avería ocasionada por el viento.

# **ANEXO II. CÁLCULOS ELÉCTRICOS**

## 1. CÁLCULOS PREVIOS

En primer lugar, cabe recordar que la planta fotovoltaica en cuestión presenta una potencia nominal de 36 MW. A partir de sus equipos, se va a determinar la intensidad que circula por cada uno de ellos para, posteriormente, evaluar el tipo de cableado que se va a utilizar. Las características técnicas de los paneles, de los inversores y de los transformadores son las siguientes:

<b>Panel JKM515M-7TL4-TV</b>	
Potencia pico [Wp]	515
Corriente de punto de máxima potencia [A]	12,35
Tensión punto máxima potencia [V]	41,7
Corriente de cortocircuito [A]	13,07
Tensión en circuito abierto [V]	49,24

Tabla 1: Características del panel fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

<b>Inversor FS3510K 660V 20190926</b>	
Potencia nominal [kW]	3.630
Voltaje de red [V]	660
Corriente CA máxima [A]	3.175
Frecuencia de salida [Hz]	50/60
Máxima tensión de entrada [V]	1.500
Rango de tensión en funcionamiento [V]	934-1.310
Eficiencia máxima	98,90%
Corriente CC máxima [A]	3.970
Corriente CC máxima en cortocircuito [A]	6.000
Máximo número de entradas	36

Tabla 2: Características del inversor. Fuente: Elaboración propia

Transformador MV Skid	
Potencia [kVA]	3.630
Baja Tensión [V]	660
Alta Tensión [kV]	30

Tabla 3: Características del transformador. Fuente: Elaboración propia

Otros datos generados por el programa PVsyst que se deben mencionar son: el número de paneles **74925**, el número de cadenas de paneles **2775**, el número de paneles por cada cadena **27** y el número de inversores **10**.

A partir de los números anteriores, se comprueba que cuando trabajan a tensión en circuito abierto el conjunto de paneles, no supera el límite de voltaje a la entrada del inversor.

$$27 \frac{\text{paneles}}{\text{cadena}} \cdot 49,24 \text{ V} = 1329,48 \text{ V} < 1.500 \text{ V}$$

Se calcula la potencia que se genera en cada una de las cadenas:

$$27 \frac{\text{paneles}}{\text{cadena}} \cdot 0,515 \text{ kWp} = 13,905 \text{ kWp}$$

El siguiente cálculo se centra en conocer cuantas cadenas van a cada inversor:

$$\frac{2775 \text{ cadenas}}{10 \text{ inversores}} = 277,5 \frac{\text{cadenas}}{\text{inversor}}$$

Al obtener un número impar no exacto en el número de cadenas por inversor, existirían inversores con más u otros con menos cadenas, por lo que el diseño de la planta no sería óptimo ni homogéneo. Por ello, se decide recalcular el número de paneles a emplear intentando no variar el ratio de CC/CA establecido en las simulaciones ( $r=1,0629$ ).

Rediseño	
Potencia Nominal [MW]	36,30
Potencia pico [MWp]	38,51
Ratio r (CC/CA)	1,0611
Numero de paneles	74.790
Número de cadenas	2.770
Paneles por cadena	27
Número de cadenas por cada inversor	277

Tabla 4: Redimensionamiento del número de equipos. Fuente: Elaboración propia

Una vez equilibrado el número de cadenas por inversor, se comprueba que no se superan las intensidades a la entrada del inversor (la de máxima potencia y la de cortocircuito), para su correcto funcionamiento. En condiciones normales, por cada cadena circula una intensidad de 12,35 A y, por tanto:

$$12,35 \text{ A} \cdot 277 \frac{\text{cadenas}}{\text{inversor}} = 3420,95 \text{ A} < 3970 \text{ A}$$

Y en el caso de cortocircuito circularía una corriente de 13,07 A y a la entrada del inversor:

$$13,07 \text{ A} \cdot 277 \frac{\text{cadenas}}{\text{inversor}} = 3620,39 \text{ A} < 6000 \text{ A}$$

Se cumplen ambas restricciones, por lo que su diseño es correcto.

De cara al dimensionamiento de los fusibles de las cajas de protección, se aplica la norma IEC 62548, ésta considera que para el correcto diseño de fusibles de las cajas de protección primarias hay que mayorar la intensidad 1,4 veces la de cortocircuito.

$$\text{Calibre Fusible} > 1,4 \cdot 13,07 = 18,298 \text{ A}$$

Para la selección de las cajas de protección, se ha optado por el fabricante de Ingeteam, ya que presenta una gran variedad, en especial los distintos modelos de StringBox de INGECON. Como fusible de protección se elige el de 20 A. Además, presenta distintas

alternativas en lo referente a las entradas de las cajas de protección, siendo posible optar por 12, 16, 18, 20, 24 ó 32 entradas de cadenas a cada caja.

Tras barajar varias opciones, se ha seleccionado el modelo de cajas **StringBox 16** (16 entradas), con un número total de cajas de protección de **18**. Por tanto, se tendrán 288 entradas disponibles, al disponer de 277 cadenas por inversor, quedarán 11 entradas libre. Como consecuencia, 7 de las 18 cajas presentarán todas las entradas completas y el resto de las cajas, dispondrán de una entrada libre para posibles ampliaciones que puedan surgir en el futuro. También se ha comprobado la viabilidad de poder conectar todas las cajas de protección al inversor elegido. Como el inversor seleccionado dispone de un máximo de 36 entradas, no hay ningún problema con conectar las 18 cajas de protección designadas.

Otro equipo que se debe de calcular es el fusible que va a conectar las cadenas en paralelo de las cajas de protección con las entradas del inversor. Se calculará en el caso más desfavorable, es decir, la intensidad de cortocircuito de 16 cadenas al inversor:

$$13,07 A \cdot 16 = 209,12 A$$

Por lo que el calibre del fusible deberá ser:

$$\text{Calibre Fusible} > 1,4 \cdot 209,12 = 292,77 A$$

Por todo ello, el fusible interno del inversor tendrá un calibre de 315 por ejemplo.

Por último, se calcula las intensidades de salida de las cajas de protección, las que se dirigirán a la entrada del inversor correspondiente.

$$I \text{ salida de caja: } 12,35 A \cdot 16 = 197,6 A$$

Tras finalizar los cálculos previos, se va a definir los distintos tramos que van a constituir el cableado de la instalación. Se dividirá de la siguiente manera:

- Tramo 1: Desde los paneles solares al armario de continua.
- Tramo 2: Desde el armario de continua al inversor.
- Tramo 3: Desde el inversor al transformador de BT/MT.
- Tramo 4: Desde el transformador de BT/MT a la unión de las líneas de generación.
- Tramo 5: Desde la unión de las líneas de generación al centro de interconexión y seccionamiento.
- Tramo 6: Desde centro de interconexión y seccionamiento a la subestación de Huéneja.

## 2. DISEÑO DE CABLES EN BAJA TENSION

Para el diseño del cableado de tensiones superiores o iguales a 0,6/1kV se aplicará la normativa recogida en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en especial, la ITC-BT-07 Redes Subterráneas y la norma UNE 211435 (diciembre 2007).

En lo concerniente al fabricante, se va a elegir los distintos cables según el catálogo ofrecido por Prysmian Cables Spain. Los conductores que se van a utilizar en baja tensión serán de cobre, ya que es el conductor recomendado para instalaciones fotovoltaicas. Estos cables, al ser corriente continua, serán unipolares y se diseñarán siempre bajo las condiciones del caso más desfavorable para garantizar una buena seguridad a la instalación.

Existen tres criterios para el diseño de los cables: el criterio de intensidad máxima admisible, criterio de caída de tensión y el criterio corriente de cortocircuito. El que sea más desfavorable, determinará el diseño final del cable. A continuación, se explican en qué consisten.

- **Criterio de intensidad máxima admisible:** representa el límite de intensidad admisible que puede circular por el conductor teniendo en cuenta una serie de factores (temperatura, resistividad del terreno, profundidad, y agrupación).

$$I_{adm} = \frac{1,25 \cdot I}{F_t \cdot F_r \cdot F_p \cdot F_a}$$

Siendo  $I_{adm}$  la intensidad máxima admisible,  $I$  la intensidad en el punto de máxima potencia,  $F_t$  el factor de corrección por temperatura,  $F_r$  el factor de corrección por resistividad del terreno,  $F_p$  el factor de corrección por profundidad y  $F_a$  el factor de corrección por agrupamiento de cables.

Los distintos factores de corrección están tabulados. Seguidamente, se van a exponer las distintas tablas que se requerirán para el dimensionamiento de los cables.

Tipo de aislamiento		Temperatura máxima admisible en el conductor	
		Régimen permanente	Régimen de cortocircuito (máximo 5s de duración)
XLPE	Polietileno reticulado	90 °C	250 °C
EPR	Etileno propileno	90 °C	250 °C
HEPR	Etileno propileno de alto módulo	105 °C	250 °C
Cubiertas termoplásticas		Temperatura máxima admisible en la pantalla en °C	
PVC	Policloruro de vinilo	nota 1 (~70 °C o ~85 °C)	200 °C (nota 2)
Z1	Compuestos de PE	nota 1 (~70 °C o ~85 °C)	180 °C (nota 2)
NOTA 1 La temperatura admisible es la que resulta de una temperatura máxima de funcionamiento en régimen permanente del cable, que tomamos de ~20 °C inferior a la temperatura del conductor. Las normas de cubierta no especifican el valor de la temperatura en la pantalla en régimen permanente.			
NOTA 2 Se admite una temperatura superior siempre que se pueda demostrar por ensayo que el diseño del cable la puede soportar.			

Tabla 5: Temperaturas máximas en el conductor y en la pantalla. Fuente: UNE 211435

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto				
Sección mm <sup>2</sup>	Tres cables cargados		Dos cables cargados	
	Protegidos del sol	Expuestos al sol	Protegidos del sol	Expuestos al sol
<b>Aluminio</b>				
16	64	56	78	72
25	90	76	105	95
50	135	115	160	145
95	215	185	–	–
150	300	250	–	–
<b>Cobre</b>				
2,5	–	–	32	31
4	35	31	42	40
6	45	39	54	52
10	62	54	76	70
16	84	72	100	94
Temperatura del aire ambiente en °C		40		
Radiación solar en kW/m <sup>2</sup>		1		

Tabla 6: Intensidad máxima admisible para cables tipo RZ de 0,6/1 kV. Fuente: UNE 211435

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
<b>Aluminio</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>Cobre</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

Tabla 7: Intensidad máxima admisible para cables tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV. Fuente: UNE 211435

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del aire ambiente en cables en galerías, °C								
	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77
105	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83
Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del terreno en cables soterrados, °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83

Tabla 8: Factores de corrección para distintas temperaturas. Fuente: UNE 211435

Tras el estudio geológico del suelo realizado anteriormente, se considera que el terreno de la instalación tiene una resistividad térmica de 1 K·m/W correspondiente a un terreno seco. En la tabla 7 que siga a continuación, recoge las distintas naturalezas de terrenos con sus respectivas resistividades térmicas.

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza

Tabla 9: Resistividad térmica del terreno. Fuente: ITC-LAT 06

Una vez aclarada la naturaleza del terreno del emplazamiento, se continúa exponiendo las tablas que se van a utilizar para calcular la intensidad máxima admisible para este criterio.

Cables directamente soterrados en triángulo en contacto							
Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad del terreno						
	0,8 K · m/W	0,9 K · m/W	1 K · m/W	1,5 K · m/W	2 K · m/W	2,5 K · m/W	3 K · m/W
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	1,21	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
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73

Tabla 10: Factores de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W.

Fuente UNE211435

<b>Cables de 0,6/1 kV. Profundidad tipo 0,7 m</b>		
<b>Profundidad, m</b>	<b>Soterrados</b>	<b>En tubular</b>
0,50	1,04	1,03
0,60	1,02	1,01
0,70	1,00	1,00
0,80	0,99	0,99
1,00	0,97	0,97
1,25	0,95	0,96
1,50	0,93	0,95
1,75	0,92	0,94
2,00	0,91	0,93
2,50	0,89	0,91
3,00	0,88	0,90

Tabla 11: Factores de corrección para distintas profundidades de soterramiento. Fuente: UNE 211435

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

Tabla 12: Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados. Fuente: UNE 211435

- **Criterio de caída de tensión:** este criterio se basa en las distintas pérdidas que se generan debido a la circulación de la intensidad por la resistencia del cableado. Estas pérdidas se reflejan en caídas de tensión, que deben estar controladas y por ello se han establecido unos límites que no se den de superar. En este caso el límite definido por norma es 1,5%.

Para su cálculo es diferente se usa una línea monofásica o trifásica. No obstante, deben de cumplir una de estas dos ecuaciones de acuerdo con su tipología de línea.

$$\text{Línea monofásica: } \Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot S}$$

$$\text{Línea trifásica: } \Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot S}$$

Siendo L la longitud de la línea [m], I la intensidad nominal de la línea [A],  $\cos\varphi$  el factor de potencia,  $\gamma$  la conductividad [ $\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ ] y S la sección del cable [ $\text{mm}^2$ ].

De cara a la conductividad de los conductores, su valor varía en función del tipo de conductor y de la temperatura. Se muestra en la tabla siguiente las distintas opciones:

	Conductividad ( $\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ )			
	$\gamma 20^\circ$	$\gamma 40^\circ$	$\gamma 70^\circ$	$\gamma 90^\circ$
<b>Cobre</b>	56	52	48	44
<b>Aluminio</b>	35	32	30	28

Tabla 13: Conductividad del cobre y del aluminio. Fuente: REBT

- **Criterio de corriente de cortocircuito:** consiste en el cálculo de la intensidad de cortocircuito máxima que admite el cable baja un periodo de tiempo concreto. El conductor deberá soportar las altas temperaturas que se generan en este supuesto. El tiempo que suelen tardar en actuar las protecciones es muy corto, por ello se va a diseñar tomando como valor 0,5 segundos.

Para el cálculo de la mínima sección del cable necesaria para soportar la corriente de cortocircuito, se utilizará la siguiente expresión:

$$S = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{k}$$

Siendo S la sección del cable [mm<sup>2</sup>], I<sub>cc</sub> la corriente de cortocircuito [A], t el tiempo de actuación de las protecciones y k factor relacionado al tipo de aislamiento.

El factor k se encuentra tabulado en función del aislamiento: Además, es necesario incluir las tablas de Intensidad máxima de cortocircuito según el tipo de conductor.

Propiedad/ condición	Tipo del aislamiento del conductor							
	PVC Termoplástico		PVC Termoplástico 90 °C		EPR XLPE Termoconformado	Goma 60°C Termoconformado	Mineral	
							PVC con cubierta	Sin cubierta
Sección del conductor mm <sup>2</sup>	< 300	> 300	< 300	> 300				
Temperatura inicial °C	70		90		90	60	70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material conductor:								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115	135-115 <sup>a</sup>
Aluminio	76	68	66	57	94	93	-	-
Soldaduras con estaño en conductores de cobre	115	-	-	-	-	-	-	-

<sup>a</sup> Este valor se debe usar para cables sin cubierta expuestos al contacto.

NOTA 1 Otros valores de k están bajo consideración para:

- pequeños conductores (particularmente para secciones inferiores a 10 mm<sup>2</sup>);
- otros tipos de conexiones en conductores;
- conductores sin cubierta.

NOTA 2 La intensidad nominal del dispositivo de protección contra cortocircuitos puede ser mayor que la intensidad admisible del cable.

NOTA 3 Los factores de más arriba están basados en la Norma IEC 60724.

NOTA 4 Véase el anexo A del Documento de Armonización HD 60364-5-54:2007 para el método de cálculo del factor k.

Tabla 14: Factor k según tipo de aislamiento. Fuente: UNE HD 60364-4-43

<b>Aislamiento de XLPE</b>				
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>	<b>Conductor de cobre</b>			
	<b>Tiempo de cortocircuito, s</b>			
	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
2,5	850	560	410	310
4	1 340	870	640	470
6	1 990	1 290	940	690
10	3 290	2 120	1 530	1 110
16	5 240	3 360	2 410	1 740

Temperatura inicial 90 °C; Temperatura final 250 °C

Tabla 15: Intensidad máxima de cortocircuito en conductores de cobre

<b>Aislamiento de XLPE o de EPR</b>								
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>	<b>Conductor de cobre</b>				<b>Conductor de aluminio</b>			
	<b>Tiempo de cortocircuito, s</b>				<b>Tiempo de cortocircuito, s</b>			
	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
25	8 150	5 200	3 750	2 700	5 400	3 500	2 500	1 800
35	11 350	7 250	5 200	3 700	7 550	4 850	3 450	2 500
50	16 200	10 350	7 350	5 250	10 750	6 850	4 900	3 550
70	22 650	14 400	10 250	7 350	15 000	9 600	6 850	4 900
95	30 700	19 500	13 900	9 900	20 350	12 950	9 250	6 600
120	38 700	24 600	17 500	12 450	25 650	16 350	11 650	8 300
150	48 350	30 700	21 850	15 550	32 000	20 400	14 500	10 350
185	59 600	37 850	26 850	19 100	39 450	25 100	17 850	12 750
240	77 250	49 000	34 800	24 750	51 100	32 500	23 100	16 450
300	96 500	61 200	43 450	30 850	63 850	40 550	28 800	20 500
400	128 550	81 550	57 850	41 050	85 050	54 000	38 350	27 250

Temperatura inicial 90 °C; Temperatura final 250 °C

Tabla 16: Intensidad máxima de cortocircuito en aislamiento de XLPE o EPR. Fuente: UNE 211435

## 2.1 DISEÑO DE CABLES EN CORRIENTE CONTINUA

En esta sección se van a dimensionar los cables pertenecientes al tramo 1 (desde los paneles solares al armario de continua) y el tramo 2 (desde el armario de continua al inversor). Estas líneas serán monofásicas, estarán formadas por cobre como conductor.

- Tramo 1: Paneles solares - Armario de continua

La disposición del cable será al aire libre y conectará las distintas cadenas de paneles con el armario de protección. La intensidad que circulará será la de máxima potencia de los paneles, es decir, 12,35 A, deberá soportar una intensidad de cortocircuito de 13,07 A que tienen los paneles y la tensión de funcionamiento será de 1125,9 V aproximadamente.

