



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

## **AGRADECIMIENTOS**

“A Lourdes Sánchez y Goyo Bonafau por sus acertados consejos

A mi madre”

## **RESUMEN**

En la presente memoria se elabora el diseño de una planta fotovoltaica ubicada en suelo, con seguimiento solar y la energía producida se evacua a la red de distribución.

Como punto de partida se establece la potencia fotovoltaica que se desea producir de unos 2 MWp.

Se realiza un estudio de alternativas en cuatro aspectos: emplazamiento, tecnología de módulos, tipología de seguimiento y tecnología del sistema de conversión.

En base a la selección final de las alternativas se elabora un dimensionado de los componentes eléctricos necesarios, distribución en las parcelas y cálculos del cableado eléctrico

El resultado es una instalación fotovoltaica conectada a una red de 13,2 kV con un total de 2,16 MWp de potencia fotovoltaica, formada por 6000 módulos de 360 Wp de tecnología PERC. La potencia nominal de la instalación es de 1,98 MW proporcionada por seis inversores centrales de 330 kW con tres etapas de potencia independientes cada uno. Los inversores se agrupan en dos estaciones donde se evacua la energía a su respectivo transformador de potencia de 1000 MW. El total de la energía producida se transporta mediante una línea subterránea de 13,2 kV hasta un Centro de Protección y Medida, en el cual se realiza el conexionado con la red.

Con el programa PVSYST se calcula la producción energética, en MWh, así como el rendimiento de la instalación estimando las pérdidas de los componentes.

Finalmente, con los componentes determinados se elabora un presupuesto de inversión y general, como punto de partida para un análisis de viabilidad económica en caso de llegar a implementarse este proyecto. Con los valores del VAN, PAYBACK y TIR se obtiene un balance altamente positivo y viable, a pesar de la volatilidad del precio de venta de la energía, tras la pandemia Covid-19.

Al final del documento se anexa la cédula parcelaria, el informe completo de PVSYST y las hojas de datos de los elementos más relevantes.

**Palabras clave:** seguimiento solar, inversores centrales, tecnología PERC, PVSYST

## **ABSTRACT**

This report is written in order to design a photovoltaic solar plant, located on the land, with solar tracking and connected to the grid.

As starting point, the plant will have about 2 MWp of solar capacity.

Among four option alternatives: setting-up location, cell technology, solar tracker system and the power inverter system. This study is needed to design and build the photovoltaic plant.

As a result of the previous study, the project focuses on description of all devices, the land requirements, wiring and all calculations for electrical circuits.

As a result, we have a photovoltaic plant connected to the grid of 13.2 kV with 2.16 MWp solar peak capacity, made up of 6000 modules of 360 Wp of PERC cell technology. The nominal power is 1.98 MW provided by six 330 kW central inverters with three independent power stages each. The inverters are grouped in two stations where energy produced is evacuated to its respective transformer (1000 MW). The total energy produced is transported through a 13.2 kV underground line towards Centro de Protección y Medida, where there is a point connected to the grid.

Moreover, we have taken into account the estimated global energy production by plant thanks to a photovoltaic software PVSYST, as well as the performance ratio (PR), considering the losses of components.

Finally, comparing three main financial indicators let us carry out a financial study: PayBack time, Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR). For this analysis it has been taken into account the final cost of the whole installation the investment and general. Results show that the plant needs about nine years to return the initial investment and NPV is positive. This leads us to think that this photovoltaic solar tracker plant is economical and profitable. This conclusion is considered good in spite of the world changing drastically with the COVID-19 pandemic.

At the end of the paper, cadastral parcelaria, the PVSYST report and datasheets of main components are included in ANEXOS.

**Keywords:** solar tracker, power inverter, PERC cell technology, PVSYST

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 1,98 MW con seguimiento solar en Arguedas (Navarra) con vertido a red

<b>HOJA RESUMEN</b>	
<b>EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>	
Polígono 2, parcelas 615 y 616, en la carretera Las Landas del término municipal de Arguedas, provincia de Navarra, ocupando una superficie de parcela de 31467,34 m2.	
<b>PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA</b>	
Tipo	Instalación eléctrica de baja tensión de planta solar FV sobre estructura con seguidor solar a un eje vertical
Número de módulos	6000
Potencia unitaria de módulo (Wp)	360
Número de inversores	6
Potencia unitaria inversor (kW)	330
Potencia nominal planta (kWn)	1.980
Potencia pico planta (kWp)	2.160
Ratio Potencia pico/nominal	1,1
Horas equivalentes	2.165
Producción estimada Año 1 (kWh)	4.676.000
<b>CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	
Tipo	Base de hormigón prefabricado a la intemperie
Relación de transformación kV	13,2/0,28
Nº de centros de transformación	2
Nº de transformadores por centro de transformación y potencia unitaria kVA	1 de 1.000
Potencia total kVA	2.000
Nº celdas por centro de transformación	CT1:3 celdas(2 celdas de línea y 1 celda de protección) CT2:2 celdas(1 celda de línea y 1 celda de protección)
<b>CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA</b>	
Tipo	Prefabricado
Nº centros de protección y medida	1
Nº celdas por centro de protección y medida	4 (1 celdas de línea, 1 celda de medida,1 celda de protección general con interruptor automático,1 celdas de protección con fusibles)
<b>LÍNEA SUBTERRÁNEA EN 13,2 kV</b>	
Tipo	Subterránea
Tensión nominal kV	13,2
Origen	Celda de línea del CTA en proyecto
Final	Celda de línea del C.P.M
Longitud	160 metros
Conductores	HEPRZ1 3x(1x240) mm2
Trazado	Anillo interior de evacuación en canalización con línea subterránea en 13,2 kV, de 160 metros de longitud, con conductor del tipo HEPRZ1 3x(1x240)mm2 AL, que discurre por la parcela en la que se encuentra la planta fotovoltaica.



Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 1,98 MW con seguimiento solar en Arguedas  
(Navarra) con vertido a red

---

# ÍNDICE GENERAL

## MEMORIA DESCRIPTIVA

## PRESUPUESTO

## PLANOS

Plano 01	Situación	Escala: 1: 200.000/3
Plano 02	Emplazamiento	Escala: 1: 20.000/3
Plano 03	Dimensionado Baja Tensión	Escala: 1:1.050
Plano 04	Red de tierras instalación FV	Escala: 1:1.050
Plano 05	Esquema unifilar caja de conexiones string	
Plano 06	Esquemático inversores centrales	
Plano 07	Esquemático CT. A	
Plano 08	Esquemático CT. B	
Plano 09	Esquemático instalación media tensión	

## ANEXOS

Cédula parcelaria  
Informe producción PYSYST  
Hoja de datos componentes

---

## **MEMORIA DESCRIPTIVA**

---



## ÍNDICE DE MEMORIA

ÍNDICE DE ABREVIATURAS.....	4
-----------------------------	---

### CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1. MOTIVACIÓN ACADÉMICA DEL DOCUMENTO.....	6
2. DESCOMPOSICIÓN PROYECTOS REALES.....	6
3. MOTIVACIÓN DE LA TEMÁTICA DEL TFM.....	7
4. OBJETIVO DEL PROYECTO.....	9
5. NORMATIVA CONSULTADA.....	10

### CAPÍTULO II. ESTUDIO ALTERNATIVAS

1. ANTECEDENTES ENERGÉTICOS EN NAVARRA .....	11
2. ANTECEDENTES CLIMATOLÓGICOS EN EMPLAZAMIENTO .....	12
2.1. Climatología.....	12
2.2. Impacto ambiental .....	16
3. CLASIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS.....	17
3.1. Alternativa emplazamiento (AE) .....	17
3.2. Alternativa tecnología (AT) .....	21
3.3. Alternativa de seguimiento (AS) .....	24
3.4. Alternativa de inversor (AI) .....	32
4. SELECCIÓN FINAL.....	39
<b>REFERENCIAS Capítulos I-II .....</b>	<b>40</b>

### CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

1. CARACTERÍSTICAS.....	43
2. SUPERFICIE OCUPADA POR LA INSTALACIÓN FV .....	43
3. EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA .....	44
4. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS.....	44

4.1.	Descripción de la metodología empleada.....	44
4.2.	Descripción de los equipos.....	45
4.2.1.	Generador fotovoltaico.....	45
4.2.2.	Estructura de soporte.....	46
4.2.3.	Sistema de conversión .....	48
4.2.4.	Transformadores.....	50
4.2.5.	Celdas de media tensión .....	52
4.2.6.	Centro de Protección y Medida .....	53
4.3.	Sistema de monitorización y de vigilancia .....	56
4.4.	Sistema pararrayos .....	57
5.	DESCRIPCIÓN DEL CABLEADO .....	57
5.1.	Cables para el lado de corriente continua .....	58
5.2.	Cables para el lado de corriente alterna .....	59
5.3.	Línea subterránea de media tensión de evacuación.....	62
6.	PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA FV.....	63
7.	DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	65
8.	CONDICIONADO DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.....	66
	<b>REFERENCIAS Capítulo III.....</b>	<b>67</b>

## CAPÍTULO IV. CÁLCULOS DE DIMENSIONADO

1.	DIMENSIONADO DEL CAMPO FV .....	69
2.	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PREVISTA .....	71
3.	PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN LA PSF.....	72

## CAPÍTULO V. CÁLCULOS DE LÍNEA

1.	FORMULACIÓN MATEMÁTICA .....	75
2.	RECOPIACIÓN DE DATOS .....	76
3.	CÁLCULO DEL LADO DE CORRIENTE CONTINUA .....	77
3.1.	Cálculo de sección por intensidad admisible .....	77
3.2.	Cálculo por caída de tensión .....	80
4.	CÁLCULO DEL LADO DE CORRIENTE ALTERNA .....	91
4.1.	Puentes de baja tensión.....	91
4.2.	Puentes de media tensión.....	91
5.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE MEDIA TENSIÓN.....	92

5.1.	Intensidad de cortocircuito en media tensión .....	92
5.2.	Intensidad de cortocircuito en baja tensión .....	92
5.3.	Intensidad en media tensión.....	93
5.4.	Intensidad de baja tensión .....	93
6.	CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN PUESTA A TIERRA.....	93
6.1.	Puesta a tierra en el lado de baja tensión.....	94
6.2.	Puesta a tierra en el lado de alta tensión.....	97
7.	Investigación de tensiones transferibles al exterior .....	99
<b>REFERENCIAS Capítulo V.....</b>		<b>100</b>

## CAPÍTULO VI. RENTABILIDAD DE LA PSF

1.	NECESIDAD DE ESTUDIO.....	101
2.	PRECIO VENTA ENERGÍA.....	102
3.	ENTRADAS Y SALIDAS DE CAPITAL .....	102
4.	VALOR ACTUAL NETO (VAN) .....	104
5.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) .....	105
6.	TIEMPO DE RECUPERACIÓN (PAY-BACK) .....	105



## **ÍNDICE DE ABREVIATURAS**

AT: Alta tensi

BEN 2018: Balance energético de Navarra año 2018

BON: Boletín Oficial de Navarra

BT: Baja Tensión

MPP: Punto de máxima potencia

MT: Media Tensión

OMIE: Operador del Mercado Eléctrico en España

PANER: Plan de Acción Nacional en Energías Renovables

PGMA. Plan General Municipal de Arguedas

PPA: Power Purchase Agreement (Acuerdo sobre compra de energía)

PSF: Parque Solar Fotovoltaico

PEN: Plan Energético de Navarra

PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System

TFM: Trabajo Fin de Máster

SITNA: Sistema de Información Territorial de Navarra

SNU: Suelo No Urbanizable

SSAA: Servicios Auxiliares

STR – Subestación transformación de reparto

# **CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN**

## **1. MOTIVACIÓN ACADÉMICA DEL DOCUMENTO**

El objetivo académico del presente documento es demostrar los conocimientos y destrezas adquiridos en las asignaturas implantadas a lo largo del Máster de Ingeniería Industrial, con especialidad en Electricidad.

Para su elaboración, además de poner por escrito la información consultada en distintas referencias, de aplicar distintas ecuaciones matemáticas para los cálculos eléctricos, se desarrolla la aptitud en el manejo de programas y plataformas web del ámbito ingenieril.

Los programas y plataformas web utilizadas son Autocad, Hoja de cálculo, PVGIS, PVSYST.

El interés por la temática de este TFM es propio. La preocupación personal por el desastre climático en el que vivimos ha ayudado a dar ese primer paso para profundizar en el mundo de las energías renovables.

La oportunidad de profundizar en este tema se aprovecha analizando la información disponible en las páginas web oficiales: noticias actualizadas, catálogos de productos, normativas, proyectos ya elaborados. Éstos últimos se toman como punto de partida, para conocer qué y qué no está ya desarrollado y a partir de ello, avanzar un escalón más. (MarcadorDePosición1)

## **2. DESCOMPOSICIÓN PROYECTOS REALES**

Tras varias consultas a entidades ingenieriles dedicadas a la elaboración de proyectos de este tipo de instalaciones actualmente, para solicitar la conexión a red de una instalación fotovoltaica de grandes potencias y conseguir la aprobación de Administraciones competentes se precisa de la siguiente documentación:

- Proyecto de instalación de baja tensión de la huerta solar
- Proyecto del centro de protección y medida (en caso de ser necesario)
- Proyecto del centro de transformación
- Proyecto del centro de seccionamiento (en caso de ser necesario)
- Proyecto de línea subterránea de alta tensión de abonado
- Estudio de afecciones ambientales
- Pliego de prevención de incendios
- Plan de Seguridad y Salud

Dada la acotación de temario para la elaboración de este trabajo fin de máster no es posible la entrega de toda esta documentación. El 85% del presente documento se dedica principalmente a la elaboración del proyecto de baja tensión. No obstante, en el resto de documento se abarca los otros proyectos desarrollándolos todo lo necesario, no de manera completa, para un entendimiento global de este tipo de instalaciones. Se describe, presupuesta y realiza cálculos generales sobre los dos centros de transformación y el centro de protección y medida.

### **3. MOTIVACIÓN DE LA TEMÁTICA DEL TFM**

En las últimas décadas, el avance del trágico cambio climático acecha a la población hasta tal punto que es de obligado cumplimiento para las instituciones políticas establecer estrategias ambientales.

A nivel europeo, la directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo redacta a todos los países miembros unos objetivos ambientales a conseguir para el año 2020: (Fuente: [1], página 4)

- 20% de cuota de energía renovables en el consumo final bruto de energía
- 20% de reducción del consumo de energía primaria
- 20% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

A nivel nacional, España estableció un Plan de Acción Nacional en Energías Renovables para el período 2011-2020, donde se detalla la metodología a seguir para alcanzar dichos objetivos y añade que se debe conseguir “una contribución del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para el año 2020”. (Fuente: [1], página 4)

A nivel local, el Gobierno de Navarra, para afianzar su liderazgo en el sector energético desde el 2009, planifica modelos energéticos con metas a cumplir, como el III Plan Energético de Navarra horizonte 2020. Con estos modelos se puede conseguir holgadamente los objetivos europeos. Estos planes inciden en:

- Un consumo eficiente de la energía
- Una gestión inteligente de la energía
- Impulsar la producción renovable de energía.

Además, en el año 2018, el Gobierno Foral actualizó el IV Plan Energético de Navarra horizonte 2030 comprometiéndose a:

- Reducir en un 45% las emisiones de gases de efecto invernadero
- Un 50% del consumo energético sea de origen renovable

A la vista de los datos anteriores, es notoria la importancia que ocupa la temática de producción renovable, claramente involucrada en las asambleas políticas.

El mayor interés de las energías renovables respecto a las convencionales se debe a los siguientes motivos:

- Crecientemente competitivas. Los costes de las principales tecnologías renovables (como la eólica y la solar fotovoltaica) se están reduciendo drásticamente, de manera que ya

son plenamente competitivas con las convencionales en cuanto al número de emplazamientos implementados.

- Horizonte político favorable. Las administraciones internacionales han entendido la obligación de facilitar la transición hacia una economía baja en carbono por un futuro sostenible del planeta humano. De hecho, si se realiza una búsqueda en la web por el denominado “impuesto del sol en España”, la información encontrada es que este tipo de impuesto aplicado a instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo caduca en el año 2021, según el Real Decreto 244/2019. Esto se traduce como una buena iniciativa a nivel político.

- Son inagotables. Las energías limpias cuentan con la misma disponibilidad que el Sol y se adaptan a los ciclos naturales. Permiten su desarrollo sin poner en riesgo el de las futuras generaciones.

- Socio imprescindible contra el cambio climático. Las renovables no emiten gases de efecto invernadero en su proceso de generación. Gracias a esto, son consideradas una solución más limpia y viable frente a la degradación ambiental.

- Reducen la dependencia energética. El recurso autóctono de estas energías implica una ventaja abismal para las economías locales disminuyendo su dependencia energética. En cualquier sitio del globo terráqueo existe algún tipo de recurso renovable (viento, sol, agua, materia orgánica) susceptible de ser aprovechado para producir energía de forma sostenible.

Para la temática de este TFM, dentro de las tecnologías renovables estudiadas en el Máster de Ingeniería, se elige profundizar en la energía solar.

La energía que nace del sol goza de numerosos beneficios, mencionados anteriormente, por ser energía renovable, a pesar de ser una energía intermitente. El adjetivo de intermitente significa que es directamente dependiente de la meteorología o de los ciclos del día-noche. No obstante, el rápido avance experimentado por las tecnologías de almacenamiento eléctrico, en el caso de aplicaciones de autoconsumo y de los seguidores solares en el caso de generación a gran escala con conexión a red permite suplir estos pequeños contratiempos.

Por otro lado, España es un lugar ideal para explotar este recurso solar dado que su meteorología le proporciona abundantes horas de sol al año, unas 2500 horas aproximadamente.

#### 4. OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo del proyecto técnico es el diseño de una instalación solar fotovoltaica de 1,98 MW con seguimiento solar en Arguedas (Navarra) con vertido a red.

Dentro de las diferentes fases para una instalación solar fotovoltaica, este trabajo se ciñe exclusivamente al diseño en base a un estudio previo sobre los componentes de una instalación fotovoltaica. El resto de los procedimientos deberán tramitarse, a través de empresas técnicas de ingenierías del propio promotor o mediante la subcontratación.

**Tabla 1. Organigrama de una instalación de un PSF. (Fuente: [2])**

<b>1. Diseño de instalación</b>
2. Solicitud de acceso y punto de conexión a red
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública
4. Autorización administrativa previa y construcción
5. Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras (ICIO)
6. Ejecución de la instalación
7. Inspección inicial
8. Certificado de instalación y/o certificado fin de obra
9. Autorización de explotación
10. Licencia de actividad
11. Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica

Fuera del contexto universitario con este tipo de proyectos se establecen las condiciones y características técnicas de una instalación generadora en Baja Tensión en cuestión, con la finalidad de obtener la autorización correspondiente de la administración competente para su ejecución y puesta en servicio.

## 5. NORMATIVA CONSULTADA

A continuación, se muestra el marco normativo consultado exclusivamente para la elaboración de este TFM. Por lo tanto, en este apartado no se incluye toda la normativa aplicable a este tipo de instalaciones. Esta información se debe consultar minuciosamente en proyectos recientes y/o a la administración correspondiente.

A nivel nacional:

- IDAE – Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red. Revisión julio 2011
- Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión
- Reglamento Técnico de líneas aéreas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero. Instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, aprobado por el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- Condiciones técnicas que han de cumplir las instalaciones fotovoltaicas para la conexión a la red de distribución de la empresa distribuidora
- MT 3.53.01 – Condiciones técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red de i-DE redes eléctricas inteligentes. Edición 05. Fecha mayo 2026
- MT 2.03.20 – Especificaciones particulares para instalaciones de alta tensión (hasta 30 kV) y baja tensión. Edición 11. Fecha mayo 2019
- MT 2.11.33 - Especificaciones particulares para el diseño de puesta a tierra para centros de transformación de tensión nominal  $\leq 30$  kV. Edición 03. Fecha mayo 2019
- MT 2.31.01 – Proyecto tipo de línea subterránea de AT hasta 30 kV. Edición 10. Fecha: mayo 2019.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico

A nivel autonómico:

- Orden Foral 64/2006, de 24 de febrero, del consejero de Medio ambiente, Ordenación del territorio y Vivienda, por la que se regulan los criterios y las condiciones ambientales y urbanísticas para la implantación de instalaciones para aprovechar la energía solar en suelo no urbanizable.
- Plan General Municipal de Arguedas - Normativa urbanística general y particular. Marzo 2014
- Plan General Municipal de Arguedas - Normativa urbanística general y particular. Marzo 2020

## **CAPÍTULO II. ESTUDIO ALTERNATIVAS**

### **1. ANTECEDENTES ENERGÉTICOS EN NAVARRA**

Según el informe anual energético que proporciona el Gobierno de Navarra existen unos indicadores energéticos esenciales para conocer el panorama en los últimos años. Los relacionados con las energías renovables se mencionan en la siguiente tabla.

**Tabla 2. Indicadores energéticos de Navarra. (Fuente [3])**

<b>Indicador energético</b>	<b>Objetivo UE</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>Cumple</b>
Cuota EERR en el consumo final bruto de energía	20 %	22,09 %	21,41 %	SI
Producción eléctrica con EERR/Producción eléctrica total	-	69,22 %	46,66 %	-
Producción eléctrica con EERR/Consumo eléctrico total	29,4 %	76,93 %	74,38 %	SI
Emisiones de CO2 evitadas por generación renovable (ton)	-	937.354	709.685	-

Estos números corroboran la buena posición que ocupa la comunidad foral en el ámbito energético. De hecho, desde el año 2003, Navarra ya no importa electricidad para satisfacer su demanda, dado el balance positivo de producción-consumo que presentaba.

En el año 2018, Navarra dispone de unos 1497 MW de potencia instalada de energías renovables, de los cuales 162 MW corresponden a la tecnología solar fotovoltaica. Como se indica en la *Tabla 2*, la producción eléctrica con renovables supuso el 69,22% de la total producida.

Al año siguiente, la potencia instalada de fotovoltaica permaneció constante, unos 162 MW y la producción renovable ocupó el segundo lugar representando un 46,6% de la producción eléctrica. El primer lugar lo ocupó la producción no renovable.

En esta bajada de producción renovable tuvo que ver con el repentino uso de gas natural en los ciclos combinados ese mismo año. Es más, el porcentaje de emisiones de gases de efecto invernadero aumentaron ligeramente en el año 2019, en comparación con el 2018.

Es por ello, la necesidad del aumento de la potencia instalada renovable, sobre todo, de la tecnología tratada en este proyecto, cuyo objetivo marcado por la Unión Europea, es una potencia instalada de 190 MW.

A nivel local en Arguedas el panorama energético es el siguiente:

- Consumo total del municipio: 12.294,02 tep, sólo un 3,90 % procede de energías renovables.
- El 57,30% de sus necesidades energéticas son importadas
- Potencia instalada total de parques solares fotovoltaicos es de 8066,4 kW: 4033,2 kWp (estructura fija; 37,2 kW, seguimiento a dos ejes; 1504 kW, seguimiento a un eje; 2492 kWp

La propia localidad de Arguedas, a parte de los objetivos marcados a nivel autonómico, ha desarrollado unos objetivos municipales para el año 2021, concretamente el objetivo 1.4 dentro de la línea estratégica 1. (Fuente: EMOT [4]). La selección del emplazamiento del presente proyecto tiene como base los resultados de dicho estudio porque son resultados reales teniendo en cuenta encuestas a lugareños, factores ambientales, de tipología de suelo, tendido eléctrico disponible.

## **2. ANTECEDENTES CLIMATOLÓGICOS EN EMPLAZAMIENTO**

### **2.1. CLIMATOLOGÍA**

La estacionalidad del emplazamiento del proyecto es un factor importante para la tecnología fotovoltaica dado que condiciona enormemente, las producciones a lo largo del año, por tanto, la rentabilidad del sistema.

Aunque este tipo de tecnología está basado en el recurso autóctono del sol, no implica que, en ausencia de él, dejar la instalación en funcionamiento sea un error. De hecho, cuando se dan fenómenos adversos de climatología, se siguen obteniendo beneficios de producción. Por ejemplo, en días completamente nublados, en los que prácticamente no hay radiación solar aparentemente, se alcanzan valores de eficiencia aceptables.

A continuación, se muestran datos históricos consultados en la página web oficial de Arguedas, para afirmar que la instalación es rentable si se llega a proceder. Los factores que se presentan son la temperatura, nubes, precipitaciones, viento y radiación solar.

#### ***La temperatura.***

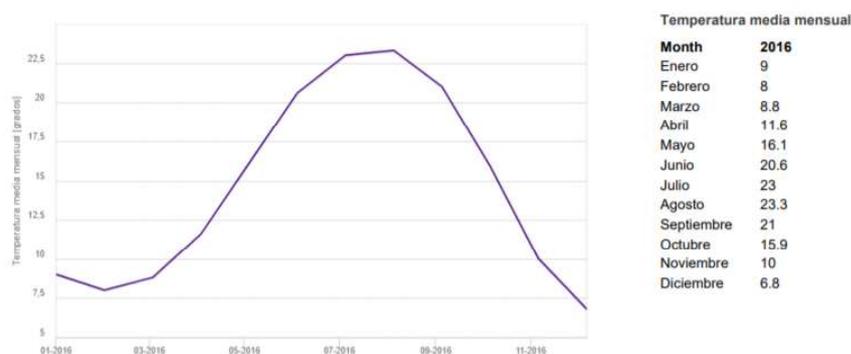
A pesar de que todos los componentes del sistema fotovoltaico están preparados para trabajar en un amplio rango de temperaturas, pudiendo incluso soportar elevadas temperaturas sin sufrir daños, se tiene en cuenta que los módulos disminuyen su eficiencia por la variación de

temperatura respecto a 25°C. El modelo comercial de módulo (PERC) seleccionado para el presente proyecto presenta una gran ventaja en este parámetro.

Según los datos mostrados en la *Ilustración 1*, la temperatura máxima media es 29,5°C y la mínima 15,9°C, traduciéndose en veranos muy calurosos y secos y los inviernos fríos. Según datos históricos, rara vez baja de los -2°C o sube a más de 37°C.

Se obtiene la gráfica de la temperatura media en la zona, en la cual se observa la forma de campana, alcanzando los valores máximos en torno a los 23,3 en agosto en el año 2016.

**Ilustración 1. Temperatura media mensual del año 2016. (Fuente: PVGIS)**

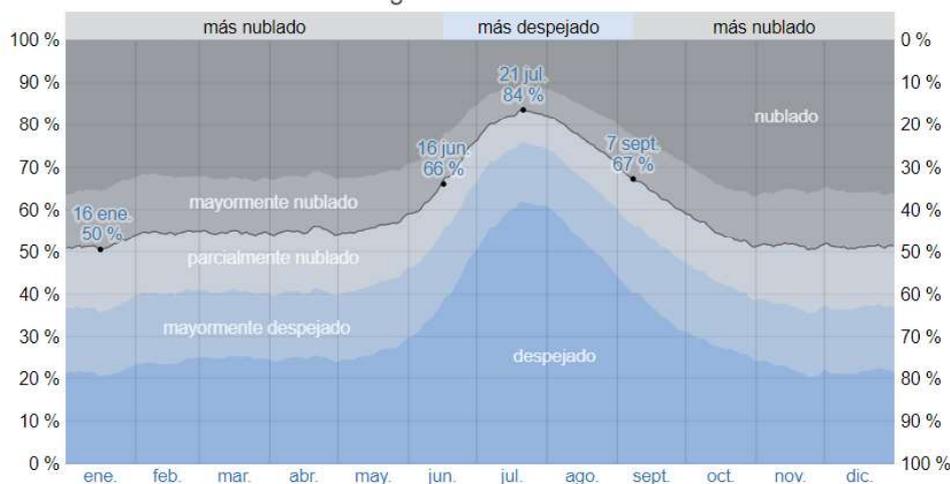


### **Las nubes.**

Gracias a las innovaciones en la tecnología de la célula fotovoltaica, ya no es condición necesaria que se den condiciones climáticas de días claros sin apenas nubes. para su aprovechamiento.

La época más despejada empieza, aproximadamente el 16 de junio y acaba el 7 de septiembre con un 67% de claridad. El día 21 de junio es el día más despejado del año. A lo largo del año se dan todas las categorías en mayor o menor porcentaje de tiempo. Por ejemplo, desde el 16 de enero hasta el 16 de junio la banda de “despejado” es bastante menor que la siguiente temporada.

**Ilustración 2. Categorías de nubosidad en Arguedas. Fuente: [5]**



### **Las precipitaciones**

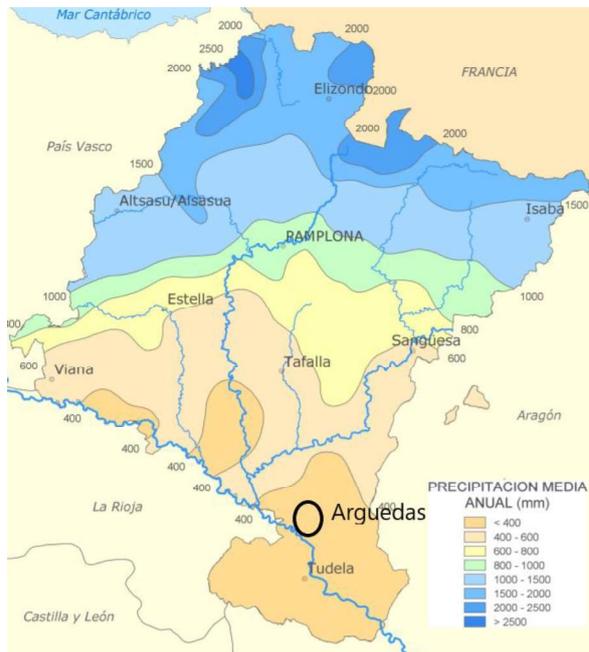
Las precipitaciones, al igual que las nubes, varían a lo largo del año. La temporada con más probabilidad de lluvia, más de un 17%, dura unos ocho meses. No obstante, es de las zonas con menor media acumulada de precipitaciones menor a 400 milímetros, lo suficiente para un correcto mantenimiento de los módulos.

Cabe destacar que con unas precipitaciones moderadas se realiza una limpieza de los módulos al encontrarse con cierta inclinación.

La parcela del emplazamiento seleccionada resulta muy difícil que sufra fuertes e intensos temporales de nieve, por lo que la instalación no presenta peligro respecto a este factor meteorológico, aunque sí puede llegar a reducir la eficiencia de los módulos. Al precipitar la nieve, se acumula en la parte inferior de los módulos inclinados, disminuyendo la potencia entregada por el conjunto. En un módulo convencional, afecta a toda la potencia de este, mientras que la innovación de la tecnología de medio corte no se pierde toda potencia, sino la mitad.

Sin embargo, puede mejorar el rendimiento del sistema debido al color blanco de la nieve que refleja la luz solar y proporciona mayor luminosidad.

**Ilustración 3. Mapa de precipitación media anual. (Fuente: [6])**



### ***El viento***

Otro factor importante para tener en cuenta en este tipo de instalaciones es el viento que puede ocasionar severos daños, tanto que un viento lo suficientemente fuerte puede arrancar a un módulo junto con el soporte, con todas las consecuencias de daños personales y materiales.

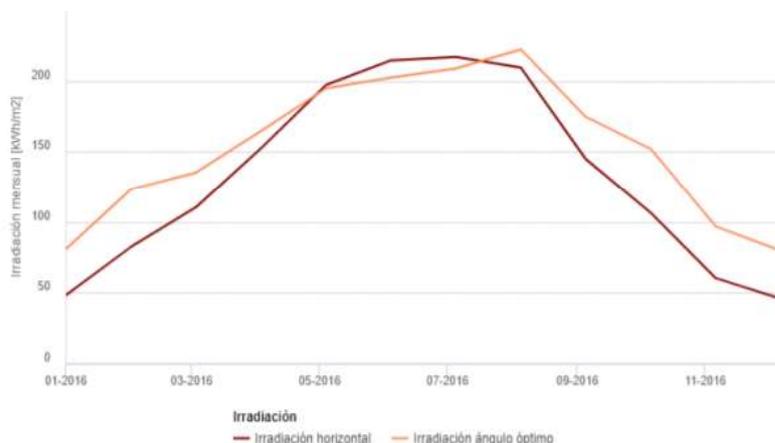
El viento más perjudicial es el viento del Norte, que se dirige hacia el ecuador que corresponde a la orientación Sur de los paneles. Por lo tanto, toda la superficie del módulo sufre esa presión de viento.

En el emplazamiento seleccionado es muy raro que se den velocidades de tales magnitudes, de hecho, según los datos consultados, la mayor magnitud de viento se alcanzó a finales del mes de febrero del 2017 con un valor de 111,42 km/h. El resto del año se alcanza velocidades normales y adecuadas para los elementos de la instalación. Además, la estructura de soporte para los módulos puede soportar fuertes rachas viento, superiores a los 140 km/h por lo que la acción de los vientos, en la actualidad ya no es tan condicionante.

### ***La irradiación***

Estos datos se pueden obtener gracias a la plataforma de PVGIS, la cual tiene datos de irradiación guardados entre los años 2005 y 2016. Descargada dicha información, se puede corroborar que Arguedas goza de un buen nivel de irradiación, considerada una de las mejores zonas en cuanto a irradiación, con casi 4,65 kWh/día.

**Ilustración 4. Irradiación solar mensual del año 2016. (Fuente: [7])**



En la siguiente gráfica, proporcionada por el PGMA, se muestra un resumen de todos los parámetros comentados hasta ahora en el año 2008.

**Ilustración 5. Climatología en Arguedas durante el año 2008. (Fuente [4])**

Parámetro	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Precipitación media (mm)	23,8	22,8	30,6	44,9	45,7	30,8	12,5	18,1	50,1	49,1	35,6	29,4	393,4
Máx. precip. 24 horas (mm)	20,6	43,8	35,8	50,3	37,2	46,6	21,7	26,6	129,5	62,2	39,4	25,3	129,5
Temp. media de máx. (°C)	8,6	10,4	14,5	17,1	21,8	27	29,5	29,5	24,5	19,2	12,3	8,7	18,6
Temp. media (°C)	5	6,1	9,1	11,4	15,5	19,8	21,8	22	18,2	14,1	8,6	5,4	13,1
Temp. media de mín. (°C)	2,1	2,6	4,7	6,5	10,1	13,7	15,2	15,9	13,1	10,2	5,5	2,5	8,5
HR media (%)	80,9	74,7	67,3	65,5	62,7	56,8	55	55,6	61,9	72	78,9	80,8	67,7
Vel. Viento media (Km/h)	18,6	20,2	20,9	20,6	19,7	19,9	20,1	19,1	18	18,2	19,1	18,5	19,4
Vel. Racha máxima (Km/h)	110,9	95,6	105,7	104,9	102,6	93	99,7	97,9	93,9	89,3	101,4	98,2	110,9
DV media (sector)	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Insolación (horas)	4,4	6,1	7,4	8,3	9,1	10,5	11,3	10	8,3	6	5	4,3	2763

## 2.2. IMPACTO AMBIENTAL

La actividad para implementar con el presente proyecto es APTA en cuanto al impacto ambiental que supone su instalación. Para dar validez a esta afirmación se ha tomado como punto de partida “*el estudio específico del potencial renovable y de sus limitaciones en Arguedas*” marcado en el PGMA [4].

La parcela seleccionada está categorizada como suelo permitido para la explotación fotovoltaica. Además, no afecta a ningún espacio de interés natural ni ningún monte de utilidad pública.

No existe ningún tipo de yacimiento arqueológico ni de interés geológico.

La planta se encuentra en una zona de vegetación esteparia y sin especies protegidas lo que reduce también el impacto sobre la flora y fauna.

### 3. CLASIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS

#### 3.1. ALTERNATIVA EMPLAZAMIENTO (AE)

Según normativa urbanística general de Arguedas, la actividad de “instalaciones de producción energética” únicamente está permitido en Suelo No Urbanizable. (Fuente: [8], página 24 de 238), por lo que el emplazamiento seleccionado deberá cumplir este criterio.

El ayuntamiento de Arguedas ya elaboró un estudio específico de su recurso solar disponible. Para el presente TFM se extrae la información de las zonas donde se recomienda instalaciones renovables. Las plantas solares fotovoltaicas construidas actualmente en Arguedas no están instaladas en ninguna de las tres opciones.

Por tanto, se presentan las siguientes alternativas:

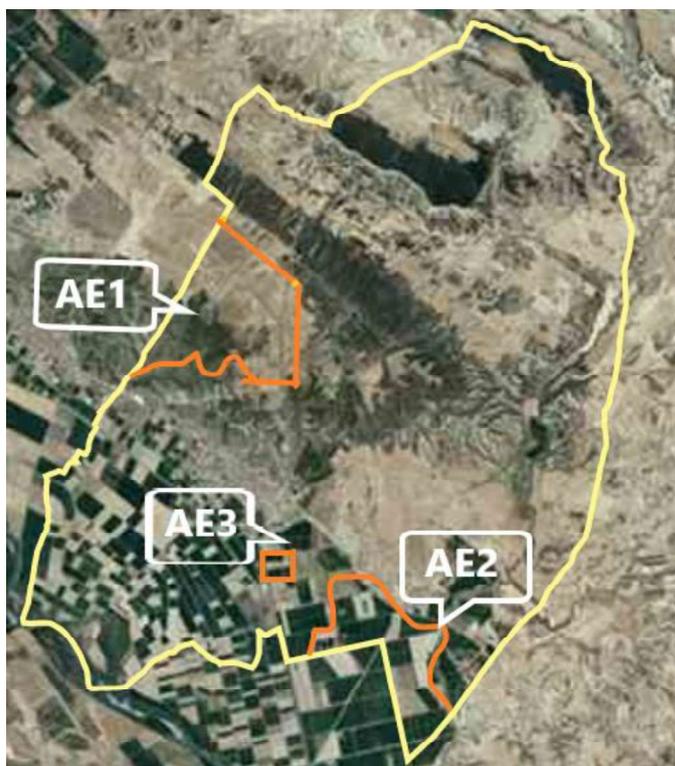
- AE1: emplazamiento en zona de Jugatillo
- AE2: emplazamiento en zona del Raso
- AE3: emplazamiento en parcela en las Landas

Respecto a la alternativa AE1: se trata de una zona idónea para instalar huertas solares de grandes potencias. A menos de 10 kilómetros, están construidas la huerta solar Arguedas I y la Arguedas II, las cuales gozan de una excelente comunicación con la red eléctrica por su cercanía.

La alternativa AE2: esta zona es la más lejana del núcleo urbano de Arguedas y hasta ahora no se han instalado huertas solares en la zona ni en sus proximidades. No obstante, según el estudio elaborado por el propio ayuntamiento, esta zona reúne unas condiciones óptimas para producir energía eléctrica.

Respecto a la alternativa AE3: tras una visita a la localidad de Arguedas, por decisión personal se ha elegido candidata la parcela indicada. Durante la visita, se observó las condiciones del terreno, así como el acceso con tráfico a la parcela.

Ilustración 6. Mapa con las tres alternativas de emplazamiento presentadas.



Mencionadas las tres alternativas, en la siguiente *Tabla 3* se analizan en función de los criterios impuestos por el propio ayuntamiento por el uso de suelo para desarrollar instalaciones energéticas.

