



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUOLA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

RESUMEN

En este TFG se lleva a cabo el diseño y dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica para abastecer eléctricamente el municipio valenciano de Carrícola.

A partir de los consumos actuales de electricidad, del área de construcción considerada y del recurso solar disponible se dimensionará la instalación y en base a los consumos de la población se estudiará la viabilidad económica del proyecto considerando una vida útil de 25 años y las tarifas eléctricas actuales. A continuación, se realizarán los cálculos necesarios para el dimensionado y elección de los equipos principales, materiales, componentes y las protecciones que deberá tener la instalación para cumplir con la normativa vigente, la ley y las buenas prácticas de la industria. El TFG se alinearán en el contexto de la agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Se realizará un análisis del impacto que tendría el proyecto en éstos a nivel local, cuál es su implicación y cómo este proyecto puede encajar en una estrategia de planificación basada en estos objetivos de desarrollo.

El documento se completará con los cálculos, planos, justificaciones y el presupuesto correspondiente.

Palabras clave: solar fotovoltaica, suministro eléctrico, Agenda 2030, objetivos de desarrollo sostenible

RESUM

En aquest TFG es duu a terme el disseny i dimensionament d'una instal·lació solar fotovoltaica per a abastir elèctricament el municipi de Carrícola.

A partir dels consums elèctrics actuals, el àrea de construcció considerada i del recurs solar disponibles dimensionarà la instal·lació i en base als consums de la població se estudiarà la viabilitat econòmica del projecte tenint en compte una vida útil de 25 anys i les tarifes elèctriques actuals. A continuació es faran els càlculs pertinents per al dimensionament i l'elecció dels equips principals, materials, components i proteccions que deuria tindre la instal·lació per a complir amb la normativa vigent, la llei i les bones pràctiques industrials. El TFG s'aproparà al context de la Agenda 2030 i els Objectius de Desenvolupament Sostenible. Es farà un anàlisi del impacte que tindria a nivell local en estos objectius, quina es la seua implicació i com este projecte podria encaixar en una estratègia de planificació basada en estos objectius de desenvolupament.

El document es completarà amb càlculs, plànols, justificacions i pressupost corresponent.

Paraules clau: solar fotovoltaica, subministrament elèctric, Agenda 2030, objectius de desenvolupament sostenible.

ABSTRACT

In this dissertation is carried out the design and sizing of a PV solar installation to supply electrically the valencian town of Carrícola.

Based on current electricity consumption, the area of construction considered and the available solar resource, the installation will be sized and based on the consumption of the population, the economic viability of the project will be studied, considering a useful life of 25 years and the current electricity rates. Then, the necessary calculations will be made for the sizing and choice of the main equipment, materials, components and protections that the installation must have in order to comply with the current regulations, the law and the good practices of the industry. The dissertation will be aligned in the context of the 2030 agenda and the Sustainable Development Goals. An analysis will be made of the impact the project would have on these at the local range, what its involvement is and how this project can fit into a planning strategy based on these development goals.

The document will be completed with the calculations, plans, justifications and the corresponding budget.

Keywords: renewable energy, electricity supply, Agenda 2030, Sustainable development goals

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- I. Memoria.
- II. Presupuesto.
- III. Planos.
- IV. Fichas Técnicas.

ÍNDICE DE LA MEMORIA:

1. INTRODUCCIÓN.....	9
1.1 OBJETO DEL TFG.....	9
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	9
2. CONTEXTO Y ANTECEDENTES.....	10
2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	10
2.2 COMPARATIVA DE TECNOLOGÍAS.....	11
2.3 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.....	14
2.4 SITUACIÓN EN EUROPA Y <i>GREEN DEAL</i>	17
2.5 LA AGENDA 2030.....	18
2.6 COOPERACIÓN INTERNACIONAL.....	22
2.7 PAPEL DE LAS ORGANIZACIONES E INSTITUCIONES LOCALES PARA LA CONSECUCCIÓN DE LOS ODS.....	23
2.8 INICIOS, DESAFÍOS Y LOGROS DE LOS ODS.....	23
3. NORMATIVA APLICABLE.....	25
3.1 LEGISLACIÓN VIGENTE.....	25
3.2 TRÁMITES ADMINISTRATIVOS.....	26
4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	27
4.1 DESCRIPCIÓN DEL MUNICIPIO.....	27
4.2 UBICACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO.....	29
4.3 CONSUMOS ELÉCTRICOS.....	30
4.4 ESTUDIO Y SIMULACIÓN ENERGÉTICA.....	31
4.5 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN GENERADORA.....	33
4.5.1 <i>Paneles fotovoltaicos</i>	34
4.5.2 <i>Inversores</i>	34
4.5.3 <i>Estructura soporte</i>	35
4.5.4 <i>Centro de transformación</i>	35
4.5.5 <i>Cableado y protecciones</i>	36
4.5.6 <i>Puesta a Tierra</i>	37
4.6 CÁLCULO Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	37
4.6.1 <i>Introducción</i>	37
4.6.2 <i>Inclinación de los paneles</i>	38
4.6.3 <i>Separación entre filas</i>	39
4.6.4 <i>Módulos conectados en serie</i>	39
4.6.5 <i>Número de strings por inversor</i>	41
4.6.6 <i>Sección de los conductores (Caída de Tensión)</i>	41
4.6.7 <i>Sección del cableado (Criterio de máxima intensidad admisible)</i>	48
4.6.8 <i>Características de los conductores</i>	51
4.6.9 <i>Protecciones</i>	53
4.6.10 <i>Puesta a tierra</i>	60
4.6.11 <i>Cálculos de producción y rendimiento</i>	63
5. VIABILIDAD ECONÓMICA.....	64

6. CONCLUSIONES.....	67
7. REFERENCIAS.....	68

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Elementos de un módulo fotovoltaico. Fuente: www.ujaen.es.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 2. Células fotovoltaicas de silicio cristalino. Fuente: solar-energia.net.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 3. Célula con tecnología PERC (derecha) frente a convencional. Fuente: tecnosolab.com.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 4. Gráfico comparativo de la evolución de las distintas tecnologías fotovoltaicas. Fuente: NREL.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 5. Plantas fotovoltaicas de Alcazar de San Juan. Fuente: mascastillalamanca.com.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 6. Energía solar fotovoltaica generada en GWh en España. Fuente: Informe anual UNEF.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 7. Potencia instalada anualmente en MW en España. Fuente: Informe anual UNEF.</i>	<i>16</i>
<i>Figura 8. Potencia Fotovoltaica instalada anualmente en la UE. Fuente: Informe Anual UNEF 2020</i>	<i>17</i>
<i>Figura 9. Lista de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: UN.org</i>	<i>19</i>
<i>Figura 10. Objetivos de Desarrollo del Milenio. Fuente: onu.org</i>	<i>20</i>
<i>Figura 11. Mapa con los 5 elementos de la Agenda y como de ellos salen los Objetivos de cada elemento. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 12. temperaturas medias máximas y mínimas por meses en Carrícola. Fuente: Meteoblue.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 13. Días soleados y parcialmente nublados por meses en Carrícola. Fuente: Meteoblue.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 14. Días nublados por meses en Carrícola. Fuente: Meteoblue.</i>	<i>28</i>
<i>Figura 15. Vista aérea de la parcela delimitada en color. Fuente: Google Earth.</i>	<i>29</i>
<i>Figura 16. Datos catastrales de la parcel. Fuente: Catastro.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 17. Captura situación de la parcela respecto al pueblo. Fuente: Google Earth.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 18. Consumo de una casa unifamiliar. Fuente:Elaboración propia.</i>	<i>31</i>
<i>Figura 20. Resultados simulación Helioscope. Pérdidas del sistema. Fuente: Helioscope.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 21. Datos de preproducción mensuales de la planta. Fuente Helioscope.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 22. Estructura soporte paneles solares. Fuente: atersa.shop.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 23. Captura de la situación del transformador respecto a la parcela. Fuente: Elaboración propia desde captura de Google Earth.</i>	<i>36</i>
<i>Figura 24. Temperaturas medias máximas y mínimas en el municipio de Carrícola. Fuente: Meteoblue.</i>	<i>38</i>
<i>Figura 26. Separación entre filas. Fuente: IDAE.</i>	<i>39</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Datos de irradiancia mensuales en Carrícola. Fuente: PVGIS.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 2. Resultados simulación Helioscope. Medidas del sistema. Fuente: Helioscope</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 3. Características de los módulos. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 4. Características físicas de los paneles. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 5. Características del inversor. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 6. Resultados PVGIS. Fuente: PVGIS.</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 7. Características de la instalación. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 8. Características del tramo de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 9. Cálculo de la sección necesaria para cumplir con un valor de caída de tensión de 1,5%. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 10. Resultados del cálculo de caída de tensión en el tramo de continua. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 11. Características del tramo de alterna entre los inversores y el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 12. Cálculo de la sección necesaria en el tramo de alterna para un valor de caída de tensión de 1,5%. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 13. Resultados del cálculo de la caída de tensión en el tramo de alterna entre el inversor y el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 14. Características del tramo de alterna entre el cuadro de inversores y el transformador. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 15. Cálculo de la sección necesaria en el tramo de alterna entre el cuadro de inversores y el transformador para un valor de caída de tensión de 1,5%. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 16. Resultados del cálculo de la caída de tensión en el tramo de alterna entre el cuadro de inversores y el transformador. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 17. Características de todos los cables del tramo de continua. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 18. Características de todos los conductores de alterna entre los inversores y el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 19. Características de todos los conductores de alterna entre el cuadro de inversores y el transformador. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 20. Factor de tensión c. Fuente: norma UNE_EN 60909.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 21. Características de la línea para el cálculo de las protecciones en el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 22. Temperaturas máximas de los aislamientos. Fuente: ITC-BT-07.</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 23. Valores de impedancia de la línea de alterna entre los inversores y el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 24. Cálculo de los cortocircuitos de la línea de alterna entre los inversores y el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 25. Características necesarias para cumplir con la protección de la línea entre los inversores y el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 26. Características de la línea para el cálculo de las protecciones en el cuadro general de la instalación. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 27. Temperatura máxima asignada al conductor. Fuente: ITC-BT-07.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 28. Valores de impedancia de la línea de alterna entre el cuadro de inversores y el cuadro general. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 29. Características necesarias para cumplir con la protección de la línea entre el cuadro de inversores y el cuadro general. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 30. Características necesarias para cumplir con la protección de la línea entre el cuadro de inversores y el cuadro general. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 31. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18.</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 32. Valores aproximados de las resistividades en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 33. Resumen de los componentes de la instalación. Fuente: Elaboración propia</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 34. Producción mensual calculada con Helioscope. Fuente: Helioscope</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 35. Cálculo de energía producida y PR con PVsyst. Fuente: PVsyst</i>	<i>63</i>

<i>Tabla 36. Datos mensuales y totales de producción, autoconsumo y excedentes de energía. Fuente: Elaboración propia a partir del resultado de Helioscope.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 37 .Parámetros financieros introducidos en RETScreen.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 38.Resultados análisis financiero. Fuente: RETScreen.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 39.Flujos de caja anuales. Fuente: RETScreen.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 40.Análisis de sensibilidad con variaciones en costes iniciales y precio de la electricidad. Fuente: RETScreen.....</i>	<i>66</i>

I. MEMORIA.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Objeto del TFG.

El presente Trabajo de Fin de Grado (TFG) tiene como objeto el cálculo y diseño de una planta de generación de energía solar fotovoltaica de una potencia instalada de 71,280 kW en el municipio de Carrícola.

Para ello se definen los siguientes objetivos específicos:

- Situar el proyecto dentro de las nuevas directrices a nivel estatal.
- Explicar los nuevos pactos como el *Green Deal*.
- Contextualizar el proyecto dentro de la Agenda 2030 y los ODS.
- Diseñar técnicamente la planta.
- Analizar su viabilidad económica, teniendo en cuenta los datos de generación obtenidos en la simulación y los datos de consumo estimados a partir de facturas.

El objetivo del proyecto es, gracias a que la planta se adhiere al régimen de autoconsumo con compensación de excedentes, buscar una reducción en la factura de la electricidad de los habitantes de la población. Así, esto supone para el municipio dos ahorros importantes, uno económico y otro energético.

1.2 Justificación.

El mundo de las energías renovables ha mostrado un gran avance en los últimos años. Este avance ha venido con nuevos acuerdos y pactos (ODS o Pacto verde europeo), para que formas más limpias de obtener energía tengan mayor impacto sobre el mercado.

Uno de los principales motivos que justifican los proyectos como éste, es la forma más sostenible de obtener energía, encajando perfectamente con uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible que la ONU ha incluido en la Agenda 2030.

Por otra parte, una segunda justificación, es el ahorro económico que supone para el municipio, dado que la instalación entra en la categoría de autoconsumo regulado por El Real Decreto 244/2019 del 5 de abril de 2019, pudiendo obtener compensación por los excedentes de energía.

Esto último, podría decirse que es el factor más importante del proyecto para un municipio como Carrícola, ya que con poco más de 90 habitantes censados y una gran mayoría de ellos ausentes durante gran parte del año, supone una forma de reducir la factura de electricidad a sus habitantes y a su vez, despertar el interés por el municipio valenciano.

2. CONTEXTO Y ANTECEDENTES.

2.1 Energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica transforma la luz solar en energía eléctrica. Esta transformación es gracias al efecto fotoeléctrico, que se lleva a cabo en las células fotovoltaicas que conforman los paneles solares. Estas células están formadas por materiales semiconductores en los que se ha realizado una unión p-n que da lugar a un campo eléctrico que posibilita la producción de corriente eléctrica a partir de la radiación solar.

Cuando los fotones inciden sobre las células provoca que los electrones se liberen de sus átomos. Conectando conductores en los lados positivo y negativo de una célula se forma un circuito eléctrico y cuando los electrones fluyen por este circuito se genera electricidad.

Estas células pueden conectarse formando módulos y estos a su vez, se conectan formando paneles (sunpower.maxeon.com, 2019). La cantidad de energía eléctrica producida depende finalmente de la intensidad de la radiación solar incidente, así como de las propiedades del material que recibe la radiación (células).

El material más común en la fabricación de células fotovoltaicas es el silicio. Este material se puede presentar en diferentes formas que se comentarán en el punto siguiente.

A partir de esta célula se puede pasar a la fabricación de los módulos fotovoltaicos. Consisten en la interconexión de un número de células en serie o en paralelo, con el fin de conseguir unos valores de tensión y corriente que resulten adecuados. Posteriormente, se encapsulan las uniones eléctricas para protegerlas de los agentes atmosféricos, consiguiendo así cierta rigidez y aislamiento eléctrico como puede verse en la Figura 1.