Para este tramo se hará uso de un conductor de cobre con aislamiento XLPE y por ello, se tomará como factor de corrección por temperatura 1,1 ya que la temperatura ambiente es distinta a 40°C (se estima 30°C caso más desfavorable). No se aplicarán ni el factor de resistividad del terreno, ni el de profundidad al estar al aire libre ni el de agrupamiento, todos ellos toman el valor de 1.

La conductividad utilizada para los cálculos es de 44 (al ser XLPE y trabajar en régimen permanente a 90°C). La longitud aproximada correspondiente a este tramo será de 50 [m].

En lo relativo a la intensidad de corto, se toma un valor de  $k=143$  correspondiente al aislamiento de XLPE.

A partir de los datos anteriormente mencionados, se obtiene el siguiente resultado:

	I [A]	$I_{adm}$ [A]	$F_t$	L [m]	Tensión [V]	$\Delta V$ [%]	$I_{cc}$ [A]	S [mm <sup>2</sup> ]
<b>Tramo 1</b>	12,35	14,03	1,1	50	1125,9	0,42	13,07	6

Tabla 17: Diseño del cableado del tramo 1. Fuente: Elaboración propia

El modelo de cable ha sido seleccionado del apartado de fotovoltaica del catálogo de Prysmian. Se ha optado por el modelo **P-Sun 2.0 CPRO de sección 6 mm<sup>2</sup>**. Presenta una intensidad máxima admisible al aire de 59 A > 14,03 A necesarios. También cumple con el criterio de intensidad de cortocircuito ya que el conductor seleccionado soportaría una corriente de 1214,4 A > 13,07 necesarios.

- Tramo 2: Armario de continua – Inversor

Para este tramo se optará por enterrarlo directamente en una zanja y servirá para conectar las cajas de protección con el inversor. Se utilizará el mismo modelo de cable anteriormente mencionado, no obstante, al circular una mayor intensidad, será necesario aumentar la sección del conductor.

En este caso se va a diseñar el cable para caso más desfavorable, es decir, la conexión de una caja con sus 16 entradas completas al inversor. La intensidad que circulará será de 197,6 A. El factor de corrección por temperatura será de 1, ya que se encontrará a una temperatura de 25°C, el factor de corrección por resistividad del terreno tomará el valor de 1,18, el factor de profundidad cogerá el valor 1 al ser enterrado a 0,7 metros y el factor de agrupamiento será 0,74 al agrupar la salida de las cajas de 4 en 4 con una separación de 200 mm. La longitud de este tramo se estima unos 300 metros considerando ésta, la máxima distancia a la que estará la caja más alejada del inversor.

Por tanto, los valores obtenidos son:

	I [A]	I <sub>adm</sub> [A]	F <sub>r</sub>	F <sub>a</sub>	L [m]	Tensión [V]	ΔV [%]	I <sub>cc</sub> [A]	S [mm <sup>2</sup> ]
<b>Tramo 2</b>	197,6	282,87	1,18	0,74	300	1125,9	0,997182	209,12	240

Tabla 18: Diseño del cableado del tramo 2. Fuente: Elaboración propia

Por tanto, el cable seleccionado será el del modelo **P-Sun 2.0 CPRO de sección 240 mm<sup>2</sup>**. Presenta una intensidad máxima admisible al aire de 445 A > 282,87 A necesarios. Al principio se optó por el de 150 mm<sup>2</sup>, pero no cumplía con el criterio de caída de tensión, por lo que se eligió el de 240 mm<sup>2</sup>. También cumple con el criterio de intensidad de cortocircuito ya que el conductor seleccionado soportaría una corriente de 48535,8 A > 209,12 necesarios.

La suma total de caída de tensión para estos dos tramos es de **1,41%** < 1,5% establecidos según la norma.

## **2.2 DISEÑO DE CABLES EN CORRIENTE ALTERNA**

En esta sección se calculará el cableado perteneciente al tramo 3 que conecta el inversor con el transformador.

- Tramo 3: Inversor – Transformador de BT/MT

Este tramo se circulará al aire libre y vendrá incluida en la Power Station seleccionada. La intensidad que transportará estos cables será la de la salida del inversor, es decir 3175 A y la tensión de salida será de 660V. Se estima una distancia unos 10 metros y debido a la alta intensidad será necesario dividir entre varios conductores.

Para este tramo se hará uso de un conductor de cobre con aislamiento XLPE y por ello, se tomará como factor de corrección por temperatura 1,1 ya que la temperatura ambiente es distinta a 40°C (se estima 30°C caso más desfavorable). El  $\cos \varphi$  tendrá un valor de 0,5 debido a que el inversor tiene la capacidad de regular la potencia reactiva.

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito se emplea las siguientes expresiones:

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}}$$

Siendo U la tensión a las salida del inversor (660 V),  $Z_{cc}$  la impedancia de cortocircuito que se obtiene sumando la resistencia R más la reactancia X del cable.

Los resultados obtenidos son:

	I [A]	$I_{adm}$ [A]	$F_t$	L [m]	Tensión [V]	$\Delta V$ [%]	$I_{cc}$ [A]	S [mm <sup>2</sup> ]
<b>Tramo 3</b> 8 conductores por fase	3175	450,99	1,1	10	660	0,073	35981,28	185

Tabla 19: Diseño del cableado del tramo 3. Fuente: Elaboración propia

Se utilizará el cable del modelo **TECSUN H1Z2Z2-K con una sección de 185 mm<sup>2</sup>** con 8 conductores por fase. La intensidad del cable es de 523 A > 451 A requeridos. Además, la intensidad de corto que soporta el cable es de 37.413 A > a los 35.981 requeridos.

### 3. DISEÑO DE CABLES EN MEDIA TENSIÓN

Las tensiones en este caso serán superiores a 1 kV, por lo que el diseño de los cables se verá condicionado por las prescripciones técnicas establecidas en el RD 223/2008, de 15 de febrero, que regula las condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas de alta tensión y las instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT-01 a 09.

En cuanto al fabricante, se seguirá utilizando el catálogo de Prysmian Cables Spain pero en este caso será el de media tensión.

Para el dimensionamiento de los cables de media tensión deben cumplir con los tres criterios mencionados en baja tensión. En esta apartado todos los cables estarán en corriente alterna y se utilizará como conductor aluminio.

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito de la línea se empleará la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{500.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 9.622 \text{ A}$$

Siendo  $S_{cc}$  la potencia de cortocircuito del transformador y  $U$  la tensión de red.

Para la máxima corriente de cortocircuito admisible se calcula de la siguiente manera:

$$I_{cc \text{ adm}} = J \cdot S$$

Siendo  $J$  la densidad de corriente [ $A/mm^2$ ] y  $S$  la sección del cable [ $mm^2$ ].

Y para la caída de tensión se hará uso de la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sen\varphi)$$

Siendo L la longitud del cable [m], I la intensidad de la línea [A], R la resistencia del cable, X la reactancia del cable,  $\cos\varphi$  tomará el valor de 0,9 y  $\sen\varphi$  el de 0,436 para el diseño de esta instalación.

Se tendrán en cuenta las distintas tablas que se encuentran en ITC-LAT 06, para el diseño del cableado teniendo en cuenta los distintos factores de corrección. Dichas tablas se muestran a continuación:

Sección (mm <sup>2</sup> )	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 20: Intensidades máximas admisibles en corriente alterna. Fuente: ITC-LAT-06

Temperatura °C Servicio Permanente $\theta_c$	Temperatura del terreno, $\theta_t$ , 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 21: Factores de corrección para temperatura del terreno distinta a 25°C. Fuente: ITC-LAT-

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	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
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	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 22: Factores de corrección para la resistividad térmica del terreno distinta a 1,5 K.m/W.

Fuente: ITC-LAT-06

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 23: Factores de corrección por agrupamiento de cables. Fuente: ITC-LAT-06

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
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 24: Factores de corrección por profundidades distintas a 1 metro. Fuente: ITC-LAT-06

Tipo de aislamiento	ΔB* (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 ≤ 300 mm <sup>2</sup>	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección > 300 mm <sup>2</sup>	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 <sub>0</sub> /U <sub>≤</sub> 18/30 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Tabla 25: Densidad máxima de corriente de cortocircuito (A/mm<sup>2</sup>) para conductores de aluminio.

Fuente: ITC-LAT-06

- Tramo 4: Transformador de BT/MT – Unión líneas de generación

Para obtener una intensidad de 400 A necesaria a la entrada de las celdas de media tensión del centro de interconexión, es necesario conectar la salida de los transformadores, en este caso 5 y 5. Este tramo será enterrado directamente en una zanja y por tanto será una línea subterránea.

La intensidad que sale del transformador se ha calculado de la siguiente manera:

$$I = \frac{3.630 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV} \cdot 0,9} = 77,62 \text{ A}$$

Por consiguiente, la intensidad que circulará a la salida del transformador será de 77,62 A y presentará una tensión de 30 kV. En cuanto a los factores de corrección se tendrá en cuenta el de temperatura con un valor de 1,19.

A partir de los cálculos realizados se obtiene:

	I [A]	I <sub>adm</sub> [A]	F <sub>r</sub>	L [m]	Tensión [V]	ΔV [%]	I <sub>cc adm</sub> [A]	S [mm <sup>2</sup> ]
<b>Tramo 4</b>	77,62	81,54	1,19	200	30000	0,046	12.635	95

Tabla 26: Diseño del cableado del tramo 4. Fuente: Elaboración propia

El modelo de cable elegido es el **AL EPROTENAX H COMPACT** con una sección de **95 mm<sup>2</sup>**. La intensidad máxima admisible de este cable es 145 A > 81,54 A requeridos. La intensidad de cortocircuito durante 0,5 segundos que puede aguantar este conductor de aluminio es de 12.635 A > 9.622 A necesarios.

- Tramo 5: Unión líneas de generación – Centro de interconexión y seccionamiento

En este tramo va a estar constituido por 2 líneas de generación que transportarán una intensidad de 388,11 A cada una, que resulta de la unión de las salidas de 5 transformadores. El cableado estará directamente enterrado hasta las celdas de media tensión. Se seguirá usando el mismo modelo de cable, sin embargo, al presentar una intensidad elevada, será necesario ampliar la sección incluso dividir en varios conductores.

Se aplica los mismos factores de corrección que antes añadiendo el factor por agrupamiento de 0,82, al disponer 2 conductores separados a 200 mm.

	I [A]	I <sub>adm</sub> [A]	F <sub>r</sub>	F <sub>a</sub>	L [m]	Tensión [V]	ΔV [%]	I <sub>cc adm</sub> [A]	S [mm <sup>2</sup> ]
<b>Tramo 5</b> 2 conductores por fase	388,11	248,58	1,19	0,82	900	30000	0,173	19.950	150

Tabla 27: Diseño del cableado del tramo 5. Fuente: Elaboración propia

Se ha optado por coger el cable **AL EPROTENAX H COMPACT** con una sección de **150 mm<sup>2</sup>** con 2 conductores por fase. La intensidad que soportan este tipo de cableado es de 275 A > 248,58 A requeridos.

- Tramo 6: Centro de interconexión y seccionamiento – Subestación Huéneja

Este último tramo corresponde a la línea que une las celdas de media tensión con la subestación de Huéneja. La disposición del cableado será soterrada bajo tubo a una profundidad de 1 m. La longitud estimada ronda los 2 km y transportará una intensidad total de 776,22 A.

Se seguirá usando el mismo modelo de cable utilizado anteriormente pero como se ha explicado previamente, al circular una intensidad muy elevada, es necesaria incrementar la sección del cable y dividir en varios conductores por fase.

En este caso el factor de corrección de resistividad del terreno toma un valor de 1,1 al ser enterrado bajo tubo y el de agrupamiento 0,82 como antes.

Los resultados obtenidos son:

	I [A]	I <sub>adm</sub> [A]	F <sub>r</sub>	F <sub>a</sub>	L [m]	Tensión [V]	ΔV [%]	I <sub>cc adm</sub> [A]	S [mm <sup>2</sup> ]
<b>Tramo 6</b> 3 conductores por fase	776,22	392,03	1,1	0,82	2000	30000	0,192	52.200	400

Tabla 28: Diseño del cableado del tramo 6. Fuente: Elaboración propia

Se ha optado por coger el cable **AL EPROTENAX H COMPACT con una sección de 400 mm<sup>2</sup>** con 3 conductores por fase. La intensidad que soportan este tipo de cableado es de 450 A > 392 A requeridos.

La caída de tensión total en la parte de alterna resulta de la suma de las caídas de tensión en los tramos 3, 4 ,5 y 6, toma un valor de **0,484%**, un resultado considerado más que aceptable.

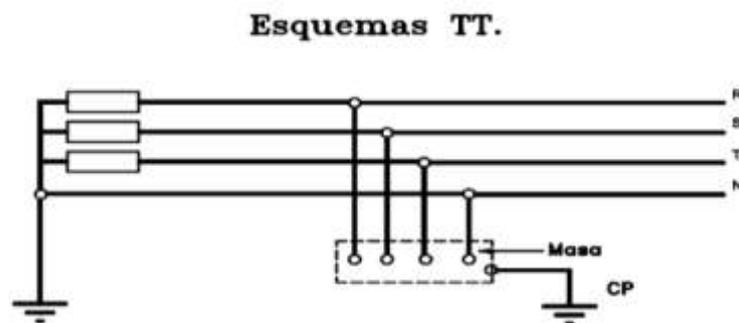
## 4. DISEÑO DE LA PUESTA A TIERRA

Para proteger a las personas y asegurar la integridad de los equipos del sistema, es necesario dimensionar correctamente la puesta a tierra de la instalación y así evitar posibles accidentes en la planta. La puesta a tierra que se va a calcular involucra tanto a los seguidores, como a los transformadores y el centro de interconexión y seccionamiento.

### 4.1 PUESTA A TIERRA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Para su diseño se tendrá del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, la ITC-BT-18 y 24. Se requiere diseñar la resistencia de tierra con el objetivo de que ninguna de las masas pueda tener una tensión de contacto superior a los 24 V.

El esquema elegido es un TT, es decir, todas las masas de los equipos estarán protegidos por un mismo dispositivo de protección y deberán estar interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra.



*Ilustración 1: Esquema de puesta a tierra TT. Fuente: Mecánica electric*

Se debe cumplir la siguiente restricción:

$$R_A \cdot I_A \leq U$$

Siendo  $R_A$  la suma de las resistencias de la toma de tierra,  $I_A$  la corriente que asegura el correcto funcionamiento automático del dispositivo de protección y  $U$  la tensión de contacto límite convencional.

En este caso la tensión será 24 V y la intensidad será la máxima de defecto de ajuste del diferencial (300 mA).

$$R_A \leq \frac{24V}{0,3A} \rightarrow 80 \Omega$$

Por tanto, la suma de resistencias de puesta a tierra deberá ser inferior a 80  $\Omega$ . Para el cálculo de electrodos normalizados se emplea la siguiente ecuación:

$$R = k_r \cdot \rho$$

Siendo  $R$  la resistencia de puesta a tierra,  $k_r$  el coeficiente de la resistencia de puesta a tierra para el electrodo seleccionado y  $\rho$  la resistividad del terreno donde está soterrado el electrodo.

A continuación, se muestra los distintos valores según se elijan 4 o 8 picas y la tabla de resistividades del terreno.

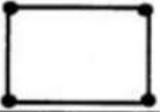
CONFIGURACION	$L_p$ (m)	RESISTENCIA $K_r$	TENSION DE PASO $K_p$	TENSION DE CONTACTO EXT $K_c = K_p(\text{acc})$	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.094	0.0184	0.0553	70-40/5/00
4 picas 	2	0.076	0.0165	0.0362	70-40/5/42
	4	0.064	0.0134	0.0271	70-40/5/44
	6	0.056	0.0113	0.0215	70-40/5/46
	8	0.049	0.0097	0.0177	70-40/5/48
8 picas 	2	0.068	0.0143	0.0302	70-40/5/82
	4	0.055	0.0108	0.0201	70-40/5/84
	6	0.046	0.0087	0.0148	70-40/5/86
	8	0.040	0.0072	0.0115	70-40/5/88

Ilustración 2: Puesta a tierra con 4 o 8 picas. Fuente: EC-CTPAT-01-R

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS x METRO
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres alterados	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Basalto o grava	3000 a 5000

Tabla 29: Resistividad y naturaleza del terreno. Fuente: ITC-18

Para este emplazamiento tiene un valor de resistividad de  $100 \Omega \cdot m$  ya que se considera limos.

Se optará por 4 picas con 2 metros de longitud, cuyo código de configuración es 70-40/5/42, siendo las dimensiones del electrodo de 7x4 metros, las picas estarán enterradas a 0,5 metros.

La resistencia resulta ser:

$$R = 0,076 \cdot 100 \rightarrow 7,6 \Omega < 80 \Omega$$

Cumple con la restricción anterior.

Con respecto al conductor de protección, la elección de su sección de cable seguirá la normativa establecida en la ITC-18. Este cableado queda resumido en la siguiente tabla:

	<b>Sección conductor de protección [mm<sup>2</sup>]</b>
Paneles solares-Armario de continua	6
Armario de continua-Inversores	120
Inversores- Pica de puesta a tierra	95

*Tabla 30: Secciones del conductor de protección del generador fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia*

## ***4.2 PUESTA A TIERRA DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y DEL CENTRO DE INTERCONEXIÓN***

Para el diseño de esta puesta a tierra es necesario diferenciar entre dos circuitos uno será el de servicio y otro el de protección.

- Puesta a tierra de protección

La puesta a tierra de protección representa la puesta a tierra de las partes metálicas de la instalación que no están en tensión normalmente, pero que puedan estarlo como consecuencia de un accidente, avería, sobretensión...

En este caso se va a optar por no poner picas y solo disponer de un electrodo perimetral, cuyo código de configuración es 70-40/5/00, siendo las dimensiones del electrodo de 7x 4 metros, enterrado a 0,5 metros.