**Tabla 3. Comparativa entre alternativas de emplazamiento**

Subcategoría de suelo	Sub-subcategoría de suelo	PGMA	AE1	AE2	AE3
Para su explotación natural	Suelo de elevada capacidad agrológica	PR	●	●	●
Por valor ambiental	Formaciones arboladas con valor ambiental y protector	PR	●	●	●
	Formaciones arbustivas y herbáceas	PR	●	●	●
Para su explotación natural	Cultivos	A	●	●	●
	Regadío Tipo 1	PR	●	●	●
	Regadío Tipo 2	A	●	●	●

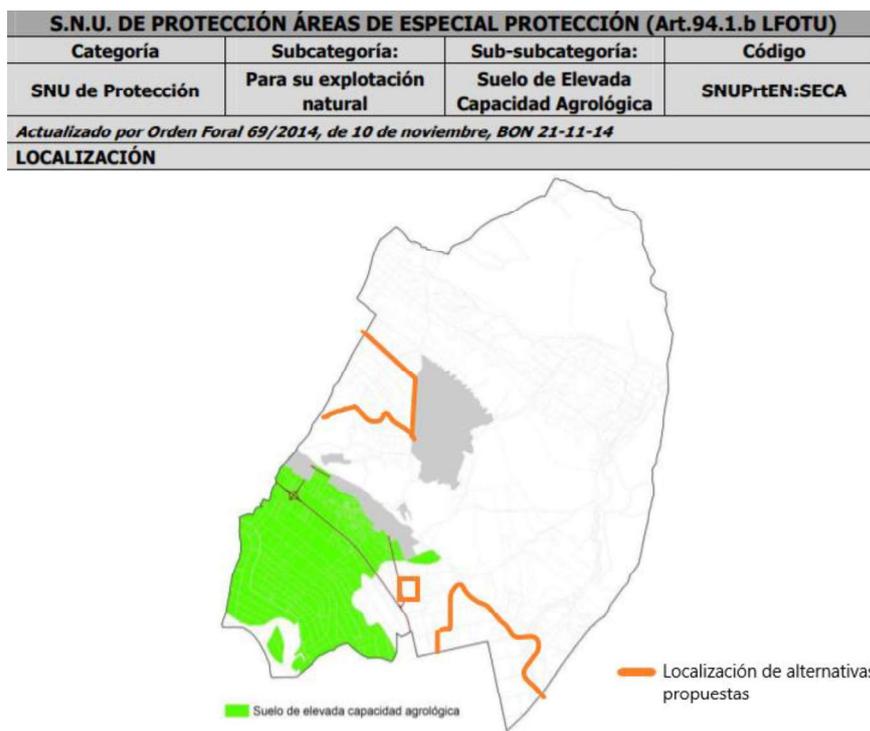
En las dos primeras columnas de la tabla se menciona las categorías de suelo, según lo establece la Ley Foral de Ordenación del Territorio y Urbanismo 35/2002. En la tercera columna se indica si la actividad de “Construcciones e instalaciones productores de energía solar, eólica,” es Prohibida (PR) o Autorizable (A), según el PGMA. (Fuente: [8]). En el resto de las columnas se refleja el acierto o no de las alternativas según la ley foral.

Es posible que, en la tercera columna, la opción se marque con PR (Prohibido) y aun así se continúe con la evaluación. La explicación es sencilla. El PGMA marca las subcategorías, y en un plano adjunto se marca las zonas en que se aplica dicha subcategoría. Algunas zonas marcadas por el PGMA coinciden con las alternativas, pero en otros casos no.

Se decide no insertar cada uno de los mapas de las subcategorías estudiadas por reducir el contenido del presente documento, dado que dicha información se puede consultar en la referencia [8].

No obstante, se menciona un ejemplo aclarativo con subcategoría para su explotación natural, con suelo de elevada capacidad. Del informe PGMA se obtiene el siguiente mapa.

**Ilustración 7. Localización de suelo elevada capacidad agrológica. (Fuente [8])**



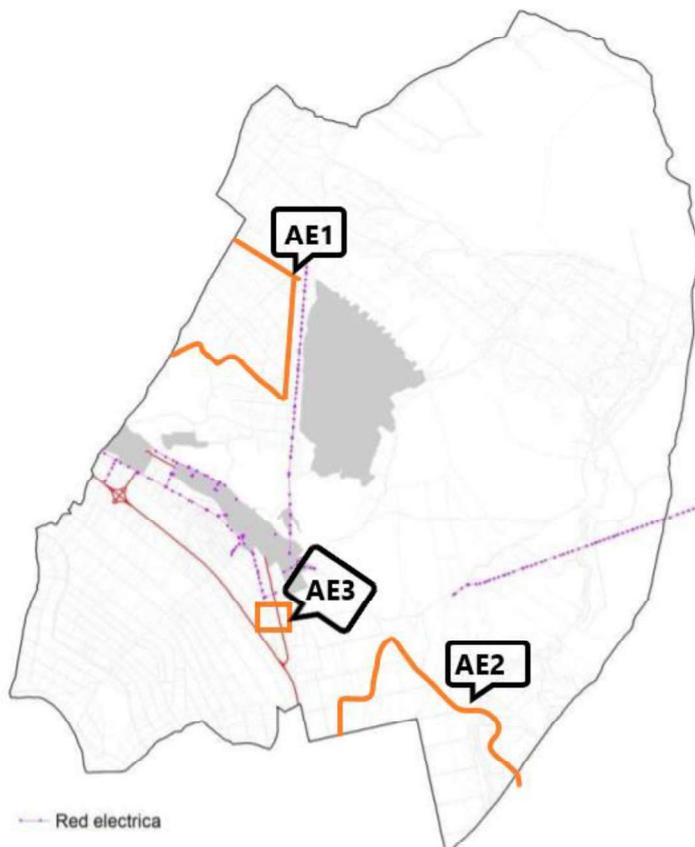
Según el informe, el terreno marcado por verde está prohibido para actividades constructivas sobre instalaciones energéticas. Las tres alternativas de emplazamiento (color naranja) no se encuentran en dicho terreno marcado, por lo que son viables.

Con el resto de los criterios el razonamiento es el mismo, se consulta en el informe si el suelo afectado corresponde con alguna de las alternativas.

En la *Tabla 3*, el círculo color verde simboliza que la parcela alternativa no presenta restricciones. Con el color amarillo, la alternativa se puede ver perjudicada por la restricción correspondiente.

Dada la *Tabla 3* se descarta AE1 por tener mayor “inconvenientes” respecto al resto. El último criterio para tener en cuenta es la evacuación de energía producida de la PSF. Interesa que la red eléctrica existente pase lo más cerca posible del emplazamiento para reducir pérdidas en el transporte y ahorrarse la construcción de una nueva línea eléctrica.

**Ilustración 8. Mapa de la red eléctrica en Arguedas. (Fuente: [8])**



En la ilustración anterior se observa que la alternativa AE2 no dispone actualmente del tendido eléctrico para una evacuación sencilla, mientras que por la AE3 existe un tendido eléctrico de 13,2 kV.

En resumen, se proponen tres alternativas como posibles emplazamientos y se contrastan con la información existente aportada por informantes locales y obtenida tras visitas al lugar propuesto

Finalmente, se propone como emplazamiento definitivo la alternativa AE3, parcelas n°615-616, dirección Las Landas.

### 3.2. ALTERNATIVA TECNOLOGÍA (AT)

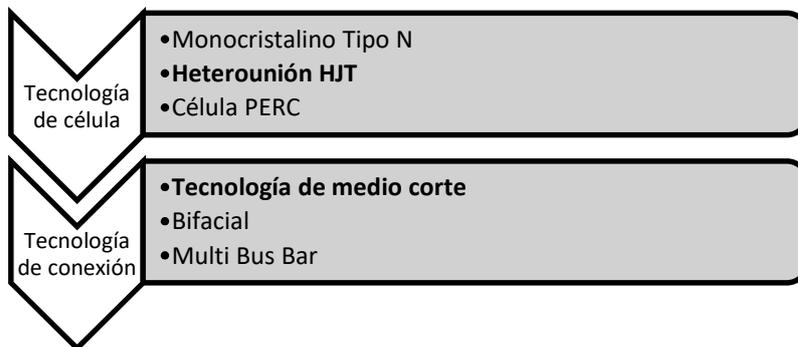
Hasta el 2017, a la hora de seleccionar el tipo de módulo fotovoltaico la decisión se tomaba entre dos tecnologías claramente predominante sobre el resto, que son la monocristalina y policristalina, dejando las células de película delgada para pequeñas aplicaciones.

Las células monocristalinas están fabricadas con material de silicio de alta pureza y el tratamiento que recibe es delicado. Por ambos motivos, este tipo de célula se caracteriza por un rendimiento superior, 15-18%, y precio mayor que las de tecnología de policristalino. Debido a este factor de coste de material, actualmente un alto porcentaje de las plantas solares fotovoltaicas construidas corresponde a tecnología de policristalino. La tendencia es una solución técnica más económica pero menos eficiente.

Debido al rápido avance que está ocupando el cambio climático, las autoridades están preocupadas y su propósito, por ello los objetivos impuestos, es desarrollar soluciones con la mayor eficiencia energética posible. Aplicado a los sistemas fotovoltaicos, esta eficiencia energética se traduce en aprovechar al máximo la luz solar para convertirla en energía eléctrica.

A partir del 2017, se produjeron varias innovaciones tecnológicas en el mercado fotovoltaico sobre todo en el elemento básico con el objetivo de superar los valores actuales de “*eficiencia, potencia, comportamiento al calor y garantías de producción*”. Se ha comprobado que al combinar diferentes tecnologías se puede aumentar la eficiencia del módulo fotovoltaico a más del 20%. (Fuente: [9])

Se refleja de manera esquemática las innovaciones desarrolladas y en desarrollo de investigación, en cuanto a la tecnología de la célula y al modo de conexión entre ellas.



La tecnología de medio corte tiene la gran ventaja que presenta mejor rendimiento en condiciones de sombra. El módulo se divide en dos partes, y en lugar de tener solamente células conectadas en serie (modelo convencional), se tiene dos secciones conectadas en paralelo. De esta manera, si una parte está sombreada, el módulo sigue produciendo potencia (un 50%) gracias a la otra parte sin sombra.

En la actualidad, se están fabricando módulos fotovoltaicos integrando una o varias tecnologías en un mismo modelo, extrayendo al máximo las principales ventajas de cada investigación. En el artículo [10] se detalla las ventajas y desventajas de las tecnologías mencionadas.

Para esta sección de TFM se extrae algunas anotaciones de [10] para la comparativa de las siguientes alternativas:

- AT1: panel con tecnología policristalina
- AT2: panel con tecnología monocristalina
- AT3: panel con tecnología silicio amorfo
- AT4: panel con tecnología innovadora PERC

De cada tecnología se seleccionan modelos comerciales los más actuales posibles y adecuados para aplicaciones a gran escala de potencia. En la *Tabla 4* se mencionan los parámetros diferenciadores entre las distintas tecnologías:

- Eficiencia de módulo: porcentaje de la cantidad de energía que es capaz de producir el módulo según la incidencia solar que recibe.
- Coeficiente de temperatura: pérdida porcentual de potencia por cada aumento de temperatura de 1°C por encima de los 25°C. Interesa que este valor sea lo más bajo posible dado que el módulo experimenta cambios de temperatura muy diversos a lo largo de su vida útil.
- Densidad de potencia: influye en el número de unidades a utilizar. Se persigue una densidad de potencia elevada, para que el número de módulos sea menor. Como consecuencia, menos componentes posteriores de la cadena fotovoltaica se necesitarán, menos cableado, menos inversores, etcétera.
- Degradación anual: se requiere una generación elevada de energía durante todo el ciclo de vida y no sólo inmediatamente después de la instalación. Para este parámetro se tolera valores bajos.

**Tabla 4. Comparativa entre las posibles alternativas de tecnología**

	<b>AT1</b>	<b>AT2</b>	<b>AT3</b>	<b>AT4</b>
Fabricante	Atersa	Atersa	First Solar	Rec Group
Modelo	A-330P	A-330M	FS6420	REC360AA
Potencia nominal (W)	330	330	420	360
Eficiencia de módulo (%)	16,96	16,96	17	20,6
Coef. Temperatura de Voc (% /°C)	-0,32	-0,32	-0,28	-0,24
Densidad de potencia (W/m <sup>2</sup> )	169,2	169,2	170,04	205,9
Degradación anual (%)	0,68	0,68	0,50	0,25

Los dos primeros modelos han sido seleccionados del mismo fabricante. A pesar de emplear tecnologías diferentes, presentan características similares, según la hoja de datos. Esto significa que el fabricante tiene como meta potenciar al máximo todos sus productos.

Respecto a AT1 es el modelo que menor coste presenta en comparación con el resto, pero una densidad de potencia mucho menor, lo que significa que, para una misma aplicación, con este modelo, se necesita un número elevado de unidades. Además, junto a la AT2, presenta una degradación elevada, implicando que al final de su ciclo de vida, a los 25 años, el rendimiento es el 80%. Hoy en día, estos valores ya no se pueden asumir para una planta solar fotovoltaica de varios megavatios de potencia instalada.

El módulo de silicio amorfo (AT3) presenta mejor rendimiento y degradación anual que las de silicio cristalino. Pasado los 30 años desde su instalación, el rendimiento del módulo es de 83,5%, si se aplican unas buenas prácticas de mantenimiento preventivo. Otro aspecto para tener en cuenta es la degradación inducida por la luz que experimentan los módulos cristalinos. En el caso de silicio amorfo no presenta este efecto dañino, el cual se produce al reaccionar el elemento químico boro con otro químico, por ejemplo, oxígeno.

Desde 2017, esta tecnología ocupaba un segundo plano y apenas se dedicaban recursos en su investigación. No obstante, se está demostrando que un módulo integrado únicamente con células de silicio amorfo no es tan viable como el resto, pero si se combina con otros materiales y/o métodos, el resultado es esperanzador.

Un ejemplo comercial de este resultado es la AT4, lanzado al mercado en el 2019 y un año más tarde recibió el premio de Intersolar Europe, feria mundial de la industria solar. En el enlace del fabricante se detalla los principios teóricos que le llevaron a obtener el galardón.

De manera simplificada, se trata de una nueva generación de célula heterounión híbrida y medio corte, cuyo proceso de conexión es a bajo nivel de temperaturas usando cables finos.

De la *Tabla 4* se puede extraer las ventajas destacables respecto a las otras alternativas, corroborando con las ventajas expuestas en el artículo [10].

- *Mayor densidad de potencia:* la AT4 alcanza un 22% más respecto al resto.
- *Líder en coeficiente de temperatura:* semejante a la tecnología AT3, dado que tienen como material común el silicio amorfo.
- *Mayor calidad de construcción:* esto se refleja en la degradación del módulo AT4, claramente diferenciable con el resto. No requiere de procesos químicos ni elevadas temperaturas que puedan degradar las células fotovoltaicas.
- *Degradación anual:* hasta ahora, este era el principal inconveniente de los módulos solares existentes. La pérdida de potencia después de su instalación hace que en los últimos años de su ciclo de vida la instalación ya no sea rentable. Para una inversión de estas magnitudes interesa que la instalación proporcione los niveles de energía hasta el final o la reducción esté dentro de los márgenes permitidos. Sólo así, se mantendría la confianza social por estas fuentes de energía.

Gracias al webinar proporcionado por la empresa *AUNA DISTRIBUCIÓN*, con el título de “*Panel solar REC APLHA*” se conoce con más detalle las ventajas del módulo premiado de la empresa REC GROUP. Para este tipo de módulo se utiliza tecnología de silicio cristalino tipo N (fósforo), en la cual el efecto LID (Sin Degradación por la luz) queda solucionado al 100%. En el mismo webinar se mencionan los diferentes tipos de células que se producirán hasta el 2024, año considerado como una etapa inicial de investigación y desarrollo muy importante si se quiere obtener beneficios para este tipo de instalación.

Finalmente, en los proyectos consultados para la elaboración de este TFM, se seleccionaba la tecnología entre las dos candidatas cristalinas. No obstante, como noticia innovadora de este año 2020, se selecciona la alternativa AT4 para el presente proyecto, por ser una tecnología muy eficiente y es cuestión de tiempo que se asiente en los mercados fotovoltaicos.

Otra característica valorada en la alternativa seleccionada es el coeficiente de temperatura. Con varios módulos convencionales, paradójicamente, en días calurosos la producción no es la máxima debido a la elevada temperatura alcanzada. Con la AT4, la pérdida de potencia es mucho menor que en una convencional. En España, se tiene que considerar este factor dado que en verano se alcanzan elevadas temperaturas de ambiente.

### **3.3. ALTERNATIVA DE SEGUIMIENTO (AS)**

Dado que la finalidad que se persigue es optimizar la instalación solar fotovoltaica, la estructura para sujetar los módulos no será fija sino orientable mediante los ya conocidos “seguidores solares”. En cualquiera de los dos casos, siempre se tiene en cuenta el anclaje de la propia estructura frente a vientos de máxima velocidad que se produzcan en la zona, y como mínimo, deben resistir velocidades de 140 km/h.

El gran inconveniente de la estructura fija radica en que el módulo se posiciona con la misma inclinación y orientación todo el año, por lo que no se aprovecha la radiación solar incidente.

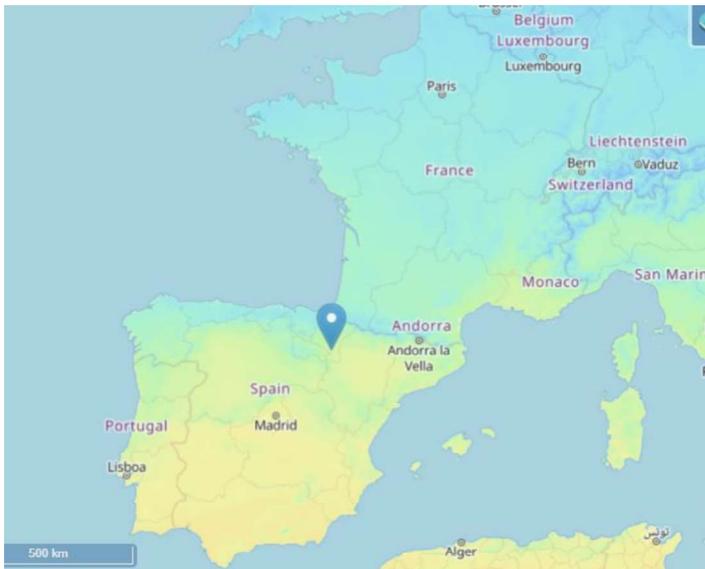
No hay ninguna norma establecida, pero por lo general, las estructuras fijas se utilizan en instalaciones colocadas en tejados de viviendas y los seguidores solares para instalaciones sobre terreno.

Con los seguidores se tienen uno o dos grados de libertad para modificar la posición de los módulos en una o dos direcciones maximizando la radiación solar recibida. En todo momento, se busca seguir la trayectoria del sol, de Este a Oeste, para captar la mayor cantidad de energía.

Además, España goza de una situación privilegiada geográficamente ya que presenta unos niveles de radiación muy favorables respecto al resto. De hecho, Alemania, pionera en cuanto a potencia solar fotovoltaica, está muy por debajo de los niveles alcanzados por la península ibérica. Motivo por el cual, es ya una obligación aprovechar este recurso autóctono.

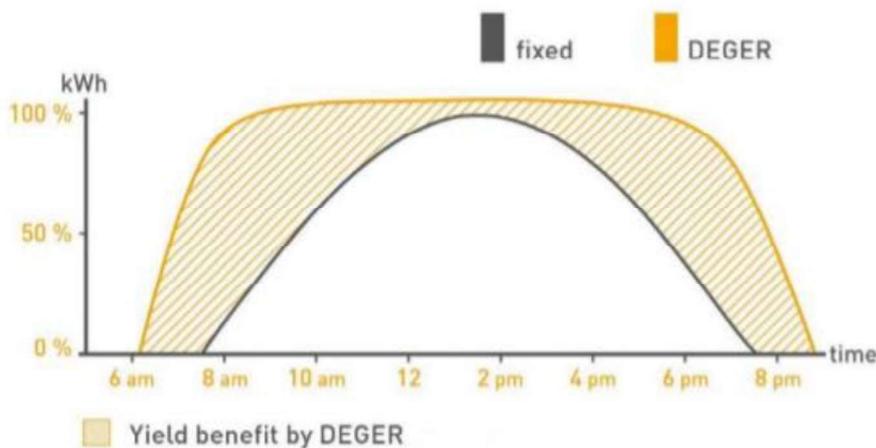
En la ilustración siguiente se muestra un mapa con los niveles radiación que presenta la península Ibérica. Según [7], España presenta valores mayores a 1600 kWh/m<sup>2</sup> mientras que Alemania recibe alrededor de 900 kWh/m<sup>2</sup>.

**Ilustración 9. Niveles de radiación solar. (Fuente: [7])**



Antes de describir la clasificación de seguidores solares, la mayoría de los fabricantes expresan las principales ventajas de sus productos respecto a la estructura fija en sus catálogos. Este es el caso de *DEGERIBÉRICA*, en la ficha técnica de sus sistemas de seguimiento afirma los beneficios de producción comparándolos con un modelo de estructura fija.

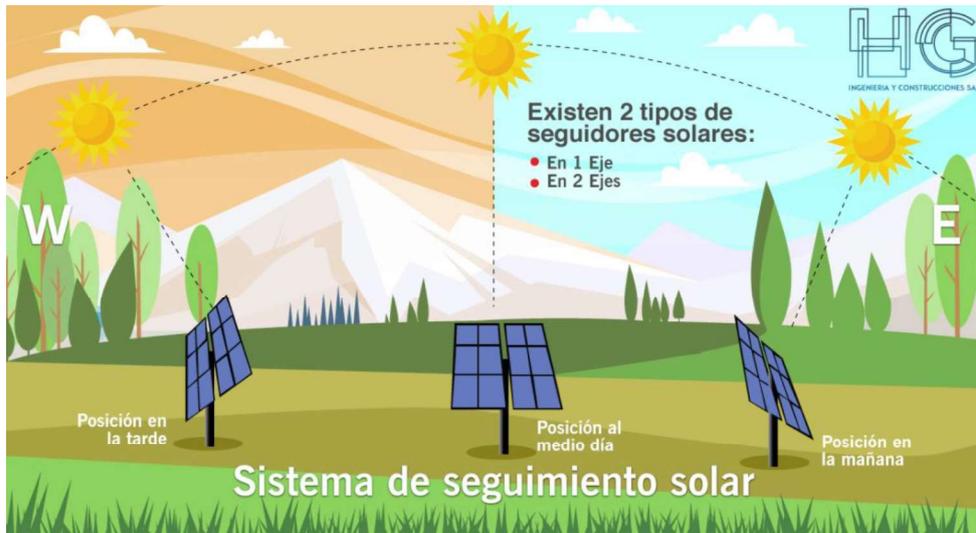
**Ilustración 10. Comparativa producción entre soportes de módulos fotovoltaicos. (Fuente: [13])**



Con el seguimiento solar, se mantiene el valor máximo de potencia desde primeras horas del día hasta las últimas. Sin él, la producción máxima se alcanzaría al mediodía, aumentando y disminuyendo paulatinamente.

En la *Ilustración 11* se observa cómo se orienta el módulo según la posición del solar, consiguiendo que el ángulo de incidencia sea lo más perpendicular posible a la superficie del módulo fotovoltaico. De esta manera, aumenta significativamente la generación de energía solar en respuesta a la posición del sol y cambios climáticos.

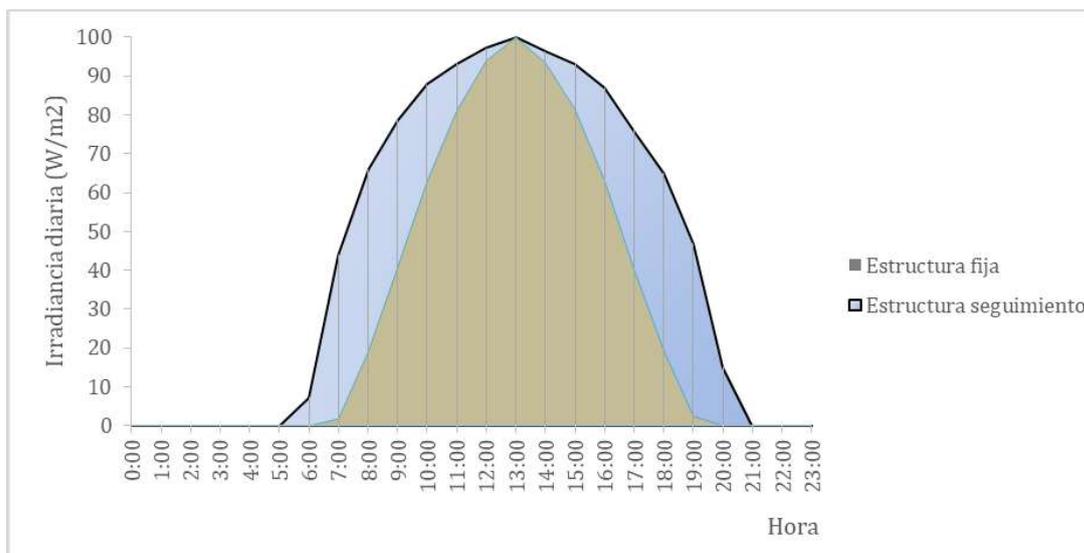
Ilustración 11. Posición de módulos siguiendo la trayectoria solar. (Fuente. figura de [12])



Dado que para el presente TFM no se pueden realizar ensayos sobre el objeto real del mismo, no se pueden obtener datos reales de la instalación, ya que las producciones de la PSF se obtendrían a través de telemidas con la planta en funcionamiento. Entonces, se recurre a la base de datos PVGIS simulando una instalación de estructura fija con la inclinación óptima ( $37^\circ$ ) y una instalación con seguimiento solar a 1 eje.

Para ello, insertando las coordenadas de latitud y longitud del emplazamiento seleccionado AE3, se obtiene para el mes de julio los resultados irradiancia media diaria. Para una mejor comparativa se extraen de los resultados la irradiancia directa y se plasman de manera conjunta en un mismo gráfico.

Ilustración 12. Datos irradiancia diaria en Arguedas en función de la estructura. (Fuente: elaboración propia)



Comparando la gráfica anterior con la *Ilustración 10*, son semejantes, pero no iguales, dado que los datos en la segunda gráfica son datos reales para una instalación tipo de 1 kWp de potencia instalada en el emplazamiento real.

Una vez mostradas las ventajas de seguimiento solar, se describe brevemente la clasificación de seguidores solares y se presentan las alternativas a analizar. Su clasificación se basa en cómo es el movimiento de los módulos fotovoltaicos respecto a la trayectoria solar:

- En dos ejes: los módulos giran sobre un eje vertical siguiendo la trayectoria del Sol y sobre un eje horizontal hasta alcanzar el ángulo óptimo de inclinación.
- En un eje vertical (azimutal): los módulos se montan sobre un eje de rotación vertical, con un determinado ángulo. El eje gira durante el día de manera que el ángulo de incidencia sea el menor posible, es decir, el plano no gira a velocidad constante a lo largo del día.
- En un eje inclinado (polar): los módulos se montan sobre un eje con un determinado ángulo respecto del suelo y sigue la dirección Norte-Sur. El eje gira durante el día para que el ángulo de incidencia sea el menor posible, es decir, el plano no gira a velocidad constante a lo largo del día.
- En un eje horizontal: eje orientado en dirección Norte-Sur. El giro se produce de Este-Oeste siguiendo la trayectoria del sol. Con la puesta de sol, los módulos recuperan su posición inicial.

Tabla 5. Movimiento de módulos con seguimiento. (Fuente: 7)

Tipo de montaje	Ilustración
DOS EJES	
EJE VERTICAL	
EJE INCLINADO	

Indagando información existente sobre huertas solares en Arguedas, se halla el artículo [13] *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red-seguidores y huertas solares*, en el cual resuelve con datos reales a las cuestiones sobre la ganancia energética, la rentabilidad de los seguidores solares, así como las ventajas de las huertas solares.

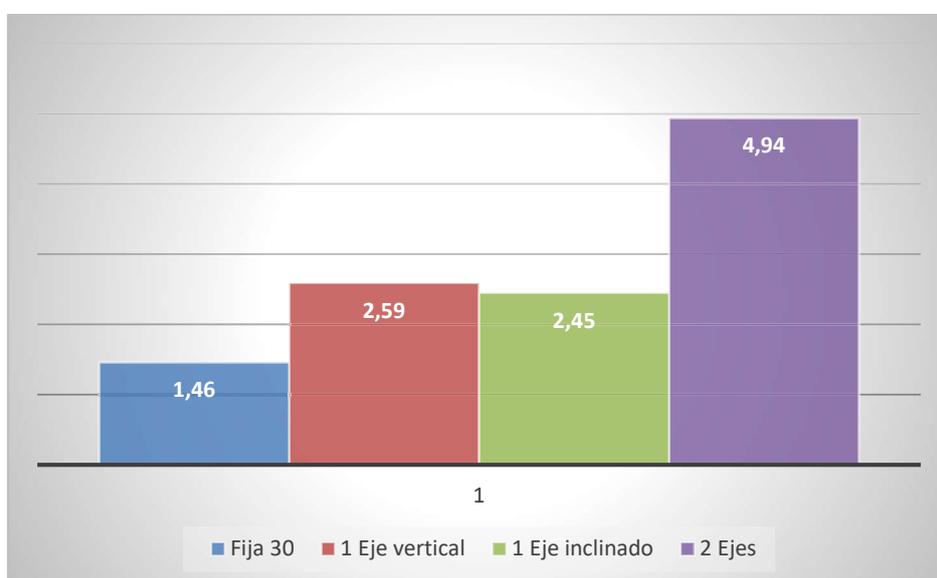
Destaca el caso de las huertas de Navarra, afirmando que *“las estimaciones para las ganancias del seguimiento son bastante más consistentes, entre 1,37 y 1,46”*. Teniendo en cuenta que estos resultados son del año 2004, por lo que hasta el año presente las mejoras han sido superiores.

En el mismo artículo se concluye respecto al seguimiento de 2 ejes, que la energía inyectada a la red es:

- Un 36% menor con estructura fija
- Un 14,1% menor con seguimiento a un eje horizontal
- Un 7,6% menor con seguimiento a un eje vertical
- Un 3,3% menor con seguimiento a un eje inclinado

Otro factor que se analiza para la decisión de la tipología de seguimiento es la ocupación de terreno que conlleva su instalación. En algunos proyectos fotovoltaicos, el impacto visual de su instalación produce un rechazo social negativo por lo que es imprescindible tenerlo en cuenta.

**Ilustración 13. Gráfica con la ocupación de terreno por cada tecnología de seguimiento. (Fuente: elaboración propia)**



Para evitar insertar información generalizada de las ventajas y desventajas de las tipologías mencionadas anteriormente, se analiza cada tipología implementada en el emplazamiento seleccionado, obteniendo los datos de producción energética de la base de datos PVGIS.

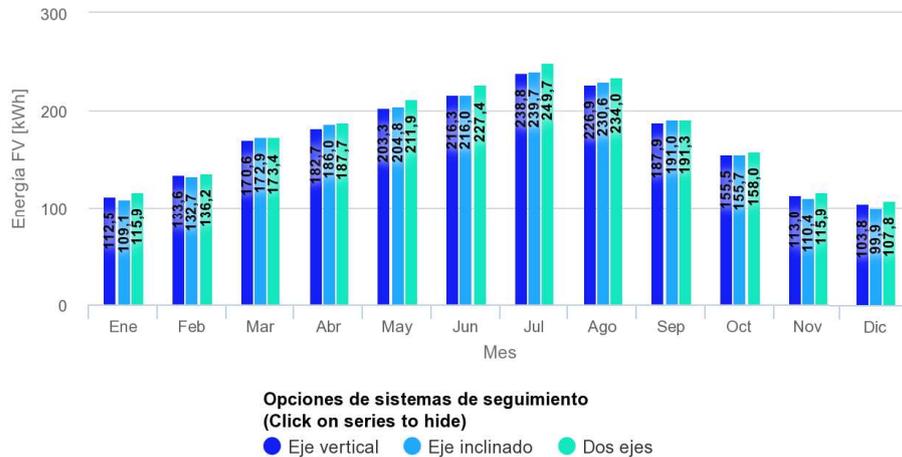
En esta plataforma no se pueden “seleccionar directamente” la tecnología de AT4 (módulos con innovación PERC) dado es reciente y aún no está implementada, por lo que se escogerá uno de los componentes, entre silicio cristalino y amorfo.

La instalación tipo considerada para el estudio es:

- Potencia fotovoltaica instalada 1kWp
- Tecnología fotovoltaica: silicio cristalino
- Pérdidas del sistema estimada: 14%
- Inclinación: valor optimizado por PVGIS

Tras clicar en la pestaña de “visualizar resultados” se obtiene la gráfica en la que se muestra la producción fotovoltaica mensual para cada uno de los sistemas fotovoltaicos con seguimiento solar.

**Ilustración 14. Producción energética mensual del sistema FV con seguimiento. (Fuente: [7])**



En definitiva, las alternativas de estructura de soporte son las siguientes:

- AS1: alternativa con seguimiento a dos ejes
- AS2: alternativa con seguimiento a un eje vertical
- AS3: alternativa con seguimiento a un eje inclinado
- AS4: alternativa con seguimiento a un eje horizontal

Los datos mostrados en las tres primeras filas de la *Tabla 6* se toman íntegramente de PVGIS.

A partir de estos, para conocer el incremento de producción que representa cada seguimiento respecto a una estructura fija, cuya producción anual es de 1547,52kWh se utiliza la siguiente relación matemática:

$$\text{Incremento producción seguidor} = \frac{\text{Producción, seguimiento}}{\text{Producción, fija}} \times 100$$

**Tabla 6. Comparativa entre alternativas de tecnología de seguimiento**

	AS1	AS2	AS3	AS4
Irradiación anual (kWh/m2)	2663,54	2576,30	2582,55	2327,99
Producción anual (kWh)	2109,27	2044,77	2048,88	1846,55
Pérdidas totales (%)	-20,81	-20,63	-20,66	-20,68
Incremento de producción respecto a estructura fija (%)	36,30	32,13	32,39	19,32

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 1,98 MW con seguimiento solar en Arguedas (Navarra) con vertido a red

Complejidad de mecanismo	Elevada	Media	Media	Baja
Mantenimiento	Elevada	Baja	Baja	Baja
Coste de instalación	Elevado	Medio	Medio	Baja
Ocupación de terreno	Elevada	Medio	Medio	Baja

A pesar de que su bajo coste, mantenimiento y ocupación, la AS4 presenta una clara desventaja en términos energéticos respecto a las otras.

En la plataforma PVGIS no hay específicamente una casilla para obtener los datos para seguimiento a un eje horizontal, con lo cual, conocido su funcionamiento semejante, se simula a un eje inclinado, pero con ángulo de inclinado igual a cero, en lugar de ángulo máximo.

Se observa con resultados reales, el incremento en torno a un 30-35% de las instalaciones con seguimiento solar respecto a las estructuras estáticas. A pesar de obtener mayor aprovechamiento de la radiación, la AS1 presenta un elevado coste de instalación. Esta desventaja económica lleva a su descarte como alternativa.

Hoy en día es más complicado decidir entre AS2 y AS3, dado que las ganancias energéticas son parecidas y la ocupación de terreno también. Indagando entre proveedores comerciales, la variedad es amplia, pero en concreto la empresa *MECASOLAR* con sede en Navarra, fabrica seguidores estacionales a 1 eje vertical con la más alta tecnología.

Como conclusión, la tipología de seguimiento más favorable para el presente proyecto es la AS2, es decir, seguimiento a un eje vertical.

### 3.4. ALTERNATIVA DE INVERSOR (AI)

El inversor aprovecha la energía generada en corriente continua por los módulos solares y la transforma en corriente alterna en baja tensión para posteriormente evacuarla a unos transformadores de potencia.

Durante su funcionamiento inyecta la corriente alterna a la misma frecuencia y tensión de la red de distribución a la que se conecta.

Dadas las grandes potencias nominales de esta instalación, de ahora en adelante se hablará de sistema de inversión refiriéndose al conjunto de inversores, sus protecciones y el sistema de monitorización integrada también.

En este apartado se proponen alternativas para la configuración del sistema de inversión. Se explica de manera teórica los sistemas a considerar, teniendo en cuenta que la aplicación objeto es la instalación de potencia nominal de varios megavatios con un elevado número de módulos fotovoltaicos.

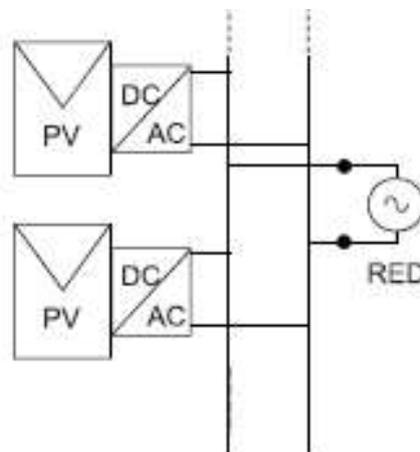
#### **Sistema con inversor integrado**

Cada módulo lleva integrado su propio inversor. La potencia nominal se encuentra entre 50 y 400 W.

Como ventaja, se minimiza la posibilidad de pérdida de energía por fallo en algún módulo, dado que el MPP de cada módulo es independiente. El punto de máxima potencia es el punto de trabajo en cual el módulo fotovoltaico es capaz de entregar la máxima potencia al inversor.

Como desventaja, el coste €/W superior de este tipo de configuración comparado con el resto. Además, para una instalación de varios megavatios, se necesitan un elevado número de inversores integrados por lo que el cableado aumenta considerablemente, obteniéndose un rendimiento bajo.

**Ilustración 15. Configuración de sistema con inversor integrado. (Fuente [15])**



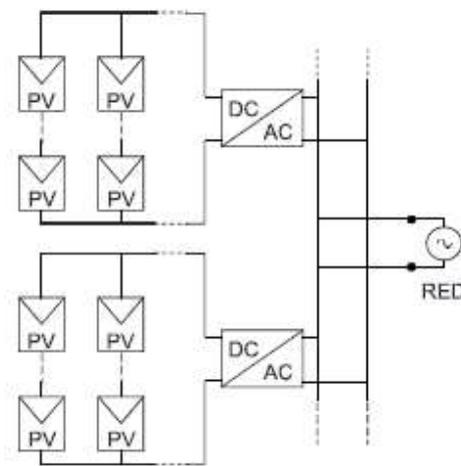
### **Sistema de conversión en cadena (sistema descentralizado)**

Los módulos se agrupan en grupos de potencia y éste se conecta un inversor. La potencia nominal de estos sistemas ronda entre 2 kW a 25 kW.

Como ventaja, cada inversor realiza su propio seguimiento de MPP. Si se produce alguna avería en algún módulo, la instalación completa no se ve afectada.

Para proyectos fotovoltaicos de gran tamaño no es razonable desde el punto de vista económico o de coste/beneficio.

**Ilustración 16. Configuración de sistema descentralizado. (Fuente [15])**



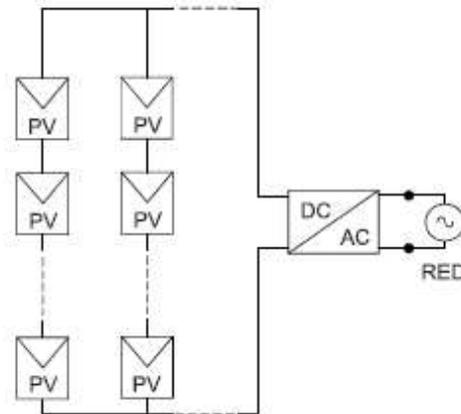
### **Sistema con inversor central**

Todos los módulos se conectan a un único inversor que lleva el seguimiento del punto de máxima potencia del conjunto de la instalación. La potencia del inversor oscila entre 100 - 1000 kW.

Como ventaja, el inversor central es capaz de entregar la potencia a la red con un elevado factor de potencia y rendimiento.

Como desventaja, un único seguimiento para el punto de máxima potencia. En ocasiones, este punto no coincide con la suma de las máximas potencias que se puede extraer de cada uno de los módulos. Además, el elevado mantenimiento que requiere porque si se estropea un módulo se deben desconectar el resto de los módulos parando toda la producción en conjunto.

**Ilustración 17. Configuración de inversor central. (Fuente: [15])**

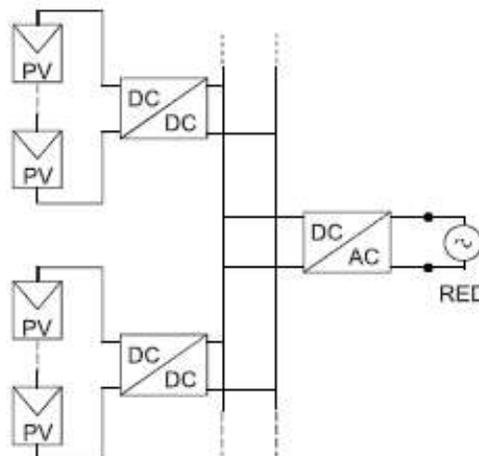


### **Sistema de conversión en multicadena**

Los módulos se dividen en grupos de potencia, habitualmente inferiores a 2 kWp. Cada grupo se conecta a un convertidor DC/DC que implementa su propio seguimiento del MPP. Todos los convertidores entregan la energía a un bus de continua común, a partir del cual se transforma la energía con un único inversor. En algunos casos, la potencia de este inversor puede alcanzar a megavatios dado que es la total de la instalación.

Como ventaja, una mejora en la eficiencia de la instalación porque el seguimiento del punto de máxima potencia se distribuye y se puede hacer frente a las desviaciones de los parámetros en los módulos y en sombreados parciales. Además, se minimiza la pérdida de energía por fallo en algún convertidor dado que sólo afecta a esa agrupación de módulos.