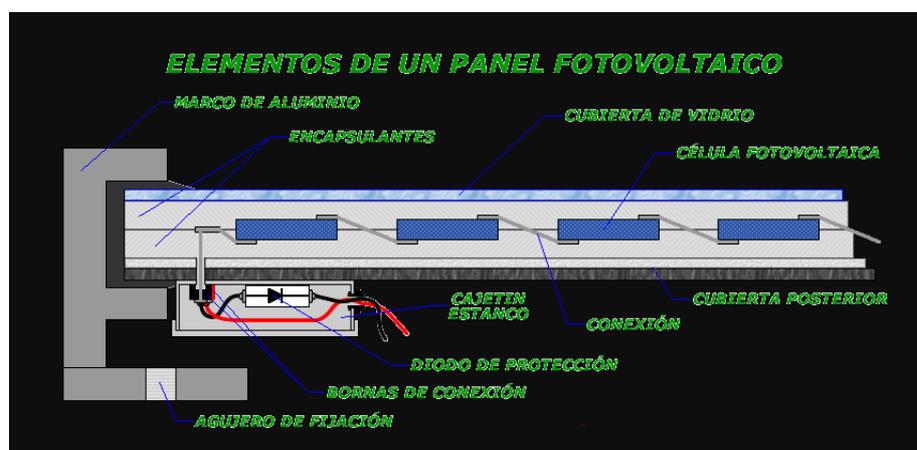


Figura 1. Elementos de un módulo fotovoltaico. Fuente: www.ujaen.es

2.2 Comparativa de tecnologías.

El silicio es el material más utilizado actualmente en la fabricación de células fotovoltaicas. El 90% de la tecnología fotovoltaica se basa en el uso de alguna variación del silicio (solar-energia.net,2020). A continuación, se describen distintas tecnologías de células basadas en el silicio como la tecnología monocristalina o policristalina, así como algunos de sus avances en la mejora de sus eficiencias. También se describen otras tecnologías fabricadas con materiales distintos al silicio.

Paneles de silicio cristalino

Son los más comunes del mercado. Se puede dividir en dos categorías: monocristalinos y policristalinos.

Los monocristalinos homogéneos son paneles fabricados con silicio cristalino de alta pureza. Su principal ventaja es su rendimiento y durabilidad que le permiten mantener las propiedades a lo largo del tiempo. En los policristalinos las células se agregan en direcciones y formas distintas. Se aprecian las diferencias en su aspecto en la Figura 2.



Figura 2. Células fotovoltaicas de silicio cristalino. Fuente: solar-energia.net

Se puede resaltar la mayor eficiencia de la tecnología monocristalina adquiriendo este factor una mayor importancia en aplicaciones donde el espacio es algo limitante. Sin embargo, el precio es algo más elevado. Por esta razón si no existen problemas de espacio se pueden utilizar los policristalinos, permitiendo instalar más potencia por el mismo precio al ser una tecnología más económica.

Además, dentro de estas dos tecnologías se han hecho avances importantes para optimizar el rendimiento de la instalación como la tecnología PERC. Esta tecnología permite, mediante la colocación de una capa reflectante, aprovechar al máximo la radiación solar. Se trata de reflejar parte de los fotones que han atravesado la célula hacia la misma célula, aumentando así su eficiencia como muestra la Figura 3.

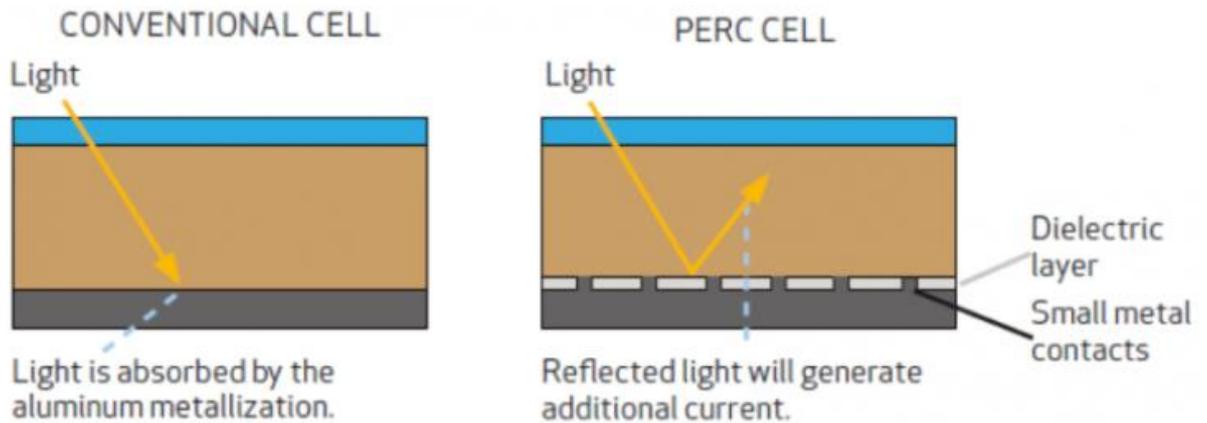


Figura 3. Célula con tecnología PERC (derecha) frente a convencional. Fuente: tecnosolab.com

Otra de las tecnologías que se pueden mencionar es la *Half-Cut* o *Half-Cell*. Consiste en células solares divididas por la mitad con tal de situar la caja de conexiones en el centro del panel, dividiéndolo en dos mitades con el 50% de capacidad para cada mitad. Esto permite ampliar las opciones de las instalaciones.

Tiene un efecto de disminución en las pérdidas de corriente producidas por las resistencias internas de las placas, al ser la corriente transportada por las pistas conductoras de los módulos. Además, asegura una producción continua en situaciones en las que las placas están parcialmente sombreadas, al dividir el panel, un sombreado en una parte no afecta a la otra (tecnosolab.com, 2019).

Paneles de capa fina

Consisten en depositar varias capas de material semiconductor en una base de vidrio, polímeros o aluminio.

En esta tecnología se pueden utilizar materiales fotovoltaicos como:

- Silicio amorfo
- CdTeS
- GaAs (arseniuro de galio)
- Cobre, indio, galio s selenio (GIS/CIGS)
- Células fotovoltaicas orgánicas

Con cierto intervalo de eficiencias (7-13%) dependiendo del material utilizado, son una alternativa buena si el espacio no es limitante. Destacan por su facilidad para la fabricación en grandes cantidades, lo que los hace más económicos. Su flexibilidad proporciona muchas posibilidades en cuanto a la adaptación en diversas superficies.

No obstante, al tener menor eficiencia requieren de mucho espacio, con un panel monocristalino se podría producir 4 veces la electricidad de uno de capa fina (energiasrenovablesinfo.com,2014). Al necesitar más paneles aumenta también el gasto en estructura y cableado.

Paneles HIT

Otra tecnología es la fabricación híbrida de paneles. Consiste en superponer varias capas de semiconductores como el silicio amorfo, monocristalino, etc. De esta forma se consigue mejorar la eficiencia de los paneles ampliando el espectro de radiación solar aprovechable, pues cada material es más sensible a alguna de las capas del espectro de la radiación solar.

Hasta aquí se han descrito las tecnologías que existen en el mercado. Su elección depende de las condiciones del lugar donde se instalan, el espacio disponible o la aplicación, puesto que cada una de ellas tiene sus propiedades y eficiencias como se puede ver en la Figura 4.

Para concretar con datos de eficiencias, la monocristalina ha alcanzado eficiencias en laboratorio del 27%, aunque es cierto que a nivel comercial son algo inferiores. Las células más utilizadas a nivel comercial, las policristalinas, tienen datos de eficiencia algo menores que las monocristalinas alcanzando en laboratorio el 22%.

Los paneles fabricados de Arseniuro de Galio destacan por su alta eficiencia, con valores del 30% e incluso algo superiores si se utilizan módulos con concentración.

En la tecnología de capa fina, el menor uso de cantidad de material semiconductor hace que la eficiencia se resienta. Queda en valores del 5% para las de silicio amorfo y asciende a 9% para materiales como el Teluro de Cadmio.

Las células CIS y CIGS van ganando cuota de mercado entre la tecnología de capa fina con eficiencias del 13% llegando incluso al 20% en laboratorio (eadic, 2019).

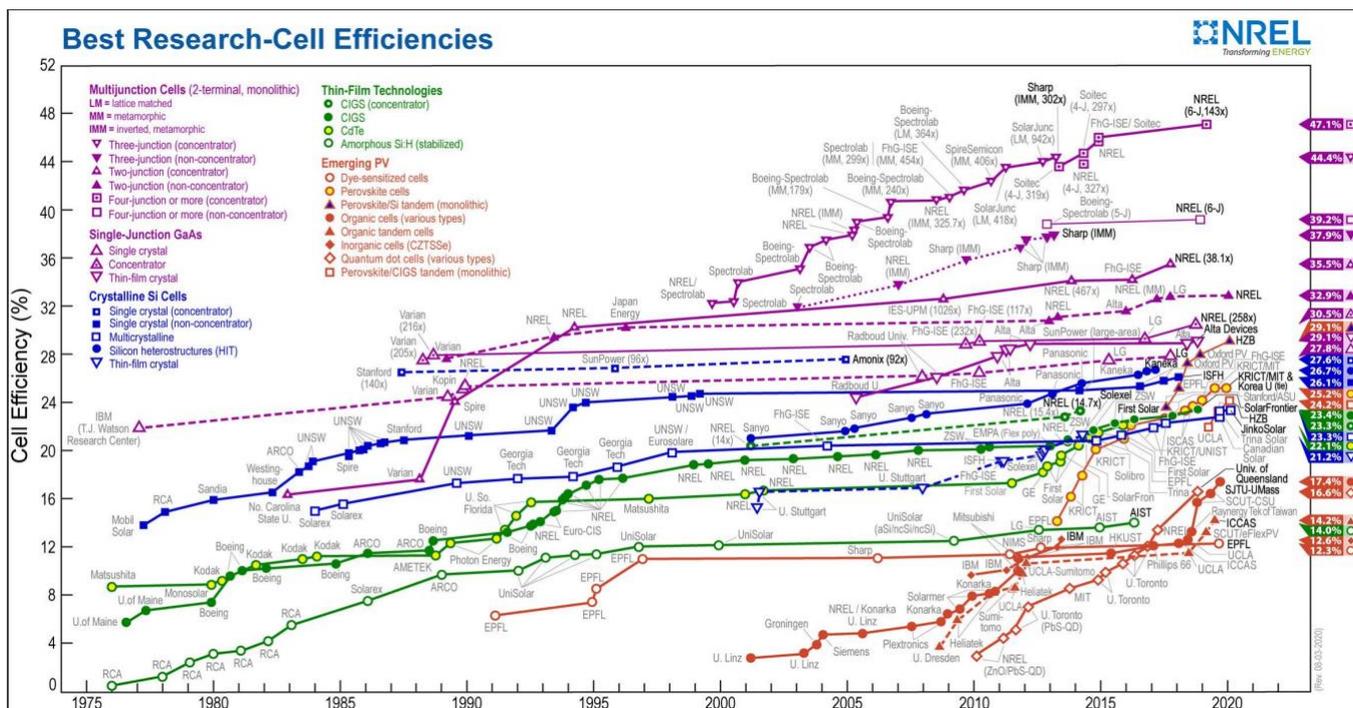


Figura 4. Gráfico comparativo de la evolución de las distintas tecnologías fotovoltaicas. Fuente: NREL

2.3 Situación de la energía solar fotovoltaica en España.

La energía solar se ha convertido en una de las fuentes de generación de energía eléctrica más importantes para tratar de frenar el cambio climático en las últimas décadas a nivel mundial.

España, uno de los países con más horas de sol en Europa, demostró en torno al año 2008 una apuesta importante por esta tecnología llegando a convertirse en uno de los países con más potencia instalada a nivel mundial. Sin embargo, poco después sufriría un estancamiento importante llegando incluso a verse perjudicada con la entrada en vigor del Real Decreto del 30 de septiembre de 2008. Posteriormente, en 2010 y 2012, se aprobaron nuevos reales decretos que en la práctica desincentivaban el uso de este tipo de energías (airalia.es, 2020).

Actualmente, la situación podría cambiar. 2019 supuso la conexión a la red de las instalaciones de las subastas ganadoras en 2017 (Figura 5), rompiendo con el estancamiento en el sector y sentando las bases para llegar a cumplir con los objetivos del PNIEC.



Figura 5. Plantas fotovoltaicas de Alcázar de San Juan. Fuente: mascastillalamanca.com

Como se puede ver en las Figuras 6 y 7 los datos son positivos, la potencia instalada y generada ha aumentado respecto a los años anteriores. Además, se ha visto un aumento importante en el autoconsumo, que ha marcado su máximo histórico en 459 MW (UNEF,2020).

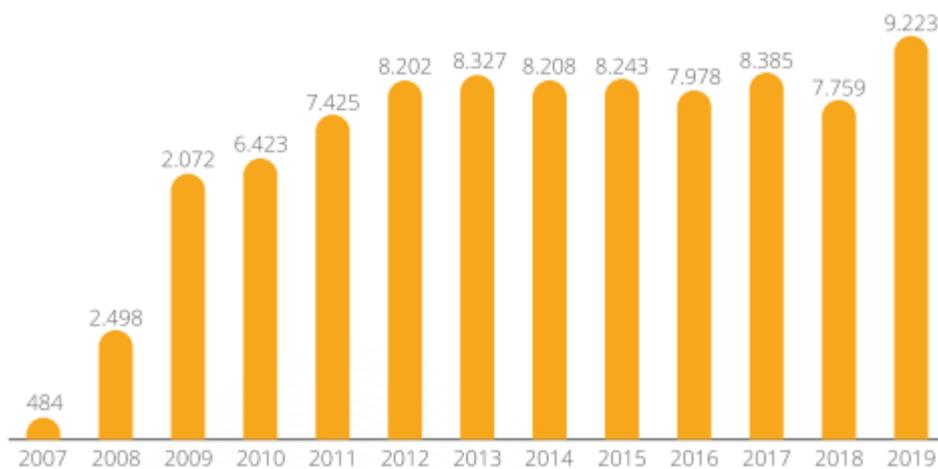


Figura 6. Energía solar fotovoltaica generada en GWh en España. Fuente: Informe anual

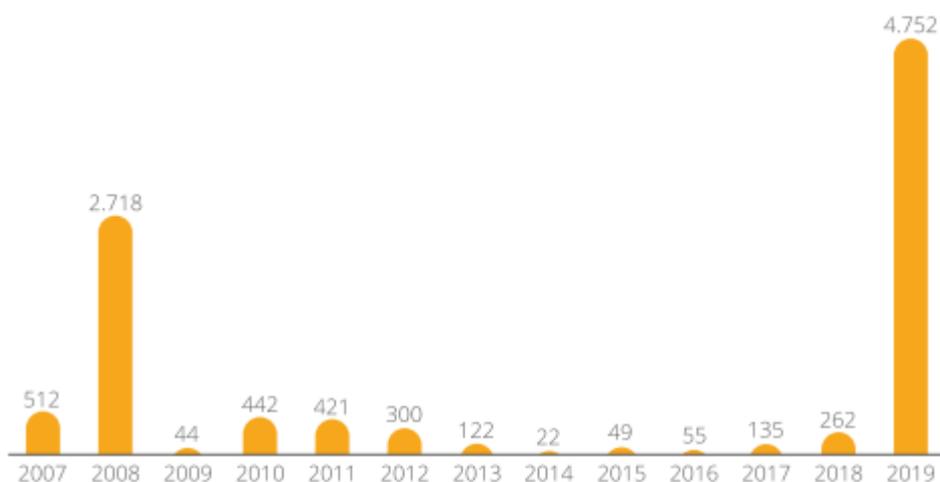


Figura 7. Potencia instalada anualmente en MW en España. Fuente: Informe anual UNEF.