Las celdas de interconexión se encuentran a constantes tensiones, por lo que habrá que estudiar su seguridad para proteger a las personas ante las posibles tensiones de paso y de contacto. La tensión de paso representa la diferencia de potencial entre dos puntos de la superficie del terreno, separados a una distancia de 1 metro (un paso) en la dirección del gradiente de potencial máximo. Y la tensión de contacto representa la diferencia de potencial entre una masa metálica puesta tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro, en la dirección del gradiente de potencial máximo.

Tanto los centros de transformación como el centro de interconexión serán rodeados de una acera perimetral de hormigón de 1,5 m de ancho y 10 cm espesor. Por lo que las tensiones de contacto estarán solucionadas y no habrá ningún problema con ellas. No obstante, se debe comprobar que la de paso cumpla con los valores de seguridad.

Normalmente, el tiempo de actuación de las protecciones es igual o inferior a 0,5 segundos, por lo que se obtiene una tensión de contacto aplicada admisible de 204 V ( $U_{ca}$ ). Se adjunta el siguiente gráfico para su aclaración:

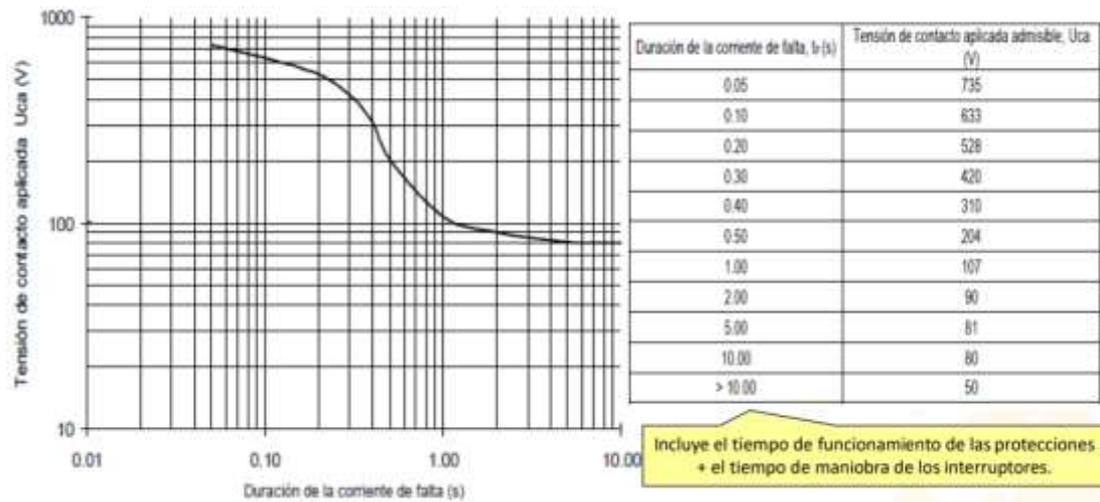


Ilustración 3: Duración de la falta y la tensión de contacto correspondiente. Fuente: REBT

El valor máximo admisible de tensión de paso aplicada  $U_{pa}$  entre los pies de una persona está establecido como 10 veces su valor máximo admisible de tensión de contacto aplicada. Por ello, la  $U_{pa}$  es igual a 2.040 V.

Para calcular los valores de las tensiones de paso tanto en el terreno de limos como en el de hormigón, se tendrá en cuenta las siguientes ecuaciones, la primera para el terreno del emplazamiento y la segunda teniendo en cuenta la acera de hormigón:

$$U_{p1} = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{4.000 + 6 \cdot \rho}{1.000}\right) = 10 \cdot 204 \cdot \left(1 + \frac{4.000 + 6 \cdot 100}{1.000}\right) = 11.424 \text{ V}$$

$$\begin{aligned} U_{p2} &= 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{(4.000 + 3 \cdot \rho_s + 3 \cdot \rho_s \text{ aparente acera})}{1000}\right) \\ &= 10 \cdot 204 \cdot \left(1 + \frac{(4.000 + 3 \cdot 100 + 3 \cdot 3000)}{1000}\right) = 29.172 \text{ V} \end{aligned}$$

Tras el cálculo de las tensiones máximas admisibles de paso, se procede a obtener las tensiones de paso teniendo en cuenta el electrodo utilizado. Para su cálculo, se obtiene con las siguientes ecuaciones:

$$U'_{p1} = K_p \cdot \rho \cdot I_F$$

$$U'_{p2} = K_{pacc} \cdot \rho_s \cdot I_F$$

Siendo  $K_p$  y  $K_{pacc}$  son el coeficiente de tensión de paso y el de tensión contacto exterior respectivamente,  $I_F$  la intensidad de falta. Para conocer que intensidad de falta circula por el electrodo, resulta de la siguiente ecuación:

$$I_F = \frac{3 \cdot c \cdot U_0}{((3 \cdot R)^2 + (\frac{1}{w \cdot C})^2)^{0,5}}$$

$$C = \frac{I_{F \max}}{3 \cdot c \cdot U_0 \cdot w}$$

Siendo  $I_{F \max}$  la intensidad de falta trifásica. Se establece un valor de 12 kA según Endesa.  $c$  el factor de variación de tensión. Se fija un valor de 1,1.  $U_0$  la tensión simple de red (30 kV) y  $w$  la pulsación en España ( $2 \cdot \pi \cdot 50$ ). El valor de  $R$  tomará un valor de 50  $\Omega$

Por tanto, se concluye los cálculos como se indica a continuación:

$$C = \frac{12.000}{3 \cdot 1,1 \cdot 30.000 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50} = 0,000386 \text{ F}$$

$$I_F = \frac{3 \cdot 1,1 \cdot 30.000}{((3 \cdot 50)^2 + (\frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,000386})^2)^{0,5}} = 659 \text{ A}$$

$$U'_{p1} = 0,0184 \cdot 100 \cdot 659 = 1.212,6 \text{ V} < 11.424 \text{ V}$$

$$U'_{p2} = 0,0553 \cdot 100 \cdot 659 = 3.644,3 \text{ V} < 29.172 \text{ V}$$

Se comprueba que cumplen todas las restricciones.

- Puesta a tierra de servicio

La puesta a tierra de servicio hace referencia a la puesta a tierra de los elementos de la instalación necesarios y entre ellos. Por ello, los neutros de los transformadores han de aislarse de la toma de tierra del sistema de media tensión.

Se recuerda que la resistencia debía ser inferior a  $80 \Omega$ . Se va a utilizar como conductor el cobre y solo una pica enterrada 0,5 metros. En este caso la longitud del conductor viene condicionada por la distancia mínima entre la puesta a tierra de protección y la de servicio. Se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$D = \frac{\rho \cdot I_F}{2 \cdot \pi \cdot U_{TR}} = \frac{100 \cdot 400}{2 \cdot \pi \cdot 1200} = 5,31 \text{ m}$$

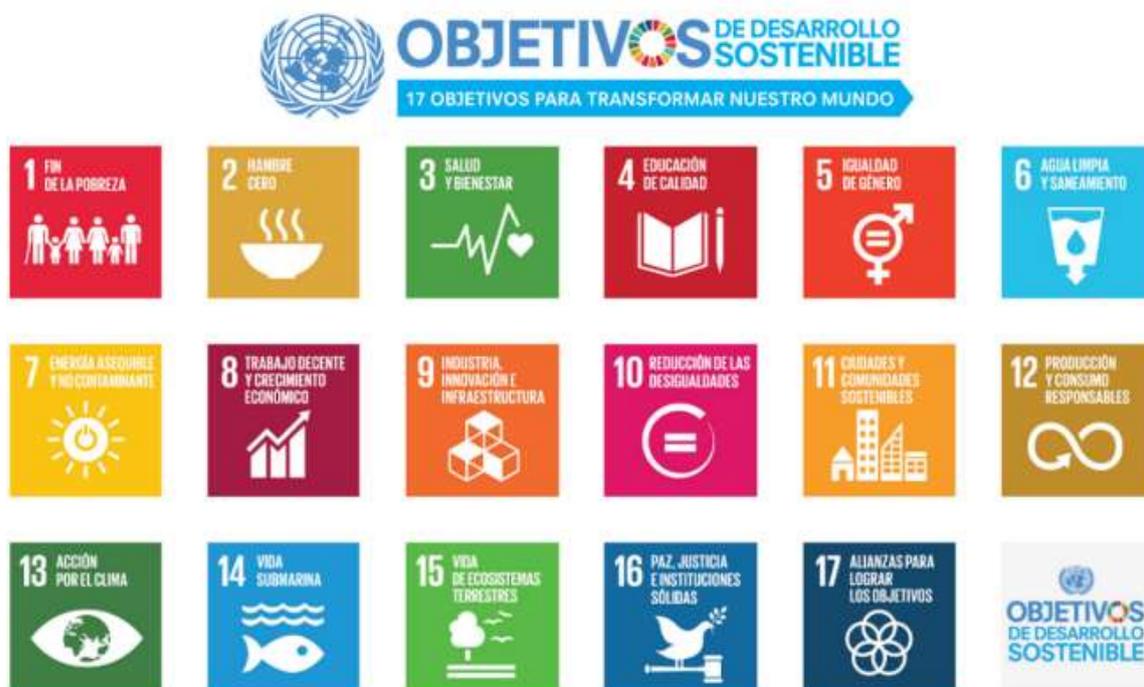
Siendo  $\rho$  la resistividad del terreno,  $I_F$  la intensidad máxima de defecto a tierra,  $U_{TR}$  tensión para sistemas de distribución TT.

Finalmente, el conductor recorrerá 10 metros y la resistencia de puesta a tierra de servicio resulta del paralelo de resistencias entre la pica y el conductor

$$R = \frac{R_{cond} \cdot R_{pica}}{R_{cond} + R_{pica}} = \frac{2 \cdot \frac{\rho}{L_{cond}} \cdot \frac{\rho}{L_{pica}}}{2 \cdot \frac{\rho}{L_{cond}} + \frac{\rho}{L_{pica}}} = \frac{2 \cdot \frac{100}{10} \cdot \frac{100}{2}}{2 \cdot \frac{100}{10} + \frac{100}{2}} = 14,29 \Omega < 80 \Omega$$

# **ANEXO III. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)**

Los Objetivos de desarrollo sostenible son las metas para conseguir un futuro sostenible para todos. En la planificación se interrelacionan y se incorporan los desafíos globales a los que se enfrenta nuestra sociedad en el día a día, como la pobreza, la desigualdad, el clima, la degradación ambiental, la prosperidad, la paz y la justicia. Para no dejar a nadie atrás, es importante que se cumplan cada uno de estos objetivos para 2030.



*Ilustración 1: Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Programa de las Naciones Unidas*

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) fueron adoptados en 2015 por los Estados miembro de las Naciones Unidas. A continuación, se va a mencionar los ODS en los que este proyecto podría aportar soluciones para la sociedad:

# 1. OBJETIVO 7: GARANTIZAR EL ACCESO A UNA ENERGÍA ASEQUIBLE, SEGURA, SOSTENIBLE Y MODERNA



*Ilustración 2: Objetivo 7 Energía asequible y no contaminante. Fuente: Programa de las Naciones Unidas*

El acceso a la energía es uno de los pilares del progreso porque genera cambios muy importantes a nivel social donde está disponible.

En particular la energía eléctrica, por su adaptación casi total a la sostenibilidad y neutralidad es una de las más fáciles de implantar en todo el planeta. La cantidad de personas con acceso a energía eléctrica aumentó de 78 a 87 por ciento entre 2000 y 2016 reduciéndose el número de personas sin energía a poco menos de mil millones.

A pesar de ello, es necesario mejorar el acceso a combustibles de cocina limpios y seguros y a tecnologías relacionadas con la producción de energía sostenible para 3000 millones de

personas y expandir el uso de la energía renovable más allá del sector eléctrico e incrementar la electrificación en el África subsahariana.

En los planes a medio y largo plazo habrá que tener en cuenta el crecimiento de la población mundial, también lo hará la demanda de energía accesible y una economía global dependiente de los combustibles fósiles será reemplazada por una economía baja en carbón.

La falta de acceso a la energía también ha tenido y tiene su reflejo en los esfuerzos por contener la COVID-19 en muchas partes del mundo. Como se sabe, los servicios energéticos son clave para luchar contra la pandemia. Se necesita proporcionar suministro eléctrico a los establecimientos sanitarios y agua limpia para una higiene esencial y sin olvidar las comunicaciones y los servicios de IT que conectan a las personas manteniendo el distanciamiento social como hemos vivido.

La Representante Especial del Secretario General de Naciones Unidas sobre Energía Sostenible para Todos ha establecido tres puntos básicos para esta situación de emergencia:

1. Priorizar que las soluciones energéticas suministren energía a los centros de salud y a los equipos de respuesta inicial.
2. Mantener a los consumidores vulnerables conectados.
3. Aumentar la producción de energía fiable, ininterrumpida y suficiente como preparación para una recuperación económica más sostenible.

Las metas establecidas para el Objetivo 7 son:

7.1 De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.

7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas

7.3 De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

7.a De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.

7.b De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.

El proyecto al tratarse del diseño de una planta fotovoltaica, la energía que se obtendrá de esta instalación será renovable, con el uso de las últimas tecnologías de vanguardia en este sector, por ello contribuiría a este objetivo de desarrollo sostenible y, además, establece una metodología para su implementación en cualquier parte del planeta con una irradiación solar suficiente. Este proyecto promueve la transición a sistemas energéticos amigables con el medio ambiente mediante la ejemplarización de fuentes eficientes de producción de energía.

## 2. OBJETIVO 12: GARANTIZAR

### MODALIDADES DE CONSUMO Y PRODUCCIÓN

### SOSTENIBLES



*Ilustración 3: Objetivo 12 Producción y consumo responsable. Fuente: Programa de las Naciones*

El consumo y la producción mundiales dependen del uso del medio ambiente natural y de los recursos de una manera que continúa teniendo efectos destructivos sobre nuestro planeta. El progreso económico y social alcanzado en los dos últimos siglos ha estado acompañado de una degradación medioambiental que está poniendo en peligro los mismos sistemas de los que depende nuestro desarrollo futuro y condiciona nuestra supervivencia.

Cada año, un tercio de toda la comida producida (el equivalente a 1300 millones de toneladas) acaba pudriéndose en los cubos de basura de los consumidores y minoristas, o estropeándose debido a un transporte y unas prácticas de recolección deficientes.

El objetivo 12 busca lograr un crecimiento económico y desarrollo sostenible, para ello es urgente reducir la huella ecológica mediante un cambio en los métodos de producción y

consumo de bienes y recursos. Además, promueve la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales, reducir la generación de residuos y el desperdicio de alimentos y fomenta la gestión ecológicamente racional de los productos químicos. Asimismo, aspira a estimular la implementación de prácticas sostenibles en empresas y el acceso universal a información sobre estilos de vida en armonía con la naturaleza.

El consumo y la producción sostenibles se basan en la reforma de los procesos para hacer más y mejores productos con menos recursos. También se trata de desvincular el crecimiento económico de la contaminación medioambiental, aumentando la eficiencia de recursos y promoviendo estilos de vida más sostenibles. El consumo y la producción sostenibles también pueden contribuir de manera sustancial a la eliminación de la pobreza y a la transición hacia economías verdes y con cero emisiones de carbono.

Los datos sobre la energía son los siguientes:

- Si todas las personas del mundo utilizarán bombillas de bajo consumo, el mundo se ahorraría 120.000 millones de dólares al año.
- A pesar de los avances tecnológicos que han promovido el aumento de la eficiencia energética, el uso de energía en los países de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) seguirá creciendo otro 35% para la década 2020. El consumo doméstico y comercial de energía es la segunda área de uso de energía que más rápidamente ha crecido, después del transporte.
- En 2002, el stock de vehículos de motor en los países de la OCDE era de 550 millones (el 75% de los cuales eran automóviles particulares). Se previó un aumento del 32% en la propiedad de vehículos para 2020. Al mismo tiempo, se previó que los kilómetros de vehículos aumentarán en un 40% y que el transporte aéreo mundial se triplicará en el mismo período.
- Los hogares consumen el 29% de la energía mundial y, en consecuencia, contribuyen al 21% de las emisiones de CO<sub>2</sub> resultantes.

- La participación de las energías renovables en el consumo final de energía alcanzó el 17,5% en 2015. En España el 50 % de la energía consumida es fotovoltaica.

Las metas establecidas para el Objetivo 12 son:

12.1 Aplicar el Marco Decenal de Programas sobre Modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, con la participación de todos los países y bajo el liderazgo de los países desarrollados, teniendo en cuenta el grado de desarrollo y las capacidades de los países en desarrollo.

12.2 De aquí a 2030, lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales.

12.3 De aquí a 2030, reducir a la mitad el desperdicio de alimentos per cápita mundial en la venta al por menor y a nivel de los consumidores y reducir las pérdidas de alimentos en las cadenas de producción y suministro, incluidas las pérdidas posteriores a la cosecha.

12.4 De aquí a 2020, lograr la gestión ecológicamente racional de los productos químicos y de todos los desechos a lo largo de su ciclo de vida, de conformidad con los marcos internacionales convenidos, y reducir significativamente su liberación a la atmósfera, el agua y el suelo a fin de minimizar sus efectos adversos en la salud humana y el medio ambiente.

12.5 De aquí a 2030, reducir considerablemente la generación de desechos mediante actividades de prevención, reducción, reciclado y reutilización.

12.6 Alentar a las empresas, en especial las grandes empresas y las empresas transnacionales, a que adopten prácticas sostenibles e incorporen información sobre la sostenibilidad en su ciclo de presentación de informes.

12.7 Promover prácticas de adquisición pública que sean sostenibles, de conformidad con las políticas y prioridades nacionales.

12.8 De aquí a 2030, asegurar que las personas de todo el mundo tengan la información y los conocimientos pertinentes para el desarrollo sostenible y los estilos de vida en armonía con la naturaleza.

12.a Ayudar a los países en desarrollo a fortalecer su capacidad científica y tecnológica para avanzar hacia modalidades de consumo y producción más sostenibles.

12.b Elaborar y aplicar instrumentos para vigilar los efectos en el desarrollo sostenible, a fin de lograr un turismo sostenible que cree puestos de trabajo y promueva la cultura y los productos locales.

