



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica  
de autoconsumo con excedentes para una estación  
potabilizadora situada en el municipio de Torrent

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Santamaría Albeza, Salvador

Tutor/a: Alfonso Solar, David

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



# ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES PARA UNA ESTACIÓN POTABILIZADORA SITUADA EN EL MUNICIPIO DE TORRENT

AUTOR: SALVADOR SANTAMARIA ALBEZA

TUTOR: DAVID ALFONSO SOLAR

Curso Académico: 2021-22





*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

**Resumen**

El presente Trabajo de Final de Grado tiene como objetivo estudiar la viabilidad técnica y económica de dotar de un sistema de producción de electricidad a una estación de captación y tratamiento de agua potable, mediante una instalación fotovoltaica de autoconsumo con vertido de excedentes acogido a compensación, situado en el municipio de Torrent, Valencia.

Analizando las distintas curvas de consumo, producidas mediante los distintos grupos de impulsión que conforman la estación, y siguiendo la normativa vigente, el diseño de la instalación consta de 216 módulos fotovoltaicos de 540 Wp y un inversor de 100 kW, así como todos los elementos necesarios para poder llevar a cabo el proyecto. En cuanto al análisis técnico-económico, se estudian distintos casos debido a la situación excepcional que vivimos actualmente con el precio de la energía eléctrica.

Finalmente, añadiendo el análisis del impacto económico y con toda la información recogida anteriormente se podrá realizar el estudio completo del proyecto.



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

**Resum**

El present treball de Fi de Grau té com objectiu estudiar la viabilitat tècnica i econòmica de proveir d'un sistema de producció d'electricitat a una estació de captació i tractament d'aigua potable, mitjançant una instal·lació fotovoltaica d'autoconsum amb vertit d'excedents acollit a compensació, situat al municipi de Torrent, València.

Analitzant les diferents corbes de consum produïdes mitjançant els diferents grups d'impulsió que conformen l'estació, i seguint la normativa vigent, el disseny de la instal·lació consta de 216 mòduls fotovoltaics de 540 Wp i un inversor de 100 kW, així com tots els elements necessaris per a poder dur a terme aquest projecte. Relacionat amb l'anàlisi tècnic-econòmic, s'estudien diversos casos degut a la situació excepcional viscuda actualment amb els preus de l'energia elèctrica.

Finalment, afegint l'anàlisi de l'impacte econòmic i amb tota la informació recollida anteriorment es podrà realitzar l'estudi complet del projecte.



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

**Abstract**

The aim of this Final Degree Project is to evaluate the feasibility of an electricity production system for a drinking water treatment plant, by means of a self-consumption photovoltaic system with compensation of surplus energy exported to the power grid, located in the municipality of Torrent, Valencia.

Analyzing the different consumption curves, produced by the different drive groups that make up the station, and following the current regulations, the design of the installation consists of 216 photovoltaic modules of 540 Wp and a 100 kW inverter, as well as all the necessary elements to carry out the project. As for the technical-economic analysis, different cases are studied due to the exceptional situation we are currently experiencing with the price of electricity.

Finally, adding the analysis of the economic impact and all the information gathered previously, the complete study of the project can be carried out.



## Índice General

### MEMORIA

Índice de Imágenes .....	6
Índice de tablas .....	7
Índice de gráficas.....	7
1. Aspectos generales.....	8
1.1. Antecedentes .....	8
1.2. Objeto.....	9
1.3. Motivación y justificación .....	9
1.4. Titular de la instalación .....	9
1.5. Alcance .....	9
1.6. Reglamentación y normas técnicas consideradas .....	10
1.7. Descripción de la instalación hidráulica de bombeo.....	12
1.7.1. Equipos instalados.....	12
1.7.2. Modo de funcionamiento .....	13
2. Programas de diseño y cálculo .....	14
2.1. PVGIS .....	14
2.2. SAM .....	14
2.3. EXCEL.....	15
3. Emplazamiento de la instalación.....	15
3.1. Localización .....	15
3.2. Descripción del terreno.....	16
3.2.1. Trabajos previos .....	16
3.3. Meteorología.....	16
3.4. Recurso solar .....	20
3.5. Estudio de sombras .....	20
4. Situación energética previa.....	21
5. Descripción de la instalación .....	22
5.1. Clasificación de la instalación.....	23
5.2. Diseño.....	23
5.3. Características de los componentes.....	24
5.3.1. Módulos fotovoltaicos.....	24
5.3.2. Inversor .....	28
5.3.3. Conexión de los módulos .....	29



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

5.3.4.	Cableado.....	30
5.3.5.	Estructura de soporte.....	31
5.3.6.	Protecciones.....	32
5.3.7.	Contador.....	34
5.3.8.	Puesta a tierra del campo fotovoltaico .....	35
6.	Cruzamientos .....	35
7.	Cálculos justificativos .....	36
7.1.	Módulos .....	36
7.1.1.	Orientación.....	36
7.1.2.	Inclinación .....	36
7.1.3.	Distancia ente módulos.....	37
7.2.	Strings.....	38
7.3.	Cableado.....	41
7.4.	Estructura.....	48
7.5.	Protecciones.....	49
7.6.	Puesta a tierra .....	50
8.	Casos de estudio.....	52
8.1.	Estudio energético .....	52
8.1.1.	Perfil de consumo.....	52
8.1.2.	Simulación de la instalación fotovoltaica .....	53
8.1.3.	Pérdidas consideradas.....	54
8.1.4.	Producción instalación .....	55
8.1.5.	Ahorro energético .....	56
8.2.	Estudio económico .....	58
8.2.1.	Situación actual .....	59
8.2.2.	Situación futura.....	61
8.3.	Posible optimización de carga.....	64
9.	Conclusiones.....	65
10.	Bibliografía .....	66
	Anexo: Fichas técnicas .....	67

**PLIEGO DE CONDICIONES**

**PRESUPUESTO**

**PLANOS**



## Índice de Imágenes

Imagen 1. Elevación a depósito de Cumbres .....	12
Imagen 2. Depósito Horteta capacidad 600 m3.....	14
Imagen 3. Parcela de la estación (Fuente: Sede electrónica del catastro) .....	15
Imagen 4. Terreno destinado a la instalación fotovoltaica.....	16
Imagen 5. Temperaturas medias y precipitaciones en el emplazamiento (Fuente: Meteoblue)17	
Imagen 6. Variación de la tensión, corriente y potencia según la temperatura de operación del módulo .....	18
Imagen 7. Nubosidad en el emplazamiento a lo largo del año (Fuente: Meteoblue) .....	18
Imagen 8. Velocidad del viento en el emplazamiento (Fuente: Meteoblue) .....	19
Imagen 9. Modelo para el cálculo de sombras lejanas .....	21
Imagen 10. Unión P-N .....	25
Imagen 11. Componentes de un módulo fotovoltaico .....	26
Imagen 12. Modelo Jinko JKM540M-7TL4-V.....	28
Imagen 13. Modelo de HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 .....	29
Imagen 14. Conector MC4.....	30
Imagen 15. Cable P-SUN 2.0 CPRO ZZ-F "PRYSMIAN" .....	31
Imagen 16. Cable RETENAX CPRO Flex RV-K "PRYSMIAN" .....	31
Imagen 17. Soporte inclinado a 35ª para dos filas de panales- Hincado vertical SUNFER .....	32
Imagen 18. Interruptor magnetotérmico ComPacT NSXm160N.....	34
Imagen 19. Ángulo de acimut de un módulo fotovoltaico.....	36
Imagen 20. Ángulo de inclinación del panel fotovoltaico .....	37
Imagen 21. Distancia mínima entre filas.....	37
Imagen 22. Factor de corrección para temperaturas ambientes distintas de 30ºC .....	43
Imagen 23. Factor de corrección por agrupamiento de varios circuitos .....	44
Imagen 24. Factor de corrección para diferentes profundidades de zanja .....	46
Imagen 25. Factor de corrección por agrupamiento de varios circuitos en tubos enterrados ..	46
Imagen 26. Velocidades máximas admisibles según el número de módulos. ....	48
Imagen 27. Características del módulo mediante SAM .....	53
Imagen 28. Características del inversor mediante SAM .....	53
Imagen 29. Curvas de temperatura del inversor en SAM .....	54





## Índice de tablas

Tabla 1. Potencia equipos instalados .....	12
Tabla 2. Características técnicas del módulo Jinko JKM540M-7TL4-V.....	27
Tabla 3. Características del inversor SUN2000-100KTL-M1 "HUAWEI" .....	29
Tabla 4. Factores de dimensionamiento según la zona geográfica .....	38
Tabla 5. Distribución de los Strings para cada MPPT .....	40
Tabla 6. Ficha técnica P-SUN CPro ZZ-F.....	42
Tabla 7. Ficha técnica RETENAX CPRO Flex RV-K .....	47
Tabla 8. Secciones mínimas de los conductores de protección .....	50
Tabla 9. Secciones mínimas convencionales para los conductores de tierra (ITC-BT-18) .....	50
Tabla 10. Cálculos energéticos de la instalación fotovoltaica.....	57
Tabla 11. Flujos de caja a lo largo de la vida útil de la instalación .....	60
Tabla 12. Indicadores de rentabilidad.....	61
Tabla 13. Flujos de caja .....	62
Tabla 14. Indicadores de rentabilidad.....	62

## Índice de gráficas

Gráfica 1. Irradiación en la zona (Fuente: PVGIS) .....	20
Gráfica 2. Distribución del consumo horario según el mes del año.....	52
Gráfica 3. Producción mensual de la instalación fotovoltaica .....	55
Gráfica 4. Superposición de la producción y el consumo mensual.....	56
Gráfica 5. Superposición horaria de la producción y el consumo a lo largo del año .....	57
Gráfica 6. Flujos de caja.....	61
Gráfica 7. Flujos de caja.....	63



## 1. Aspectos generales

### 1.1. Antecedentes

Desde hace años, expertos hacen hincapié en la necesidad de modificar el sistema energético actual debido a que seguimos dependiendo considerablemente de los recursos del planeta para la producción de energía. Tanto el petróleo, gas, carbón o cualquier otro material que se extraiga de la tierra son recursos limitados y por ello hay que buscar alternativas para sustituirlos y evitar la degradación paulatina del medio ambiente. Además, la quema de combustibles fósiles provoca la emisión de gases, muchos de ellos perjudiciales para el efecto invernadero que sufre el planeta.

Debido a la gravedad de la situación 193 países adoptaron el tratado internacional sobre el cambio climático, conocido como el acuerdo de París, que tiene como objetivo mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de los 2 °C con respecto a niveles preindustriales y perseguir limitar el aumento de la temperatura a 1,5 °C por encima de niveles preindustriales.

A nivel nacional se estableció el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Que redactado el 20 de enero de 2020 tiene como objetivo avanzar en el proceso de descarbonización, sentando unas bases firmes para consolidar una trayectoria de neutralidad climática de la economía y la sociedad en el horizonte de 2050.

Las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.
- Una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161GW de los que 50 GW serán energía eólica, 39 GW solar fotovoltaica, 27 GW ciclos combinados de gas, 16 GW hidráulica, 9,5 GW bombeo, 7 GW solar termoeléctrica, y 3 GW nuclear, así como capacidades menores de otras tecnologías.
- Que la contribución de las centrales de combustible fósil ubicadas en sistemas eléctricos aislados se reduzca al menos un 50% para el año 2030.

Estos resultados permitirán avanzar hacia el cumplimiento del objetivo a largo plazo que ha guiado la elaboración de este Plan que es alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero de España en 2050, en coherencia con las posiciones adoptadas por la Comisión Europea y la mayoría de los Estados miembros. Este objetivo supone la reducción de, al menos, un 90% de las emisiones brutas totales de gases de efecto invernadero respecto a 1990 para 2050. Además, persigue alcanzar para esa fecha un sistema eléctrico 100% renovable.



## 1.2. Objeto

El objeto del presente proyecto ha sido la realización de un análisis-técnico económico previo de diferentes opciones de autoconsumo mediante paneles fotovoltaicos y una vez seleccionado la opción optima según distintos criterios, realizar el diseño de la instalación, definir las características técnicas y cuantificar la producción de energía.

Con esta instalación se pretende reducir el consumo energético, así como contribuir a la generación de energía mediante fuentes de energía renovable y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

La instalación objeto de este proyecto será realizada en conformidad a las diversas disposiciones legales, reglamentos y normativas vigentes, así como normas técnicas que concierne las relaciones con el municipio y la compañía eléctrica de distribución de la zona.

## 1.3. Motivación y justificación

Actualmente se observa como las energías renovables van cogiendo un escalafón más alto en la producción energética mundial, debido a que son la solución más limpia y viable para frenar la degradación medioambiental que vivimos actualmente. Estas energías se diferencian de los combustibles fósiles sobre todo por no producir gases de efecto invernadero, principales causantes del cambio climático, y, además, son fuentes inagotables de energía. Por tanto, suponen un gran potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta.

Este proyecto ha sido desarrollado gracias a todos los conocimientos adquiridos durante la carrera y por la experiencia vivida en las prácticas que ofrece el convenio de la UPV.

## 1.4. Titular de la instalación

El titular actual de la instalación es la Empresa Mixta Aigües de l'Horta, empresa de mayoría de capital público, constituida por el Ayuntamiento de Torrent y la empresa Hidraqua, Gestión Integral de Aguas de Levante, S.A.

## 1.5. Alcance

Se incluye en el alcance del presente proyecto:

- Búsqueda de la mejor opción de diseño.
- Diseño del sistema fotovoltaico: generador fotovoltaico, cableado y protecciones.
- Diseño del sistema eléctrico: red de distribución interior (desde el generador fotovoltaico hasta el cuadro de conexiones) y protecciones. Se incluye el diseño canalizaciones.
- Diseño de la puesta tierra del generador fotovoltaico.



## 1.6. Reglamentación y normas técnicas consideradas

Normativa estatal:

- Real decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Real decreto ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real decreto ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.
- Real decreto 244/2019 de 5 de abril, por el cual se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de el autoconsumo de energía eléctrica.
- Real decreto ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores.
- Real decreto de 900/2015 por el cual se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real decreto de 413/2014, del 6 de junio, por el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real decreto ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real decreto ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real decreto ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, por el cual se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real decreto 1614/2021, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica
- 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 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen general.



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

- Real decreto ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Real decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el cual se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el cual se aprueba el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT). Instrucciones técnicas complementarias ITC BT 02, 04, 05, 08, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 40, 43, 44, 45, 47 y 51.

Normativa autonómica:

- Decreto ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.
- Decreto 177/2005, de 18 de noviembre, del Consell de la Generalitat, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica.
- Decreto 88/2005, de 29 de abril, del Consell de la Generalitat, por el que se establecen los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica que son competencia de la Generalitat.

## 1.7. Descripción de la instalación hidráulica de bombeo

### 1.7.1. Equipos instalados

La potabilizadora está compuesta por varios grupos de impulsión que son los que generan el total del consumo de la estación. A continuación, se muestra una tabla con los diferentes grupos de bombeo y su potencia nominal:

Equipos instalados	kW
Pozo Horteta 1	45
Pozo Horteta 2	110
Bomba a Cumbres 1	73,5
Bomba a Cumbres 2	92
Bomba a Cumbres campana	115
Bomba Montelevante 1	7,5
Bomba Montelevante 2	7,5

Tabla 1. Potencia equipos instalados



Imagen 1. Elevación a depósito de Cumbres, bomba cumbres 1 (73,5 kW)



### 1.7.2. Modo de funcionamiento

Los pozos Horteta 1 y 2 suministran agua al depósito de la Horteta de 600 m<sup>3</sup> de capacidad, el único situado dentro de la parcela a cota 113,58 m.s.n.m. Los pozos están equipados con bombas sumergibles de 45 kW y 110 kW de potencia nominal respectivamente. El funcionamiento de los pozos está automatizado en función de los niveles de agua en el depósito Horteta. Ambos pozos funcionan de manera simultánea con un pequeño retardo en uno de ellos para evitar los transitorios de arranque y parada.

Del depósito de la Horteta aspira el bombeo de cumbres que eleva el agua mediante una tubería de fibrocemento de 200 mm hasta el depósito Cumbres de Calicanto de 2.300 m<sup>3</sup> de capacidad y situado a cota 282,49 m.s.n.m. La entrada de agua al depósito es por la parte inferior. El bombeo está formado por 3 bombas sumergibles ubicadas en dos arquetas independientes conectadas con el depósito Horteta. Dos de las tres bombas sumergibles se sitúan en las arquetas. La electrobomba nº 1 es marca PLEUGER, modelo P-101-6 con motor M-8.3.92 de 100 CV. La bomba nº 2 está equipada con motor ODESSE de 125 CV, ambas disponen de campana de refrigeración.

La tercera electrobomba está instalada en campana ubicada por debajo de la rasante del terreno junto al depósito Horteta. Todas las bombas trabajan a una altura manométrica de 190 mca aproximadamente, de función de la curva resistente de la impulsión. La bomba nº 3 es marca INDAR, modelo UGP 1010/9 con motor indar 25-3/100 de 156 CV.

Los tres grupos funcionan de forma no simultánea. Funcionan de forma no simultánea, por tanto, una en funcionamiento y dos en reserva. El funcionamiento de la bomba esta comandado en función de los niveles de los depósitos Cumbres y Horteta para evitar que las bombas puedan trabajar en vacío. Los niveles de arranque y paro del bombeo de Cumbres varían en función del periodo horario optimizando el régimen de bombeo en función de los periodos horarios de la tarifa eléctrica. Además, el depósito Cumbres se encuentra conectado con el depósito Españolito de 1.000 m<sup>3</sup> de capacidad y ubicado a la misma cota que el anterior, totalizando una capacidad conjunta de almacenamiento de 3.300 m<sup>3</sup>.

Del depósito de la Horteta aspira el grupo de presión de la urbanización de Monte Levante que funciona 24x7 y mantiene presurizada la tubería de impulsión de PEAD de 110 mm de diámetro y la red de la urbanización. El grupo está formado por dos bombas equipadas ambas con variador de velocidad que pueden funcionar de manera simultánea para garantizar la presión de consigna.

El sistema de abastecimiento de la urbanización de Calicanto y Montelevante está incluido en el sistema de telemando y telecontrol de la empresa gestora del Servicio.



Imagen 2. Depósito Horteta capacidad 600 m<sup>3</sup>

## 2. Programas de diseño y cálculo

Se van a explicar los distintos programas que han sido necesarios para la realización del presente proyecto.

### 2.1. PVGIS

Se trata de una aplicación oficial desarrollada por la Unión Europea que permite calcular datos como la temperatura media, radiación solar y producción de una planta fotovoltaica con distintas configuraciones y en cualquier localización. En nuestro caso utilizamos la herramienta para sacar los datos climatológicos de nuestra ubicación.

### 2.2. SAM

El *System Advisory Model* es un modelo financiero y de rendimiento diseñado para facilitar la toma de decisiones en proyectos de energías renovables. Desarrollado por el NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), un laboratorio del departamento de energía de Estados Unidos, SAM ofrece la simulación de muchos tipos de sistemas de energía renovable, calculando tanto la producción como predicciones de rendimiento o incluso estimaciones de costos. Para el proyecto lo hemos utilizado para el cálculo de la instalación fotovoltaica definiendo las características del módulo, del inversor y realizando tanto el diseño como el cálculo de sombras.



### 2.3. EXCEL

Es un programa computacional de Microsoft office, que sirve para la creación, manejo y modificación de hojas de cálculo. Esta herramienta se ha empleado para la realización de todos los cálculos técnicos y económicos para la realización del proyecto, así como la obtención de gráficas y tablas.

## 3. Emplazamiento de la instalación

### 3.1. Localización

La actuación a la que hace referencia el presente proyecto se sitúa en la Sierra Perenchiza, en el municipio de Torrent, Valencia. A continuación, se detallan algunas de las características de la parcela afectada:

Polígono 2, Parcela 129

LA SERRA PERENCHIZA. TORRENT (VALENCIA)

13.376 m<sup>2</sup>

Referencia catastral: 46246A00200129

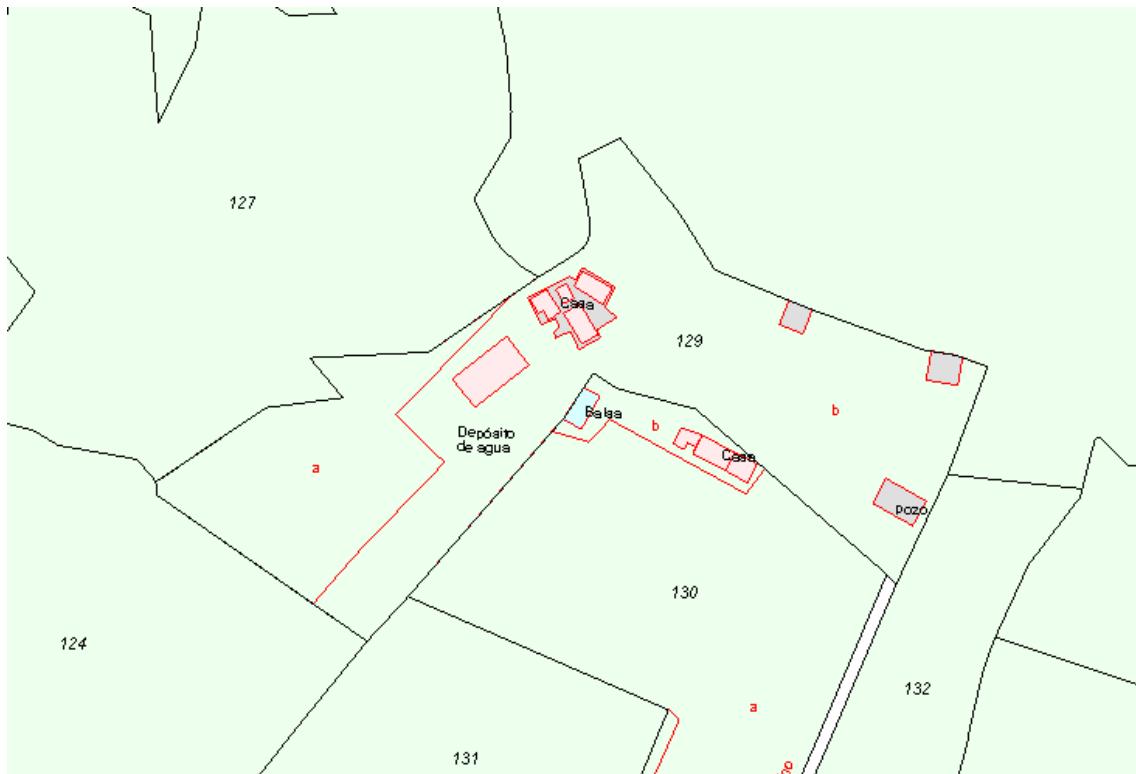


Imagen 3. Parcela de la estación de captación y tratamiento de agua potable (Fuente: Sede electrónica del catastro)

### 3.2. Descripción del terreno

El equipamiento objeto del presente proyecto es una estación de captación y tratamiento de agua potable. El espacio donde se propone realizar la instalación fotovoltaica será en los terrenos anexos al depósito Horteta, al suroeste de la parcela que forman parte de la misma parcela catastral.

Los módulos se colocan sobre estructuras sujetas al terreno mediante hincas con orientación Sur, para optimizar la producción.



*Imagen 4. Terreno destinado a la instalación fotovoltaica*

#### 3.2.1. Trabajos previos

Actualmente el terreno es baldío y se encuentra lleno de plantas, arbustos y árboles por el desuso. Por lo cual, se realizarán trabajos de desbroce y adecuación del terreno. Así como, un estudio geotécnico del terreno para garantizar la estabilidad de la estructura de soporte de los módulos, incluido en el presupuesto del proyecto.

### 3.3. Meteorología

A la hora de llevar a cabo un proyecto se deben analizar una serie de parámetros que influyen directamente en el funcionamiento y rendimiento de nuestra instalación. Uno de ellos, es la

meteorología que nos encontraremos a lo largo del año en la localización donde se lleve a cabo dicho proyecto. Dentro de la meteorología, los parámetros más características vendrían a ser, la nubosidad y la temperatura media, aunque otro de los parámetros que pueden resultarnos de utilidad puede ser la velocidad del viento hablando en términos de refrigeración de la instalación y la estructura de soporte.