**Ilustración 18. Configuración de conversión en multicadena. (Fuente: [15])**



Según la clasificación anterior, las alternativas que se estudian son:

- AI1: con inversor integrado
- AI2: sistema descentralizado
- AI3: sistema centralizado
- AI4: conversión en multi cadena

**Tabla 7. Comparativa entre alternativas de sistemas de conversión**

	<b>AI1</b>	<b>AI2</b>	<b>AI3</b>	<b>AI4</b>
Rendimiento	Alto	Alto	Bajo	Alto
Fiabilidad	Bajo	Bajo	Alto	Alto
Pérdidas de cableado	Alto	Alto	Bajo	Bajo
Costes de instalación	Alto	Alto	Bajo	Alto
Mantenimiento	Bajo	Alto	Bajo	Alto
Sistema de refrigeración	Bajo	Bajo	Alto	Bajo

Conforme a la tabla anterior:

- A pesar de presentar, un escaso mantenimiento y un sistema de refrigeración sencillo, se descarta la alternativa AI1, porque abarca aplicaciones de pequeña potencia y su elevado coste.
- Un esquema descentralizado, AI2, resulta menos ventajoso cuando se trata de proyectos de huertas fotovoltaicas. De hecho, según se comenta en el artículo de un importante productor de inversores SMA Iberica Tecnología Solar [16] *“utilizar más MPPT implica mayores costes”*. Se refiere a los inversores descentralizados dado que por cada módulo a instalar se necesita un inversor que haga el algoritmo del punto de máxima potencia. *“Una sola avería dentro de un componente relacionado con el MPPT significaría la avería de todo el inversor”*.
- Con un esquema centralizado se consigue *muchas ventajas prácticas y valiosas*, afirmación hecha por el artículo de SMA. No hay tantos seguimientos de MPP, por lo que la fiabilidad es mejor. Las pérdidas de cableado se reducen dado que se trabaja con tensiones mayores (1500V en CC) comparadas con la de inversores descentralizados (600 en CC).

Según los apuntes [15], los sistemas descentralizados se instalan en *zonas urbanas e industriales tejados, integración de fachadas*) y pequeñas huertas solares. Mientras que los sistemas centralizados son *propiaemente de grandes centrales fotovoltaicas*.

A continuación, se analiza las configuraciones mencionadas anteriormente con modelos comerciales.

Para la configuración descentralizada se utiliza el modelo de Sunny Tripower 6000TL, del fabricante SMA. Mediante una expresión matemática de división, para una potencia de instalación de 2 MW, se necesitan 334 unidades de inversores con un máximo de 85 paneles/inversor, dando un total de 8350 módulos.

Teniendo en cuenta el precio unitario de cada inversor, unos 1829,37 €, sólo la compra de estas unidades supone un coste de 611.000 €.

Para la configuración de inversor central, la empresa española Ingeteam presenta varias soluciones llave en mano con inversores centrales. Entre sus modelos, dispone la POWERSTATION CON20, totalmente equipada con dos inversores, celdas de media tensión y transformador de BT/MT. Los inversores comerciales serían 2 unidades de POWERMAX SerieB 100TLB360.

**Tabla 8. Características eléctricas del inversor PowerMax Serie B 100TLB360**

Rango potencia campo FV	1013-1297 Kwp
Máxima tensión de entrada	1050 V
Máxima corriente de entrada	2000 A
Potencia nominal de salida	997,7 kW
Corriente nominal de salida	1600 A

Para el cálculo de los componentes necesarios se recurre a las siguientes expresiones matemáticas:

$$\text{Ec.01} \quad N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{P_{T,inst}}{P_{inv,nom}}$$

$$\text{Ec.02} \quad Np = \frac{P_{DC,max(inv)}}{P_{mod}}$$

$$\text{Ec.03} \quad N^{\circ} \text{ módulos máx} = n^{\circ} \text{ inversores} \times Np$$

$$\text{Ec.04} \quad N_{mod,s} \text{ (serie)} = \frac{V_{DC,max}}{V_{OC,mod}}$$

$$\text{Ec.05} \quad N_{mod,p} \text{ (paralelo)} = \frac{I_{DC,Box}}{I_{sc,mod}}$$

Con los datos de la *Tabla 8*, los valores del módulo seleccionado y las ecuaciones de Ec.02 a Ec.05, se obtienen los siguientes resultados:

$$N_{mod} = \frac{997700}{360} = 2771$$

$$N^{\circ} \text{ Paneles máx} = 2 \times 2771 = 5542$$

$$N_{mod,s} (serie) = \frac{1050}{43,9} = 23$$

$$N_{mod,p} (paralelo) = \frac{2000}{10,49} = 190$$

Con esta configuración, se necesitan 4370 paneles. No obstante, el hecho de utilizar dos únicos inversores es una gran desventaja para una instalación de esta magnitud ya que, en el caso de algún fallo en un inversor se detiene la producción de la gran mayoría de paneles.

Para minimizar este inconveniente, se configura la PSF en varios subcampos y cada uno de ellos con un inversor string de mayor potencia que el seleccionado como modelo descentralizado.

De esta manera cada cadena se podrá desconectar por separado.

Se tiene dos opciones comerciales:

- OPCIÓN A: Inversor Sunny Tripower 25000TL (STP 25000TL-30)
- OPCIÓN B: Inversor Sunny Highpower peak3 75000TL (SHP 100-20)

OPCIÓN A:

Este modelo de inversor incorpora el concepto de multi-string combinado con un amplio rango de tensión de entrada. Se trata de un producto muy utilizado para centrales de gran tamaño.

**Tabla 9. Características eléctricas del inversor STP25000TL-30**

Rango potencia campo FV	25,55 kWp
Máxima tensión de entrada	1000 V
Máxima corriente de entrada	33 A
Potencia nominal de salida	25 kW
Corriente nominal de salida	36,2 A

OPCIÓN B:

La otra alternativa tiene una elevada eficiencia igualmente pero este sistema se adapta fácilmente a cualquier región y diseño de los módulos, reduciendo considerablemente los costos del sistema.

**Tabla 10. Características eléctricas del inversor SHP 100-20**

Rango potencia campo FV	150 kWp
Máxima tensión de entrada	1000 V
Máxima corriente de entrada	180 A
Potencia nominal de salida	100 kW
Corriente nominal de salida	151 A

Aplicando las ecuaciones Ec.01 a Ec.05, se obtiene los siguientes resultados:

**Tabla 11. Tabla comparativa entre inversores opción A y opción B**

	<b>Opción A</b> <b>STP 25000TL-30</b>	<b>Opción B</b> <b>SHP 100-20</b>
Nº inversores	80	20
Paneles máximos/inversor	70	416
Paneles máximos total	5600	4320
Paneles en serie, max	22	17
Paneles en paralelo, max	3	2
Datos del Generador FV teórico		
Nº paneles en serie/paralelo	22x3	17x2
Potencia generador FV	23,76 kWp	12,24 kWp
$I_{G,max}$	32,4 A	20,98 A
$V_{G,max}$	965,8 V	746,3 V
Precio unitario/total inversores	3250,30 € (*) 260.024 €	4454€ (*) 89.080 €
Precio unitario/total paneles	250 € 1,4M€	250 € (**) 1,08 M€
Precio total (Panel+Inversor)	1,66 M€	1,17 M€

(\*) No se tiene en cuenta el coste de las cajas CombinerBox para cada inversor, únicamente el del inversor.

(\*\*) Precios consultados en catálogo de Auna Distribución [17]

Hay que destacar que los resultados económicos se calculan con el número máximo de equipos a modo orientativo. Se observa que el mayor porcentaje sobre el coste lo ocupan los módulos. Si a igualdad de eficiencia, el número de módulos fotovoltaicos se reduce, se elegirá esa opción para la instalación.

Al tratarse de una potencia instalada de 2 MW, no es viable seleccionar un único inversor fotovoltaico. Tras consultar varios proyectos de estas magnitudes de potencia, se decide combinar las alternativas AI3 y AI4, es decir, se agrupan varios módulos fotovoltaicos en serie, de ahora en adelante *strings*, los cuales se agrupan a una caja de conexiones de corriente continua y finalmente se conecta a una estación transformadora. En dicha estación, la conversión presenta una configuración con un solo MPPT, mejorando la fiabilidad del sistema, con un funcionamiento maestro-esclavo. Para solucionar la desventaja de la pérdida de producción de toda la instalación, internamente la estación transformadora consta de varias unidades de potencia, por lo que en caso de fallo no se pierde toda la potencia de la estación transformadora sino de una de sus unidades de potencia.

#### 4. SELECCIÓN FINAL

Finalmente, las alternativas seleccionadas por ser viables en su respectivo criterio, para este TFM se resumen en las siguientes líneas:

**Tabla 12. Tabla resumen de las alternativas seleccionadas**

	<b>Seleccionada</b>	<b>Descripción comercial</b>
Emplazamiento	AE3	Parcelas Las Landas
Tecnología FV	AT4	Innovación PERC
Seguimiento solar	AS2	A un eje vertical
Inversor	AI3-AI4	Estación central-transformadora

En base a estas selecciones en el siguiente capítulo, descripción del proyecto, se realizan los cálculos pertinentes con productos comerciales encontrados en el mercado fotovoltaico actual.

## REFERENCIAS CAPÍTULOS I-II

- [1] Gobierno de España (2010, junio 30). *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Recuperado en septiembre de 2021 de [https://energia.gob.es/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630\\_PANER\\_Espanaversión\\_final.pdf](https://energia.gob.es/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630_PANER_Espanaversión_final.pdf)
- [2] Departamento Solar del IDAE y Grupo de Trabajo de Autoconsumo de ENERAGEN (2020, octubre). *Guía profesional de tramitación del autoconsumo*. IDEA. Recuperado en septiembre 2021 de [https://www.idae.es/sites/default/files/20201005\\_guia\\_autoconsumo\\_v.3.0.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/20201005_guia_autoconsumo_v.3.0.pdf)
- [3] Gobierno de Navarra (2019). *Balance Energético de Navarra 2019*. Recuperado en septiembre 2021 de <https://www.navarra.es/documents/48192/5771160/Presentacion+Balances+energeticos+de+Navarra+2019++rev.+4.0.pdf/4870d0b6-589a-c165-6e3d-9458c415b9a8?t=1606135257941>
- [4] EIN NAVARRA CONSULTORÍA Y GESTIÓN S.L. (2014, diciembre). *Estrategia y modelo de ocupación del territorio. Plan General Municipal de Arguedas*. Recuperado en septiembre 2021 de [http://www.arguedas.es/wp-content/uploads/sites/49/2015/01/EMOT-Arguedas\\_parte-1\\_Diagnostico-y-encuadre.pdf](http://www.arguedas.es/wp-content/uploads/sites/49/2015/01/EMOT-Arguedas_parte-1_Diagnostico-y-encuadre.pdf)

- [5] Weatherspark. (s.f.). *Average weather in Arguedas, Spain, year round*. Recuperado en septiembre 2021 de [www.weatherspark.com/y/40784/Clima-promedio-en-Arguedas-España-durante-todo-el-año](http://www.weatherspark.com/y/40784/Clima-promedio-en-Arguedas-España-durante-todo-el-año)
- [6] Gobierno de Navarra. (s.f.). *Precipitación media. Serie histórica 1981-20210*. Sección descargar mapas climáticos Recuperado en septiembre 2021 de [http://meteo.navarra.es/\\_data/estudio\\_agroclimatico/mapa25.pdf](http://meteo.navarra.es/_data/estudio_agroclimatico/mapa25.pdf)
- [7] Centro Común de Investigación, JRC. *Photovoltaic Geographical Information System*. Recuperado de [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)
- [8] Boletín Oficial de Navarra (2020, marzo 27). *Plan General Municipal de Arguedas*. Recuperado de <https://bon.navarra.es/es/anuncio/-/texto/2020/66/17>
- [9] Amara-e (2019, mayo 30). Los módulos fotovoltaicos que se ha visto en Intersolar y que se adelantan tendencias. *Renewable energy magazine*. Recuperado en septiembre 2021 de <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/las-modulos-fotovoltaicos-que-se-han-visto-20190530>
- [10] Alonso Lorenzo, J. A. (s.f.). Los paneles solares de mayor eficiencia 2019-2020. *SunFields Europe*. [Webinar]. Recuperado en septiembre 2021 de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/los-10-paneles-solares-mas-eficientes-del-mercado/>
- [11] Alexis Fabre (2021, febrero 18). Nuevas tendencias tecnológicas en el mercado de los paneles fotovoltaicos. *AUNA DISTRIBUCION-ACADEMY*. [Webinar]. Recuperado en septiembre 2021 de: <https://www.auna-academy.com/cursos/1000-h-nuevas-tendencias-tecnologicas-en-el-mercado-de-los-paneles-fotovoltaicos>

- [12] HG Ingeniería y Construcciones SAS (2018, diciembre 05). *¿Qué es un sistema de seguimiento solar?* Recuperado en septiembre 2021 de <https://www.hgingeneria.com.co/que-es-un-sistema-de-seguimiento-solar/>
- [13] Deger Iberica (2021, junio 18). *Ficha técnica DEGER S100-PF-SR ES*. Sistema de seguimiento de 1 eje para condiciones extremas. Recuperado en septiembre 2021 de <https://degeriberica.com/wp-content/uploads/2021/06/2021-02-Ficha-Tecnica-DEGER-S100-PF-SR-ES.pdf>
- [14] Lorenzo, Eduardo. (s. f). *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (IV)-seguidores y huertas solares* Universidad Politécnica de Madrid. Recuperado en septiembre 2021 de <https://www.censolar.org/wp-content/uploads/2019/06/retrato4.pdf>
- [15] Departamento de Universidad Pública de Navarra (s. f). *Sistemas eólicos y fotovoltaicos*. Cuarto curso del grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales.
- [16] Dagmar Pouth-Parvaresh. (2019, julio). *Esquema de sistema centralizado: concepto de inversor descentralizado*. Recuperado en septiembre 2021 de <https://www.sma-sunny.com/es/libro-blanco-esquema-de-sistema-centralizado-concepto-de-inversor-descentralizado/>
- [17] Auna Distribucion. *Tarifa 2021 – Energía renovable*. Consultado en catálogo en papel.

## **CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

### **1. CARACTERÍSTICAS**

La planta solar fotovoltaica está ubicada en la carretera Las Landas en el municipio de Arguedas, al sur de la comunidad foral de Navarra, ocupando las siguientes parcelas.

<b>Polígono</b>	<b>Parcela</b>
2	616-A
2	615-A
<b>Código postal</b>	
31513	

La superficie total de las dos parcelas es 31.467,34 m<sup>2</sup>.

Las coordenadas geográficas aproximadas son:

- 42,163° N (Latitud)
- 1,589° O (Longitud)

Las coordenadas UTM (huso 30) son: x: 616,39 m; y: 4.668.801 m.

El punto de partida fundamental para este tipo de proyectos es seleccionar un emplazamiento idóneo a las exigencias técnicas que se presenten. Sobre este “suelo” se construye una instalación que aprovecha la energía derivada del Sol y la transforma en energía eléctrica para ser aprovechada por la población a través de una infraestructura de evacuación.

### **2. SUPERFICIE OCUPADA POR LA INSTALACIÓN FV**

Del emplazamiento disponible, se intenta aprovechar al máximo la superficie útil. El terreno sobre el cual se instala la PSF tiene una superficie de 1,6 Ha, distribuida de la siguiente manera.

- Superficie ocupada por el campo fotovoltaico:
  - 106 m<sup>2</sup> / seguidor x 150: 15.900 m<sup>2</sup>
  - Perímetro envolvente de los módulos: 69,94 m<sup>2</sup>
- Superficie ocupada por las instalaciones auxiliares
  - 2x Centro de inversor-transformador: 33 m<sup>2</sup>
  - Centro de protección y medida: 21,68 m<sup>2</sup>
  - Edificio de control: 24 m<sup>2</sup>

Aproximadamente, el perímetro del vallado de la PSF es de 780 metros.

### **3. EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

El conexionado a la red de Iberdrola de la PSF se realiza a través de la línea aérea eléctrica existente de 13,2 kV Valtierra-Arguedas, concretamente en el apoyo nº25.01. Este apoyo está conectado a la estación transformadora de reparto STR-Valtierra.

Desde el CPM sale otra línea subterránea de alta tensión hasta finalizar en una arqueta que se instalará con tapa cerca del apoyo de conexión. En esta arqueta se permite realizar la transición aéreo-subterránea

La evacuación de la energía generada en la instalación solar fotovoltaica está limitada por la potencia nominal de los inversores dando un total de 1,98 MW.

### **4. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS**

#### **4.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA EMPLEADA**

Establecida la potencia nominal prevista que se desea obtener se calcula el número de inversores comerciales necesarios. Con sus datos de entrada de potencia, tensión y corriente máximas y el módulo fotovoltaico seleccionado se calcula el número total de módulos máximos.

El tercer elemento esencial es la caja de conexiones de string la cual queda determinada por el resultado anterior. El valor de potencia a la entrada de la CCS establece el número de seguidores solares.

El cuarto elemento determinante es el seguidor solar cuyas limitaciones eléctricas establecen la configuración final de módulos.

Por último, se establece el modo de conexión para el vertido de la energía producida a la red de distribución con un previo contrato con el titular de la red.

El resultado es una instalación fotovoltaica conectada a red de 13,2 kV con un total de 2,16 MWp de potencia fotovoltaica, formada por un total de 6000 módulos fotovoltaicos de 360 Wp de la empresa REC GROUP con 6 inversores de la empresa SolarMax de 330 kW nominales cada uno.

A cada inversor de 330 kW se conectan 50 cadenas de generadores fotovoltaicos de 20 módulos en serie, a través de cajas de conexiones de string CCS.

La potencia nominal conjunta de los 6 inversores es de 1,98 MW. La potencia nominal es menor que la potencia fotovoltaica de pico para mantener el inversor en un punto de eficiencia razonable en los días de poca radiación de invierno cuando la potencia que dan los módulos es muy baja.

La energía eléctrica en corriente continua es transformada en corriente alterna mediante dos grupos de inversores centrales, compuesto por 3 inversores de 330 kW de potencia cada uno. Cada grupo de inversor evacúa la energía a un transformador de potencia que aumenta la tensión de 280 V hasta 13,2 kV y ésta se transporta mediante una línea subterránea hasta un Centro de Protección y Medida.

## 4.2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS

### 4.2.1. GENERADOR FOTOVOLTAICO

El componente que convierte la energía procedente del Sol en energía eléctrica es el módulo fotovoltaico. La potencia nominal de estas unidades es de pocos vatios por lo que se agrupan en serie para alcanzar una mayor potencia. A esta agrupación se identifica a partir de ahora como **generador fotovoltaico**.

Los módulos comerciales que se instalan están constituidos por 120 células tipo N-Mono cortadas, agrupando 6 cadenas de 20 con una capa antirreflectante.

**Tabla 13. Datos técnicos del módulo REC360AAA**

Potencia nominal ( $P_{nom}$ )	360 Wp
Tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{MPP}$ )	36,7 V
Corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{MPP}$ )	9,82 A
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	10,49 A
Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ )	43,9 V
Densidad de potencia	205,9 W/m <sup>2</sup>
Eficiencia del módulo	20,6 %
Coefficiente de temperatura para Pmax	-0,26 %/°C
Dimensiones	1721x1016x30 mm
Peso	19,5 kg
Medidas en las siguientes condiciones	
Temperatura de célula	25°C
Radiación	1.000 W/m <sup>2</sup>
Distribución espectral	AM 1.5

En el capítulo IV – Cálculos de dimensionado se obtiene el número de módulos fotovoltaicos colocados en serie cumpliendo los criterios eléctricos de la caja de conexiones MaxConnect Plus 12.

Un generador fotovoltaico está compuesto por 20 módulos en serie.

Para suplir las necesidades de potencias se necesitan un total de 300 generadores fotovoltaicos.

**Tabla 14. Características del generador fotovoltaico de la PSF**

Potencia máxima	7,2 kWp
Número de módulos en serie/paralelo	20/1
Corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{MPP,G}$ )	9,82 A
Tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{MPP,G}$ )	734 V
Corriente de cortocircuito ( $I_{SC,G}$ )	10,49 A
Tensión de circuito abierto ( $V_{OC,G}$ )	878 V
Área ocupada	34,97 m <sup>2</sup>

#### 4.2.2. ESTRUCTURA DE SOPORTE

Según el Capítulo II se utiliza como estructura soporte seguidores a un eje vertical. Tras la consulta de varios proveedores se ha optado por un producto local, del proveedor MECASOLAR (Navarra).

**Tabla 15. Datos técnicos del seguidor a un eje MS-1E TRACKER 15**

Eje de seguimiento	Vertical (azimutal)
Dimensiones de la parrilla	13300x8000 mm
Superficie máxima de módulos	106 m <sup>2</sup>
Potencia fotovoltaica máxima	15,56
Peso máximo de módulos	1500 kg
Velocidad de vientos máximos	140 km/h

Para continuar con el dimensionado es necesario conocer el número de seguidores solares necesarios y el de generadores fotovoltaicos conectados a él, atendiendo a las limitaciones del propio fabricante. Se realiza en base a tres criterios:

- Criterio por potencia:

$$\frac{15,96 \cdot 10^3 W / \text{seguidor}}{7,2 \cdot 10^3 W / \text{generador}} = 2,21 \rightarrow 2 \text{ generadores/seguidor}$$

- Criterio por área:

$$\frac{\text{Área seguidor}}{\text{Área generador}} = \frac{106}{34,97} = 3,03 \rightarrow 3 \text{ generadores/seguidor}$$

- Criterio por peso

$$\frac{\text{Peso max, seguidor}}{\text{Peso generador}} = \frac{1500}{20 \times 19,5} = 3,85 \rightarrow 3 \text{ generadores/seguidor}$$

Atendiendo a los criterios anteriores y, sobre todo, al más desfavorable, la distribución es de 2 generadores por seguidor con una potencia nominal de 14,4 kW.

Aplicando una regla de tres:

$$N^{\circ} \text{ seguidores} = 300 \text{ generadores} \cdot \frac{1 \text{ seguidor}}{2 \text{ generadores}}$$

Para la instalación fotovoltaica se necesita un total de 150 seguidores.

Según el manual de instalación proporcionado por el fabricante las conexiones eléctricas se realizan en diferentes cabinas incluidas en la compra de los seguidores. Las cabinas necesarias son:

- **Cabina de alimentación:** se necesita una tensión alterna de 400 V trifásico que alimente el motor y las protecciones eléctricas del seguidor. En instalaciones con conversión descentralizada por cada seguidor se coloca un inversor, es decir, no se necesita alimentación auxiliar para los motores. En la instalación centralizada no es viable esta opción por lo que se instala un transformador auxiliar para estos servicios.
- **Cabina de control:** se necesita alimentación trifásica alterna 400 V para los PLCs y los sensores necesarios para el correcto funcionamiento de los seguidores. Los cables de comunicación (RS485 y Ethernet) se instalan en esta cabina. Gracias a este enlace, la instalación fotovoltaica se comunica con una estación meteorológica y se monitoriza el movimiento de los seguidores efectuando acciones desde un ordenador PC con el sistema SCADA.

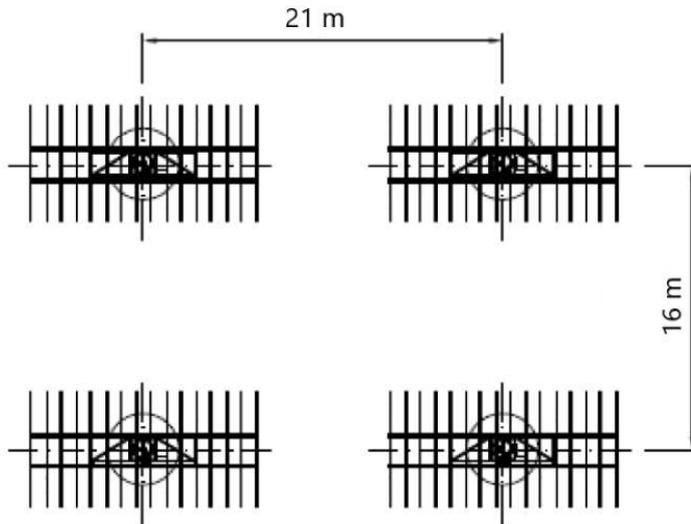
Este sistema modular con capacidad de fijación y seguimiento consta básicamente de los siguientes elementos:

- Estructura móvil de seguimiento azimutal. Consiste en un bastidor que soporta los módulos y un cilindro estructuralmente resistente con capacidad de giro según el ángulo de seguimiento especificado. La estructura es de *acero galvanizado por inmersión en caliente* [1]. Las dimensiones se muestran en la *Tabla 15*. La altura del seguidor, desde el suelo hasta extremo correas, en el caso de máxima inclinación, es de 4,7 metros.
- Elementos de fijación del seguidor al terreno. Básicamente, cimentación superficial circular, 10 m<sup>3</sup> de *hormigón con mallazo y pernos de anclaje por tornillo directo*.
- Motorreductor. Se encarga de orientar el seguidor al sol. Está adosado a la columna del seguidor.

El diseño de todos los elementos estructurales está optimizado para la utilización en las condiciones ambientales mencionadas anteriormente y el cálculo estructural se ha validado mediante programa de elementos finitos.

Por otro lado, el fabricante aconseja respetar unas distancias mínimas entre seguidores contiguos para evitar problemas de sombreados entre ellos y no reducir la producción de la PSF.

**Ilustración 19. Distancia por respetar entre seguidores solares. (Fuente:[1])**



En este documento, al conjunto formado por generadores y seguidores se identifica como **campo fotovoltaico**.

#### **4.2.3. SISTEMA DE CONVERSIÓN**

El inversor es el componente básico en estas instalaciones porque convierte la corriente continua generada por el campo fotovoltaico en corriente alterna y mantiene al módulo en el punto más favorable de la producción de energía.

El inversor sólo funciona cuando la energía fotovoltaica generada es suficiente para inyectar a la red, cuando no lo es, deja de funcionar.

Según el apartado 3 del capítulo II del presente TFM, la tipología de conversión a utilizar para este proyecto es un sistema centralizado, pero con inversores en cadena.

Se consulta los catálogos de los principales proveedores de inversores para seleccionar el producto comercial. Por ejemplo, SMA INVERTERS, INGTEAM, SOLARMAX ofrecen numerosas soluciones completas de llave en mano.

La solución adoptada es dos estaciones con inversor y transformador integrados en una misma caseta de 990 kW nominales cada una.

El transformador es imprescindible para garantizar el aislamiento galvánico entre el campo fotovoltaico y la red de alta tensión.

El modelo del inversor trifásico es SM330TS-SV, de la marca SolarMax. Internamente este modelo *consta de tres etapas de potencia independientes. Cada etapa de potencia dispone de un seguidor MPP propio desde fábrica* [2]. No obstante, en coherencia con lo expuesto en el capítulo II, se evitará trabajar con varios MPP, porque el sistema pierde fiabilidad. Este modelo es posible configurarlo para un servicio *Single MPP en el que todas las entradas de CC de los inversores deben conmutarse en paralelo y protegerse con fusible previamente en una barra colectora común* [2].

### **Inversor**

**Tabla 16. Datos técnicos de inversor SM330TS-SV de SolarMax**

Potencia FV máxima	400 kWp
Rango de tensiones MPP	450-800 V
Máxima tensión de CC	900 V
Máxima corriente de CC	720 A
Potencia nominal CA	330 kW
Tensión nominal de CA	3x280 V
Máxima corriente CA	700 A
Frecuencia nominal de salida	50 Hz
Rendimiento europeo	97,2 %
Factor de distorsión de la tensión FV	<3%
Protección IP	IP 20

### **Caja de conexiones de strings CCS**

Con el sistema de inversor central seleccionado se instala la caja de conexiones propuesta por el mismo proveedor.

**Tabla 17. Datos técnicos de la caja de conexiones MaxConnect 12 plus**

Nº strings,max FV conectados en paralelo	12
Máxima tensión DC de entrada	900 V
Máxima corriente DC por string	10 A
Máxima corriente DC de salida	120 A
Número de FV conectados para TFM	10
Protección contra sobretensión	Tipo II
Tipo de protección	IP65

Con el valor de corriente máxima de entrada de 720 A del inversor y el de salida del MaxConnect se obtiene un máximo de 6 MaxConnect a instalar por cada inversor. No obstante, por criterios de diseño y seguridad eléctrica del parque se establece el número de 5 cajas de conexiones en paralelo en la entrada de cada inversor.

Por cada inversor de 330 kW de potencia nominal se conectan 5 cajas de conexiones de strings de 72 kWp cada una.

Para la instalación se necesitan un total de 30 cajas de conexiones MaxConnect 12 plus.

#### Identificación de las cajas de conexión

El orden de la numeración es de izquierda a derecha y de arriba hacia abajo en los planos y los números indican el inversor al cual evacúan la energía y el número de caja de conexiones que es. Por ejemplo, la caja de conexión CCS 01.02

- 01: inversor dentro del CT. A
- 02: caja de conexiones que evacúa al inversor 01 del CT. A

La distribución de los inversores en los centros de transformación es:

- Inversor 01-02-03 en el centro de transformación CT. A
- Inversor 04-05-06 en el centro de transformación CT2. B

Como conclusión, se instalan dos estaciones inversor-transformador, cada una compuesta por:

- 3 inversores de 330 kVA, con relación de transformación 900 Vdc/3x280 Vac
- 1 transformador de 1 MVA con relación de transformación 0,280/13,2 kV
- 1/2 celdas de línea de 24 kV para CT2/CT1 respectivamente
- 1 celda de protección de interruptor automático 24 kV, 400A para protección
- Cuadro general de distribución de baja tensión

#### **4.2.4. TRANSFORMADORES**

##### ***Transformadores de media potencia***

La energía generada en corriente alterna se evacua a sus respectivos transformadores que aumentan la tensión hasta las 13,2 kV y ésta se transporta hacia el Centro de Protección y Medida del PSF mediante una línea subterránea de media tensión.

Debido a la elevada potencia a transportar y sus ventajas en aplicaciones fotovoltaicas, el dieléctrico del transformador es seco encapsulado. Esta tipología no requiere de depósito para la recogida de aceite, reduciendo el coste de la instalación. Además, los materiales que lo componen son autoextinguibles, reduciendo el riesgo de incendio.

**Tabla 18. Datos técnicos de transformador de 1000 kVAs**

Potencia nominal	1000 kVA
Tensión primario	280 V
Tensión secundario	13200 V
Grupo de conexión	Dd (sin punto neutro)
Dieléctrico	Seco
Clase	E2-C2-F1
Pérdidas en vacío	2300 W
Tensión de cortocircuito	6%

El centro de transformación es una caseta compacta prefabricada de intemperie. En el mismo se tiene acceso a los cuadros de baja tensión de los inversores centrales, de las celdas de alta tensión (celda de línea y de protección del transformador), a los inversores centrales y al transformador de potencia.

Además del conexionado correspondiente entre ambos equipos, el centro de transformación cuenta con los siguientes elementos para una correcta maniobra y labores de mantenimiento:

- Extintor de CO<sub>2</sub> de 5 kg, eficacia 55B COFEM
- Banqueta aislante 24 kV
- Pértiga de salvamento para 24 kV
- Guantes aislantes 24 kV
- Cartel de primeros auxilios y las 5 reglas de oro
- Esquema unifilar del centro
- Esquema de tierras
- Instrucciones de servicio. Libro de mantenimiento.

#### ***Transformador de servicios auxiliares***

Los inversores seleccionados son de elevada potencia por lo que no tienen neutro a la salida de alterna, pero la PSF requiere de un suministro de energía eléctrica para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central. Esto es posible con un transformador con secundario en estrella y neutro accesible para conseguir 230 V.

Las instalaciones que precisan de alimentación por parte del transformador de servicios auxiliares son los centros de transformación, el centro de control y el centro de protección y medida. Así como los motores de los seguidores solares.

Este suministro es independiente de la producción fotovoltaica.

Estos servicios auxiliares se alimentan a través de una línea eléctrica que parte del cuadro de baja tensión de SSAA de 13,2/0,4 kV de 50 kVA instalado en el Centro de Protección y Medida. Estos consumos se tarifican con el contador bidireccional de la compañía distribuidora.

Según el artículo 22, apartado 1, del Real Decreto 1110/2007, se establece un contrato de acceso a la red para estos consumos, condicionado por la previsión de potencia para las cargas. Las principales cargas que requieren de suministro no autoalimentado por la producción fotovoltaica son:

- Alumbrado ordinario y de emergencia de los CTs y CPM
- Circuito de fuerza de los CT y CPM
- Sistema de seguridad de la PSF
- Sistema de adquisición de datos
- Iluminación exterior de la PSF
- Analizadores y contadores
- Extractores y detectores de presencia
- Alimentación para la MCU de los inversores
- Alimentación de los motores de los seguidores solares

Cada uno de los circuitos anteriores está protegido por un interruptor magnetotérmico, además de una protección automática general en cabecera. Todos los circuitos individuales disponen de una protección diferencial.

El transformador para servicios auxiliares se rige al manual técnico MT 2.03.20.

#### **4.2.5. CELDAS DE MEDIA TENSIÓN**

Las celdas y todos sus componentes son de diseño normalizado por el fabricante y sus características constructivas y de seguridad están certificadas. Además, cumplen con los requisitos establecidos por las normas y reglamentos aplicables para las condiciones de servicio especificadas.

Son celdas modulares prefabricadas para alojar el aparellaje de Alta Tensión, el cual está sumergido en una atmósfera de hexafluoruro de azufre (SF6).

Todas y cada una de las celdas presentan unas características comunes, aunque funcionalmente se empleen en diferentes tramos.

Entre las características comunes destacan:

- Placa de características en la parte superior de la parte frontal
- Manómetro para conocer la presión en todo momento del SF6
- Bridas de sujeción de cables de alta tensión diseñadas para sujeción de cables unipolares de hasta 630 mm<sup>2</sup> y para soportar los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito.
- Enclavamientos propios que no permiten acceder al compartimento de cables hasta que la puesta a tierra esté conectada, ni maniobrar el equipo con la tapa del compartimento de cables retirada. Además, el interruptor y el seccionador de puesta a tierra no pueden estar conectados simultáneamente.

Los enclavamientos incluidos en todas las celdas son imprescindibles en cuanto a la seguridad eléctrica dado que [3]:

- No se puede conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se puede cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.
- No se puede quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se puede abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.

#### Celda modular de línea, 24 kV, 400 A/16 kA de entrada/salida

3 unidades.

Celda con función de línea, para la acometida de entrada/salida de cables de alta tensión, con tensión asignada de 24 kV, de tipo modular, bajo envoltorio metálica de aislamiento integral en gas SF6, de acuerdo con normativa UNE-EN 62271-200 para interior.

Utilizado para maniobras de conexión, desconexión de línea procedente del transformador.

Características eléctricas:

Intensidad asignada en el embarrado	400 A
Intensidad de corta duración de 1 segundo	16 kA
Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (valor cresta)	125 kV

Celda modular, protección interruptor automático, 24 kV, 400 A/16 Ka

3 unidades.

Esta celda de protección consta de un interruptor automático situado en una cuba de SF6.

Utilizado para la protección de la línea procedente de los transformadores de potencia del parque fotovoltaico.

Celda modular, protección trafo SSAA, fusible, 24 kV, 400 A/16 kA

1 unidad.

Celda modular de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión SF6.

Utilizado para maniobras de conexión, desconexión y protección del transformador de consumos auxiliares de la planta fotovoltaica.

Características eléctricas:

Intensidad asignada en el embarrado	400 A
Intensidad de corta duración de 1 segundo	16 kA
Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (valor cresta)	125 kV

Celda modular de medida

1 unidad.

Se realiza una única medida de la energía producida por la PSF a partir de un sistema de 4 hilos formado por tres transformadores de tensión y tres de intensidad, necesarios para conocer los valores correspondientes y enviarlos a los contadores de medida de energía.

#### **4.2.6. CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA**

Los centros de transformación se conectan al centro de protección y medida para evacuar la energía generada en la instalación solar a la red de distribución.

Se trata de un edificio prefabricado de hormigón tipo M1/10/10 CT1L cuyas dimensiones son 8660x2500x3380 mm.

En este centro de protección y medida se llevará a cabo el seguimiento de la producción eléctrica, las protecciones necesarias según reglamento e indicaciones de Iberdrola. Además de las celdas con función de línea procedente de los centros de transformación, la celda de medida y la celda con función de protección mediante interruptor automático.

### **Medida**

Para el desarrollo de este apartado se consulta el *Real Decreto 1110/2007 Reglamento unificado de Puntos de Medida*.

La medida de la energía inyectada a la red por la PSF se realiza en el centro de protección y medida en el cual se establece el punto frontera de la instalación, es decir, el punto de conexión entre *productor con la red de distribución*. Según el artículo 7 RD 1110/2007, este punto de medida se clasifica como punto de medida tipo 2, dado que la potencia aparente nominal es superior a 450 kVA.

El sistema de medida está compuesto por los equipos de medida y el equipo de comunicaciones más el sistema informático.

El equipo de medida consta de, principalmente:

- Contador de energía activa
- Contador de energía reactiva
- Registradores y elementos de control de potencia
- Módem, relojes conmutadores horarios

El contador será trifásico bidireccional, clase 1/2/B, cuatro cuadrantes, 50Hz con comunicaciones RS-232. Con este dispositivo se realiza una medida indirecta de la energía generada.

Con los dispositivos de comunicación se realiza una lectura remota de los datos necesarios para la correcta facturación de las tarifas de suministro y la energía a liquidar en el mercado. Esto quiere decir que hay dos contratos: de compra y de venta

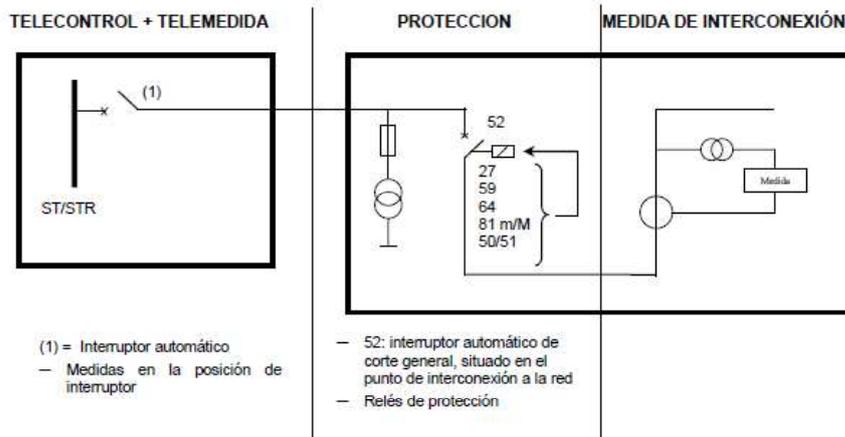
Además, con un sistema de telemedida, la empresa distribuidora tiene autorización para implementar un sistema de tele gestión que le permite actuar sobre la gestión de la energía evacuada a la red, la potencia demandada y contratada.

### **Cuadro de protección y control**

Toda instalación eléctrica renovable por normativa de Iberdrola debe cumplir obligatoriamente con un sistema de protección definido por la compañía distribuidora y un interruptor automático de corte general para la rápida desconexión en caso de algún fallo en la red o en la propia instalación.

No se realiza un estudio en profundidad de este centro dado que no está en el alcance de este TFM, pero se menciona matices generales que han sido consultados en el MT 3.53.01, para conocer los sistemas de telecontrol, protección y telemedida que se deben instalar en este tipo de centros.

Ilustración 20. Esquema de conexión a STR mediante línea particular. Fuente: MT 3.53.01



El telecontrol actúa sobre el interruptor de cabecera de línea en la STR-Valtierra.

La función de este telecontrol es actuar sobre el sistema de conexión de la instalación generadora con la red de Iberdrola para permitir su desconexión remota en los casos en por seguridad se recomiendan.

La telemida en tiempo real se realiza en la propia estación de Iberdrola a través de convertidores de medida asociados a la posición de interruptor. Su función es garantizar en todo momento la fiabilidad, seguridad y calidad del sistema eléctrico enviando en tiempo real al Centro de Operaciones de Iberdrola.

Todas las instalaciones fotovoltaicas deberán estar dotadas de un sistema de protecciones y un interruptor automático DYP que permite la desconexión en caso de falta en la red.

Este interruptor deberá incorporar un automatismo que permita su reposición de forma automática cuando su disparo se ha producido por la actuación de las protecciones volumétricas. Este grupo de protecciones agrupa los siguientes relés conectados en el punto de interconexión con la red:

- Máxima tensión (59) y mínima tensión (27): detectan faltas entre fases que se producen en la red
- Relé 64: detecta las faltas a tierra en red
- Relés de máxima y mínima frecuencia (81-m-M): para detectar funcionamiento en red aislada
- Relé anti-isla (RA1): detectar que se está dando la situación de que la instalación generadora esté suministrando energía a terceros en una isla separada del resto de la red de distribución.