Al mismo tiempo, 2019 no ha sido un año solo de máximos históricos en potencias instaladas, sino que ha venido acompañado de un desarrollo normativo para cumplir con los compromisos impuestos a nivel europeo.

En febrero de 2019 se publicó el marco estratégico de energía y clima. En él se incluye el proyecto de Ley de Cambio Climático y transición Energética, enviado a las Cortes el 19 de mayo de 2020 por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. También, se incluye el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y la Estrategia de Transición justa.

En el proyecto de Ley de Cambio Climático se pretende organizar la respuesta del país al desafío del cambio climático. En un contexto de reactivación económica frente al COVID-19, este proyecto de Ley trata de posicionar a España para aprovechar las oportunidades de modernización, reindustrialización, generación de empleo y la atracción de nuevas inversiones que la transición ecológica abre.

Además, se marcan ciertos objetivos para la neutralidad climática, como la reducción de emisiones de un 20% respecto a 1990 o el aumento de la participación de energías renovables. Este proyecto de ley también entra en el marco retributivo para las renovables previendo que el gobierno desarrolle un nuevo marco normativo en el que se ofrezca previsibilidad y estabilidad en los ingresos al sector y tratando de trasladar a los consumidores los ahorros que este tipo de energías proporcionan.

En cuanto al PNIEC, define los objetivos de reducción de emisiones, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética en el plazo 2021-2030. Marca también líneas de actuación y el camino a seguir más adecuado para el beneficio, no solo del medio ambiente, sino tratando de maximizar las oportunidades y el avance de la economía. El texto se envió el 31 de marzo de 2020 a la Comisión Europea donde está siendo revisado.

Este impulso normativo es a nivel estatal, a nivel autonómico, la Comunitat Valenciana ha adoptado políticas contra el cambio climático como la declaración de Emergencia Climática, la Estrategia Valenciana de Cambio Climático y Energía y la Ley de Cambio Climático y Transición Ecológica.

Esta ley incluye cambios importantes que van a suponer un impulso para la transición ecológica como por ejemplo la reserva de suelo para la implantación de energías renovables en nuevos desarrollos urbanísticos. También se incluye una nueva fiscalidad verde, que establecerá medidas sobre los vehículos de combustión interna a partir del 2023.

Por otra parte, la ley incluye el Plan director de energías renovables. Concretamente, la potencia solar instalada debería incrementarse hasta los 6000 MW para el 2030, llegando a definir esta ley qué territorios son los más adecuados para la generación mediante energías renovables. Además, también regula por ley la participación local en la instalación de generación renovable.

2.4 Situación en Europa y Green deal.

A nivel europeo, también se ve un aumento de la capacidad instalada en 2019 llegando a doblar la del año anterior con 16,2 GW. Ha supuesto el crecimiento más fuerte a nivel europeo desde el año 2010 (UNEF,2020).

En este crecimiento de la energía fotovoltaica, España ha supuesto el principal impulsor seguido de Alemania, país líder en 2017 y 2018. La principal fuerza impulsora en Alemania son las tarifas y primas para la instalación de autoconsumo en sistemas comerciales.

A continuación, en la Figura 8 se muestran los datos de potencia instalada en la Unión Europea.

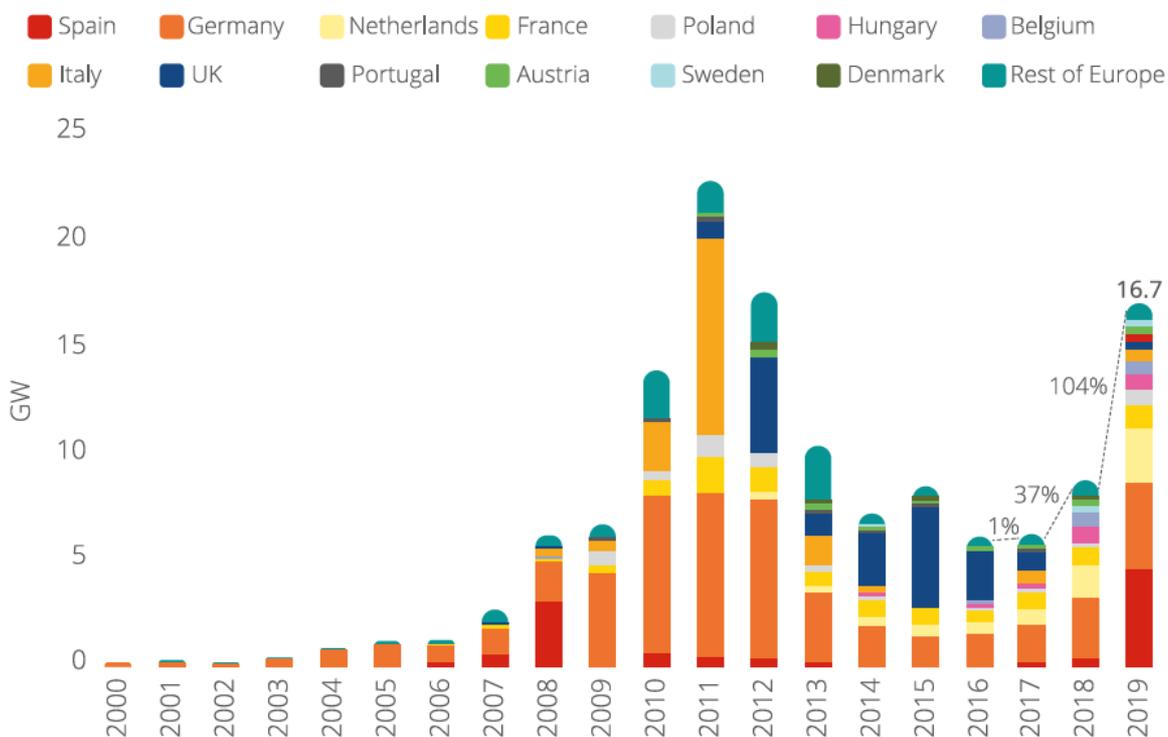


Figura 8. Potencia Fotovoltaica instalada anualmente en la UE. Fuente: Informe Anual UNEF 2020

A nivel europeo, también viene reforzado ese impulso con nueva normativa. Una de las más relevantes es la Directiva del consejo europeo (UE) 2019/944 de junio de 2019. Ésta trata de establecer los principios de configuración del mercado de la electricidad para mejorar la integración de la electricidad de origen solar en el mercado. Persigue permitir y fomentar que los clientes activos del mercado eléctrico puedan participar junto a los productores de manera no discriminatoria.

Otro de los grandes avances es el llamado *European Green Deal* o Pacto Verde Europeo (elagoradiario.com, 2020). Es una de las estrategias más ambiciosas de la Unión Europea para alcanzar una economía con menos emisiones de carbono incluyendo una estrategia industrial y un plan de acción en materia de economía circular.

El *Green Deal* tenía previsto hacer fuertes inversiones en el plazo de 2027-2030 pero se verá acelerado por la crisis del coronavirus. El fondo de reconstrucción post pandemia tendrá que ir en consonancia con este pacto verde.

También se incluye en este pacto elementos funcionales como la Ley del clima cuyo objetivo es la neutralidad climática para 2050.

A modo de resumen, el pacto tiene 7 líneas de acción (elagoradiario.com,2020).:

- Energía Limpia: Se trata de dar oportunidades a energías alternativas más limpias, sosteniéndose sobre tres principios clave. Impulsar la eficiencia energética basando el sistema eléctrico en las renovables, garantizar el suministro energético seguro y asequible y poner en marcha un mercado de la energía de la UE integrado, interconectado y digitalizado.
- Una industria sostenible: la Comisión Europea quiere una nueva política industrial basada en la economía circular.
- Mejoras en la eficiencia energética de los edificios: Un porcentaje del 40 % de la energía es utilizado para construir y mantener edificios.
- Movilidad sostenible: al ser el transporte la cuarta parte de las emisiones de gases de efecto invernadero, se propone reducirlas mejorando el transporte público.
- Biodiversidad: la protección y restauración de los ecosistemas y la mejora de su resiliencia al cambio climático es de interés para el *Green Deal*, proponiendo una Estrategia sobre la Biodiversidad para 2030. También se han hecho propuestas para las ciudades en este tema, buscando que sean más ecológicas y aumentar la biodiversidad en ellas.
- Agricultura: los alimentos europeos tendrán que producirse con un impacto mínimo sobre la naturaleza.
- Eliminar la contaminación: habrá nuevos objetivos para prevenir la polución del aire, el agua y el suelo.

2.5 La Agenda 2030.

Todas las normativas que se han descrito hasta ahora en este documento vienen influenciadas en cierta forma por la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

La Agenda 2030 es un plan de acción que nace en la Asamblea General de Naciones Unidas en septiembre de 2015 (ONU,2020). Cuenta con 17 Objetivos (Figura 9) de Desarrollo Sostenible que

incluyen 169 metas a alcanzar. Es una agenda consensuada con los países miembros de esta asamblea para construir un modelo de desarrollo que garantice el bienestar de las personas y la sostenibilidad del planeta.

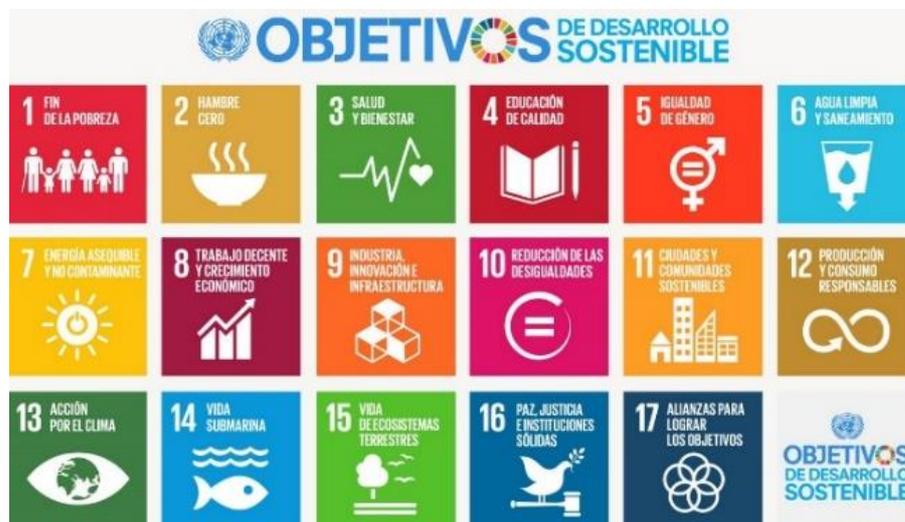


Figura 9. Lista de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: UN.org

Esta agenda, que da continuidad a anteriores agendas, recoge gran parte de los esfuerzos globales por transformar el modelo de desarrollo actual que, según diferentes estudios, pone en riesgo no solo la sostenibilidad del actual modelo de vida sino también el planeta. Todo esto pone de manifiesto la posibilidad de que esta Agenda sea una de las últimas oportunidades para cambiar el rumbo hacia nuevos objetivos más justos para las personas y con mejores perspectivas de futuro para el planeta.

Antes se ha mencionado que la Agenda da continuidad a las agendas anteriores y es que se puede considerar que proviene de una confluencia de planes anteriores: RIO+20, La “Agenda del milenio” y algunas anteriores que dieron paso a la Cumbre del Milenio.

Desde el punto de vista histórico, los Objetivos de Desarrollo del Milenio (Figura 10), fueron una de las iniciativas con más influencia por parte de la comunidad internacional. Uno de sus éxitos fue situar la pobreza y los derechos de las personas en el foco de atención internacional. Esto obligó a las instituciones internacionales y los distintos gobiernos, a rendir cuentas sobre su contribución en estos dos aspectos que todavía en la actualidad, son una de las mayores preocupaciones para la comunidad internacional.



Figura 10. Objetivos de Desarrollo del Milenio. Fuente: onu.org

Es en 2013 cuando se inicia el camino hacia los ODS y se crea el Grupo de Trabajo Abierto sobre Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas (OWG). Su función fue realizar un primer borrador y establecer el punto de partida de las distintas negociaciones que llevarán finalmente en el 2015 a la versión final de los ODS, que más tarde aprobaron los distintos jefes de estado y gobiernos de todos los países miembros.

Esta propuesta de la OWG trataba de incluir las agendas de desarrollo económico y social sin dejar de lado el desarrollo ambiental ni el cambio climático. También, se intentó reflejar las grandes diferencias en cuanto a visiones y modelos de política que existen en los distintos países para alcanzar el desarrollo sostenible.

Teniendo en cuenta todo lo mencionado anteriormente, se definieron 17 objetivos y 169 metas que proporcionan estrategia de desarrollo más ambiciosa, comprehensiva e integral que los Objetivos de Desarrollo del Milenio.

Es un pacto internacional sin precedentes con vigencia hasta 2030 y trata de abordar a la vez la lucha contra la pobreza, el cuidado del planeta y la disminución de las desigualdades. Se habla de la idea de las "5p":

- Personas
- Prosperidad
- Planeta
- Paz
- Alianzas (*Partnership*)

Estos son básicamente los cinco elementos (UNESCO, 2017) fundamentales sobre los que se construye la agenda y para lograrlos se proponen los ODS.