- Temperatura media

A continuación, se muestra una imagen con las temperaturas medias máximas y mínimas de la Sierra Perenchiza a lo largo de un año:

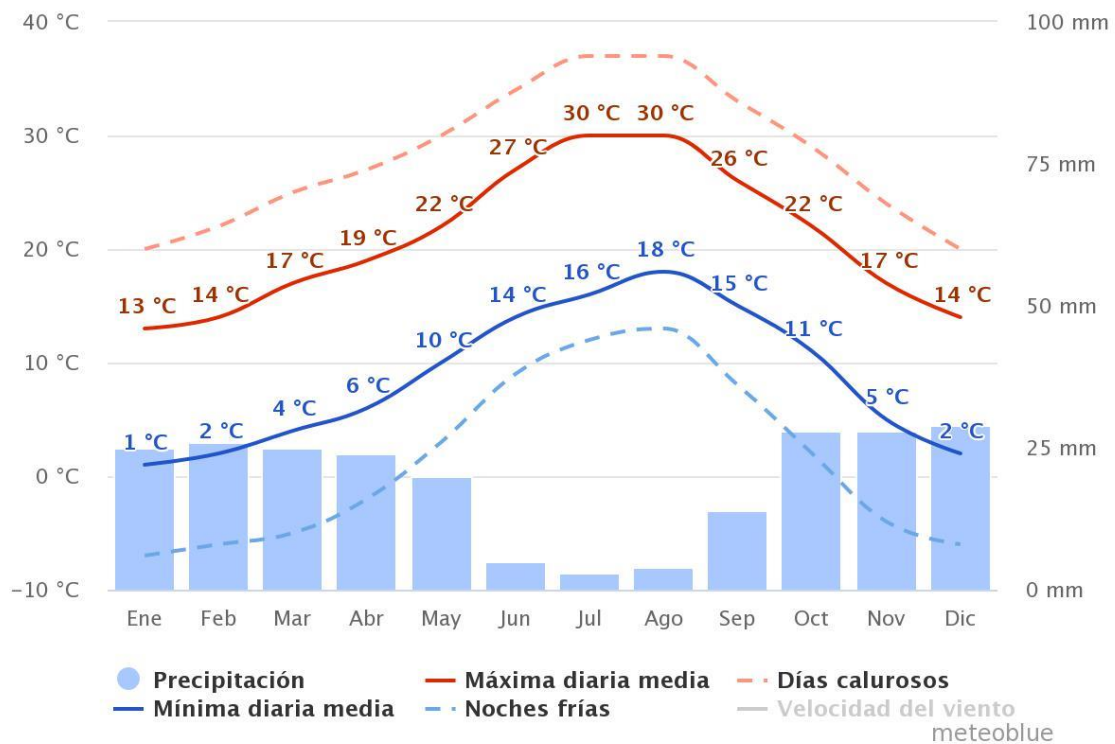


Imagen 5. Temperaturas medias y precipitaciones en el emplazamiento (Fuente: Meteoblue)

Como podemos observar la temperatura máxima es de 30 °C en los meses de julio y agosto. La mínima se produce en enero alcanzando los 1 °C. Es de especial interés analizar la temperatura del ambiente debido a que va a influir en la temperatura de trabajo de nuestro módulo. Y esta, va a influir directamente en el rendimiento de la instalación, ya que una mayor temperatura afecta a la tensión generada por nuestro módulo disminuyéndola y, por ende, también disminuye la potencia. La intensidad del módulo permanece más o menos constante con la temperatura, aunque presenta ligeras variaciones como se observa en la siguiente imagen.

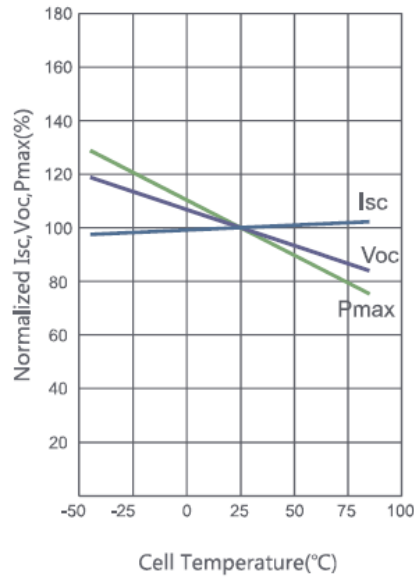


Imagen 6. Variación de la tensión, corriente y potencia según la temperatura de operación del módulo

- Nubosidad

En el siguiente gráfico se muestra los días en los que el cielo se encuentra nublado, parcialmente nublado o con sol para cada mes a lo largo de un año.

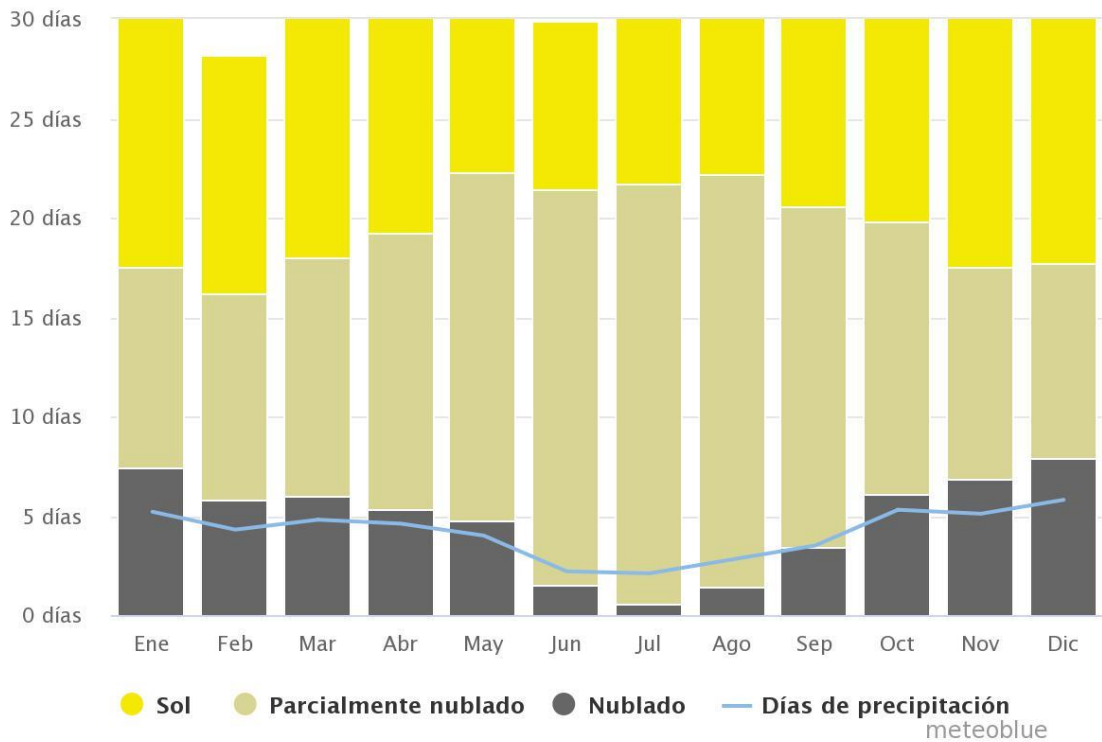


Imagen 7. Nubosidad en el emplazamiento a lo largo del año (Fuente: Meteoblue)

Como podemos observar y era de esperar para un municipio localizado en el sureste de España, predominan los días de sol o parcialmente nublados. Lo que implica una gran influencia positiva para un sistema que basa su producción de electricidad en la energía ofrecida por el sol. Este lo trataremos con mayor detalle en el siguiente apartado.

- Velocidad del viento

Otro de los parámetros de gran interés es la velocidad del viento de la zona a lo largo del año. Uno de los motivos es para realizar el cálculo estructural del soporte de los módulos, y el siguiente motivo es que con una buena ventilación el rendimiento de los módulos puede mejorar, reduciendo su temperatura de operación, así como puede aumentar el rendimiento del inversor.

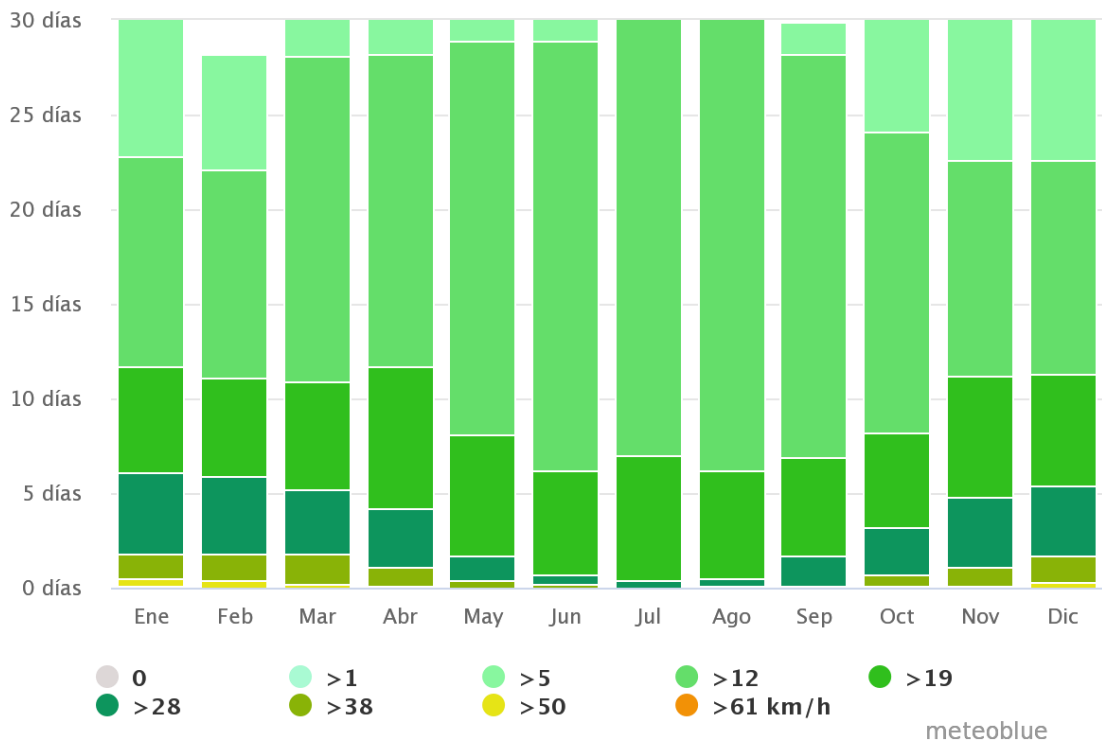
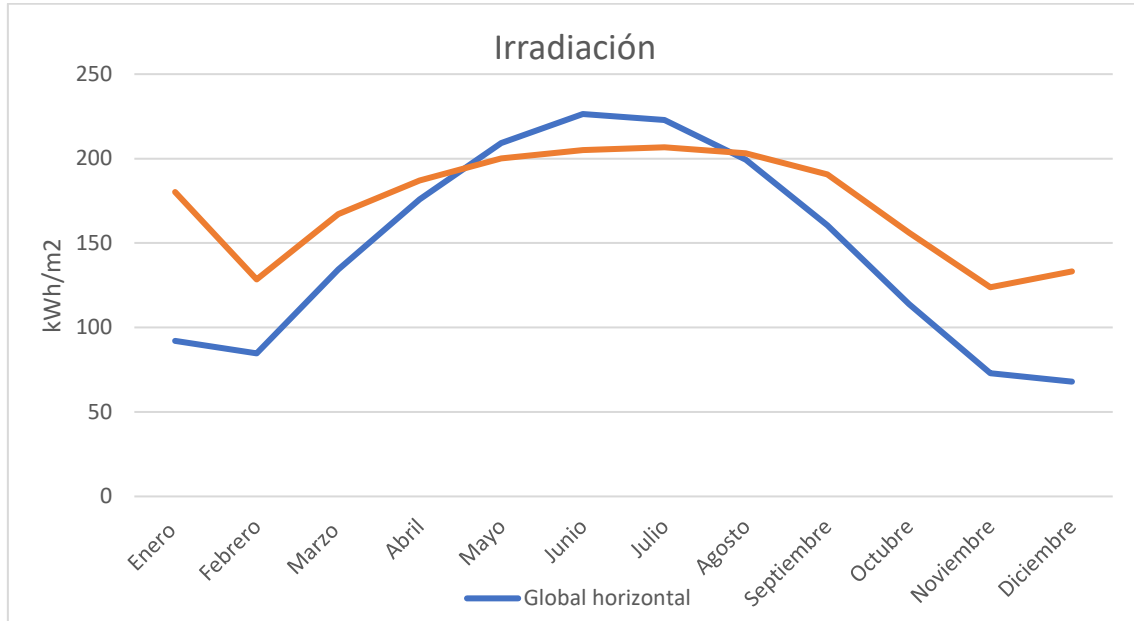


Imagen 8. Velocidad del viento en el emplazamiento (Fuente: Meteoblue)

### 3.4. Recurso solar

El módulo fotovoltaico recibe una irradiación total anual de 2.079.84 kWh/m<sup>2</sup> al ángulo de inclinación del panel, siendo este de 35 °C, siendo esta más elevada en los meses de verano.



Gráfica 1. Irradiación en la zona (Fuente: PVGIS)

### 3.5. Estudio de sombras

El estudio de la ubicación y colocación de los paneles para evitar la afección de sombras es un aspecto crítico en el diseño de una instalación fotovoltaicas. Se puede encontrar dos tipos de sombras:

- Sombras cercanas, representan las sombras que pueden afectar a la producción de nuestra instalación situadas próximas a la instalación. En el caso de este proyecto las sombras cercanas se analizaron utilizando el simulador 3D del programa System Advisory Model, no encontrando ninguna afección a los módulos de nuestra instalación.
- Sombras “horizonte”, representan a todos los elementos lejanos que pueden provocar sombras en nuestra instalación. Se utilizó la herramienta Google Earth para el cálculo de las distancias y ángulos correspondientes, no encontrando afección alguna a nuestra instalación.

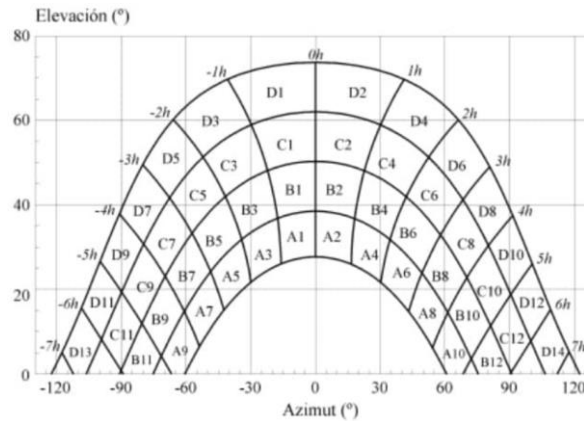


Imagen 9. Modelo para el cálculo de sombras lejanas (Areatecnología)

#### 4. Situación energética previa

Realizar un correcto diseño de una instalación fotovoltaica implica analizar en detalle las curvas de consumo de energía eléctrica actuales. Para ello la empresa ha facilitado las curvas de carga a lo largo de todo el 2021, así como las facturas eléctricas del mismo año.

Actualmente vivimos una época excepcional por las diversas situaciones de pandemia y conflictos que estamos viviendo. Y esto, se ha visto reflejado en los precios de la energía eléctrica. Para el 2021, el año en el cual se han facilitado las curvas de carga y facturas, la empresa no se ha visto afectada por la gran subida del precio del kWh en la factura eléctrica, debido a que se encuentra con un acuerdo con la comercializadora, negociado con anterioridad al incremento de precios de la energía, con un precio medio de 47,35 € en 2021 y 46,5 €/MWh para el año 2022. Debido a esta situación posteriormente analizaremos distintos casos donde el precio del kWh se incremente para poder contemplar futuras situaciones posibles, puesto que será la situación más realista del precio de la energía del cliente a partir del año 2023

Para el año 2021 la estación consumió un total de 759.809 kWh de electricidad, la siguiente gráfica muestra los consumos mensuales a lo largo del año:

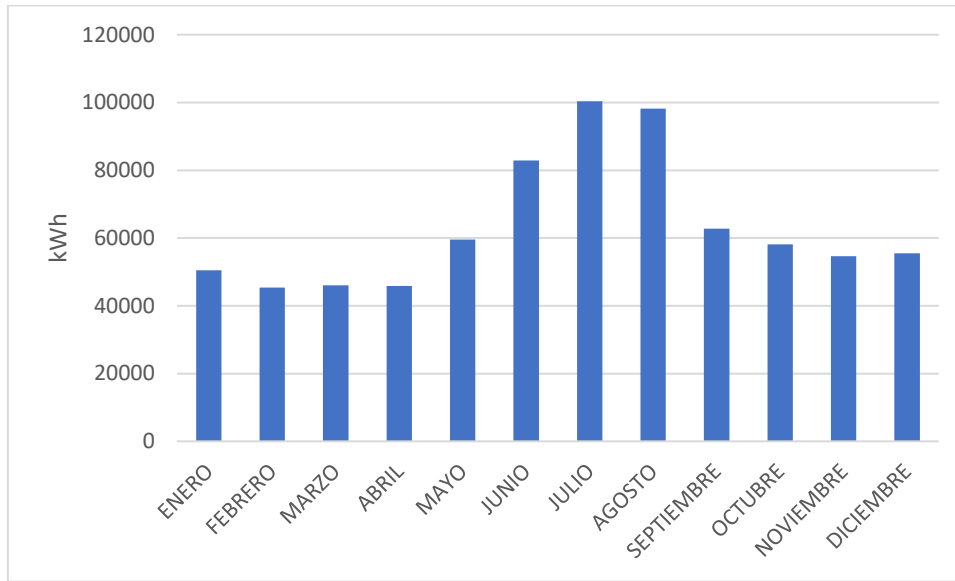


Gráfico 2. Consumo de la instalación

Observamos que la gráfica sigue un consumo lineal exceptuando los meses de verano donde la demanda de agua potable se incrementa casi el doble, y con ello el consumo.

## 5. Descripción de la instalación

Para definir el tipo de instalación adecuada para el proyecto se analizan las curvas de consumo horarias a lo largo del año, donde observamos que el mayor consumo de la instalación se produce en las horas correspondientes al medio día y en las horas de la madrugada. El pico de consumo que se da a medio día es de interés debido a que es cuando las instalaciones fotovoltaicas generalmente les llega mayor radiación y genera más potencia a lo largo del día. Sin embargo, el pico generado en las horas de la madrugada, son horas donde la instalación fotovoltaica no puede producir electricidad debido a la ausencia del sol y el consumo se abastece en su totalidad por la red eléctrica.

Otro de los factores que se observa y que influye en el tipo de instalación seleccionada es que el menor consumo de la instalación se da en las horas de la mañana, encontrándonos con consumos horarios bastante reducidos, donde en la mayoría de las horas el consumo viene dado únicamente por las bombas que alimentan a Montelevente. Por lo cual, nuestra instalación fotovoltaica en la mayoría de los días generará una alta producción, obteniendo excedentes de energía eléctrica.



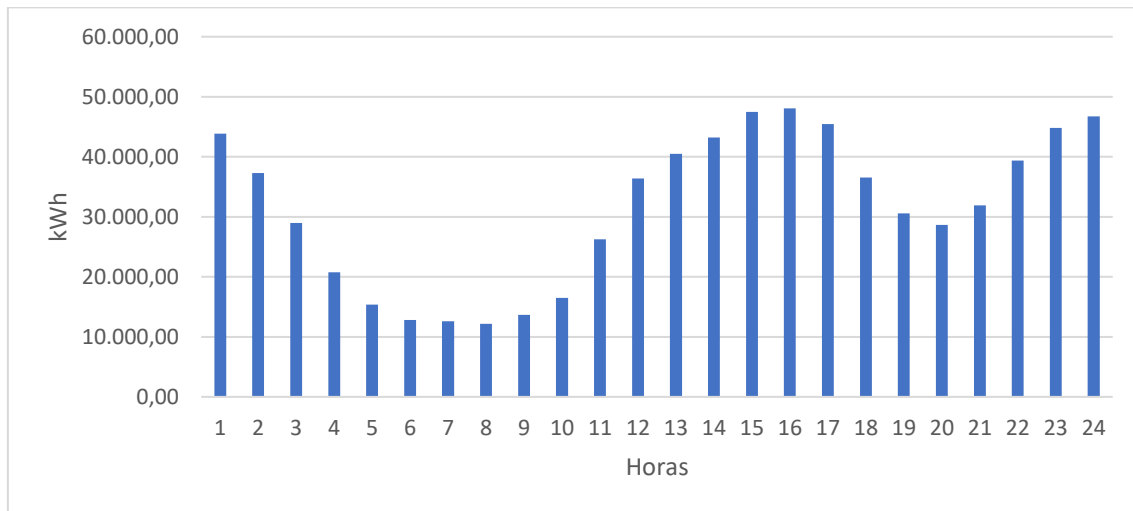


Gráfico 3. Distribución del consumo anual según la hora del día

Después de todo lo analizado anteriormente mediante la distribución del consumo según la hora del día. Se llega a la conclusión de que se necesita una instalación con vertido de excedentes a la red.

Consultando la guía de tramitación del IDAE, encontramos que la única manera simplificada de poder vender excedentes a la red se da para instalaciones de hasta 100 kW. Para instalaciones mayores, se puede dar, pero no está reglamentado y se debería llegar a un acuerdo con la comercializadora, además se pasaría a actuar como cualquier otra empresa de generación eléctrica solicitando la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productores de Energía (RAIPRE) y también se debe tramitar un contrato de representación en el mercado eléctrico. Debido a los motivos anteriores y que el principal objetivo de la empresa es el autoconsumo de la mayor parte de la producción, se decide limitar la potencia de la instalación fotovoltaica a 100 kW.

### 5.1. Clasificación de la instalación

La instalación que se plantea, según los RDL 15/2018 Y EL RD 244/2019 es una instalación fotovoltaica de autoconsumo, individual, conectada a la red interior con compensación de excedentes hasta 100 kW en suelo urbanizable.

### 5.2. Diseño

La instalación proyectada tiene una potencia pico de 116,64 kW formada por 216 paneles de 540 Wp instalados sobre una estructura específica para el terreno. Los paneles conectarán a un inversor de 100 kWp de potencia nominal que determina la potencia de la instalación. Este inversor se sitúa en la misma estructura que los paneles para reducir la distancia entre strings e inversor. Es de recalcar que el inversor cuenta con todas las protecciones necesarias para su instalación en la intemperie. Tras el inversor en baja tensión a 400 V, el cableado se une mediante una zanja a la caseta, donde se dispondrán de los distintos elementos de protección para su correcta conexión con el Cuadro General de Baja Tensión.

La instalación sigue la siguiente distribución:



## Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent

- 4 estructuras de 54 módulos (dos filas de 27 módulos, de dos módulos verticales)

Cada estructura corresponde a 4 strings y como nuestro inversor contiene 10 MPPT con dos entradas por MPPT la distribución se realiza de la siguiente manera:

- Inversor
  - MPPT1: 1 string de 14 módulos y otro string de 14 módulos.
  - MPPT2: 1 string de 14 módulos y otro string de 14 módulos.
  - MPPT3: 1 string de 13 módulos y otro string de 13 módulos.
  - MPPT4: 1 string de 13 módulos y otro string de 13 módulos.
  - MPPT5: 1 string de 13 módulos y otro string de 13 módulos.
  - MPPT6: 1 string de 13 módulos y otro string de 13 módulos.
  - MPPT7: 1 string de 14 módulos.
  - MPPT8: 1 string de 14 módulos.
  - MPPT9: 1 string de 14 módulos.
  - MPPT10: 1 string de 14 módulos.

### 5.3. Características de los componentes

A continuación, se van a detallar los diferentes componentes que conforman una instalación fotovoltaica.

#### 5.3.1. Módulos fotovoltaicos

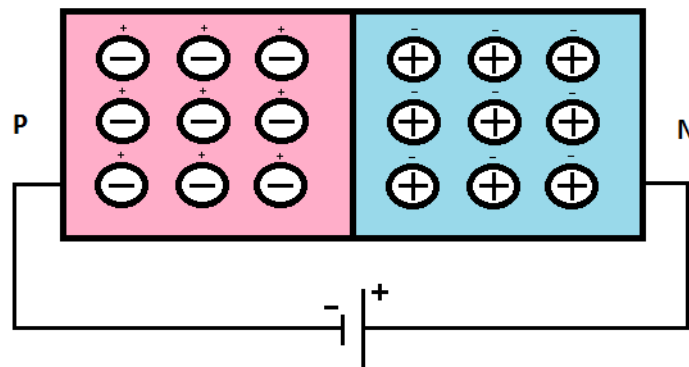
##### 5.3.1.1. Principio de funcionamiento

Un módulo fotovoltaico es una asociación en serie de células. Estas son un dispositivo electrónico que convierte la radiación solar en electricidad de forma directa sin generar residuos durante la conversión.

Al efecto de convertir la luz en electricidad se le conoce como efecto fotoeléctrico y se produce cuando las partículas de luz llamadas fotones, impactan con los electrones de un metal, arrancando sus átomos. Ese electrón que se ha liberado produce una corriente eléctrica en su viaje hacia otro átomo.

Las células están formadas de metal, siendo los idóneos son los semiconductores debido a que en condiciones normales no conducen la electricidad, pero al aumentar la temperatura se vuelven conductores. Los materiales más empleados históricamente son germanio y el silicio, siendo el silicio el más empleado dado que es mucho más abundante y puede trabajar a temperaturas mayores que el germanio. Además, para mejorar las propiedades de los semiconductores se le somete a un proceso de dopaje, consistente en introducir átomos de otros elementos con el fin de aumentar su conductividad. Según la impureza distinguimos entre semiconductor tipo P donde se obtiene defecto de electrones y semiconductor tipo N donde el donante aporta electrones en exceso.

La unión P-N utilizada en para producir electricidad en los módulos es por tanto la combinación de semiconductor tipo P y semiconductor tipo N. Cuando se realiza la unión aparece una zona neutra en los puntos de contacto en la que lo electrones libres del tipo N ocupan los espacios libres del tipo P. Así ambas capas quedan cargadas y aparece en la unión un campo eléctrico permanente.