Tras su apertura, para que este interruptor recupere su posición de cierre, el automatismo verificará que se den ciertas condiciones:

- Tensión de red estable como mínimo durante 3 minutos
- No hay disparo de las protecciones de sobreintensidad 50/51 y 50/51N
- No existe orden de disparo y bloqueo por parte del Centro de Control de Iberdrola

### **4.3. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y DE VIGILANCIA**

La planta fotovoltaica dispone de un sistema de captura de datos de producción de energía eléctrica, los cuales se obtiene a través de la estación meteorológica instalada que recoge los datos provenientes de los seguidores solares y de los inversores.

Las principales variables que se recogen son:

- Voltaje y corriente de corriente continua a la entrada del inversor
- Voltaje de fases en la red y potencia total de salida del inversor
- Radiación solar incidente en módulos con un sensor instalado en un módulo particular
- Temperatura de módulo
- Temperatura ambiente

Debido a la millonaria inversión en este tipo de instalaciones, se instala un sistema de vigilancia dotado de cámaras de visión nocturna y sensores de movimiento para detectar toda persona intrusa no autorizada en la planta o cualquier otra anomalía que se presente.

Además, cuenta con alumbrado exterior distribuido en las zonas clave de la planta durante las horas nocturnas.

#### **4.4. SISTEMA PARARAYOS**

Este tipo de centrales fotovoltaicas integran equipos eléctricos de elevado coste y en caso de sufrir daños pueden causar perjuicios en el suministro energético de la red de distribución a la que está conectada. Cabe recordar que el funcionamiento de esta instalación está controlado por equipos electrónicos sensibles a las sobretensiones transitorias, por lo que se consideran de alto riesgo desde el punto de vista de la protección contra el rayo.

La protección debe ser cuidadosamente diseñada por un equipo de expertos ya que intervienen un extenso número de parámetros. No obstante, en líneas generales, se puede afirmar que el sistema de pararrayos se colocará en puntos estratégicos de la PSF que no produzcan sombra ni perturben cualquier actividad.

Gracias al webinar [4], se extrae la información de que un sistema de protección contra el rayo debe tener su propia puesta a tierra, la cual se unirá a la general mediante un protector tipo vía de chispas para mantenerlas separadas durante el funcionamiento normal de los equipos, sin posibilidad de causar problemas de ruido electromagnético.

La configuración más adecuada para la toma de tierra del pararrayo es utilizar electrodos verticales de dos metros de longitud formando un triángulo ya que permite disipar con rapidez la corriente del rayo.

A parte de esta protección in situ de la instalación, es aconsejable una protección preventiva complementaria. Tener información sobre la proximidad de una tormenta y tomar medidas pertinentes ayuda a evitar situaciones de especial riesgo. El conocimiento de tormentas cercanas es interesante para evitar operaciones de mantenimiento o colocar los módulos en la posición menos arriesgada. Para ello existen en el mercado detectores de tormentas como herramienta perfecta para este tipo de prevención, fácilmente instalables en cualquier módulo como un sensor particular.

#### **5. DESCRIPCIÓN DEL CABLEADO**

El cableado se dimensiona con el objetivo de reducir al máximo las caídas de tensión que se producen en las líneas por donde circula la corriente eléctrica.

El marco regulatorio de las instalaciones fotovoltaicas es el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión al clasificarse como una instalación de baja tensión.

En la Instrucción Técnica Complementaria nº40 del mencionado reglamento establece que, en una instalación generadora, los cables de conexión deben dimensionarse para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador. Otro criterio para tener en cuenta, sobre todo, en los tramos de larga longitud es el de caída de tensión.

Siendo así, los conductores seleccionados para esta instalación soportan la máxima corriente mayorada un 25% y no superan la caída de tensión de 1,5 % en la línea eléctrica desde el primer generador fotovoltaico hasta la entrada al inversor, es decir en el lado de corriente continua.

Cumplíendose ambos criterios se obtiene una instalación segura eléctricamente dado que los conductores seleccionados son capaces de soportar tanto el calentamiento eléctrico como las caídas de tensión permitidas.

### **5.1. CABLES PARA EL LADO DE CORRIENTE CONTINUA**

En los próximos apartados se menciona cómo es el cableado en los diferentes tramos del campo fotovoltaico.

#### **Interconexión entre módulos hasta generador fotovoltaico**

Según el modelo comercial seleccionado para la interconexión entre módulos en serie la sección utilizada es de 1x4 mm<sup>2</sup> flexible y conectores multicontact MC4, especificados y suministrados por el propio fabricante.

La empresa multinacional de fabricación de cables, General Cable ofrece el modelo de cable solar Exzhellent Class Solar (H1Z2Z2-K) 1,8 kV DC, con aislamiento reticulado como una buena solución. Estos cables tienen una vida útil de 25 años soportando una máxima exposición a la intemperie. Además, es adecuado para servicios móviles, con seguidores solares, como es el caso del presente TFM.

Este cable cumple por la norma establecida en el punto 3 de la Guía-BT-40.

Como se ha descrito anteriormente, cada seguidor está compuesto por dos generadores conectados en serie.

El módulo nº20 de cada generador finalizan su recorrido en un conector para un cambio de sección, los cuales discurren solidariamente por la estructura del seguidor hasta la cabina de alimentación.

El modelo utilizado sigue siendo del mismo fabricante, pero de diferente sección.

#### **Entre seguidores y CCS**

En este tramo la canalización es subterránea desde el seguidor hasta la caja MaxConnectPlus correspondiente.

Se utiliza conductor de aluminio AL XZ1 (S) 1,8 kV DC.

Se opta por el aluminio como una solución más económica respecto al cobre sobre todo con longitudes elevadas.

Para una conexión segura entre ambos conductores, cobre y aluminio, se emplean conectores preaislados en cada generador fotovoltaico. El modelo es DP2 del fabricante Niled.

La distancia entre cada uno de los cinco seguidores y su correspondiente caja de conexión MaxConnect Plus varía según su distribución en la parcela por lo que se dan distintas longitudes.

#### **Entre CCS y estación inversor-transformador**

En este tramo la canalización es subterránea.

Se utiliza el cable Harmohny All Ground XZ1 1,8 kV DC. Con este cable comercial, no se precisa de lecho de arena, ni material seleccionado para su soterramiento. *Abrir zanja, tender cable y cerrar zanja, así de simple*, se menciona en [5] por el propio fabricante.

Con el modelo seleccionado de inversor se permite una tipología de seguimiento de un único punto de máxima potencia si las cajas se conmutan en paralelo a una barra colectora común de corriente continua protegida con fusibles antes de conectarse a los inversores.

Al conectarse más de dos CCS en paralelo, configuración que influye en la corriente total, cada polo positivo y negativo se protegen con fusibles de continua. De no ser por esta protección, en caso de fallo, la corriente nominal aumentaría considerablemente pudiendo ocasionar daños en el aislamiento de los cables.

## 5.2. CABLES PARA EL LADO DE CORRIENTE ALTERNA

### Entre inversores y transformadores

En este tramo la canalización es subterránea pero la longitud de conexión es de pocos metros dado que ambos elementos se instalan en la misma caseta. Se estiman 4 metros.

Este tramo requiere de especial atención, debido a la elevada potencia eléctrica a transportar por lo que la máxima sección comercial es inviable.

De manera sencilla, según las secciones normalizadas por el reglamento, para una sección de 400 mm<sup>2</sup>, una instalación enterrada de conductor de aluminio soporta una intensidad admisible de 520 A, aproximadamente. Para este proyecto, en cada estación la intensidad a transportar hasta el transformador es de 2100 A, como valor máximo.

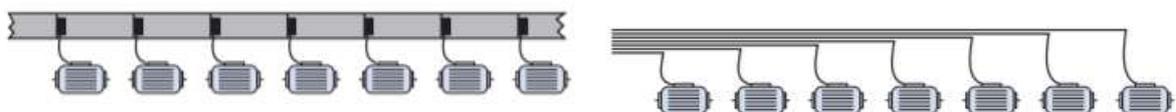
Una de las soluciones ante esta situación es emplear más de un conductor por fase. De hecho, existen ejemplos de instalaciones reales incluso con 6 conductores por fase, siendo la instalación más propensa a los problemas de inducción eléctrica entre los cables.

Para este TFM se opta por otra opción para la canalización eléctrica más ingeniosa.

La distribución de la potencia eléctrica desde los inversores hasta los bornes del transformador se realiza mediante canalizaciones eléctricas prefabricadas de la gama Canalis KT del fabricante Schneider Electric.

Se trata de un sistema modular formado por un conjunto de barras conductoras (pletinas de cobre) debidamente aisladas y protegidas mediante una envolvente.

### **Ilustración 21. Comparación canalización Canalis frente a cableado lineal. (Fuente [6])**



La inducción generada alrededor de una canalización eléctrica prefabricada es inferior a la generada alrededor de una distribución con cableado lineal.

Con esta opción, según el propio fabricante, se garantiza *la continuidad del servicio, la capacidad de evolución, la simplicidad y rapidez de la instalación*. Fuente [6].

**Ilustración 22. Conexión tipo entre inversor y transformador. Fuente: Imagen obtenida de [6]**



Por cada centro de transformación, la máxima corriente eléctrica en baja tensión son 2100 A, valores en corriente alterna.

Este tipo de canalización presenta entre sus ventajas, su facilidad de dimensionamiento. En nuestro caso, el calibre corresponde con la corriente de empleo. El modelo de canalización seleccionado es **KTA 2500A**.

Las principales características eléctrica de los conductores de la canalización se recogen en la siguiente tabla.

**Tabla 19. Datos eléctricos canalización prefabricada KTA2500A**

Intensidad nominal asignada	2500 A
Tensión asignada de empleo	1000 V
Intensidad asignada de corta duración admisible (t=1s)	80 kA
Resistencia media a intensidad nominal (50 Hz)	0,28 m/m
Reactancia media a intensidad nominal (50 Hz)	0,008 m/m
Impedancia media a intensidad nominal (50 Hz)	0,029 m/m
Caída de tensión para coseno $\varphi= 0,9$	0,0025 V/100 m/A
Sección de envoltorio de conductor de protección	180 mm <sup>2</sup>

En el catálogo del fabricante se indica todos los elementos necesarios para la correcta conexión entre cuadro de baja tensión y bornes de transformador, así como las protecciones necesarias.

- Elemento recto de distribución tipo ET
- Elemento de cierre de línea tipo FA
- Seccionador con mando rotativo
- Codos para cambios de dirección
- Alimentaciones tipo ER N1/N2
- Tapa de protección tipo CS

#### **Entre Transformadores y CPM**

Se distinguen dos tramos diferentes del mismo tipo de línea, diferente punto de origen y final.

Para el primer tramo, la línea subterránea de alta tensión tiene su origen en una celda de línea del CT1 hasta finalizar en otra celda de línea del CT2.

En el segundo tramo, la línea subterránea de alta tensión tiene su origen en una celda de línea del CT2 hasta finalizar en una celda de línea del CPM.

Existe Proyecto Tipo de i-DE Grupo Iberdrola dentro del manual técnico MT 2.31.01 de obligado cumplimiento para la construcción de esta línea subterránea en el que se establece y justifica todos los datos técnicos necesarios para su diseño.

Se utiliza dicho documento como base para una primera redacción de este tipo de proyectos.

Las características principales de la nueva línea subterránea serán:

- |   |                                     |
|---|-------------------------------------|
| - Clase de corriente  | Alterna trifásica                   |
| - Frecuencia  | 50 Hz                               |
| - Categoría de la red   | Categoría A                         |
| - Tensión nominal (U0/U)  | 12/20 kV                            |
| - Tensión más elevada   | 24 kV                               |
| - Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial | 50 kV                               |
| - Conductor   | Aluminio compacto, sección circular |
| - Aislamiento   | HEPR o XLPE                         |
| - Secciones normalizadas  | 240/400/630 mm <sup>2</sup>         |

En estos tramos de conexionado, el cable normalizado por Iberdrola es el de aislamiento HEPRZ1. Las principales ventajas de este tipo de aislamiento es su *goma de espesor reducido, facilita el tendido, ..., además soporta algo más de intensidad admisible que cables con aislamiento de XLPE.* [5]

La temperatura máxima de cortocircuito que soporta este material es de 250°C y la de servicio permanente de 105°C, *tabla 5 RD 223/2008.*

El conductor para utilizar en ambos tramos es del tipo HEPRZ1 12/20 kV 3x(1x240) mm<sup>2</sup> AL+H16, directamente enterrado.

### **5.3. LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN DE EVACUACIÓN**

Para la evacuación de la energía, Iberdrola como titular del STR-Valtierra y de la línea aérea de media tensión dispone de suficiente potencia a transportar en la línea eléctrica 13,2 kV cercana al emplazamiento, por lo que no es necesario la construcción y/dimensionado de una nueva.

Desde el CPM sale otra línea subterránea de alta tensión hasta finalizar en una arqueta que se instalará con tapa cerca del apoyo de conexión.

El conductor para utilizar es del tipo HEPRZ1 12/20 kV 3x(1x240)/16 mm<sup>2</sup> Al, directamente enterrado.

## 6. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA FV

Los circuitos eléctricos de baja tensión de la instalación están protegidos contra sobreintensidades: el circuito de corriente continua con protecciones a base de fusibles y el circuito de corriente alterna con interruptores magnetotérmicos calibrados. Contra contactos indirectos se protegen con interruptores diferenciales.

Los circuitos también están protegidos contra sobretensiones tanto en el lado de continua como de alterna mediante limitadores de sobretensiones transitorias tipo II y tipo I, respectivamente.

Los equipos electrónicos, de cajas de conexiones e inversores, llevan incorporadas estas protecciones. En el caso de los inversores cumplen con todas las protecciones frente a cortocircuitos en corriente alterna, tensión de red fuera de rango, frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones, perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red. Lleva integrados los filtros CEM.

De manera concreta las protecciones eléctricas se pueden resumir en las siguientes líneas:

- Fusibles ubicados dentro de las cajas de conexiones que permiten la interrupción y el rearme de cada string FV. Además, en la caja de fusibles de CC a la entrada de los inversores también se protege cada string.
- Protector de sobretensiones incorporadas en la CCS, a la entrada de la caja de fusibles de CC (tipo II) y a la salida de los inversores (tipo I).
- Seccionador bajo carga que permite encender o apagar la alimentación eléctrica del generador FV. El dispositivo seleccionado tiene una tensión asignada de 1000 V con calibre de 800 A, ya que la corriente máxima de cortocircuito en ese punto es de 525 A.
- Vigilante de aislamiento para instalaciones FV. Los modelos más utilizados son de la marca CPTCirprotec. El dispositivo seleccionado debe cumplir una tensión de funcionamiento de 1000 V y según hoja de proveedores de la marca Cirprotec dispone como vigilante de aislamiento el modelo ISOCHECK PV-1000.
- Protección a la salida AC del inversor, conexión con el lado de baja tensión del transformador de potencia. Por el secundario de cada transformador circula una intensidad de 2061,97 A, a tensión trifásica de 485 V. El calibre del elemento de protección tiene calibre de 2500 A, con tensión asignada 690 V y poder de corte de 50kA.
- Aislamiento galvánico proporcionado por los transformadores de potencia.

Como se deduce de lo anterior, la instalación presenta una particularidad respecto a otras instalaciones. Se colocan unidades de fusibles a la entrada de las cajas de conexiones de strings MaxConnect (tramo 25mm<sup>2</sup>) y previamente a la entrada de los inversores (tramo 150mm<sup>2</sup>). Para seleccionar los fusibles adecuados se realizan unos sencillos cálculos.

En cualquier de los casos se debe cumplir que la tensión nominal del fusible debe ser como mínimo la tensión nominal de la instalación, 878 V. Se debe cumplir las siguientes condiciones:

Criterio de corriente a soportar por el fusible

$$I_{MPP} < I_{NOM} < I_Z$$

Criterio de la tensión a soportar por el fusible

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Donde,

$I_{MPP}$ : corriente en el punto de máxima potencia del módulo

$I_{NOM}$ : corriente nominal del fusible

$I_Z$ : corriente máxima admisible del cable protegido

$I_F$ : corriente convencional de fusión, con valor  $1,9 \cdot I_{NOM}$

#### Protección entrada de CCS, cable de 25 mm<sup>2</sup>

Dada la corriente  $I_{MPP}$  igual a 9,82 A y la corriente máxima soportada por el cable de 25 mm<sup>2</sup>, según CAPÍTULO-CÁLCULOS DE LÍNEA, es de 42,61 A, el calibre adecuado será de 15 A.

El fusible por instalar para el polo positivo y polo negativo es de 15 A y 1000 V con capacidad de corte 10 kA.

#### Protección entrada de CCS, cable de 150 mm<sup>2</sup>

Dada la corriente  $I_{MPP}$  igual a 98,2 A y la corriente máxima soportada por el cable de 150 mm<sup>2</sup>, según CAPÍTULO-CÁLCULOS DE LÍNEA, es de 138,84 A, aplicando las expresiones anteriores el calibre del fusible será mayor a los 98,2 pero menor a 105,96 A.

El fusible por instalar para el polo positivo y polo negativo es de 100 A y 1000 V, del tipo gPV con capacidad de corte de 50 kA.

## **7. DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN**

Una vez finalizada la vida útil de la instalación fotovoltaica se debe realizar todos los trabajos de desmantelamiento y restitución ambiental de las superficies afectadas por la instalación.

Para proyectos de estas magnitudes de potencia se requiere la elaboración de un Plan de Desmantelamiento. No obstante, en la elaboración de este TFM no se incluye, pero se menciona las principales etapas de dicho plan.

El objetivo del desmantelamiento es recuperar el estado original del terreno antes de la construcción de la PSF para minimizar la afección al medio ambiente y recuperar el valor geomorfológico de la zona afectada.

La fase de desmantelamiento afecta a los siguientes equipos del sistema:

- Sistema generador y estructuras
- Inversores, transformadores y celdas
- Edificios y cimentación
- De viales
- De la red eléctrica subterránea

Se incluyen trabajos de restitución del suelo y revegetación.

Todo el material retirado se trasladará para su reciclado o a un vertedero autorizado controlado.

## **8. CONDICIONADO DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA**

Este último apartado, que no el menos relevante, es imprescindible documentarlo en este tipo de proyectos.

Para que la instalación sea puesta en marcha se requiere de un informe favorable de manera particular por parte de Iberdrola Distribución S.A.U.

Se pone por escrito la respuesta a la solicitud enviada para la conexión de la instalación fotovoltaica a su red de distribución.

Se informa si la red de distribución de la zona a la cual se quiere conectar dispone o no de suficiente capacidad de evacuación en barras del nudo correspondiente.

En general, el condicionado de Iberdrola desarrolla los siguientes puntos, los cuales se deberán respetar para la puesta en marcha de la planta fotovoltaica:

- Punto y tensión de conexión. Se establece el tramo para la conexión
- Potencia de cortocircuito. Las instalaciones de conexión a la red de IBD deben diseñarse de acuerdo con las potencias máximas de cortocircuitos indicadas
- Modificaciones necesarias para la conexión. Trabajos de refuerzo, adecuación o reforma de instalaciones de la red de distribución. Trabajos para desarrollar por el solicitante que quedarán de su propiedad, como la línea subterránea de media tensión desde el punto de conexión hasta el parque fotovoltaico
- Telecontrol, telemedida y protecciones
- Tiempo de desconexión
- Protección anti-isla y teledisparo
- Coeficiente de pérdidas
- Observaciones, si procede

## REFERENCIAS CAPÍTULO III

- [1] Proinso, Professionals in solar. (2014, julio) *Seguidores solares de alta tecnología. MS-1E TRACKER*. (2014, julio). Recuperado en septiembre 2021 de <https://www.proinso.net/pub/doc/File/cast/1-axis-azimuth-tracker-mecasolar-catalog.pdf>
- [2] Solar Max Produktions GmbH. (2015). *SolarMax TS-SV 330TS-SV / 360TS-SV, Instrucciones de instalación*. Recuperado en septiembre 2021 de [https://www.solarmax.com/Downloads/ZWR\\_TS-SV\\_IN\\_ES.pdf](https://www.solarmax.com/Downloads/ZWR_TS-SV_IN_ES.pdf)
- [3] Babí de Jesús, Raúl y Montoya Mira, Rafael. (2019, enero). *Anexo 2. Proyecto de Baja tensión "Huerto Solar Alhorines II Villena (Alicante)*. Recuperado en septiembre 2021 de [https://cindi.gva.es/es/web/energia/alicant/-/asset\\_publisher/3VvshcPfuBSo/content/huerto-solar-alhorines-iii-de-6-600-kw](https://cindi.gva.es/es/web/energia/alicant/-/asset_publisher/3VvshcPfuBSo/content/huerto-solar-alhorines-iii-de-6-600-kw)
- [4] APLICACIONES TECNOLOGICAS S.A (2021, junio 16). *Protección integral contra el rayo en el sector fotovoltaico*. [Webinar] Recuperado de <https://at3w.com/events/webinar-proteccion-integral-contr-el-rayo-en-el-sector-fotovoltaico/>
- [5] Recio Maíllo, Lisardo (s. f.). *Cables para instalación en grandes plantas fotovoltaicas*. Prysmian Group. Recuperado en septiembre 2021 de <https://www.voltimum.es/documentos/cuadernos-tecnicos/cables-instalacion>
- [6] Schneider Electric (2010). *Canalis KTA. Canalizaciones eléctricas prefabricadas de 800 a 4000A*. Catálogo'10. Recuperado en septiembre 2021 de <https://www.se.com/es/es/product-range/1754-canalys-kt/#documents>



## **CAPÍTULO IV. CÁLCULOS DE DIMENSIONADO**

### **1. DIMENSIONADO DEL CAMPO FV**

En el apartado 3.4-Capítulo II se expresa, de forma general el dimensionado de los inversores y módulos. No obstante, una vez conocidos los componentes finales resulta conveniente realizar el dimensionado de manera más exacta para verificar que se cumplen todas las restricciones eléctricas.

#### Número máximo de módulos en serie

El número máximo de generadores FV conectados a la entrada del inversor viene limitada por la tensión de cortocircuito del generador cuando la temperatura del módulo es mínima, aplicando la Ec.04 (apartado 3.4- Capítulo II).

$$N_{mod,s} (serie) = \frac{V_{max,inversor}}{V_{OC,mod}}$$

La temperatura más baja registrada en Arguedas es de  $-5^{\circ}\text{C}$

$$V_{OC,mod}(-5^{\circ}\text{C}) = V_{OC,mod} + \beta \cdot (T - 25)$$

Donde,

$V_{OC,mod}$ : tensión de cortocircuito del módulo en STC, con valor 43,9 V

$\beta$ : Coeficiente de variación de tensión con la temperatura, con valor  $-0,105\text{V}/^{\circ}\text{C}$

T: temperatura de cálculo, con valor  $-5^{\circ}\text{C}$ .

Se obtiene como resultado,

$$V_{OC,mod}(-5^{\circ}\text{C}) = 47,05 \text{ V}$$

Aplicando la Ec.04,

$$N_{max,serie} = \frac{900}{47,05} \cong 20$$

Se toma que un generador fotovoltaico esté formado compuesto por **20 módulos en serie**.

Número máximo de módulos en paralelo:

El número de strings en paralelo se determina con la corriente máxima del módulo a la temperatura más elevada registrada en la ubicación seleccionada, cuyo valor es de 45°C.

$$T_{célula} = T_{ambiente} + \frac{E}{800} \cdot (TONC - 20)$$

$$I_{SC,max} = I_{SC,max,mod} + \alpha \cdot (T_{célula} - 25)$$

Donde,

TONC: temperatura de operación nominal del módulo, con valor 44°C

E: radiación solar, con valor 1000 W/m<sup>2</sup>

$I_{SC,max,mod}$ : corriente de cortocircuito del módulo, con valor 10,49 A

$\alpha$ : coeficiente de temperatura para Isc, con valor 0,004196 A/°C

Aplicando las ecuaciones anteriores se obtiene,

$$T_{célula} = 70^{\circ}\text{C}$$

$$I_{SC,max} = 10,68 \text{ (A)}$$

$$N_{max,string} = \frac{720}{10,68} = 67,42 \text{ strings}$$

Otro criterio para calcular el máximo de strings es mediante el cálculo de las potencias máximas admisibles por el inversor seleccionado, asumiendo que un string tiene una potencia de 7,2 kWp.

$$N_{max,string,inv} = \frac{400 \text{ kWp}}{7,2 \text{ kWp}} = 55,6 \text{ strings}$$

Finalmente se toma el dato más restrictivo, el de menor cantidad de string y se toma valores redondos para una configuración sencilla.

El número de strings a conectar en paralelo en cada inversor de 330 kW es de 50 strings.

Número de inversores:

En primer lugar, el número de inversores se determina por la potencia deseada a instalar y la potencia nominal de cada inversor, según la ecuación Ec.01 (apartado 3.4-Capítulo II):

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{P_T}{P_{inv}} = \frac{2 \cdot 10^6}{330 \cdot 10^3} = 6,06 \cong 6 \text{ inversores}$$

La potencia del campo fotovoltaico viene determinada por la potencia de los módulos y según proyecto reales, resulta razonable un sobredimensionamiento entre el 10-20% respecto a la potencia nominal de los inversores.

Por tanto, la PSF dispone de 6 inversores, con 50 strings de 20 módulos conectados en serie.

La potencia de los inversores es de 1,98 MW y el campo fotovoltaico de 2,16 MW, lo que supone un sobredimensionamiento, aproximadamente del **9,1 %**.

## 2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PREVISTA

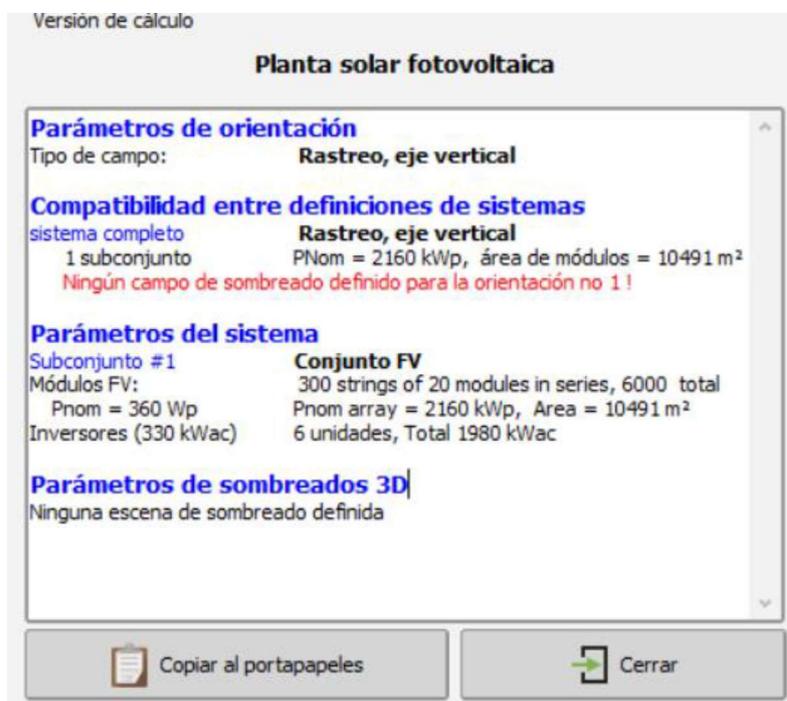
Una vez configurados todos los elementos necesarios que forman el campo fotovoltaico, el siguiente paso es determinar la energía que se pueden llegar a producir. En los inicios de la energía fotovoltaica esto implicaba resolver complicados algoritmos. Gracias al gran avance de la explotación de estas instalaciones, estos algoritmos están implementados en programas informáticos que elaboran informes completos acerca de las producciones.

La elaboración de este capítulo se centra en el programa PVSYST, el cual dispone de un amplio abanico de variables y productos comerciales actualizados.

Siguiendo las instrucciones y explicaciones para la simulación según el diseño de la planta fotovoltaica descrita en el presente proyecto, se ejecuta y se obtiene el informe correspondiente.

En ANEXOS, se adjunta el informe obtenido tras la simulación con los datos más relevantes. No obstante, en la siguiente ilustración se muestra un resumen con las principales características.

### Ilustración 23. Resumen del sistema fotovoltaico implementado. [Fuente: PVSYST]



Los datos de producción relevantes obtenidos son:

- Energía producida: 4676 MWh/año
- Producción específica: 2165 kWh/kWp/año
- Factor de rendimiento (PR): 82,67 %

### 3. PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN LA PSF

Como toda instalación el rendimiento no se da al 100% dado que hay factores externos que intervienen en la producción sobre todo factores ambientales. Por ello, para calcular la producción lo más real posible se introducen en el programa PVSYST todos los coeficientes de pérdidas que se estiman se puedan producir en este tipo de instalación.

#### Pérdidas espectrales

Durante el tiempo de operación del módulo fotovoltaico se produce una variación del espectro estándar AM1.5G.

El índice AM (masa de aire) representa la relación entre el camino que recorren los rayos directos del sol hasta la superficie del módulo y el que recorrerían con incidencia perpendicular de la misma.

Dado el módulo comercial REC360AA seleccionado, en el programa se toma un valor para estas pérdidas de **0,38 %**.

#### Pérdidas debido al nivel de irradiancia

El sistema de seguimiento incorporado consigue que estas pérdidas se reduzcan en comparación con una estructura fija. Se aprovecha al máximo la totalidad de la radiación solar recibida.

Para estas pérdidas se toma un valor de **0,45%**.

#### Pérdidas por sombreado

Estas pérdidas se reducen dado que todas las estructuras están separadas a las distancias recomendadas por el propio fabricante. Con esta distancia se garantiza que no haya proyección de sombras entre los seguidores ni de ninguna instalación auxiliar, por ejemplo, de alumbrado, ni con las instalaciones existentes en el terreno.

Probablemente, en temporada de fuertes nevadas en invierno, la nieve se acumule en la superficie de los paneles, produciendo varias áreas de sombreado.

Se contabiliza en un **1,5%** las pérdidas por sombras.

#### Pérdidas en el sistema de seguimiento

El mecanismo de accionamiento del sistema de seguimiento es sencillo y no requiere de motores de elevadas potencias. Por tanto, las pérdidas son casi despreciables, y en el peor de los casos, se toma un valor de **0,1%**.

#### Pérdidas por polvo y suciedad de los módulos

Se producen debido a la acumulación de polvo y suciedad sobre los módulos afectando el rendimiento de estos. Por ello, se aconseja invertir una cuota anual en un mantenimiento preventivo de la instalación fotovoltaica.

Se estima un valor de pérdidas por polvo y suciedad de un **3%**.

#### Pérdida por temperatura

El fabricante de los módulos certifica una variación de potencia de un 0,26%/°C. Dada los resultados obtenidos por PVSYST las pérdidas por temperatura toman un coeficiente de **5,59%** de pérdidas.

#### Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal

El fabricante certifica una producción a potencia nominal de 360 W (-0/5 %). En este aspecto, se toma un valor de pérdidas de **0%**.

#### Pérdidas por dispersión en la característica I-V de los módulos

No todas las células de un mismo módulo ni todos los módulos que componente un string funcionan exactamente en las mismas condiciones. Para estos desajustes se toma un valor de pérdidas de **2,10%**.

#### Pérdidas de calidad de los módulos

Según la hoja de datos del módulo, se garantiza una potencia del 98% en el año 1 y del 92% en el año 25. Para esta degradación se toma un valor de **0,35%**.

#### Pérdidas en los inversores

El valor que se toma es de **3,16%** en función del rendimiento de los inversores durante su operación.

#### Pérdidas en el cableado eléctrico

En el conjunto global del cableado de CC, con una resistencia de línea de 3,6 mΩ, se considera una fracción de pérdida del **1,18%**.

#### Pérdidas por la indisponibilidad de la instalación

No hay lugar a duda de que al tratarse de una instalación eléctrica/mecánica esté expuesta a cualquier contratiempo externo y sea inevitable su detención.

Con una estimación por defecto de 7 días al año de no disponibilidad al año, las pérdidas se contabilizan en un **1,42%**.

#### Otras pérdidas

Se contabilizan las pérdidas por degradación inducida por la luz, la alimentación del sistema de monitorización de la planta, los autómatas de control, en algunos dispositivos de protección que no se han tenido en cuenta en los apartados anteriores, dada su dificultad de evaluarlas. Para éstas y otras pérdidas se toma un valor de **2 %**.



## CAPÍTULO V – CÁLCULOS DE LÍNEA

### 1. FORMULACIÓN MATEMÁTICA

Las ecuaciones matemáticas utilizadas para el cálculo de sección de los conductores son las siguientes:

Corriente continua  $I = \frac{P}{U}$  (Ec.06)

Corriente alterna líneas trifásicas  $I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$  (Ec.07)

Sección en función de I (líneas monofásicas)  $S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot e}$  (Ec.08)

Sección en función de I (líneas trifásicas)  $S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot e}$  (Ec.09)

Corriente de cortocircuito (líneas trifásicas)  $I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}}$  (Ec.10)

Caída de tensión alterna alta tensión  $\Delta U = \sqrt{3}IL(R\cos\varphi + X\sin\varphi)$  (Ec.11)

Donde,

I = Intensidad de línea (A)

P = Potencia de la línea (W)

U = Tensión de alimentación (V)

$\cos\varphi$  = Factor de potencia (valor unitario si línea es resistiva pura). Para el resto de

Cálculos se toma igual a 0,9.

S = Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

L = Longitud de la línea (m)

$\gamma$  = Conductividad del conductor a 90°C (m/Ω·mm<sup>2</sup>). Cobre=45,5. Aluminio=27,8.

e = Caída de tensión admisible (V)

Z<sub>cc</sub> = Impedancia de cortocircuito (Ω)

R = Resistencia por fase de la línea Ω/km

X = Reactancia por fase Ω/km

Para la conductividad eléctrica del conductor se toma el valor en la situación más desfavorable, que es cuando se da la máxima temperatura que soporta el conductor en régimen permanente.

Dado su mejor comportamiento a altas temperaturas, se utilizan cables termoestables cuya temperatura máxima de servicio es 90°C.

## 2. RECOPIACIÓN DE DATOS

El marco que regula las instalaciones fotovoltaicas, instalación generadora de baja tensión, es el Reglamento electrotécnico para baja tensión, basado en la norma UNE 2046-5-523.

En la actualidad, esta norma ya no está en vigor. Las intensidades admisibles tomadas en este trabajo se toman de las tablas de la norma vigente desde 2014, UNE-HD 60364-5-52.

En los tramos de redes de distribución subterránea, según la norma vigente (UNE 211435) se aplican los coeficientes de reducción correspondientes, tomando como referencia las siguientes condiciones iniciales del proyecto:

- Instalación directamente enterrada
- Temperatura del terreno = 25°C
- Resistividad térmica del terreno = 2 K·m/W
- Profundidad de instalación = 0,7 metros
- Circuitos con agrupamiento de cables

**Tabla 20. Consulta de instrucciones técnicas**

Referencia consulta	Punto/Tabla	Objetivo consulta
UNE-HD 60364-5-52	T. A.52.3	Modos de instalación
ITC-BT-07		Intensidades máximas admisibles, tramo subterráneo
ITC-BT-19	2.2.3	Intensidades máximas admisibles
ITC-BT-40	3	Cable solar según EN50618
ITC-BT-40	5	Cables de conexión
ITC-BT-26	7.1	Zona intemperie
UNE 20435	3.1.2.1.4	Factor de corrección
UNE-HD 60364-5-52	Tabla B.52.14	Factor de corrección
UNE-HD 60364-5-52	Tabla C.52.3	Factor de corrección
RD 223/2008	Tabla 8	Intensidad máxima admisible
RD 223/2008	Tabla 12	Factores de corrección

### 3. CÁLCULO DEL LADO DE CORRIENTE CONTINUA

El reglamento determina que el dimensionado de la sección de un cable tiene que satisfacer simultáneamente tres criterios: de intensidad máxima admisible, de intensidad de cortocircuito y de caída de tensión.

En instalaciones de baja tensión, los dos primeros criterios se pueden unificar, tomando como punto de partida la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico. Además, en este tramo de la instalación, la resistencia eléctrica de los cables hasta el punto de cortocircuito limita la intensidad de cortocircuito y no se supera el valor de cortocircuito nominal del módulo.

#### 3.1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR INTENSIDAD ADMISIBLE

Bajo la guía técnica BT-40, los cables de conexión se deberán mayorar un 25% de la intensidad máxima del generador. A pesar de que el marco normativo de las instalaciones fotovoltaicas es el reglamento electrotécnico de baja tensión, en este aspecto según la norma UNE-HD 60364-7-712, punto B2, se puede aumentar este porcentaje hasta un 40%.

##### Tramo módulos hasta generador fotovoltaico

Las conexiones entre módulos en serie que forman el generador se realizan con cable de sección **2x4 mm<sup>2</sup>**, según catálogo del fabricante. El conexionado es a la intemperie, pero sí existe agrupación de cables, pero no expuesto a la radiación directa del sol ya que su trayectoria va por debajo del marco metálico de los módulos.

##### Tramo generador hasta cabina de alimentación de seguidor

Las condiciones iniciales y factores de corrección para este tramo son:

- Intensidad del generador  $I_{SC,G}$ : 10,49 A
- En apartado de *Climatología* del este documento, la temperatura no alcanza los 40° C. Se toma como temperatura ambiente 45° C. Factor de corrección: 0,96
- Aislamiento de XLPE con dos conductores activos XLPE2
- Tipo de instalación al aire, los cables del generador se amarran a la estructura del seguidor mediante bridas. Tipo F
- Factor de corrección por acción solar directa: 0,9
- Factor de corrección por instalación fotovoltaica generadora: 1,4

La corriente admisible de cálculo,  $I_{ADM,CAL}$ , aplicando los factores mencionados es:

$$I_{ADM,CAL} = \frac{10,49 \times 1,4}{0,9 \times 0,96} = 16,99 \text{ A}$$

#### Ilustración 24. Distribución de cables de generador FV por seguidor solar. (Fuente [1])

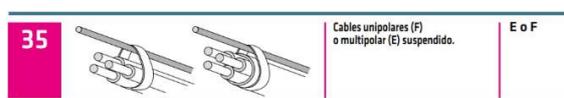


Ilustración 25. Intensidades admisibles en amperios al aire. (Fuente: Tabla C.52.1 bis de [1])

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGUN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES GARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																	
A1		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)										
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)												
B1				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)			XLPE2 (90 °C)					
B2			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)									
C						PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)		PVC2 (90 °C)				
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E								PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)				
F										PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)				
Cobre	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713	

En la tabla correspondiente se busca la intensidad normalizada ( $I_{MAX, ADM} = 59A$ ) superior al valor de  $I_{ADM, CAL}$ . En algunas situaciones no es conveniente elegir el valor inmediatamente superior porque se deja muy poco margen a la circulación por el conductor quedando éste un poco “ahorcado” a pesar de todos los factores de corrección tenidos en cuenta en su dimensionado.

Las secciones de cable utilizadas son: **2x6 mm<sup>2</sup>**.

Tramos seguidores hasta ccs

El valor de la corriente a circular en este tramo es el mismo que el de un generador fotovoltaico dado que a la entrada de CCS se conectan por strings individuales.

No obstante, consultando la norma vigente (UNE 211435) de redes subterráneas para distribución, la mínima sección para el conductor de aluminio es de 25mm<sup>2</sup>, por lo que se toma esta referencia.

**Ilustración 26. Intensidad máxima admisible para cables de distribución tipo RV o AL XZ1 (S) de 0,6/1 kV. Cables soterrados y cables en galerías subterráneas. (Fuente: [1])**

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN A AISLAMIENTO DE XLPE. CONDUCTOR DE CU O AL CABLES EN TRIÁNGULO EN CONTACTO			
SECCIÓN mm <sup>2</sup>	DIRECTAMENTE SOTERRADOS	EN TUBULAR SOTERRADOS	AL AIRE. PROTEGIDOS DEL SOL
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

El cable para utilizar es AL XZ1(S) **2x25mm<sup>2</sup>**.

El valor de intensidad obtenido es 95 A bajo las siguientes condiciones:

- Temperatura del terreno = 25° C.
- Resistividad térmica del terreno = 1,5 K·m/W
- Profundidad de soterramiento = 0,7 m

Por lo tanto, se aplican factores de corrección porque difieren de las condiciones iniciales del proyecto. Los factores de corrección que se aplican:

- Factor de corrección por resistividad de terreno: 0,89
- Factor de corrección por agrupación de ternas de cables: 0,56. En el peor de los casos, en algún tramo coincide los 6 generadores de 3 seguidores antes de ser conectado a su correspondiente CCS.

A pesar de esta corrección, la corriente máxima admisible corregida (47,35 A) es superior a la que realmente circula por el cable.