12.c Racionalizar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomentan el consumo antieconómico eliminando las distorsiones del mercado, de acuerdo con las circunstancias nacionales, incluso mediante la reestructuración de los sistemas tributarios y la eliminación gradual de los subsidios perjudiciales, cuando existan, para reflejar su impacto ambiental, teniendo plenamente en cuenta las necesidades y condiciones específicas de los países en desarrollo y minimizando los posibles efectos adversos en su desarrollo, de manera que se proteja a los pobres y a las comunidades afectadas.

Este Objetivo busca una producción y consumo responsable y sostenible. El presente trabajo, se alinea con el uso eficiente de recursos naturales, como es el sol. La energía fotovoltaica es una energía totalmente renovable, eficiente, económica e inagotable, en un país como España que alcanza una media de entre 2.500 y 3.000 horas de luz al año. Además, es un recurso que no produce emisiones de CO<sub>2</sub> por lo que es una energía totalmente limpia y neutra para el medio ambiente. Por todo ello es una herramienta básica para que tanto la industria como los hogares tengan un consumo energético responsable y sostenible.

### 3. OBJETIVO 13: ADOPTAR MEDIDAS URGENTES PARA COMBATIR EL CAMBIO CLIMÁTICO Y SUS EFECTOS



*Ilustración 4: Objetivo 13 Acción por el clima. Fuente: Programa de las Naciones*

Este Objetivo pretende erradicar la pobreza en todas sus formas en todo el mundo. Acabar con el hambre, conseguir la seguridad alimentaria y una mejor nutrición y promover la agricultura sostenible. Garantizar una vida saludable y promover el bienestar para todos y todas en todas las edades.

El 2019 fue el segundo año más caluroso desde que tienen registros y marcó el final de la década más calurosa (2010-2019) que jamás se haya conocido. Los niveles de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y de otros gases de efecto invernadero en la atmósfera en 2019, aumentaron hasta niveles nunca antes alcanzados. El cambio climático se está haciendo visible y palpable en todos los países de todos los continentes. En algunas zonas se está alterando las economías y afectando a el modo de vida local. Los sistemas meteorológicos están cambiando, los niveles del mar están subiendo y los fenómenos atmosféricos son cada vez más profundos y repetitivos.

Las emisiones de gases de efecto invernadero han caído alrededor de un 6 % en 2020 debido a las restricciones de movimiento y las recesiones económicas derivadas de la pandemia de la COVID-19, pero esta mejora es solo temporal. Una vez que la economía mundial comience su recuperación, es de esperar que las emisiones vuelvan a niveles anteriores. Por ello es necesario tomar medidas urgentes para abordar tanto la pandemia como la emergencia climática con el fin de preservar la vida y los medios de subsistencia.

A medida que los países comiencen sus procesos de reconstrucción de sus economías tras la COVID-19, los planes de recuperación tienen que dar salida a las nuevas formas de la economía del siglo XXI caracterizada por ser limpia, verde, sana, segura y más resiliente.

El Secretario General de las Naciones Unidas ha propuesto seis medidas favorables para el clima:

1. Transición verde: las inversiones deben acelerar la descarbonización de todos los aspectos de nuestra economía.
2. Empleos verdes y crecimiento sostenible e inclusivo.
3. Economía verde: hacer que las sociedades y los pueblos sean más resilientes mediante una transición justa para todos y que no deje a nadie atrás.
4. Invertir en soluciones sostenibles: los subsidios a los combustibles fósiles deben desaparecer y los contaminadores deben pagar por su contaminación.
5. Afrontar todos los riesgos climáticos.
6. Cooperación: ningún país puede triunfar por sí solo.

Las metas establecidas para el Objetivo 12 son:

13.1 Fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales en todos los países.

13.2 Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales.

13.3 Mejorar la educación, la sensibilización y la capacidad humana e institucional respecto de la mitigación del cambio climático, la adaptación a él, la reducción de sus efectos y la alerta temprana.

13.a Cumplir el compromiso de los países desarrollados que son partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de lograr para el año 2020 el objetivo de movilizar conjuntamente 100.000 millones de dólares anuales procedentes de todas las fuentes a fin de atender las necesidades de los países en desarrollo respecto de la adopción de medidas concretas de mitigación y la transparencia de su aplicación, y poner en pleno funcionamiento el Fondo Verde para el Clima capitalizándolo lo antes posible.

13.b Promover mecanismos para aumentar la capacidad para la planificación y gestión eficaces en relación con el cambio climático en los países menos adelantados y los pequeños Estados insulares en desarrollo, haciendo particular hincapié en las mujeres, los jóvenes y las comunidades locales y marginadas.

Este objetivo se basa en adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. España se ha propuesto como objetivo que en 2030 se eliminen todas las centrales de carbón y reducir el consumo de las fuentes no renovables, con el fin de descarbonizar nuestro planeta y disminuir nuestras emisiones de gases de efecto invernadero perjudiciales para la capa de ozono. En línea con este pensamiento, la implantación de esta planta fotovoltaica apoyará la consecución de esta meta tan ambiciosa en relación con la mitigación riesgos climáticos y generar nuevas oportunidades al establecer centro fotovoltaico escalable en países menos adelantados y zonas insulares en desarrollo, haciendo hincapié en las mujeres, los jóvenes y las comunidades locales y marginadas.

## 4. OBJETIVO 17: REVITALIZAR LA ALIANZA MUNDIAL PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE



*Ilustración 5: Objetivo 13 Acción por el clima. Fuente: Programa de las Naciones*

El Objetivo 17 pretende promover el comercio internacional y ayudar a los países en desarrollo para que puedan elevar el nivel de sus exportaciones, por ello forma parte del desafío para lograr un sistema de comercio universal equitativo y basado en reglas que sean justas, abiertas y que beneficien a todos.

Muchos países solicitan asistencia oficial para el desarrollo con el fin de fomentar el crecimiento y el comercio en sus Estados. Debido a la crisis, los niveles de ayuda están disminuyendo y los países donantes no están respetando su compromiso de aumentar la financiación para el desarrollo.

Ningún país puede superar esta pandemia por sí solo. La solidaridad a nivel mundial en todos los sentidos tanto económica, como tecnológica e investigación, como médica no es solo un imperativo moral, sino que todo este esfuerzo redundará en el interés de todos. Por ejemplo, si el nivel de vacunación global alcanzara la inmunidad de rebaño, no habría problemas para los intercambios de todo tipo entre todos los países.

Las metas establecidas para el Objetivo 12 son:

### Finanzas

17.1 Fortalecer la movilización de recursos internos, incluso mediante la prestación de apoyo internacional a los países en desarrollo, con el fin de mejorar la capacidad nacional para recaudar ingresos fiscales y de otra índole.

17.2 Velar por que los países desarrollados cumplan plenamente sus compromisos en relación con la asistencia oficial para el desarrollo, incluido el compromiso de numerosos países desarrollados de alcanzar el objetivo de destinar el 0,7% del ingreso nacional bruto a la asistencia oficial para el desarrollo de los países en desarrollo y entre el 0,15% y el 0,20% del ingreso nacional bruto a la asistencia oficial para el desarrollo de los países menos adelantados; se alienta a los proveedores de asistencia oficial para el desarrollo a que consideren la posibilidad de fijar una meta para destinar al menos el 0,20% del ingreso nacional bruto a la asistencia oficial para el desarrollo de los países menos adelantados.

17.3 Movilizar recursos financieros adicionales de múltiples fuentes para los países en desarrollo.

17.4 Ayudar a los países en desarrollo a lograr la sostenibilidad de la deuda a largo plazo con políticas coordinadas orientadas a fomentar la financiación, el alivio y la reestructuración de la deuda, según proceda, y hacer frente a la deuda externa de los países pobres muy endeudados a fin de reducir el endeudamiento excesivo.

17.5 Adoptar y aplicar sistemas de promoción de las inversiones en favor de los países menos adelantados.

### Tecnología

17.6 Mejorar la cooperación regional e internacional Norte-Sur, Sur-Sur y triangular en materia de ciencia, tecnología e innovación y el acceso a estas, y aumentar el intercambio de conocimientos en condiciones mutuamente convenidas, incluso mejorando la coordinación entre los mecanismos existentes, en particular a nivel de las Naciones Unidas, y mediante un mecanismo mundial de facilitación de la tecnología.

17.7 Promover el desarrollo de tecnologías ecológicamente racionales y su transferencia, divulgación y difusión a los países en desarrollo en condiciones favorables, incluso en condiciones concesionarias y preferenciales, según lo convenido de mutuo acuerdo.

17.8 Poner en pleno funcionamiento, a más tardar en 2017, el banco de tecnología y el mecanismo de apoyo a la creación de capacidad en materia de ciencia, tecnología e innovación para los países menos adelantados y aumentar la utilización de tecnologías instrumentales, en particular la tecnología de la información y las comunicaciones.

### Creación de capacidad

17.9 Aumentar el apoyo internacional para realizar actividades de creación de capacidades eficaces y específicas en los países en desarrollo a fin de respaldar los planes nacionales de implementación de todos los Objetivos de Desarrollo Sostenible, incluso mediante la cooperación Norte-Sur, Sur-Sur y triangular.

### Comercio

17.10 Promover un sistema de comercio multilateral universal, basado en normas, abierto, no discriminatorio y equitativo en el marco de la Organización Mundial del Comercio, incluso mediante la conclusión de las negociaciones en el marco del Programa de Doha para el Desarrollo.

17.11 Aumentar significativamente las exportaciones de los países en desarrollo, en particular con miras a duplicar la participación de los países menos adelantados en las exportaciones mundiales de aquí a 2020.

17.12 Lograr la consecución oportuna del acceso a los mercados libre de derechos y contingentes de manera duradera para todos los países menos adelantados, conforme a las decisiones de la Organización Mundial del Comercio, incluso velando por que las normas de origen preferenciales aplicables a las importaciones de los países menos adelantados sean transparentes y sencillas y contribuyan a facilitar el acceso a los mercados.

### Cuestiones sistémicas: Coherencia normativa e institucional

17.13 Aumentar la estabilidad macroeconómica mundial, incluso mediante la coordinación y coherencia de las políticas.

17.14 Mejorar la coherencia de las políticas para el desarrollo sostenible

17.15 Respetar el margen normativo y el liderazgo de cada país para establecer y aplicar políticas de erradicación de la pobreza y desarrollo sostenible.

### Alianzas entre múltiples interesados

17.16 Mejorar la Alianza Mundial para el Desarrollo Sostenible, complementada por alianzas entre múltiples interesados que movilicen e intercambien conocimientos, especialización, tecnología y recursos financieros, a fin de apoyar el logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible en todos los países, particularmente los países en desarrollo.

17.17 Fomentar y promover la constitución de alianzas eficaces en las esferas pública, público-privada y de la sociedad civil, aprovechando la experiencia y las estrategias de obtención de recursos de las alianzas.

### Datos, supervisión y rendición de cuentas

17.18 De aquí a 2020, mejorar el apoyo a la creación de capacidad prestado a los países en desarrollo, incluidos los países menos adelantados y los pequeños Estados insulares en desarrollo, para aumentar significativamente la disponibilidad de datos oportunos, fiables y de gran calidad desglosados por ingresos, sexo, edad, raza, origen étnico, estatus migratorio, discapacidad, ubicación geográfica y otras características pertinentes en los contextos nacionales.

17.19 De aquí a 2030, aprovechar las iniciativas existentes para elaborar indicadores que permitan medir los progresos en materia de desarrollo sostenible y complementen el producto interno bruto, y apoyar la creación de capacidad estadística en los países en desarrollo.

Los objetivos de esta propuesta buscan revitalizar la Alianza Mundial para el desarrollo sostenible. Con el acuerdo de París del 12 de diciembre de 2015 y que entró en vigor el 4 de noviembre de 2016, constituyó el primer acuerdo universal y jurídicamente vinculante sobre el cambio climático. Este proyecto contribuirá con su libre divulgación a la difusión de la tecnología necesaria en la energía fotovoltaica tanto a nivel nacional con internacional, permitiendo la colaboración tecnológica necesaria para extender esta energía limpia, respetuosa con el medio ambiente y escalable según las necesidades de cada comunidad. Además, otra contribución de este proyecto será aportar un granito de arena para cumplimiento del Acuerdo de París en el nombre de España.

## REFERENCIA

- [39] Naciones Unidas. “Objetivos de Desarrollo Sostenible”, 2015  
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

# **ANEXO IV. SIMULACIÓN PVSYST**



Proyecto: Hueneja, Granada

Variante: Jinko Bif 515 Wp, Power Elect 3630 kW  $r=1,06$   $d=12m$

**PVsyst V7.2.2**

VC5, Fecha de simulación:  
01/06/21 19:14  
con v7.2.2

#### Resumen del proyecto

<b>Sitio geográfico</b> Hueneja España	<b>Situación</b> Latitud 37.22 °N Longitud -2.98 °W Altitud 1107 m Zona horaria UTC	<b>Configuración del proyecto</b> Albedo 0.20
<b>Datos meteo</b> Hueneja Promedio de Bases de datos: Meteonorm, PVGIS, NASA - Sintético		

#### Resumen del sistema

<b>Sistema conectado a la red</b> Simulación para el año n° 1	<b>Conjunto único de rastreadores, con retroceso</b>	
<b>Orientación campo FV</b> Plano de rastreo, eje horizontal N-S Azimut del eje 0 °	<b>Sombreados cercanos</b> Sombreados lineales	<b>Necesidades del usuario</b> Carga ilimitada (red)
<b>Información del sistema</b> <b>Conjunto FV</b> Núm. de módulos 74925 unidades Pnom total 38.59 MWp	<b>Inversores</b> Núm. de unidades 10 unidades Pnom total 36.30 MWca Proporción Pnom 1.063	

#### Resumen de resultados

Energía producida 86420 MWh/año	Producción específica 2240 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 86.61 %
---------------------------------	--	-----------------------------

#### Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	6
Resultados principales	7
Diagrama de pérdida	8
Gráficos especiales	9





Proyecto: Hueneja, Granada

Variante: Jinko Bif 515 Wp, Power Elect 3630 kW  $r=1,06$   $d=12m$

PVsyst V7.2.2

VC5, Fecha de simulación:  
01/06/21 10:14  
con v7.2.2

#### Pérdidas del conjunto

<b>Pérdidas de suciedad del conjunto</b> Fracción de pérdida 2.0 %	<b>Factor de pérdida térmica</b> Temperatura módulo según irradiancia $U_c$ (const) 29.0 W/m <sup>2</sup> K $U_v$ (viento) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	<b>Pérdidas de cableado CC</b> Res. conjunto global 0.30 mΩ Fracción de pérdida 1.0 % en STC																		
<b>LID - Degradación Inducida por Luz</b> Fracción de pérdida 1.5 %	<b>Pérdida de calidad módulo</b> Fracción de pérdida -0.3 %	<b>Pérdidas de desajuste de módulo</b> Fracción de pérdida 2.0 % en MPP																		
<b>Pérdidas de desajuste de cadenas</b> Fracción de pérdida 0.1 %	<b>Módulo de degradación media</b> Año n° 1 Factor de pérdida 0.48 %/año <b>Desajuste debido a la degradación</b> Dispersión Imp RMS 0 %/año Dispersión Vmp RMS 0 %/año																			
<b>Factor de pérdida IAM</b> Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>0°</th> <th>30°</th> <th>50°</th> <th>60°</th> <th>70°</th> <th>75°</th> <th>80°</th> <th>85°</th> <th>90°</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>0.994</td> <td>0.980</td> <td>0.953</td> <td>0.881</td> <td>0.692</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table>			0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	1.000	1.000	1.000	0.994	0.980	0.953	0.881	0.692	0.000
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°												
1.000	1.000	1.000	0.994	0.980	0.953	0.881	0.692	0.000												

#### Pérdidas del sistema.

<b>Pérdidas auxiliares</b> Proporcional a la potencia 3.0 W/kW 0.0 kW del umbral de potencia
--

#### Pérdidas de cableado CA

<b>Línea de salida del inv. hasta transfo MV</b>			
Voltaje inversor	660 Vca tri		
Fracción de pérdida	0.50 % en STC		
<b>Inversor: FS3510K_660V_20190926</b>			
Sección cables (10 Inv.)	Alu 10 x 3 x 2000 mm <sup>2</sup>		
Longitud media de los cables	37 m		
<b>Línea MV hasta Transfo AT</b>		<b>Línea AT hasta Inyección</b>	
Voltaje MV	30 kV	Voltaje de línea de AT	132 kV
Cables	Alu 3 x 400 mm <sup>2</sup>	Cables	Alu 3 x 50 mm <sup>2</sup>
Longitud	500 m	Longitud	800 m
Fracción de pérdida	0.17 % en STC	Fracción de pérdida	0.11 % en STC

#### Pérdidas de CA en transformadores

<b>Transfo MV</b>	
Voltaje medio	30 kV
<b>Pérdidas operativas en STC</b>	
Potencia nominal en STC	38011 kVA
Pérdida de hierro (Conexión 24/24)	98.83 kW
Fracción de pérdida	0.26 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas	3 x 0.09 mΩ
Fracción de pérdida	0.80 % en STC