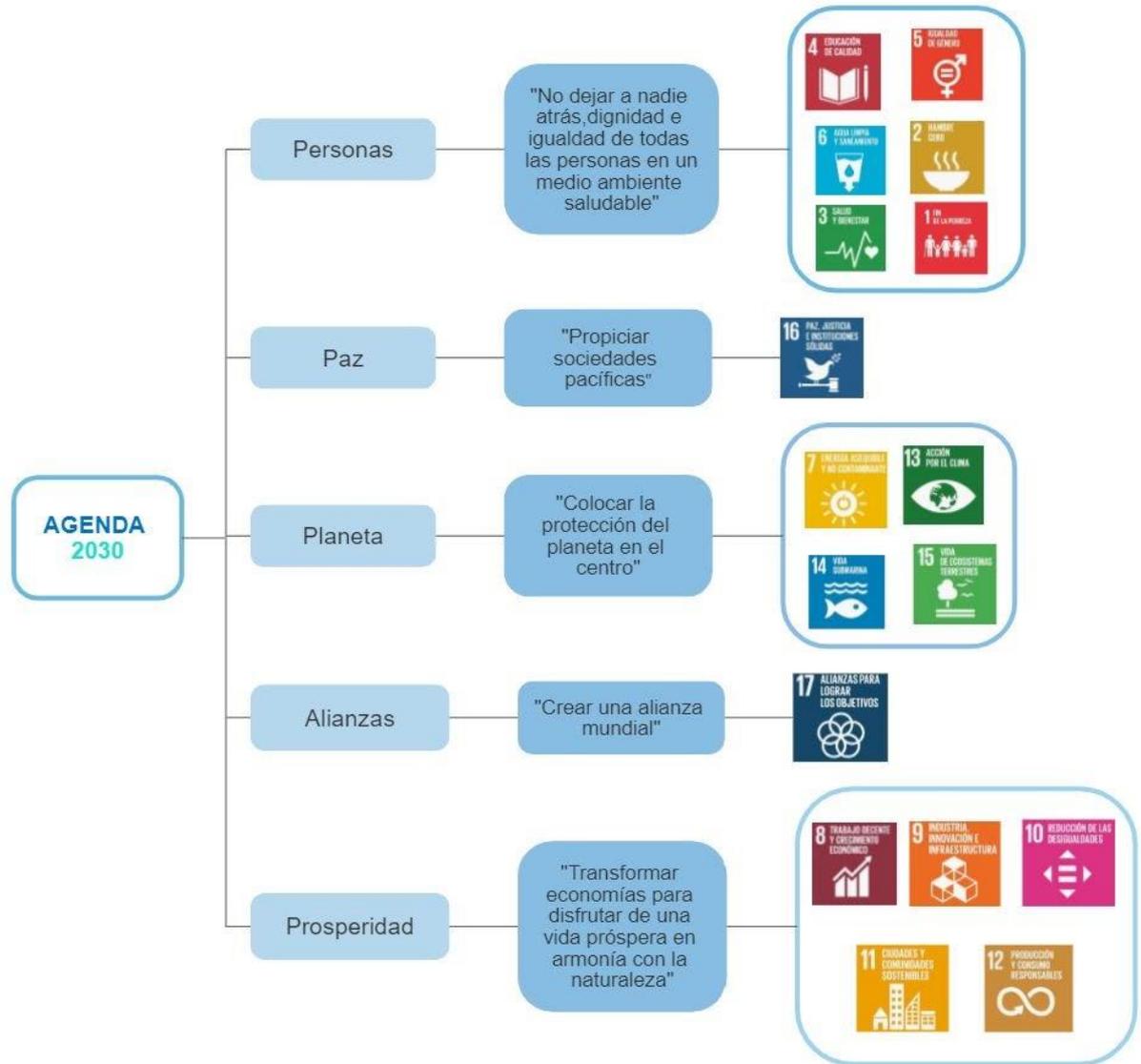


Figura 11. Mapa con los 5 elementos de la Agenda y como de ellos salen los Objetivos de cada elemento. Fuente: Elaboración propia.

Como puede verse en la Figura 11 y se ha mencionado en párrafos anteriores, los objetivos son 17 y dentro hay una serie de metas a alcanzar dentro de cada objetivo. Además, dentro de cada meta y objetivo se han definido indicadores para evaluar en qué medida se están alcanzando esas metas.

La agenda responde a las demandas de varios sectores transnacionales como el sector privado, instituciones multilaterales, organizaciones sociales y gobiernos. En su análisis, muchos han encontrado contradicciones e inconsistencias. Por ello, entender la agenda no como una lista de objetivos cerrados con indicadores técnicos, sino como un agregado de visiones sobre las que guiar una estrategia de desarrollo es importante para su implementación. En definitiva, se puede decir que es una agenda abierta a la interpretación donde se puede precisar y modificar todos y cada uno de sus aspectos.

Aunque esa visión parezca inconclusa y con ciertas dificultades, en realidad es uno de sus aspectos más transformadores. Se ha logrado realizar una visión universal donde todos los países tienen que realizar alguna transformación para alcanzar los ODS olvidando así la lógica Norte-Sur

(William O. y Sophia, 2013), donde existe la idea de países que ya están desarrollados y países donde todavía quedan algunas fases por superar. Todo esto es lo que la Agenda pretende, hacer comprender que el desarrollo no es una mera cuestión de donantes y receptores. Define la idea de desarrollo como un proceso multidimensional donde se necesitan acciones colectivas amplias y complejas.

2.6 Cooperación Internacional.

La Agenda se rige en última instancia por el concepto de cooperación internacional al desarrollo. Este concepto comprende un conjunto de acciones que favorecen el desarrollo humano en términos como la sostenibilidad, disminución de la pobreza, etc.

Se resume en 4 puntos:

- Apoyo a las prioridades nacionales o internacionales en materia de desarrollo.
- No guiada por el beneficio propio.
- Falla en favor de países en desarrollo.
- Está basada en relaciones cooperativas que buscan fomentar la apropiación.

Otra forma de definir la cooperación internacional es como un conjunto de recursos que un país recibe externamente con el fin de promover el desarrollo. Aquí se incluye donaciones y préstamos en forma de recursos financieros que se destinan a actividades, programas y proyectos enfocados al desarrollo.

Se debe reconocer que, en ocasiones, la cooperación internacional se utiliza como instrumento para la política exterior. Países industrializados utilizan estas ayudas para consolidar sus intereses económicos, llegando incluso a convertirse en una herramienta para consolidar poder o control sobre ciertos países. Aun así, hay quien sí hace justicia a la primera definición dada anteriormente y trata de buscar lazos de cooperación con otros países aunando esfuerzos para poder así captar más recursos y ser capaces de llevar adelante sus proyectos enfocados al desarrollo económico y social.

Después de definirla, se debe aclarar quién participa, es decir, qué actores intervienen en la cooperación. Está constituido por actores diversos que pueden no estar organizados. Además, coexisten organismos públicos y entidades privadas que, obviamente, tienen intereses muy diferenciados y que se encuentran en niveles distintos de poder. Existen órganos que coordinan las actividades económicas y sociales de las Naciones Unidas, como el Foro para la cooperación de ECOSUC y el Comité de Ayuda al Desarrollo (CAD) de la OCDE, pero no se puede afirmar que la cooperación internacional tenga un sistema de gobernanza bien definido y estructurado; más bien se rige por voluntariedad.

Los principales flujos son AOD (Ayuda Oficial al desarrollo), pero para poder considerar una ayuda oficial, debe cumplir ciertos requisitos que según el CAD:

1. El origen de los recursos debe ser público.
2. Su objetivo. Puede ser financiero o no (conocimiento, tecnología, servicios, bienes...).
3. Por el lugar donde se realiza, debe estar incluido en la lista de países en desarrollo del CAD.
4. Puede ser o no reembolsable.

En cuanto a su realización, se pueden distinguir dos vías de canalización de la ayuda: bilateral, donaciones directamente a los países receptores (70% de la AOD) y multilateral. Se realiza mediante donaciones a organizaciones que son las que deciden a quién o qué aportar.

En resumen, la cooperación internacional al desarrollo se puede dirigir global y localmente, por actores tanto públicos como privados. No debe homogeneizarse, es decir debe diversificarse y tener en consideración cuestiones geopolíticas. No dispone de un sistema de gobernanza global reglado vinculadamente, sino que depende de la voluntad y compromiso de los países donantes.

2.7 Papel de las organizaciones e instituciones locales para la consecución de los ODS.

La globalización supone un mundo de interdependencias, pero a su vez representa un retorno a "lo local". Es en lo local donde existe una forma efectiva de implementar soluciones de validez global luchando así contra la complejidad que trae el desarrollo. Se trata de cómo adaptar a nivel local la Agenda puesto que estos ODS exigen un conocimiento del contexto social y cultural, que, después se tendrá que adaptar a los objetivos para poder elaborar estrategias efectivas. Un ejemplo de ello es este proyecto, estudiando una situación a nivel local: buscar un ahorro energético y económico de forma ecológica, se ha dado una solución que tiene validez global.

En la lista de objetivos, se puede decir que todos los objetivos son locales, sus implicaciones lo son y además, tienen una fuerte dependencia de las políticas públicas para su realización. Aquí está el papel fundamental que juegan los gobiernos y las autoridades locales para lograr los ODS.

2.8 Inicios, desafíos y logros de los ODS.

La Agenda plantea un reto importante y el papel que adquiere la planificación es crucial en el desarrollo de los objetivos de desarrollo sostenible. Distintos países y organizaciones han comenzado a organizar sus políticas para acercarlas a los ODS. Se puede decir que existen algunos ejes temáticos para avanzar en la implementación de la Agenda. Por ejemplo, reforzar las políticas de estado mediante estrategias a medio y largo plazo; la planificación participativa, la transparencia y un liderazgo que asuma las responsabilidades en los distintos actores públicos y privados implicados.

Aunque se han comentado aspectos positivos y transformadores de la Agenda, ésta no es perfecta. Aparecen desafíos y limitaciones metodológicas y conceptuales que hay que conocer y tener en cuenta para su correcta implementación.

Nueva caracterización de principios: incluye dos nuevos principios.

- Responsabilidades Comunes pero Diferenciadas:

Son aquellos que actúan sobre elementos comunes (la atmósfera, reducción de emisiones de CO₂, conservación de la biosfera, etc.) pero cada país interviene de forma distinta.

- Responsabilidades Internacionales y obligaciones extraterritoriales:

Obligaciones que deben entenderse de manera global y exigen un alto nivel de compromiso a nivel mundial (hambre, derechos humanos, etc.).

A esto hay que añadir una sistematización diferenciada multinivel a partir de cuatro elementos:

- Objetivos y Metas de validez universal. De relevancia para todos los países que exigen cambios.
- Objetivos y Metas con un componente nacional. Reducir efectos negativos más allá de fronteras, “no hacer daño”.
- Objetivos y Metas para países desarrollados: Con deberes y responsabilidades internacionales.
- Objetivos y Metas para países en desarrollo: únicamente para ellos.

En cuanto a alguna de sus críticas, en la lista de los objetivos y metas se puede ver como algunos compromisos provienen de anteriores agendas. En realidad, cuenta con buena parte de sus objetivos y metas heredados de otros acuerdos y cumbres que se han ido incumpliendo de forma sistemática.

Otro problema de la Agenda viene de los datos e indicadores que son esenciales para monitorizar el avance en ciertas cuestiones. Esto puede poner en peligro la validez, efectividad y alcance en el logro de los ODS. Existe una lista importante de países que quedan fuera de las mediciones de los ODS por falta de datos.

Existen críticas desde la comunidad internacional. Se afirma que es una agenda ambiciosa repleta de retórica, cinismo político e incoherencia técnica (fuhem, 2019) plasmada en numerosos objetivos y metas haciendo imposible su cumplimiento. Por ejemplo, el objetivo 16 de la lista promueve las sociedades pacíficas. Sin embargo, los principales países occidentales son los mayores vendedores de armas a nivel mundial. Otro podría ser el ODS 13 que obliga a los países a “adoptar medidas urgentes para COMBATIR EL CAMBIO CLIMÁTICO,” cuando hay países que se niegan incluso a reconocerlo.

Aun existiendo estas limitaciones e incongruencias, se ha demostrado que ha habido países que han avanzado y siguen avanzando en el cumplimiento de los ODS. Países como Canadá (*Canada Council for International Cooperation (CCIC) “Transforming our world. Canadian perspectives on the Sustainable Development Goals”*), Países Bajos (*Netherlands Environmental Agency “Sustainable Development Goals in the Netherlands. Building blocks form environmental policy for 2030”*), Reino Unido (*House of Commons “UK implementation of the Sustainable Development Goals. First report of Session 2016-2017”*) o Suecia han hecho avances institucionales y sectoriales importantes.

También mencionar como ejemplo a La Comunitat Valenciana con: “La Comunitat Valenciana y la implementación de los ODS a nivel local: una Comunitat comprometida con la cooperación y la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible”. Se han adoptado los ODS como guía de las políticas públicas. Se trata de una estrategia con impacto regional y local en la comunidad. Trata de vincular a las universidades, ONG, ayuntamientos, organizaciones sociales y económicas.

Para terminar, se pone un ejemplo de implantación de los ODS. Se trata del Plan de Reducción del Consumo Energético del Ayuntamiento de Valencia. Consiste en un conjunto de políticas integrales de amplio alcance para reducir el consumo energético del Ayuntamiento de Valencia. Intervienen la concejalía de Medio Ambiente y Ecooo, realizando una Auditoría energética participativa de técnicos, empleados públicos y ciudadanía.

3. NORMATIVA APLICABLE.

3.1 Legislación vigente.

El presente TFG se ha elaborado de acuerdo con las siguientes normativas aplicadas a las instalaciones de energía solar fotovoltaica.

-RD-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

-RD-ley 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

-RD 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

-RD 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

-Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

-RD 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.

-Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red de IDAE.

-Reglamento Electrotécnico de B.T. (Aprobado por R.D. 842/2002, de 2 de agosto de 2002, publicado en el B.O.E. de 18/09/2002, y las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC, a partir de ahora) BT01 a BT51. En particular la ITC-BT 40: Instalaciones Generadoras de Baja Tensión.

-Decreto 177/2005, de 18 de noviembre, del Consell de la Generalitat, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica.

-Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

-Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo (BOE núm. 243, de 10/10/2015).

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

-UNE 20460 5.523. Dimensionamiento de secciones por criterio térmico según el reglamento de baja tensión.

UNE-EN 60364-7-712:2017. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).

La instalación descrita en el trabajo se acoge a la nueva modalidad de autoconsumo con compensación contemplada en el RD 244/2019.

A partir de la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo del IDEA (IDEA, 2020) que sigue las condiciones establecidas en el RD antes mencionado, se obtiene la información y condiciones necesarias para poder acogerse a esta modalidad que tiene el funcionamiento siguiente:

El consumidor utiliza la energía proveniente de la instalación de autoconsumo. Toda aquella energía producida en la instalación que no sea consumida o almacenada instantáneamente será inyectada en la red. Cuando el consumidor necesite más energía de la que produce, comprará energía de la red de acuerdo con el contrato que tenga establecido con la empresa suministradora.

Si existieran excedentes, la empresa comercializadora compensará al consumidor en el coste de la energía comprada, valorando estos excedentes según el precio medio horario del mercado eléctrico menos algunos costes.