#### Tramo ccs a estación inversor-transformador

Las condiciones eléctricas y factores de corrección para aplicar teniendo en cuenta el apartado de *Recopilación de datos* son:

- Intensidad de línea: 98,2 A
- Efecto de la reactancia de la línea, dado que las longitudes son mayores y la sección del conductor de aluminio es mayor a 70mm<sup>2</sup>.
- La reactancia de una línea se considera  $x=0,08 \Omega/\text{km}$
- Factor de corrección por resistividad térmica de 2 K·m/W = 0,89
- Factor de corrección por agrupación de ternas de cables: 0,6. Se agrupan 5 CCS por cada inversor

La intensidad admisible de cálculo en este tramo, aplicando los factores mencionados es:

$$I'_{ADM,CAL} = \frac{98,2}{0,89 \times 0,6} = 183,90 \text{ A}$$

En la *Ilustración 26* se busca la intensidad normalizada inmediatamente superior al valor de  $I'_{ADM,CAL}$ , dejando cierto margen de holgura.

La sección de cable es de **150 mm<sup>2</sup>** en este tramo.

Con estas secciones, la corriente máxima admisible corregida (138,84 A) es superior a la que realmente circula por el cable (98,2 A).

### 3.2. CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN

Este criterio se fundamenta en que la circulación de intensidad a través de los conductores ocasiona una caída de tensión entre en el origen y extremo de la canalización, a considerarse determinante sobre todo cuando las líneas son de larga longitud.

Para asegurar que se cumple este criterio en el dimensionado, basta con comprobar que la caída de tensión utilizando la sección obtenida por el criterio de intensidad admisible, no supera a la máxima permitida.

En todos los casos se respeta la caída de tensión con las secciones obtenidas mediante el criterio de intensidad admisible.

#### Tramos seguidores hasta CCS

Las condiciones que se dan en estos tramos son:

Conductor	Aluminio
Aislamiento	XLPE
Conductividad eléctrica	27,8
Potencia nominal	7,2 kWp

**CÁLCULOS DE CAÍDA DE TENSIÓN DESDE SEGUIDOR A CAJA CONEXIONES MAX CONNECT PLUS12**

Código de identificación	Dimensiones		Características eléctricas				
	Inversor-CCS - Seguidor	Seccion (mm2)	Distancia (m)	Corriente (A)	Tensión (V)	CDT (V)	CDT (%)
01.01.01		25	25	9,82	734	0,706	0,096
01.01.02		25	15	9,82	734	0,424	0,058
01.01.03		25	5	9,82	734	0,141	0,019
01.01.04		25	15	9,82	734	0,424	0,058
01.01.05		25	25	9,82	734	0,706	0,096
01.02.01		25	25	9,82	734	0,706	0,096
01.02.02		25	15	9,82	734	0,424	0,058
01.02.03		25	5	9,82	734	0,141	0,019
01.02.04		25	15	9,82	734	0,424	0,058
01.02.05		25	25	9,82	734	0,706	0,096
01.03.01		25	25	9,82	734	0,706	0,096
01.03.02		25	15	9,82	734	0,424	0,058
01.03.03		25	5	9,82	734	0,141	0,019
01.03.04		25	15	9,82	734	0,424	0,058
01.03.05		25	25	9,82	734	0,706	0,096
01.04.01		25	25	9,82	734	0,706	0,096

01.04.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
01.04.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
01.04.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
01.04.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
01.05.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
01.05.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
01.05.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
01.05.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
01.05.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
02.01.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
02.01.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
02.01.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
02.01.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
02.01.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
02.02.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
02.02.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
02.02.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
02.02.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
02.02.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
02.03.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
02.03.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058

02.03.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
02.03.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
02.03.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
02.04.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
02.04.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
02.04.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
02.04.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
02.04.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
02.05.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
02.05.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
02.05.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
02.05.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
02.05.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
03.01.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
03.01.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
03.01.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
03.01.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
03.01.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
03.02.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
03.02.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
03.02.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019

03.02.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
03.02.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
03.03.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
03.03.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
03.03.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
03.03.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
03.03.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
03.04.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
03.04.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
03.04.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
03.04.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
03.04.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
03.05.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
03.05.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
03.05.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
03.05.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
03.05.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
04.01.01	25	29	9,82	734	0,820	0,112
04.01.02	25	19	9,82	734	0,537	0,073
04.01.03	25	3	9,82	734	0,085	0,012
04.01.04	25	13	9,82	734	0,367	0,050

04.01.05	25	19	9,82	734	0,537	0,073
04.02.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
04.02.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
04.02.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
04.02.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
04.02.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
04.03.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
04.03.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
04.03.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
04.03.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
04.03.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
04.04.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
04.04.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
04.04.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
04.04.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
04.04.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
04.05.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
04.05.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
04.05.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
04.05.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
04.05.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096

05.01.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
05.01.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
05.01.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
05.01.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
05.01.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
05.02.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
05.02.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
05.02.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
05.02.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
05.02.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
05.03.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
05.03.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
05.03.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
05.03.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
05.03.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
05.04.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
05.04.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
05.04.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
05.04.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
05.04.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
05.05.01	25	31	9,82	734	0,876	0,119

05.05.02	25	24	9,82	734	0,678	0,092
05.05.03	25	15	9,82	734	0,424	0,058
05.05.04	25	5	9,82	734	0,141	0,019
05.05.05	25	24	9,82	734	0,678	0,092
06.01.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
06.01.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
06.01.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
06.01.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
06.01.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
06.02.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
06.02.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
06.02.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
06.02.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
06.02.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
06.03.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
06.03.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
06.03.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
06.03.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
06.03.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
06.04.01	25	25	9,82	734	0,706	0,096
06.04.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058

06.04.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
06.04.04	25	15	9,82	734	0,424	0,058
06.04.05	25	25	9,82	734	0,706	0,096
06.05.01	25	15	9,82	734	0,424	0,058
06.05.02	25	15	9,82	734	0,424	0,058
06.05.03	25	5	9,82	734	0,141	0,019
06.05.04	25	31	9,82	734	0,876	0,119
06.05.05	25	24	9,82	734	0,678	0,092

### CÁLCULOS DE CAÍDA DE TENSIÓN DESDE CCS A ESTACION INVERSOR-TRANSFORMADOR

Código de identificación	Dimensiones		Características eléctricas					
	Seccion (mm2)	Longitud (m)	Corriente (A)	Tensión (V)	CDT (V)	CDT (%)	CDT TOTAL (%)	MÁX CDT (%)
CT -Inversor - CCS								
A.01.01	150	162	98,2	734	7,630	1,039	1,185	
A.01.02	150	162	98,2	734	7,630	1,039	1,185	
A.01.03	150	130,5	98,2	734	6,146	0,837	0,983	
A.01.04	150	130,5	98,2	734	6,146	0,837	0,983	
A.01.05	150	83	98,2	734	3,909	0,533	0,678	1,185
A.02.01	150	83	98,2	734	3,909	0,533	0,678	
A.02.02	150	121	98,2	734	5,699	0,776	0,922	
A.02.03	150	121	98,2	734	5,699	0,776	0,922	
A.02.04	150	95	98,2	734	4,474	0,610	0,755	
A.02.05	150	95	98,2	734	4,474	0,610	0,755	0,922
A.03.01	150	117	98,2	734	5,511	0,751	0,896	
A.03.02	150	117	98,2	734	5,511	0,751	0,896	
A.03.03	150	68	98,2	734	3,203	0,436	0,582	
A.03.04	150	68	98,2	734	3,203	0,436	0,582	
A.03.05	150	122	98,2	734	5,746	0,783	0,928	0,928
B.04.01	150	119	98,2	734	5,605	0,764	0,924	
B.04.02	150	89	98,2	734	4,192	0,571	0,716	
B.04.03	150	89	98,2	734	4,192	0,571	0,716	
B.04.04	150	89	98,2	734	4,192	0,571	0,716	
B.04.05	150	46	98,2	734	2,167	0,295	0,440	0,924
B.05.01	150	46	98,2	734	2,167	0,295	0,440	
B.05.02	150	133	98,2	734	6,264	0,853	0,999	

B.05.03	150	127	98,2	734	5,981	0,815	0,960	
B.05.04	150	115	98,2	734	5,416	0,738	0,883	
B.05.05	150	75	98,2	734	3,532	0,481	0,650	0,999
B.06.01	150	67	98,2	734	3,156	0,430	0,575	
B.06.02	150	121	98,2	734	5,699	0,776	0,922	
B.06.03	150	135	98,2	734	6,358	0,866	1,012	
B.06.04	150	74	98,2	734	3,485	0,475	0,620	
B.06.05	150	61	98,2	734	2,873	0,391	0,560	1,012

Tras los cálculos realizados, se verifica que en todos los tramos se respeta el porcentaje de caída de tensión permitida. Por ejemplo, la máxima caída de tensión que se produce es de 1,185%, que ciertamente ocurre en el tramo más largo, concretamente en la caja de conexiones CCS A.01.01.

#### 4. CÁLCULO DEL LADO DE CORRIENTE ALTERNA

##### 4.1. PUENTES DE BAJA TENSIÓN

La corriente en el secundario de cada transformador es de:

$$I_{nom, trafa1(BT)} = 2061,97 A$$

$$I_{nom, trafa1(BT)} = 2061,97 A$$

Para soportar dicha intensidad, la canalización prefabricada utilizada debe tener una intensidad máxima admisible superar al valor anterior.

El calibre de la canalización Canalis KTA 2500 será de 2500 A, con un número de tuercas de unión igual a 2, de sección 2x(120x6) mm<sup>2</sup>.

##### 4.2. PUENTES DE MEDIA TENSIÓN

La corriente permanente que circula por los cables del primario de cada transformador de 1000 kVA es de:

$$I_{nom, trafa1(MT)} = 43,74 A$$

$$I_{nom, trafa2(MT)} = 43,74 A$$

Y la corriente de cortocircuito de 12,3 kA.

La intensidad nominal de la línea que une el centro de transformación CTA con CPM se calcula con la suma de los dos transformadores instalados (2000 kVA).

$$I_{nom, trafos(MT)} = 87,48 A$$

Las secciones de las líneas de media tensión subterráneas viene decretado por la normativa de Iberdrola. Como se menciona en el apartado 5 del capítulo III del presente documento, la sección mínima del conductor de HEPR-Z1 es de 240 mm<sup>2</sup>, enterrados en zanja en el interior de tubos

Consultando en el MT 2.31.01 (Tabla 9), la intensidad máxima admisible para el cable HEPRZ1 dr sección de 240 mm<sup>2</sup>, es de 320 A, valor que se tiene aplicar los correspondientes factores de corrección.

Los factores de corrección para tener en cuenta son:

- Resistividad de terreno. El terreno de la PSF es de piedra arenisca con un valor de resistividad térmica de 2 K·m. Para una sección de 240 mm<sup>2</sup>, según *tabla 8-RD 223/2008*, el factor de corrección distinta a 1,5 K·m/W es 0,92.
- Por distancia entre ternas: 1 terna de cables enterrado
- Profundidad de enterramiento: a 1 metro. No se aplica factor de corrección.
- Temperatura de terreno igual a 25°C. No se aplica factor de corrección.

La intensidad admisible del conductor, teniendo en cuenta los factores de corrección es:

$$I_{adm, corregida} = 345 \times 0,92 = 317,4 >> 87,48 A. \text{ Cumple holgadamente.}$$

La potencia máxima admisible que puede transportar la línea limitada por la intensidad admisible anterior es:

$P_{max, adm} = \sqrt{3} \times 13,2 \times 317,4 \times 0,9 = 6.531,06 \text{ kW} \gg 1.980 \text{ kW}$  (suma de potencia de inversores. Si cumple).

Para la caída de tensión se utiliza la ecuación Ec.11, con una longitud estimada de 160 metros desde el transformador hasta el centro de Protección y Medida.

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 87,48 \times 0,16 (0,169 \times 0,9 + 0,105 \times 0,436) = 4,797 \text{ V}$$

$$\Delta U = 0,036 \%$$

## 5. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE MEDIA TENSIÓN

### 5.1. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO EN MEDIA TENSIÓN

Según información proporcionada por Iberdrola Distribución en el MT 2.03.20, la intensidad de cortocircuito trifásico durante 1 segundo es **12,5 kA** para tensiones de 13,2 kV.

Todos los elementos de protección de alta tensión están dimensionados para soportar una intensidad de cortocircuito de 16 kA.

Dada la Ec.07 y con  $\cos\phi=0,9$ , se tiene que la potencia de cortocircuito en el lado de media tensión de 13,2 kV es igual a 257,21 MVA.

### 5.2. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO EN BAJA TENSIÓN

Para conocer el valor de intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión (280V) del transformador, se necesitan sus valores de potencia nominal y tensión de cortocircuito en porcentaje.

$$I_{cc} = \frac{S_{nom, trafa}}{\sqrt{3} \cdot U_s \cdot u_{cc}(\%)}$$

Donde,

$I_{cc}$ : intensidad de cortocircuito en el secundario en kA

$S_{nom, trafa}$ : potencia nominal del transformador, con valor 1000 kVA

$U_s$ : tensión en el secundario, con valor 0,28 kV

$u_{cc}$ : tensión de cortocircuito del transformador, con valor 6%

Efectuando el cálculo, la intensidad de cortocircuito en el secundario de cada uno de los transformadores es igual a **34,37 kA**.

### 5.3. INTENSIDAD EN MEDIA TENSIÓN

Se aplica la fórmula general para un transformador trifásico:

$$Inom, \text{trafo1}(MT) = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,2} = 43,74 \text{ A}$$

$$Inom, \text{trafo2}(MT) = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,2} = 43,74 \text{ A}$$

Estos valores de intensidad que circulan por el devanado primario del transformador son perfectamente soportados por el cable de HEPR-Z1 aluminio de sección de 95mm<sup>2</sup>, dado que esta sección tiene una capacidad de transporte de hasta 200A, en instalación bajo tubo.

### 5.4. INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN

En el lado secundario de los transformadores, la tensión es de 280 V.

$$Inom, \text{trafo1}(BT) = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,280} = 2061,97 \text{ A}$$

$$Inom, \text{trafo2}(BT) = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,280} = 2061,97 \text{ A}$$

## 6. CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN PUESTA A TIERRA

Por seguridad eléctrica en toda instalación eléctrica se debe integrar un sistema de protección en coordinación con un sistema de puesta a tierra. Éste último tiene como objetivo evitar los daños en personas y equipos ante la presencia de corrientes de defecto.

Principalmente, las funciones de los sistemas de puestas a tierra son:

- Limitar la tensión respecto a tierra de las masas metálicas que en un momento dado puedan presentar. Así se protege al personal y equipo de someterse a potenciales peligrosos.
- Facilitar a los elementos de protección el despeje de falta a tierra.
- Eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los componentes eléctricos utilizados.

El diseño del sistema de puesta a tierra de este TFM se realiza según la ITC-BT-18, el Manual Técnico MT. 2.11.33 (Iberdrola) para los centros de transformación y manuales de instalación de los equipos comerciales para conocer las indicaciones del fabricante respecto la puesta a tierra. Además, el artículo 5.9 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red afirma que "Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora".

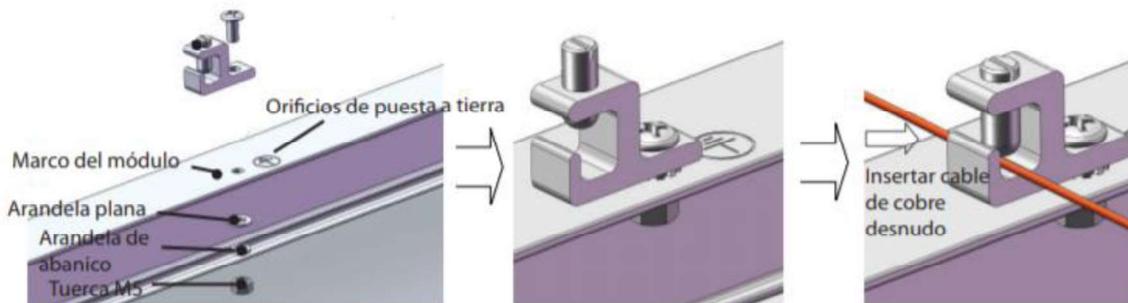
## 6.1. PUESTA A TIERRA EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN

Con un esquema IT de puesta a tierra, los conductores activos (terminal positivo y terminal negativo de cada módulo) están aislados entre sí y aislados de tierra, pero las partes metálicas del campo fotovoltaico, cajas de conexiones e inversores si deben conectarse a tierra. De esta manera, ante un contacto accidental de un conductor activo con una parte metálica no se produciría ninguna corriente de derivación a tierra dado que la tensión sería la misma.

### Marcos metálicos de los módulos

Los marcos metálicos de los módulos incorporan cuatro orificios de puesta a tierra señalados (ver ilustración inferior) donde se conectan los conductores de protección a tierra. El terminal del último módulo conectado en serie se ancla a la estructura del seguidor. El cable de protección recorre el bastidor del seguidor y se conecta al cable desnudo de tierra que recorre el fondo de las canalizaciones de evacuación de corriente continua.

### **Ilustración 27. Puesta a tierra de módulos fotovoltaicos**



### Seguidores solares

La estructura metálica del seguidor se conecta a tierra mediante un sistema formado por una pica vertical de 2 metros de longitud y un cable de protección de cobre y éste a la red de tierras de cobre desnudo que discurre por el lecho de todas las zanjas realizadas.

También se conectará a tierra el motor del seguidor y demás protecciones eléctricas necesarias, mediante bornas de tierra en el correspondiente cuadro eléctrico.

### Caja de conexiones MaxConnect

Cada caja MaxConnect incorpora un borne de conexión para conductor desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de puesta a tierra.

### Inversores

Las partes metálicas del inversor y sus protecciones internas de cada inversor se conectan a tierra en la estación con dos cables de puesta a tierra de 95mm<sup>2</sup>, uno en el lado de corriente continua y el otro en el de alterna.

La Unidad de Control Multipunto (MCU) del inversor para una buena comunicación entre ambos se debe de poner a tierra con un cable de puesta a tierra de 10mm<sup>2</sup> independiente de la tierra de los inversores.

La unidad de fusibles de corriente continua se conecta a tierra con un cable flexible de 95mm<sup>2</sup>.

Todos estos conductores de protección se tienden a lo largo de la longitud de la zanja dirigida hacia el seguidor correspondiente donde se une con su propio sistema de puesta a tierra y se forma un único sistema de puesta a tierra formado por picas verticales y conductor de tierra horizontal.

### ***Cálculo de resistencia de puesta a tierra ( $R_T$ , $R_V$ )***

La unión de tierras de todas las masas metálicas, tanto de la parte de continua como de la alterna, se debe diseñar correctamente para que en ningún caso aparezca una tensión de contacto superior a 24 V en ninguna masa de la instalación.

Se considera una resistividad del terreno de 100  $\Omega\text{m}$ .

Para realizar la puesta a tierra se utilizan dos tipos de electrodos:

- 30 picas verticales, colocadas en los 30 seguidores solares. Las picas son de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud. Estos elementos son enterrados verticalmente a 0,5 metros de profundidad.
- 1356 metros de conductor de cobre enterrado horizontalmente

La resistencia de puesta a tierra se calcula como:

Resistencia de seguidores solares:

$$R_{seguidor} = \frac{\rho}{L \cdot n^{\circ}seguidores} = \frac{100}{2 \times 30} = 1,667 \Omega$$

Resistencia del conductor:

Para un conductor enterrado horizontalmente, considerando la longitud del conductor uniendo los seguidores y la resistividad del terreno.

$$R_{cond} = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 100}{1356} = 0,147 \Omega$$

Resistencia puesta a tierra total:

La resistencia total es el resultado de unir físicamente ambas resistencias. Eléctricamente significa dos resistencias paralelo:

$$R_{FV} = \frac{R_{seguidor} \cdot R_{cond}}{R_{seguidor} + R_{cond}}$$
$$R_{FV} = 0,136 \Omega$$

En una instalación de baja tensión protegida contra contactos indirectos por un interruptor diferencial con sensibilidad igual a 300 mA, se considera una correcta puesta a tierra si ante un defecto a tierra no se origina una tensión de contacto de 24 V. Aplicando la ley de ohm, la resistencia de puesta a tierra debe ser inferior a 80  $\Omega$ .

Se consiguen valores de tierra muy bajas, incluso menores a 1  $\Omega$ . En estos casos, Iberdrola da el visto bueno de la unión de la puesta a tierra de protección de AT ( $R_{AT}$ ) y de la instalación de baja tensión ( $R_{FV}$ ) [2].

El valor de  $R_{AT}$  es igual a 5,863  $\Omega$ . [3].

Se admite esta unión siempre y cuando se cumpla la siguiente condición:

$$V_d < V_c$$

Siendo;

$V_d = I_d \cdot R_t$  (Tensión de defecto, según RAT, tensión de puesta a tierra)

$V_c$  (tensión de contacto aplicada máxima)

$R_t = R_{FV} || R_{AT}$

Para obtener el valor de  $V_c$  se consulta el MT 2.11.33 en el apartado de dimensionamiento con respecto a la seguridad de las personas.

**Ilustración 28. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada  $U_{ca}$  en función de la duración de la corriente de falta. [Fuente: tabla 2 de MT 2.11.33]**

Duración de la corriente de falta, $t_f$ (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, $U_{ca}$ (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
0.60	185
0.70	165
0.80	146
0.9	126
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Tomando 1 segundo de duración de la corriente de falta, la tensión de contacto admisible es de 107 V.

El valor de  $I_d$  (intensidad de defecto a tierra en el lado de AT) debe ser proporcionado por la distribuidora. Consultado el proyecto [3] la intensidad de defecto a tierra es de 400 A con un tiempo de desconexión de 1 segundo.

Aplicando los valores anteriores:

$$V_d = 53,17 V < V_c = 107 V$$

En definitiva, es posible instalar una única red equipotencial con la instalación de baja tensión y la puesta a tierra de protección de los centros de transformación y CPM.

#### Tierra de protección del vallado perimetral

Para evitar una tensión diferencial del vallado perimetral se opta por un sistema de puesta a tierra de picas verticales equidistantes cada 50 metros. Las picas tienen un diámetro de 14 mm y una longitud de 2 metros. Estos elementos son enterrados verticalmente a 0,5 metros de profundidad.

Con esta configuración se necesita un total de 14 picas.

Calculando la resistencia de puesta a tierra, se obtiene un  $R_{vallado} = 3,571 \Omega$ . Este valor no es crítico, cuando se instala en paralelo a  $R_{FV}$ , dado que aún así se obtiene valores de resistencia inferiores a  $1 \Omega$ .

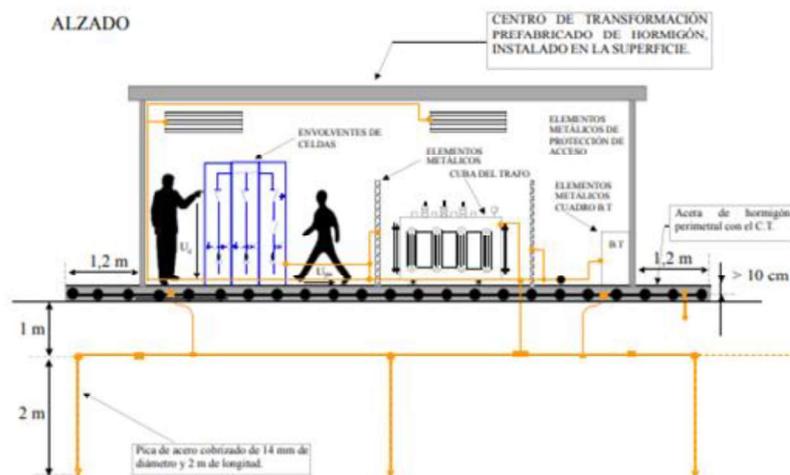
Con esta disposición se consigue que la persona que esté en contacto con la valla esté sobre una superficie equipotencial con lo que desaparece el riesgo inherente a la tensión de contacto en el exterior.

## 6.2. PUESTA A TIERRA EN EL LADO DE ALTA TENSIÓN

Para el diseño de la puesta a tierra en el lado de alta tensión se consulta el manual técnico MT 2.11.33 de la compañía de distribución. El diseño afecta a los dos centros de transformación y Centro de Protección y Medida.

Al tratarse de elementos conectados ya desde fábrica disponen de placas de puesta a tierra para sus componentes, sistemas de desconexión y pasacables por lo que el único trabajo pendiente a realizar es unir todos los aparatos y equipos del CT.

**Ilustración 29. Conexión de las masas metálicas a tierra en el centro de transformación. (Fuente: figura 4 de MT 2.11.33)**



### Tierra de protección

Para el interior de cada envolvente de hormigón, de cada centro de transformación, se instala un anillo de tierras formado por un cable de cobre desnudo de  $50 \text{ mm}^2$  horizontal al que se conectan los siguientes elementos metálicos:

- Cualquier masa metálica del interior del CT que pueda quedar eventualmente en tensión
- El medidor de aislamiento integrado en cada inversor
- Carcasa metálica del transformador de potencia
- Armadura del edificio
- Armadura metálica de las envolventes

Por cada centro de transformación se calcula la resistencia de ese sistema de tierras formado a su alrededor. Para ello se consultan unas características de la red de distribución a la compañía distribuidora. Para la elaboración de este TFM se ha consultado diferentes ingenierías [3] encargadas de elaborar este tipo de proyectos:

- Tensión de servicio  $U_{bt} = 13,2 \text{ kV}$
- Intensidad de defecto de tierra  $I_d = 400 \text{ A}$
- Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT  $U_{bt} = 10000 \text{ V}$

La máxima resistencia de la puesta a tierra de protección de cada centro de transformación se obtiene según la siguiente expresión matemática:

$$U_{bt} \geq I_d \cdot R_t$$

$I_d$ : intensidad de defecto a tierra para el lado de media tensión, 400 A

Aplicando los valores numéricos, la resistencia total de puesta a tierra resulta:

$$R_t = 25 \Omega$$

El siguiente paso es seleccionar el electrodo comercial. Esto se hace en función del coeficiente de resistencia de puesta a tierra, expresado en la siguiente manera:

$$K_r \leq \frac{R_t}{\rho}$$

El electrodo seleccionado deberá cumplir el requisito anterior para la puesta a tierra de los CTs:

$$K_r \leq 0,25$$

En las tablas Anexo del MT 2.11.33 se puede seleccionar el electrodo conforme las dimensiones del centro de transformación que se necesiten. Se puede utilizar cualquier configuración siempre y cuando el coeficiente de resistencia de puesta a tierra y el de tensión de paso sean menores o iguales a 0,25.

Para este TFM se selecciona el siguiente electrodo [3]:

- Configuración seleccionada: CPT-CT-A-(5x9)+8P2
- Geometría del sistema: anillo
- Dimensiones de la red: 5x9 metros
- Profundidad electrodo: 0,5 metros
- Número de picas: 8
- Longitud de picas: 2 metros
- Separación entre picas: 3 metros
- Coeficiente característico del electrodo  $K_r = 0,05863 \Omega / \Omega \cdot \text{m}$

Este anillo resultante se conecta a una caja de seccionamiento la cual se enlaza con el mallazo electrosoldado exterior de la envolvente formando una superficie equipotencial.

### Tierra de servicio

Los transformadores de potencia de los CTs no disponen de neutro, luego no es necesaria la puesta a tierra de servicio del centro.

En el Centro de Medida y Protección sí se dispone de una instalación de puesta a tierra de servicio, dado que el transformador de alimentación auxiliar cuenta con neutro, además de la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Se utiliza cable de cobre aislado de sección 50 mm<sup>2</sup> de tipo DN-RA 0,6/1 kV.

Esta tierra de servicio es necesaria para evitar tensiones peligrosas en baja tensión ocasionadas por fallos en la red de alta tensión. El neutro de baja tensión del transformador de SSAA se conecta a una toma de tierra independiente del sistema de alta tensión para que no haya influencia en la red general de tierras de la instalación.

El neutro del transformador se conecta a una caja de seccionamiento (Tierra de servicio).

Desde la caja de seccionamiento, se instala un conductor de cobre aislado eléctrica y mecánicamente hasta la tierra exterior de servicio.

Cada uno de los dos sistemas de puesta a tierra está conectado a una caja de seccionamiento independiente.

Una caja de seccionamiento contiene en un interior un puente de tierras fabricado con pletinas de cobre o aluminio, de 20x3 mm.

## 7. INVESTIGACIÓN DE TENSIONES TRANSFERIBLES AL EXTERIOR

No existen medios de transferencia de tensiones al exterior por lo que no se considera necesario un estudio previo para su reducción o eliminación.

No obstante, para que no se alcancen tensiones elevadas cuando se produzca un defecto, existe una distancia de separación mínima entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio.

$$D_{min} = \frac{\rho \cdot I_d}{2 \cdot \pi \cdot U}$$

Siendo:

D : distancia entre electrodos, en metros

$\rho$  : resistividad media del terreno, 100  $\Omega \cdot m$

$I_d$  : intensidad de defecto a tierra para el lado de media tensión, 400 A

U: 1200 V para sistemas de distribución TT

Aplicando los datos en la ecuación, por seguridad ante cualquier defecto, se mantiene una distancia de 5 metros entre las tierras de protección y de servicio del CPM.

## REFERENCIAS CAPÍTULO V

- [1] Prysmian Group (2018, mayo 12). *Manual técnico y práctico de cables y accesorios para Baja Tensión. El libro blanco de la instalación*. Edición 2018. Recuperado en septiembre 2021:  
[https://www.prysmianclub.es/sdm\\_downloads/catalogo-de-cables-y-accesorios-para-baja-tension/](https://www.prysmianclub.es/sdm_downloads/catalogo-de-cables-y-accesorios-para-baja-tension/)
- [2] Iberdrola Distribución eléctrica (2018, octubre). *Jornada de Puesta a Tierra en AT y BT*. Alicante. Recuperado en septiembre 2021 de  
[https://iicv.net/wp-content/uploads/documents-and-technical-tools/20181025\\_jornada\\_de\\_pat\\_alicante.pdf](https://iicv.net/wp-content/uploads/documents-and-technical-tools/20181025_jornada_de_pat_alicante.pdf)
- [3] Javier de Pedro Iñigo (2018, mayo). Colegiado 2546. *Proyecto de instalación solar fotovoltaica “Atalaya” conectada a red de 1,45MW, en Cortes (Navarra)*. RIOS RENOVABLES S.L.U.  
Recuperado en septiembre 2021 de  
<https://gobiernoabierto.navarra.es/es/participacion/procesos/instalacion-solar-fotovoltaica-atalaya-termino-municipal-cortes-ce-4979>

## **CAPÍTULO VI – RENTABILIDAD DE LA PSF**

### **1. NECESIDAD DE ESTUDIO**

Todo proyecto requiere de un análisis para conocer su viabilidad económica antes de llegar a implementarse. Este factor es muy importante a la hora de buscar posibles inversores que inviertan su dinero en el proyecto. Sólo habrá interés en invertir su dinero cuando el margen de beneficio económico sea elevado y, obviamente no haya pérdidas importantes. Este tipo de instalaciones supone elevadas inversiones económica lo que implica una buena preparación para convencer al posible inversionista.

Afortunadamente, en la actualidad las condiciones políticas impuestas por el Estado son a favor de este tipo de instalaciones con unas tarifas especiales generando un interés atractivo por parte de las empresas inversionistas.

Para determinar la rentabilidad de la instalación se utilizan herramientas de cálculo tales como el plazo de recuperación (Pay Back), el valor actual neto (VAN) y la tasa de rentabilidad (TIR).

El Pay Back indica el período de tiempo necesario para recuperar el capital inicial invertido. Se calcula dividiendo la inversión inicial entre los flujos de caja generados.

Con el TIR se estima el margen de beneficios o pérdidas de la inversión realizada en el proyecto. Su valor es el resultado de la división de la inversión inicial y los ingresos generados por el número de años de la inversión.

Aunque se ha intentado proyectar este TFM lo más real posible, no lo es, dada la poca experiencia, la no consideración de todos los elementos ni operaciones necesarias. No se puede evaluar la obra civil de la instalación ni ciertos componentes no eléctricos, ni tampoco todos los materiales electrónicos para la monitorización de la planta. Todo el presupuesto está generado con precios de productos encontrados en internet o estimaciones según otros proyectos reales.

Según la revista digital <sup>[1]</sup>, *Una decisión del ICSD, ..., reconoce que la vida útil de las plantas solares fotovoltaicas alcanza los 35 años.* (Payán, 2020). Corroborando los datos de los productos comerciales, los módulos fotovoltaicos sí garantizan esa vida útil con un rendimiento del 90% en el año 35.

No obstante, los fabricantes proporcionan una garantía de producto igual a 25 años, por lo que para la estimación de la rentabilidad de la planta se toma este valor.

Según el presupuesto general, el coste total de inversión es de CUATRO MILLONES QUINIENTOS CINCUENTA Y SEIS MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y SIETE CON SESENTA Y CUATRO.

<sup>[1]</sup> Payán, Álvaro (2020, enero). *Una sentencia estipula en 35 años la vida útil de las plantas solares fotovoltaicas.* Renewable Energy Magazine. Recuperado de <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/un-sentencia-estipula-en-35-anos-de-20200109>

## 2. PRECIO VENTA ENERGÍA

Sin lugar a duda, este factor es muy importante en el estudio de la rentabilidad de este tipo de proyectos, ya que representa una gran barrera por su incertidumbre a largo plazo.

La volatilidad en el precio del mercado eléctrico y la falta de incertidumbre más allá de los cinco años no favorece la contratación de energía a un precio fijo durante más de ese periodo de tiempo.

En este TFM, se propone que la energía generada a Iberdrola Distribución mediante un contrato tipo PPA, que es un acuerdo entre comprador y productor de energía de energía limpia a largo plazo a un precio prefijado. La otra opción es venderla al mercado diario.

Con este acuerdo se tienen definidos los ingresos por la venta de energía durante el tiempo de explotación de la planta solar fotovoltaica.

Finalmente, el análisis de viabilidad se realiza en base a los precios de energía eléctrica en el mercado diario consultado en la página oficial de OMIE, el operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español. Para el año 1 se toma el precio medio final anual de la electricidad de 92,42 €/MWh.

## 3. ENTRADAS Y SALIDAS DE CAPITAL

Al tratarse de una instalación fotovoltaica con vertido a red, las entradas de capital se deben exclusivamente a los ingresos generados por la venta de energía producida a la Iberdrola. Estas ofertas de venta dependen de:

- Potencia instalada
- Eficiencia y degradación de los módulos fotovoltaicos
- Energía producida cada año, en MWh
- Precio de venta del kWh estimado, consultando OMIE
- Se considera un aumento del precio medio de la venta de electricidad por año del 1,49% durante los próximos 25 años. Este dato es calculado en función de la inflación estimada.

Para conocer las entradas de capital de la instalación se aplica la siguiente expresión:

Año 1:

$$\begin{aligned} & \text{Ingresos instalación FV (año 1)} = \\ & = \text{Energía producida anual (año 1)} \times \text{Precio venta (año 1)} \end{aligned}$$

Años posteriores:

$$\begin{aligned} & \text{Ingresos instalación FV} \\ & = [\text{Energía producida anual}(n - 1) \times (1 - \text{Pérd. efic.})] \times [\text{Precio}(n - 1) \times (1 + \text{Porcentajemedioenergía}/100)] \end{aligned}$$

La producción estimada según el informe de PVSIST se calculan unos 4676 MWh el primer año de explotación, con una degradación de producción del 0,25% anual.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 1,98 MW con seguimiento solar en Arguedas  
(Navarra) con vertido a red

Las salidas de capital están formadas por los siguientes:

- La inversión total de la instalación es de 4.556.297,64 euros netos y la previsión de gastos en función de los ingresos por la venta de energía.
- Mantenimiento preventivo y correctivo: se estima un gasto anual para un mantenimiento anual contratando una empresa externa dedicada a estos oficios. Se consulta varios proyectos reales que estiman unos 2000€ de mantenimiento anual para la planta fotovoltaica de 1,98 MW.
- Seguro de la instalación. Se estima unos 6000 € anuales, a un seguro a todo riesgo.
- Coste de reposición de material. Se estima unos 600€ a partir del quinto año y de 1500€ a partir del décimo año.
- Factura de luz. Se considera aproximadamente 200 € anuales.
- Gastos varios. Se considera unos 4000 €.
- Intereses. No se consideran, dado que no hay préstamo bancario.

**Tabla 21. Gastos previstos durante la explotación de la PSF**

MOMENTO	AÑO	C. Mantenimiento	C. Seguro	C. Reposición	C. Luz	Gastos varios	Total Gastos
0	2018	2000	6000				
1	2019	2000	6000	0	200	4000	12200
2	2020	2000	6000	0	200	4000	12200
3	2021	2000	6000	0	200	4000	12200
4	2022	2000	6000	0	200	4000	12200
5	2023	2000	6000	0	200	4000	12200
6	2024	2000	6000	600	200	4000	12800
7	2025	2000	6000	600	200	4000	12800
8	2026	2000	6000	600	200	4000	12800
9	2027	2000	6000	600	200	4000	12800
10	2028	2000	6000	600	200	4000	12800
11	2029	2000	6000	1500	200	4000	13700
12	2030	2000	6000	1500	200	4000	13700
13	2031	2000	6000	1500	200	4000	13700
14	2032	2000	6000	1500	200	4000	13700
15	2033	2000	6000	1500	200	4000	13700
16	2034	2000	6000	1500	200	4000	13700
17	2035	2000	6000	1500	200	4000	13700
18	2036	2000	6000	1500	200	4000	13700
19	2037	2000	6000	1500	200	4000	13700
20	2038	2000	6000	1500	200	4000	13700
21	2039	2000	6000	1500	200	4000	13700
22	2040	2000	6000	1500	200	4000	13700
23	2041	2000	6000	1500	200	4000	13700
24	2042	2000	6000	1500	200	4000	13700
25	2043	2000	6000	1500	200	4000	13700

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 1,98 MW con seguimiento solar en Arguedas (Navarra) con vertido a red

Tabla 22. Cuenta de resultados de la instalación PSF

CUENTA DE RESULTADOS DE LA INSTALACIÓN								
MOMENTO	AÑO	Producción Estimada	Pérdida eficiencia	Precio venta energía	Incremento Precio energía	Total Ingresos	Total Gastos	Beneficio
		MWh	%	€/MWh	%	€	€	€
0	2021							-3828821,55
1	2022	4676,00		92,42		432155,92	12200	419955,92
2	2023	4664,31	0,25	93,79	1,49	437488,53	12200	425288,53
3	2024	4652,65	0,25	95,19	1,49	442886,95	12200	430686,95
4	2025	4641,02	0,25	96,61	1,49	448351,98	12200	436151,98
5	2026	4629,42	0,25	98,04	1,49	453884,44	12200	441684,44
6	2027	4617,84	0,25	99,50	1,49	459485,17	12800	446685,17
7	2028	4606,30	0,25	100,98	1,49	465155,02	12800	452355,02
8	2029	4594,78	0,25	102,48	1,49	470894,83	12800	458094,83
9	2030	4583,29	0,25	104,01	1,49	476705,46	12800	463905,46
10	2031	4571,84	0,25	105,56	1,49	482587,79	12800	469787,79
11	2032	4560,41	0,25	107,13	1,49	488542,71	13700	474842,71
12	2033	4549,01	0,25	108,72	1,49	494571,11	13700	480871,11
13	2034	4537,63	0,25	110,34	1,49	500673,90	13700	486973,90
14	2035	4526,29	0,25	111,98	1,49	506852,00	13700	493152,00
15	2036	4514,97	0,25	113,65	1,49	513106,33	13700	499406,33
16	2037	4503,69	0,25	115,34	1,49	519437,83	13700	505737,83
17	2038	4492,43	0,25	117,05	1,49	525847,47	13700	512147,47
18	2039	4481,20	0,25	118,79	1,49	532336,19	13700	518636,19
19	2040	4469,99	0,25	120,56	1,49	538904,98	13700	525204,98
20	2041	4458,82	0,25	122,35	1,49	545554,83	13700	531854,83
21	2042	4447,67	0,25	124,17	1,49	552286,74	13700	538586,74
22	2043	4436,55	0,25	126,02	1,49	559101,71	13700	545401,71
23	2044	4425,46	0,25	127,90	1,49	566000,78	13700	552300,78
24	2045	4414,40	0,25	129,80	1,49	572984,98	13700	559284,98
25	2046	4403,36	0,25	131,73	1,49	580055,36	13700	566355,36

#### 4. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Con este parámetro se calcula el valor presente de un flujo de caja futuro.

Su expresión matemática es la siguiente:

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^{25} \frac{C_i}{(1+r)^i} =$$

Donde,

VAN: valor presente del flujo de caja futuro

Ci: flujo de caja del año i

C0: inversión inicial

r: tasa de descuento

En cada momento actual, se descuenta todos los flujos de caja futuros del proyecto, restándole la inversión inicial.