*Imagen 10. Unión P-N*

### 5.3.1.2. Componentes

Además de las células nombradas anteriormente, existen otros componentes que conforman el módulo que se detallan a continuación:

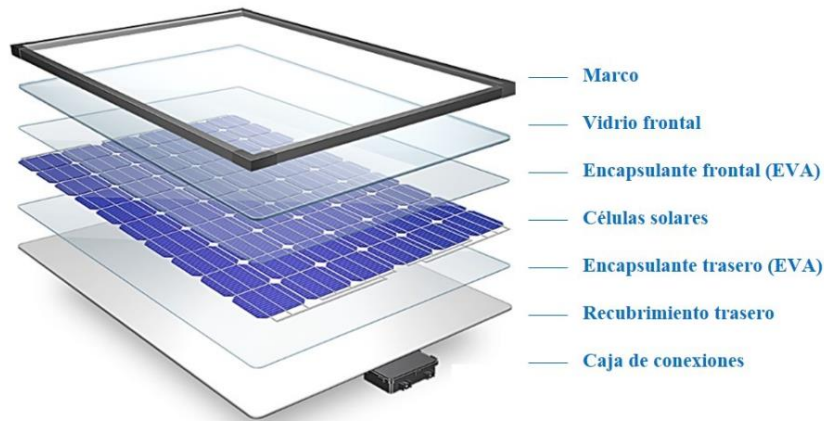


Imagen 11. Componentes de un módulo fotovoltaico

- Marco de aluminio
- Superficie exterior: Generalmente cristal templado de alta transmitancia óptica.
- EVA (Etil Vinil Acetato)
- Distancia marco-célula: Diseñado para evitar que las sombras transversales anulen la parte activa de la serie de células.
- Base TPT: Capa posterior de Tedlar para protección del módulo.
- Caja de conexiones: Con conectores rápidos y cable de doble aislamiento flexible, con diodos de by-pass.

En cuanto al proceso de fabricación de un módulo, generalmente, las células clasificadas llegan a la fábrica de módulos y se unen formando filas, las filas de célula se colocan sobre una capa de EVA, encima del cristal y estas filas se unen por soldadura. Posteriormente, se añade otra capa de EVA y la lámina posterior antes de la laminación, que sella el módulo. Además, se añade un marco en los laterales para garantizar su solidez y finalmente los módulos se prueban con destellos para determinar su potencia antes de clasificarlos para su envío.



#### 5.3.1.3. Fabricación

Generalmente el proceso de fabricación de un módulo se compone de los siguientes procesos. Las células clasificadas llegan a la fábrica de módulos y se unen formando filas, las filas de célula se colocan sobre una capa de EVA, encima del cristal y estas filas se unen por soldadura. Posteriormente, se añade otra capa de EVA y la lámina posterior antes de la laminación, que sella el módulo. Además, se añade un marco en los laterales para garantizar su solidez y finalmente los módulos se prueban con destellos para determinar su potencia antes de clasificarlos para su envío.

#### 5.3.1.4. Modelo

El módulo seleccionado para el presente proyecto es el Jinko JKM540M-7TL4-V. Dicho módulo es del tipo silicio monocristalino y presenta propiedades como una estructura regular y de gran pureza, así como, un comportamiento predecible y uniforme, características típicas de este tipo de módulo.

Las especificaciones técnicas mínimas que deben cumplir los módulos fotovoltaicos para una radiación estándar de 1000 W/m<sup>2</sup> y 25°C son las siguientes:

Características técnicas de los módulos fotovoltaicos	
Modelo	Jinko JKM540M-7TL4-V
Potencia pico	540 Wp
Tensión nominal Vmpp	41,00 V
corriente nominal Impp	13,17 A
Tensión del circuito abierto Voc	49,53 V
Corriente de cortocircuito Isc	13,85 A
Número de células	144 [2 x 72]
Tipo	Silicio monocristalino
Eficiencia	21,35%
Dimensiones	2230 x 1134 x 35 mm
Peso	28,9 kg

Tabla 2. Características técnicas del módulo Jinko JKM540M-7TL4-V

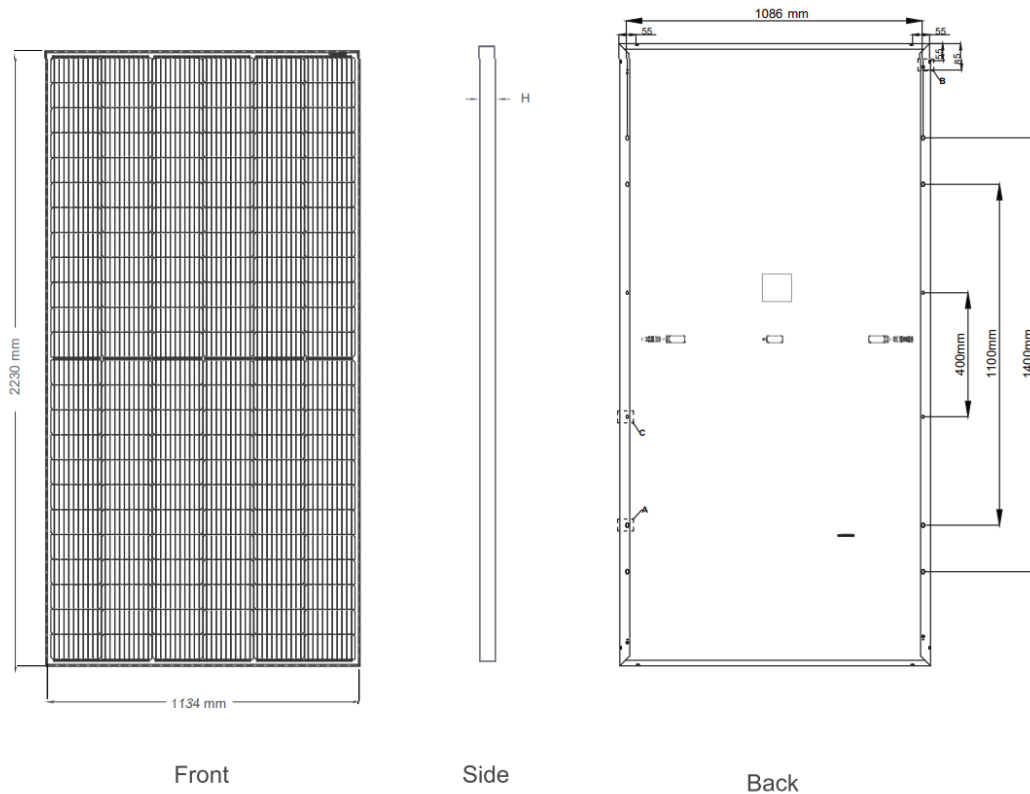


Imagen 12. Modelo Jinko JKM540M-7TL4-V

### 5.3.2. Inversor

Los inversores CC/CA, también denominados convertidores u onduladores, son dispositivos electrónicos que permiten convertir la corriente continua que producen los módulos solares en corriente alterna.

Se encuentran distintos tipos de inversores en el mercado, siendo el del presente proyecto el SUN2000-100KTL-M1 de HUAWEI, un inversor del tipo conectado a red. Los inversores conectados a la red se caracterizan por la utilización de la señal de la red eléctrica para generar la misma onda senoidal siguiendo su frecuencia y tensión. Siempre se encuentran sincronizados con la tensión de red, para poder verter a ella cuando se den excedentes de energía.

El modelo SUN2000-100KTL-M1 genera un sistema trifásico equilibrado con una tensión de 400 V adecuado para la conexión directa con el Cuadro General de Baja tensión. Cuenta con una protección tipo IP 66, el cual presenta una alta seguridad y durabilidad, debido a la protección total contra el contacto, la hermeticidad contra el polvo y, además la carcasa protege el interior de los fuertes chorros de agua. Por lo que lo hace un producto adecuado tanto para aplicaciones en zonas interiores como en exteriores.

Las características del inversor son las siguientes:

Características técnicas del inversor	
Modelo	SUN2000-100KTL-M1
Potencia nominal	100 kW
Tensión de entrada máxima	1100 V
Corriente de cortocircuito máxima de entrada	40 A
Número de entradas MPPT / Strings por entrada	10 / 2
Intensidad de salida AC	144,4 A
Tensión nominal AC	400 V
Eficiencia máxima	0,986

Tabla 3. Características del inversor SUN2000-100KTL-M1 "HUAWEI"



Imagen 13. Modelo de HUAWEI SUN2000-100KTL-M1

### 5.3.3. Conexión de los módulos

Los módulos fotovoltaicos se conectan entre ellos en serie para conseguir tensiones elevadas y para poder operar con tensiones que permiten una conversión eficiente de la energía de corriente continua a corriente alterna y para que también permitan trabajar con secciones de cable de reducido diámetro, para una mejora sensible del coste de la instalación y de las pérdidas de transporte.

El conductor de interconexión entre módulos no será inferior a 4 mm<sup>2</sup>, será de cobre flexible y aislado con doble capa tipo V V-k 0,6/1-kV. Para este cableado se emplea el conector rápido MC4 que lleva incorporado los módulos.



*Imagen 14. Conector MC4*

#### 5.3.4. Cableado

El cableado eléctrico tiene por objeto el transporte de la energía eléctrica con adecuadas condiciones de eficiencia y seguridad, tanto para la instalación como para el entorno. Para ello, la selección de los tipos de conductores y forma de instalación para una aplicación en concreto debe realizarse atendiendo a una serie de aspectos conocidos como “influencias externas” que presenta la norma UNE 20-460-90.

El tipo de cableado cumple con los requisitos para poder utilizarse en la intemperie ya sea al aire o enterrado siguiendo la norma UNE 21123. En cuanto a la sección de cableado se dimensiona siguiendo los criterios de intensidad admisible y caída de tensión, que debe ser menor de 1,5% entre el generador de energía y el punto de interconexión a la red de distribución como rige el ITC-BT-40 para instalaciones generadoras de baja tensión del REBT. Además, el cableado será de cobre, de sección no inferior a 6 mm<sup>2</sup> y con una tensión asignada mayor a 0,6/1 kV, cumpliendo con el ITC-BT-07 de redes subterráneas para distribución en baja tensión.

#### Cableado de CC de interconexión entre los strings y el inversor

Las líneas de enlace de los strings con los inversores se ejecutan mediante el cable de DC unipolar, P-Sun 2.0 CPRO “PRYSMIAN”, resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantía de 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima de corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con un conductor de cobre recocido, de aislamiento elastómero reticulado, de tipo E16, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II.





Imagen 15. Cable P-SUN 2.0 CPRO ZZ-F "PRYSMIAN"

La sección de los cables vendrá impuesta por los requisitos de caída de tensión e intensidad admisible que se justificarán en apartados posteriores.

#### Cableado de CA conexión de String a cuadro general de baja tensión

Para la salida de alterna del inversor se utiliza el cable RETENAX CPRO Flex RV-K "PRYSMIAN", específico para instalaciones subterráneas, tensión nominal 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre electrolítico recocido, aislamiento de mezcla de polietileno reticulado tipo DIX3 y cubierta de policloruro de vinilo (PVC) tipo DMV-18.



Imagen 16. Cable RETENAX CPRO Flex RV-K "PRYSMIAN"

#### 5.3.5. Estructura de soporte

La estructura de soporte de los módulos a utilizar será una estructura de soporte inclinado para dos filas de módulos de aluminio y de acero, tipo biposte, donde la fijación al terreno viene dada mediante hincas. Este tipo de estructura se emplea especialmente para huertos solares, además de presentar ventajas respecto a las de cimentación como son la reducción del impacto medioambiental y evitar el tiempo de espera de la cimentación una vez se esté llevando a cabo la obra. Cabe mencionar a su vez, que toda la estructura está formada por aluminio y acero galvanizado en caliente, lo cual asegura la durabilidad de la estructura en el exterior ante posibles oxidaciones.

- Condición de diseño: Euro código CC1 / Código técnico de la edificación
- Vida útil de la estructura: 25 años
- Velocidad de diseño del viento: 150 km/h

Para el presente proyecto se ha cogido la estructura 35V de SUNFER.



*Imagen 17. Soporte inclinado a 35° para dos filas de paneles- Hincado vertical SUNFER*

#### 5.3.6. Protecciones

En el diseño de cualquier instalación eléctrica se toman valores de intensidad y tensión que pueden soportar los distintos elementos en condiciones normales de funcionamiento. Sin embargo, la experiencia muestra que durante la explotación de cualquier instalación suelen producirse, de forma espontánea, averías o funcionamientos anómalos que producen valores de intensidad y tensión superiores a los nominales de punto de partida del diseño. Cuando se producen estas condiciones anormales de sobreintensidad y sobretensión es necesario que existan elementos de protección que las detecte y evite, tanto que la instalación sufra algún daño y evitar el riesgo de electrocución, es decir, que los elementos garanticen la seguridad de las personas.

El sistema de protección del presente proyecto cumplirá con lo expuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión ITC-BT-40 y además con lo regido en el Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Se incorporan elementos de protección frente a cortocircuitos, sobrecargas y contactos directos e indirectos.

##### Protecciones en el tramo de corriente continua

Como podemos observar en la ficha técnica del módulo fotovoltaico la corriente  $I_{sc}$ , que corresponde a la corriente máxima que produce el panel en caso de anomalía cuando exista un cortocircuito no es mucho mayor a la corriente de máxima potencia del panel ( $I_{mp}$ ). Debido a esto no será necesario proteger el lado de corriente continua contra sobreintensidades o cortocircuito, basta con que la sección se dimensione cumpliendo las condiciones de intensidad admisible.

En cuanto a las sobretensiones se pueden producir por diversos factores como maniobras de la instalación, sobretensiones de servicio o descargas atmosféricas. Estas últimas son de especial interés para nuestra instalación debido a que se producen a través de la caída de un rayo puesto que nuestra instalación se encuentra en la intemperie. Además, también se pueden producir



## *Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

importantes sobretensiones a través de cables subterráneos, debido a que la caída de un rayo en el terreno próximo al cable con tomas de tierra cercanas produce bruscas variaciones en el potencial del terreno, que inducen sobretensiones en el cable que se propagan a la instalación.

En nuestro caso, el inversor ya contiene descargador de sobretensiones de clase II, tanto de corriente continua como de alterna. Por tanto, no será necesario la conexión de ningún elemento adicional.

Los contactos directos se producen cuando una persona entra en contacto con una parte activa de la instalación, que en funcionamiento normal está sometida a tensión. Sin embargo, el contacto indirecto se produce cuando una persona entra en contacto con alguna parte de la instalación que debido a un fallo de aislamiento o sujeción se encuentra bajo tensión.

Por los motivos anteriores la instalación contiene aislamiento de clase II tanto en los módulos, como en el cableado y en las cajas de conexión. Además, el inversor contiene un detector de resistencia de aislamiento en la parte de corriente continua. Por tanto, no será necesario la integración de ningún elemento adicional.

Se instalarán interruptores seccionadores para separar partes de la instalación para realizar labores de mantenimiento o reparaciones (ITC-BT-017).

### Protecciones en el tramo de corriente alterna

La corriente de cortocircuito se puede provocar por fallos puntuales de aislamiento y por defectos de conexión en la instalación. En caso de que se produzca un cortocircuito la intensidad que puede recorrer la línea puede llegar a ser 1000 veces mayor que la intensidad nominal. Como consecuencia, las líneas se calientan rapidísimo llegando a fundir el aislante de las líneas si no se actúa con rapidez.

Por tanto, se instala un interruptor magnetotérmico, cuya función será a la desconexión automática de la instalación cuando se produzca una corriente de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.



*Imagen 18. Interruptor magnetotérmico ComPacT NSXm160N*

El funcionamiento de este dispositivo se basa en la deformación debida al calentamiento producido por la corriente que atraviesa el disparador para la protección frente a sobrecargas y la fuerza producida por la corriente en la bobina de un electroimán para la protección frente a cortocircuitos.

Para la protección contra sobretensiones el inversor incluye un descargador de sobretensiones de corriente alterna. Por tanto, no será necesario un elemento adicional.

Además, el interruptor automático anterior incluye protección frente a contactos indirectos para la protección de los usuarios, detectando las corrientes de fugas desde conductores activos de la instalación a masa a través de aislamientos deteriorados. Esta protección diferencial será de 30 mA cumpliendo así con lo establecido en el REBT para instalaciones generadores que sean accesibles al público general.

#### 5.3.7. Contador

Es objeto del presente proyecto la utilización de un contador bidireccional para la medida energía neta generada, consumos de la red y energía excedentaria producida por nuestra instalación, según lo establecido en el Real Decreto 244/2019. En este caso se utilizará el contador bidireccional existente en la instalación.



### 5.3.8. Puesta a tierra del campo fotovoltaico

El objetivo de la puesta a tierra es conseguir que en la instalación no se produzcan diferencias de potencial que sean peligrosas y al mismo tiempo permitir el paso a tierra de corrientes de defecto o las descargas de origen atmosférico.

En cuanto a la puesta a tierra de nuestra instalación se realiza de manera que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos en la red de distribución. De acuerdo con el Real decreto 1699/2011.

Además, la puesta a tierra sigue un esquema TT y tanto las masas de la instalación y las masas de los elementos receptores se conectan a una tierra independiente de la del neutro del transformador de la red de distribución pública siguiendo el ITC-BT-40 para instalaciones generadoras interconectadas acopladas a una Red de Distribución Pública.

Los elementos que conforman la puesta a tierra son los siguientes:

- Conductores de protección, que son los que aseguran la conexión de las masas con el conductor de tierra. Se instalan de la manera habitual, tendidos en la misma bandeja que los conductores activos del circuito que protegen, aislados o desnudos.
- Conductor de tierra, es el que une el electrodo con el borne principal de tierra.
- Borne principal de tierra, es un dispositivo de conexión situado en un punto accesible, que une los conductores de protección con el conductor de tierra.
- Toma tierra, es el electrodo o conjunto de estos, que se encuentra en contacto con el suelo y asegura la conexión eléctrica con el mismo. En el caso del presente proyecto formado por picas verticales

El cálculo de las distintas secciones y valores se justifican en apartados posteriores.

## 6. Cruzamientos

La instalación presenta un cruce con dos tuberías, concretamente el cableado de alterna que va desde el inversor hasta la caseta donde se encuentra el Cuadro General de Baja Tensión.

El cableado cruza la tubería de acero de 200 mm de diámetro que conecta el bombeo del pozo 1 hasta el depósito Horteta y otra tubería de polietileno de alta densidad que abastece la urbanización de Montelevante.

Se instalará el cableado por encima de las tuberías a una distancia mínima de 0,20 m. También se evitará el cruce por la parte de las juntas de la tubería y los empalmes del cableado siguiendo lo establecido en el ITC-BT-07 Sin embargo, si la instalación no se pudiera realizar por la parte superior de las tuberías y supone un inconveniente para la apertura de zanjas, se utilizará la maquinaria que se considera más adecuada para su instalación ya sea mediante hinca, perforadoras de tipo impacto, etc.

## 7. Cálculos justificativos

### 7.1. Módulos

Para sacar el máximo rendimiento de una instalación fotovoltaica dos de los parámetros que se tienen que optimizar son la orientación e inclinación de nuestros paneles solares.

#### 7.1.1. Orientación

Debido a que vamos a realizar la instalación sobre terreno, y este contiene una superficie lo suficientemente extensa para la potencia que vamos a contratar, no existe ninguna restricción por causas constructivas, como la integración en una edificación, que nos impida optimizar la orientación de nuestros paneles. Por esta razón, los módulos fotovoltaicos se instalarán en orientación sur, es decir, ángulo de acimut cero. Esta es la orientación que optimiza la producción solar de un panel durante todo el año.

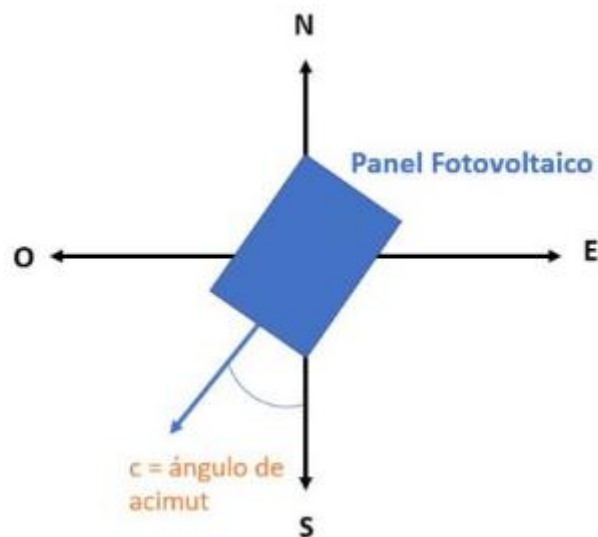


Imagen 19. Ángulo de acimut de un módulo fotovoltaico

#### 7.1.2. Inclinación

Otro de los parámetros que se deben estudiar para poder sacar el máximo rendimiento de nuestra instalación es la inclinación de nuestro panel. La producción de un panel es máxima cuando se posiciona perpendicular a la radiación proveniente del sol.

La inclinación óptima para la máxima captación depende de la latitud y del período que se considere. Generalmente cuando se quiere maximizar la producción para invierno se suma  $15^\circ$  a la latitud y si queremos optimizar para el período de verano se le restan  $15^\circ$  a la latitud. Según los consumos de la instalación los meses de verano son los de más demanda. Sin embargo, el resto de 9 meses el consumo permanece constante. Debido a esto y a que el ahorro por parte

de la instalación es una pequeña parte del consumo se selecciona una inclinación de  $35^\circ$  para optimizar la producción durante todo el año.

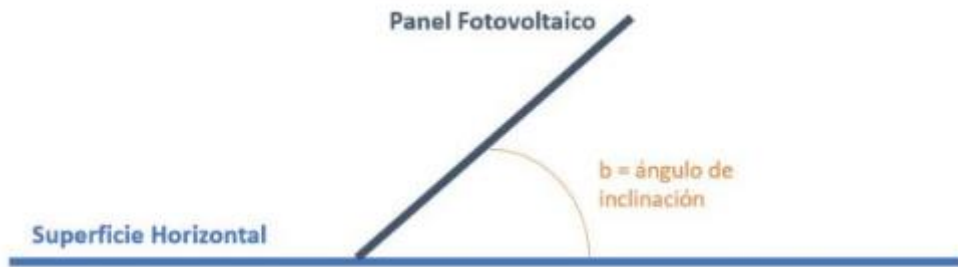


Imagen 20. Ángulo de inclinación del panel fotovoltaico

### 7.1.3. Distancia entre módulos

La distancia entre módulos es un factor que se debe calcular, debido a que si no se deja la distancia suficiente puede bajar relativamente el rendimiento de la instalación por la proyección de sombras de una fila a otra.

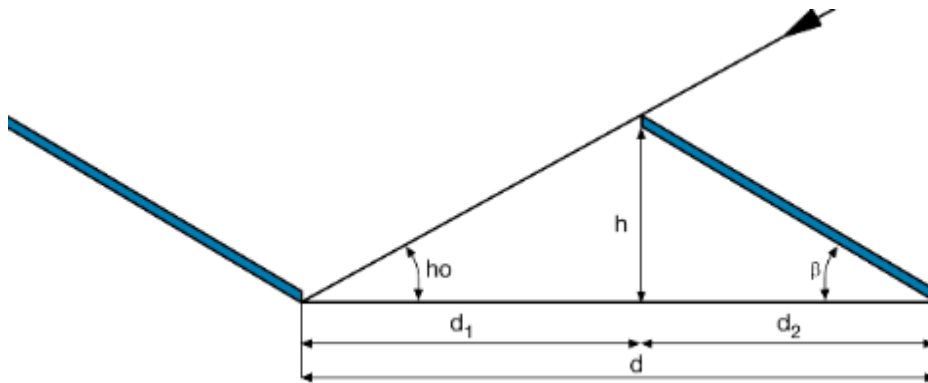


Imagen 21. Distancia mínima entre filas

La recomendación general es que dicha distancia sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al medio día del solsticio de invierno. En cualquier caso, ha de ser como mínimo igual o mayor a la siguiente ecuación:



$$d_1 = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud})}$$

La altura  $h$  se obtiene de las dimensiones del panel y según el ángulo de inclinación. Estructura se compone de dos series de paneles verticales en paralelo y la inclinación son  $35^\circ$ , resulta:

$$h = \sqrt{4.46^2 - (4.46 \operatorname{con}(35^\circ))^2} = 2,56 \text{ m}$$

Por lo que la distancia mínima entre filas viene a ser:

$$d_1 = \frac{2,56}{\operatorname{tg}(61^\circ - 39,4186)} = 6,47 \text{ m}$$

Debido a que se dispone de suficiente terreno la distancia entre filas vendrá a ser 7 m.

## 7.2. Strings

La potencia de la instalación viene definida por la potencia nominal del inversor. En el presente proyecto se limita dicha potencia a 100 kWp.

El factor de dimensionamiento del inversor al encontrarnos en el sur de Europa es 0,85, por tanto:

Zona	Factor de dimensionamiento
Norte de europa (lat. 55- 70°)	0,65-0,8
europa central (lat. 45-55°)	0,75-0,9
Sur de europa (lat. 35-45°)	0,85-1

Tabla 4. Factores de dimensionamiento según la zona geográfica

$$\text{Potencia paneles solares} = \frac{\text{Potencia del inversor}}{\text{Factor de dimensionamiento}} = 117,65 \text{ kW}$$

La instalación está compuesta de una potencia pico de panel de 116,64 kW dentro del rango de sobredimensionamiento.

Para poder realizar un correcto acoplamiento de los strings se necesita cumplir con los siguientes requisitos:

- Tensión máxima de los paneles solares < Tensión máxima del inversor en la entrada de continua.
- Tensión mínima de los paneles solares > Tensión mínima de MPPT de entrada del inversor





*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

- Intensidad máxima de los paneles solares < Intensidad máxima de entrada de continua del inversor.