En ninguno de los casos el importe compensado podrá ser superior al comprado de la red puesto que ya no se estaría bajo las mismas condiciones convirtiendo la instalación de autoconsumo a producción de electricidad.

Para poder acogerse a esta normativa, se debe cumplir lo siguiente:

- La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

3.2 Trámites administrativos.

Los pasos a seguir en la tramitación son los siguientes:

1. Diseño de la instalación >> Proyecto técnico
2. Permisos de acceso y conexión/ Avaless o garantías. debe solicitarse el CAU (distribuidora).
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública. (administración autonómica)
4. Licencia de obras (Administración local)
5. Ejecución de la instalación
6. Inspección inicial e inspecciones periódicas (Admón. Autonómica)
7. Certificado de instalación y de fin de obra (Admón. Autonómica)
8. Autorización de explotación (Admón. autonómica)
9. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares (distribuidora o comercializadora)

10. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes. Acuerdo de reparto + Contrato compensación (Distribuidora o comercializadora)
11. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo (Admón. Autonómica)
12. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo De energía eléctrica (Admón. Autonómica)
13. Declaración de interés comunitario Ley 5/2014, de 25 de julio, de la Comunitat Valenciana

4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

4.1 Descripción del municipio.

Carrícola (38°50'26"N 0°28'17"O) es un municipio situado en la comarca de la Vall d'Albaida, en la provincia de Valencia. Tiene 4,6 km² de superficie y su acceso por carretera es a través de la A-7, enlazando posteriormente con la CV-40 y la CV-615. Con 94 habitantes censados, Carrícola es un municipio principalmente agrícola, es mencionable que sus agricultores son pioneros en la zona con la apuesta por el cultivo ecológico como iniciativa de desarrollo sostenible (carricola.es).

Situado en la vertiente norte de la Sierra de Benicadell, los veranos son mayormente despejados y calurosos. Los inviernos son fríos, con vientos y cielos parcialmente nublados (es.weatherspark.com,2016). Las temperaturas varían de 4°C a 30°C y raramente desciende a menos de -1°C o asciende a más de 33°C como muestra la Figura 12.

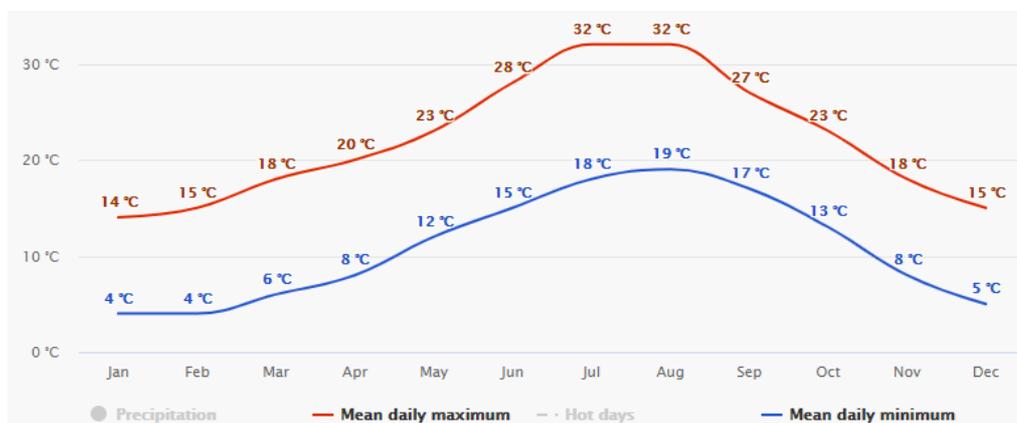


Figura 12. temperaturas medias máximas y mínimas por meses en Carrícola. Fuente: Meteoblue

En cuanto a la nubosidad varía considerablemente a lo largo del año. Los meses menos nublados son de junio a septiembre que gozan de un 91% del tiempo de cielo sin nubosidad. Por otra parte, el resto del año es algo distinto, estando el 54% del tiempo despejado o parcialmente despejado.

En las Figuras 13 y 14 se muestran los días soleados (y parcialmente nublados) y nublados por meses (meteoblue.com).

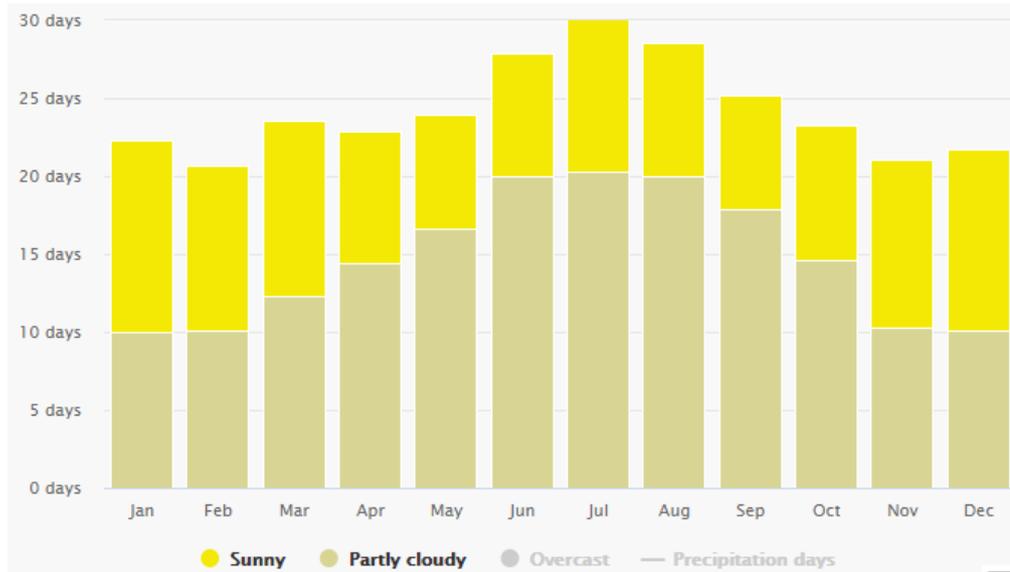


Figura 13. Días soleados y parcialmente nublados por meses en Carrícola. Fuente: Meteoblue

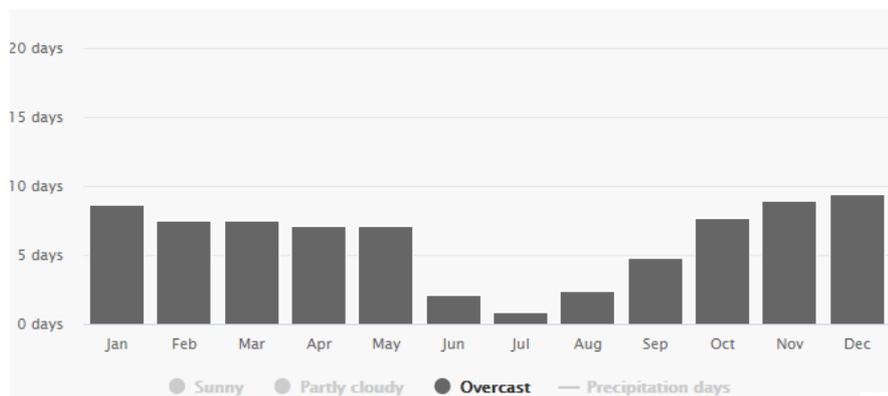


Figura 14. Días nublados por meses en Carrícola. Fuente: Meteoblue.

En cuanto a los datos solares, a continuación, en la Tabla 1, se listan los valores de irradiancia en el plano horizontal (H(h)); en el plano en ángulo, en este caso 35° (H(i)), y en un plano normal a los rayos del sol (Hb(n)).

Tabla 1. Datos de irradiancia mensuales en Carrícola. Fuente: PVGIS

(kWh/m ²)	H(h) (kWh/m ²)	H(i) (kWh/m ²)	Hb(n) (kWh/m ²)
Jan	64.06	103.51	88.61
Feb	92.61	133.49	118.6
Mar	141.79	176.56	157.83
Apr	159.57	169.69	145.74
May	205.24	196.03	190.38
Jun	232.39	212.93	224.3
Jul	234.23	218.81	241.02
Aug	217.33	224.29	246.95
Sep	166.47	197.3	188.6
Oct	110.99	149.31	129.57
Nov	71.72	109.39	93.34
Dec	54	84.47	66.29

4.2 Ubicación y emplazamiento del proyecto.

La planta fotovoltaica objeto de este TFG se encuentra en una de las posibilidades ofrecidas por el ayuntamiento de Carrícola. Se trata de un terreno agrícola (figura 15 y 17) en desuso, no muy alejado del municipio y situado a unos 300 m del punto donde la energía producida se conectará a la red de distribución.



Figura 15. Vista aérea de la parcela delimitada en color. Fuente: Google Earth.

De catastro se ha obtenido la información de la parcela siguiente (figura 16):



Figura 16. Datos catastrales de la parcel. Fuente: Catastro.



Figura 17. Captura situación de la parcela respecto al pueblo. Fuente: Google Earth.

4.3 Consumos eléctricos.

Se ha tenido acceso a una factura de un particular y las facturas del ayuntamiento para poder tener una aproximación del consumo de electricidad realizado por parte del municipio. Se concluye

que los meses de máximo consumo son julio y agosto, puesto que son meses vacacionales donde personas que no viven normalmente en el municipio, pasan allí esta temporada. Estos meses coinciden con los meses de máxima producción de la planta fotovoltaica.

Para estimar el consumo de todo el municipio se ha tomado el consumo de una casa unifamiliar y se ha multiplicado por un factor, en este caso 50. Este factor responde al número de casas que se encuentran habitadas normalmente según el ayuntamiento. Se han considerado estos datos para el dimensionamiento de la instalación (Figura 18) y el análisis de viabilidad económica.

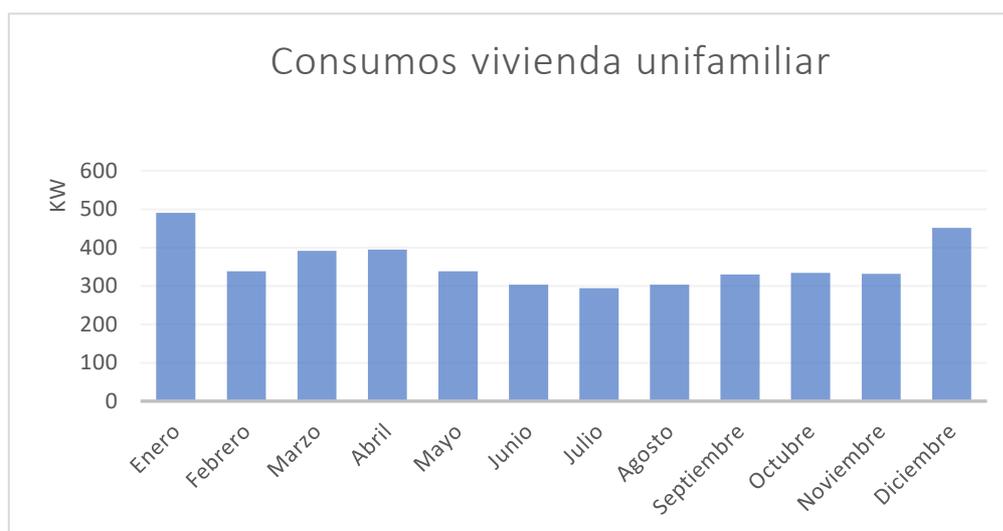


Figura 18. Consumo de una casa unifamiliar. Fuente:Elaboración propia.

4.4 Estudio y simulación energética.

En cuanto a la potencia a instalar, se tiene en cuenta que el pueblo sufre una gran variabilidad en la presencia de sus habitantes. Suele aumentar el fin de semana, festivos y celebración de las fiestas patronales, por esto se decide instalar contando con los habitantes que habitan normalmente allí, estimando una potencia instalada por habitante de alrededor de 1,5 kW. Se opta por una potencia total de 71.3 kW como se ve en la Figura 19.

El cálculo energético se ha realizado con el software Helioscope. Con él se ha realizado el diseño, obtenido los datos de producción horaria y mensual (Figura 21) y algunos datos de la instalación como la producción total y el performance ratio que se listan en la Tabla 2. El software también calcula las prdidas del sistema, se muestra el gráfico en la figura 20.

Tabla 2. Resultados simulación Helioscope. Medidas del sistema. Fuente: Helioscope

System Metrics	
Design	Design 1
Module DC Nameplate	71.3 kW
Inverter AC Nameplate	66.6 kW Load Ratio: 1.07
Annual Production	119.7 MWh
Performance Ratio	83.4%
kWh/kWp	1,678.7
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)

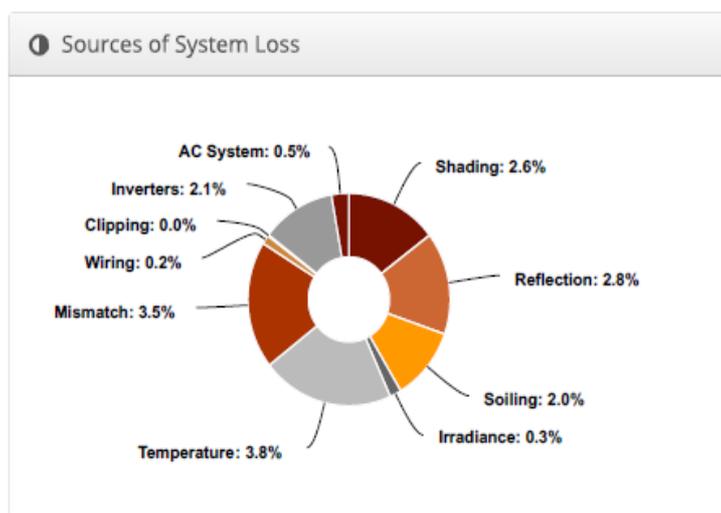


Figura 19. Resultados simulación Helioscope. Pérdidas del sistema. Fuente: Helioscope.