**PVsyst V7.2.2**  
VC5, Fecha de simulación:  
01/06/21 19:14  
con v7.2.2

Proyecto: Hueneja, Granada

Variante: Jinko Bif 515 Wp, Power Elect 3630 kW r=1,06 d=12m

**Pérdidas de CA en transformadores**

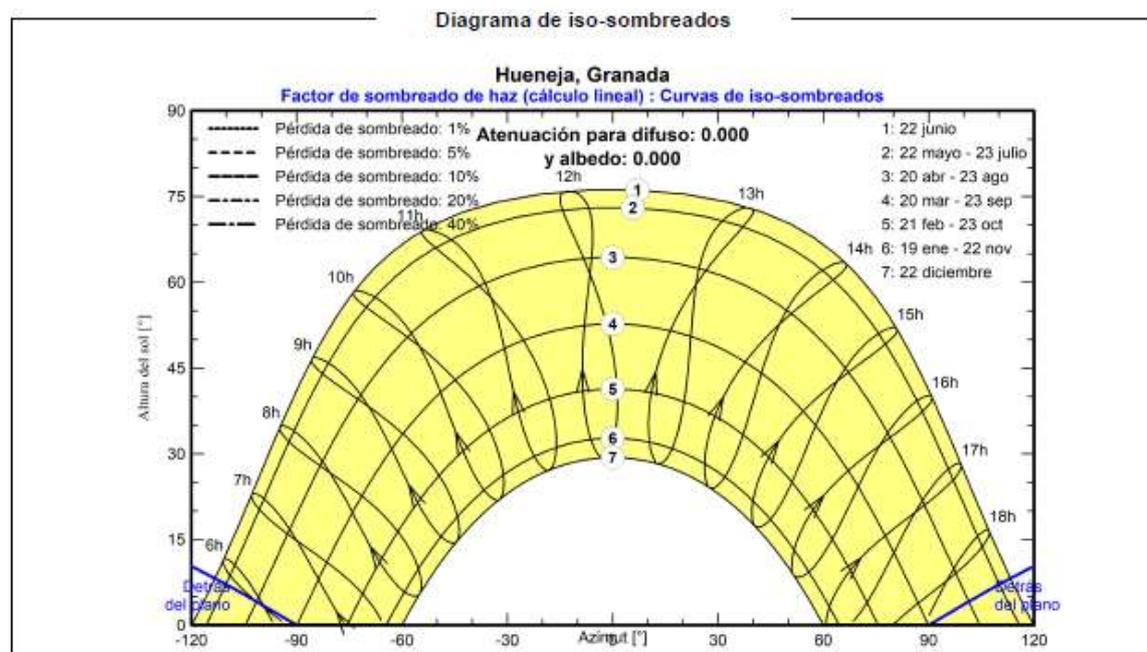
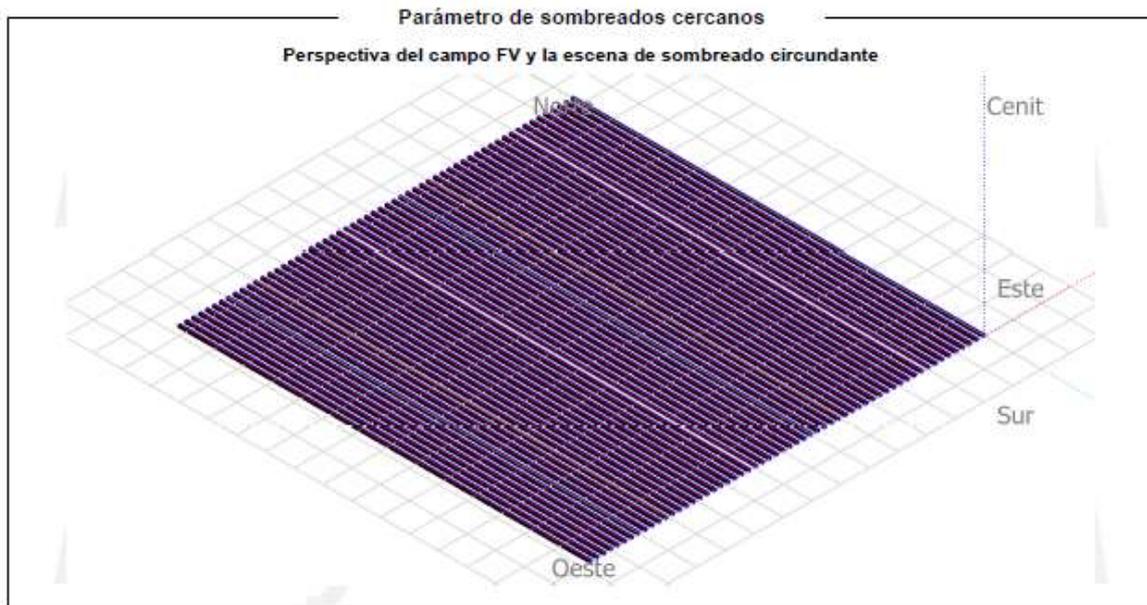
Transfo AT		Pérdidas operativas en STC	
Voltaje de red	132 kV	Potencia nominal en STC	38011 kVA
Transformador desde hojas de datos		Pérdida de hierro (Conexión 24/24)	39.00 kW
Potencia nominal	47500 kVA	Fración de pérdida	0.10 % en STC
Pérdida de hierro	39.00 kVA	Resistencia equivalente de bobinas	3 x 95.73 mΩ
Fración de pérdida	0.08 % de PNom	Fración de pérdida	0.40 % en STC
Pérdida de cobre	240.00 kVA		
Fración de pérdida	0.51 % de PNom		



**PVsyst V7.2.2**  
VC5, Fecha de simulación:  
01/08/21 19:14  
con v7.2.2

Proyecto: Hueneja, Granada

Variante: Jinko Bif 515 Wp, Power Elect 3630 kW  $r=1,06$   $d=12m$





**PVsyst V7.2.2**  
VCS, Fecha de simulación:  
01/06/21 19:14  
con v7.2.2

Proyecto: Hueneja, Granada

Variante: Jinko Bif 515 Wp, Power Elect 3830 kW  $r=1,06$   $d=12m$

### Resultados principales

#### Producción del sistema

Energía producida

86420 MWh/año

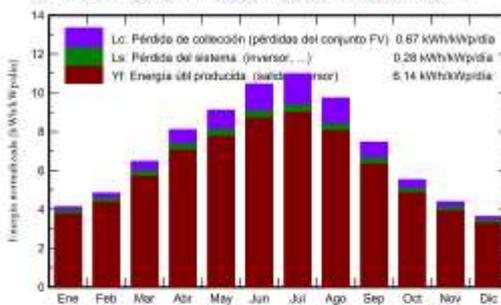
Producción específica

2240 kWh/kWp/año

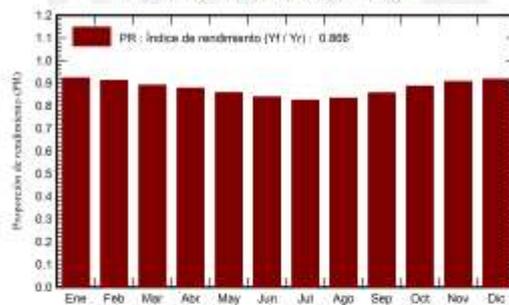
Proporción de rendimiento (PR)

86.61 %

#### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



#### Proporción de rendimiento (PR)



### Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	89.0	26.00	3.70	128.3	123.3	4797	4570	0.923
Febrero	100.0	34.00	5.60	135.4	130.3	5001	4767	0.912
Marzo	149.0	50.00	8.90	200.9	193.4	7225	6903	0.890
Abril	181.0	59.00	12.00	243.2	234.4	8608	8239	0.878
Mayo	215.0	70.00	16.50	282.4	272.5	9775	9360	0.859
Junio	235.0	64.00	22.50	313.7	303.0	10590	10159	0.839
Julio	252.0	54.00	25.10	340.3	329.3	11292	10833	0.825
Agosto	221.0	50.00	24.30	301.8	291.9	10128	9712	0.834
Septiembre	165.0	51.00	19.20	224.0	215.9	7742	7412	0.858
Octubre	126.0	41.00	14.30	171.5	165.1	6139	5864	0.886
Noviembre	93.0	28.00	7.70	131.6	126.6	4835	4605	0.907
Diciembre	80.0	23.00	4.60	112.8	108.4	4209	3996	0.918
Año	1906.0	550.00	13.75	2585.8	2494.2	90342	86420	0.866

#### Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T\_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E\_Grid Energía inyectada en la red

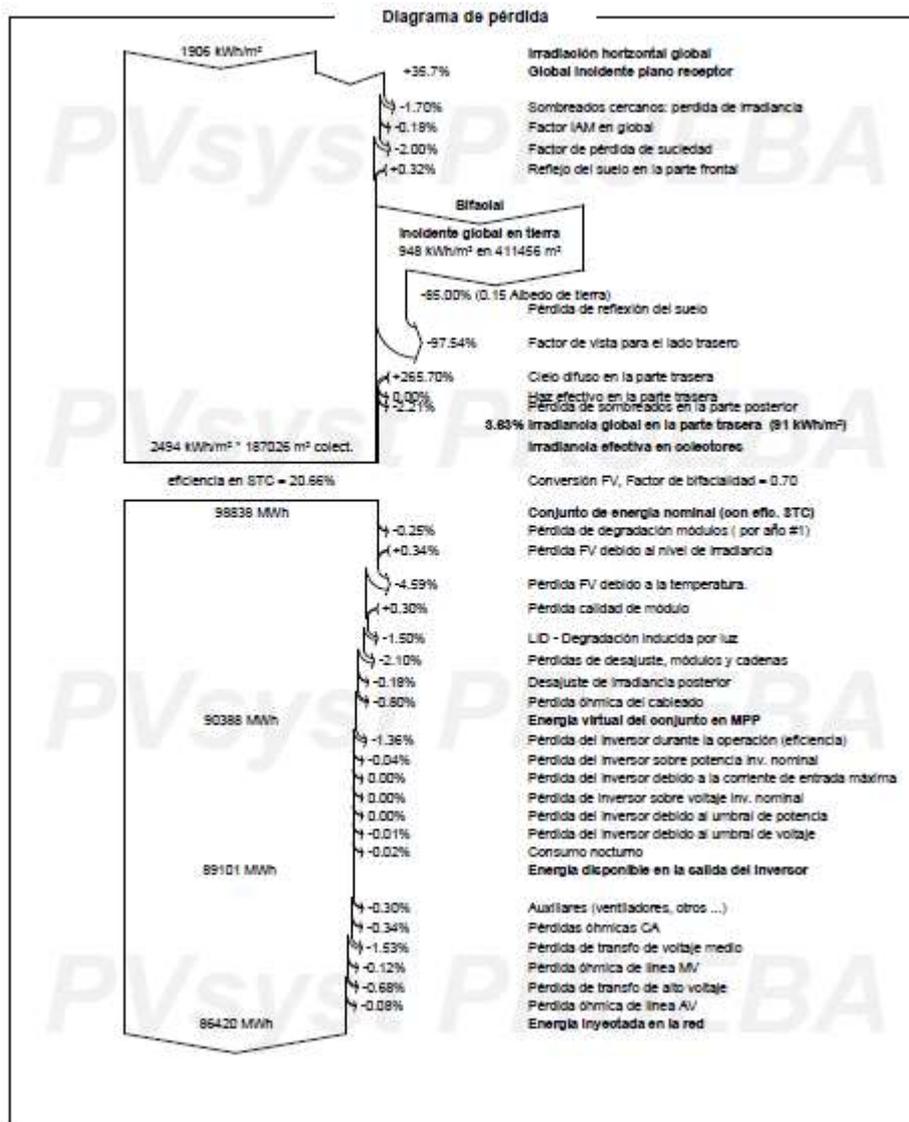
PR Proporción de rendimiento



**PVsyst V7.2.2**  
VCS, Fecha de simulación:  
01/06/21 19:14  
con v7.2.2

Proyecto: Hueneja, Granada

Variante: Jinko Bif 515 Wp, Power Elect 3630 kW  $r=1,06$   $d=12m$

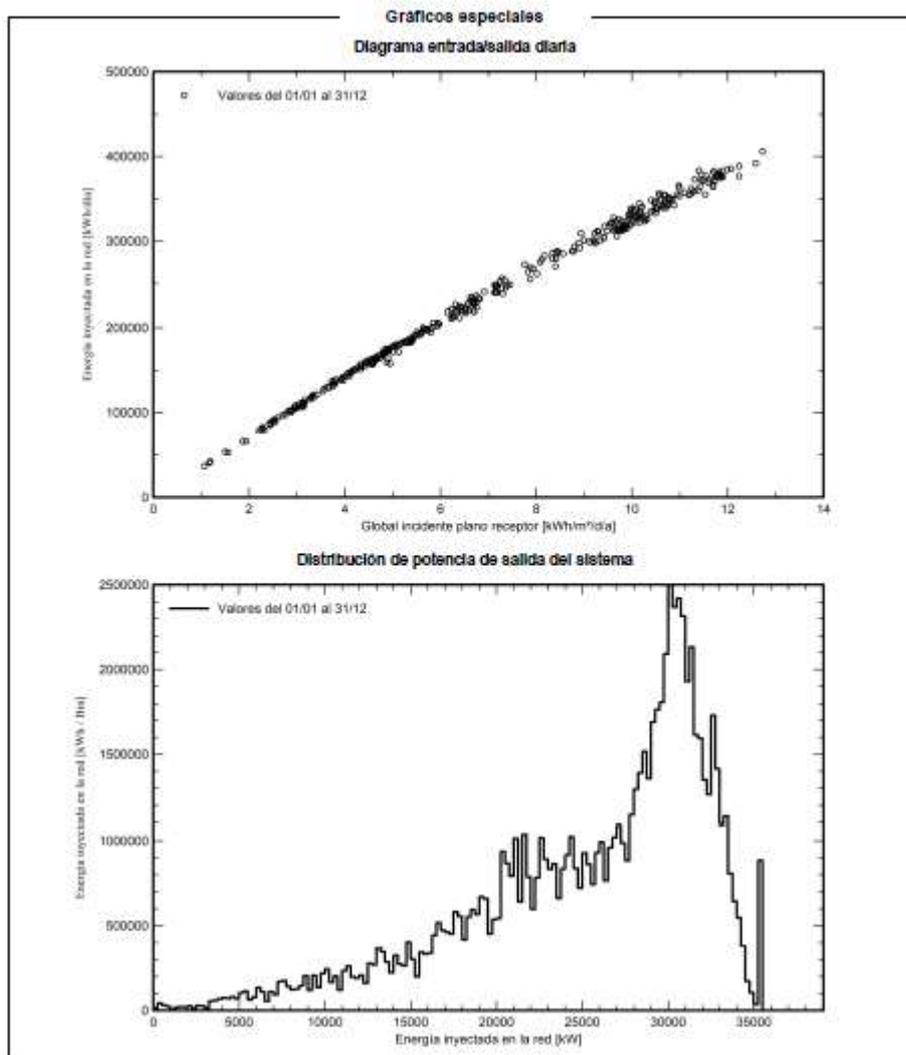




**PVsyst V7.2.2**  
VCS, Fecha de simulación:  
01/06/21 19:14  
con v7.2.2

Proyecto: Hueneja, Granada

Variante: Jinko Bif 515 Wp, Power Elect 3830 kW  $r=1,08$   $d=12m$



# **ANEXO V. FICHAS TÉCNICAS**

www.jinkosolar.com



**TR Bifacial 72M**  
**510-530 Watt**

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0→+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018  
certified factory

ISO81245, ISO81730 certified product

**(Draft)**

**Tiger Pro**





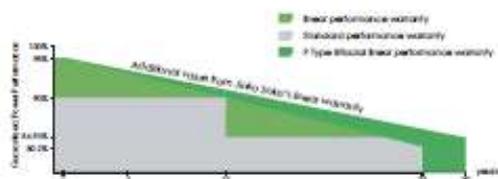
#### KEY FEATURES

- 
**TR technology + Half Cell**  
 TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (bi-facial up to 20.6%)
- 
**MBB instead of SBB**  
 MBB technology decreases the distance between bus bar and finger grid line which is benefit to power increase.
- 
**Higher lifetime Power Yield**  
 2% first year degradation,  
 0.45% linear degradation
- 
**Best Warranty**  
 12 year product warranty,  
 30 year linear power warranty
- 
**Strengthened Mechanical Support**  
 5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

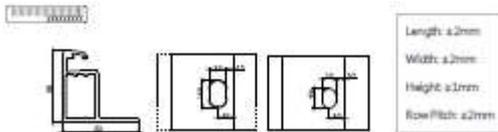
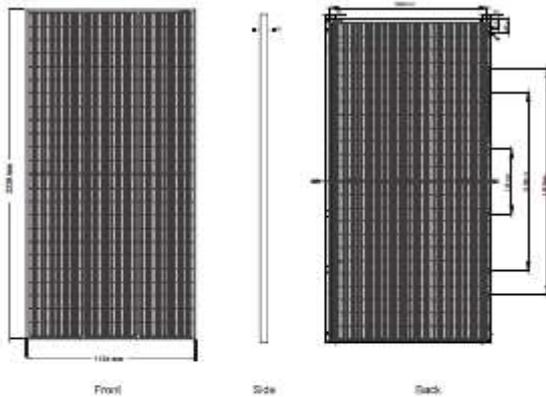


#### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

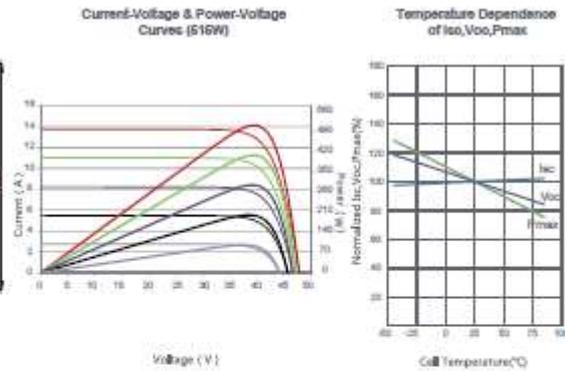
12 Year Product Warranty + 30 Year Linear Power Warranty  
0.45% Annual Degradation Over 30 years



**Engineering Drawings**



**Electrical Performance & Temperature Dependence**



**Mechanical Characteristics**

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2x72)
Dimensions	2230 × 1134 × 35mm (87.80 × 44.65 × 1.38 inch)
Weight	28.79 kg (62.47 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV L1 × 4.0mm <sup>2</sup> (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

**Packaging Configuration**

( Two pallets = One stack )  
31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