La tensión máxima que puede aportar un string viene definida por las siguientes condiciones:

- Tensión de circuito abierto del módulo
- Irradiancia en condiciones STC (1000 W/m<sup>2</sup>)
- Menor temperatura de operación esperable

$$V_{oc - max} = V_{oc} + \beta v * (T_{min} - 25^{\circ}C) = 49,53 - 0,1309 * (-7 - 25) = 52,9334 V$$

- $V_{oc}$ , tensión de circuito abierto del módulo (V)
- $\beta v$ , coeficiente de temperatura  $V_{oc}$  (V/°C)
- $T_{min}$ , menor temperatura ambiente a lo largo del año (°C)

La tensión mínima que genera un string viene dado por las siguientes condiciones:

- Tensión de máxima potencia del módulo
- Irradiancia en condiciones STC (1000 W/m<sup>2</sup>)
- Mayor temperatura de operación esperable

La mayor temperatura de operación se calcula mediante:

$$T_{maxop} = T_{max} + G_{stc} * \frac{NOTC - 20^{\circ}C}{0,8 \frac{kw}{m^2}} = 37 + 1 * \frac{45 - 20}{0,8} = 68,25^{\circ}C$$

- $T_{max}$ , mayor temperatura ambiente a lo largo del año (°C)
- $G_{stc}$ , irradiancia condiciones estándar (kW/m<sup>2</sup>)
- NOTC, temperatura nominal de la célula (°C)

$$V_{mpmin} = V_{mp} - \beta v * (T_{maxop} - 25^{\circ}C) = 41,01 - 0,1309 * (68,25 - 25) = 35,348 V$$

- $V_{mp}$ , voltaje en máxima potencia (V)
- $\beta v$ , coeficiente de temperatura  $V_{oc}$  (V/°C)

La corriente máxima de los paneles solares se calcula mediante:

$$I_{scmax} = I_{sc} + \alpha * (T_{max} - 25^{\circ}C) = 13,85 + 0,006648 * (68,25 - 25) = 14,1375 A$$

- $I_{sc}$ , Intensidad en circuito abierto (A)
- $\alpha$ , coeficiente de temperatura (A/°C)
- $T_{max}$ , mayor temperatura ambiente a lo largo del año (°C)

En base a los cálculos anteriores el número de paneles que se deben conectar en serie debe cumplir:



$$N_s \leq \frac{V_{dc} - \max}{V_{mpmin}} = \frac{1100}{52,9334} = 20,78 \approx 20 \text{ módulos}$$

$$N_s \geq \frac{V_{mppt} - \min}{V_{mpmin}} = \frac{200}{35,348} = 5,658 \approx 6 \text{ módulos}$$

- V<sub>dc</sub>-max, máxima tensión de entrada al inversor (V)
- V<sub>mppt</sub>-min, mínima tensión de MPPT de entrada al inversor (V)

Y el número de paneles en paralelo:

$$N_p \leq \frac{I_{dcmax}}{I_{scmax}} = 1,84 \approx 1 \text{ módulo}$$

- I<sub>dc</sub>max, máxima intensidad de entrada al inversor (A)

A partir de los resultados anteriores y como el inversor contiene 10 MPPT con dos entradas por cada MPPT, el diseño final resulta:

MPPT	Entradas	Número de módulos en serie
1	1	14
	2	13
2	1	14
	2	13
3	1	14
	2	13
4	1	14
	2	13
5	1	14
	2	13
6	1	14
	2	13
7	1	14
	2	-
8	1	14
	2	-
9	1	13
	2	-
10	1	13
	2	-

Tabla 5. Distribución de los Strings para cada MPPT



### 7.3. Cableado

La instalación se divide en tres tramos, para cada uno la sección del cableado viene dimensionado siguiendo los criterios de caída de tensión e intensidad admisible.

#### Línea de String a cuadro concentrador

El siguiente tramo corresponde al tendido eléctrico que se realiza desde cada uno de los 16 Strings hasta el cuadro concentrador que le corresponde a cada uno. Para realizar este dimensionamiento se siguen una serie de criterios, cumpliendo así con el reglamento:

- La longitud de la línea se mayorará un 5% según el ITC-BT-40
- Se considera una intensidad de máxima potencia del módulo  $I_{mp}$  un 25% superior cumpliendo así con el ITC-BT-40
- La caída de tensión será menor a 1,5% desde el generador de energía hasta el punto de interconexión con la red de distribución (ITC-BT-40)

A continuación, dimensionaremos para el tramo más desfavorable (16,5 m), que es el que presenta más longitud desde la salida del String hasta el cuadro concentrador:

$$\text{Longitud} = 16,5 * 1,05 = 17,325 \text{ m}$$

$$\text{Tensión de línea} = V_{mp} * N_s = 41,01 * 14 = 574,14 \text{ m}$$

$$\text{Intensidad String} = I_{mp} * N_p * 1,25 = 13,17 * 1 * 1,25 = 16,4625 \text{ A}$$

$$C_{dt} \text{ (La limitaremos a 0,25\% en este tramo)} = 574,14 * 0,0025 = 1,435 \text{ V}$$

El cable está formado por cobre el cual presenta una resistividad de  $0,01724 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$  a  $20^\circ\text{C}$ . Sin embargo, la temperatura de trabajo del cable puede llegar a ser bastante superior. Por tanto, siguiendo las recomendaciones de la UNE se realizan los cálculos trabajando a la temperatura máxima admisible por el aislante (XLPE), siendo esta  $90^\circ\text{C}$ :

$$\rho(90^\circ\text{C}) = 0,01724 * 1,27 = 0,021895 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$$

La sección teórica según los datos anteriores:

$$S_{teórica} = \frac{\rho(90^\circ\text{C}) * Long * I_{String}}{C_{dt}} = \frac{0,021895 * 17,325 * 16,4625}{1,435} = 4,35 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada es  $6 \text{ mm}^2$ . Por lo tanto, la caída tensión real resulta:

$$C_{dt \text{ real}} = \frac{\rho(90^\circ\text{C}) * Long * I_{string}}{\text{Sección normalizada}} = \frac{0,021895 * 17,325 * 16,4625}{6} = 1,0408 \text{ V} \sim 0,18\%$$

Una vez calculada la sección para que cumpla la caída de tensión hay que verificar si cumple el criterio de intensidad admisible por el cable. Según la ficha técnica, el cable para una instalación en CC sobre bandeja perforada al aire ( $40^\circ\text{C}$ ), instalación XLPE2 tipo F, la intensidad admisible es 59 A.



Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm <sup>2</sup>	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	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. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41
1 x 4	3	5,6	59	4,95	46	55
1 x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70
1 x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98
1 x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132
1 x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775

Tabla 6. Ficha técnica P-SUN CPro ZZ-F

Para realizar un correcto diseño de la sección según el criterio de intensidad admisible, está tiene que ser mayor a la intensidad que circula por el String. Además, para realizar un correcto dimensionamiento de la intensidad admisible se debe recurrir a la norma UNE 20460 5.523 (2004) que regula el dimensionado de secciones por criterio térmico según el reglamento de baja tensión, donde nuestra intensidad admisible se corrige debido a una serie de factores dependiendo de las condiciones de la instalación.

Los factores que afectan a la instalación son los de agrupamiento de cableado en la misma bandeja y la temperatura de ambiente. Las tablas correspondientes a los anteriores factores para el tipo de instalación F son las 52-D1 y la 52-E1.

Para la temperatura ambiente se considera la temperatura de operación de los módulos para situarnos en el peor de los casos. Esta ya ha sido calculada en el apartado de Strings y resulta una temperatura de 68,25°C ≈ 70°C.

**TABLA 52-D1 FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS AMBIENTES DISTINTAS DE 30°C (cables al aire libre)**

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	—	0,65	—	0,70
70	—	0,58	—	0,65
75	—	0,50	—	0,60
80	—	0,41	—	0,54
85	—	—	—	0,47
90	—	—	—	0,40
95	—	—	—	0,32

\* Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Imagen 22. Factor de corrección para temperaturas ambientes distintas de 30°C

Seguidamente para la tabla de corrección por agrupamiento de varios circuitos se considera un agrupamiento de 4 circuitos debido a que lo máximo que se puede encontrar en la misma bandeja son 8 conductores unipolares cargados y la norma dice que pueden considerarse como “n/2” circuitos.

**TABLA 52-E1 FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO DE VARIOS CIRCUITOS O DE VARIOS CABLES MULTICONDUCTORES, (CAPA ÚNICA)**

Punto	Disposición de los cables (En contacto)	Número de circuitos o de cables multiconductores												Tablas de los métodos de referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	52 – C1 a 52 – C12 métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores	52 – C1 a 52 – C6 método C		
3	Capa única fijada bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61		52 – C7 a 52 – C12 métodos E y F		
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Capa única sobre escalera, abrazaderas, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Imagen 23. Factor de corrección por agrupamiento de varios circuitos

Como resultado la intensidad admisible que se obtiene:

$$I_{adm} = I * k_{52-D1} * k_{52-E1} = 59 * 0,58 * 0,77 = 26,35A > 16,46 = I_{string}$$

Observamos que la intensidad admisible aplicando los factores de corrección sigue siendo superior a la intensidad que circularía por la línea.

$$\text{Sección string – cuadro concentrador} = 6 \text{ mm}^2$$

Finalmente, se repite el siguiente proceso para todas las líneas que sales del String hasta el cuadro concentrador correspondiente en cada caso, resultando la siguiente tabla:



### Línea cuadro concentrador hasta String

Este tramo corresponde a la línea que conecta el cuadro concentrador con el inversor, que este se situará en la segunda estructura de paneles. Para el diseño se han seguido los mismos criterios que para la línea anterior, pero se deben realizar una serie de modificaciones debido a que, en este tramo, la conexión hasta el inversor se realiza subterránea bajo zanja.

- Debido a que la línea transcurre subterránea la temperatura se estima de 20°C. Sin embargo, consideraremos la temperatura extrema del XLPE de 90°C siguiendo la recomendación de la UNE.
- El método de instalación para aplicar los correspondientes factores de corrección será el de tipo D según UNE 20460-5-523.
- Como la caída de tensión entre el generador y el punto de conexión tiene que ser menor a 1,5%, la limitaremos a 0,25% en este tramo.

Por lo que, teniendo en cuenta las anteriores consideraciones y cogiendo el tramo más desfavorable correspondiente al String de la última estructura, debido a que es el que se encuentra a mayor distancia del inversor, se realizan los cálculos:

$$Longitud = Long\ desfavorable * 1,05 = 37,6 * 1,05 = 39,48\ m$$

$$Cdt = tensión\ de\ línea * 0,0025 = 574,14 * 0,0025 = 1,435\ V$$

$$Sección\ teórica = \frac{\rho_{90^{\circ}C} * longitud * I_{string}}{Cdt} = \frac{0,021895 * 39,48 * 16,4625}{1,435} = 9,91\ mm^2$$

La sección normalizada es 10 mm<sup>2</sup>. Por tanto, la caída de tensión real:

$$Cdt_{real} = \frac{0,021895 * 39,48 * 16,4625}{10} = 1,423 \sim 0,247\%$$

Para una sección de 10 mm<sup>2</sup> la intensidad admisible del cable es 82 A. En este tramo los tendidos eléctricos discurren en zanja bajo tubo, por lo cual los factores de corrección que corresponden a la instalación son el de agrupamiento de varios circuitos mediante cables instalados en tubos enterrados y el de profundidad de zanja.

Así pues, la profundidad de zanja será de 0,6m y la agrupación será como máximo de 6 circuitos.

**(ITC BT 007) FACTORES DE CORRECCION PARA DIFERENTES PROFUNDIDADES DE INSTALACIÓN** **TABLA 9**

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,90	0,98	0,97	0,95

Imagen 24. Factor de corrección para diferentes profundidades de zanja

**TABLA 52-E3 FACTOR CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO DE VARIOS CIRCUITOS, CABLES INSTALADOS EN CONDUCTOS O TUBOS ENTERRADOS (ref.D cables 1 multiconductor o1 unipolar por conducto)**

**A. Cables multiconductores** (También se utilizará esta tabla en el caso de tres cables unipolares instalados en el mismo tubo)

Número de cables	Distancia entre conductos (a)*			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90



**B. Cables Unipolares, un cable por conducto**

Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	Distancia entre conductos (a)*			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90



Imagen 25. Factor de corrección por agrupamiento de varios circuitos en tubos enterrados

Como resultado la intensidad admisible resulta 49,7 A, bastante superior a la que encontraremos circulando por la línea 16,46 A.

$$I_{adm} = I * k_{prof} * k_{52-E3} = 82 * 1,01 * 0,6 = 49,7A > 16,46 A = I_{string}$$

Sección cuadro concentrador – Inversor = 10 mm<sup>2</sup>





Línea String – Cuadro general de baja tensión

Este tendido eléctrico recorre la interconexión de la salida del inversor con el embarrado del cuadro general de baja tensión. Corresponde a una línea trifásica y es el tramo con mayor longitud de la instalación con unos 145 m. El cableado se dimensiona siguiendo los mismos criterios que en las líneas anteriores.

$$Longitud = 145 * 1,05 = 152,25 \text{ m}$$

$$Tensión \text{ de línea} = 400 \text{ V}$$

$$Intensidad \text{ de línea} = \frac{Pot_{AC-INV}}{\sqrt{3} * U_{línea} * \cos \varphi} = \frac{100.000}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 144,337 \text{ A}$$

Seguiremos considerando que el cobre trabaja a la temperatura extrema del aislante XLPE 90°C y la caída de tensión la limitaremos en este tramo a 1%.

$$Cdt = 400 * 0,01 = 4V$$

$$Steórica = \frac{Pot_{AC-INV} * Long * \rho_{90°C}}{Cdt} = \frac{100.000 * 152,25 * 0,021895}{4 * 400} = 208,344 \text{ mm}^2$$

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm <sup>2</sup>	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A
3 G 1,5	0,7	9,2	110	13,3	23	24
3 G 2,5	0,7	10,1	150	7,98	32	32
3 G 4	0,7	11,1	200	4,95	44	42
3 G 6	0,7	12,3	270	3,3	57	53
3 G 10	0,7	14,7	415	1,91	78	70
3 G 16	0,7	18	639	1,21	104	91
3 x 25	0,9	21,4	946	0,78	115	96
3 x 35	0,9	25,1	1355	0,554	143	117
3 x 50	1	28,8	1900	0,386	174	138
3 x 70	1,1	32,3	2550	0,272	223	170
3 x 95	1,1	35,9	3290	0,206	271	202
3 x 120	1,2	39,2	4060	0,161	314	230
3 x 150	1,4	44,2	5070	0,129	359	260
3 x 185	1,6	50,3	6400	0,106	409	291
3 x 240	1,7	56,7	8200	0,0801	489	336
3 x 300	1,8	62,2	10450	0,0641	549	380

Tabla 7. Ficha técnica RETENAX CPRO Flex RV-K

La sección normalizada del cable es 240 mm<sup>2</sup>. Para esta sección la intensidad admisible para instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W instalación XLPE3 tipo D1/D2 es 336 A, siendo muy superior a la intensidad de línea calculada.

$$I_{adm_{enterrado}} = 336 A > 144,337 A = I_{línea}$$

$$Cdt_{real} = \frac{100.000 * 152,25 * 0,021895}{240 * 400} = 3,472 V \sim 0,867\%$$

Sección Inversor – Cuadro General de Baja Tensión = 240 mm<sup>2</sup>

#### 7.4. Estructura

En la instalación cada mesa de 54 módulos está compuesta por 4 estructuras de 12 módulos y 1 de 6 módulos. En la ficha técnica, adjuntada posteriormente, se observa la resistencia a la velocidad del viento y la resistencia a la carga de nieve.



 Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento						
Tamaño del módulo 	4	6	8	10	12	nº de módulos
2279x1150	150	150	110	150	130	Velocidad de viento km/h

Imagen 26. Velocidades máximas admisibles según el número de módulos.

Como la instalación contiene la estructura de 6 módulos y la de 12, se observa una resistencia de 150 km/h y 130 km/h respectivamente. Anteriormente, se realizó una gráfica con la distribución de las velocidades en la zona a lo largo de un año, donde se muestra que solo unos pocos días la velocidad del viento supera los 50 km/h nunca llegando a superar los 60 km/h.

Sin embargo, será objeto del presente proyecto la realización de un estudio geotécnico del terreno, previo a al inicio de las obras, para garantizar que el terreno se encuentra en óptimas condiciones para la instalación de la estructura, garantizando así su resistencia estabilidad.



## 7.5. Protecciones

### Interruptor automático

Los interruptores automáticos protegen contra sobrecargas y cortocircuitos.

Se comprueba que la protección frente a sobrecargas cumple que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z$$

Siendo:

- $I_b$ , intensidad de diseño que circula por el circuito, en A
- $I_n$ , intensidad de disparador térmico del dispositivo de protección
- $I_z$ , intensidad admisible del conductor
- $I_2$ , intensidad que garantiza el funcionamiento efectivo del dispositivo de protección, intensidad convencional de disparo

En cuanto a la protección frente a cortocircuitos es necesario tener en cuenta la intensidad de cortocircuito máxima que se dará en el origen de la línea, y la intensidad de cortocircuito mínima que se dará en el extremo de la línea.

Las condiciones del interruptor automático para garantizar una correcta protección contra cortocircuitos son:

$$\text{Poder de corte del IA} > I_{cc, \max}$$

$$I_{cc, \min} > I_a$$

$$I_{cc, \max} < I_b$$

Donde la segunda condición significa que todos los circuitos que se puedan producir en la línea deben provocar la actuación del disparador. La tercera condición asegura que el tiempo de actuación de la protección se realiza antes de que el cable supere su temperatura máxima admisible.



## 7.6. Puesta a tierra

### Conductores de protección

La instalación del conductor de protección se realiza con el conductor tendido en la misma bandeja que los conductores activos, debido a que el conductor de protección es de cobre, siendo este el mismo material que los conductores activos, se debe cumplir:

SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES DE FASE O POLARES DE LA INSTALACIÓN (mm <sup>2</sup> )	SECCIONES MÍNIMAS DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 8. Secciones mínimas de los conductores de protección

De acuerdo con la tabla, como en la bandeja la sección máxima que se puede encontrar son 10 mm<sup>2</sup>, la sección del conductor serán 10 mm<sup>2</sup>.

### Conductores de tierra

Para determinar la sección del conductor de tierra se aplican los mismos criterios que en el caso de los conductores de protección. Sin embargo, como el conductor de tierra se traza subterráneo, hay que tener en cuenta las secciones mínimas indicadas en la ITC-BT-18.

TIPO	PROTEGIDO MECÁNICAMENTE	NO PROTEGIDO MECÁNICAMENTE
Protegido contra la corrosión	Mismo criterio que conductores de protección	16 mm <sup>2</sup> cobre 16 mm <sup>2</sup> Acero galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm <sup>2</sup> Cobre 50 mm <sup>2</sup> Hierro

Tabla 9. Secciones mínimas convencionales para los conductores de tierra (ITC-BT-18)

Siguiendo las condiciones anteriores, se utiliza un cable de cobre tranzado de 25 mm<sup>2</sup> de sección mínima.

### Dimensionado de los electrodos

Para garantizar la salud de las personas la tensión límite convencional, es decir, el valor máximo de la tensión de contacto que puede mantenerse indefinidamente sin suponer un peligro para



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

el usuario se limita a 50 V en locales secos y 24 V en locales húmedos. Como nuestra instalación se realiza en terreno exterior consideraremos 24 V como tensión límite.

Debido a que por normativa el diferencial debe tener una sensibilidad de 30 mA, para realizar una correcta puesta a tierra se debe garantizar:

$$R_a \leq \frac{U_l}{I_{\Delta N}}$$

Siendo:

- $R_a$ , la resistencia de la puesta a tierra
- $U_l$ , tensión límite convencional, 24 V
- $I_{\Delta N}$ , la intensidad diferencial nominal que es la corriente mínima que garantiza el disparo

Por tanto, la resistencia de puesta a tierra tiene que ser menor de 800  $\Omega$ .

$$R_a \leq \frac{24}{0,03} = 800 \Omega$$

Como nuestro electrodo va a estar formado por picas verticales y considerando una resistividad del terreno bastante desfavorable con un valor de 3.000  $\Omega\text{m}$ :

$$R_a = \frac{\rho}{n * L} \leq 800 \Omega$$

Siendo:

- $\rho$ , resistividad del terreno en  $\Omega\text{m}$
- $L$ , longitud de la pica, 2m
- $n$ , número de picas en paralelo necesarias

$$\frac{3000}{n * 2} \leq 800 \Omega$$

La puesta a tierra se forma mediante 5 picas en paralelo, cumpliendo así con la condición anterior.

$$R_a = 300 \Omega \leq 800 \Omega$$

## 8. Casos de estudio

Debido a la situación de incertidumbre que vivimos hoy en día, la evaluación energética, la medioambiental y el análisis de la rentabilidad se estudia para la situación actual, donde el cliente tiene un contrato con la comercializadora y posteriormente se estudia una subida de un 115% en los precios del kWh, que es lo que comunicó la compañía eléctrica que subirá aproximadamente para el año 2023. Por lo tanto, tenemos un caso de estudio actual que sirve para conocer la afección de esta planta si se vuelve a estabilizar los precios de la energía y se volviera a la normalidad y el otro caso sería para un futuro cercano debido a la situación que vivimos actualmente.

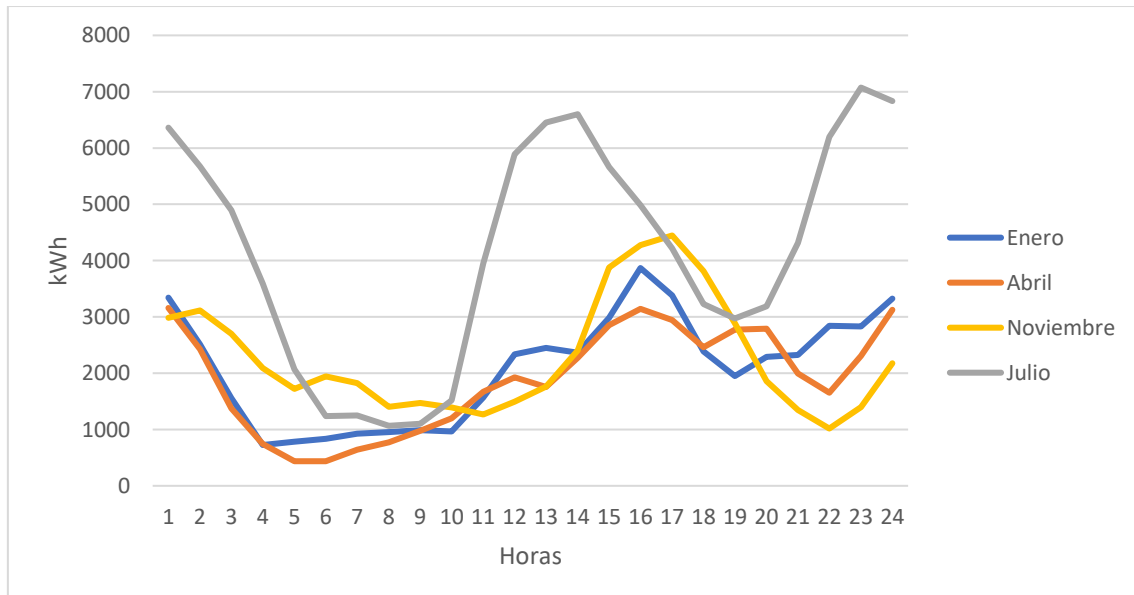
### 8.1. Estudio energético

En este apartado se evalúa la influencia que tiene de la producción de energía eléctrica de la instalación proyectada respecto al consumo energético previo a la instalación

#### 8.1.1. Perfil de consumo

La estación de tratamiento de agua potable tiene un consumo anual de 759809 kWh, este consumo viene dado a través de las distintas bombas de impulsión que componen la estación y los servicios auxiliares correspondientes.

Analizando la curva horaria de consumo podemos observar cómo los consumos mínimos consumos son de 5 y 6 kWh y son generados por las bombas que alimentan la urbanización de Montelevante. Los consumos máximos son de 283 kWh y se acumulan más en los meses de verano que es cuando hay más demanda de agua potable.