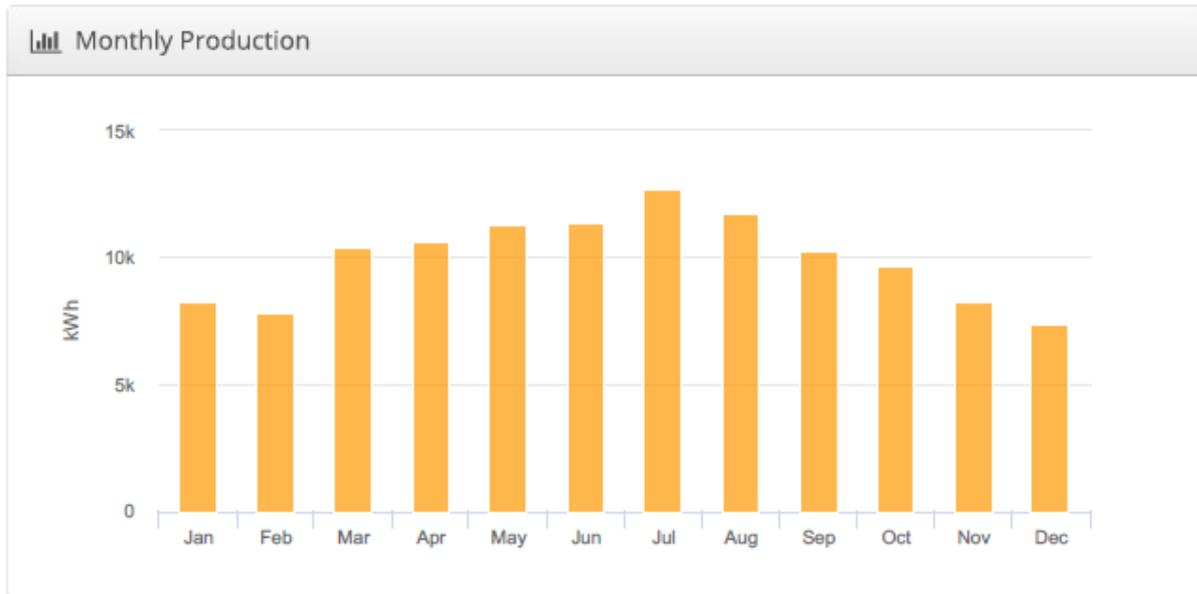


Figura 20. Datos de preproducción mensuales de la planta. Fuente Helioscope.

Como se puede ver en las Figura 21, la producción anual asciende a unos 119,7 MWh y los meses de máxima producción son julio y agosto, época del año en la que el consumo eléctrico en el municipio es mayor.

4.5 Descripción de la instalación Generadora.

La instalación se realiza en la parcela descrita en el punto 4.1 ocupando 1682 m² de superficie. Los paneles se sitúan sobre estructuras metálicas de aluminio o un material similar. La energía producida se inyecta en la red de distribución del municipio en baja tensión.

Para los cálculos se han consultado datos meteorológicos de la página web Meteoblue, considerando una temperatura mínima de 4°C y una máxima de 35°C.

La instalación cuenta con los siguientes elementos principales:

- Paneles fotovoltaicos.
- Inversores.
- Estructura soporte.
- Elementos de protección.
- Canalizaciones eléctricas.
- Puesta a tierra.

La instalación dispone de 216 módulos de 330 W de potencia cada uno, ascendiendo la potencia de la instalación a 71,280 kW pico. Para conectarlos se utilizarán dos inversores, ascendiendo la potencia activa máxima a 66,6 kVA.

4.5.1 Paneles fotovoltaicos.

Son los encargados de convertir la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua. Las células se conectan entre sí dentro de cada módulo y mediante un bus en la parte posterior del módulo, se conecta una caja de derivación estanca con tapa de registro. A través de esta tapa se accede a los bornes de conexión. Estos bornes sirven para realizar la conexión de los módulos gracias a los conectores que incorporan.

Los módulos se conectan en serie y éstas directamente a las entradas MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) que tiene el inversor. En total se utilizan 216 módulos de la marca Trina solar, concretamente el modelo TSM-PD14 330W. Se conectan formando dos bloques de módulos, uno para cada inversor, tal y como se muestra en los planos presentados en este TFG. En total, 108 módulos conectados a cada inversor en seis *Strings* de 18 módulos cada uno.

Las características de los módulos se listan en la Tabla 3:

Tabla 3. Características de los módulos. Fuente: elaboración propia.

Potencia máxima, Pmax	330 Wp
Corriente a máxima potencia, Imp	8,83 A
Tensión a máxima potencia, Vmp	37,4 V
Corriente de cortocircuito, Isc	9,28 A
Tensión de circuito abierto, Voc	45,8 V
No de células	72
Eficiencia de módulo	17 %

Características físicas (Tabla 4):

Tabla 4. Características físicas de los paneles. Fuente: Elaboración propia.

Longitud	1960 mm
Anchura	992 mm
Espesor	40 mm
Peso	22,5 kg

4.5.2 Inversores.

Es el componente de la instalación que permite inyectar la electricidad producida en la red cumpliendo con las exigencias que esto conlleva. En él se encuentran, además, las protecciones necesarias para la parte de corriente continua de la instalación. Es el encargado de convertir la corriente continua en corriente alterna a 220/380 y sincronizarla con la frecuencia de la red.

En la instalación se utilizan dos inversores de la marca SMA, el modelo SUNNY TRIPOWER CORE1 33 (características en la Tabla 5), con una potencia de 33,3 kW ascendiendo a una potencia total de 66,6 kVA. La carcasa metálica se conecta a la toma a tierra de la instalación.

Tabla 5. Características del inversor. Fuente: Elaboración propia.

Potencia Nominal CA	33,3 kVA
Potencia máxima de salida	33,3 kW
Rendimiento máximo	97,5 %
Rango de tensiones de entrada CC	330 – 800 V
Máxima tensión DC	1000 V
Máxima corriente DC	120 A
Dimensiones	621x733x569mm

4.5.3 Estructura soporte.

Los paneles se sitúan sobre estructuras metálicas fijas a las que se sujetan, de modo que queden con la inclinación correcta indicada en el punto 4.6.2. Las estructuras son de aleación de aluminio o acero inoxidable (Figura 22). En cuanto a su fijación en el terreno, puede ser de hormigón con perno pre-enterrado, enterrado directo o tornillo a tierra.



Figura 21. Estructura soporte paneles solares. Fuente: atersa.shop.

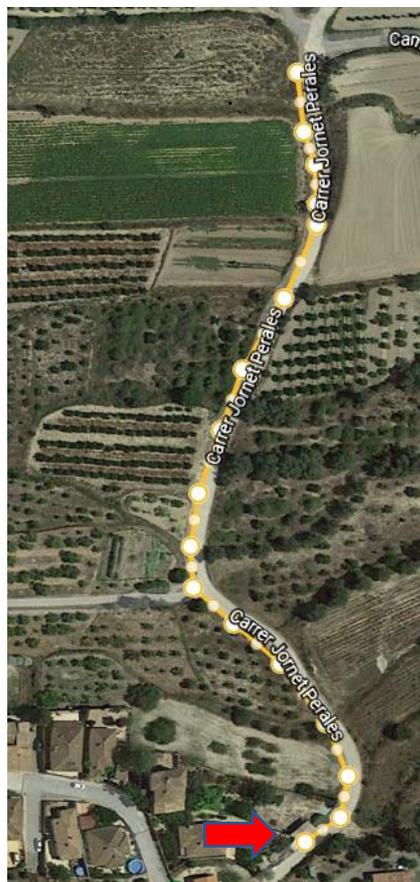
Para garantizar la seguridad en caso de accidente las estructuras metálicas se conectan al sistema de puesta a tierra de la instalación.

4.5.4 Centro de transformación.

El centro de transformación se encarga de adecuar las características de la corriente para su conexión en la red. En este TFG no se realiza ningún cálculo respecto al centro de transformación puesto que la instalación se conecta directamente al centro de transformación del municipio, situado a unos 300 m de la parcela donde se realiza la instalación.

La corriente que proviene de la caja de agrupación de los inversores ya tiene las características necesarias de tensión y frecuencia para ser inyectada y distribuida en la red del municipio. La flecha

roja de la Figura 23 marca la situación del centro de transformación. La distancia se ha medido con *Google Earth* siendo 292 m, aunque finalmente se considera la distancia de 300 m por seguridad.



*Figura 22. Captura de la situación del transformador respecto a la parcela.
Fuente: Elaboración propia desde captura de Google Earth.*

4.5.5 Cableado y protecciones.

La sección de los cables, en las dos partes de la instalación, la continua y la alterna se calculan y diseñan en función de los criterios de caída de tensión y el criterio de intensidad máxima admisible.

Para la conexión de los paneles se utilizan los mismos cables proporcionados por el fabricante de 4 mm² de sección y 1200 mm de longitud.

Para la conexión de los finales de serie se ha utilizado cable de cobre de 6mm² de sección que discurre sobre bandeja perforada hasta su conexión con el inversor. Se ha calculado esta sección para que la caída de tensión esté por debajo de 1,5%.

El cableado de corriente alterna será de aluminio, discurre enterrado y se distinguen dos tramos. Uno de ellos de 25mm² de sección que une los inversores con la caja de agrupamiento de inversores; el otro, conecta la caja de inversores con el centro de transformación. Se utiliza una sección de 240 mm².

Estas secciones cumplen también con el criterio de máxima intensidad admisible habiéndose sobredimensionado las secciones para soportar un 125% de la corriente que pudiera circular por los mismos.

En cuanto a las protecciones, se distinguen dos partes dentro de la instalación: aguas arriba del inversor, donde se tiene corriente continua; y aguas abajo, donde la corriente es alterna.

Las protecciones de la parte de corriente continua no se calculan puesto que es el mismo inversor el que incorpora todos los elementos necesarios para garantizar la seguridad en esta parte de la instalación.

La parte de corriente alterna cuenta con interruptores automáticos diferenciales de alta sensibilidad e interruptor automático magnetotérmico, quedando así la instalación protegida contra contactos directos, derivaciones, sobretensiones, sobrecargas y cortocircuitos. También se instala un interruptor seccionador en carga en la cabecera del embarrado de los inversores para facilitar las operaciones de mantenimiento y posibles reparaciones. Todos estos elementos se ubican en el cuadro de conexión de los inversores.

En el cuadro general de la instalación, se instala un interruptor automático quedando así la protección contra sobrecargas y cortocircuito cubiertas. También se instala un diferencial para proteger a la instalación contra contactos indirectos y derivaciones a tierra.

De este modo, la instalación queda protegida cumpliendo lo expuesto en el Real decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, y en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

4.5.6 Puesta a Tierra.

Todos los elementos metálicos que no tengan tensión como los marcos de los módulos, soportes de los módulos o el vallado perimetral, se conectan al sistema de puesta a tierra mediante conductores de cobre.

Se conecta todo a un único sistema de tierra con tal de que la instalación sea equipotencial en caso de fallo, que consta de 4 picas de 2 metros de longitud enterradas de acuerdo con el reglamento de baja tensión.

La sección del cable de cobre que conecta todos los elementos mencionados de manera equipotencial será de 16 mm².

4.6 Cálculo y diseño de la instalación

4.6.1 Introducción.

Los cálculos que se muestran a continuación se han realizado de acuerdo con las características y restricciones del inversor y los módulos escogidos.

Como referencia en los cálculos se han seguido:

-ITC-BT-019.

-ITC-BT-07.

- ITC-BT-018.
- Norma UNE-20460 5.523 (2004).
- Temperaturas históricas del emplazamiento de la instalación.

En cuanto a las temperaturas, que tienen un papel importante en el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica, se han extraído los datos de Meteoblue.

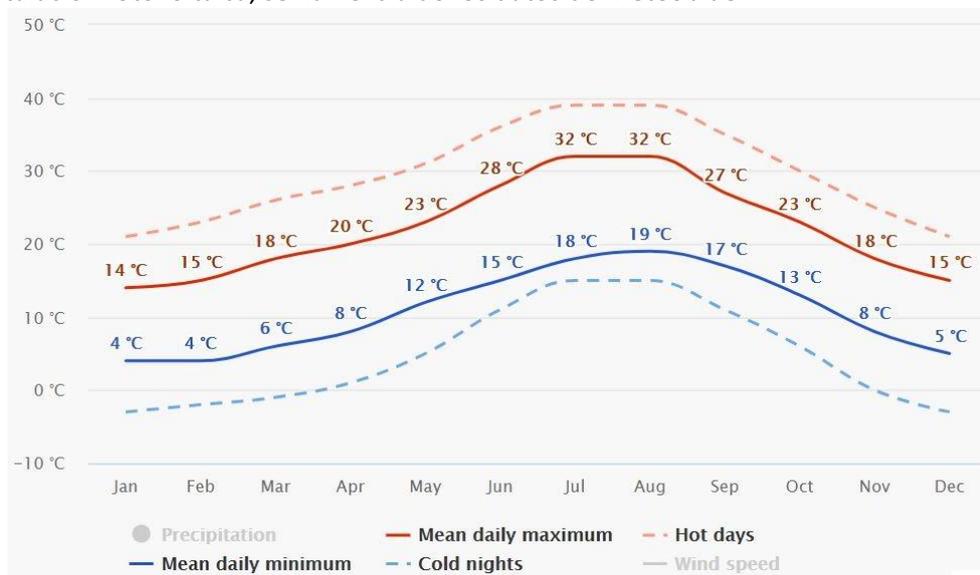


Figura 23. Temperaturas medias máximas y mínimas en el municipio de Carrícola. Fuente: Meteoblue.

En la figura 24 se muestran las temperaturas medias en la localidad de Carrícola que se utilizan para los cálculos.

4.6.2 Inclinación de los paneles.

Una de las características importantes en el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas montadas sobre estructuras fijas es el ángulo de inclinación de los paneles. Para definirla se recurre a la aplicación PVGIS. Como se puede ver en los resultados, el ángulo optimizado es de 35° (Tabla 6), dato que se introduce en Helioscope para llegar hasta el diseño final de la instalación.

Tabla 6. Resultados PVGIS. Fuente: PVGIS.

Resultados de la simulación	
Ángulo de inclinación:	35 (opt) °
Ángulo de azimut:	-1 (opt) °
Producción anual FV:	139845.73 kWh
Irradiación anual:	2005.15 kWh/m ²
Variación interanual:	4678.49 kWh
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia:	-2.6 %
Efectos espectrales:	0.65 %
Temperatura y baja irradiancia:	-7.05 %
Pérdidas totales:	-21.64 %

Aunque PVGIS proporciona datos de irradiación y producción, solamente se usará para determinar el ángulo óptimo de los paneles. Los demás datos se obtienen de la simulación realizada con Helioscope.

4.6.3 Separación entre filas.

Según el IDAE, la distancia óptima entre filas de placas solares es aquella que garantice un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Se utilizará la fórmula proporcionada en el pliego de condiciones del IDAE:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - 38^\circ)} \quad (1)$$

La separación entre la parte posterior de una fila y el inicio de la siguiente no puede ser inferior al valor de d , siendo h la diferencia de alturas entre la parte superior de una fila y la inferior de la siguiente, como muestra la Figura 26.

Se ha obtenido un valor de h igual a 2.2 lo que da una distancia mínima de 5,1m.