**SPECIFICATIONS**

Module Type	JKM510M-7TL4-TV		JKM515M-7TL4-TV		JKM520M-7TL4-TV		JKM525M-7TL4-TV		JKM530M-7TL4-TV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	510Wp	375Wp	515Wp	383Wp	520Wp	387Wp	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.50V	38.44V	41.70V	38.55V	41.80V	38.61V	41.90V	38.75V	42.00V	38.85V
Maximum Power Current (Imp)	12.25A	9.87A	12.35A	9.84A	12.44A	10.02A	12.53A	10.08A	12.62A	10.15A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.14V	46.28V	49.24V	46.38V	49.34V	46.47V	49.44V	46.57V	49.54V	46.66V
Short-circuit Current (Isc)	12.98A	10.48A	13.07A	10.56A	13.16A	10.63A	13.25A	10.70A	13.34A	10.77A
Module Efficiency STC (%)	20.17%		20.37%		20.56%		20.76%		20.96%	
Operating Temperature(°C)					-40°C~+85°C					
Maximum system voltage					1500VDC (IEC)					
Maximum series fuse rating					25A					
Power tolerance					0~+3%					
Temperature coefficients of Pmax					-0.39%/°C					
Temperature coefficients of Voc					-0.28%/°C					
Temperature coefficients of Isc					0.048%/°C					
Nominal operating cell temperature (NOCT)					45±2°C					
Refer. Bifacial Factor					70±5%					

**BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN**

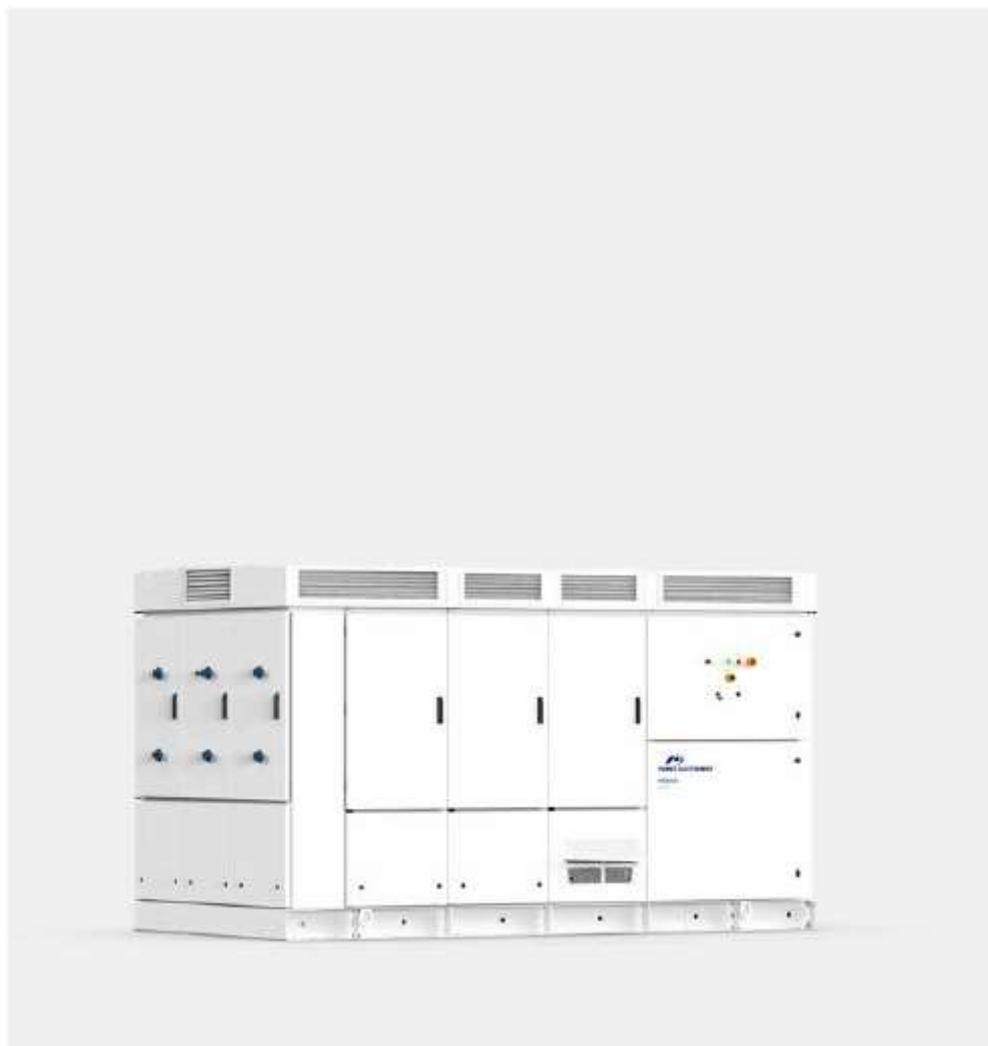
		536Wp	541Wp	545Wp	551Wp	557Wp
8%	Maximum Power (Pmax)					
	Module Efficiency STC (%)	21.18%	21.38%	21.53%	21.80%	22.01%
15%	Maximum Power (Pmax)	587Wp	592Wp	598Wp	604Wp	610Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.15%	23.42%	23.65%	23.87%	24.10%
25%	Maximum Power (Pmax)	638Wp	644Wp	650Wp	656Wp	663Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.21%	25.46%	25.70%	25.95%	26.20%

\*STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>    🌡 Cell Temperature 25°C    ☁ AM=1.5  
NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup>    🌡 Ambient Temperature 20°C    ☁ AM=1.5    🌪 Wind Speed 1m/s

• Power measurement tolerance: ± 3%  
©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.  
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

TR JKM510-530M-7TL4-TV-D5-EN

POWER ELECTRONICS



## HEMK

UTILITY SCALE CENTRAL STRING INVERTER

-  **FRU** FIELD REPLACEABLE UNITS
-  **OUTDOOR DURABILITY**
-  **BUS PLUS READY** UP TO 6 FREEMAN
-  **NEMA 3R / IP55**
-  **iCOOL3**
-  **ACTIVE HEATING**
-  **3 LEVEL TOPOLOGY**

### COMBINING THE BENEFITS OF CENTRAL AND STRING INVERTERS

The HEMK is the second generation 1500V inverter, based on the more than proven HEC V1500. This modular solar inverter offers the advantages of both central and string inverters. Reaching a very high power density, and an output power of 3.8 MW at 40°C, it is available in 6 different AC voltages, providing the flexibility to choose the best solution for each PV plant. The power stage architecture, composed of six field replaceable units (FRU), is designed to provide the highest availability and optimize yield production.

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.

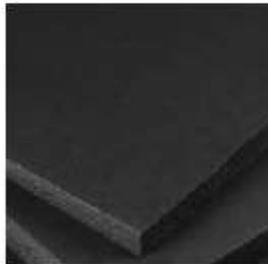
The innovative iCOOL3 cooling system allows the HEMK to be installed in the harshest environments, thanks to a degree of protection of up to IP55. This advanced air-cooling system, reduces the OPEX cost compared to other cooling solutions, that need the use of complex liquid-cooling systems.

The HEMK has been designed to be the lowest LCOE solution in the market in solar applications.

**ROBUST DESIGN**



Polyméric Painting



Closed-Cell Insulation



Galvanized Steel | Stainless Steel (Optional)

---

HEMK inverter modules have a design life of greater than 30 years of operation in harsh environments and extreme weather conditions. HEMK 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 HEMK structure avoids the need of additional external structures.

---

Random units selected to pass a Factory Water Tightness Test ensuring product quality.

---

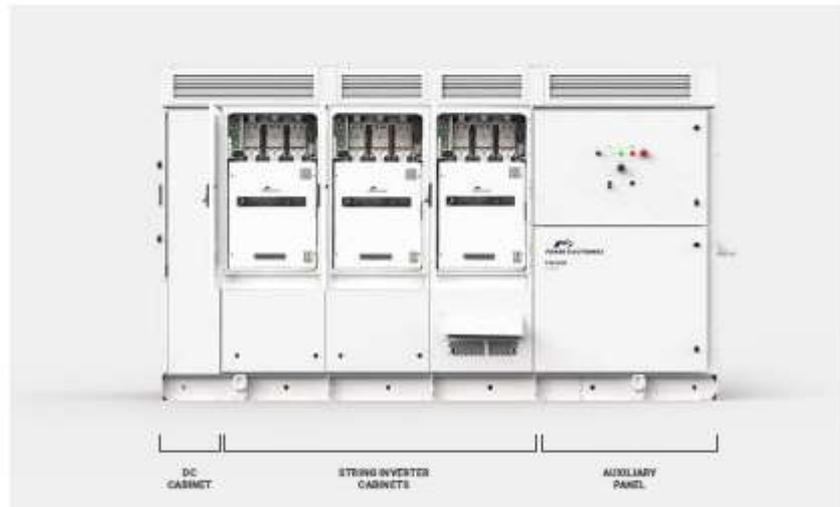
NEMA 3R / IP55.

---

### COMPACT DESIGN - EASY TO SERVICE

By providing full front access the HEMK 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.

With the HEMK, Power Electronics offers its most compact solution, achieving 3.8 MW in just 12ft long, reducing installation costs and labor time, and therefore will minimize the LCOE.



### STRING CONCEPT POWER STAGES

The HEMK 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 HEMK 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 IP55 degree of protection in an outdoor solar inverter. iCOOL3 delivers a constant stream of clean air to the FRUs, being the most effective way of reaching up to IP55 degree of protec-

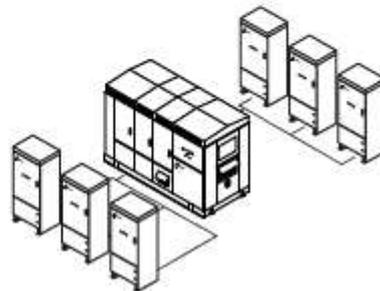
tion, without having to maintain cumbersome dust filters or having to use liquid-cooling systems, avoiding the commonly known inconveniences of it (complex maintenance, risk of leaks, higher number of components...), therefore resulting in an OPEX cost reduction and a LCOE improvement.



### BUS PLUS READY - SOLAR + STORAGE

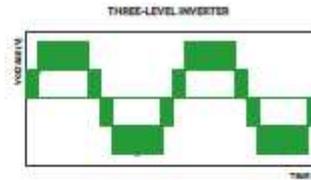
The Bus Plus feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits. It prevents from additional connections out of the inverter between the DC/DC converters and the PV field. This solution provides considerable savings 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 HEMK 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 HEMK 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. **HEMKT**

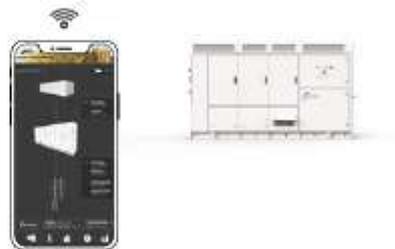
### EASY TO MONITOR

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.

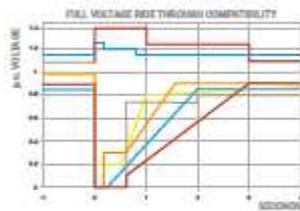
The app user-friendly interface allows quick and easy access to critical information (energy registers, production and events).

<b>AVAILABLE INFORMATION</b>	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.
<b>FEATURES</b>	Easy Wireless connection. Comprehensive interface. Save time data. Save and copy settings.
<b>LANGUAGE</b>	English, Spanish.
<b>SYSTEM REQUIREMENTS</b>	iOS or Android devices.
<b>SETTINGS CONTROL</b>	Yes.

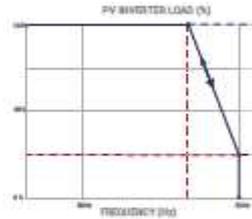


**DYNAMIC GRID SUPPORT**

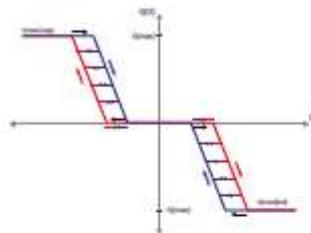
HEMK firmware includes the latest utility interactive features (LVRT, CVRT, FRS, FRT, Anti-islanding, active and reactive power curtailment...), and can be configured to meet specific utility requirements.



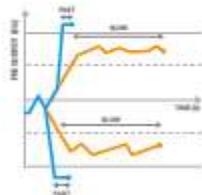
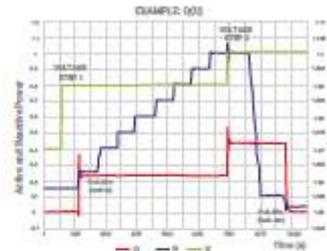
**Low Voltage Ride Through (LVRT or ZVRT).** Inverters can withstand any voltage dip or profile required by the local utility. In this situation, the inverter can inject current up to the nominal value.



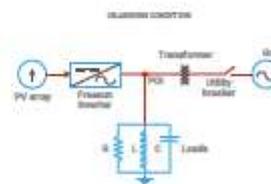
**Frequency Regulation System (FRS).** Frequency droop algorithm curtails the active power along a preset characteristic curve supporting grid stabilization.



**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.

**TECHNICAL CHARACTERISTICS**

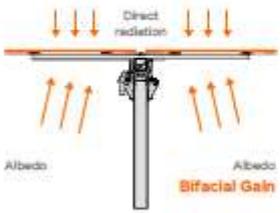
**HEMK 660V**

	FRAME 1	FRAME 2	
REFERENCE	FS2340K	FS3510K	
<b>OUTPUT</b>	AC Output Power(kVA/kW) @50°C <sup>1)</sup>	2340	3510
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C <sup>1)</sup>	2420	3630
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) <sup>1)</sup>	660V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) <sup>1)</sup>	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
<b>INPUT</b>	MPPt @full power (VDC) @35°C <sup>1)</sup>	934V-1500V	
	MPPt @full power (VDC) @50°C <sup>1)</sup>	934V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs <sup>1)</sup>	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs <sup>1)</sup>	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) <sup>1)</sup>	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) <sup>1)</sup>	4000	6000
<b>EFFICIENCY &amp; AUXILIARY SUPPLY</b>	Efficiency (Max) (η)	98.84%	98.90%
	Euroeta (η)	98.48%	98.65%
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
<b>CABINET</b>	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
<b>ENVIRONMENT</b>	Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
	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)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level <sup>1)</sup>	< 79 dBA	
<b>CONTROL INTERFACE</b>	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
<b>PROTECTIONS</b>	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
<b>CERTIFICATIONS</b>	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017 / IEC	
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	



## Bifacial Yield Boost

The SF7 standard configuration enables cost-effective installation, operation, and innovation such as the bifacial tracking solution.



**No Shading**  
Two-up portrait module mounting; no backside shading from torque tube.

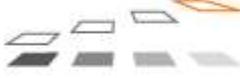
5" gap (15 cm)

Eliminate hanging wires and merge cable through the torque tube, reducing the total wire up to 83% and installation labor up to 75%.



Only 7 piles per every 30 modules and no dampers, minimizing the number of objects shading the rear side of the modules. 46% fewer piles per MW.

**Taller Tracker**



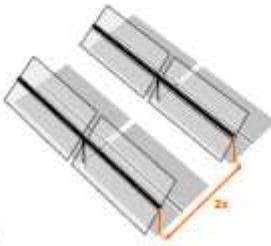
**2x Wider Aisles**  
Maximize reflected solar energy (albedo) while improve O&M accessibility for module washing and vegetation control.

Bifacial performance is increased by height of installation, reducing shadow intensity projection.

**Highest Power Density**



SF7 is Self-Powered PV Series and does not require an extra module. More PV active area per tracker for better land-use.





UNITED STATES  
3500 Lee Posters Road  
Livermore, CA 94551  
usa@soltec.com  
+1 925 440 9300

SPAIN (Murcia)  
info@soltec.com  
+34 968 603 553 (Madrid)  
esw@soltec.com  
+34 91 449 72 03

BRAZIL  
brazil@soltec.com  
+55 071 3028 4900

MEXICO  
mexico@soltec.com  
+52 1 55 5587 3144

CHILE  
chile@soltec.com  
+56 2 25738888

PERU  
peru@soltec.com  
+51 1422 7279

INDIA  
india@soltec.com  
+91 124 4365302

AUSTRALIA  
australia@soltec.com  
+61 2 8067 8801

CHINA  
china@soltec.com  
+86 21 86285759

ARGENTINA  
argentina@soltec.com  
+54 9 114 889 1476

EGYPT  
egypt@soltec.com

B&V Bankability report  
DNV GL Technology  
Review available  
RWDC WIND TUNNEL TESTED

2 year background  
Industrial operation



www.soltec.com

Contents subject to change without prior notice © Soltec America LLC - DPT 32020912

POWER ELECTRONICS



**MV SKID**  
UTILITY SCALE SOLAR STATION

-  TURN-KEY SOLUTION
-  HIGH RELIABILITY
-  EASY TO INSTALL
-  OUTDOOR DURABILITY

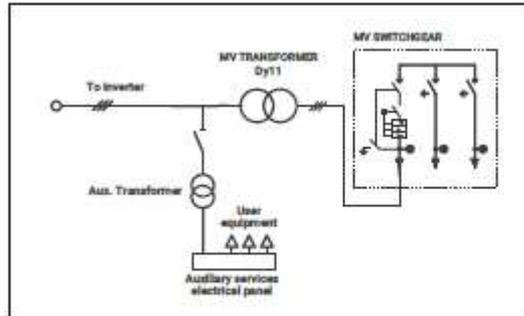
**SIMPLIFY YOUR COMMISSIONING  
WITH THE MOST COMPETITIVE  
SOLUTION INTEGRATED WITH ALL  
THE MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT**

The MV Skid is a compact turnkey outdoor platform made from high resistance galvanized steel with all the medium voltage equipment integrated, including an outdoor power transformer, MV switchgear, oil tank, filter and built in fast power connection to any HEMK solar inverter. With between 600 V - 690 V in the low voltage range and 12 kV to 36 kV in the high voltage range, this compact platform achieves power outputs between 2125 kVA and 3800 kVA.

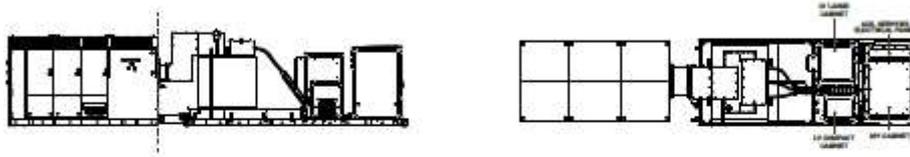
This compact solution also allows the installation of a low voltage cabinet that is fully configurable to the customer needs as well as different types of cells and even an enclosure fence among other options. The MV SKID simplifies the project design of the PV plant, reducing installation costs and the amount of resources needed. The benefits of the MV Skid and the fact that it is also easier to transport and deliver into remote sites makes it the optimal solution for EPC's (engineering, procurement and construction).