Gráfica 2. Distribución del consumo horario según ciertos meses del año

### 8.1.2. Simulación de la instalación fotovoltaica

La estimación de la producción se realiza mediante el simulador SAM, explicado en apartados anteriores. Para realizar esta simulación se han introducido los siguientes datos;

- Datos meteorológicos de la zona extraídos mediante la herramienta PVGIS
- Características de nuestro módulo e inversor seleccionado
- Diseño de strings y MPPT de nuestra instalación
- Pérdidas de la instalación fotovoltaica

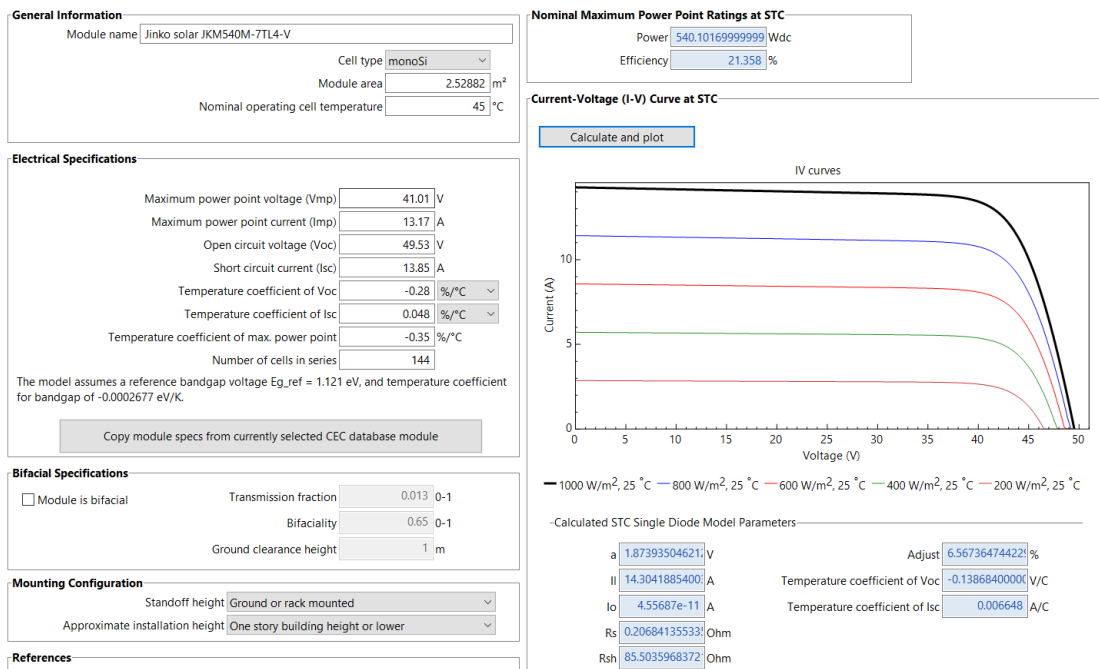


Imagen 27. Características del módulo mediante SAM

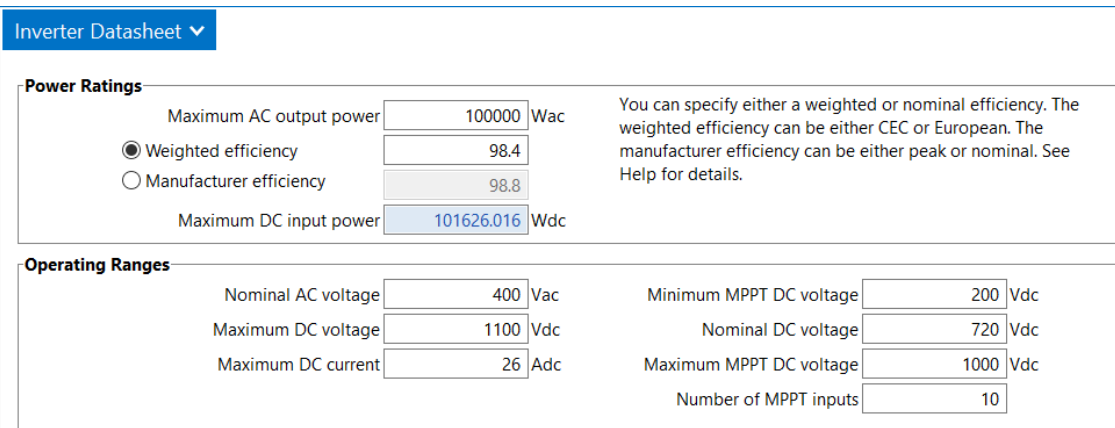


Imagen 28. Características del inversor mediante SAM

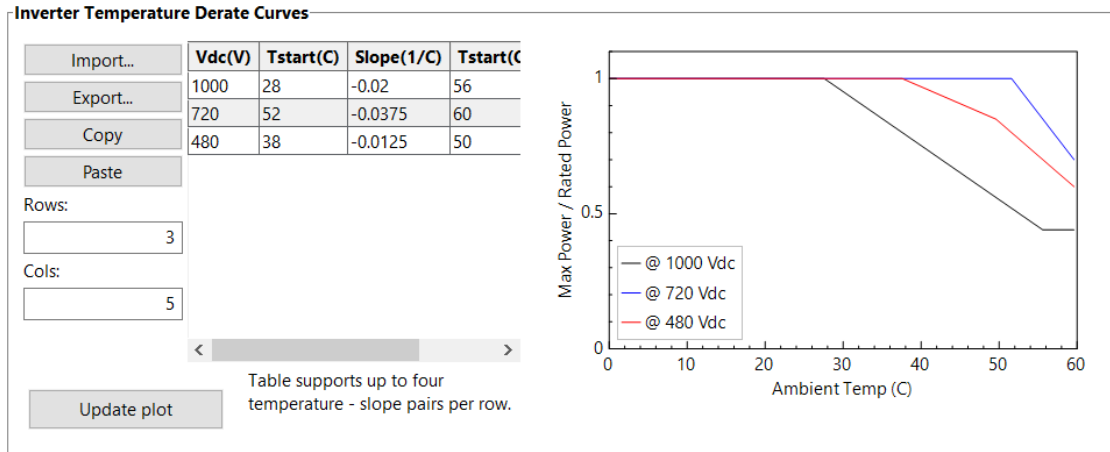


Imagen 29. Curvas de temperatura del inversor en SAM

### 8.1.3. Pérdidas consideradas

Las pérdidas detalladas a continuación son todas aquellas consideradas que hacen que nuestra instalación disminuya su potencia respecto a la potencia máxima que podría producir en condiciones nominales.

#### Parámetro térmico

Estas pérdidas son generadas por la temperatura y la irradiancia incidente, aunque la temperatura ambiente sea de unos 25°C el panel puede llegar a trabajar a unos 40 o 60 °C. **(5%)**

#### Pérdidas óhmicas

Son las denominadas pérdidas por efecto Joule y se deben al calentamiento de los conductores. En el presente proyecto consideramos las pérdidas tanto en el tramo de continua como en el tamo de alterna. **(1,5%)**

#### Calidad del módulo

Debidas a la desviación de la eficiencia media efectiva del módulo respecto a las especificaciones del fabricante. **(1%)**

#### LID

Son las pérdidas por degradación inducida por la luz, se producen cuando el módulo se expone los primeros días al sol, cuando el boro se mezcla con el oxígeno. **(1,5%)**



### Pérdidas por “Mismatch”

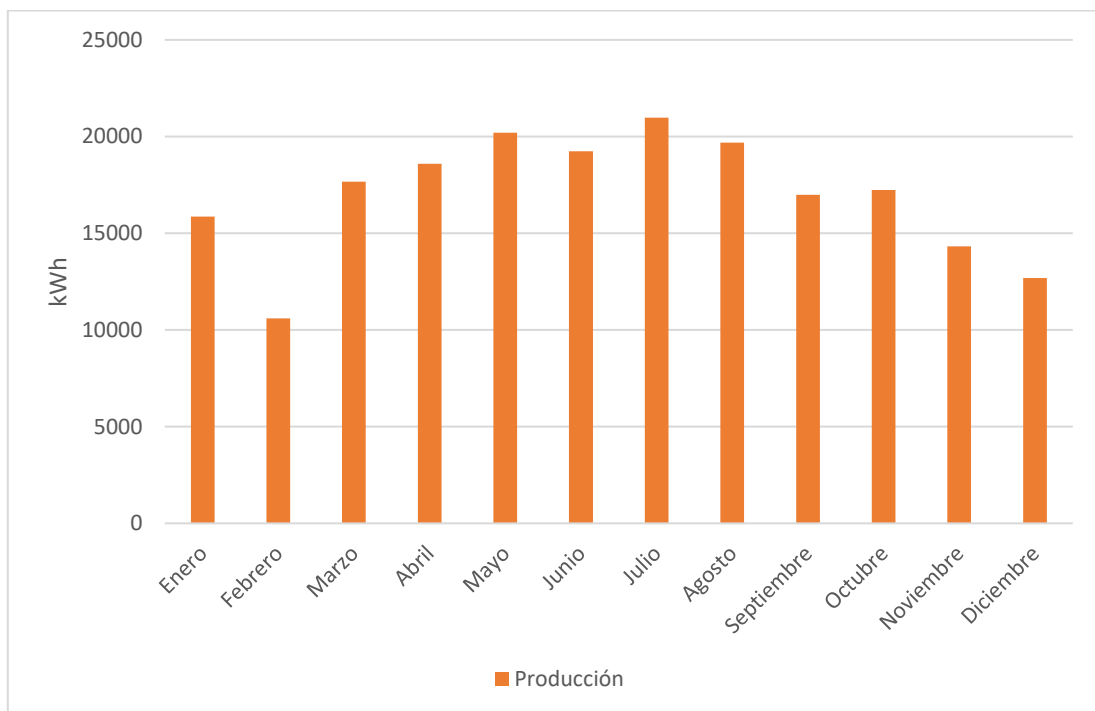
Son las originadas cuando dos Strings trabajan a temperatura diferentes, por tanto, una de ellas está fuera de su máxima potencia y el inversor solo puede definir un punto de trabajo. **(Definidas por SAM)**

### Pérdida de suciedad

Producidas por la acumulación de polvo a lo largo de un año que afectan al rendimiento de los paneles. **(3%)**

#### 8.1.4. Producción instalación

Teniendo en cuenta las pérdidas y con el diseño previamente calculado, se obtiene una producción anual de 204.044,71 kWh al año. A continuación, se muestra la producción mensual de la instalación.

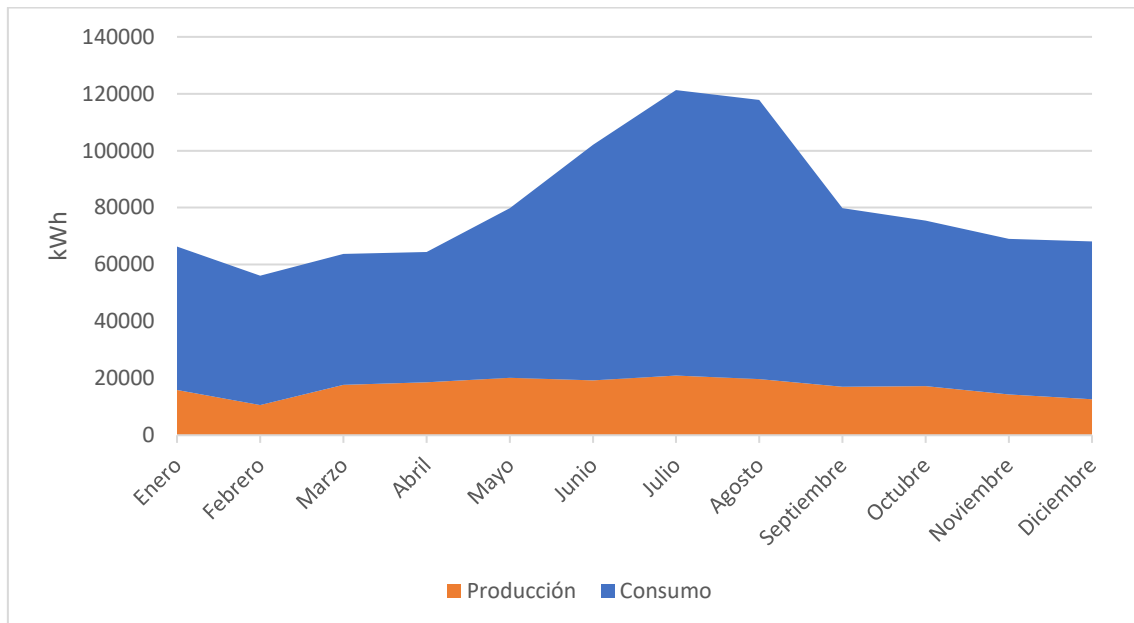


Gráfica 3. Producción mensual de la instalación fotovoltaica

Observamos, como era de esperar, mayor producción en los meses de verano y menor producción en los meses de invierno. Sin embargo, observamos una disminución relevante de la producción en el mes de febrero. Posiblemente fuera un mes de frecuentes lluvias y nubosidad en el año meteorológico tipo escogido.

### 8.1.5. Ahorro energético

Para realizar un correcto análisis energético analizaremos la curva de producción y la curva de consumo. Superponiendo ambas curvas obtendremos los flujos horarios de energía que se obtendrían una vez se pusiera en marcha la instalación y se podrá calcular el ahorro energético y medioambiental que supone.



Gráfica 4. Superposición de la producción y el consumo mensual

En la anterior gráfica se muestra la superposición mensual de la producción de la fotovoltaica y el consumo de la estación. Analizando las diferentes curvas de carga y de producción, encontramos diferentes modos de funcionamiento.

- Horas en las que la producción está superando el consumo. Suele darse habitualmente cuando solo se encuentra en funcionamiento las bombas que abastecen a la urbanización Montelevante. En este caso, la instalación se encuentra vertiendo los excedentes de la energía a la red.
- Horas que la que el consumo es elevado y se abastece conjuntamente de la red y de la instalación fotovoltaica.
- Horas donde la instalación no pueda sacar producción, bien por ser de noche o por encontrar un día nublado. En este caso la demanda se cubrirá en su totalidad por la red eléctrica.

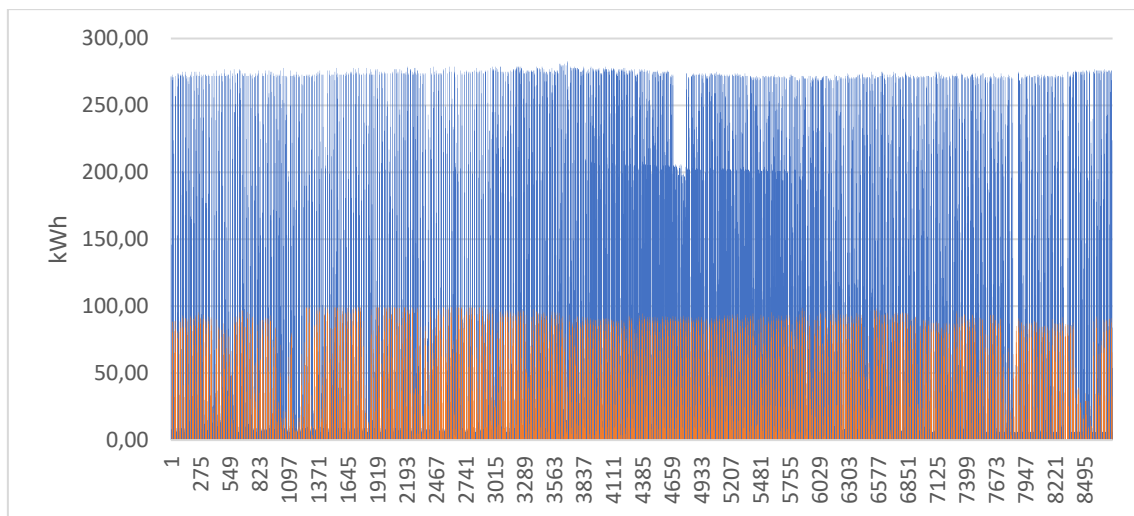
Realizando las operaciones y análisis mediante la herramienta Excel, salen los siguientes resultados:

	kWh
Producción	204.044,71
Consumo actual	759.809,00
Consumo con fotovoltaica	641.674,50
Autoconsumo	118.134,50
Excedentes	85.910,21

Tabla 10. Cálculos energéticos de la instalación fotovoltaica

Por tanto, se aprovecha para autoconsumo un 57,9% de la producción de la instalación fotovoltaica, el otro 42,1% son vierten a la red en forma de excedentes. Se consigue reducir un 15,55% de la energía abastecida de la red eléctrica

La siguiente gráfica muestra en azul la curva horaria del consumo y en naranja la producción de nuestra instalación.



Gráfica 5. Superposición horaria de la producción y el consumo a lo largo del año

En conclusión, el análisis energético muestra una reducción del consumo eléctrico de 118.134,5 kWh y un vertido a red de 85.810,21 kWh. Esto supone un gran impacto medioambiental en cuanto a ahorro de emisiones de  $CO_2$  se refiere. El ahorro medioambiental será el producto de toda aquella energía no consumida por el correspondiente factor de emisión. Según la web Solarweb, para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero se recomienda utilizar 311 g  $CO_2$ /kWh. En el caso de nuestra instalación fotovoltaica se evitarán 63,456 Toneladas de  $CO_2$  al año.



## 8.2. Estudio económico

El estudio económico para el presente proyecto se va a calcular para dos casos tipo debido a la situación excepcional que vivimos actualmente. El primero de ellos es con los datos de factura actuales donde, como se explicó en capítulos anteriores tienen un contrato con la comercializadora de un precio medio de 46,5 €/MWh. El segundo caso se estudiará para un incremento en el €/kWh de un 115%, que es el precio aproximado que la comercializadora a notificado que se iba a incrementar.

Además, en ambos casos se deben calcular una serie de indicadores que sirven para calcular la rentabilidad del proyecto. Estos son los que se muestran a continuación.

### Valor Actual Neto (VAN)

Es el criterio financiero que corresponde al valor actualizado de los flujos de caja netos originados por una inversión, es decir, calcular los ingresos menos las ganancias al momento presente aplicando intereses.

El VAN se calcula de la siguiente manera:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Siendo:

- $I_0$ , inversión inicial del proyecto.
- $F_t$ , flujos de caja para cada año  $t$  y corresponde a la diferencia entre ingresos y costes de cada año.
- $k$ , corresponde a la tasa de descuento y se utiliza para determinar el valor presente de un pago futuro. Para nuestro proyecto se ha estimado en un valor de 2,3%.
- $t$ , tiempo de vida de la instalación fotovoltaica, 25 años.

En el cálculo del VAN podemos encontrarnos con diversos resultados. Si el VAN es negativo no es un proyecto rentable, si es igual a cero el proyecto no generará ni ganancias ni pérdidas y finalmente si el VAN es positivo el proyecto es económicamente rentable.

### Tasa Interna de Retorno (TIR)

Este indicador es uno de los más recomendables para la evaluación de proyectos y determina la tasa de beneficio que se puede obtener de dicha inversión. También es definido como el valor de la tasa de descuento que hace el VAN cero.

Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t}$$

El resultado se expresa en valor porcentual.



### Periodo de retorno de la inversión (Payback)

Corresponde al tiempo necesario que se necesita para recuperar la inversión inicial.

Todos los indicadores anteriores se calculan mediante la herramienta Excel para cada uno de los casos.

#### 8.2.1. Situación actual

En este caso de estudio se calcularán los anteriores indicadores para evaluar la rentabilidad del proyecto. Además, sirve para estudiar el proyecto en condiciones de estabilidad energética, es decir, cuando todas las situaciones de excepcionalidad pasen y volvamos a la normalidad.

Actualmente el usuario está acogido a la tarifa 6.1 TD, tarifa eléctrica dividida en 6 periodos horarios que pueden contratar aquellos puntos de consumo que tengan una potencia entre 1 kW y 30 kW. El gasto económico anual de la estación previo a la supuesta puesta en marcha de la instalación fotovoltaica es de 80.051,81 €.

##### 8.2.1.1. Flujos de caja

Para poder realizar un correcto cálculo de los indicadores de rentabilidad anteriormente citados primero se deben calcular los flujos de caja para los diferentes años de vida del proyecto. Estos flujos se calculan mediante la diferencia entre ingresos y gastos que encontraremos a lo largo de la vida del proyecto.

### Ingresos

Como uno de los ingresos vamos a considerar el ahorro por autoconsumo. Este corresponde a los kWh que se van a dejar de pagar a la comercializadora, debido a que con la implementación de la fotovoltaica parte de la demanda energética se encuentra cubierta por esta instalación. El ahorro se ha calculado restando la curva horaria de consumo y la curva horaria de producción, sacando el nuevo consumo con la instalación. Esta nueva curva de consumo se ha agregado por cada rango horario correspondiente a los distintos periodos de la facturación eléctrica para multiplicarlos por el precio €/kWh de cada mes para los distintos periodos, sacando así lo que sería la factura eléctrica con la instalación fotovoltaica implementada.

Otro de los ingresos considerados son los excedentes vertidos a la red. Para su cálculo se ha considerado un precio de venta bastante conservador de 1/3 respecto al precio que se paga la energía debido a que en nuestro caso la potencia contratada es superior a 10 kW y no podemos acogernos al mercado regulado (PVPC), sino al mercado libre llegando a un acuerdo con la comercializadora. Este ahorro se ha compensado en cada una de las facturas mensuales calculadas anteriormente.

### Gastos

Como único gasto de la instalación vamos a considerar las labores de mantenimiento anuales. Consideraremos un precio anual de 800 € debido a que la empresa ya contiene operarios capacitados para realizar las labores de mantenimiento adecuadas.



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

Otro de los factores que se ha considerado para el cálculo de los flujos de caja es la pérdida de producción anual de nuestra instalación estimada en un 0,4%.

Producción anual kWh	Años	Ingresos (€)	Gastos (€)	Flujo anual	Flujo acumulado
0,00	<b>0</b>	0,00 €	109.698,99 €	-109.698,9 €	-109.698,99 €
204.044,71	<b>1</b>	11.645,43 €	800,00 €	10.845,43 €	-98.853,56 €
203.228,53	<b>2</b>	11.598,85 €	800,00 €	10.798,85 €	-88.054,71 €
202.415,62	<b>3</b>	11.552,45 €	800,00 €	10.752,45 €	-77.302,26 €
201.605,95	<b>4</b>	11.506,24 €	800,00 €	10.706,24 €	-66.596,02 €
200.799,53	<b>5</b>	11.460,22 €	800,00 €	10.660,22 €	-55.935,80 €
199.996,33	<b>6</b>	11.414,38 €	800,00 €	10.614,38 €	-45.321,42 €
199.196,35	<b>7</b>	11.368,72 €	800,00 €	10.568,72 €	-34.752,70 €
198.399,56	<b>8</b>	11.323,24 €	800,00 €	10.523,24 €	-24.229,46 €
197.605,96	<b>9</b>	11.277,95 €	800,00 €	10.477,95 €	-13.751,50 €
196.815,54	<b>10</b>	11.232,84 €	800,00 €	10.432,84 €	-3.318,66 €
196.028,28	<b>11</b>	11.187,91 €	800,00 €	10.387,91 €	7.069,24 €
195.244,16	<b>12</b>	11.143,16 €	800,00 €	10.343,16 €	17.412,40 €
194.463,19	<b>13</b>	11.098,58 €	800,00 €	10.298,58 €	27.710,99 €
193.685,33	<b>14</b>	11.054,19 €	800,00 €	10.254,19 €	37.965,18 €
192.910,59	<b>15</b>	11.009,97 €	800,00 €	10.209,97 €	48.175,15 €
192.138,95	<b>16</b>	10.965,93 €	800,00 €	10.165,93 €	58.341,08 €
191.370,39	<b>17</b>	10.922,07 €	800,00 €	10.122,07 €	68.463,15 €
190.604,91	<b>18</b>	10.878,38 €	800,00 €	10.078,38 €	78.541,53 €
189.842,49	<b>19</b>	10.834,87 €	800,00 €	10.034,87 €	88.576,40 €
189.083,12	<b>20</b>	10.791,53 €	800,00 €	9.991,53 €	98.567,93 €
188.326,79	<b>21</b>	10.748,36 €	800,00 €	9.948,36 €	108.516,29 €
187.573,48	<b>22</b>	10.705,37 €	800,00 €	9.905,37 €	118.421,66 €
186.823,19	<b>23</b>	10.662,55 €	800,00 €	9.862,55 €	128.284,21 €
186.075,90	<b>24</b>	10.619,90 €	800,00 €	9.819,90 €	138.104,11 €
185.331,59	<b>25</b>	10.577,42 €	800,00 €	9.777,42 €	147.881,52 €

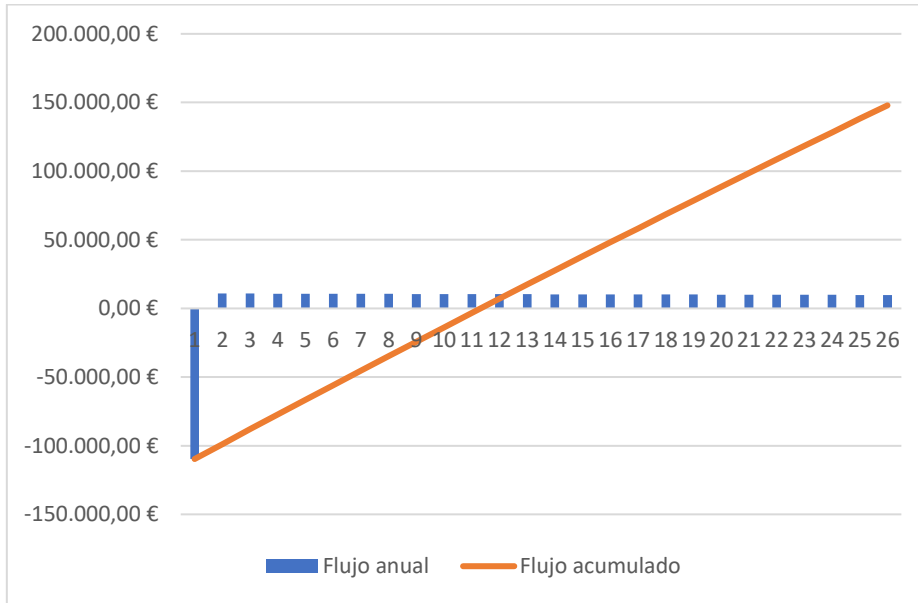
*Tabla 11. Flujos de caja a lo largo de la vida útil de la instalación*

8.2.1.2. Resultados

Se ha considerado una tasa de descuento de 2,3% para los distintos cálculos, resultando:

VAN	85.534,87 €
TIR	8,23%
PAYBACK	11

Tabla 12. Indicadores de rentabilidad



Gráfica 6. Flujos de caja

Podemos concluir que los resultados dan unos valores suficientemente rentables para realizar la instalación con un periodo de retorno de la inversión en el año 10 de vida útil de la instalación.

8.2.2. Situación futura

Este caso de estudio se debe a la situación excepcional que estamos viviendo actualmente producida por la pandemia y por los conflictos entre Rusia y Ucrania que han afectado directamente en la energía eléctrica llegando a récords históricos en el incremento del precio de la energía con precios de hasta 350 €/MWh.

Por esta razón se ha estudiado este caso, donde al usuario se le va a implementar una subida en el precio del kWh de la tarifa eléctrica hasta un 115%, con el objetivo de ver la viabilidad económica si se conservara esta situación. El coste anual de la factura eléctrica pasaría a ser de 80.051,81 € a 140.730,60 € para 2023.



Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent

8.2.2.1. Resultados

Se ha considerado una tasa de descuento de 2,3% debido a que no se espera que se alargue la situación actual a lo largo de toda la vida útil del proyecto. Resultando unos flujos de caja de:

Producción anual kWh	Años	Ingresos (€)	Gastos (€)	Flujo anual	Flujo acumulado
0,00	0	0,00 €	109.698,99 €	-109.698,99 €	-109.698,99 €
204.044,71	1	36.956,89 €	800,00 €	36.156,89 €	-73.542,10 €
203.228,53	2	36.809,07 €	800,00 €	36.009,07 €	-37.533,03 €
202.415,62	3	36.661,83 €	800,00 €	35.861,83 €	-1.671,20 €
201.605,95	4	36.515,18 €	800,00 €	35.715,18 €	34.043,98 €
200.799,53	5	36.369,12 €	800,00 €	35.569,12 €	69.613,10 €
199.996,33	6	36.223,65 €	800,00 €	35.423,65 €	105.036,75 €
199.196,35	7	36.078,75 €	800,00 €	35.278,75 €	140.315,50 €
198.399,56	8	35.934,44 €	800,00 €	35.134,44 €	175.449,94 €
197.605,96	9	35.790,70 €	800,00 €	34.990,70 €	210.440,63 €
196.815,54	10	35.647,54 €	800,00 €	34.847,54 €	245.288,17 €
196.028,28	11	35.504,95 €	800,00 €	34.704,95 €	279.993,12 €
195.244,16	12	35.362,93 €	800,00 €	34.562,93 €	314.556,04 €
194.463,19	13	35.221,47 €	800,00 €	34.421,47 €	348.977,51 €
193.685,33	14	35.080,59 €	800,00 €	34.280,59 €	383.258,10 €
192.910,59	15	34.940,27 €	800,00 €	34.140,27 €	417.398,37 €
192.138,95	16	34.800,50 €	800,00 €	34.000,50 €	451.398,87 €
191.370,39	17	34.661,30 €	800,00 €	33.861,30 €	485.260,17 €
190.604,91	18	34.522,66 €	800,00 €	33.722,66 €	518.982,83 €
189.842,49	19	34.384,57 €	800,00 €	33.584,57 €	552.567,40 €
189.083,12	20	34.247,03 €	800,00 €	33.447,03 €	586.014,43 €
188.326,79	21	34.110,04 €	800,00 €	33.310,04 €	619.324,47 €
187.573,48	22	33.973,60 €	800,00 €	33.173,60 €	652.498,07 €
186.823,19	23	33.837,71 €	800,00 €	33.037,71 €	685.535,77 €
186.075,90	24	33.702,35 €	800,00 €	32.902,35 €	718.438,13 €
185.331,59	25	33.567,55 €	800,00 €	32.767,55 €	751.205,67 €

Tabla 13. Flujos de caja

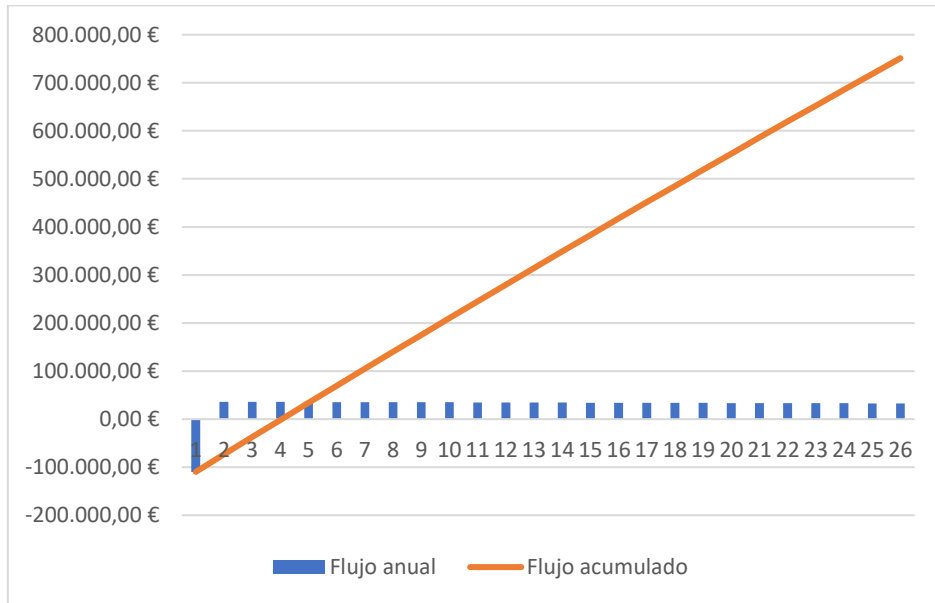
VAN	542.659,4 €
TIR	32,53%
PAYBACK	4

Tabla 14. Indicadores de rentabilidad





*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*



*Gráfica 7. Flujos de caja*

Como podemos observar para este caso de estudio la rentabilidad es muy superior a la anterior debido a que un incremento en el precio de la energía también supone un mayor ahorro económico si auto consumes parte de esa energía y dejas de pagarla a la compañía eléctrica.

En conclusión, llevando a cabo el proyecto con esta situación saldría más rentable la operación, aunque, por el contrario, la factura eléctrica se vería altamente afectada con el incremento de precios.



### 8.3. Posible optimización de carga

Para poder mejorar la rentabilidad de la inversión y reducir el pay-back del proyecto en cualquiera de los escenarios de estudio se plantea la posibilidad de regular la carga para maximizar el autoconsumo.

En la actualidad únicamente el grupo de presurización de la urbanización Montelevante funciona de manera continua las 24 horas del día manteniendo la presión de consigna a salida del grupo. Sin embargo, la potencia consumida por estos equipos es pequeña.

Cuando se ponga en servicio la planta de desnitrificación biológica cuyo funcionamiento está previsto durante las 24 horas del día con una potencia y consumo constante promedio de 19 kW dado que trabajará de forma continuada tratando un caudal medio de 102 m<sup>3</sup>/h. Este caudal será menor en invierno y mayor en verano por la estacionalidad del consumo.

La estrategia para maximizar el autoconsumo consistirá en cuando la generación fotovoltaica lo permita forzar la puesta en marcha de una de las electrobombas de impulsión a Cumbres, la número 1 o 2 con una potencia absorbida 73,5 kW, o bien la puesta en marcha del pozo Horteta 1, con una potencia absorbida de unos 40 kW. La puesta en marcha de uno u otro equipo vendrá regulada por el PLC del sistema de telecontrol y telemando en función de una lógica que dependerá de los volúmenes de los depósitos Cumbres y Horteta.

Esta estrategia aumentará, sin lugar a dudas, el autoconsumo y por tanto la rentabilidad del proyecto, si bien es difícil estimar a priori este ahorro. Del lado de la seguridad no se cuantificará el mismo ni se considerará en la TIR del proyecto.



## 9. Conclusiones

En el presente proyecto se ha realizado el diseño de una instalación fotovoltaica para una estación de captación y tratamiento de agua potable. Se ha estudiado la opción óptima en cuanto a viabilidad energética y económica se refiere limitando la instalación a una potencia de 100 kWp. La modalidad de autoconsumo finalmente escogida es la de autoconsumo con excedentes acogido a compensación, ya que permite aprovechar la totalidad de los excedentes.

Seguidamente se ha realizado un análisis energético para cuantificar la contribución del proyecto con los objetivos nacionales e internacionales de reducir la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero produciendo un ahorro de 63,456 Toneladas de CO<sub>2</sub> anuales. Además, la curva de producción se ha tratado de ajustar lo máximo posible a la curva de consumo, pudiendo optimizar la curva de carga arrancando ciertas bombas según el nivel de producción de nuestra instalación fotovoltaica, aumentando la cantidad de energía auto consumida que conlleva un aumento del ahorro, tanto energético como económico.

Finalmente se ha realizado un estudio económico estudiado la viabilidad económica del proyecto para dos escenarios diferentes, debido a que el cliente sigue teniendo en vigor el contrato previo al incremento del precio de la energía producida por la situación excepcional que vivimos actualmente. Por tanto, se ha considerado de gran utilidad estudiar un caso con el precio de la energía estable en condiciones de normalidad (Contrato actual), y otro caso con un incremento de los costes energéticos de un 115% respecto al del contrato actual, para cuantificar la viabilidad si la situación actual se mantiene a lo largo del tiempo.

En cuanto a la rentabilidad se puede observar que el proyecto es viable para la situación del contrato actual con una TIR del 8,23% y lo será mucho mayor en el escenario de precios de la energía previstos para el 2023 con una TIR del 32,53%.

La energía solar fotovoltaica actualmente presenta muchas ventajas no solo reduciendo la emisión de gases contaminantes, sino también aportando una mayor eficiencia y autonomía energéticas. Además, se contribuye a alcanzar los objetivos hacia la transición energética.



## 10. Bibliografía

1. Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE). *Guía profesional de tramitación del autoconsumo*.  
<https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>
2. Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE). *Plan de energías renovables*.  
<https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>
3. Red Eléctrica Española. *Sistema de información del operador del sistema*  
<https://www.esios.ree.es/en/>
4. Reglamento Electrotécnico de Baja tensión.  
[BOE-326 Reglamento electrotecnico para baja tension e ITC.pdf](#)
5. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).  
[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
6. Sonepar.  
<https://tienda.sonepar.es/tienda/#/catalogo>
7. Sede electrónica del Catastro.  
<https://www.sedecatastro.gob.es/>
8. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.  
[https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089)
9. Libro blanco de las energías renovables.  
[Libro Blanco E Renovables Salvador Escoda 18.1.pdf](#)
10. HUAWEI.  
<https://solar.huawei.com/es/>
11. Jinko Solar.  
<https://www.jinkosolar.com/en/>
12. Meteoblue.  
<https://www.meteoblue.com/>
13. Sunfer.  
<https://sunfer-energy.com/>
14. Libro de tecnología eléctrica Roger Folch, J., Riera Guasp, M. y Roldán Porta, C. 2010. (3ª Edición). Madrid, España.
15. Apuntes asignatura Fotovoltaica y Electrónica de potencia
16. Diapositivas Tablas UNE 20-460 5-52\_2020\_5\_ de la asignatura Sistemas y Tecnología Eléctrica.



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes  
para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

## Anexo: Fichas técnicas

# SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10  
MPP. Seguidor



98.8% (@ 480V)  
Max. Eficiencia



Gestión de  
nivel de cadena



Diagnóstico inteligente  
de curvas I-V admitido



MBUS  
Soportado



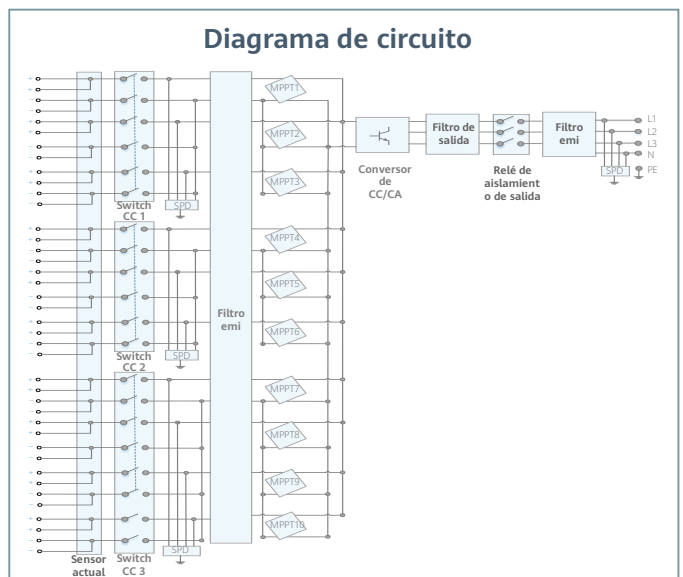
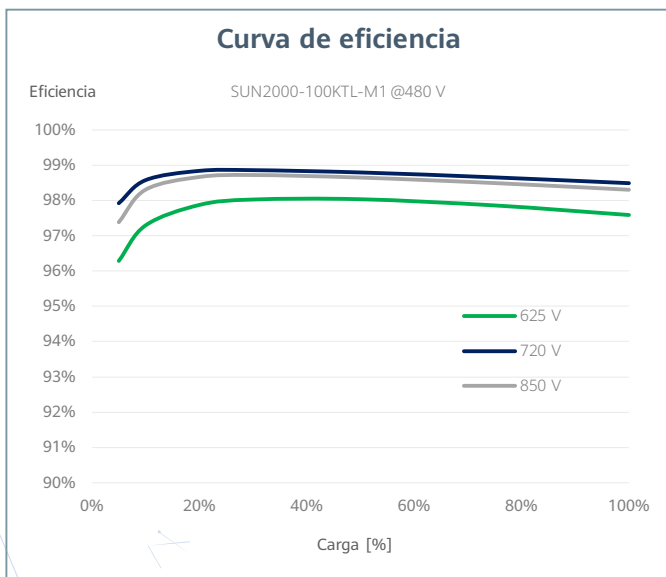
Diseño  
Sin fusible



Protección contra rayos  
Para DC y AC



IP66  
Proteccion



Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
<b>Eficiencia</b>	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
<b>Entrada</b>	
Tensión máxima de entrada <sup>1</sup>	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
<b>Salida</b>	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
<b>Protecciones</b>	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
<b>Comunicación</b>	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W

**Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)**

Seguridad

EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

Estándares de conexión a red eléctrica

VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

\* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

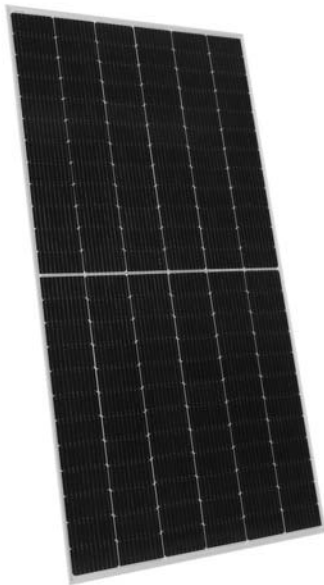
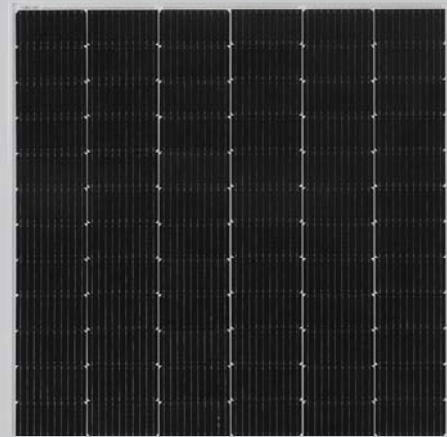
\* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

# TR 72M 520-540 Watt Mono-facial

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

## TIGER Pro



### KEY FEATURES



#### TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.35 %)



#### MBB instead of 5BB

MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



#### Higher lifetime Power Yield

2.0% first year degradation,  
0.55% linear degradation



#### Best Warranty

12 year product warranty,  
25 year linear power warranty



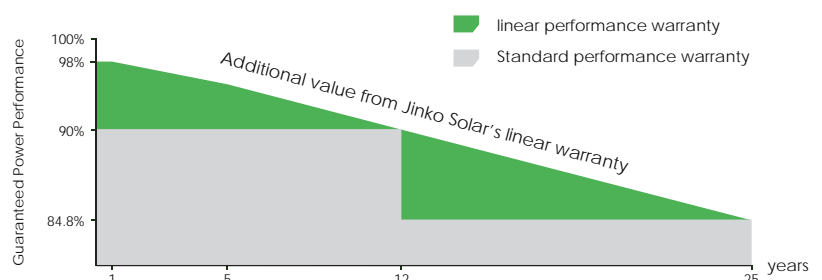
#### Strengthened Mechanical Support

5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load



### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty  
0.55% Annual Degradation Over 25 years

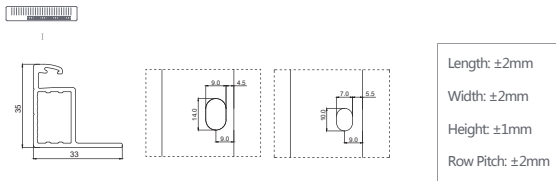
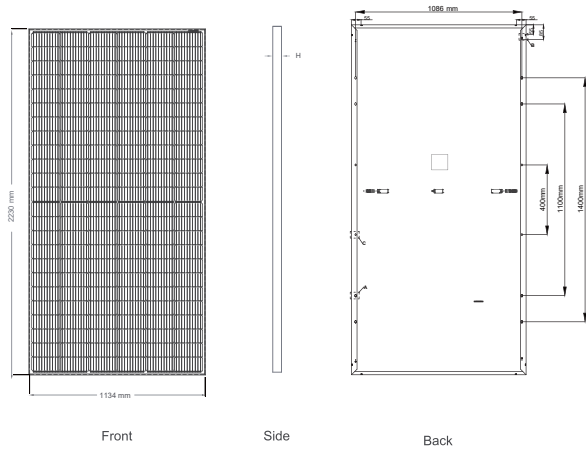


ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory

IEC61215, IEC61730 certified product



## Engineering Drawings

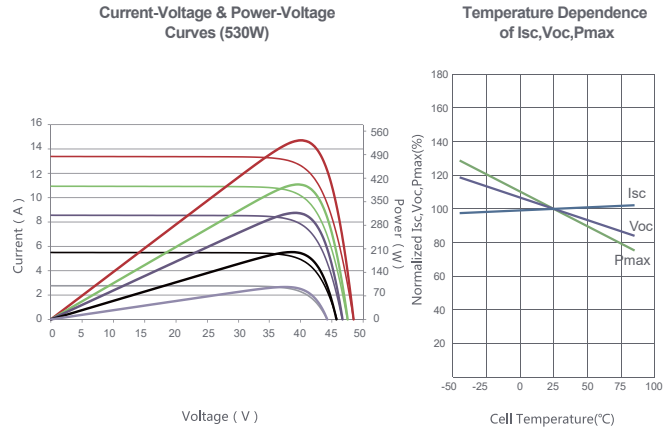


## Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2×72)
Dimensions	2230×1134×35mm (87.80×44.65×1.38 inch)
Weight	28.9 kg (63.71 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 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

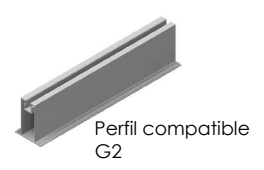
Module Type	JKM520M-7TL4-V		JKM525M-7TL4-V		JKM530M-7TL4-V		JKM535M-7TL4-V		JKM540M-7TL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	520Wp	387Wp	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.47V	37.63V	40.61V	37.78V	40.74V	37.92V	40.88V	38.05V	41.01V	38.19V
Maximum Power Current (Imp)	12.85A	10.28A	12.93A	10.34A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.99V	46.24V	49.13V	46.37V	49.26V	46.50V	49.40V	46.63V	49.53V	46.75V
Short-circuit Current (Isc)	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.56%		20.76%		20.96%		21.16%		21.35%	
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	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\* 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

# Ficha técnica

## Soporte inclinado para terreno para 2 filas de módulos. Hincado

# 35V



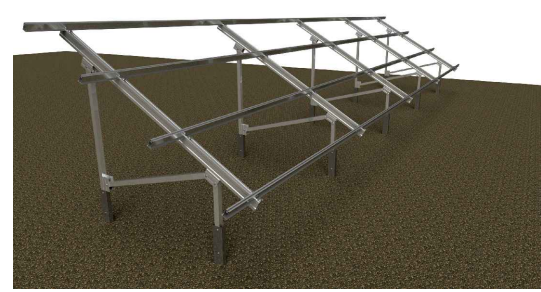
- Soporte inclinado de 2 filas de módulos para terreno.
- Anclaje hincado.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Inclinación estándar 30°.
- Inclinaciones disponibles bajo pedido: 10°-15°-20°-25°-35°
- Altura libre en punto más desfavorable 500 mm.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 4 hasta 12 módulos.
- Hincas incluidas solo en los kits.

**Viento:** Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

**Materiales:** Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6  
Tornillería de acero inoxidable A2-70  
Hinca de acero S275 galvanizado en caliente por inmersión.

*Comprobar el buen estado y la capacidad portante del terreno antes de cualquier instalación.*

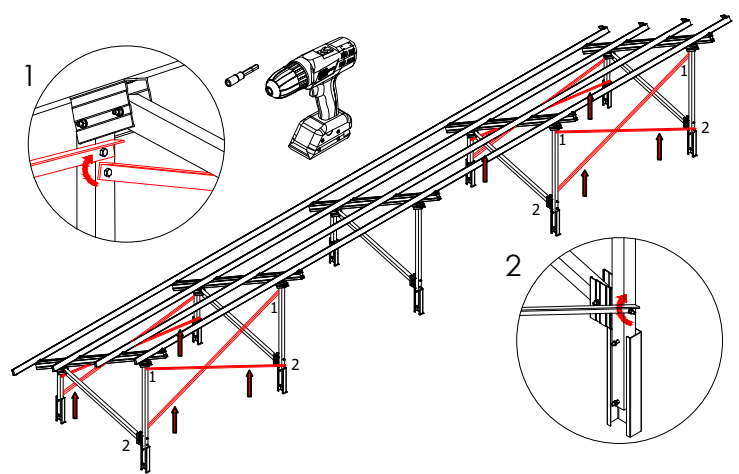
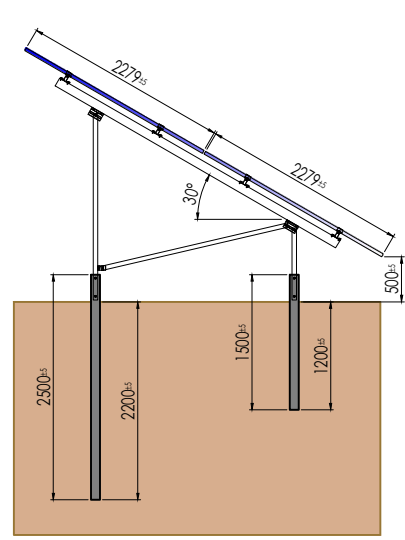
**Se recomienda** realizar un estudio geotécnico del terreno



Para módulos de hasta **2279x1150** - Sistema Kit

2279x1150

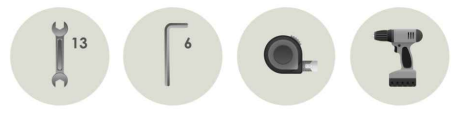
Carga de nieve: 40 kg/m<sup>2</sup>



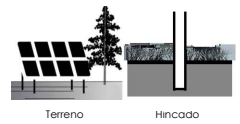
**Par de apriete:**

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

Herramientas necesarias:



Seguridad:



Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

# Velocidades de viento

Soporte inclinado para terreno para 2 filas de módulos. Hincado

**35V**  
Sistema kit

 **SUNFER**



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 3 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ACERO" EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"



 Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento						
Tamaño del módulo 	4	6	8	10	12	nº de módulos
2279x1150	150	150	110	150	130	Velocidad de viento km/h

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.

# P-SUN 2.0 CPR

## 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



### CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



**NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA**  
 EN 60332-1-2  
 IEC 60332-1-2  
 NFC 32070-C2



**LIBRE 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 uS/mm



**RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA**



**RESISTENCIA AL FRÍO**



**CABLE FLEXIBLE**



**RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA**



**RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS**



**RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES**



**RESISTENCIA A LOS GOLPES**



**RESISTENCIA A LA ABRASIÓN**



**DESCÁRGATE** la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.  
[www.prysmianclub.es/cprblog/DoP](http://www.prysmianclub.es/cprblog/DoP)

**N° DoP 1006545**



### ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV P-SUN 2.0 CPR

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, test B
Resistencia a los rayos UVA	UL 1581 (Xenotest); ISO 4892-2 (Método A) HD 605/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción del agua	EN 60811-1-3
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia al frío	doblado a baja temperatura EN 60811-1-4
Presión a temperatura elevada	EN 60811-3-1
Dureza	DIN 53505 Shore A ≤ 85
Resistencia a los aceites minerales	EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a los ácidos y bases	EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxálico, hidróxido sódico
Doble aislamiento (clase II)	SI

- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años). (Cable termoestable).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 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 estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

#### Normativa de fuego también 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.
- Libre 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 uS/mm.

### CONSTRUCCIÓN

#### CONDUCTOR

**Metal:** 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

**Material:** Goma tipo E16 según UNE-EN 50363-1.

#### CUBIERTA

**Material:** mezcla libre de halógenos tipo EM5 según UNE-EN 50363-2-2 ó EM8 según UNE-EN 50363-6.

**Colores:** negro, rojo o azul.

Doble aislamiento (clase II).

# RETENAX CPR<sup>®</sup> Flex

## RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-2  
 Designación genérica: RV-K



### CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



**NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA**  
 EN 60332-1-2  
 IEC 60332-1-2



**REDUCIDA EMISIÓN DE HALÓGENOS**  
 EN 60754-1  
 IEC 60754-1  
 (emisión HCl < 14 %)



**DESCÁRGATE**  
 la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.  
[www.prysmianclub.es/cprblog/DoP](http://www.prysmianclub.es/cprblog/DoP)



**Nº DoP 1003873**



**RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA**



**RESISTENCIA AL FRÍO**



**CABLE FLEXIBLE**



**RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA**



**RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS**



**RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES**

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Eca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

#### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- Reducida emisión de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1 (emisión HCl < 14 %).

### CONSTRUCCIÓN

#### CONDUCTOR

**Metal:** cobre electrolítico recocido

**Flexibilidad:** Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

#### AISLAMIENTO

**Material:** mezcla de polietileno reticulado (XLPE) Tipo DIX 3, según HD 603-1.

**Colores:** marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

#### ELEMENTO SEPARADOR

**Cinta de papel longitudinal** (opcional).

#### RELLENO

**Material:** Si es necesario, mezcla termoplástica apropiada.

#### CUBIERTA

**Material:** policloruro de vinilo (PVC) tipo DMV-18 según HD 603-1.

**Colores:** negro o crema.

### APLICACIONES

Cable de fácil pelado y alta flexibilidad para instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que se requiere una gran facilidad de manipulación y no es obligatorio Afumex (AS).

- Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
- Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).

- Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Afumex (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267 / 2004).

Los cables RV-K no están permitidos en servicios provisionales en general (obras, ferias, stands... ITC-BT 33, 34 ...) ni para servicios móviles, ni prolongados (ver Flextreme), ni para servicios sumergidos (ver Bupreno Bombas Sumergidas).



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes  
para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

# Pliego de condiciones técnicas



## **PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS**

### **I. CONDICIONES GENERALES.**

#### **1. ÁMBITO DE APLICACIÓN.**

Este Pliego de Condiciones determina los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de instalaciones de energías renovables, cuyas características técnicas estarán especificadas en el correspondiente proyecto.

#### **2. DISPOSICIONES GENERALES.**

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 "Contratación de Obras. Condiciones Generales", siempre que no lo modifique el presente Pliego de Condiciones.

El Contratista deberá ser Instalador, provisto del correspondiente documento de calificación empresarial.

#### **2.1. CONDICIONES FACULTATIVAS LEGALES.**

Las obras del Proyecto, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE 5 "Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica".
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE "Ahorro de Energía" del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre (BOE 27-diciembre-2019).
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- 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 841/2002 de 2 de agosto por el que se regula para las actividades de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

- Real Decreto 1433/2003 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- 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.
- Norma UNE-EN-IEC 61853-3-4 sobre Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.
- Norma UNE-EN 50380 sobre Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- Norma UNE EN 60891 sobre Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- Norma UNE EN 60904 sobre Dispositivos fotovoltaicos. Requisitos para los módulos solares de referencia.
- Norma UNE EN 20460-7-712:2016 sobre Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía - Guía.
- Norma UNE EN 61194 sobre Parámetros característicos de sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- Norma UNE 61215 sobre Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo.
- Norma UNE EN 61277 sobre Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
- Norma UNE EN 61453 sobre Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
- Norma UNE EN 61646:1997 sobre Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo.
- Norma UNE EN 61683 sobre Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- Norma UNE EN 61701 sobre Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- Norma UNE EN 61721 sobre Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico (FV) al daño por impacto accidental (resistencia al ensayo de impacto).
- Norma UNE EN 61724 sobre Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- Norma UNE EN 61725 sobre Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- Norma UNE EN 61727 sobre Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- Norma UNE EN 61829 sobre Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.





- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

## 2.2. SEGURIDAD EN EL TRABAJO.

El Contratista está obligado a cumplir las condiciones que se indican en la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales y cuantas en esta materia fueran de pertinente aplicación.

Asimismo, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal; los metros, reglas, mangos de aceiteras, útiles limpiadores, etc., que se utilicen no deben ser de material conductor. Se llevarán las herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes ni clavos en suelas.

El personal de la Contrata viene obligado a usar todos los dispositivos y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidos para eliminar o reducir los riesgos profesionales tales como casco, gafas, guantes, etc., pudiendo el Director de Obra suspender los trabajos, si estima que el personal de la Contrata está expuesto a peligros que son corregibles.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista, ordenándolo por escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar la integridad física del propio trabajador o de sus compañeros.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista en cualquier momento, antes o después de la iniciación de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de Seguridad Social de todo tipo (afiliación, accidente, enfermedad, etc.) en la forma legalmente establecida.

## 2.3. SEGURIDAD PÚBLICA.

El Contratista deberá tomar todas las precauciones máximas en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El Contratista mantendrá póliza de Seguros que proteja suficientemente a él y a sus empleados u obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., que en uno y otro pudieran incurrir para el Contratista o para terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.



### **3. ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO.**

El Contratista ordenará los trabajos en la forma más eficaz para la perfecta ejecución de los mismos y las obras se realizarán siempre siguiendo las indicaciones del Director de Obra, al amparo de las condiciones siguientes:

#### **3.1. DATOS DE LA OBRA.**

Se entregará al Contratista una copia de los planos y pliegos de condiciones del Proyecto, así como cuantos planos o datos necesite para la completa ejecución de la Obra.

El Contratista podrá tomar nota o sacar copia a su costa de la Memoria, Presupuesto y Anexos del Proyecto, así como segundas copias de todos los documentos.

El Contratista se hace responsable de la buena conservación de los originales de donde obtenga las copias, los cuales serán devueltos al Director de Obra después de su utilización.

Por otra parte, en un plazo máximo de dos meses, después de la terminación de los trabajos, el Contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos existentes, de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al Director de Obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados en papel y en soporte digital.

No se harán por el Contratista alteraciones, correcciones, comisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el Proyecto, salvo aprobación previa por escrito del Director de Obra.

#### **3.2. REPLANTEO DE LA OBRA.**

El Director de Obra, una vez que el Contratista esté en posesión del Proyecto y antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de las mismas, con especial atención en los puntos singulares, entregando al Contratista las referencias y datos necesarios para fijar completamente la ubicación de los mismos.

Se levantará por duplicado Acta, en la que constarán, claramente, los datos entregados, firmado por el Director de Obra y por el representante del Contratista.

Los gastos de replanteo serán de cuenta del Contratista.

#### **3.3. CONDICIONES GENERALES.**

El montaje de las instalaciones deberá ser efectuado por una empresa instaladora registrada de acuerdo a lo desarrollado en la instrucción técnica IT 2.

El Contratista deberá suministrar todos los equipos y materiales indicados en los Planos, de acuerdo, al número, características, tipos y dimensiones definidos en las Mediciones y, eventualmente, en los cuadros de características de los Planos.

En caso de discrepancias de cantidades entre Planos y Mediciones, prevalecerá lo que esté indicado en los Planos. En caso de discrepancias de calidades, este Documento tendrá preferencia sobre cualquier otro.



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

En caso de dudas sobre la interpretación técnica de cualquier documento del Proyecto, la DO (Dirección de obra) hará prevalecer su criterio.

Materiales complementarios de la instalación, usualmente omitidos en Planos y Mediciones, pero necesarios para el correcto funcionamiento de la misma, como oxígeno, acetileno, electrodos, minio, pinturas, patillas, estribos, manguitos pasamuros, estopa, cáñamo, lubricantes, bridas, tornillos, tuercas, amianto, toda clase de soportes, etc, deberán considerarse incluidos en los trabajos a realizar.

Todos los materiales y equipos suministrados por el Contratista deberán ser nuevos y de la calidad exigida por este PCT, salvo cuando en otra parte del Proyecto, p.e. el Pliego de Condiciones Particulares, se especifique la utilización de material usado.

La oferta incluirá el transporte de los materiales a pie de obra, así como la mano de obra para el montaje de materiales y equipos y para las pruebas de recepción, equipada con las debidas herramientas, utensilios e instrumentos de medida.

El Contratista suministrará también los servicios de un Técnico competente que estará a cargo de la instalación y será el responsable ante la Dirección Facultativa o Dirección de Obra, o la persona delegada, de la actuación de los técnicos y operarios que llevarán a cabo la labor de instalar, conectar, ajustar, arrancar y probar cada equipo, sub-sistema y el sistema en su totalidad hasta la recepción.

La DO se reserva el derecho de pedir al Contratista, en cualquier momento, la sustitución del Técnico responsable, sin alegar justificaciones.

El Técnico presenciará todas las reuniones que la DO programe en el transcurso de la obra y tendrá suficiente autoridad como para tomar decisiones en nombre del Contratista.

En cualquier caso, los trabajos objeto del presente Proyecto alcanzarán el objetivo de realizar una instalación completamente terminada, probada y lista para funcionar.

El control de recepción tendrá por objeto comprobar que las características técnicas de los equipos y materiales suministrados satisfacen lo exigido en el proyecto:

- Control de la documentación de los suministros.
- Control mediante distintivo de calidad.
- Control mediante ensayos y pruebas.

La DO comprobará que los equipos y materiales recibidos:

- Corresponden a los especificados en el PCT del proyecto.
- Disponen de la documentación exigida.
- Cumplen con las propiedades exigidas en el proyecto.
- Han sido sometidos a los ensayos y pruebas exigidos por la normativa en vigor o cuando así se establezca en el pliego de condiciones.

La DO verificará la documentación proporcionada por los suministradores de los equipos y materiales que entregarán los documentos de identificación exigidos por las disposiciones de



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

obligado cumplimiento y por el proyecto. En cualquier caso, esta documentación comprenderá al menos los siguientes documentos:

- a) documentos de origen, hoja de suministro y etiquetado.
- b) copia del certificado de garantía del fabricante, de acuerdo con la Ley 23/2003 de 10 de julio, de garantías en la venta de bienes de consumo.
- c) documentos de conformidad o autorizaciones administrativas exigidas reglamentariamente, incluida la documentación correspondiente al mercado CE, cuando sea pertinente, de acuerdo con las disposiciones que sean transposición de las directivas europeas que afecten a los productos suministrados.

La DO verificará que la documentación proporcionada por los suministradores sobre los distintivos de calidad que ostenten los equipos o materiales suministrados, que aseguren las características técnicas exigidas en el proyecto sea correcta y suficiente para la aceptación de los equipos y materiales amparados por ella.

#### 3.4. PLANIFICACIÓN Y COORDINACIÓN.

A los quince días de la adjudicación de la obra y en primera aproximación, el Contratista deberá presentar los plazos de ejecución de al menos las siguientes partidas principales de la obra:

- planos definitivos, acopio de materiales y replanteo.
- montaje de salas de máquinas.
- montaje de cuadros eléctricos y equipos de control.
- ajustes, puestas en marcha y pruebas finales.

Sucesivamente y antes del comienzo de la obra, el Contratista adjudicatario, previo estudio detallado de los plazos de entrega de equipos, aparatos y materiales, colaborará con la DO para asignar fechas exactas a las distintas fases de la obra.

La coordinación con otros contratistas correrá a cargo de la DO, o persona o entidad delegada por la misma.

#### 3.5. ACOPIO DE MATERIALES.

De acuerdo con el plan de obra, el Contratista irá almacenando en lugar preestablecido todos los materiales necesarios para ejecutar la obra, de forma escalonada según necesidades.

Los materiales quedarán protegidos contra golpes, malos tratos y elementos climatológicos, en la medida que su constitución o valor económico lo exijan.

El Contratista quedará responsable de la vigilancia de sus materiales durante el almacenaje y el montaje, hasta la recepción provisional. La vigilancia incluye también las horas nocturnas y los días festivos, si en el Contrato no se estipula lo contrario.

La DO tendrá libre acceso a todos los puntos de trabajo y a los lugares de almacenamiento de los materiales para su reconocimiento previo, pudiendo ser aceptados o rechazados según su calidad y estado, siempre que la calidad no cumpla con los requisitos marcados por este pliego y/o el estado muestre claros signos de deterioro.



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

Cuando algún equipo, aparato o material ofrezca dudas respecto a su origen, calidad, estado y aptitud para la función, la DO tendrá el derecho de recoger muestras y enviarlas a un laboratorio oficial, para realizar los ensayos pertinentes con gastos a cargo del Contratista. Si el certificado obtenido es negativo, todo el material no idóneo será rechazado y sustituido, a expensas del Contratista, por material de la calidad exigida.

Igualmente, la DO podrá ordenar la apertura de calas cuando sospeche la existencia de vicios ocultos en la instalación, siendo por cuenta del Contratista todos los gastos ocasionados.

### 3.6. INSPECCIÓN Y MEDIDAS PREVIAS AL MONTAJE.

Antes de comenzar los trabajos de montaje, el Contratista deberá efectuar el replanteo de todos y cada uno de los elementos de la instalación, equipos, aparatos y conducciones.

En caso de discrepancias entre las medidas realizadas en obra y las que aparecen en Planos, que impidan la correcta realización de los trabajos de acuerdo a la Normativa vigente y a las buenas reglas del arte, el Contratista deberá notificar las anomalías a la DO para las oportunas rectificaciones.

### 3.7. PLANOS, CATÁLOGOS Y MUESTRAS.

Los Planos de Proyecto en ningún caso deben considerarse de carácter ejecutivo, sino solamente indicativo de la disposición general del sistema mecánico y del alcance del trabajo incluido en el Contrato.

Para la exacta situación de aparatos, equipos y conducciones el Contratista deberá examinar atentamente los planos y detalles de los Proyectos arquitectónico y estructural.

El Contratista deberá comprobar que la situación de los equipos y el trazado de las conducciones no interfiera con los elementos de otros contratistas. En caso de conflicto, la decisión de la DO será inapelable.

El Contratista deberá someter a la DO, para su aprobación, dibujos detallados, a escala no inferior a 1:20, de equipos, aparatos, etc, que indiquen claramente dimensiones, espacios libres, situación de conexiones, peso y cuanta otra información sea necesaria para su correcta evaluación.

Los planos de detalle pueden ser sustituidos por folletos o catálogos del fabricante del aparato, siempre que la información sea suficientemente clara.

Ningún equipo o aparato podrá ser entregado en obra sin obtener la aprobación por escrito de la DO.

En algunos casos y a petición de la DO, el Contratista deberá entregar una muestra del material que pretende instalar antes de obtener la correspondiente aprobación.

El Contratista deberá someter los planos de detalle, catálogos y muestras a la aprobación de la DO con suficiente antelación para que no se interrumpa el avance de los trabajos de la propia instalación o de los otros contratistas.

La aprobación por parte de la DO de planos, catálogos y muestras no exime al Contratista de su responsabilidad en cuanto al correcto funcionamiento de la instalación se refiere.



## *Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

### 3.8. VARIACIONES DE PROYECTO Y CAMBIOS DE MATERIALES.

El Contratista podrá proponer, al momento de presentar la oferta, cualquier variante sobre el presente Proyecto que afecte al sistema y/o a los materiales especificados, debidamente justificada.

La aprobación de tales variantes queda a criterio de la DO, que las aprobará solamente si redundan en un beneficio económico de inversión y/o explotación para la Propiedad, sin merma para la calidad de la instalación.

La DO evaluará, para la aprobación de las variantes, todos los gastos adicionales producidos por ellas, debidos a la consideración de la totalidad o parte de los Proyectos arquitectónico, estructural, mecánico y eléctrico y, eventualmente, a la necesidad de mayores cantidades de materiales requeridos por cualquiera de las otras instalaciones.

Variaciones sobre el proyecto pedidas, por cualquier causa, por la DO durante el curso del montaje, que impliquen cambios de cantidades o calidades e, incluso, el desmontaje de una parte de la obra realizada, deberán ser efectuadas por el Contratista después de haber pasado una oferta adicional, que estará basada sobre los precios unitarios de la oferta y, en su caso, nuevos precios a negociar.

### 3.9. PROTECCIÓN.

El Contratista deberá proteger todos los materiales y equipos de desperfectos y daños durante el almacenamiento en la obra y una vez instalados.

En particular, deberá evitar que los materiales aislantes puedan mojarse o, incluso, humedecerse.

Las aperturas de conexión de todos los aparatos y máquinas deberán estar convenientemente protegidos durante el transporte, el almacenamiento y montaje, hasta tanto no se proceda a su unión. Las protecciones deberán tener forma y resistencia adecuada para evitar la entrada de cuerpos extraños y suciedades dentro del aparato, así como los daños mecánicos que puedan sufrir las superficies de acoplamiento de bridas, roscas, manguitos, etc.

Igualmente, si es de temer la oxidación de las superficies mencionadas, éstas deberán recubrirse con pintura anti-oxidante, que deberá ser eliminada al momento del acoplamiento.

Especial cuidado se tendrá hacia materiales frágiles y delicados, como materiales aislantes, equipos de control, medida, etc, que deberán quedar especialmente protegidos.

El Contratista será responsable de sus materiales y equipos hasta la Recepción Provisional de la obra.

### 3.10. LIMPIEZA DE LA OBRA.

Durante el curso del montaje de sus instalaciones, el Contratista deberá evacuar de la obra todos los materiales sobrantes de trabajos efectuados con anterioridad, en particular de retales de tuberías, conductos y materiales aislantes, embalajes, etc.



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

Asimismo, al final de la obra, deberá limpiar perfectamente de cualquier suciedad todos los componentes (módulos fotovoltaicos, etc), equipos de salas de máquinas (baterías, inversores, etc), instrumentos de medida y control y cuadros eléctricos, dejándolos en perfecto estado.

### 3.11. ACCESIBILIDAD.

El Contratista hará conocer a la DO, con suficiente antelación, las necesidades de espacio y tiempo para la realización del montaje de sus materiales y equipos en patinillos, falsos techos y salas de máquinas.

Los elementos de medida, control, protección y maniobra deberán ser desmontables e instalarse en lugares visibles y accesibles, en particular cuando cumplan funciones de seguridad.

El Contratista deberá situar todos los equipos que necesitan operaciones periódicas de mantenimiento en un emplazamiento que permita la plena accesibilidad de todas sus partes, ateniéndose a los requerimientos mínimos más exigentes entre los marcados por la Reglamentación vigente y los recomendados por el fabricante.

### 3.12. CANALIZACIONES.

Antes de su colocación, todas las canalizaciones deberán reconocerse y limpiarse de cualquier cuerpo extraño, como rebabas, óxidos, suciedades, etc.

La alineación de las canalizaciones en uniones, cambios de dirección o sección y derivaciones se realizará con los correspondientes accesorios o piezas especiales, centrando los ejes de las canalizaciones con los de las piezas especiales, sin tener que recurrir a forzar la canalización.

Para las tuberías, en particular, se tomarán las precauciones necesarias a fin de que conserven, una vez instaladas, su sección de forma circular.

Las tuberías deberán soportarse de tal manera que en ningún caso quede interrumpido el aislamiento térmico.

### 3.13. PROTECCIÓN DE ELEMENTOS A TEMPERATURA ELEVADA.

Toda superficie a temperatura elevada, con la que pueda tener lugar un contacto accidental, deberá protegerse mediante un aislamiento térmico calculado de tal manera que su temperatura superficial no sea superior a 60 grados centígrados.

### 3.14. LÍNEAS ELÉCTRICAS.

La instalación eléctrica cumplirá con las exigencias marcadas por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

### 3.15. PINTURAS Y COLORES.

Todas las conducciones de una instalación estarán señalizadas de acuerdo a lo indicado en las normas UNE, con franjas, anillos y flechas dispuestos sobre la superficie exterior de la misma o, en su caso, de su aislamiento térmico.

Los equipos y aparatos mantendrán los mismos colores de fábrica. Los desperfectos, debidos a golpes, raspaduras, etc, serán arreglados en obra satisfactoriamente a juicio de la DO.



### 3.16. IDENTIFICACIÓN.

Al final de la obra, todos los aparatos, equipos deberán marcarse con una chapa de identificación, sobre la cual se indicarán nombre y número del aparato.

La escritura deberá ser de tipo indeleble, pudiendo sustituirse por un grabado. Los caracteres tendrán una altura no menor de 50 mm.

### 3.17. PRUEBAS.

El Contratista pondrá a disposición todos los medios humanos y materiales necesarios para efectuar las pruebas parciales y finales de la instalación, efectuadas según se indicará a continuación para las pruebas finales y, para las pruebas parciales, en otros capítulos de este PCT.

Las pruebas parciales estarán precedidas de una comprobación de los materiales al momento de su recepción en obra.

Cuando el material o equipo llegue a obra con Certificado de Origen Industrial, que acredite el cumplimiento de la normativa en vigor, nacional o extranjera, su recepción se realizará comprobando, únicamente sus características aparentes.

Cuando el material o equipo esté instalado, se comprobará que el montaje cumple con las exigencias marcadas en la respectiva especificación (conexiones eléctricas, fijación a la estructura, accesibilidad, accesorios de seguridad y funcionamiento, etc).

Sucesivamente, cada material o equipo participará también de las pruebas parciales y totales del conjunto de la instalación (funcionamiento, puesta a tierra, aislamiento, etc).

### 3.18. PRUEBAS FINALES.

Una vez la instalación se encuentre totalmente terminada, de acuerdo con las especificaciones del proyecto, y que haya sido ajustada y equilibrada de acuerdo a lo indicado en las normas UNE, se deberán realizar las pruebas finales del conjunto de la instalación y según indicaciones de la DO cuando así se requiera.

### 3.19. RECEPCIÓN PROVISIONAL.

Una vez terminadas las obras y a los quince días siguientes a la petición del Contratista se hará la recepción provisional de las mismas por el Contratante, requiriendo para ello la presencia del Director de Obra y del representante del Contratista, levantándose la correspondiente Acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si este es el caso. Dicho Acta será firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente de acuerdo con las especificaciones dadas en el Pliego de Condiciones Técnicas y en el Proyecto correspondiente, comenzándose entonces a contar el plazo de garantía.

La DO entregará los mencionados documentos al Titular de la instalación, junto con las hojas recopilativas de los resultados de las pruebas parciales y finales y el Acta de Recepción, firmada por la DO y el Contratista.





*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

En el caso de no hallarse la Obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el Acta y se darán al Contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo de ejecución.

### 3.20. PERIODOS DE GARANTÍA.

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos la garantía será de 8 años.

Hasta que tenga lugar la recepción definitiva, el Contratista es responsable de la conservación de la Obra, siendo de su cuenta y cargo las reparaciones por defectos de ejecución o mala calidad de los materiales.

Durante este periodo, el Contratista garantizará al Contratante contra toda reclamación de terceros, fundada en causa y por ocasión de la ejecución de la Obra.

### 3.21. RECEPCIÓN DEFINITIVA.

Al terminar el plazo de garantía señalado en el contrato o en su defecto a los doce meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las obras, con la concurrencia del Director de Obra y del representante del Contratista levantándose el Acta correspondiente, por duplicado (si las obras son conformes), que quedará firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista y ratificada por el Contratante y el Contratista.

### 3.22. PERMISOS.

El Contratista deberá gestionar con todos los Organismos Oficiales competentes (nacionales, autonómico, provinciales y municipales) la obtención de los permisos relativos a las instalaciones objeto del presente proyecto, incluyendo redacción de los documentos necesarios, visado por el Colegio Oficial correspondiente y presencia durante las inspecciones.3.32. REPUESTOS, HERRAMIENTAS Y ÚTILES ESPECÍFICOS.

### 3.23. SUBCONTRATACIÓN DE LAS OBRAS.

Salvo que el contrato disponga lo contrario o que de su naturaleza y condiciones se deduzca que la Obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario, podrá éste concertar con terceros la realización de determinadas unidades de obra (construcción y montaje de conductos, montaje de equipos especiales, tendido de líneas eléctricas, puesta a punto de equipos y materiales de control, etc).

La celebración de los subcontratos estará sometida al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- a) Que se dé conocimiento por escrito al Director de Obra del subcontrato a celebrar, con indicación de las partes de obra a realizar y sus condiciones económicas, a fin de que aquél lo autorice previamente.
- b) Que las unidades de obra que el adjudicatario contrate con terceros no exceda del 50% del presupuesto total de la obra principal.

En cualquier caso, el Contratista no quedará vinculado en absoluto ni reconocerá ninguna obligación contractual entre él y el subcontratista y cualquier subcontratación de obras no eximirá al Contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al Contratante.



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

### 3.24. RESCISIÓN DEL CONTRATO.

Serán causas de rescisión del contrato la disolución, suspensión de pagos o quiebra del Contratista, así como embargo de los bienes destinados a la obra utilizados en la misma.

Serán asimismo causas de rescisión el incumplimiento repetido de las condiciones técnicas, la demora en la entrega de la obra por un plazo superior a tres meses y la manifiesta desobediencia en la ejecución de la obra.

La apreciación de la existencia de las circunstancias enumeradas en los párrafos anteriores corresponderá a la DO.

En los supuestos previstos en los párrafos anteriores, la Propiedad podrá unilateralmente rescindir el contrato sin pago de indemnización alguna y solicitar indemnización por daños y perjuicios, que se fijará en el arbitraje que se practique.

El Contratista tendrá derecho a rescindir el contrato cuando la obra se suspenda totalmente y por un plazo de tiempo superior a tres meses. En este caso, el Contratista tendrá derecho a exigir una indemnización del cinco por ciento del importe de la obra pendiente de realización, aparte del pago íntegro de toda la obra realizada y de los materiales situados a pié de obra.

### 3.25. PRECIOS.

El Contratista deberá presentar su oferta indicando los precios de cada uno de los Capítulos del documento "Mediciones".

Los precios incluirán todos los conceptos mencionados anteriormente.

Una vez adjudicada la obra, el Contratista elegido para su ejecución presentará, antes de la firma del Contrato, los precios unitarios de cada partida de materiales. Para cada capítulo, la suma de los productos de las cantidades de materiales por los precios unitarios deberán coincidir con el precio, presentado en fase de oferta, del capítulo.

Cuando se exija en el Contrato, el Contratista deberá presentar, para cada partida de material, precios descompuestos en material, transporte y mano de obra de montaje.



## **II. CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se deberá tener particular precaución en la protección de equipos y materiales que pueden estar expuestos a agentes exteriores especialmente agresivos producidos por procesos industriales cercanos.

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

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

### **1. CRITERIOS ECOLÓGICOS.**

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

#### Criterios ecológicos

- Fomento del reciclado: Utilización preferente de vidrio y aluminio reciclados
- Control de gases especiales: Control adecuado de las emisiones de F, Cl y COV y de la manipulación de gases especiales.
- Compuestos halogenados: Prohibidos.
- Devolución del producto en componentes: Aceptación y tratamiento adecuado de los productos con Marca AENOR usados devueltos.
- Envase: Ley 11/1997.

#### Requisitos de aptitud para el empleo

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

### **2. INFORMACIÓN DE LAS HOJAS DE DATOS Y PLACAS CARACTERÍSTICAS**

#### **2.1. INFORMACIÓN DE LA HOJA DE DATOS.**

##### Certificados

Todos los certificados relevantes deberán listarse en la hoja de datos

##### Material constructivo

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

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



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

### Funcionamiento eléctrico

Se indicarán los valores característicos siguientes en las STC (1000 W/m<sup>2</sup>, 25 +-2 °C, AM 1,5):

- Potencia eléctrica máxima (P<sub>max</sub>).
- Corriente de cortocircuito (I<sub>sc</sub>).
- Tensión en circuito abierto (V<sub>oc</sub>).
- Tensión en el punto de máxima potencia (V<sub>mpp</sub>).