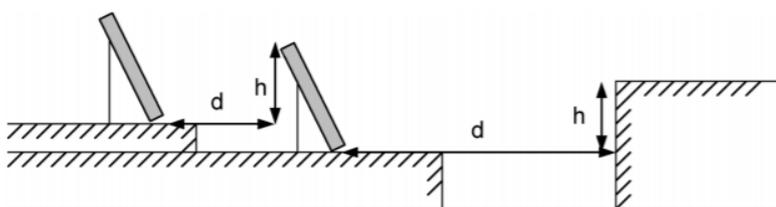


Figura 24. Separación entre filas. Fuente: IDAE.

Este dato calculado se ha introducido en el software de cálculo (Helioscope).

4.6.4 Módulos conectados en serie.

La cantidad de módulos conectados en serie por *string* es función de la tensión admisible del inversor teniendo en cuenta:

- La tensión máxima (V_{oc}) de los módulos a la temperatura mínima.
- La tensión nominal (V_{mpp}) de los módulos a temperatura máxima.

Máximo de módulos por *string*

Para calcular la tensión máxima de los módulos se tiene en cuenta la temperatura mínima media que aparece en la Figura 24, en este caso 4°C.

Primero se calcula la tensión máxima:

$$V_{oc}(4^{\circ}\text{C}) = V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) \cdot (1 + \text{coef. temp.} \cdot (T^{\circ} \text{ mín} - T^{\circ}\text{STC})) \quad (2)$$

$$V_{oc}(4^{\circ}\text{C}) = 45,8 \cdot (1 + (-0,0032) \cdot (4 - 25)) = 48,9 \text{ V} \quad (3)$$

$V_{oc}(25^{\circ}\text{C})$: Tensión máxima del módulo calculada por el fabricante a 25°C (STC)

Coef. temp: Variación de la tensión del módulo en función de la temp. ($\%/^{\circ}\text{C}$)

$T^{\circ}\text{STC}$: Temperatura en condiciones STC, 25°C

Sabiendo las condiciones del Inversor:

$$\text{Max. Mod. Serie} = \frac{V_{in. Max inversor}}{V_{oc}(10^{\circ}\text{C})} = \frac{1000}{48,9} = 20,45 \text{ módulos en serie} \quad (4)$$

Mínimo de módulos por string

La mínima tensión que proporcionan los módulos es la tensión nominal a temperatura máxima. Se toma como temperatura 35°C .

Primero se calcula la tensión mínima:

$$V_{mpp}(35^{\circ}\text{C}) = V_{mpp}(25^{\circ}\text{C}) \cdot (1 + \text{coef. temp.} \cdot (T^{\circ}\text{max} - T^{\circ}\text{STC})) \quad (5)$$

$$V_{mpp}(30^{\circ}\text{C}) = 37,4 \cdot (1 + (-0,0032) \cdot (30 - 25)) = 36,2 \text{ V.} \quad (6)$$

$V_{mpp}(25^{\circ}\text{C})$: Tensión máxima del módulo calculada por el fabricante a 25°C (STC)

Coef. temp: Variación de la tensión del módulo en función de la temp. ($\%/^{\circ}\text{C}$)

$T^{\circ}\text{STC}$: Temperatura en condiciones STC, 25°C

Sabiendo las condiciones del Inversor:

$$\text{Min. Mod. Serie} = \frac{V_{in. min. inversor}}{V_{oc}(30^{\circ}\text{C})} = \frac{1000150}{48,936,2} = 4,14 \text{ módulos} \quad (7)$$

De este modo, quedan calculados el máximo y el mínimo número de módulos conectados en serie, siendo 20,45 y 4,14, respectivamente. La solución escogida es conectar 18 paneles por *string*.

4.6.5 Número de *strings* por inversor.

La cantidad de *strings* por inversor viene condicionada por la intensidad total que entrega al inversor.

$$N^{\circ}\text{Strings Máx por inversor} = \frac{I_{inMax}}{I_{sc}} = \frac{120}{9,28} = 12,93 \text{ strings por inversor} \quad (8)$$

I_{inMax} : Intensidad máxima total del inversor (A).

I_{sc} : Intensidad de cortocircuito del módulo (A).

En resumen, se instalan dos inversores. Cada uno de ellos tendra conectados 6 *strings* de 18 paneles, cumpliendo así las condiciones calculadas anteriormente. Se listan en la Tabla 7 las características de la instalación.

Tabla 7. Características de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Potencia instalada DC	71.3 kW
Potencia instalada en AC	66.6 kW
No módulos en serie por string	18
No de strings por inversor	6
Cantidad de inversores	2
Cantidad de módulos	216
Ratio DC/AC	1,07

4.6.6 Sección de los conductores (Caída de Tensión).

En la instalación se diferencian tres tramos para la selección de los distintos conductores:

-Un tramo de corriente continua: Discurre entre los módulos y los inversores.

-Dos tramos de alterna: Uno discurre entre los inversores y el cuadro de general de los inversores; el otro, discurre entre el cuadro general de inversores y el transformador del municipio situado a unos 300 m de la instalación.

Para determinar las secciones se utiliza el criterio de caída de tensión. Después, con las secciones calculadas, se comprueba que cumplen los requisitos de intensidad máxima admisible del criterio térmico.

- **Criterio de caída de tensión**

Primero se dimensionan los cables con el criterio de la caída de tensión.

Tramo corriente continua

A continuación, se detallan las condiciones que se han tomado para realizar el cálculo (Tabla 8):

Tabla 8. Características del tramo de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.

Sistema CC (módulos-inversores)	
Módulos por string	18
Tensión nominal (V)	673.2
Corriente nominal (A)	8.83
Corriente máxima (A)	9.28
Cantidad de Strings	6
Longitud máxima (m)	42.36
Temperatura trabajo máx conductor XLPE (°C)	90
Sección replanteo (cobre) (mm ²)	6

La temperatura máxima del conductor se ha tomado de la norma UNE 20460-5-523.2004. La sección de replanteo es la que se ha tomado para realizar los cálculos y comprobaciones.

Para el cálculo de la sección es necesario el dato de la resistividad del conductor. Ésta depende de la temperatura y se ha corregido teniendo en cuenta la temperatura de trabajo con las condiciones de la instalación.

Para obtener los valores necesarios para realizar el cálculo se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

-Método de instalación E (Bandeja perforada).

- Aislamiento XLPE.
- Una fase de cobre.

Obteniendo el siguiente resultado:

$$t = t_0 + (t_{\max} - t_0) \cdot \left(\frac{I_{mpp}}{I_{adm}}\right)^2 = 30 + (90 - 30) \cdot \left(\frac{8,83}{63}\right)^2 = 31,17^\circ C \quad (9)$$

donde:

t : temperatura de servicio($^\circ C$).

t_0 : Temperatura ambiente Tabla A.52 – 1 ($^\circ C$).

t_{\max} : Temperatura trabajo máxima del conductor ($^\circ C$).

I_{mpp} : Intensidad nominal String (A).

I_{adm} : Intensidad admisible conductor de replanteo (cobre 6mm²). Tabla A52 – 1.

De esta forma la nueva resistividad queda:

$$\sigma_c = \sigma_c(20^\circ C) \cdot (1 + \alpha_c \cdot \Delta t) \quad (10)$$

$\sigma_c = 0.018580003$

σ_c : Resistividad cobre temperatura de servicio.

$\sigma_{c20^\circ C} = 0.0178$

$\sigma_{c(20^\circ C)}$: Resistividad cobre a 20 $^\circ C$.

$\alpha_c = 0.00392$

α_c : Coeficiente de temperatura del cobre.

$\Delta t = 11.17866818$

Δt : Diferencia de temperatura.

A continuación, se calcula la sección del conductor necesaria para ajustar la caída de tensión al 1,5% (Tabla 9) para el conductor más desfavorable, que es el que está a mayor distancia de los inversores.

$$S_{cc} = \frac{2 \cdot L_{cc} \cdot I_{mpp} \cdot \sigma_c}{\Delta V_{cc} \cdot \text{Tensión de la serie}} \quad (11)$$

Siendo:

S_{cc} : Sección mínima del conductor para cumplir las condiciones de la ecuación.

L_{cc} : Longitud máxima de un string.

I_{mpp} : Intensidad nominal String.

σ_c : Resistividad cobre a temperatura de servicio.

ΔV_{cc} : Caída de tensión máxima admisible.

Tabla 9. Cálculo de la sección necesaria para cumplir con un valor de caída de tensión de 1,5%.
Fuente: Elaboración propia.

S_{cc} (mm ²)	L_{cc} (m)	I_{mpp} (A)	σ ($\Omega \cdot m$)	ΔV_{cc} (%)	Tensión serie (V)
1.1463828	42.336	8.83	0.018580003	1.5	673.2

Se decide instalar una sección de 6 mm² con tal de reducir la caída de tensión de la instalación y poder así soportar mayores intensidades. Con esto, la caída de tensión queda (Tabla 10):

Tabla 10. Resultados del cálculo de caída de tensión en el tramo de continua. Fuente: Elaboración propia.

S_{cc} (mm ²)	L_{cc} (m)	I_{mpp} (A)	σ ($\Omega \cdot m$)	ΔV_{cc} (%)	Tensión serie(V)
6	42.336	8.83	0.018580003	0.344	673.2

Tramo corriente alterna (Inversores-cuadro inversores)

A continuación, en la Tabla 11 detallan las condiciones que se han tomado para realizar el cálculo:

Tabla 11. Características del tramo de alterna entre los inversores y el cuadro de inversores.
Fuente: Elaboración propia

Sistema Ca (inversores-cuadro inversores)	
Tensión nominal salida inversor (V)	220
Corriente máxima salida inversor (A)	40
Número de circuitos	2
Número de fases por conductor	3+N
Longitud Línea (m)	4.5
Temperatura trabajo máx conductor XLPE (°C)	90
Sección replanteo (Aluminio) (mm ²)	25

La temperatura máxima del conductor se ha tomado de la norma UNE 20460-5-523.2004. La sección de replanteo es la que se ha considerado para realizar los cálculos y comprobaciones.

Para obtener los valores necesarios para realizar el cálculo se ha tenido en cuenta los siguientes criterios:

- Método de instalación D (Enterrado).
- Aislamiento XLPE.
- 3 fases de Aluminio.

Obteniendo el siguiente resultado:

$$t = t_0 + (t_{\max} - t_0) \cdot \left(\frac{I_{inv}}{I_{adm}}\right)^2 = 20 + (90 - 20) \cdot \left(\frac{40}{78}\right)^2 = 38,4^\circ\text{C} \quad (12)$$

donde:

t: temperatura de servicio

*t*₀: Temperatura ambiente Tabla A.52 – 2

*t*_{max}: Temperatura trabajo máxima del conductor

*I*_{inv}: Intensidad máxima de salida del inversor

*I*_{adm}: Intensidad admisible conductor de replanteo (Aluminio 25 mm²).
Tabla A52 – 1.

De esta forma la nueva resistividad queda:

$$\sigma_{Al} = \sigma_{Al}(20^\circ\text{C}) \cdot (1 + \alpha_{Al} \cdot \Delta t) \quad (13)$$

$\sigma_{Al} = 0.0284$

$\sigma_{Al20^\circ\text{C}} = 0.0264$

$\alpha_{Al} = 0.0043$

$\Delta t = 11.17866818$

σ_{Al} : Resistividad aluminio temperatura de servicio.

$\sigma_{Al}(20^\circ\text{C})$: Resistividad aluminio a 20°C.

α_{Al} : Coeficiente de temperatura del aluminio.

Δt : Diferencia de temperatura.

Ahora ya se puede calcular la sección del conductor necesaria para ajustar la caída al 1,5% (Tabla 12) para el conductor más desfavorable que es el que está a mayor distancia de los inversores.

$$S_{ca1} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{ca1} \cdot \cos\varphi \cdot \sigma_{Al}}{\Delta V_{ca} \cdot V_{inv}} \quad (14)$$

Siendo:

*S*_{ca}: Sección mínima del conductor para cumplir las condiciones de la ecuación.

*L*_{ca}: Longitud máxima.

*I*_{inv}: Intensidad máxima de salida de un inversor.

σ_{Al} : Resistividad cobre a temperatura de servicio.

ΔV_{ca} : Caída de tensión máxima admisible.

V_{inv} : Tensión nominal a la salida del inversor.

$\cos\phi$: Factor de potencia.

Tabla 12. Cálculo de la sección necesaria en el tramo de alterna para un valor de caída de tensión de 1,5%. Fuente: Elaboración propia

S_{ca} (mm ²)	L_{ca} (m)	I_{inv} (A)	σ_{Al} ($\Omega \cdot m$)	ΔV_{ca} (%)	$\cos\phi$	V_{inv} (V)
2,69	4,5	40	0,0284	1,5	1	220

Se decide instalar una sección de 25 mm² para reducir la caída de tensión de la instalación. Con esto, la caída de tensión queda (Tabla 13):

Tabla 13. Resultados del cálculo de la caída de tensión en el tramo de alterna entre el inversor y el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia.

S_{ca} (mm ²)	L_{ca} (m)	I_{inv} (A)	σ_{Al} ($\Omega \cdot m$)	ΔV_{ca} (%)	$\cos\phi$	V_{inv} (V)
25	4,5	40	0,0284	0,16	1	220

Tramo corriente alterna (cuadro inversores-transformador)

A continuación, se detallan las condiciones (Tabla 14) que se han tomado para realizar el cálculo:

Tabla 14. Características del tramo de alterna entre el cuadro de inversores y el transformador. Fuente: Elaboración propia.

Sistema Ca (inversores-cuadro inversores)	
Tensión nominal salida cuadro inversores (V)	220
Corriente máxima salida inversor (A)	80
Número de circuitos	1
Número de fases por conductor	3+N
Longitud Línea (m)	310
Temperatura trabajo máx conductor XLPE (°C)	90
Sección replanteo (Aluminio) (mm ²)	240

La temperatura máxima del conductor se ha tomado de la norma UNE 20460-5-523.2004. La sección de replanteo es la que se ha tomado para realizar los cálculos y comprobaciones.

Para obtener los valores para realizar el cálculo se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- Método de instalación D (Enterrado).
- Aislamiento XLPE.
- 3 fases de Aluminio.

Obteniendo el siguiente resultado:

$$t = t_0 + (t_{\max} - t_0) \cdot \left(\frac{I_{inv}}{I_{adm}}\right)^2 = 20 + (90 - 20) \cdot \left(\frac{80}{308}\right)^2 = 24,72^\circ\text{C} \quad (15)$$

donde:

t: temperatura de servicio.

*t*₀: Temperatura ambiente Tabla A.52 – 2.

*t*_{max}: Temperatura trabajo máxima del conductor.

*I*_{inv}: Intensidad máxima de salida del cuadro inversores.

*I*_{adm}: Intensidad admisible conductor de replanteo (Aluminio 240 mm²).
Tabla A52 – 1.