**MODEL NUMBERS AND OPERATIONAL DIAGRAM**

REFERENCE	RATED POWER @50°C (MVA)
MVS212E	2125
MVS218Q	2180
MVS223S	2235
MVS228S	2285
MVS234Q	2340
MVS244S	2445
MVS319Q	3190
MVS327Q	3270
MVS335Q	3350
MVS343Q	3430
MVS351Q	3510
MVS367Q	3670



**SECTION**



**TECHNICAL CHARACTERISTICS**

**MV SKID**

<b>MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT</b>	Rated power range @50°C	2125 kVA - 3670 kVA
	Rated power range @40°C	2200 kVA - 3800 kVA
	MV voltage range	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
	LV voltage range	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V
	Type of tank	Hermetically oil-sealed
	Cooling	ONAN
	Vector group	Dy11
	Transformer protection	Protection relay for pressure, temperature (two levels) and gassing. Monitoring of dielectric level decrease. PT100 optional.
	Oil retention tank	Integrated with hydrocarbon filter
	Transformer index of protection	IP54
	Switchgear configuration	Double feeder (2L)
<b>CONNECTIONS</b>	Switchgear protection <sup>11</sup>	Automatic circuit breaker (V)
	Inverter AC connection	Close coupled solution (Plug & Play)
	LV protection	Circuit breaker included in the inverter
<b>ENVIRONMENT</b>	HV AC wiring	MV bridge between transformer and protection switchgear prewired
	Ambient temperature <sup>12</sup>	-10°C...+50°C (T>50°C power derating)
	Maximum altitude (above sea level)	Customizable
	Relative humidity	4% to 95% non condensing
<b>MECHANICAL CHARACTERISTICS</b>	Skid dimensions (WxHxD) mm <sup>13</sup>	5780 x 2340 x 2240
	Skid weight with MV equipment <sup>13</sup>	< 11 Tn
	Oil retention tank material	Galvanized steel
	Skid material	Galvanized steel
	Cabinet type	Outdoor
	Anti-rodent protection	✓
<b>AUXILIARY SERVICES ELECTRICAL PANEL</b>	Auxiliary supply <sup>11</sup>	400 V (3-phase), 50/60 Hz
	User power supply available	5 kVA / 20 kVA / 40 kVA
	Cabinet type	Outdoor
	Cooling	Air
	Auxiliary supply protection	✓
	Communication <sup>14</sup>	Ethernet (fiber optic or RJ45)
<b>OTHER EQUIPMENT</b>	UPS system <sup>15</sup>	1 kW (30 minutes) - 20 kW (20 minutes)
	Safety mechanism	Interlocking system
	Safety perimeter	Transformer access protection fence
	Backfeed tracker supply	Optional
	Emergency lighting	1h autonomy
	Fire extinguishing system (transformer accessory)	Optional
	LV revenue grade meter	For inverter output / for customer auxiliary supply
	I/O interface	Digital I/O, analog I/O
<b>STANDARDS</b>	Compliance	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1

INGECON

SUN

StringBox

**SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V**

12 / 16 / 18 / 20 / 24 / 32

The new INGECON® SUN StringBox is a cost-effective PV string combiner box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox features efficient input and output DC wiring with fully-rated DC disconnect switches for safe maintenance.

When used in combination with INGECON® SUN series central inverters, the INGECON® SUN StringBox outputs can be monitored by means of the optional DC input groups monitoring kit available for B and C series.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses
- Available fuses: 10A, 15A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard)
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

MAIN FEATURES

- Built to minimise system costs by providing the maximum flexibility.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 30 inputs configurations.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage
- Simplifies input and output wiring
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 2+2.
- Pole mounting kit
- PV connectors

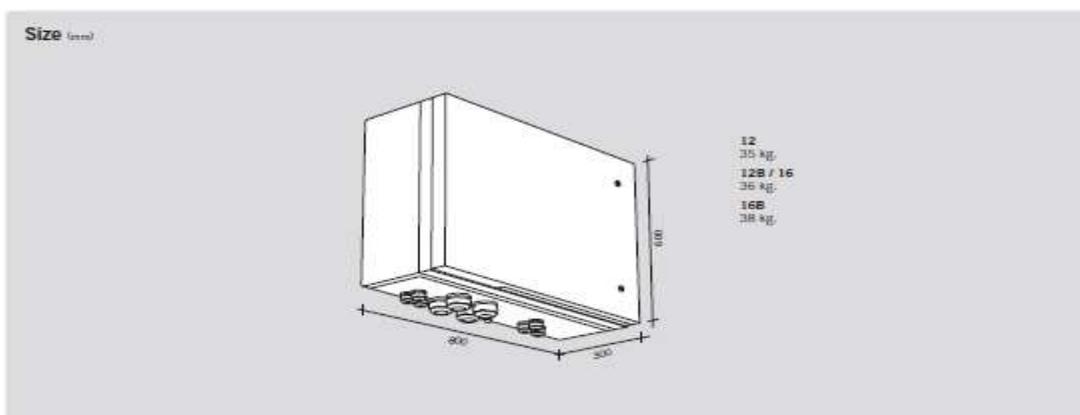


[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[sales.ingy@ingeteam.com](mailto:sales.ingy@ingeteam.com)



	1,500 V			
	StringBox 12	StringBox 12B	StringBox 16	StringBox 16B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	12 / 24 <sup>1)</sup>	12 / 24 <sup>1)</sup>	16 / 32 <sup>1)</sup>	16 / 32 <sup>1)</sup>
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 30 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	30 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.A cables entry diameter: 6 to 30 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>			
<b>Output</b>				
Rated total current (A) <sup>2)</sup>	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 7 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm <sup>2</sup> per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
<b>SPD</b>				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M30 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm <sup>2</sup> )			
<b>General Information</b>				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude <sup>3)</sup>	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)			
Weight (kg)	35	36	36	38
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

**Notes:** <sup>1)</sup> With external over-molding in the fuses and branch connectors. <sup>2)</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.0% every °C up to 55°C. <sup>3)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.



**Ingeteam**





**3004** Aparataje de media tensión para Soluciones de la Red de Distribución

**cgm.3** Sistema modular y compacto (RMU) con aislamiento integral en gas

### Gama de producto

#### Unidades unifuncionales

<b>l</b>	<b>p</b>	<b>v</b>	<b>s</b>	<b>s-pt</b>	<b>rb</b>
Linea	Protección con fusibles	Interruptor automático	Interruptor pasivo	Interruptor pasivo con punta a tierra	Remonta de barras

<b>rb-pt</b>	<b>rc</b>	<b>r2c</b>	<b>ma</b>	<b>m</b>
Remonta de barras con punta a tierra	Remonta de cables	Remonta de doble barra	Función de medida y servicios auxiliares Medida	Modula

#### Unidades multifuncionales

<b>2lp (RMU)</b>	<b>2lv (RMU)</b>	<b>rlv</b>
Protección con fusible y doble línea	Interruptor automático y doble línea	Función de interruptor automático, remonta y línea

#### Configuraciones energías renovables

<b>rlp</b>	<b>rlv</b>
Funciones de protección con fusibles, remonta y línea	Funciones de interruptor automático, remonta y línea

Disponibles otras configuraciones para Energías renovables

#### Dimensiones y pesos

Módulo	Altura [mm]	Ancho [mm]	Fondo [mm]	Peso [kg]
l	1400	418	850 <sup>1)</sup>	147
	1745			167
p	1400	480	1010	275
	1745			230
v	1400	600 <sup>2)</sup>	850	240
	1745			255
s	1745	418	850	143
s-pt	1745	600	850	185
rb/ rb-pt	1745	418	850 <sup>1)</sup>	158
rc	1745	367	831	62
r2c	1745	550	831	85
m	1950	900	1160	258
ma	1800	595	1038	125
rlp	1400	1316	1010 <sup>1)</sup>	400
	1745			490
rlv/ rlv	1745	1432	850	547

<sup>1)</sup> En caso de doble terminal simétrica, el fondo de la celda aumenta en 80 mm.  
<sup>2)</sup> Opcionalmente, existe un módulo de celda (cgm.3) con un ancho de 665 mm. Consultar a Dimensional.



↓  
Aparamenta de MT  
Distribución Primaria



→ **ORMACONTAINER**  
Subestación móvil de Distribución Primaria  
Hasta 36 kV

## INTRODUCCIÓN

Las subestaciones móviles de Distribución Primaria tipo ORMACONTAINER de Ormazabal se componen de una envolvente metálica, en cuyo interior se incorporan todos los elementos relacionados con una subestación, incluyendo las celdas de Media Tensión, transformador de servicios auxiliares, cuadro de distribución de baja tensión, equipo cargador de baterías y demás dispositivos auxiliares.



ORMACONTAINER-3

## VENTAJAS

- Maniobra interior de la aparamenta.
- Facilidad para el transporte, sin necesidad de tramitación de permisos especiales ni uso de coche escolta.
- Idoneidad para el transporte marítimo.
- Reducción de los trabajos de obra civil, requiriendo únicamente de una nivelación mínima (los soportes del ORMACONTAINER son capaces de corregir desviaciones de nivel) o el uso de planchas de apoyo de superficie adecuada además de una compactación del terreno.
- Instalación sencilla. No requiere del uso de grúa, dado que las operaciones de carga y descarga se realizan a través del sistema neumático del remolque del camión en el que se transporta.
- Configuración personalizada para cada aplicación.
- Montaje y ensayos realizados íntegramente en fábrica, ofreciendo un nivel de calidad óptimo.
- Filosofía plug&play aplicada a una subestación de Media Tensión.



Maniobra de la aparamenta

## APLICACIONES

Las subestaciones de Distribución Primaria ORMACONTAINER de Ormazabal cubren las necesidades de distribución de energía eléctrica de Media Tensión hasta 36 kV, resultando indicadas para:

- Suministro de energía en caso situaciones de emergencia.
- Sustitución de equipos durante su mantenimiento.
- Incremento estacional de la demanda de energía eléctrica.
- Entrega de subestaciones llave en mano con un plazo mínimo, con cumplimiento de los más rigurosos estándares de calidad, y tiempos muy reducidos para la puesta en marcha.



Vista interior del ORMACONTAINER

## INSTALACIÓN

Los trabajos de instalación se reducen a su descarga con la ayuda del sistema de suspensión neumática del camión en el que se transporta, apertura de los accesos para los cables de Media Tensión y conexión de los mismos.

A fin de que el ORMACONTAINER se encuentre en todo momento en disposición de trabajo se ha previsto una toma de fuerza en su exterior, para su conexión a la red de baja tensión durante los períodos de espera. De esta forma la batería de corriente continua de la subestación se encuentra siempre disponible.



Acceso de cables de Media Tensión

## EQUIPAMIENTO

Contenedor de transporte marítimo revestido con paneles aislantes, con capacidad para incorporar los siguientes elementos:

- Celdas de Media Tensión de Distribución Primaria.
- Transformador de servicios auxiliares de la subestación.
- Cuadro de distribución de Baja Tensión de corriente alterna y continua.
- Equipo cargador y batería de corriente continua.
- Armario de control y telemando.
- Antena de telecomunicaciones.
- Sistemas de seguridad (detección de intrusos, incendios, alumbrado de emergencia, señalizaciones de peligro y de primeros auxilios)
- Red de tierras interior.
- Extractor para ventilación o equipo de aire acondicionado.
- Accesos independientes para personas y materiales.



Armarios de baja tensión, batería y telemando.

## CELDAS DE SIMPLE Y DOBLE BARRA

CPG.0 Y CPG.1

### VALORES ASIGNADOS MÁXIMOS

24 kV - 2.000 A - 31,5 kA  
36 kV - 2.000 A - 31,5 kA

Características de las celdas de Media Tensión:

- Aislamiento integral (GIS).
- Embarado sólido y apantallado.
- Modularidad.
- Conexión de cables mediante borna atornillable acodada estándar.
- Interruptor de corte en vacío (clase E2, M2).
- Resistencia frente a arco interno en todos los compartimentos de MT (25 kA/1s - 31,5 kA/1s): IAC según IEC 62271-200.
- Detector de tensión integrado, de acuerdo a la norma IEC 61243-5.
- Ensayos de rutina en fábrica (incluido descargas parciales).



Acceso de personas

## ACCESOS

El ORMACONTAINER dispone de accesos independientes mediante puerta para personas y materiales.

El acceso de personas se realiza por una escalera equipada con barandilla de seguridad, así como soportes para su fijación durante el transporte. La escalera permite quedar desplegada incluso con la puerta cerrada.

Los materiales son introducidos por el lateral a través de una puerta de doble hoja, dotada de un cierre con varios puntos de anclaje.



Acceso de materiales



### INTERIORES

El pasillo disponible, de un metro de ancho, posibilita la maniobra interior de las celdas, protegiendo de inclemencias meteorológicas tanto al personal como a la aparataje.

Para disposiciones con transformador de servicios auxiliares el ORMACONTAINER se divide en dos salas, una para las celdas y otra para el transformador, quedando separadas por una puerta metálica.

El acceso a la sala del transformador está enclavado con el seccionador de puesta a tierra de la celda de protección, garantizando la seguridad durante las labores de mantenimiento.



Pasillo de maniobra interior y separación de salas



### CONEXIONES

Con el fin de facilitar las labores de mantenimiento y puesta en marcha, se han previsto unos puntos de conexión entre el ORMACONTAINER y el exterior:

- Por una parte, una toma de fuerza facilita el conexionado rápido y seguro a la red de baja tensión de la subestación, para permitir que el ORMACONTAINER se encuentre en todo momento listo para ser puesto en servicio.
- Las señales de campo (procedentes del transformador de potencia) se canalizan hasta un armario, donde se centralizan los regleteros de conexión de dichas señales.
- Cuatro grapas dispuestas una en cada esquina inferior, permiten la conexión a la red de tierras exteriores de la subestación.

Una vez en su interior, la tierra se conduce a través de cables de cobre de sección adecuada, hasta alcanzar al anillo perimetral interior situado en la parte superior del ORMACONTAINER, constituido por pletina desnuda de cobre.

Todas las partes metálicas se encuentran conectadas al anillo interior garantizándose su equipotencialidad.



Centralización de señales de campo



Conexión exterior tierra



Conexión baja tensión



Anillo perimetral

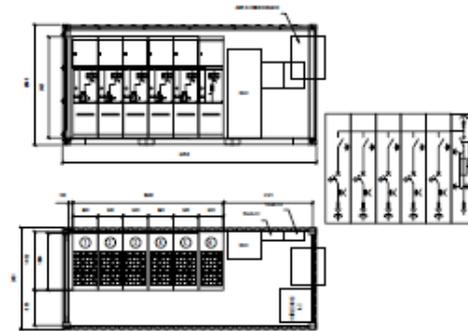
GAMA

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

DIMENSIONES

	ORMACONTAINER-2	ORMACONTAINER-3	ORMACONTAINER-4
Longitud [mm]	6096 (20 pies)	9144 (30 pies)	12192 (40 pies)
Alto [mm]	2896	2896	2896
Fondo [mm]	2600	2600	2600

Estas dimensiones, unidas a un peso inferior a 24 T, permite transportarlo sobre camión sin necesidad de coche escolta.

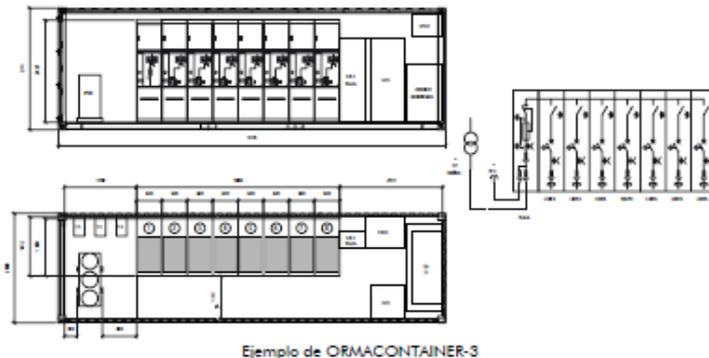


Ejemplo de ORMACONTAINER-2

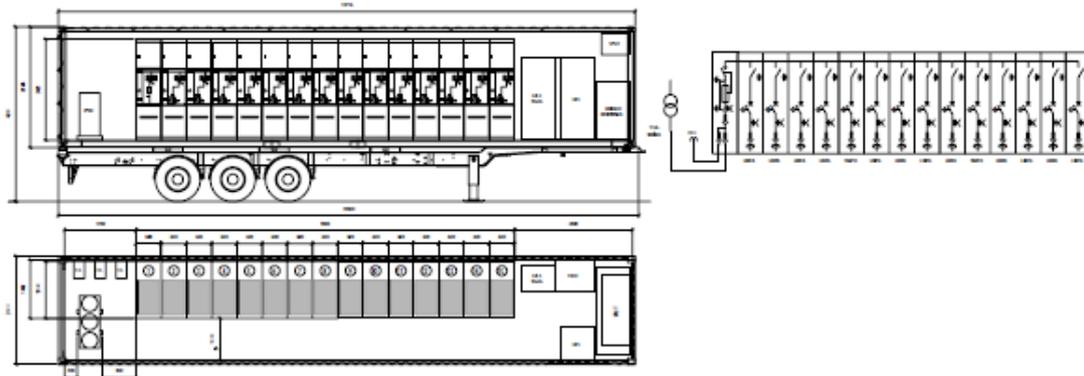
CONFIGURACIONES TIPO\*

Capacidad máxima como centros de seccionamiento:

- ORMACONTAINER-2, hasta 9 celdas CPG.0.
- ORMACONTAINER-3, hasta 15 celdas CPG.0.
- ORMACONTAINER-4, hasta 19 celdas CPG.0.



Ejemplo de ORMACONTAINER-3



Ejemplo de ORMACONTAINER-4 de longitud especial, equipado con celdas CPG.0 de 24 kV montado sobre un semiremolque

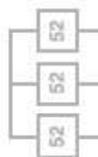
(\*) Configuración totalmente personalizable. Para otras configuraciones, consultar al Departamento Técnico Comercial de Ormazabal.