Para la tasa de descuento r se busca posibles valores en diferentes proyectos similares al TFM, y se toma como valor la tasa de descuento en España del 9%.

El proyecto es aceptable si el VAN toma un valor positivo y elevado. Se descarta el proyecto si el resultado es negativo.

El VAN obtenido como resultado de la explotación de la PSF después de 25 años es de **732.537,83 €**, del orden de 5 veces superior a la inversión inicial efectuada.

Se concluye que la PSF que se proyecta en este documento es altamente rentable.

## 5. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Este parámetro indica si un proyecto es viable económicamente.

Es la variable que hace que el VAN sea cero. Este valor se compara con una tasa mínima, la tasa de rentabilidad libre de riesgo. Según proyectos similares para este tipo de instalaciones se suele considerar una tasa mínima de 15%.

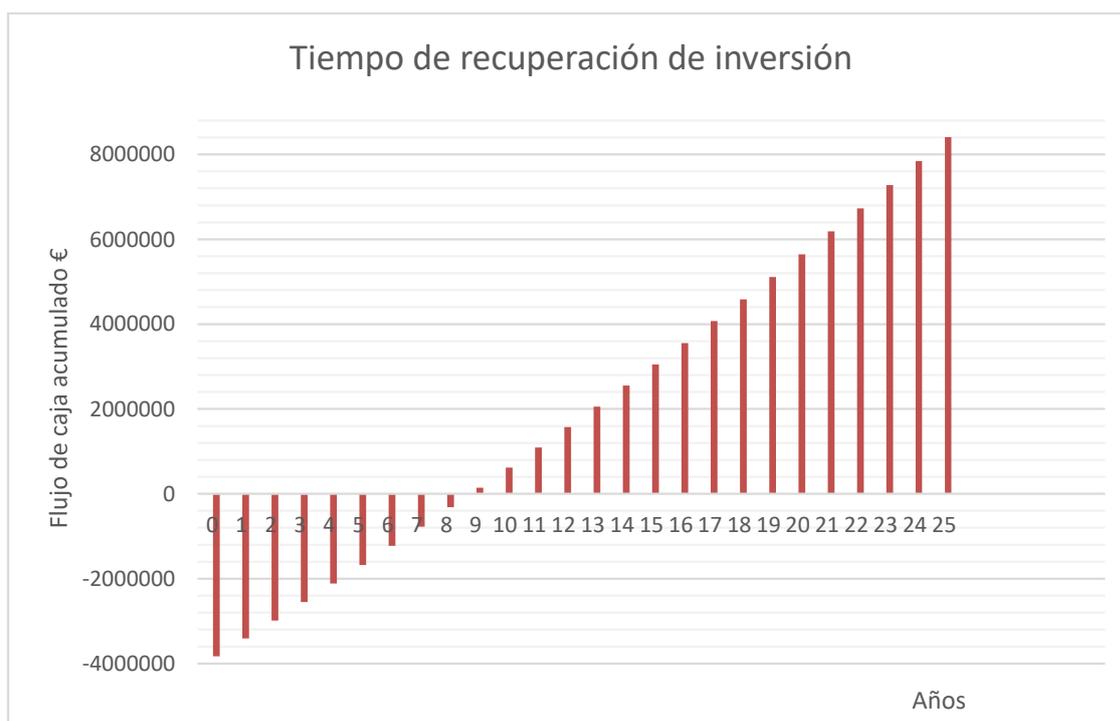
$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^{25} \frac{C_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

El TIR obtenido en la PSF es de un **11%**, ligeramente inferior al valor mínimo considerado, pero aceptable para un primer estudio de rentabilidad de este proyecto.

## 6. TIEMPO DE RECUPERACIÓN (PAY-BACK)

Este dato indica el tiempo en que se recupera la inversión inicial. Para calcular este dato es necesario conocer la inversión inicial del proyecto (momento cero) y el valor de los flujos de caja acumulados en cada periodo de tiempo. En nuestro caso tenemos unos flujos de caja variables.

### Ilustración 30. Tiempo de recuperación de la inversión de PSF



**Tabla 23. Flujos de caja previstos en cada período de explotación de la PSF**

AÑO	MOMENTO	Flujo de caja actual (€)	Flujo de caja acumulado (€)
2021	0	-3828822	-3828822
2022	1	419956	-3408866
2023	2	425289	-2983577
2024	3	430687	-2552890
2025	4	436152	-2116738
2026	5	441684	-1675054
2027	6	446685	-1228369
2028	7	452355	-776014
2029	8	458095	-317919
2030	9	463905	145987
2031	10	469788	615775
2032	11	474843	1090617
2033	12	480871	1571488
2034	13	486974	2058462
2035	14	493152	2551614
2036	15	499406	3051021
2037	16	505738	3556758
2038	17	512147	4068906
2039	18	518636	4587542
2040	19	525205	5112747
2041	20	531855	5644602
2042	21	538587	6183189
2043	22	545402	6728590
2044	23	552301	7280891
2045	24	559285	7840176
2046	25	566355	8406531

En el momento en el que el flujo de caja acumulado se hace positivo se deduce el año de recuperación de la inversión realizada. A partir de ese momento el beneficio obtenido pasa a ser mayor. Mostrado en una gráfica se observa que la pendiente es cada vez mayor.

El retorno de la inversión efectuada se hará a partir del **año 9**.

Este tipo de proyectos suelen tener un tiempo de recuperación entre los 12-13 años. El resultado anterior la recuperación se da antes, posiblemente porque no se han tenido en cuenta en el presupuesto general todos los costes de la instalación. No obstante, para un primer estudio básico de la rentabilidad de la PSF se puede afirmar que se obtiene un resultado aceptable.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 1,98MW con seguimiento solar en Arguedas  
(Navarra) con vertido a red

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 1,98 MW con seguimiento solar en Arguedas  
(Navarra) con vertido a red

---

## **PRESUPUESTO**

---



## **PRESUPUESTO**

### **1. NECESIDAD DEL PRESUPUESTO**

Para el desarrollo de este presupuesto se toman dos vías de referencias de precios. Por un lado, para los equipos comerciales se consulta los precios unitarios en el mercado actual. Por otro lado, existen varios componentes cuyo precio no está disponible o, dada su configuración compleja no es posible determinar todos y cada uno de los componentes, sino que se realiza una estimación presupuestaria según proyectos similares.

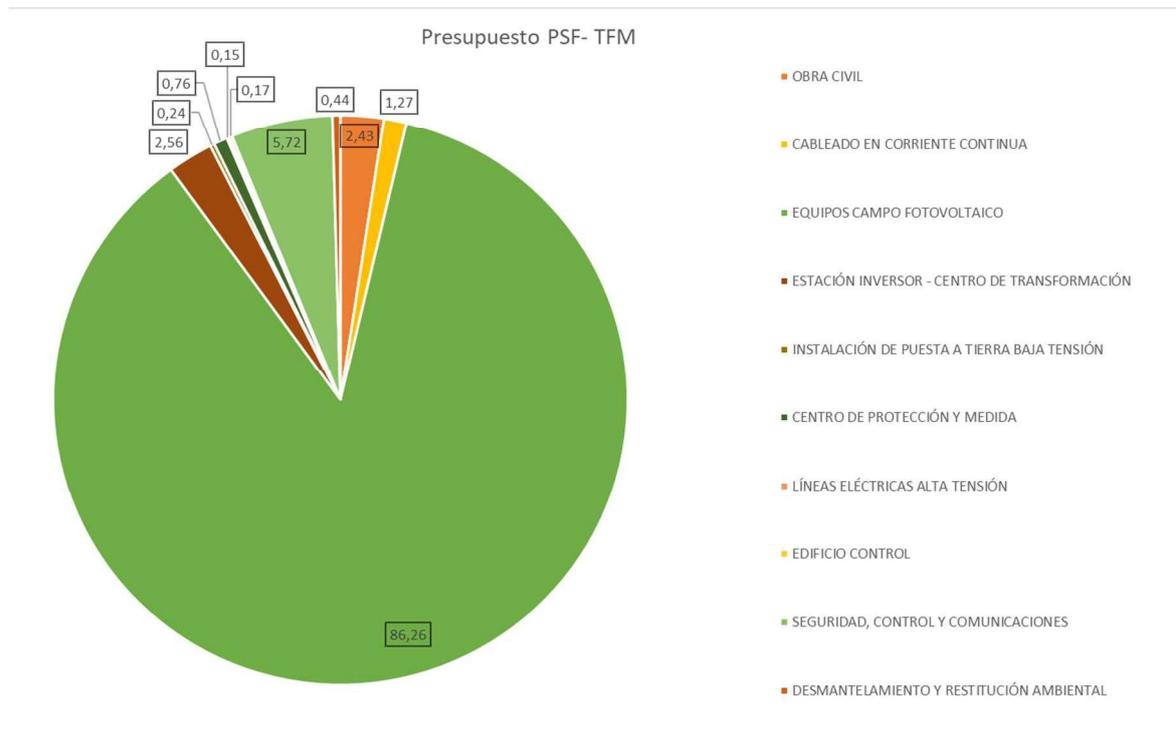
El objetivo es reflejar todos los capítulos y partidas necesarias en este tipo de proyectos, aunque aparecen partidas sin valorar económicamente, porque requieren de un análisis exhaustivo ajeno al desarrollo teórico del presente TFM.

Por lo tanto, la interpretación del presupuesto es meramente orientativo.

Al descomponer el presupuesto se obtiene que el 86,26% del coste es ocupado por los módulos fotovoltaicos, seguidores solares y cajas de conexiones de string. Esto demuestra que la tendencia actual de estos proyectos es optar por modelos los más económicos. Con este proyecto se demuestra que si se opta por unos modelos técnicamente mejores castigando el coste material se obtienen resultados similares a proyectos con módulos más económicos, pero con peores prestaciones.

Para esta instalación FV en Arguedas se ha optado por módulos con mejor eficiencia y degradación anual implementadas con una tecnología innovadora en el tipo de célula, que aprovechan mejor la radiación solar que incide sobre ellas. Es posible que unos módulos con menor coste abaraten el presupuesto general, pero a costa de no aprovechar la mayor cantidad posible de la radiación. Lo mismo ocurre con la estructura de soporte de los módulos al utilizar unos modelos con el tipo de seguimiento más adecuado para el mejor aprovechamiento de la radiación.

Ilustración 31. Desglose de presupuesto general de proyecto



## 2. PRESUPUESTO DE INVERSIÓN

Según lo obtenido en el apartado de PRESUPUESTO GENERAL, el coste total de inversión de la instalación es de 4.556.297,64 euros, CUATRO MILLONES QUINIENTOS CINCUENTA Y SEIS MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y SIETE CON 64 EUROS.

A continuación, se adjunta el presupuesto con los capítulos y partidas que se consideran para este tipo de proyectos.



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,98 MW CON SEGUIMIENTO SOLAR EN ARGUEDAS (NAVARRA)  
CON VERTIDO A RED

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
<b>CAPÍTULO 01. OBRA CIVIL</b>				
01.01	M2 LIMPIEZA DE TERRENO Desbroce y limpieza superficial del terreno con medios mecánicos. Allanado de terreno. No se valora transporte al vertedero.			
		16048	0,35	5616,8
01.02	M2 MOVIMIENTO DE TIERRAS Compensación de tierras, excavación en zonas donde sea necesario y nivelación de tierras para asentar casetas prefabricadas.			
		16048	0,52	8344,96
01.03	UD CIMENTACIÓN SUPERFICIAL PARA SOPORTES SEGUIDORES Cimentación para zapata superficial de seguidor solar.			
		150	30,25	4537,5
01.04	UD CIMENTACIÓN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y CPM Cimentación para bancada del edificio inversor-centro de transformación de dimensiones, según dimensiones de proyecto.			
		3	2000	6000
01.05	UD CIMENTACIÓN CENTRO DE CONTROL Cimentación para bancada de edificio de centro de control y monitorización, según dimensiones de proyecto.			
		1	858	858
01.06	ML ACCESOS Y VALLADO EXTERIOR Vallado metálico de 2 metros de altura formado por red metálica y postes para evitar intrusiones y la libre circulación de vehículo o personal no autorizado. Vallado de 722 metros. Camino de 4 metros de anchura para acceso a equipos y a Cts de parque fotovoltaico.			
		1	11975	11975
01.07	ML CANALIZACIONES DE BAJA TENSIÓN Zanja general de baja tensión, incluida excavación y rellenado. CONDUCTORES DIRECTAMENTE ENTERRADOS			
		700	28	19600
01.08	ML CANALIZACIÓN LÍNEA MT 13,2kV Zanja para red eléctrica de media tensión. CONDUCTORES ENTERRADOS BAJO TUBO.			
		180	28	5040



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,98 MW CON SEGUIMIENTO SOLAR EN ARGUEDAS (NAVARRA)  
CON VERTIDO A RED

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
01.09 UD	RESIDUOS GENERADOS EN OBRA. TRASLADO AL VERTEDERO AUTORIZADO Reciclaje de residuos madera Reciclaje de residuos plásticos Reciclaje de residuos papel y cartón Transporte residuos inertes con camión a vertedero	1	20000	20000
<b>TOTAL CAPÍTULO 01. OBRA CIVIL</b>				<b>81972,26</b>
<b>CAPÍTULO 02. CABLEADO EN CORRIENTE CONTINUA</b>				
02.01 ML	CABLE H1Z2Z2-K 1x6mm2 Cu 1,8kV DC Suministro e instalación cable PRYSUN 1x6mm2 Cu H1Z2Z2-K para conexión entre módulos en serie. Cable unipolar resistente a la intemperie.	900	1,58	1422
02.02 ML	CABLE XZ1 (S) 1X25mm2 Al 1,8kV DC Suministro e instalación cable 1x25mm2 Al, XZ1 1,8kV DC VOLTALENE FLAMEX CPRO (S), desde seguidor hasta caja de conexiones Maxconnect, tendido por el seguidor.	2320	4,8	11136
02.04 ML	CABLE XZ1 (S) 1X150mm2 Al 1,8kV DC Suministro e instalación cable solar 1x150mm2 Al, XZ1 1,8kV DC VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) para conexión desde cajas de conexión Maxconnect a inversor FV directamente enterrado.	3061	6,36	19467,96
02.05 ML	LÍNEA DE TIERRA CABLE PROTECCIÓN 6MM2 Suministro e instalación de cable verde/amarillo 1x6mm2 Cu ES07Z1-K (AS). Conecta las estructuras soporte con la red de tierras.	7500	1,23	9225
<b>TOTAL CAPÍTULO 02. CABLEADO</b>				<b>41250,96</b>
<b>CAPÍTULO 03. EQUIPOS CAMPO FOTOVOLTAICO</b>				
03.01 UD	MÓDULO REC ALPHA 360 KWp Suministro de módulo mono cristalino REC ALPHA de 360 Wp PERC de célula partida. Eficiencia 20,6%. 1000 Vdc. No incluye mano de obra de instalación ni pequeño material auxiliar.	6000	280	1680000



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,98 MW CON SEGUIMIENTO SOLAR EN ARGUEDAS (NAVARRA)  
CON VERTIDO A RED

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
03.02 UD	SEGUIDOR SOLAR 2x20MOD Suministro de estructura solar metálica y parrilla MS1-E TRACKER 15 con seguimiento a un eje vertical. Alimentación de motor 380V trifásico. Ángulo de giro azimutal $\pm 120^\circ$ . Para soportar 40 módulos en su parrilla.	150	10799	1619850
03.03 UD	CAJA DE CONEXIONES MAX CONNECT PLUS 12 CON PROTECCIONES  Suministro de caja de conexiones DC de 900 Vdc, 12 entradas para agrupación de ramales. Completamente protegido por fusibles de ramales, descargadores de sobretensión y seccionador de gran capacidad. Carcasa de aluminio para montaje exterior, IP65.	30	650	19500
<b>TOTAL CAPÍTULO 03. EQUIPOS CAMPO FOTOVOLTAICO</b>				<b>3319350</b>
<b>CAPÍTULO 04. ESTACIÓN INVERSOR - CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>				
04.01 UD	CAJA DE FUSIBLES DE CC Suministro e instalación de conjunto de fusible formado por fusible de cuchillas, tipo gPV, intensidad nominal 100 A, poder de corte de 50 kA, tamaño NH3 y base para fusible de cuchillas unipolar (1P). Totalmente montado, conexionado y probado. No incluidas en el suministro del pack inversor central	6	66,36	398,16
04.02 UD	INVERSOR TRANSFORMADOR 1 MVAs 13,2/0,28 kV Suministro e instalación de inversor central de Solar Max, de 1 MVA. Compuesta por 3 inversores de 330 Kva y un transformador de 1 MVA 13,2/0,28 kV. La estación integra inversor y transformador en un edificio prefabricado de hormigón de dimensiones 7.618x2.520x3.100 mm.	2	34534,5	69069
04.03 UD	CUADRO GENERAL DE BAJA TENSIÓN Armario metálico de chapa 500x400x240 mm, compuesto por: 1 interruptor magnetotérmico IV-63A 1 interruptor diferencial de IV-63A/300mA 2 interruptor magnetotérmico I+N 10A. Alumbrado 1 interruptor magnetotérmico I+N 16A. Cuadro protecciones 1 interruptor magnetotérmico I+N 16A. Base de enchufe 1 Base enchufe tipo SCHUKO II+T 16A 1 interruptor magnetotérmico I+N 16A. Reserva 1 interruptor magnetotérmico III+N 16A. Reserva 1 descargador de sobretensión 2 Vigilante de aislamiento 1000V 3 Interruptor automático salida inversor 2500A/690V	2	1726,5	3453



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,98 MW CON SEGUIMIENTO SOLAR EN ARGUEDAS (NAVARRA)  
CON VERTIDO A RED

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
04.04 UD	<p>CONEXIÓN INVERSOR-CGBT</p> <p>Suministro de canalización prefabricada Canali KTA-2000A Principalmente formada por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Elementos rectos de transporte tipo ET</li> <li>-Elemento de cierre de línea tipo FA</li> <li>-Seccionador con mando rotativo</li> <li>-Codos para cambios de dirección</li> <li>-Alimentaciones tipo ER N1/N2</li> <li>- Kit de estanqueidad</li> </ul>	2	5400	10800
04.05 UD	<p>CELDA DE LÍNEA</p> <p>Celda SCHNEIDER ELECTRIC de interruptor-seccionador gama SM6. Interruptor-seccionador de corte en SF6 de 400 A, tensión de 24 kV y 16 kA. Seccionador de puesta a tierra en SF6.Indicadores de presencia de tensión.</p>	3	1413,75	4241,25
04.06 UD	<p>CELDA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES</p> <p>Celda SCHNEIDER ELECTRIC de protección co interruptor automático gama SM6, modelo SDM1C. Seccionador en SF6. Interruptor automático de corte en SF6, tensión de 24kV, intensidad de 400A, poder de corte 16kA. Mando RI de actuación motorizada.</p>	2	5124,6	10249,2
04.07 UD	<p>CIRCUITO ALUMBRADO Y FUERZA DE CT</p> <p>Instalación eléctrica formada por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-2 pantallas estancas Led, 60W</li> <li>-punto de luz con interruptor de superficie</li> <li>-protecciones de circuitos eléctricos para tomas de corriente, puntos de luz</li> </ul> <p>Incluye cableado eléctrico unipolar de 1x1,5mm<sup>2</sup> y de 1x2,5mm<sup>2</sup>, para circuitos de alumbrado y de fuerza</p>	2	300	600
04.08 UD	<p>CONJUNTO DE SEGURIDAD CT</p> <p>Kit de protección de media tensión formado por un extintor de eficacia 89B, banqueta aislante 24kV, guantes aislante, pértiga de tensión, cartel de primeros auxilios y de 5 reglas de oro, placas de aviso de "Alta Tensión" y de "Peligro de muerte".</p>	2	390	780
04.09 UD	<p>CABLEADO DE COMUNICACIONES</p> <p>Todo el cableado de comunicaciones entre la MCU e inversor viene suministrado con la casera de SolarMax.</p>			



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,98 MW CON SEGUIMIENTO SOLAR EN ARGUEDAS (NAVARRA)  
CON VERTIDO A RED

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
04.10 UD	PUENTE HEPRZ1-12/20 kV, 240mm <sup>2</sup> Al Conjunto trifásico de cables de 150 mm <sup>2</sup> aislado para conexión celda con transformador, incluso abrazaderas, transporte y mano de obra de montaje.			
		2	357,7	715,4
<b>TOTAL CAPÍTULO 04. ESTACIÓN INVERSOR-CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>				<b>100306</b>
<b>CAPÍTULO 05. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA BAJA TENSIÓN</b>				
05.01 UD	PUESTA A TIERRA DE CAMPO FOTOVOLTAICO Instalación de puesta a tierra con cable de cobre desnudo de 35 mm <sup>2</sup> con longitud estimada entre dos seguidores contiguos.			
	Cable de cobre desnudo de 35 mm <sup>2</sup>	1356	5,95	8068,2
	Picas verticales	30	13,88	416,4
		1	8484,6	8484,6
05.02 UD	PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN DE CT Línea de tierra en interior de centro de transformación para conexión de partes metálicas, formada por conductor desnudo de cobre de 50mm <sup>2</sup> . Suministro y colocación de picas de acero cobreado de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud para red de tierras en cada centro de transformación (8 picas), incluyendo parte proporcional de soldaduras aluminotérmicas en los puntos de conexión.			
		2	350	700
05.03 UD	PUESTA A TIERRA VALLADO PERIMETRAL M. Cable de cobre desnudo de 35 mm <sup>2</sup> Picas verticales			
		650	5,95	3867,5
		14	13,88	194,32
		1	4061,82	4061,82
<b>TOTAL CAPÍTULO 05. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA BAJA TENSIÓN</b>				<b>9184,6</b>
<b>CAPÍTULO 06. CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA</b>				
06.01 UD	EDIFICIO PREFABRICADO M1/T10/10/T1 Edificio prefabricado construido por envoltorio de hormigón armado, de dimensiones aproximadas 8670x2500x3240 mm. Incluye edificio y todos los elementos exteriores, transporte y montaje y accesorios.			
		1	9310,6	9310,6



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,98 MW CON SEGUIMIENTO SOLAR EN ARGUEDAS (NAVARRA)  
CON VERTIDO A RED

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
06.02 UD	<p>CELDA DE LÍNEA</p> <p>Celda SCHNEIDER ELECTRIC de interruptor-seccionador gama SM6. Interruptor-seccionador de corte en SF6 de 400 A, tensión de 24 kV y 16 kA. Seccionador de puesta a tierra en SF6. Indicadores de presencia de tensión.</p>	1	1413,75	1413,75
06.03 UD	<p>CELDA DE INTERRUPTOR AUTOMÁTICO</p> <p>Celda SCHNEIDER ELECTRIC de protección co interruptor automático gama SM6, modelo SDM1C. Seccionador en SF6. Interruptor automático de corte en SF6, tensión de 24kV, intensidad de 400A, poder de corte 16kA. Mando RI de actuación motorizada.</p>	1	5124,6	5124,6
06.04 UD	<p>CELDA DE MEDIDA</p> <p>Celda SCHNEIDER ELECTRIC de medida de tensión e intensidad con entrada y salida inferior por cable seco unipolar. Contiene 3 trafos de tensión y 3 trafos de intensidad.</p>	1	3038,75	3038,75
06.05 UD	<p>CELDA PROTECCIÓN CON FUSIBLES</p> <p>Celda SCHNEIDER ELECTRIC de protección general con interruptor y fusibles combinados en SF6 de 400 A. tensión 24 kV y 16 kA.</p>	1	2421,25	2421,25
06.06 UD	<p>TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE SSAA 50 KVAS</p> <p>Suministro y montaje de transformador de potencia trifásico llenado integral en baño caliente de aceite. Marca COTRADIS, potencia 50 KVA, 13,2 kV, Grupo de conexión Dyn11.</p>	1	2405	2405
06.07 UD	<p>PUENTE HEPRZ1-12/20 kV, 240mm2 Al</p> <p>Conjunto trifásico de cables de 240 mm2 de aluminio con terminales tipo cono en ambos extremos para conexión celda con transformador, incluso abrazaderas, transporte y mano de obra de montaje.</p>	1	357,7	357,7
06.08 UD	<p>CIRCUITO ALUMBRADO Y FUERZA DE CPM</p> <p>Instalación eléctrica formada por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-3 pantallas estancas Led, 60W</li> <li>-punto de luz con interruptor de superficie</li> <li>-protecciones de circuitos eléctricos para tomas de corriente, puntos de luz</li> </ul> <p>Incluye cableado eléctrico unipolar de 1x1,5mm2 y de 1x2,5mm2, para circuitos de alumbrado y de fuerza</p>	1	380	380



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,98 MW CON SEGUIMIENTO SOLAR EN ARGUEDAS (NAVARRA)  
CON VERTIDO A RED

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
06.09 UD	<p>CONJUNTO DE SEGURIDAD CT</p> <p>Kit de protección de media tensión formado por un extintor de eficacia 89B, banqueta aislante 24kV, guantes aislante, pértiga de tensión, cartel de primeros auxilios y de 5 reglas de oro, placas de aviso de "Alta Tensión" y de "Peligro de muerte".</p>	1	390	390
06.10 UD	<p>ARMARIO DE MEDIDA</p> <p>Armario hermético de poliéster prensado URIARTE, mod. ID-ART-77/AT con placa de montaje aislante, puerta de metacrilato y cierre para candado. Equipo de medida formado por contador electrónico bidireccional, router con antena. Mano de obra montaje y transporte.</p>	1	565,75	565,75
06.11 UD	<p>CUADRO DE BAJA TENSIÓN SSAA</p> <p>Armario metálico de chapa 500x400x240mm, compuesto por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>1 interruptor magnetotérmico IV-63A</li> <li>1 interruptor diferencial de IV-63A/300mA</li> <li>2 interruptor magnetotérmico I+N 10A. Alumbrado</li> <li>1 interruptor magnetotérmico I+N 16A. Cuadro protecciones</li> <li>1 interruptor magnetotérmico I+N 16A. Base de enchufe</li> <li>1 Base enchufe tipo SCHUKO II+T 16A</li> <li>1 interruptor magnetotérmico I+N 16A. Teledisparo</li> <li>1 interruptor magnetotérmico I+N 16A. Reserva</li> <li>1 Reloj astronomico Astro City Nova</li> </ul> <p>Este cuadro eléctrico aloja la derivación del cuadro principal situado en la caseta del CPM, alimenta las líneas internas de alumbrado y fuerza. De este cuadro sale una derivación hacia los CT para alimentar a los motores de los seguidores solares.</p>	1	2124,3	2124,3
06.12 UD	<p>LÍNEA ALIMENTACIÓN A CUADRO DE BT SSAA</p> <p>Cable eléctrico unipolar tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de 3x240+150 mm<sup>2</sup>. Longitud estimada desde bornes de transformador SSAA hasta su cuadro de baja tensión.</p>	1	165,86	165,86
06.13 UD	<p>TIERRA DE PROTECCIÓN CPM</p> <p>Formada por un mallazo electrosoldado de 300x300 mm de lado instalado que cubre las dimensiones de la envolvente de hormigón.</p>			
	Cable cobre desnudo	30	6,47	
	Picas de cobre separadas 3 metros	8	13,88	
		1	305,14	305,14



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,98 MW CON SEGUIMIENTO SOLAR EN ARGUEDAS (NAVARRA)  
CON VERTIDO A RED

Código	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
06.14 UD	TIERRA DE SERVICIO CPM Formada por 3 picas de cobre. La conexión entre la caja de puesta a tierra y las picas se realiza a través de cable de cobre aislado de 50 mm2. Cable cobre aislado Picas de cobre separadas 3 metros	6 3	8,04 13,88	
		1	89,88	89,88
<b>TOTAL CAPÍTULO 06. CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA</b>				<b>27926,72</b>
<b>CAPÍTULO 07. LÍNEAS ELÉCTRICAS ALTA TENSIÓN</b>				
07.01 ML	TENDIDO CABLE HEPRZ1 12/20KV 3x(1x240MM2) AL Cables conductores HEPRZ1 AL 12/20KV, 3x1x240mm2, sobre canalización enterrada bajo tubo.			
		160	27,6	4416
07.02 UD	JUEGO DE EMPALME EN MEDIA TENSIÓN.			
		1	720	720
<b>TOTAL CAPÍTULO 07. LÍNEAS ELÉCTRICAS ALTA TENSIÓN</b>				<b>5136</b>
<b>CAPÍTULO 09. EDIFICIO CONTROL</b>				
UD	EDIFICIO CONTROL Instalación de edificio dedicado para el control y monitorización de la PSF. Estación meteorologica. Formado por un edificio prefabricado, incluye cuadro de baja tensión que alberga la aparamenta de protección, interruptores automáticos y diferenciales, de todo suministro de los SSAA.			
		1	6695	6695
<b>TOTAL CAPÍTULO 09. EDIFICIO DE CONTROL</b>				<b>6695</b>
<b>CAPÍTULO 10. SEGURIDAD, CONTROL Y COMUNICACIONES</b>				
UD	SISTEMA DE SEGURIDAD, CONTROL Y COMUNICACIONES Incluye sistema de seguridad perimetral mediante cámaras CCTV instaladas en postes, control de accesos, suministro e instalación de red de comunicaciones con fibra óptica entre el CT y su centro de control, 1 estación meteorológica completa, monitorización de la planta, cableado y material auxiliar, totalmente instalado.			
		1	220000	220000
<b>TOTAL CAPÍTULO 10. SEGURIDAD, CONTROL Y COMUNICACIONES</b>				<b>220000</b>
<b>CAPÍTULO 11. DESMANTELAMIENTO Y RESTITUCIÓN AMBIENTAL</b>				
	Desmantelamiento de sistema generador Desmantelamiento de caminos Desmantelamiento instalaciones eléctricas			
		1	17000	17000



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,98 MW CON SEGUIMIENTO SOLAR EN ARGUEDAS (NAVARRA)  
CON VERTIDO A RED

<b>Código Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio</b>	<b>Importe</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 11. DESMANTELAMIENTO Y RESTITUCIÓN AMBIENTAL</b>			<b>17000</b>
<b>CAPÍTULO INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA</b>			
Realización proyecto ejecutivo de la instalación			
Realización de gestiones y trámites administrativos para la solicitud de subvenciones, financiación y legalización de la instalación.			
Dirección facultativa de obra			
<b>CAPÍTULO ESTUDIO GEOTERMICO</b>			
Estudio geotérmico necesario para determinar tipo de cimentación a necesitar.			
NO SE VALORA			
<b>CAPÍTULO ESTUDIO DE AFECCIONES AMBIENTALES</b>			
NO SE VALORA.			
<b>CAPÍTULO ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD</b>			
NO SE VALORA			
<b>CAPÍTULO TRAMITACIÓN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>			
Tramitación de autorizaciones y registros requeridos para la puesta en funcionamiento y cierre de la instalación de producción de energía eléctrica.			
NO SE VALORA			
<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL.....</b>			<b>3828822</b>



INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1,98 MW CON SEGUIMIENTO SOLAR EN ARGUEDAS  
(NAVARRA) CON VERTIDO A RED

**RESUMEN DE PRESUPUESTO**

<b>CAPÍTULO</b>	<b>RESUMEN</b>	<b>EUROS</b>	<b>%</b>
01.	OBRA CIVIL .....	81972,26	2,14
02.	CABLEADO EN CORRIENTE CONTINUA .....	41250,96	1,08
03.	EQUIPOS CAMPO FOTOVOLTAICO .....	3319350	86,69
04.	ESTACIÓN INVERSOR - CENTRO DE TRANSFORMACIÓN .....	100306,01	2,62
05.	INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA BAJA TENSIÓN .....	9184,6	0,24
06.	CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA .....	27926,72	0,73
07.	LÍNEAS ELÉCTRICAS ALTA TENSIÓN .....	5136	0,13
08.	EDIFICIO CONTROL .....	6695	0,17
09.	SEGURIDAD, CONTROL Y COMUNICACIONES .....	220000	5,75
10.	DESMANTELAMIENTO Y RESTITUCIÓN AMBIENTAL .....	17000	0,44
	INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA .....		
	ESTUDIO GEOTERMICO .....		
	ESTUDIO DE AFECCIONES AMBIENTALES.....		
	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD .....		
	TRAMITACIÓN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....		
	<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>3828821,55</b>	
	13% GASTOS GENERALES	497746,8015	
	6% BENEFICIO INDUSTRIAL	229729,293	
	<b>PRESUPUESTO DE INVERSIÓN</b>	<b>4556297,64</b>	
	21% IVA	956822,5053	
	<b>TOTAL PRESUPUESTO GENERAL</b>	<b>5513120,15</b>	

EL PRESUPUESTO GENERAL ASCIENDE A LA CANTIDAD DE:

**CINCO MILLONES QUINIENTOS TRECE MIL CIENTO VEINTE EUROS CON  
DIEZ CÉNTIMOS**

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 1,98 MW con seguimiento solar en Arguedas  
(Navarra) con vertido a red

---

**PLANOS**

---



## **PLANOS**

Plano 01	Situación	Escala: 1: 200.000/3
Plano 02	Emplazamiento	Escala: 1: 20.000/3
Plano 03	Dimensionado Baja Tensión	Escala: 1:1.050
Plano 04	Red de tierras instalación FV	Escala: 1:1.050
Plano 05	Esquema unifilar caja de conexiones string	
Plano 06	Esquemático inversores centrales	
Plano 07	Esquemático CT. A	
Plano 08	Esquemático CT. B	
Plano 09	Esquemático instalación media tensión	



PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ARGUEDAS TFM

ESCALA: 1:200.000/3

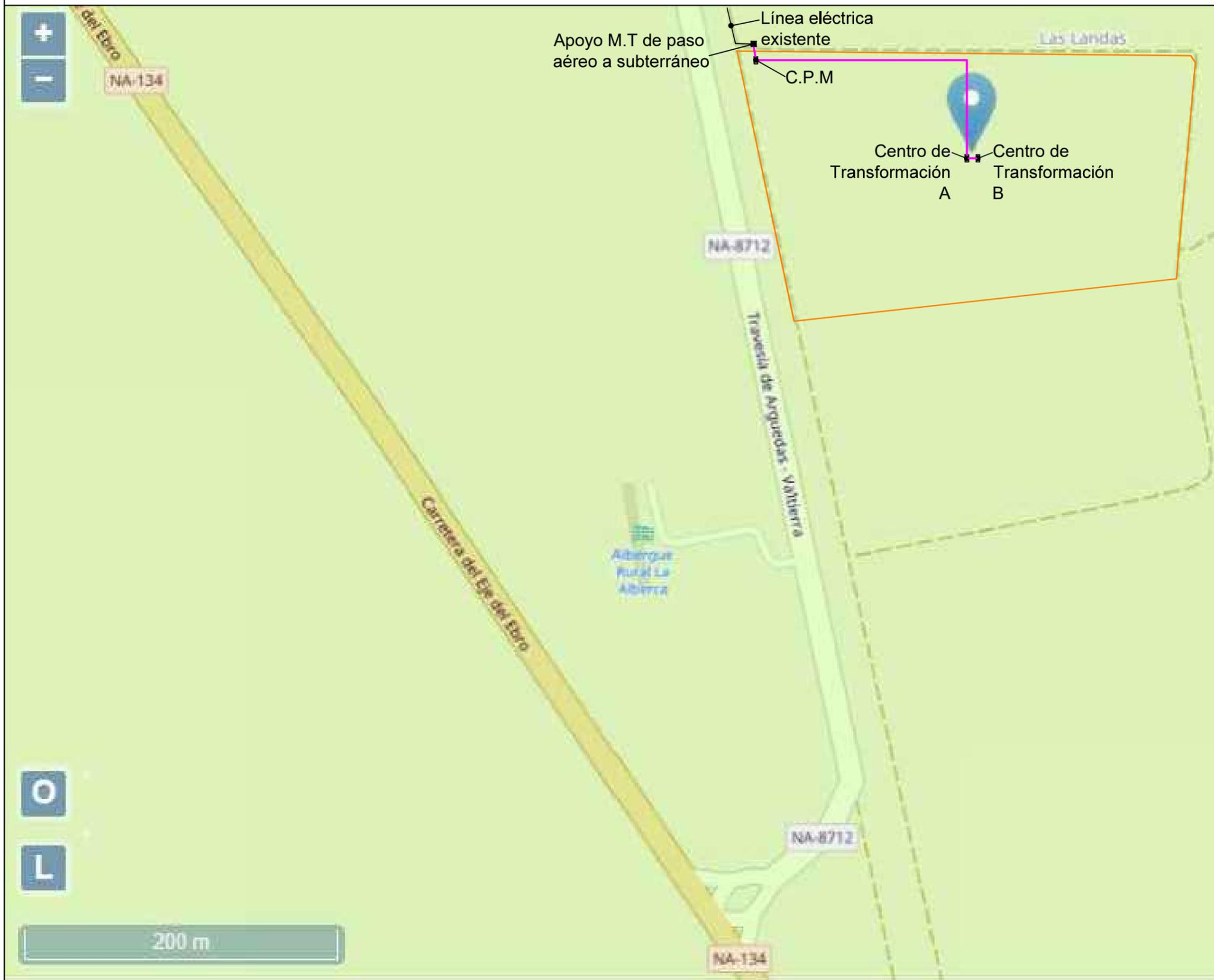


ESPAÑA



COMUNIDAD FORAL DE NAVARRA





Coordenadas parcela PSF

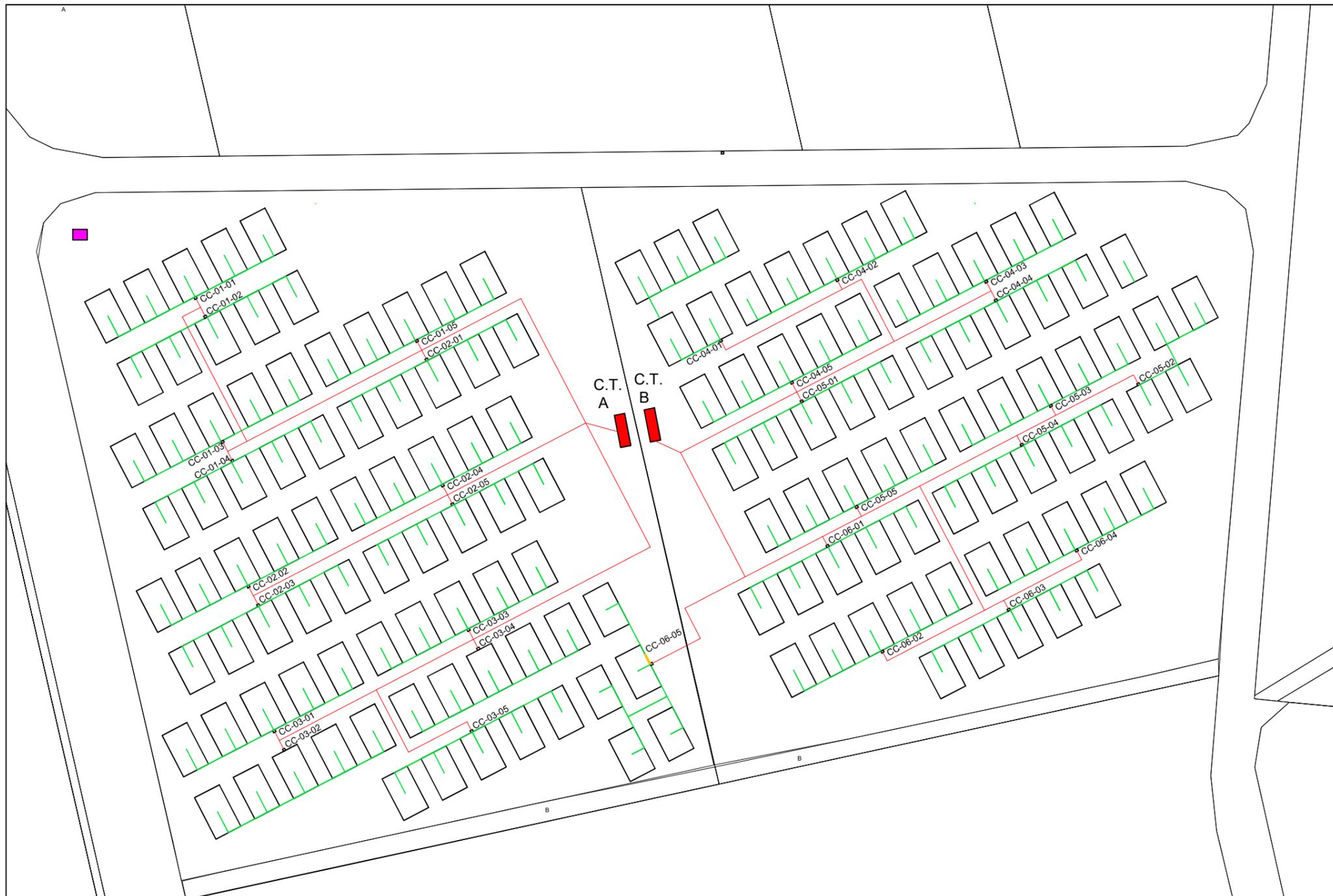
- Geográficas: 42,163°N / 1,589°O

- UTM (huso 30): x=616,39 m, y=4.666.801 m

**LEYENDA**

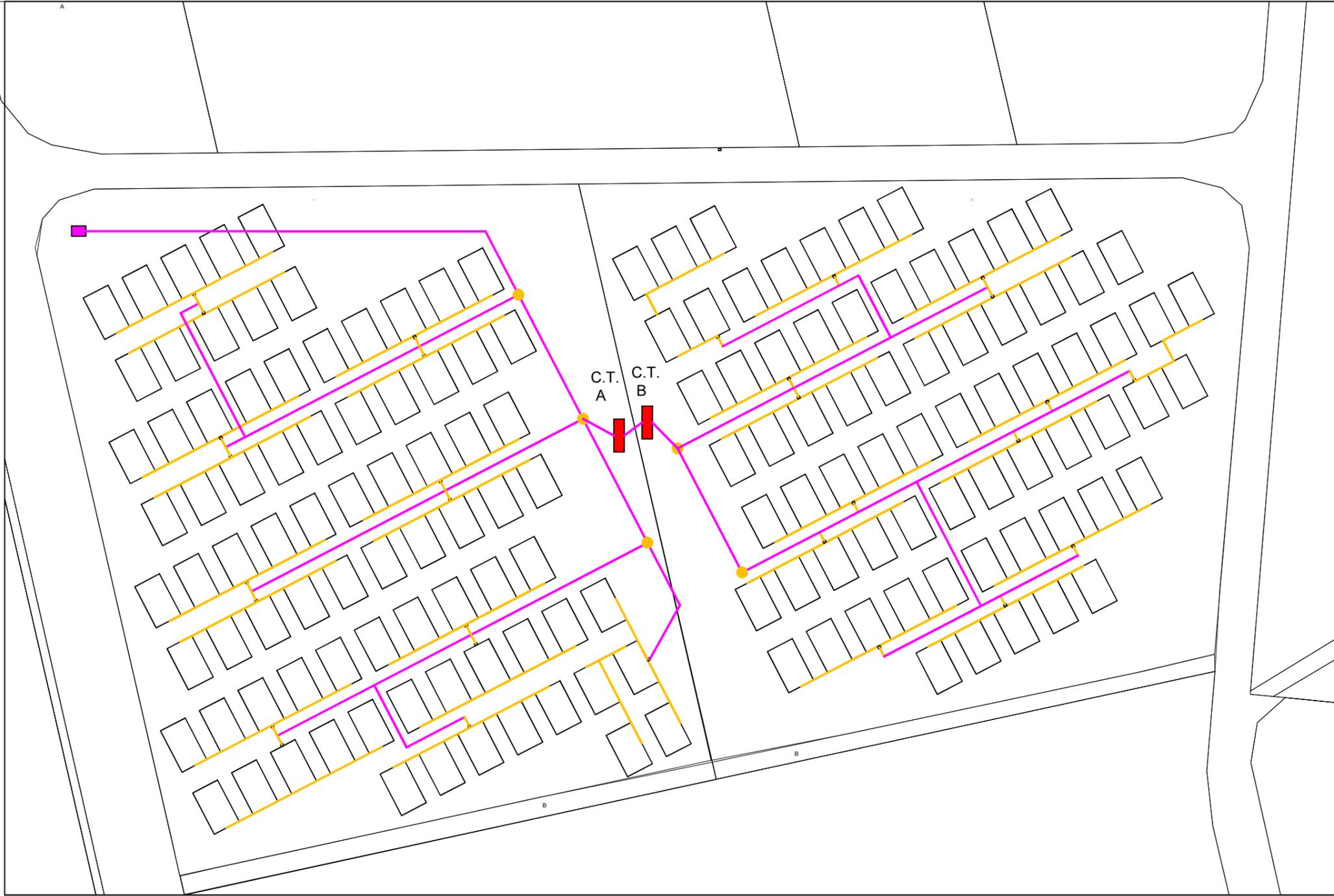
□ Planta solar fotovoltaica

— L.S.A.T



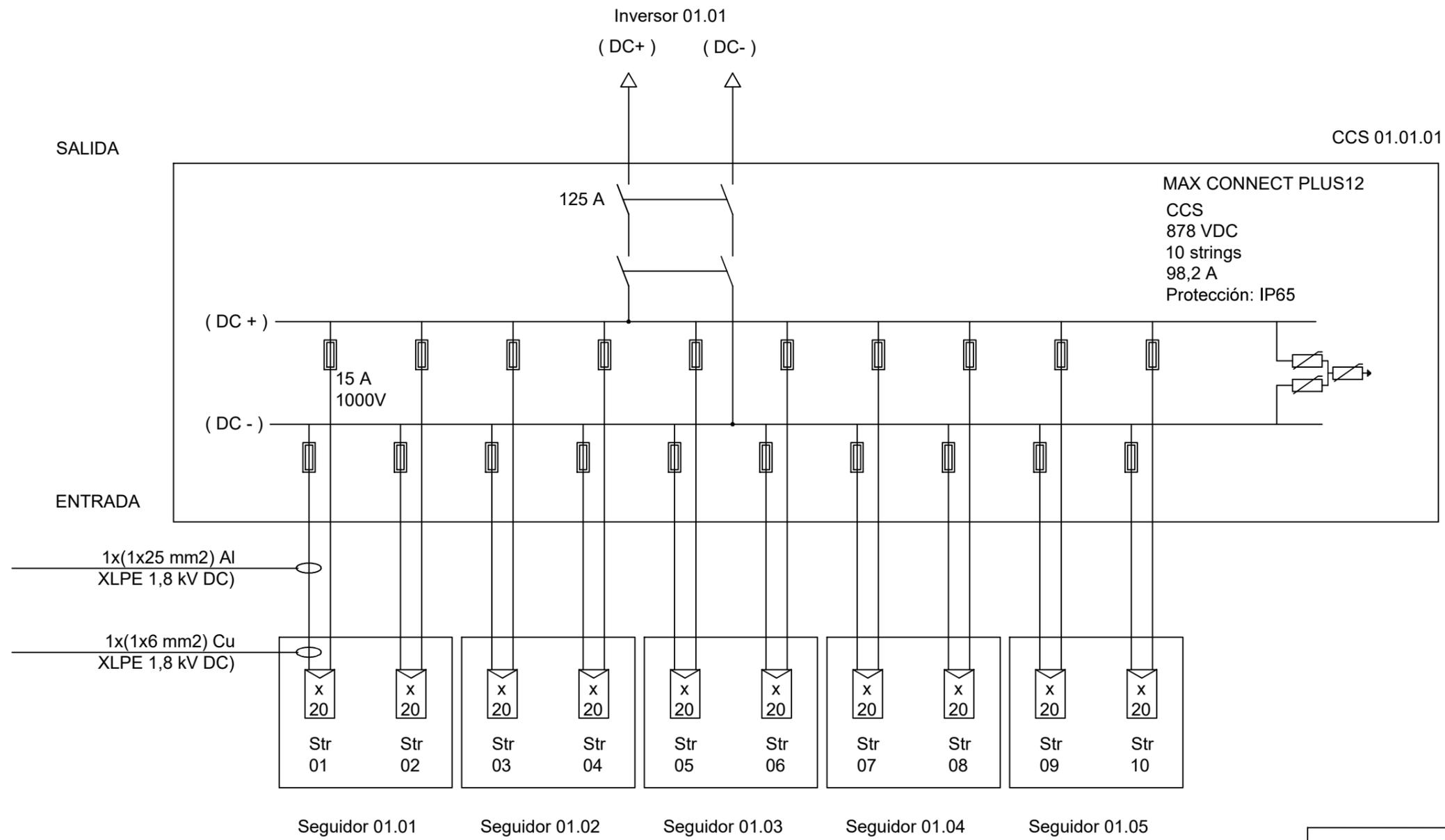
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ARGUEDAS	
N° módulos	6.000
Potencia unitaria de módulo	360 Wp
Módulos por seguidor	2x20
N° seguidores solares	150
Potencia pico total	2,16 MWp
Potencia inversores	2x990 kW
Sobredimensionado	9,10 %

LEYENDA	
	Seguidor solar de 2x20P
	Caja de Conexiones de String
	Centro de transformación
	Centro de Protección y Medida
	Línea conexión seguidor - CCS
	Línea CCS - Estación inversora



**LEYENDA**

- Seguidor solar de 2x20P
- Centro de transformación
- Centro de Protección y Medida
- Conductor de tierra 6 mm<sup>2</sup> para conexión generadores
- Conductor general de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup>
- Soldadura aluminotécnica



**CONFIGURACIÓN DE UNA CAJA DE CONEXIONES DE STRING**

Módulos por string: 20 módulos en serie  
 Secciones de cables de entrada CCS: 25 mm<sup>2</sup>  
 Entrada: 10 strings

Nota 1:  
 Entrada de CCS, tanto polo positivo y como negativo con fusibles de 15 A, 1000 V, pdc de 10 kA.

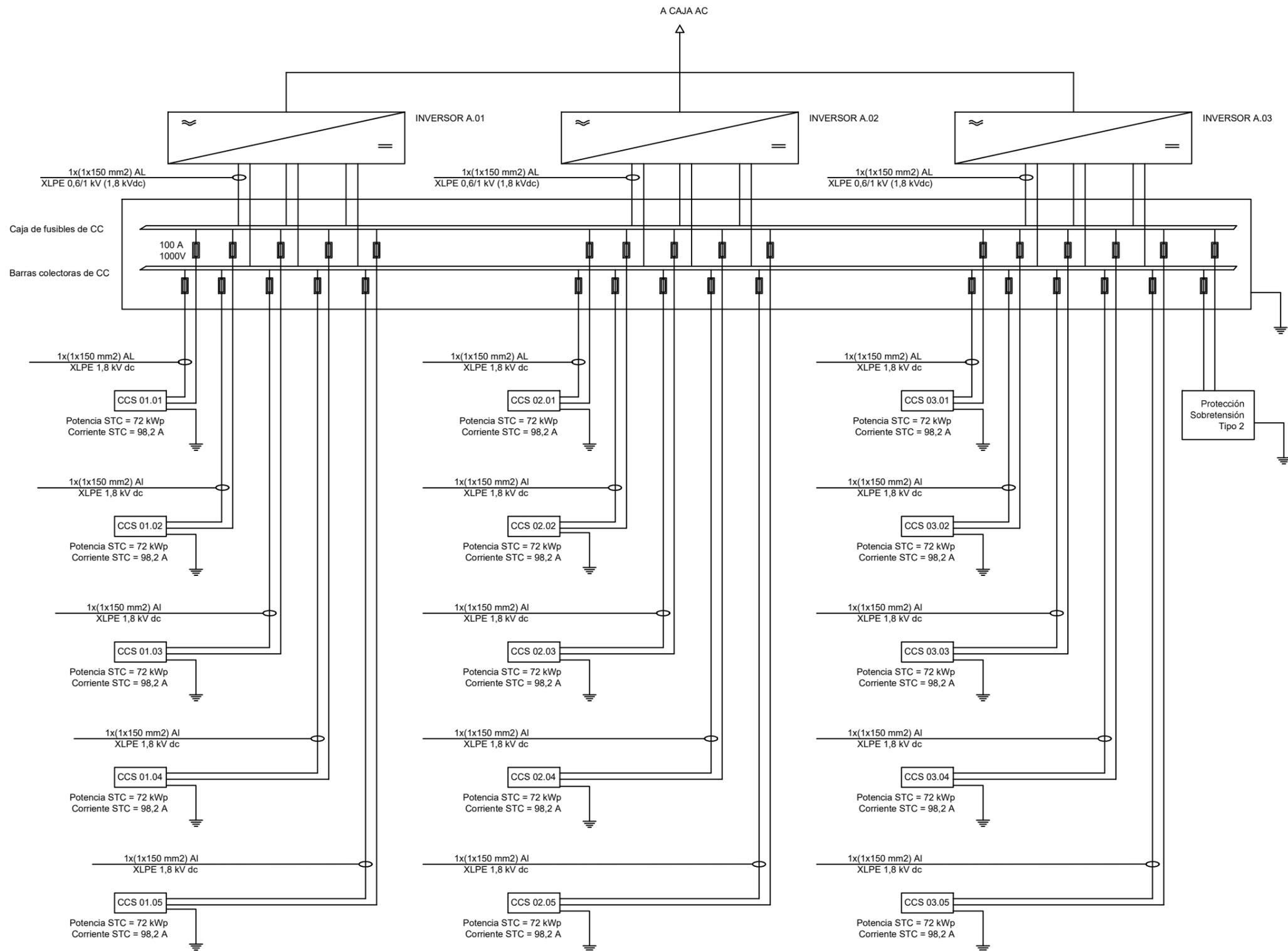
Nota 2:  
 Módulo REC GROUP REC360AAA  
 Potencia unitaria módulo: 360 Wp

Modelo CCS: MaxConnect Plus12  
 Potencia unitaria CCS: 72 kWp

Unidades totales CCS: 30

**LEYENDA**

- Generador FV: 20 módulos conectados en serie
- Descargador de sobretensiones tipo 2
- Fusible gPV (15A, 1000V, pdc 10kA)
- Seccionador bajo carga 125 A



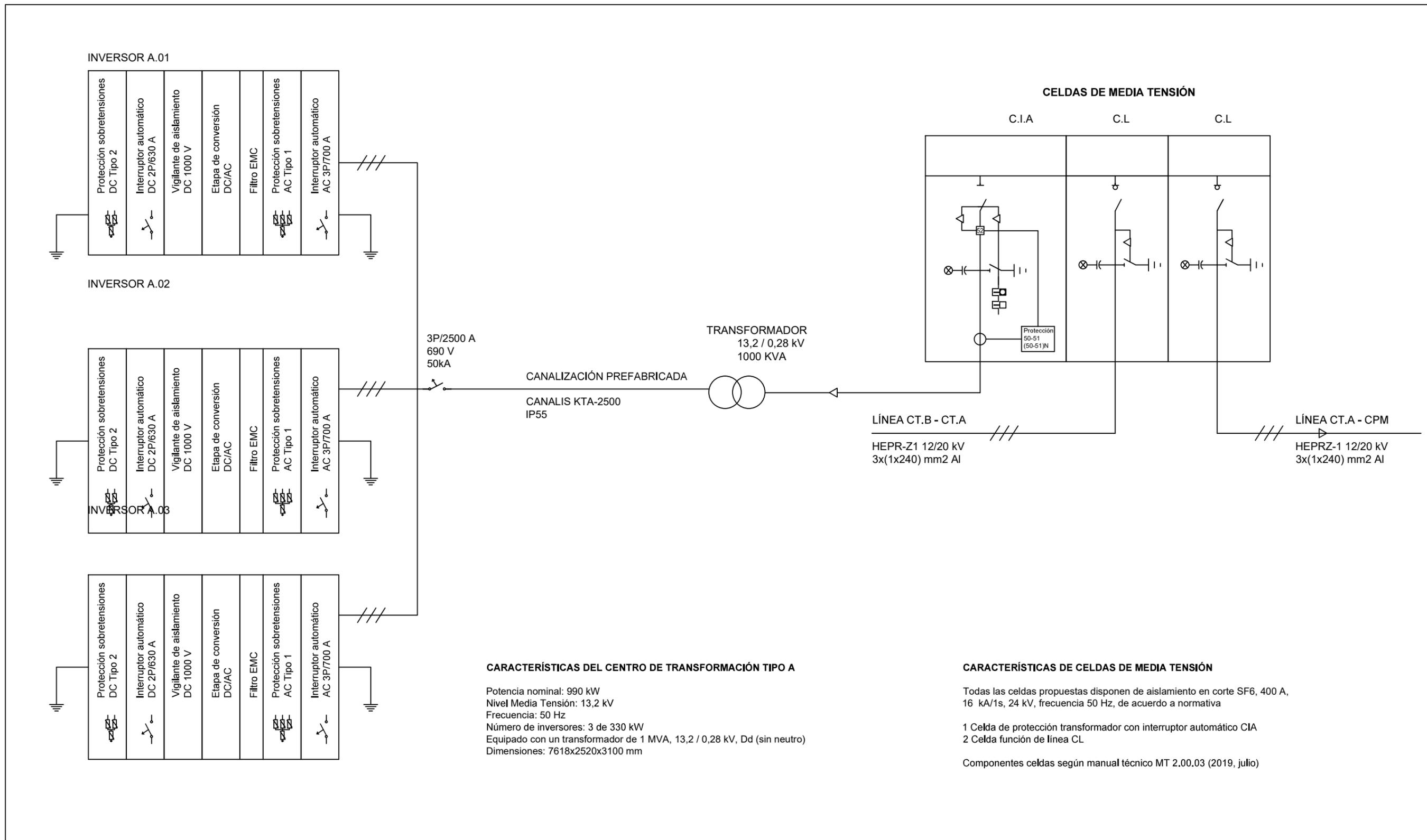
**CONFIGURACIÓN DE INVERSOR 01-02-03 DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN A**

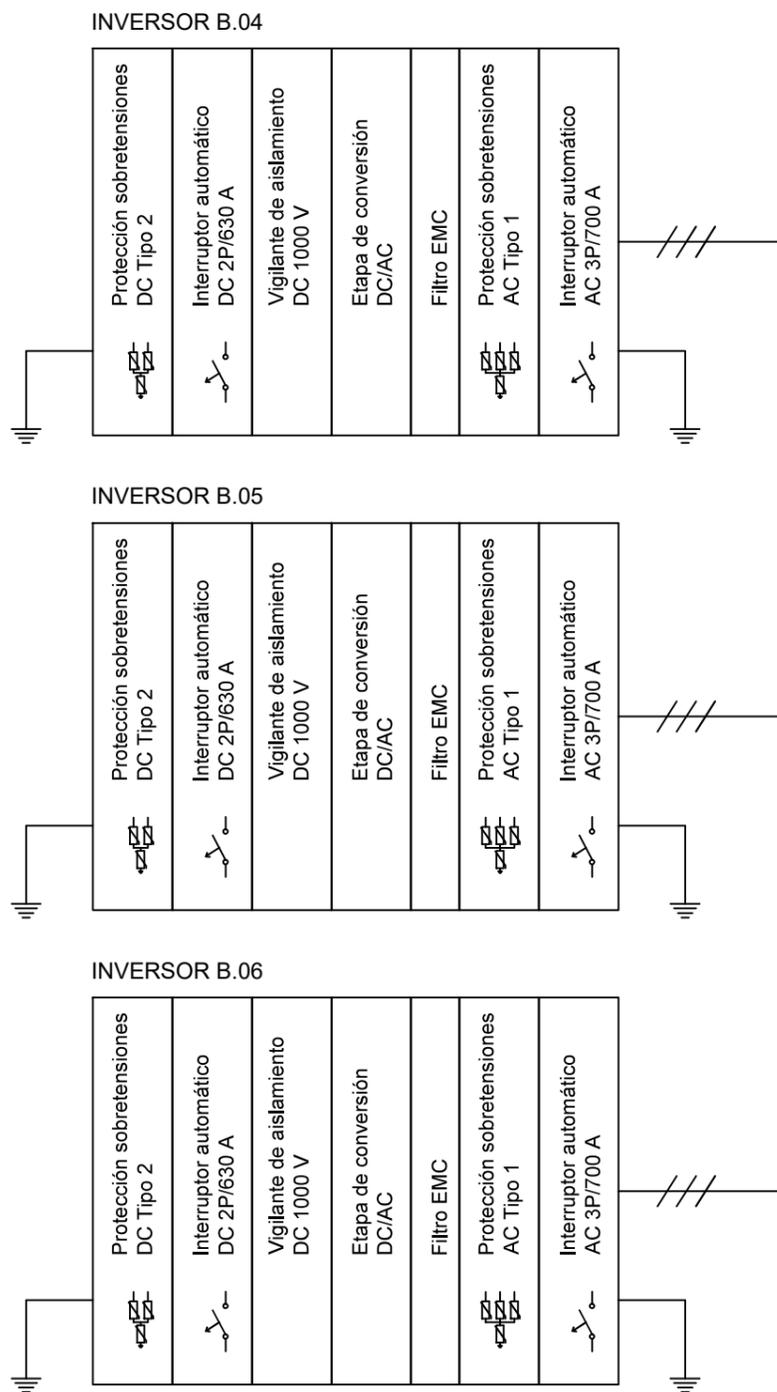
Fabricante: SolarMax  
Modelo: SM 330TS-SV, 900V, 45°C

Número de CCS entrada: 3x5  
Potencia de entrada DC: 3x360 kW  
Potencia salida AC: 3x330 kW  
Tensión salida AC: 3X280 V

**LEYENDA**

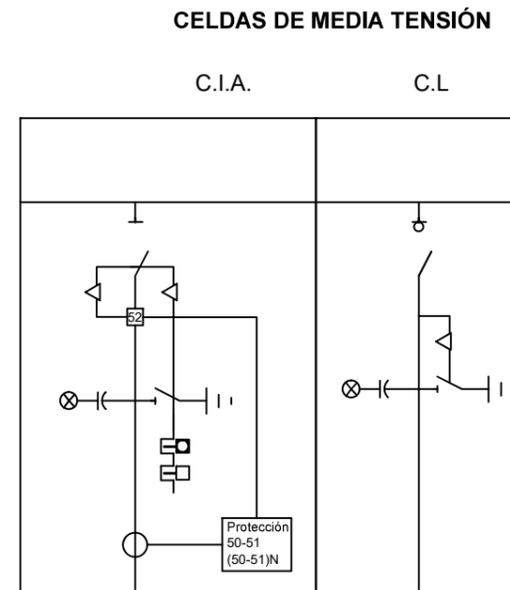
-  Caja de conexiones de string nº 01 que evacua la energía al inversor 01
-  Descargador de sobretensiones tipo 2
-  Fusible (125A, 1000V, pdc 50 kA)





3P/2500 A  
 CANALIZACIÓN PREFABRICADA  
 CANALIS KTA-2500  
 IP55

TRANSFORMADOR  
 13,2 / 0,28 kV  
 1000 KVA



LÍNEA CT.A - CT.B  
 HEPRZ-1 12/20 kV  
 3x(1x240 mm<sup>2</sup> Al)

**CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO B**

Potencia nominal: 990 kW  
 Nivel Media Tensión: 13,2 kV  
 Frecuencia: 50 Hz  
 Número de inversores: 3 de 330 kW  
 Equipado con un transformador de 1 MVA, 13,2 / 0,28 kV, Dd (sin neutro)  
 Dimensiones: 7618x2520x3100 mm

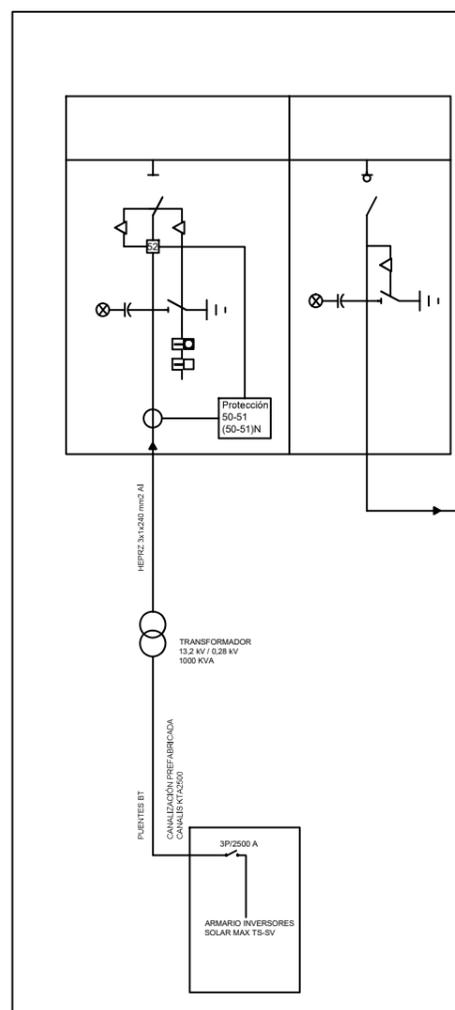
**CARACTERÍSTICAS DE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN**

Todas las celdas propuestas disponen de aislamiento en corte SF6, 400 A, 16 kA/1s, 24 kV, frecuencia 50 Hz.

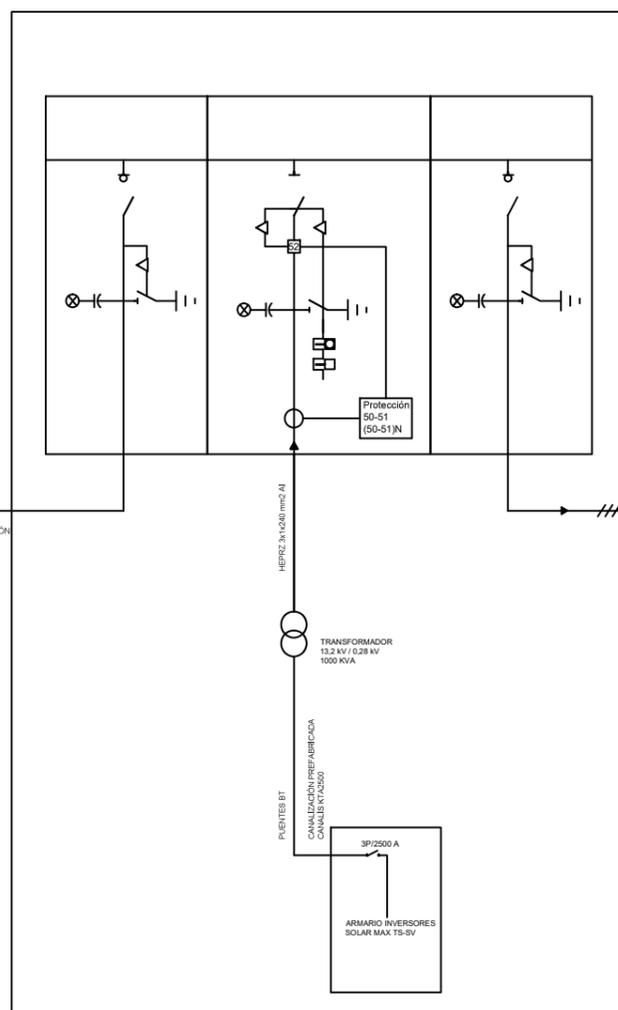
1 Celda de protección transformador con interruptor automático CIA  
 1 Celda función de línea CL

Componentes celdas según manual técnico MT 2.00.03 (2019, julio)

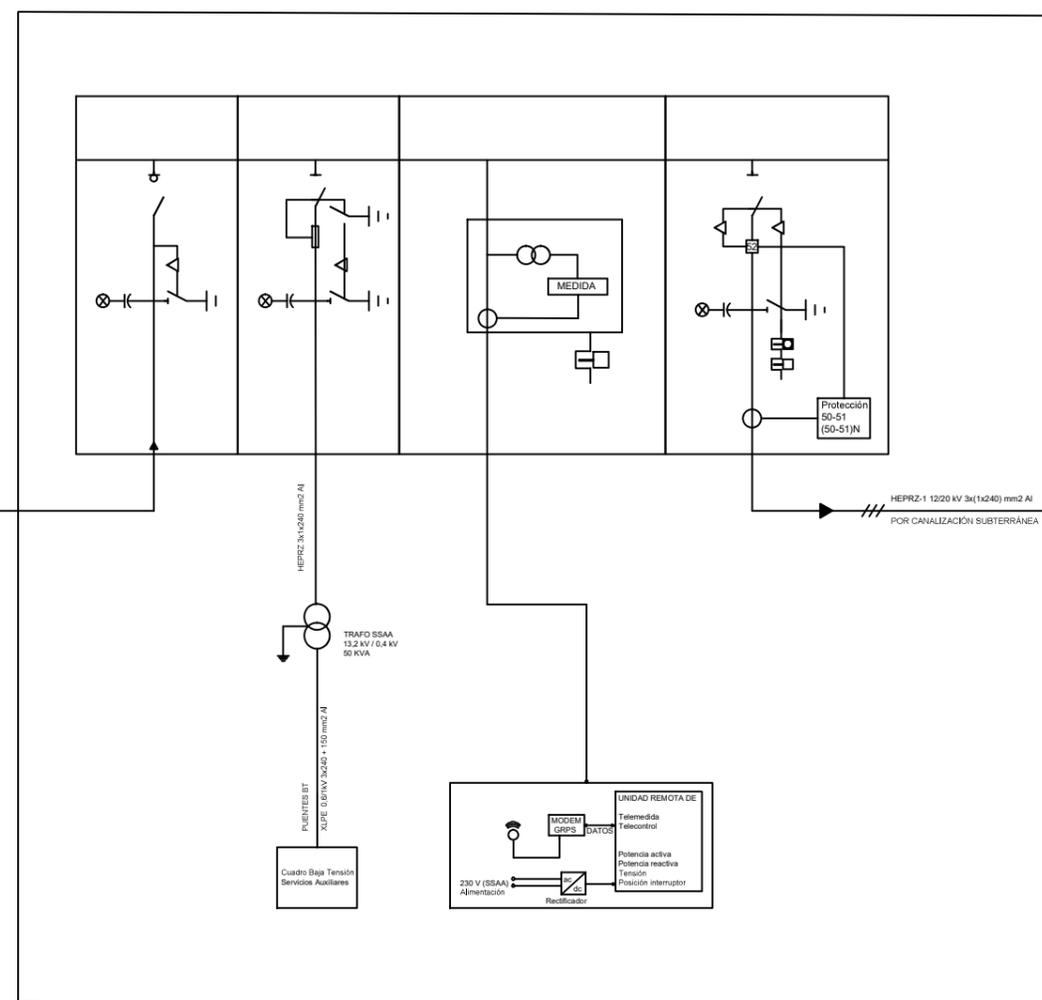
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (CT.B)



CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (CT.A)



CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (C.P.M)



PUNTO DE CONEXIÓN  
APOYO DE PASO AEREO-SUBTERRÁNEO

LEYENDA	
	Fusible
	Interruptor automático de AT y MT
	Seccionador de puesta a tierra
	Interruptor - Seccionador
	Transformador de potencia
	Elemento capacitivo detector de tensión
	Transformador de intensidad
	Transformador de tensión
	Endeavamiento mecánico
	Aparato enclavado

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 1,98 MW con seguimiento solar en Arguedas  
(Navarra) con vertido a red

---

**ANEXOS**

---



## CÉDULA PARCELARIA / LURZATI ZEDULA

Referencia Catastral provisional del Bien Inmueble 31000000001052726XJ

Municipio ARGUEDAS Cód. 32 Entidad ARGUEDAS

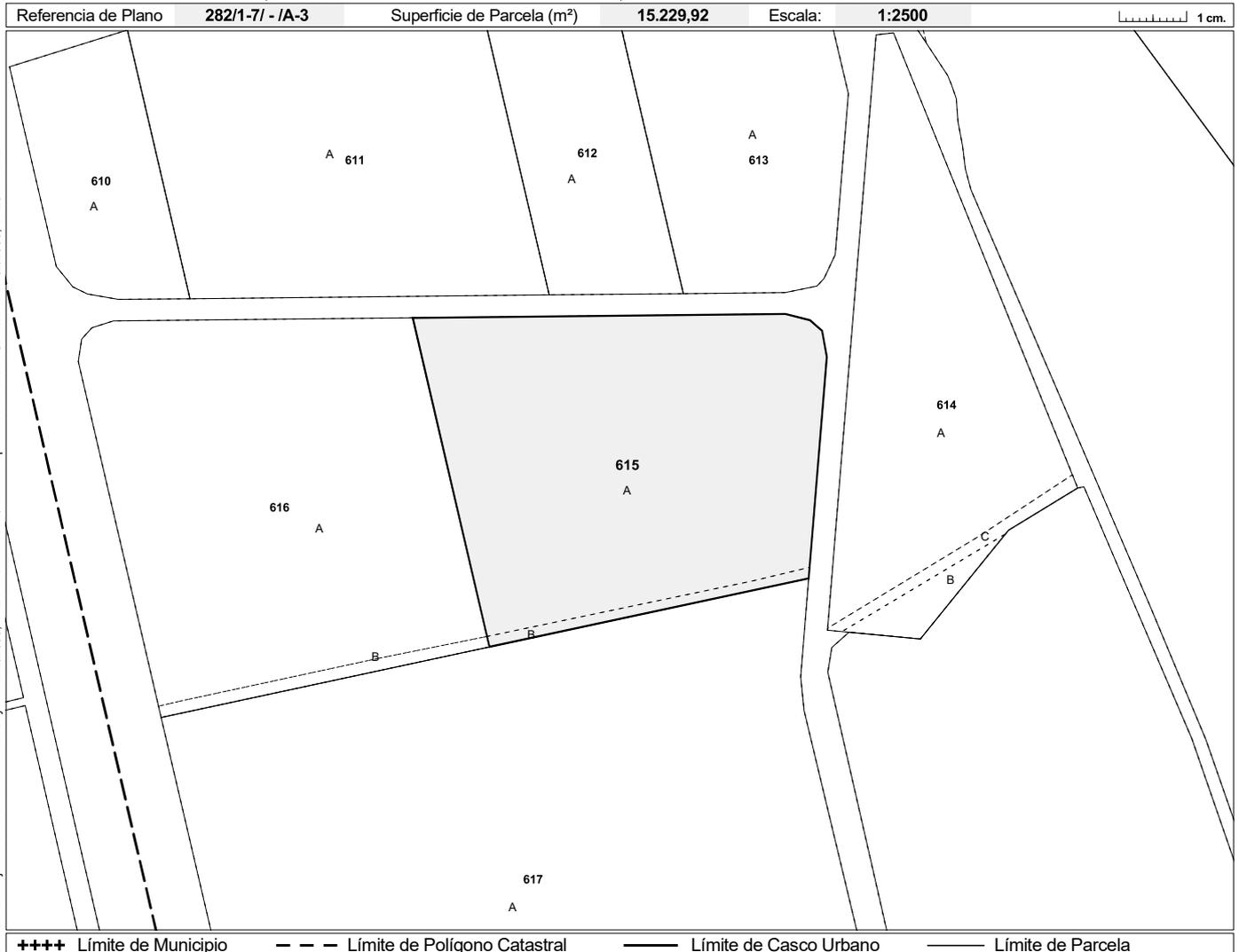
Cód. Seg. T/RBR97UMVYN

Expedida el 13/9/2021 via Internet <https://catastro.navarra.es>

### CÓDIGOS LOCALIZADORES Y DATOS DESCRIPTIVOS

CÓDIGOS LOCALIZADORES (*)	DIRECCIÓN O PARAJE	SUPERFICIES (m <sup>2</sup> )		USO, DESTINO O CULTIVO
		Principal	Común	
2 615 A	Las Landas	14.775,61		T. LABOR REGADIO
2 615 B	Las Landas	454,31		CAMINO

### CROQUIS DE SITUACIÓN DE LA PARCELA EN LA QUE SE UBICAN LAS UNIDADES INMOBILIARIAS



Todos los documentos inscribibles en el Registro de la Propiedad deben incorporar las cédulas parcelarias correspondientes (Ley Foral 12/2006, de 21 de noviembre). Documento sujeto a tasa de acuerdo a la Ley Foral 12/2006, de 21 de noviembre / Modelo aprobado mediante Orden Foral 132/2003, de 28 de abril.

Conforme a lo dispuesto en el artículo 41 de la Ley Foral 12/2006, de 21 de noviembre, la titularidad y el valor catastral son datos protegidos. Los titulares pueden acceder a sus datos previa identificación, en las oficinas del Servicio de Riqueza Territorial o por otros medios, utilizando cualquiera de los códigos de seguridad legalmente establecidos.

(\*) Los códigos localizadores se componen de Polígono, Parcela, Subárea o Subparcela y Unidad Urbana.