### Características generales

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

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

### Características térmicas

Se requiere el valor de la NOCT.

Se requieren los valores de los coeficientes de temperatura.

### Valores característicos para la integración de sistemas

Se requieren:

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

### Clasificación de potencia y tolerancias de producción

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

#### 2.2. INFORMACIÓN DE LA PLACA DE CARACTERÍSTICAS.

- Nombre y símbolo de origen del fabricante o suministrador.
- Designación de tipo.
- Clasificación de protección.
- Máxima tensión permitida en el sistema.
- P<sub>max</sub> +- tolerancias de producción, I<sub>sc</sub>, V<sub>oc</sub> y V<sub>mpp</sub> (todos los valores en las STC).



### **3. SUBSISTEMAS, COMPONENTES E INTERFACES DE LOS SISTEMAS FV DE GENERACIÓN.**

#### **3.1. SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO (FV).**

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

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

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

#### **3.2 INVERSOR.**

El inversor convierte la cc en potencia útil de ca (corriente alterna). Puede incluir control de tensión, fuentes de alimentación internas, amplificadores de error, dispositivos de autoprotección, etc.

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

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

##### Condiciones de entrada.

- Tensión e intensidad nominales.
- Rangos de tensión e intensidad.
- Variaciones dinámicas de tensión de entrada.

##### Condiciones de salida.

- Número de fases.
- Tensión e intensidad.
- Distorsión armónica y frecuencia de salida.
- Tolerancias de tensión y de frecuencia.
- Limitación de intensidad.
- Características de las cargas.
- Factor de potencia.
- Rendimiento del inversor.

##### Otras consideraciones:



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

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

### 3.3. INTERFAZ INVERSOR/CA.

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

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

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

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

#### Condiciones de entrada.

- Número de fases.
- Tensión (es) e intensidad (es) nominal (es).
- Rangos de tensión e intensidad.
- Frecuencia.
- Rango de frecuencia.
- Factor de potencia.
- Variaciones dinámicas.

#### Condiciones de salida.

- Número de fases.
- Rangos de tensión e intensidad.
- Frecuencia y distorsión armónica.
- Tolerancia de tensión y frecuencia.



- Limitación de intensidad.
- Características de las cargas.
- Factor de potencia.
- Equilibrio de fases.

Otras consideraciones:

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

**3.4. INTERFAZ A LA RED.**

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

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

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

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

Condiciones de entrada.

- Número de fases.
- Intensidad (es) y tensión (es) nominal (es).
- Rangos de tensión e intensidad.
- Frecuencia.
- Rango de frecuencia.
- Factor de potencia.
- Variaciones dinámicas.

Condiciones de salida.

- Número de fases.



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

- Rangos de tensión e intensidad.
- Frecuencia y distorsión armónica.
- Tolerancia de tensión y frecuencia.
- Limitación de intensidad.
- Características de las cargas.
- Factor de potencia.
- Equilibrio de fases.

Otras consideraciones:

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

**4. ENSAYOS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.**

**4.1. ENSAYO ULTRAVIOLETA.**

El ensayo mediante el cual se determina la resistencia del módulo cuando se expone a radiación ultravioleta (UV) se realizará según IEC 61435.

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

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

**4.2. ENSAYO DE CORROSIÓN POR NIEBLA SALINA.**

El ensayo mediante el cual se determina la resistencia del módulo FV a la corrosión por niebla salina se realizará según UNE-EN 61701:2012.

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

**4.3. RESISTENCIA DE ENSAYO AL IMPACTO.**

La susceptibilidad de un módulo a sufrir daños por un impacto accidental se realizará según IEC 61721.





### **III. MONTAJE DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

#### **1. ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN PREVIA.**

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

- Diseño.
- Planificación.
- Realización.

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

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

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

En cualquier caso, el recinto ocupado por la instalación fotovoltaica, cuando ésta no quede integrada en una edificación o dentro de los límites de una propiedad con acceso restringido, deberá delimitarse por barreras físicas que aunque no puedan evitar la presencia de personas ajenas, sí la dificulten, y sirvan para demarcar los límites de la propiedad privada (además de los de seguridad).

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

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

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

Por último, la etapa de realización requerirá la utilización de planos, esquemas, manuales de instalación, instrucciones, etc, que especifiquen y faciliten las tareas de montaje. El objetivo de



ello será doble: llevar a cabo las operaciones de forma correcta y eficiente, y evitar disconformidades por parte del propietario.

## **2. LA ESTRUCTURA SOPORTE.**

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

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

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

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

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

## **3. ENSAMBLADO DE LOS MÓDULOS.**

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

### **3.1. UBICACIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO.**

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

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



## *Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

- Generalmente habrá más de una ubicación posible y adecuada. En estos casos deberá considerarse los aspectos ya mencionados de integración, accesibilidad, etc.

### 3.2. CONEXIONADO Y ENSAMBLADO DE LOS MÓDULOS.

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

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

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

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

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

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

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

### 3.3. IZADO Y FIJACIÓN DE LOS PANELES A LA ESTRUCTURA.

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

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

Para la fijación de los módulos a la estructura, o al bastidor que conforma el panel, se utilizarán únicamente los taladros que ya existan de fábrica en el marco de los mismos. Nunca se deberán hacer nuevos taladros en dicho marco, pues se correría el riesgo de dañar el módulo y el orificio practicado carecería del tratamiento superficial al que el fabricante ha sometido el marco. Si son



necesarios, los taladros se efectuarán en una pieza adicional que se interpondrá entre los módulos y el cuerpo principal de la estructura. Toda la tornillería será de acero inoxidable, observando siempre las indicaciones facilitadas por el fabricante.

#### **4. INSTALACIÓN DE LA TOMA DE TIERRA Y PROTECCIONES.**

Según UNE 20460-7-712:2006 se podrán adoptar cualesquiera de los tres métodos siguientes:

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

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

- La conexión a tierra del circuito de corriente continua puede hacerse en un punto único cualquiera del circuito de salida del campo FV. Sin embargo, un punto de conexión a tierra tan cerca como sea posible de los módulos FV y antes que cualquier otro elemento, tal como interruptores, fusibles y diodos de protección, protegerá mejor el sistema contra las sobretensiones producidas por rayos.
- La tierra de los sistemas o de los equipos no debería ser interrumpida cuando se desmonte un módulo del campo.
- Es conveniente utilizar el mismo electrodo de tierra para la puesta a tierra del circuito de CC y la puesta a tierra de los equipos. Dos o más electrodos conectados entre sí serán considerados como un único electrodo para este fin. Además, es conveniente que esta puesta a tierra sea conectada al neutro de la red principal, si existe. Todas las tierras de los sistemas de CC y CA deberían ser comunes.

Caso de no utilizar un sistema de puesta a tierra para reducir las sobretensiones, se deberá emplear cualesquiera de los siguientes métodos (según UNE 20460-7-712:2006) :

- Métodos equipotenciales (cableado).
- Blindaje.
- Interceptación de las ondas de choque.
- Dispositivos de protección.



## **5. MONTAJE DEL RESTO DE COMPONENTES.**

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

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

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



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes  
para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*

## Presupuesto

Presupuesto		nº1 Trabajos previos			
Num.	Ut	Descripción	Medida	Precio (€/Ut)	Importe (€)
1.1	U				
		Estudio geotécnico del terreno con un sondeo de hasta 5 metros tomando una muestra inalterada y otra muestra alterada (SPT), 5 penetraciones dinámicas mediante penetrómetro dinámico (DPSH) hasta 9 metros y realización de los ensayos de los siguientes ensayos de laboratorio: 2 de análisis granulométrico; 3 de límite de Atterberg; " de humedad natural; densidad aparente; resistencia a la compresión; expansividad; corte directo; Proctor Normal; contenido en sulfatos	1,000	1.732,34	1.732,34
1.2	m2	Desbroce y limpieza del terreno, hasta una profundidad mínima de 25 cm, con medios mecánicos, retirada de material excavado y cagra al camion, incluido el transporte a vertedero autorizado	3.850,000	1,11	4.273,50
1.3	U	Tala de arbol, de 15 a 30 cm de diámetro de tronco, con motosierra	15,000	25,66	384,90
1.4	m3	Adecuación y compactación del terreno, al 95% del ensayo del proctor modificado, haciendo servir elementos mecánicos	577,500	1,94	1.120,35
<b>Total presupuesto parcial nº1 Trabajos previos</b>					<b>7.511,09</b>

Presupuesto		nº2 Movimiento de tierras			
Num.	Ut	Descripción	Medida	Precio (€/Ut)	Importe (€)
2.1	m3				
		Excavación de zanja en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, retirada del material excavado y carga al camión. Se guardara parte del material excavado para posterior relleno de zanja	39,056	26,35	1.029,13
2.2	m3	Perfilado de paredes y fondo de las zanjas, con medios manuales	39,056	6,96	271,83
2.3	m3	Relleno de zanja con material extraido de la excavación, utilizando medios mecánicos	26,037	11,25	292,92
2.4	m3	Relleno de zanja con zahorra 0/5 mm, utilizando medios mecánicos, y compactación al 95% del ensayo del proctor	13,020	22,23	289,43
2.5	U	Suministro y montaje de arqueta prefabricada de polipropileno de registro 58x58x60 cm	13,000	136,64	1.776,32
<b>Total presupuesto parcial nº2 Movimiento de tierras</b>					<b>3.659,63</b>

Presupuesto Num.	nº3 Estructura Ut	Descripción	Medida	Precio (€/Ut)	Importe (€)
3.1	U	Soporte inclinado de 2 filas de módulos para terreno, de la marca SUNFER V35, para 12 módulos solares fotovoltaicos, hincados en el terreno, disposición vertical de los módulos, inclinación 35º, fabricado con perfilera de aluminio EN AW 6005A T6, tornillería de acero inoxidable A2-70, de acuerdo con la ficha adjunta al proyecto, incluidas las hincas de acero S275 galvanizado en caliente por inmersión			
			16,000	1.013,19	16.211,04
3.2	U	Soporte inclinado de 2 filas de módulos para terreno, de la marca SUNFER V35, para 6 módulos solares fotovoltaicos, hincados en el terreno, disposición vertical de los módulos, inclinación 35º, fabricado con perfilera de aluminio EN AW 6005A T6, tornillería de acero inoxidable A2-70, de acuerdo con la ficha adjunta al proyecto, incluidas las hincas de acero S275 galvanizado en caliente por inmersión			
			4,000	635,15	2.540,60
<b>Total presupuesto parcial nº3 Estructura</b>					<b>18.751,64</b>

Presupuesto Num.	nº4 Instalación eléctrica Ut	Descripción	Medida	Precio (€/Ut)	Importe (€)
4.1	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intempérie, para instalaciones fotovoltaicas , garantía de 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima de corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego de clase ECA, con conductor de cobre recocido, flexible de clase 5, de 6 mm2 de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastomero reticulado, de tipo EM5, aislamiento de clase II, de color negro.			
			268,800	1,44	387,07



4.2	m	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intempérie, para instalaciones fotovoltaicas , garantía de 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima de corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego de clase ECA, con conductor de cobre recocido, flexible de clase 5, de 10 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastomero reticulado, de tipo EM5, aislamiento de clase II, de color negro.			
			640,500	1,67	1.069,64
4.3	m	Cable eléctrico unipolar, RETENAX CPRO Flex RV-K, resistente a la intempérie, para instalaciones subterráneas, tensión nominal 0,6/1 kV, reacción al fuego de clase Eca, conductor de cobre electrolítico recocido, flexible de clase 5, de 240 mm <sup>2</sup> de sección, aislamiento de polietileno reticulado tipo DIX 3 según HD 603-1, cubierta de policloruro de vinilo (PVC), de tipo DMV-18.			
			450,000	37,50	16.875,00
4.4	m	Conductor de tierra formado por cable rígido de cobre trenzado, de 35 mm <sup>2</sup> de sección	20,000	5,47	109,40
	m	Cable de cobre desnudo de 10 mm <sup>2</sup>	160,000	0,79	126,72
4.5	U	Pica de tierra de acero corrugado de 2 m de longitud	5,000	25,82	129,10
4.6	U	Interruptor automatico de caja moldeada ComPacT NSXm160N, tripolar, de 160 A de intensidad nominal, 50kV de poder de corte, incluyendo protección diferencial	1,000	1.803,85	1.803,85
4.7	U	Armario de distribución metálico con puerta, de superficie, con carril DIN y prensaestopas, con grados de protección IP66 y IK 09, aislamiento de clase II, tensión nominal 400V. Para la instalación de seccionador de DC de 25A de cada estructura. Instalado en la estructura de los módulos fotovoltaicos	8,000	75,30	602,40
4.8	U	Interruptor seccionador DC; rail DIN 25A/600Vdc, 2 polos (54 mm). Borna 25mm. Norma IEC 60947-3 DC21B de digital Electric.	8,000	34,34	274,72
4.9	U	Contador Bidireccional Trifasico	1,000	290,17	290,17
<b>Total presupuesto parcial nº4 Instalación eléctrica</b>					<b>21.668,06</b>

Presupuesto n°5 Instalación solar					
Num.	Ut	Descripción	Medida	Precio (€/Ut)	Importe (€)
5.1	m	Canalización de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de 63 mm de diámetro exterior, resistencia a la compresión 450 N			
			114,000	3,41	388,63
5.2	m	Canalización fija en superficie de reja tipo Rejiband, de acero galvanizado con protección superficial, de 150x25 m. Instalada en la estructura de los módulos fotovoltaicos			
			128,000	18,76	2.401,28
5.3	U	Suministro e instalación del módulo solar fotovoltaico Jinko modelo JKM540M-72HL4, de potencia máxima 540 Wp, eficiencia 20,94%, disposición de las células 144[6x24], vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa adhesiva EVA, capa posterior de policloruro de vinilo, poliéster y TPT, marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 2274x1134x35 mm, resistencia a la carga del viento 2400 PA, resistencia a la carga de la nieve 5400 PA, peso 28,9 kg, con caja de conexiones IP68 con diodos, cables y conectores. Incluido accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico			
			216,000	167,78	36.240,48
5.4	U	Suministro e instalación de inversor trifásico de HUAWEI modelo SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, rango de voltaje 200 a 1000 Vcc, potencia nominal de salida 100 kW, eficiencia máxima 98,8%, dimensiones 1035x700x365 mm, peso 90 Kg, grado de protección IP66, colocado en la estructura de los módulos fotovoltaicos			
			1,000	6.036,63	6.036,63
<b>Total presupuesto parcial n°5 Instalación solar</b>					<b>45.067,02</b>

Presupuesto n°6 Seguridad					
Num.	Ut	Descripción	Medida	Precio (€/Ut)	Importe (€)

6.1	m	Cerramiento valla simple torsión 50/17 plastificada verde de 2 mts de altura, postes de 48 mm de diámetro, con materiales para acoplamiento rápido y tornillería necesaria, colocados cada 3 mts los sencillos y cada 30 mts los tensores, así como los arranques y escuadras. Material de mano de obra, montaje de malla, albañilería de postes. Totalmente acabado	197,580	20,73	4.094,85
6.2	U	Puerta abatible 2x4 mts plastificada en verde	1,000	565,25	565,25
<b>Total presupuesto parcial nº6 Seguridad</b>					<b>4.660,10</b>

<b>Presupuesto Num.</b>	<b>nº7 Gestión de residuos Ut</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medida</b>	<b>Precio (€/Ut)</b>	<b>Importe (€)</b>
7.1	m3	Tranporte de tierras con camión a vertedero autorizado, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición	39,050	5,69	222,19
7.2	m3	Canon de vertido para tierras procedientes de la excavación, en vertedero específico	39,050	2,19	85,52
<b>Total presupuesto parcial nº7 Gestión de residuos</b>					<b>307,71</b>

<b>Presupuesto Num.</b>	<b>nº8 Seguridad y salud Ut</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medida</b>	<b>Precio (€/Ut)</b>	<b>Importe (€)</b>
8.1	U	Conjunto de sistemas de protección colectiva, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo. Incluido el mantenimiento en condiciones seguras durante todo el periodo de tiempo requerido	1,000	1.030,00	1.030,00
8.2	U	Conjunto de equipos de protección individual, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente en materia de Seguridad y Salud	1,000	1.030,00	1.030,00
<b>Total presupuesto parcial nº8 Seguridad y salud</b>					<b>2.060,00</b>

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DE MATERIAL</b>		<b>Importe (€)</b>
1	Trabajos previos	7.511,09
2	Movimiento de tierras	3.659,63
3	Estructura	18.751,64
4	Instalación eléctrica	21.668,06
5	Instalación solar	45.067,02
6	Seguridad	4.660,10
7	Gestión de residuos	307,71
8	Seguridad y salud	2.060,00
<b>Total.....:</b>		<b>103.685,24</b>

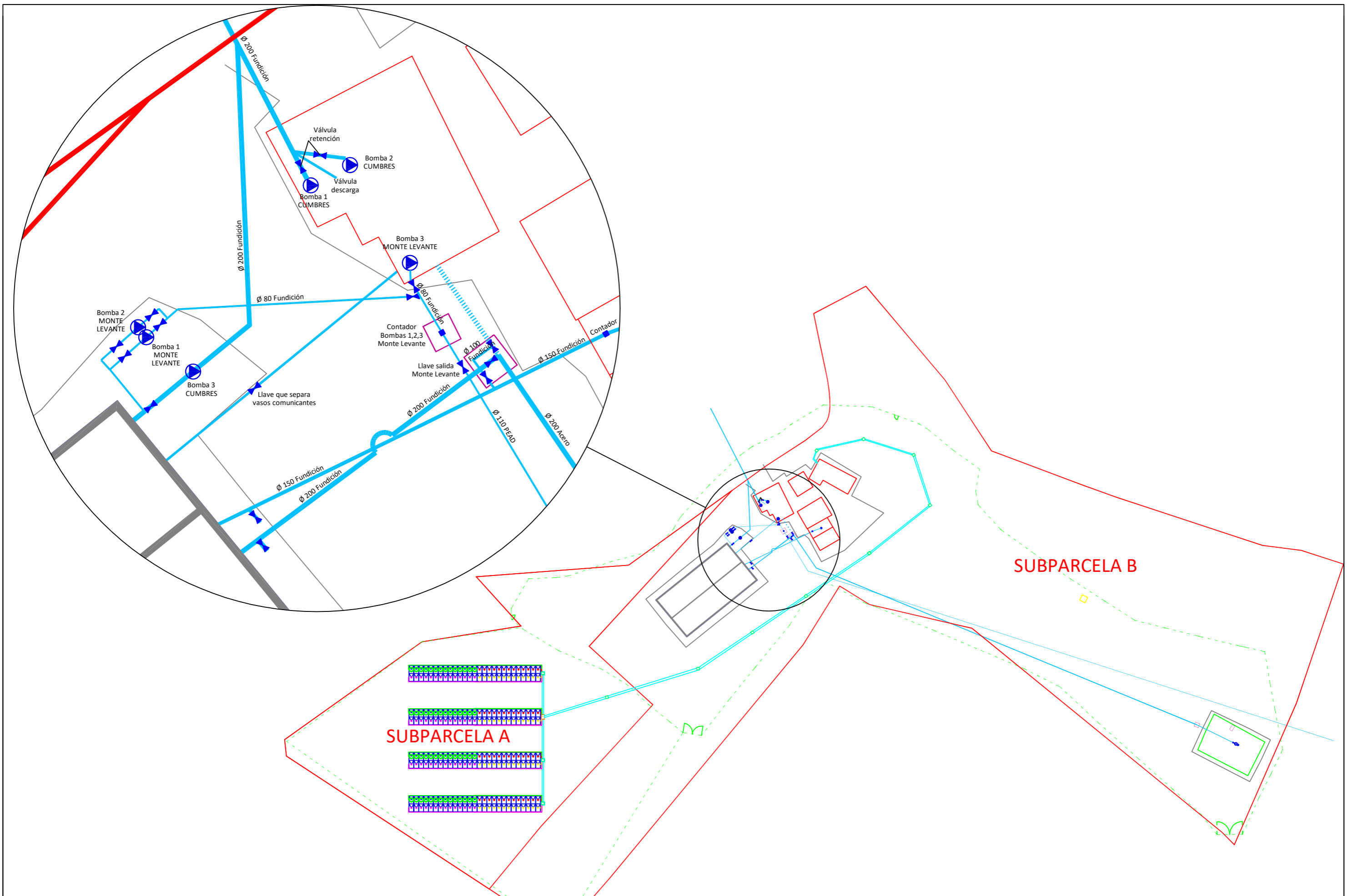
<b>Honorarios</b>	s/PEM
-------------------	-------

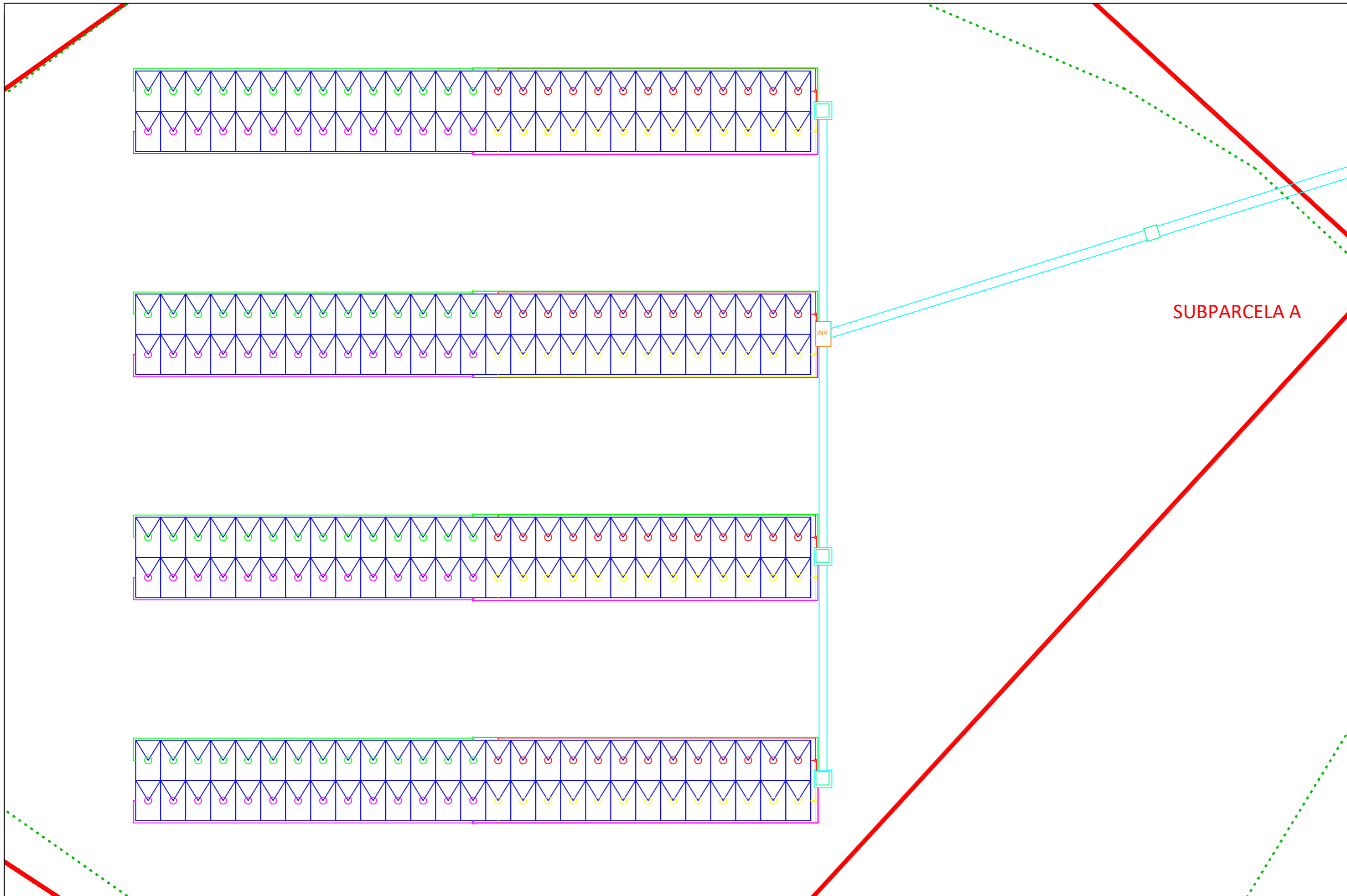
Redacción del proyecto	3,50%	3.628,98 €
Estudio básico Seg y salud	0,35%	362,90 €
Dirección de obra	1,50%	1.555,28 €
Corrdinación Seg. Salud	0,45%	466,58 €
<b>Total Honorarios (Sin IVA)</b>		<b>6.013,74 €</b>
<b>PRESUPUESTO</b>		<b>109.698,99 €</b>



*Estudio técnico-económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes  
para una estación potabilizadora situada en el municipio de Torrent*



## Planos





SUBPARCELA A

INV

<p>TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES</p>  <p><b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b></p>  <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	<p>Proyecto: <b>PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON VERTIDO DE EXCEDENTES A RED</b></p>	<p>Plano: <b>Plano general instalación fotovoltaica</b></p> <p>Autor: <b>Salvador Santamaria Albeza</b></p>	<p>Fecha: <b>Junio 2022</b></p> <p>Escala: <b>1:162</b></p>	<p>Nº Plano: <b>2</b></p>
--	--	---	---	---------------------------