**ORMAZABAL**  
Especialistas en Media Tensión

DEPARTAMENTO TÉCNICO-COMERCIAL  
Tel.: +34 91 695 92 00  
Fax: +34 91 681 64 15

[www.ormazabal.es](http://www.ormazabal.es)



- Centros de Transformación
  - Centros de Transformación Prefabricados hasta 36 kV
  - Centros de Transformación para Parques Eólicos hasta 36 kV
- Aparararmenta de Media Tensión Distribución Secundaria
  - Sistema CGM-CGC
  - Sistema CGMCOSMOS
- Aparararmenta de Media Tensión Distribución Primaria
  - **Sistema CPG**
  - Sistema CPA-AMC
- Protección, Control, Automatización y Telemando
- Transformadores de Distribución
- Aparararmenta de Baja Tensión

Como consecuencia de la constante evolución de las normas y los nuevos diseños, las características de los elementos contenidos en este catálogo están sujetos a cambios sin previo aviso. Estos característicos, así como la disponibilidad de los materiales, sólo tienen validez bajo la confirmación de nuestro departamento Técnico-Comercial.

CA-310-ES-0902

**CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS BAJA TENSIÓN**

## P-SUN 2.0 CPR0 ZZ-F

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)  
Norma de referencia: DKE-V-DE AK 411.2.3  
Designación genérica: ZZ-F




**CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS**








Nº DcP 1006545

Característica	Resultado
Garantía 30 años	SI
Verificación Bureau Veritas	SI
Servicios móviles	SI
Temperatura máxima 120 °C en el conductor	20000 h
Resistencia al ozono	EN 50396, clase B
Resistencia a los rayos UV-A	UL 158 (Kamocert); ISO 4893-2 (Mizoda A) HD 605 A1-2-A-20
Resistencia a la absorción del agua	EN 60811-3-3
Protección contra el agua	ATC (Inmersión)
Resistencia al H <sub>2</sub> O	dobloado a baja temperatura EN 50811-3-4
Presión a temperatura elevada	EN 50811-3-1
Dureza	DIN 53505 Shore A < 85
Resistencia a los acidos minerales	EN 60811-3-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a los acidos y bases	EN 60811-3-1, 7 días, 25 °C Acido = ácido, HCl 10% solución
Doble aislamiento (clase II)	SI

**Precauciones frente al fuego en la Unión Europea:**

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca
- Requisitos de fuego: EN 50262:2004 + A2:096
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6
- Aplicación de los resultados: C1, C2, TS 50376
- Métodos de ensayo: EN 61033-1-2

**Normativo de fuego común aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:**

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2
- Libro de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1; BS 6425-1
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; pH > 4,3; C < 10 µg/mm

**CONSTRUCCIÓN**

**CONDUCTOR**  
Mater: cobre electrolítico.  
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.  
Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20000 h); 90 °C (30 años) 250 °C en cortocircuito.

**ASLAMIENTO**  
Mater: Goma tipo Ert según UNE EN 50363-1.

**CUBIERTA**  
Mater: mezcla libre de halógenos tipo EMS según UNE EN 50363-2-2 h EMB según UNE EN 50363-6.  
Colores: negro, rojo o azul.  
Doble aislamiento (clase II).



**CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS**

**BAJA TENSIÓN**

**P-Sun 2.0 CPR0  
ZZ-F**



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)  
Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3  
Designación genérica: ZZ-F



**APLICACIONES**

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

**DATOS TÉCNICOS**

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm <sup>2</sup>	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE TAMBIÉN A 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1x 1.5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1x 4	3	5,6	59	4,95	46	55	11,45
1x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70	7,75
1x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98	4,60
1x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132	2,89
1x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176	1,83
1x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1x 240	24	24,0	2245	0,0801	607	775	0,20

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9. → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos). Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida útil (30 años).

**CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS**
**BAJA TENSION**

## TECSUN H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1/1 kV (1, 0/1, 0 kVcc)  
Norma diseño: EN 50618  
Designación genérica: H1Z2Z2-K



www.tuv.com  
TUV  
179 70 00 00  
ID: 1234567890





**CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS**



**ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV TECSUN PV-F CPRO**

Garantía 30 años	SI
Certificación TÜV	SI
Temperatura máxima en °C en el conductor	20000 h
Resistencia al arqueo	EN 50618, clase B
Resistencia a los rayos (kA)	Resistencia a tracción y elongación a la ruptura de hilos de cobre (EN 50618-4-7, (Módulo) 10 000, M0 2, 4, 30)
Resistencia a la absorción del agua	DIN EN 60811-402
Protección contra el agua	A D7 (Inmersión)
Prueba de comparación	EN 50618, tabla 2: < 2%
Resistencia al frío	Doblado a baja temperatura según EN 60811-1-4
Resistencia a calor húmedo	1000 h a 90 °C 85% H.R. (EN 60811-1-6) (EN 50618)
Prueba a temperatura elevada	< 50% EN 60811-508
Dureza Prysmian	Ensayo especial de Prysmian tipo A: los según DIN EN 610 008
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial de Prysmian DIN 53 404 contra papel abrasivo • Cubierta contra cubierta • Cubierta contra metal • Cubierta contra plástico
Resistencia a penetración dinámica	EN 50618, anexo B
Resistencia a acidos minerales	EN 50618-2-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a ácidos y bases	EN 50618-2-1, 7 días, 25 °C
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Prysmian al 20% en amoníaco saturado de amoníaco
Doble aislamiento (clase II)	SI

• Temperatura de servicio: -40 °C, +20 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años). (Cable termoesofofo).  
 • Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.  
 • Tensión continua máxima: 1,0/1,0 kV.  
 • Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.  
 • Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.  
 • Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.  
 • Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.  
 Radio mínimo de curvatura estándar (posición final instalado): 30 (Sis 12 mm) y 40 (> 12 mm), (S) - diámetro exterior del cable máximo).

**Ensayos de fuego**

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 20070-C2.
- No propagación del incendio: EN 50303-5; DIN VDE 0482 parte 265-2-5.
- Límite de humo: EN 50265-1.
- Bajo opacidad de humo: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos: EN 50303 (ITE < 3).

**CONSTRUCCIÓN**

**CONDUCTOR**  
Material: cobre estañado.  
**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.  
**Temperatura máxima en el conductor:** 120 °C (20000 h); 90 °C (30 años) 250 °C en corto-circuito.

**ASELAMIENTO**  
Material: compuesto reticulado, tabla B.1, anexo B de EN 50618.  
**CUBIERTA**  
Material: compuesto reticulado, tabla B.1, anexo B de EN 50618.  
Color: negro, rojo o azul.  
Doble aislamiento (clase II).

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

**TECSUN H1Z2Z2-K**  
H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)  
Norma diseño: EN 50618  
Designación genérica: H1Z2Z2-K



**APLICACIONES**

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

**DATOS TÉCNICOS**

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm <sup>2</sup>	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÍNIMO) mm	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C (Ω/km)	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE TAMBIENTE 60 °C y 1 CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1x 1,5	1,6	4,4	5	40	13,7	24	30	30,48
1x 2,5	1,9	4,8	5,4	50	8,21	34	41	18,31
1x 4	2,4	5,3	5,9	70	5,09	46	55	11,45
1x 6	2,9	5,8	6,4	80	3,39	59	70	7,75
1x 10	4	7,0	7,6	130	1,95	82	98	4,60
1x 16	5,5	9,0	9,8	200	1,24	110	132	2,89
1x 25	6,4	10,4	11,2	290	0,795	146	176	1,83
1x 35	7,5	11,7	12,5	400	0,565	182	218	1,32
1x 50	9	13,5	14,5	550	0,393	220	276	0,98
1x 70	10,8	15,5	16,5	750	0,277	282	347	0,68
1x 95	12,6	17,7	18,7	970	0,210	343	416	0,48
1x 120	14,3	19,2	20,4	1220	0,164	397	488	0,39
1x 150	15,9	21,4	22,6	1510	0,132	458	566	0,31
1x 185	17,5	23,7	25,1	1850	0,108	523	644	0,25
1x 240	20,5	27,1	28,5	2400	0,0817	617	775	0,20

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.  
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).  
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.  
Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida útil (30 años).

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

**AL EPROTENAX H COMPACT**  
**AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)**

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV  
Norma diseño: UNE-HD 620-9E  
Designación genérica: AL HEPRZ1



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



**CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO** Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al operarse más fácilmente con corrección.

**TRIPLE EXTRUSIÓN** Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfaces de las capas.

**AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA** Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

**CUBIERTA VEMEX** Mayor resistencia a la absorción de agua, al ramamiento y abrasión, a los golpes, al desgomado, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UV.

**GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA** Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

**MA YOR INTENSIDAD ADMISIBLE** Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).

**MENOR DIÁMETRO EXTERIOR** Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redundan en un menor costo de la línea eléctrica.

**FORMULACIÓN DE AISLAMIENTO PRYSMIAN** Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de Prysmian.

**EXCELENTE COMPORTAMIENTO FRENTE A LA ACCIÓN DEL AGUA** Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación Prysmian.

**NORMALIZADO POR IBERDROLA**

- Temperatura de servicio: -25 °C, +105 °C.  
- Ensayo de tensión continua durante 5 min. (tensión conductor pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).  
Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

**Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:**  
- Clase de reacción al fuego (CPR): Fca.  
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A12:016.  
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.  
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50575.

**Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:**

- Libres de halógenos: EN 60754-1, EN 60754-2.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2, IEC 60754-2.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2, IEC 61034-2.

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

**AL EPROTENAX H COMPACT**  
**AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)**

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV  
Norma diseño: UNE-HD 620-9E  
Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

**Metal:** cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.  
**Flexibilidad:** clase 2, según UNE-EN 60228.  
**Temperatura máxima en el conductor:** 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

**SEMICONDUCTORA INTERNA:**  
Capa extrusionada de material conductor.

**AISLAMIENTO:**  
Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

**SEMICONDUCTORA EXTERNA:**  
Capa extrusionada de material semiconductor **separable en frío.**

DANTALLA METÁLICA

**Materia:** hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contrahélice.  
Sección total 16 mm<sup>2</sup> (12/20 kV) ó 25 mm<sup>2</sup> (18/30 kV).

**SEPARADOR:**  
Cinta de políester.

**CUBIERTA EXTERIOR:**  
Material: poliolefina termoplástica, Z1 Vornax.  
Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

SECCIÓN CONDUCTOR (I) / SECCIÓN PANTALLA (Ca) (mm <sup>2</sup> )	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (PROHIBITIVO) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (RECOMENDADO) (mm)
<b>12/20 kV</b>							
1 x 50/16	16,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1 x 95/16 (T)	20,9	4,3	26,6	2,7	960	429	572
1 x 150/16 (T)	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1 x 240/16 (T)	28	4,3	36	3	1600	540	720
1 x 400/16 (T)	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1 x 630/16	41,5	4,5	49,5	2,7	3330	743	990
<b>18/30 kV</b>							
1 x 95/25 (T)	25,7	6,7	34,4	3	1330	516	688
1 x 150/25 (T)	27,6	6,2	36,3	3	1500	545	726
1 x 240/25 (T)	31,8	6,2	40,4	3	1900	606	808
1 x 400/25 (T)	37	6,2	46,7	3	2500	686	914
1 x 630/25 (T)	45,3	6,4	53,4	3	3600	801	1068

(T) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.

(\*) Valores aproximados (ajustes a tolerancias propias de fabricación).

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U <sub>0</sub> (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U <sub>m</sub> (kV)	24	36
Tensión a impulso, U <sub>p</sub> (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

**AL EPROTENAX H COMPACT**  
**AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)**

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV  
Norma diseño: UNE-HD 620-9E  
Designación genérica: AL HEPRZ1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s <sup>***</sup> (A)	
					12/20 kV (pant, 16 mm²)	18/30 kV (pant, 25 mm²)
1x 50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1x 95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1x 150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1x 240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1x 400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1x 630/16 (2)	590	615	905	59220	3130	4630

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

(\*) Condiciones de instalación: una traza de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(\*\*) Condiciones de instalación: una traza de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(\*\*\*) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD (pF/km)	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1x 50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1x 95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1x 150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1x 240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1x 400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1x 630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

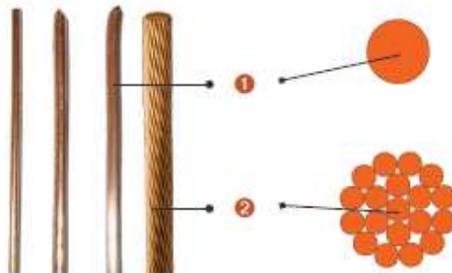
NOTA: valores obtenidos para una traza de cables en contacto y al trespelillo.



CONDUCTORES DESNUDOS | 9

Conductores Desnudos

**CABLES Y ALAMBRES DE COBRE DESNUDOS**



- 1 Alambres sólidos.
- 2 Cable concéntrico.

Tanto alambres como cables están fabricados de cobre electrolítico tipo ETP, con 99,95% de pureza. El temple puede ser duro, semiduro o blando (según sea solicitado).

**TIPO DE MARCADO:** La identificación de este producto se hace adosando una etiqueta en el embalaje que indica: Código del producto, peso, diámetro del alambre, temple y otros datos de fabricación.

**APLICACIONES Y USOS**

Todos los cables y alambres de cobre pueden ser usados como los conductores principales de cables y alambres eléctricos aislados.

Los alambres y cables de temple duro se utilizan en líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica, mientras que los de temple blando se utilizan en sistemas de conexión a tierra para protección de equipos eléctricos, en puesta a tierra de pararrayos.

Los semiblandos en aquellas aplicaciones en las que se requieren cables de dureza intermedia.

Por su configuración, los cables ofrecen mayor flexibilidad que los alambres y por ello son apropiados para los enganches y conexiones que no llevan aislación, en la elaboración de jumpers y conexiones a tierra.

**CERTIFICACIONES, PRUEBAS Y NORMAS**

La fabricación, métodos y frecuencias de prueba de estos cables están basados en las siguientes normas: ASTM B1 (alambres duros), ASTM B2 (alambres semiduros), ASTM B3 (alambres blandos) y ASTM B8 (cables desnudos concéntricos) y en lo establecido en el Sistema de Gestión de Calidad de General Cable/Cocesa ISO 9001.

**CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN**

Los conductores de cobre son resistentes a la corrosión. Ofrecen una gran resistencia mecánica.

**EMBALAJE**

Alambres: En rollos de 50 kg.

Cables: En carretes de madera no retornables.

**CONDICIONES DE INSTALACIÓN**

Los cables de temple duro se instalan en forma aérea sobre aislantes. Los de temple blando en bandejas metálicas o directamente enterrados.

CAMINO A MELIPILLA 6307, CASILLA 100, CERRILLOS, SANTIAGO, CHILE  
SERVICIO AL CLIENTE: (56) 22 422 2200 • servicio\_cliente@generalcable.cl  
MESA CENTRAL: (56) 22 422 2000





**INFORMACIÓN TÉCNICA ADICIONAL**

ALAMBRES DE COBRE DESNUDO - CALIBRES AWG

Calibre	Sección nominal	Diámetro nominal de la hebra	Peso total aprox.	Capacidad de corriente
AWG	mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	A
12	3,3	2,05	29,3	45
10	5,3	2,59	46,8	61
8	8,4	3,26	74,2	81
6	13,3	4,11	118	108
3	26,7	5,83	227	169

ALAMBRES DE COBRE DESNUDO - CALIBRES MILIMÉTRICOS

Sección nominal	Diámetro nominal de la hebra	Peso total aprox.	Capacidad de corriente
mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	A
4	2,26	35,7	50
6	2,76	53,2	64
10	3,57	89,0	89
16	4,50	141	118

CABLES DE COBRE DESNUDO CLASE B - ASTM B8

Calibre	Sección nominal	Nº de hebras	Diámetro nominal de la hebra	Diámetro total aprox.	Peso total aprox.	Resistencia eléctrica máx. a 20 °C	Capacidad de corriente con Temp. del conductor a 80 °C
AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>		mm	mm	kg/km	Ω/km	A
6	13,3	7	1,55	4,7	120	1,35	124
4	21,2	7	1,96	5,9	192	0,847	155
2	33,6	7	2,47	7,4	304	0,532	209
1	42,4	19	1,89	8,5	386	0,425	242
1/0	53,5	19	1,89	9,5	483	0,335	282
2/0	67,4	19	2,13	10,7	614	0,266	329
3/0	85,0	19	2,39	11,9	773	0,211	382
4/0	107	19	2,68	13,4	972	0,167	444
250	127	37	2,09	14,6	1.151	0,142	494
350	177	37	2,47	17,3	1.608	0,101	556
500	253	37	2,95	20,6	2.293	0,0709	773
750	380	61	2,82	25,4	3.455	0,0471	1000
1000	507	61	3,25	29,3	4.589	0,0355	1.193

Los valores aquí indicados son aproximados y están sujetos a tolerancias de fabricación.

CABLES DE COBRE DESNUDO MILIMÉTRICOS CLASE 2 - IEC 60228

Sección nominal	Nº de hebras	Diámetro nominal de la hebra	Diámetro total aprox.	Peso total aprox.	Resistencia eléctrica máx. a 20 °C	Capacidad de corriente
mm <sup>2</sup>		mm	mm	kg/km	Ω/km	A
16	7	1,71	5,1	146	1,15	131
25	7	2,13	6,4	226	0,727	167
35	7	2,52	7,6	317	0,524	209
50	19	1,83	9,2	453	0,387	258
70	19	2,17	10,8	637	0,268	324
95	19	2,52	12,6	859	0,193	406
120	37	2,03	14,2	1.086	0,153	471
150	37	2,27	15,9	1.257	0,124	532
240	61	2,24	20,1	2.180	0,0754	734
300	61	3,23	29,1	4.532	0,0366	1.172

NOTA: Capacidades de corriente de acuerdo a tabla 310.21 del código eléctrico NEC, para una temperatura ambiente de 40 °C y una velocidad del viento de 610 mm/s.

Los valores aquí indicados son aproximados y están sujetos a tolerancias de fabricación.