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: ARGUEDAS FV-TFM

Variant: Planta solar fotovoltaica

No 3D scene defined, no shadings

System power: 2160 kWp

Arguedas - Spain

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
17/06/21 20:06  
with v7.2.3

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Arguedas Spain	<b>Situation</b> Latitude 42.15 °N Longitude -1.58 °W Altitude 256 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Arguedas MeteoNorm - Síntesis		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Tracking plane, vertical axis Plane tilt 37 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>
Nb. of modules 6000 units Pnom total 2160 kWp	Nb. of units 6 units Pnom total 1980 kWac Pnom ratio 1.091	

**Results summary**

Produced Energy 4975 MWh/year	Specific production 2303 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 87.95 %
-------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
Cost of the system	7
CO <sub>2</sub> Emission Balance	8



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
17/06/21 20:06  
with v7.2.3

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Trackers configuration</b>	<b>Models used</b>
Orientation Tracking plane, vertical axis Plane tilt 37 °	No 3D scene defined	Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm Circumsolar separate
<b>Horizon</b> Free Horizon	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>	<b>Inverter</b>
Manufacturer Generic Model REC360AA (Original PVsyst database)	Manufacturer Generic Model Solarmax 330TS-SV Single MPPT (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 360 Wp Number of PV modules 6000 units Nominal (STC) 2160 kWp Modules 300 Strings x 20 In series	Unit Nom. Power 330 kWac Number of inverters 6 unit Total power 1980 kWac Operating voltage 450-800 V Pnom ratio (DC:AC) 1.09
<b>At operating cond. (50°C)</b> Pmpp 2024 kWp U mpp 678 V I mpp 2987 A	
<b>Total PV power</b> Nominal (STC) 2160 kWp Total 6000 modules Module area 10491 m <sup>2</sup>	<b>Total inverter power</b> Total power 1980 kWac Nb. of inverters 6 units Pnom ratio 1.09

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b> Module temperature according to irradiance Uc (const) 20.0 W/m <sup>2</sup> K Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	<b>DC wiring losses</b> Global array res. 3.6 mΩ Loss Fraction 1.5 % at STC	<b>Module Quality Loss</b> Loss Fraction -0.4 %																		
<b>Module mismatch losses</b> Loss Fraction 2.0 % at MPP	<b>Strings Mismatch loss</b> Loss Fraction 0.1 %																			
<b>IAM loss factor</b> Incidence effect (IAM): User defined profile																				
<table border="1"> <tr> <th>0°</th> <th>30°</th> <th>45°</th> <th>60°</th> <th>70°</th> <th>75°</th> <th>80°</th> <th>85°</th> <th>90°</th> </tr> <tr> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>0.974</td> <td>0.907</td> <td>0.832</td> <td>0.688</td> <td>0.445</td> <td>0.000</td> </tr> </table>			0°	30°	45°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	1.000	1.000	1.000	0.974	0.907	0.832	0.688	0.445	0.000
0°	30°	45°	60°	70°	75°	80°	85°	90°												
1.000	1.000	1.000	0.974	0.907	0.832	0.688	0.445	0.000												



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
17/06/21 20:06  
with v7.2.3

**Main results**

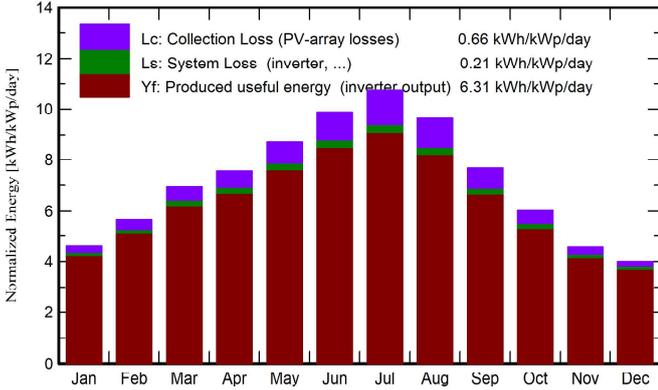
**System Production**

Produced Energy 4975 MWh/year

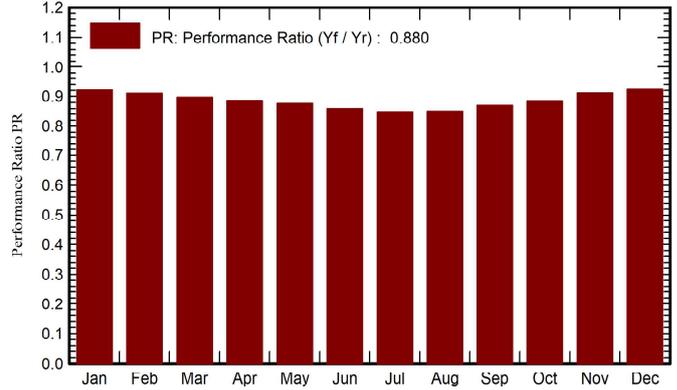
Specific production  
Performance Ratio PR

2303 kWh/kWp/year  
87.95 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
<b>January</b>	67.9	22.38	5.00	142.5	142.1	292.9	283.9	0.922
<b>February</b>	87.3	30.17	6.80	157.5	156.9	319.9	309.7	0.910
<b>March</b>	136.3	50.36	10.10	215.1	214.2	430.8	417.0	0.897
<b>April</b>	164.4	67.05	12.30	227.2	226.0	449.7	435.3	0.887
<b>May</b>	197.4	73.81	16.80	269.5	268.2	527.5	510.5	0.877
<b>June</b>	221.0	71.76	22.40	296.6	295.4	569.5	551.0	0.860
<b>July</b>	238.2	61.04	25.90	332.7	331.7	630.6	609.8	0.849
<b>August</b>	208.4	56.63	24.90	299.2	298.3	568.6	549.8	0.851
<b>September</b>	149.4	52.29	19.80	230.5	229.6	447.6	433.2	0.870
<b>October</b>	108.8	37.32	15.30	186.8	186.1	368.8	357.1	0.885
<b>November</b>	71.7	28.53	8.50	137.0	136.4	278.2	269.6	0.911
<b>December</b>	57.4	21.59	5.49	124.2	123.7	256.0	248.3	0.926
<b>Year</b>	1708.2	572.92	14.49	2618.8	2608.7	5140.1	4975.0	0.880

**Legends**

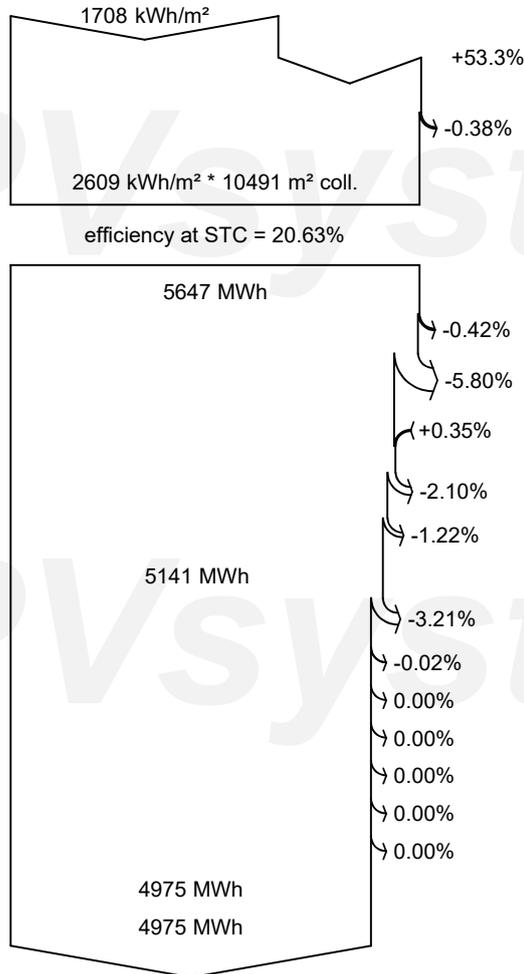
- |         |  |        |   |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation                | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation               | E_Grid | Energy injected into grid                   |
| T_Amb   | Ambient Temperature                          | PR     | Performance Ratio                           |
| GlobInc | Global incident in coll. plane               |        |   |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings |        |   |



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
17/06/21 20:06  
with v7.2.3

**Loss diagram**



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

IAM factor on global

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**

**Energy injected into grid**

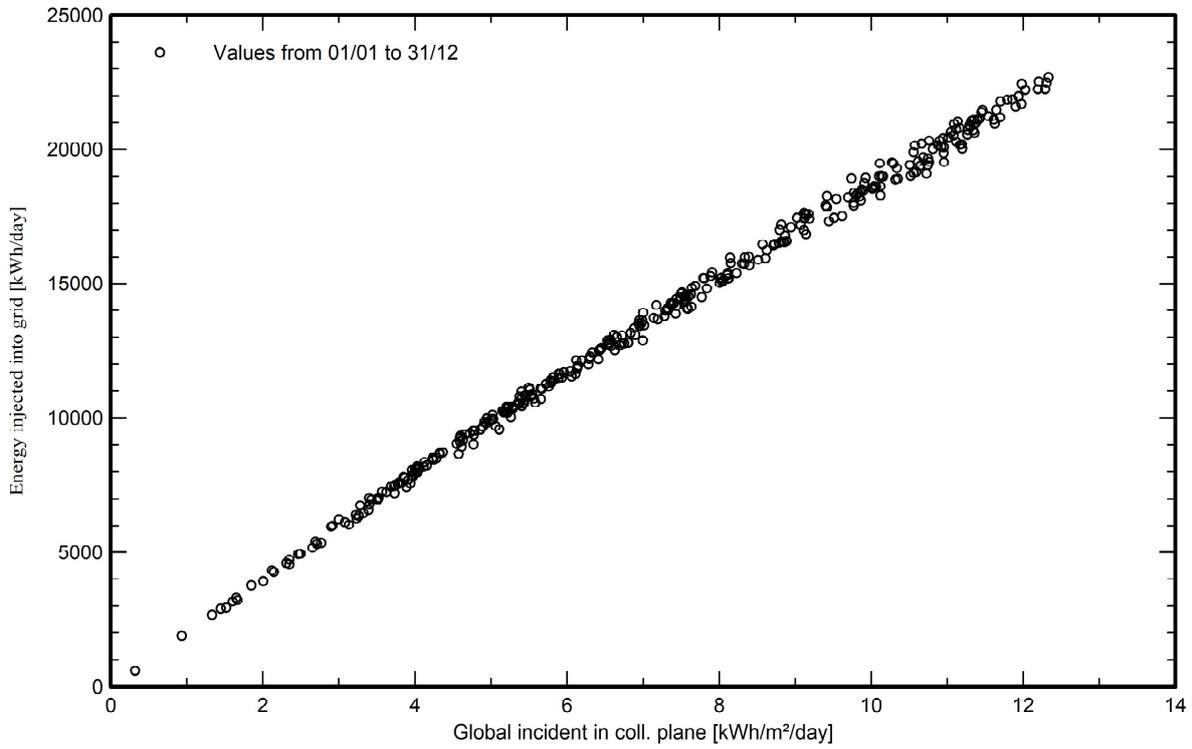


**PVsyst V7.2.3**

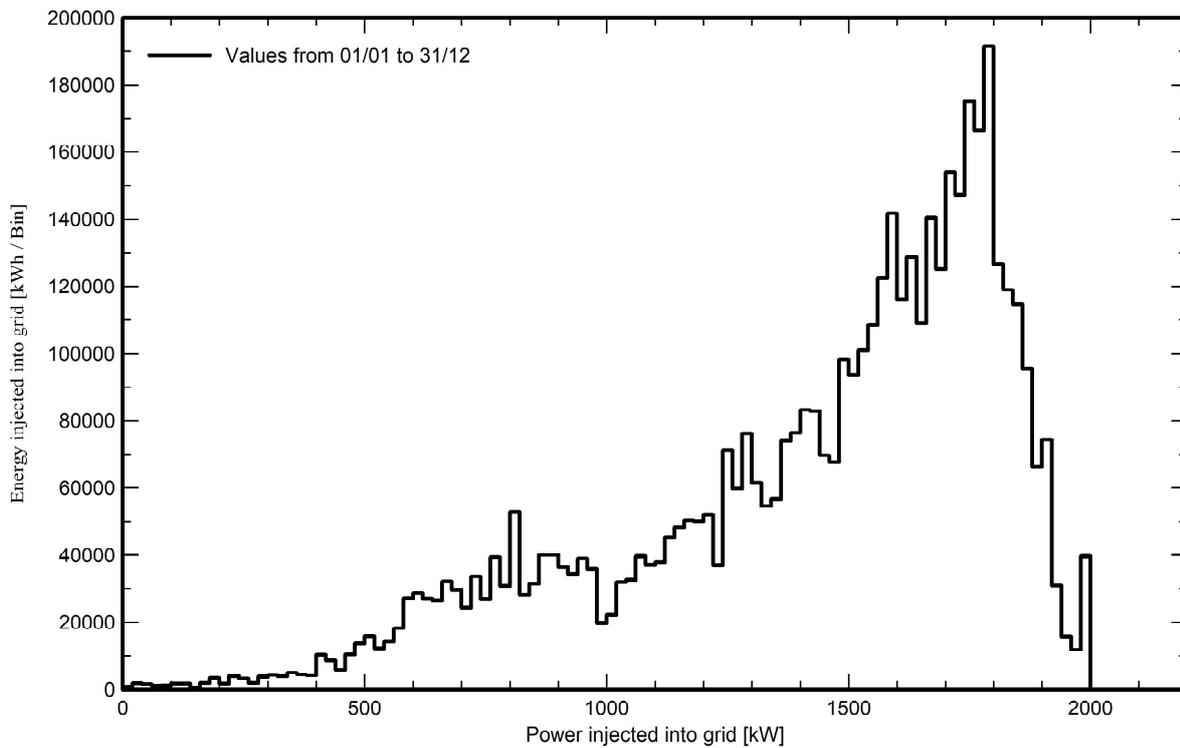
VC0, Simulation date:  
17/06/21 20:06  
with v7.2.3

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**





**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
17/06/21 20:06  
with v7.2.3

**Cost of the system**

**Installation costs**

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
Total			0.00
Depreciable asset			0.00

**Operating costs**

Item	Total EUR/year
Total (OPEX)	0.00

**System summary**

Total installation cost	0.00 EUR
Operating costs	0.00 EUR/year
Produced Energy	4975 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.000 EUR/kWh



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
17/06/21 20:06  
with v7.2.3

**CO<sub>2</sub> Emission Balance**

Total: 32891.1 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**

Total: 4274.90 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

Total: 42834.5 tCO<sub>2</sub>

System production: 4974.97 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh

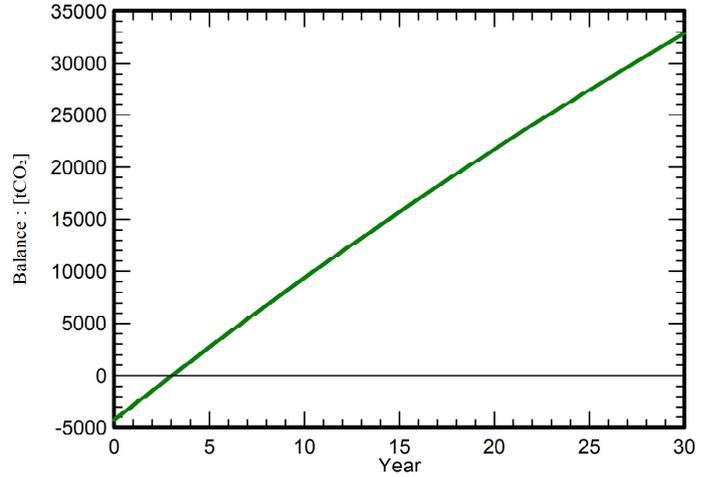
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

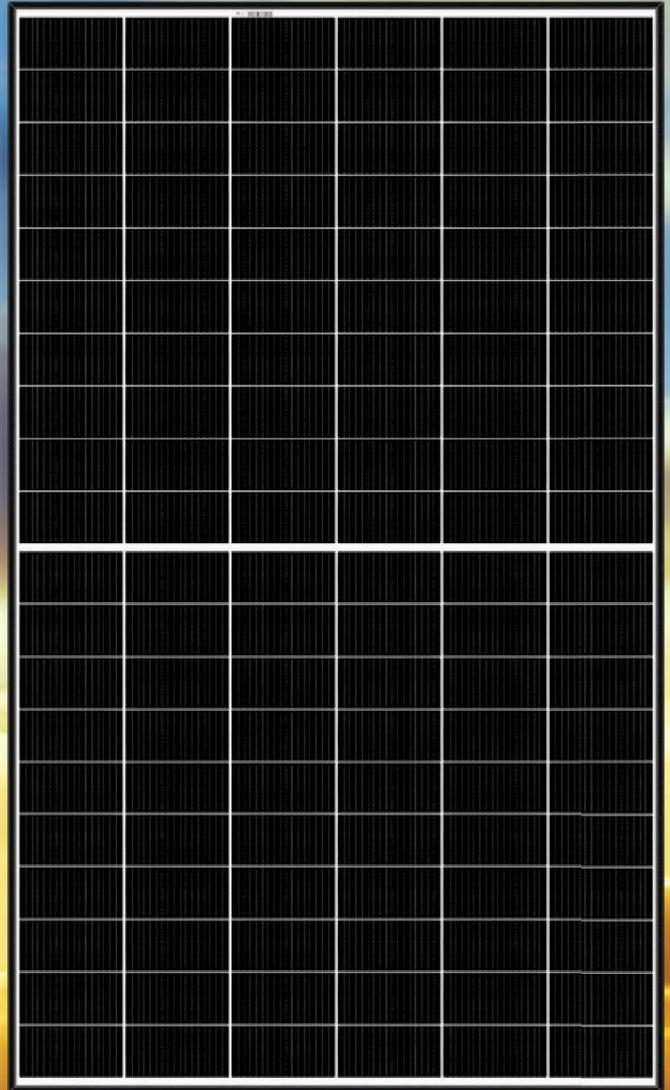
**Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time**



**System Lifecycle Emissions Details**

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	2160 kWp	3699475
Supports	1.91 kgCO <sub>2</sub> /kg	300000 kg	574287
Inverters	190 kgCO <sub>2</sub> /	6.00	1138

SOLAR'S MOST TRUSTED



# REC ALPHA SERIES

ESPECIFICACIONES DE  
PRODUCTO

380 WP  
217  $\frac{W}{M^2}$



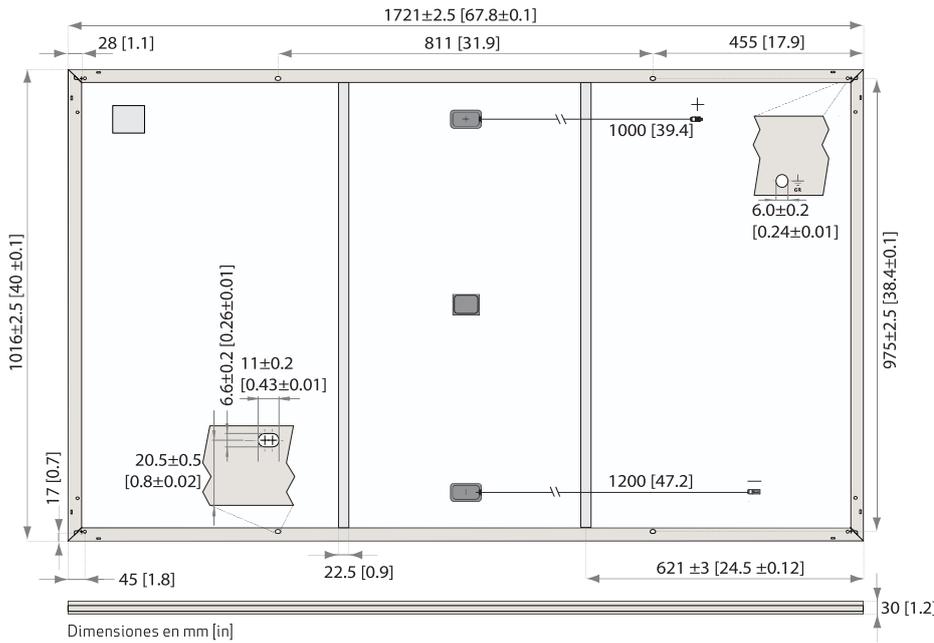
ELEGIBLE



EXPERIENCE



PERFORMANCE



## CERTIFICADOS

IEC 61215:2016, IEC 61730:2016, UL 61730	
IEC 62804	PID
IEC 61701	Corrosión de niebla salina
IEC 62716	Resistencia al amoníaco
IEC 61215-2:2016	Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre
ISO 11925-2 (Clase E)	Combustibilidad
UNI 8457/9174 (Clase 1)	Combustibilidad
IEC 62782	Carga Dinámico Mecánica
AS4040.2 NCC 2016	Carga de viento cíclica
ISO 14001:2004, ISO 9001:2015, OHSAS 18001:2007, IEC 62941	



**takeaway**  
For an easy way  
Esquema take-e-way de  
reciclaje compatible  
WEEE

## GARANTÍA

	Estándar	REC ProTrust	
Instalado por un REC Certified Solar Professional	No	Sí	Sí
Tamaño del sistema	Todo	<25 kW	25-500 kW
Garantía del producto (año)	20	25	25
Garantía de potencia (año)	25	25	25
Garantía Laboral (año)	0	25	10
Potencia en el año 1	98%	98%	98%
Degradación anual	0,25%	0,25%	0,25%
Potencia en el año 25	92%	92%	92%

Consulte los documentos de garantía para obtener más detalles. Se aplican algunas condiciones.

## LÍMITES OPERATIVOS

Margen de temperatura del módulo:	-40 ... +85°C
Voltaje máximo del sistema:	1000 V
Máxima carga de test (frontal):	+7000 Pa (713 kg/m <sup>2</sup> )*
Máxima carga de test (posterior):	-4000 Pa (407 kg/m <sup>2</sup> )*
Capacidad máxima del fusible:	25 A
Máxima Corriente Inversa:	25 A

\* Ver manual de instalación para la instrucción sobre el montaje. Carga de diseño = Carga de test / 1,5 (factor de seguridad)

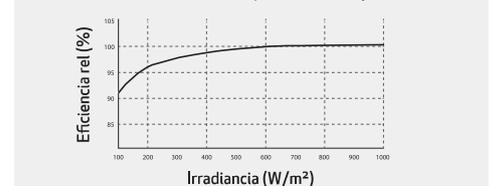
## PARÁMETROS TÉRMICOS\*

Temp. de operación nominal del módulo:	44°C (±2°C)
Coefficiente de temperatura para P <sub>MAX</sub> :	-0,26 %/°C
Coefficiente de temperatura para V <sub>OC</sub> :	-0,24 %/°C
Coefficiente de temperatura para I <sub>SC</sub> :	0,04 %/°C

\* Los coeficientes de temperatura mencionados son valores lineales

## COMPORTAMIENTO LUMÍNICO BAJO

Rendimiento de irradiancia típicamente bajo en STC:



## DATOS GENERALES

Tipo de célula:	120 células tipo-n mono cortadas 6 cadenas de 20 células en serie n-type cells	Conectores:	Stäubli MC4 PV-KBT4/KST4 (4 mm <sup>2</sup> ) e conformidad con IEC 62852 IP68 solo cuando se conecta
Cristal:	Vidrio solar de 3,2 mm con tratamiento antirreflectante	Cable:	4 mm <sup>2</sup> cable solar, 1,0 m + 1,2 m de conformidad con EN 50618
Lámina posterior:	Poliéster de alta resistencia	Dimensiones:	1721 x 1016 x 30 mm
Marco:	Aluminio anodizado	Peso:	19,5 kg
Caja de conexiones:	IP67, en 3 partes, 3 diodos de derivación, de conformidad con IEC 62790	Origen:	Fabricado en Singapore

## PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Código de producto\*: RECxxxAA

	360	365	370	375	380
Potencia nominal - P <sub>MAX</sub> (Wp)	360	365	370	375	380
Clasificación de potencia - (W)	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5
Tensión nomina - U <sub>MPP</sub> (V)	36,7	37,1	37,4	37,8	38,1
Corriente nomina - I <sub>MPP</sub> (A)	9,82	9,85	9,90	9,94	9,98
Tensión a circuito abierto - U <sub>OC</sub> (V)	43,9	44,0	44,1	44,2	44,3
Corriente corto circuito - I <sub>SC</sub> (A)	10,49	10,52	10,55	10,58	10,61
Densidad de potencia (W/m <sup>2</sup> )	205,9	208,8	211,6	214,5	217,3
Eficiencia del módulo (%)	20,6	20,9	21,2	21,4	21,7
Potencia nominal - P <sub>MAX</sub> (Wp)	274	278	282	286	289
Tensión nomina - U <sub>MPP</sub> (V)	34,6	35,0	35,2	35,6	35,9
Corriente nomina - I <sub>MPP</sub> (A)	7,93	7,96	8,00	8,03	8,06
Tensión a circuito abierto - U <sub>OC</sub> (V)	41,4	41,5	41,6	41,6	41,7
Corriente corto circuito - I <sub>SC</sub> (A)	8,47	8,50	8,52	8,55	8,57

Valores en condiciones estándares de medida (STC: masa de aire AM1,5, irradiancia 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura 25°C), basados en una distribución de producción con un ±3% de tolerancia de P<sub>MAX</sub>, U<sub>OC</sub> e I<sub>SC</sub> en un tipo de potencia. En bajas radiaciones de 200 W/m<sup>2</sup> y condiciones STC es posible obtener, al menos el 95% de la eficiencia. Valores en condiciones nominale del modulo (NMOT: masa de aire AM1,5, irradiancia 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura 20°C, velocidad del viento 1 m/s). \*Donde xxx indica la clase de potencia nominal (P<sub>MAX</sub>) en STC indicada anteriormente.

Constituida en 1996, REC Group es una empresa internacional pionera del sector de la energía solar y está dedicada a empoderar a los consumidores con una energía solar limpia y asequible. Como Solar's Most Trusted, REC está comprometida con la alta calidad, la innovación y una huella de carbono reducida en los materiales solares y los paneles solares que fabrica. Con sede central en Noruega y sede de operaciones en Singapur, REC también cuenta con centros regionales en Norteamérica, Europa y Asia-Pacífico.



## Características Técnicas

MS-1E TRACKER 15 MS-1E TRACKER 15+ MS-1E TRACKER 15+HE



Eje de seguimiento	1 EJE: Azimutal (vertical)
Superficie máxima de módulos	106 m <sup>2</sup>
Dimensiones de Parrilla	13300 mm x 8000 mm
Potencia fotovoltaica máxima	15,36 kWp (en función de la eficiencia de los módulos)
Accionamiento azimutal	Mediante motoreductor y corona dentada
Ángulos de giro azimutal	Eje vertical: -120° a +120°
Accionamiento inclinación	Husillo manual micrométrico
Inclinación eje polar	Regulable de 20° a 35°
Consumo de motor	40 kWh/año
Alimentación de servicio a motor	380 V Trifásico
Estructura	Estructura acero galvanizado por inmersión en caliente
Diseño estructura	Estructura base sobre corona dentada
Peso sin módulos y sin cimentación	2.100 kg
Armarios eléctricos de automatización y protección	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP66. Incluye automata, cableado hasta motor y protección del mismo
Armario de acometida	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP66. Incluye protecciones sobretension AC, pias y diferencial (solo para MS-1E TRACKER 15+)

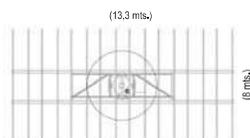
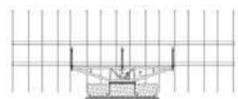
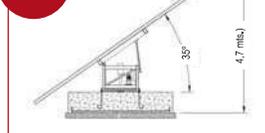
Tecnología de seguimiento	Programación astronómica de PLC independiente
Monitorización	In situ, Ethernet, Internet (OPCIONAL)
Inversores	2 inversores SMA SB 6000, 6,0 kW de potencia nominal, IP 65 1 SC 500 HE para 50 seguidores
Módulos a instalar	Cualquier tipo de modulo FV No es necesario perfilera portamódulos
Peso máximo de módulos	1.500 Kg
Sistema protección contra viento	Posicionamiento en veleta a velocidades mayores de 60km/h
Cimentación	Cimentación superficial circular, 10 m <sup>3</sup> hormigón con mallazo. Pernos de anclaje opcional, anclaje por tornillo directo.
Cumple normativa	Eurocode 0 Eurocode 1 Eurocode 3 CE
Vientos máximos	140 Km/h
Mantenimiento	Revisión anual de partes mecánicas y eléctricas para mantener la vigencia de garantía
Altura del seguidor a 20°	3.8 m. (desde suelo a extremo correas)
Altura del seguidor a 25°	4.1 m. (desde suelo a extremo correas)
Altura del seguidor a 30°	4.4 m. (desde suelo a extremo correas)
Altura del seguidor a 35°	4.7 m. (desde suelo a extremo correas)

## Esquema de la estructura

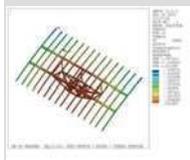
20°



35°



Comprobación del seguidor a 1 eje mediante programa de elementos finitos



MECASOLAR - ES 04/12 BI-673 / 2010



### MECASOLAR SPAIN

Pol. Ind. Santos Justo y Pastor, s/n,  
31510 - Fustiñana, Navarra,  
España  
Phone: (+34) 948 840 993  
(+34) 902 107 049  
Fax: (+34) 948 840 702  
mecasolar@mecasolar.com

### MECASOLAR ITALY

Via Vittime di Piazza Fontana 1  
10024 Moncalieri (TO)  
Italia  
Phone: (+39) 02 49 534 600  
Fax: (+39) 02 49 534 634  
italia@mecasolar.com

### MECASOLAR HELLAS

Industrial Area of Thessaloniki  
Building Block 40, DA 12a  
P.O. Box: 1392 - 57022 Sindos,  
Thessaloniki - Greece  
Phone: (+30) 2310 799 209  
Fax: (+30) 23 10 570 597  
hellas@mecasolar.com

### MECASOLAR US

3410 Industrial BLVD  
Suite 102,  
West Sacramento, 95691CA  
United States  
Phone: (+1) 916 374 8722  
Fax: (+1) 916 374 8063  
usa@mecasolar.com

### MECASOLAR CANADA

152 Duncan Street  
Wallaceburg, ON N8A 4E2  
Canada  
Phone: (+1) 916 374 8722  
Fax: (+1) 916 374 8063  
canada@mecasolar.com

# 9 Datos técnicos

## 9.1 Datos técnicos

		MaxConnect 12 plus	MaxConnect 16 plus
<b>Valores de entrada</b>	Máx. tensión de entrada	900 Vcc	900 Vcc
	Máx. corriente de ramal	10 Acc	10 Acc
	Máx. corriente colectiva	120 Acc	160 Acc
	Categoría de sobretensión	(III hasta 849 Vcc, II hasta 900 Vcc)	(III hasta 849 Vcc, II hasta 900 Vcc)
<b>Valores de salida</b>	Bornes de ramal de entrada	16 mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>
	Borne de puesta a tierra	50 mm <sup>2</sup>	50 mm <sup>2</sup>
	Bornes de salida	95 mm <sup>2</sup>	150 mm <sup>2</sup>
	Seccionador de potencia	omnipolar	
<b>Condiciones ambientales</b>	Tipo de protección	IP65	
	Clase de protección	Clase de protección I	
	Temperatura ambiente	- 20 °C...+ 50 °C	
	Protección contra sobretensión	Tipo 2	
<b>Normas y directivas</b>	Conformidad CE	Sí	
	CEM	EN 61000-6-3, EN 61000-6-2	
	Seguridad del dispositivo	"Tipo homologado" por el organismo TÜV según EN 50178	
<b>Equipamiento</b>	Carcasa	Aluminio	
	Color	RAL 1028/ RAL 7035	
	Supervisión de la corriente de ramal	Comparación de corrientes de ramal; tolerancia ajustable, enmascaramiento individual de ramales	
	Aviso de fallo	Contacto de aviso de fallo sin potencial con opción Max-Control: correo electrónico, SMS	
	Pantalla LCD	A, Ah por ramal A, Ah total Avisos de fallo Configuración de todos los parámetros importantes	
<b>Peso y dimensiones</b>	Peso	14 kg	17 kg
	Dimensiones en mm (anchura x altura x profundidad)	600 x 520 x 150	720 x 520 x 170

## 7 Datos técnicos

		SM330TS-SV	SM360TS-SV
<b>Valores de entrada</b>	Rango de tensión MPP	450 V...800 V	510 V...800 V
	Tensión CC máxima	900 V	900 V
	Corriente CC máxima	720 A	720 A
	Número de trackers MPP	1 (Funcionamiento Single MPPT) o 3 (Funcionamiento Multi MPPT)	
	Isc FV	1 410 A (funcionamiento Single MPPT) / 3 x 470 A (funcionamiento Multi MPPT)	
	Corriente inversa	0 A (diodo de protección contra polarización errónea)	
	Tipo de conector	pernos roscados M8	
	Categoría de sobretensión	2	
<b>Valores de salida</b>	Potencia nominal <sup>1)</sup>	330 kW <sup>1)</sup>	360 kW <sup>2)</sup>
	Potencia aparente máx.	340 kVA	370 kVA
	Tensión nominal de red	3 x 280 V	3 x 320 V
	Corriente CA máxima	700 A	666 A
	Frecuencia nominal de red / Rango	50 Hz / 45 Hz...55 Hz (60 Hz / 55 Hz...65 Hz bajo petición)	
	Factor de potencia cosφ	ajustable desde 0.8 sobreexcitado hasta 0.8 subexcitado	
	Distorsión de corriente armónica con potencia nominal	< 3 %	
	Tipo de conector	pernos roscados M8	
	Conexión de red	trifásico (sin conductor neutro)	
	Corriente de cortocircuito máxima	Pico 1 506 A (1 ms) / RMS 702 A (≤ 100 <sup>3)</sup> ms)	Pico 1 506 A (1 ms) / RMS 666 A (≤ 100 <sup>3)</sup> ms)
	Protección contra sobrecorrientes	750 A (250 A por unidad de potencia)	
	Categoría de sobretension	2	
<b>Rendimiento</b>	Rendimiento máximo	98 %	98 %
	Rendimiento europeo	97.2 % <sup>4)</sup>	97.4 % <sup>4)</sup>
<b>Consumo de potencia</b>	Consumo nocturno	< 7 W	
<b>Condiciones ambiente</b>	Tipo de protección según EN 60529	IP20	
	Rango de temp. ambiente	-20 °C...+50 °C	
	Rango de temp. ambiente para potencia nominal	-20 °C...+45 °C	
	Humedad relativa del aire	0...98% (sin condensación)	
	Grado de contaminación	PD2	
	Altura máxima sobre el nivel del mar	2 000 m (sin reducción)	
	Emisión de ruidos	< 65 dBA (↔1.5 m)	
	Demanda de aire fresco	5 000 m <sup>3</sup> /h	

# Características técnicas

## Guía de estudios

Características de los elementos de líneas														
		Símbolo	Unidad	Calibre de la canalización (A)										
				800	1.000	1.250	1.600	2.000	2.500	3.200	4.000			
<b>Características generales</b>														
Conformidad con las normas				IEC-EN 60439-2										
Grado de protección		IP		55										
Resistencia a los choques		IK		08										
Intensidad nominal asignada a temperatura ambiente <sup>(1)</sup>		I <sub>nc</sub>	A	800	1.000	1.250	1.600	2.000	2.500	3.200	4.000			
Tensión asignada de aislamiento		U <sub>i</sub>	V	1.000										
Tensión asignada de empleo		U <sub>e</sub>	V	1.000										
Frecuencia de empleo		f	Hz	= 50/60 (para 60 a 400 Hz alternativa o corriente continua, <b>consultarnos</b> )										
<b>Resistencia a las intensidades de cortocircuito</b>														
<b>Versión estándar 3L + PE y 3L + N + PE</b>														
Intensidad asignada de corta duración admisible (t=1 s)		I <sub>cw</sub>	kA	31	50	50	65	70	80	86	90			
Intensidad asignada de cresta admisible		I <sub>pk</sub>	kA	64	110	110	143	154	176	189	198			
Esfuerzo térmico máximo I <sup>2</sup> t (t=1 s)		I <sup>2</sup> t	A <sup>2</sup> s 10 <sup>6</sup>	961	2.500	2.500	4.225	4.900	6.400	7.396	8.100			
<b>Versión reforzada 3L + N + PER</b>														
Intensidad asignada admisible de corta duración (t=1 s)		I <sub>cw</sub>	kA	35	65	65	85	110	113	113	120			
Intensidad asignada de cresta admisible		I <sub>pk</sub>	kA	73	143	143	187	242	248	248	246			
Esfuerzo térmico máximo I <sup>2</sup> t (t=1 s)		I <sup>2</sup> t	A <sup>2</sup> s.10 <sup>6</sup>	1.225	4.225	4.225	7.225	12.100	12.769	12.769	14.400			
<b>Característica de los conductores</b>														
<b>Conductor de fases</b>														
Resistencia media a temperatura ambiente de 20 °C		R <sub>20</sub>	m/m	0,079	0,057	0,046	0,035	0,028	0,023	0,017	0,014			
Resistencia media a I <sub>nc</sub> <sup>(1)</sup>		R <sub>1</sub>	m/m	0,096	0,069	0,056	0,042	0,034	0,028	0,021	0,017			
Reactancia media a I <sub>nc</sub> <sup>(1)</sup> y 50 Hz		X <sub>1</sub>	m/m	0,018	0,016	0,015	0,013	0,011	0,008	0,007	0,007			
Impedancia media a I <sub>nc</sub> <sup>(1)</sup> y 50 Hz		Z <sub>1</sub>	m/m	0,097	0,071	0,058	0,044	0,035	0,029	0,022	0,018			
<b>Conductor de protección (PE)</b>														
Resistencia media a temperatura de 20 °C			m/m	0,203	0,178	0,164	0,143	0,126	0,113	0,093	0,080			
<b>Otras características</b>														
Método de los componentes simétricos	Ph/N a 20 °C	Resistencia media	R <sub>0 ph/N</sub>	m/m	0,345	0,248	0,209	0,159	0,128	0,111	0,083	0,066		
		Reactancia media	X <sub>0 ph/N</sub>	m/m	0,143	0,103	0,087	0,067	0,054	0,046	0,035	0,028		
		Impedancia media	Z <sub>0 ph/N</sub>	m/m	0,373	0,269	0,226	0,172	0,139	0,120	0,090	0,072		
	Ph/PE a 20 °C	Resistencia media	R <sub>0 ph/PE</sub>	m/m	0,809	0,676	0,587	0,490	0,420	0,370	0,303	0,256		
		Reactancia media	X <sub>0 ph/PE</sub>	m/m	0,762	0,586	0,478	0,364	0,286	0,231	0,170	0,131		
		Impedancia media	Z <sub>0 ph/PE</sub>	m/m	1,111	0,895	0,757	0,610	0,508	0,436	0,347	0,288		
Método de las impedancias	A 20 °C	Resistencia media	Ph/Ph	R <sub>b0 ph/ph</sub>	m/m	0,160	0,115	0,097	0,073	0,059	0,051	0,038	0,031	
			Ph/N	R <sub>b0 ph/N</sub>	m/m	0,161	0,115	0,097	0,074	0,059	0,052	0,039	0,031	
			Ph/PE	R <sub>b0 ph/PE</sub>	m/m	0,531	0,440	0,353	0,281	0,231	0,197	0,154	0,125	
		A I <sub>nc</sub> <sup>(1)</sup>	Resistencia media	Ph/Ph	R <sub>b0 ph/ph</sub>	m/m	0,193	0,140	0,120	0,091	0,075	0,066	0,049	0,039
				Ph/N	R <sub>b0 ph/N</sub>	m/m	0,194	0,140	0,120	0,092	0,075	0,066	0,049	0,039
				Ph/PE	R <sub>b0 ph/PE</sub>	m/m	0,641	0,535	0,438	0,348	0,292	0,252	0,197	0,160
	A I <sub>nc</sub> <sup>(1)</sup> y 50 Hz	Reactancia media	Ph/Ph	X <sub>b ph/ph</sub>	m/m	0,040	0,029	0,024	0,019	0,015	0,013	0,010	0,008	
			Ph/N	X <sub>b ph/N</sub>	m/m	0,064	0,047	0,040	0,030	0,024	0,021	0,016	0,013	
			Ph/PE	X <sub>b ph/PE</sub>	m/m	0,043	0,086	0,275	0,212	0,170	0,141	0,106	0,084	

(1) Las canalizaciones Canalis KT están dimensionadas según normas IEC-EN 60439-1-2 en las cuales viene especificado que la temperatura del aire ambiente no debe sobrepasar 40 °C siendo la media durante un periodo de 24 h de máximo 35 °C.

# Características técnicas (continuación)

## Guía de estudios

### Características de los elementos de líneas

	Símbolo	Unidad	Calibre de la canalización (A)							
			800	1,000	1,250	1,600	2,000	2,500	3,200	4,000

#### Otras características

##### Caídas de tensión

Caída de tensión compuesta, en caliente, en voltios (V) por 100 metros y por amperio (A), 50 Hz, con carga repartida en curso de línea. En el caso de una carga concentrada en extremo de línea, los valores son el doble de los indicados en la tabla.

Para un consenso $\phi$ de										
1	V/100 m/A	0,0083	0,0060	0,0049	0,0037	0,0029	0,0024	0,0018	0,0015	
0,9	V/100 m/A	0,0081	0,0060	0,0050	0,0038	0,0030	0,0025	0,0019	0,0016	
0,8	V/100 m/A	0,0076	0,0056	0,0047	0,0036	0,0029	0,0024	0,0018	0,0015	
0,7	V/100 m/A	0,0069	0,0052	0,0043	0,0034	0,0027	0,0022	0,0017	0,0015	

##### Elección de los productos en presencia de armónicos (para obtener más información, ver el capítulo "Corrientes armónicas")

Intensidad de empleo según THD3 (tasa de distorsión, rango 3)	THD < 15%									
	15% < THD < 33%									
	THD > 33%									

##### Conductor de protección

Envoltura	Sección equivalente de cobre	mm <sup>2</sup>	120	130	140	155	165	180	190	200
Conductor complementario de cobre	Sección PER	mm <sup>2</sup>	210	300	360	480	600	720	960	1,200

##### Peso medio

		kg/m	12	14	16	19	22	25	31	38
3L + PE		kg/m	12	14	16	19	22	25	31	38
3L + N + PE		kg/m	13	16	18	22	26	30	37	45
3L + N + PER		kg/m	15	19	21	26	31	36	46	56

##### Intensidad admisible en función de la temperatura ambiente

Con k1 = coeficiente de desclasificación en función de la temperatura ambiente.

	Símbolo	Unidad	Temperatura ambiente					
			°C	35 <sup>(1)</sup>	40 <sup>(1)</sup>	45	50	55
Canalización instalada en el interior	k1	%	k1=1	k1=0,97	k1=0,93	k1=0,90	k1=0,86	
Canalización instalada en el exterior bajo un techo de aluminio	k1	%	Consultarnos					
Canalización instalada en un cajón antiincendio	k1	%	Consultarnos					

### Características de los cofrets de derivación

#### Características generales

	Símbolo	Unidad	
Grado de protección	IP		55
Resistencia a los choques	IK		08
Tensión asignada de aislamiento	Ui	V	400, 500 o 690 según el dispositivo de protección
Tensión asignada de empleo	Ue	V	
Frecuencia de empleo	f	Hz	50 / 60

(1) Las canalizaciones Canalis KT están dimensionadas según normas IEC-EN 60439-1-2 en las cuales viene especificado que la temperatura del aire ambiente no debe sobrepasar 40 °C siendo la media durante un periodo de 24 h de máximo 35 °C.



# TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

## DISEÑO



E<sub>ca</sub>

### Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

### Aislamiento

Goma libre de halógenos

### Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

## APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F/H1Z2Z2-K, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Compatible con la mayoría de conectores. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.





## CARACTERÍSTICAS



### Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 · 1kV · (1,8) kV DC



### Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



### Certificaciones

Certificados

CE  
TÜV  
EN  
RoHS



E<sub>ca</sub>



### Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.  
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).  
Temp. mínima de servicio: -40°C



### Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.  
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754  
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.  
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.  
Reacción al fuego CPR, E<sub>ca</sub> según la norma EN 50575



### Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.  
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



### Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.  
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



### Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.



### Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



### Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



### Otros

Marcaje: metro a metro.



### Condiciones de instalación

Al aire.  
Enterrado.



### Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.

# AL EPROTENAX H COMPACT

## AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV  
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E  
 Designación genérica: AL HEPRZ1



### DATOS TÉCNICOS

#### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm <sup>2</sup> )	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
					12/20 kV (pant, 16 mm <sup>2</sup> )	18/30 kV (pant, 25 mm <sup>2</sup> )
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm <sup>2</sup> )	18/30 kV (pant, 25 mm <sup>2</sup> )
1 x 50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1 x 95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1 x 150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1 x 240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1 x 400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1 x 630/16 (2)	590	615	905	59220	3130	4630

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

(\*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(\*\*) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(\*\*\*) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm <sup>2</sup> )	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD (nF/km)	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1 x 95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1 x 150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1 x 240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1 x 400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1 x 630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

**NOTA:** valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.