De esta forma la nueva resistividad queda:

$$\sigma_{Al} = \sigma_{Al}(20^\circ\text{C}) \cdot (1 + \alpha_{Al} \cdot \Delta t) \quad (16)$$

$\sigma_{Al} = 0.0269$

$\sigma_{Al}20^\circ\text{C} = 0.0264$

$\alpha_{Al} = 0.0043$

$\Delta t = 4,72$

σ_{Al} : Resistividad aluminio temperatura de servicio.

$\sigma_{Al}(20^\circ\text{C})$: Resistividad aluminio a 20°C.

α_{Al} : Coeficiente de temperatura del aluminio.

Δt : Diferencia de temperatura.

Ahora ya se puede calcular la sección del conductor necesaria para ajustar la caída al 1,5% (Tabla 15).

$$S_{ca2} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{ca1} \cdot \cos\varphi \cdot \sigma_{Al}}{\Delta V_{ca2} \cdot V_{inv}} \quad (17)$$

Siendo:

*S*_{ca2}: Sección mínima del conductor para cumplir las condiciones de la ecuación.

*L*_{ca}: Longitud máxima.

*I*_{inv}: Intensidad máxima de salida de un inversor.

σ_{Al} : Resistividad cobre a temperatura de servicio.

ΔV_{ca2} : Caída de tensión máxima admisible.

V_{inv} : Tensión nominal a la salida del inversor.

$\cos\phi$: Factor de potencia.

Tabla 15. Cálculo de la sección necesaria en el tramo de alterna entre el cuadro de inversores y el transformador para un valor de caída de tensión de 1,5%. Fuente: Elaboración propia.

Sca2(mm ²)	Lca (m)	l _{inv} (A)	σ_{Al} ($\Omega \cdot m$)	ΔV_{ca2} (%)	$\cos\phi$	V_{inv} (V)
350	310	80	0,0269	1,5	1	220

Debido a la distancia entre el cuadro y el transformador, la sección necesaria para cumplir con la caída de tensión es de 350 mm². Puesto que se quiere reducir esa caída de tensión, se duplica la línea colocando dos líneas de 240 mm². Los resultados son los que siguen en la Tabla 16:

Tabla 16. Resultados del cálculo de la caída de tensión en el tramo de alterna entre el cuadro de inversores y el transformador. Fuente: Elaboración propia.

Sca2(mm ²)	Lca (m)	l _{inv} (A)	σ_{Al} ($\Omega \cdot m$)	ΔV_{ca2} (%)	$\cos\phi$	V_{inv} (V)
240	310	80	0,0269	1,1	1	220

La caída de toda la instalación se limita a un valor de 1,6%.

4.6.7 Sección del cableado (Criterio de máxima intensidad admisible)

Análogamente a lo realizado en el punto anterior, se caracteriza la instalación en los mismos tramos. Se comprueba con las secciones escogidas si las intensidades máximas que circulan son menores a las admisibles por el conductor.

Se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- La intensidad máxima será 1,25 veces la nominal.

- Las intensidades admisibles se tomarán de las tablas A52-1 y A52-2 de la Norma UNE 20460-5-523.2004/20460-5-523:2004.

- Se aplicarán factores de corrección y reducción de las tablas contenidas en la norma UNE 20460-5-523.2004/20460-5-523:2004.

Tramo corriente continua

El conductor de continua debe soportar una corriente de cortocircuito a la que se le aplica un factor de seguridad de 1,25. En el diseño de la instalación se disponen todos los *strings* con el mismo número de módulos en serie:

$$I_{maxString} = I_{ccString} \cdot 1,25 = 9,28 \cdot 1,25 = 11,6 A \quad (18)$$

I_{ccString}: Intensidad de cortocircuito del string, igual a la de cada módulo (en serie)

Intensidad admisible del string:

Método instalación E (bandeja perforada).

XLPE.

Una fase de Cobre.

Sección 6 mm²

I_{adm}=63 Tabla A52-1.

En cuanto a los factores de corrección utilizados:

-Factor de corrección por temperatura ambiente $k_t=0,96$. Temperatura media en el emplazamiento de 32°C se escoge el valor correspondiente a 35°C por seguridad. Tabla 52-D1.

-Factor de corrección por agrupamiento de conductores $k_a=0,77$. Capa única sobre bandeja perforada horizontal con 4 circuitos. Tabla 52-E1.

Así, se obtiene como resultado:

$$I_{admreducida} = I_{adm} \cdot k_t \cdot k_a = 63 \cdot 0,96 \cdot 0,77 = 46,57 A \quad (19)$$

I_{admreducida}: Intensidad admisible aplicando factores de reducción.

I_{adm}: Intensidad admisible Tabla A52 – 1.

k_t: Factor reducción por temperatura.

k_a: Factor reducción por agrupamiento.

Se concluye que la sección de 6 mm² cumple el criterio puesto que:

$$I_{admreducida} > I_{maxString} \quad (20)$$

Tramo corriente alterna (Inversores-cuadro inversores)

El conductor de alterna deberá soportar la corriente de cortocircuito a la que podría estar sometido a la que se aplica un factor de seguridad de 1,25.

En el diseño de la instalación se tienen 2 inversores iguales:

$$I_{maxinv} = I_{inv} \cdot 1,25 = 40 \cdot 1,25 = 50 A \quad (21)$$

I_{inv}: Intensidad máxima de salida de un inversor.

Intensidad admisible del conductor:

Método instalación D (Enterrado).

XLPE.

3 fases de Aluminio.

Sección 25 mm².

I_{adm}=78 Tabla A52-2.

En cuanto a los factores de corrección utilizados:

-Factor de corrección por temperatura ambiente kt=1,04. Temperatura del terreno se toman 15°C.Tabla 52-D2.

-Factor de corrección por agrupamiento de conductores Ka=0,75. Circulan dos cables juntos. Tabla 52-E2.

-Factor de corrección por resistividad térmica distinta de 2,5 K·m/W kr=1,16. Puesto que se trata de un terreno de cultivo en desuso suponemos un terreno arcilloso se interpola con el valor 1,08, obtenido en la tabla de resistividades térmicas, en la tabla 52-D3.

Se obtiene como resultado:

$$I_{admreducida} = I_{adm} \cdot kt \cdot ka \cdot kr = 78 \cdot 1,04 \cdot 0,75 \cdot 1,16 = 70,574 A \quad (22)$$

I_{admreducida}: Intensidad admisible aplicando factores de reducción.

I_{adm}: Intensidad admisible Tabla A52 – 2.

kt: Factor reducción por temperatura.

ka: Factor reducción por agrupamiento.

kr: Factor de corrección por resistividades térmicas del terreno distintas de

$$2,5 K \cdot \frac{m}{W}$$

Concluimos que la sección de 25mm² cumple el criterio puesto que:

$$I_{admreducida} > I_{maxInv} \quad (23)$$

Tramo corriente alterna (cuadro inversores- transformadores)

El conductor de alterna deberá soportar la corriente de cortocircuito a la que podría estar sometido a la que se aplica un factor de seguridad de 1,25.

En el diseño por criterio de caída de tensión se ha duplicado la línea, así que se divide la corriente del cuadro de inversores entre los dos conductores y se comprueba que cumple el criterio térmico:

$$I_{maxCuadro} = I_{cuadro}/2 \cdot 1,25 = 80/2 \cdot 1,25 = 50 A \quad (24)$$

Icuadro: Intensidad máxima de salida del cuadro.

Intensidad admisible del conductor:

Método instalación D (Enterrado).

XLPE.

3 fases de Aluminio.

Sección 240 mm².

Iadm=272 Tabla A52-2.

En cuanto a los factores de corrección utilizados:

-Factor de corrección por temperatura ambiente $k_t=1,04$. Temperatura del terreno se toman 15°C.Tabla 52-D2.

-Factor de corrección por agrupamiento de conductores $K_a=0,75$. Circulan dos cables juntos. Tabla 52-E2.

-Factor de corrección por resistividad térmica distinta de 2,5 K·m/W $k_r=1,16$. Puesto que se trata de un terreno de cultivo en desuso suponemos un terreno arcilloso se interpola con el valor 1,08, obtenido en la tabla de resistividades térmicas, en la tabla 52-D3.

Se obtiene como resultado:

$$I_{admreducida} = I_{adm} \cdot k_t \cdot k_a \cdot k_r = 272 \cdot 1,04 \cdot 0,75 \cdot 1,16 = 212,16 \text{ A} \quad (25)$$

Iadmreducida: Intensidad admisible aplicando factores de reducción.

Iadm: Intensidad admisible Tabla A52 – 2.

k_t: Factor reducción por temperatura.

k_a: Factor reducción por agrupamiento.

k_r: Factor de corrección por resistividades térmicas del terreno distintas de 2,5 K · m/W

Concluimos que la sección de 240 mm² cumple el criterio puesto que:

$$I_{admreducida} > I_{maxcuadro} \quad (26)$$

4.6.8 Características de los conductores.

A continuación, en la tabla 17, se listan las características de los conductores de la instalación en los distintos tramos.

Tramo de corriente continua:

Tabla 17. Características de todos los cables del tramo de continua. Fuente: Elaboración propia.

Inv	String	Longitud del Cable (m)	In(A)	Icc (A)	Tensión nominal(V)	Sección (mm ²)	Perdidas de Tensión (V)	Pérdidas de potencia (W)	Pérdidas (%)	I _{max} (A)	I _{adm} reducida (A)
1	1	42.336	8.83	9.3	673.2	6	2.22	19.616	0.330	11.6	46.5696
	2	42.336	8.83	9.3	673.2	6	2.22	19.616	0.330	11.6	46.5696
	3	42.336	8.83	9.3	673.2	6	2.22	19.616	0.330	11.6	46.5696
	4	42.336	8.83	9.3	673.2	6	2.22	19.616	0.330	11.6	46.5696
	5	2	8.83	9.3	673.2	6	0.11	1.01	0.017	11.6	46.5696
	6	2	8.83	9.3	673.2	6	0.11	1.01	0.017	11.6	46.5696
2	1	42.336	8.83	9.3	673.2	6	2.22	19.616	0.330	11.6	46.5696
	2	42.336	8.83	9.3	673.2	6	2.22	19.616	0.330	11.6	46.5696
	3	42.336	8.83	9.3	673.2	6	2.22	19.616	0.330	11.6	46.5696
	4	42.336	8.83	9.3	673.2	6	2.22	19.616	0.330	11.6	46.5696
	5	2	8.83	9.3	673.2	6	0.11	1.01	0.017	11.6	46.5696
	6	2	8.83	9.3	673.2	6	0.11	1.01	0.017%	11.6	46.5696

Tramo de corriente alterna entre los inversores y el cuadro de inversores (Tabla 18):

Tabla 18. Características de todos los conductores de alterna entre los inversores y el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia.

Inv	Longitud del Cable	In (A)	Tensión nominal (V)	Sección (mm ²)	Pérdidas de Tensión (V)	Pérdidas de potencia (W)	Pérdidas (%)	I _{max} (A)	I _{adm} reducida (A)
1	4.5	40	220	25	0.352	14.08	0.16%	50	70.5744
2	4.5	40	220	25	0.352	14.08	0.16%	50	70.5744

Tramo de corriente alterna entre el cuadro de inversores y el transformador (Tabla 19):

Tabla 19. Características de todos los conductores de alterna entre el cuadro de inversores y el transformador. Fuente: Elaboración propia.

Línea	Longitud del Cable	In (A)	Tensión nominal (V)	Sección (mm ²)	Pérdidas de Tensión (V)	Pérdidas de potencia (W)	Pérdidas (%)	I _{max} (A)	I _{adm} reducida (A)
1	310	40	220	240	2.42	96.8	1.1	50	212.16
2	310	40	220	240	2.42	96.8	1.1	50	212.16

4.6.9 Protecciones.

En el diseño de la instalación se han tenido en cuenta las intensidades admisibles de los conductores ante posibles corrientes de cortocircuito producidas en las mismas.

Además, se añaden elementos de protección en distintos puntos de la instalación para la protección frente a sobrecargas o cortocircuitos. También, se dispondrán elementos de protección frente a corrientes de fuga y contactos indirectos que fueran posibles causantes de accidentes.

En cuanto a los elementos de protección de la parte de corriente continua no se incluirán en el anexo puesto que el mismo inversor cuenta con las protecciones pertinentes en este tramo de la instalación.

En la parte de corriente alterna se distinguen 2 situaciones:

1. Protecciones en el cuadro de inversores. Se cuenta con interruptores magnetotérmicos en cada una de las líneas para cubrir la protección frente a sobrecargas y sobreintensidades. También se incluyen interruptores diferenciales para proteger frente a corrientes de fuga. Además, se incluirá un interruptor seccionador en carga para desactivar la instalación en caso de que fuera necesario.
2. Protecciones al final de la línea de corriente alterna. Se incorpora un interruptor automático para la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos. También se instala un diferencial para proteger frente a fugas y contactos indirectos.

A continuación, se explica el dimensionado de las protecciones conforme a lo expuesto anteriormente.

SOBRECARGAS

Según la norma UNE 20-460 las ecuaciones para el dimensionado frente a sobrecargas son:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (27)$$

$$I_2 \leq 1,45 I_z \quad \text{siendo} \quad I_2 = 1,45 I_n \quad (28)$$

Por cumplir el interruptor automático a seleccionar la norma EN 60898.

I_b: Intensidad que circula por la línea
I_n: Intensidad nominal del aparato
I_z: Intensidad admisible del conductor

CORTOCIRCUITO

La protección frente a cortocircuito se realiza mediante interruptor automático o magnetotérmico (PIA). La línea estará correctamente protegida según la norma UNE 20460 si se cumple:

- Poder de corte > $I_{cc \text{ máx}}$
- $I_{cc \text{ mín}} > I_a$. Se garantiza que para cualquier cc se activa el disparador electromagnético.
- $I_{cc \text{ máx}} < I_b$. Se garantiza que en ningún caso se sobrepasará la temperatura máxima admisible del conductor.

$I_{cc \text{ máx}}$: Corriente de cortocircuito máxima. Corriente de cortocircuito prevista en el origen de la línea.

$I_{cc \text{ mín}}$: Corriente de cortocircuito mínima. Corriente de cortocircuito prevista en el final de la línea.

I_a : Intensidad de actuación del disparador electromagnético

I_b : Intensidad que corresponde a la máxima temperatura de conductor admisible.

Para ello se consideran 3 cortocircuitos:

- Cortocircuito simétrico trifásico (I_{k3})

- Cortocircuito entre fases (I_{k2})
- Cortocircuito entre fase y neutro (I_{k1})

Para calcular la I_{ccmin} se asume que la corriente de cortocircuito trifásico es mayor a los otros dos, por tanto:

$$I_{cc\ Min} = \min(I_{k1}, I_{k2}) \quad (29)$$

$$I_{cc\ Max} = I_{k3} \quad (30)$$

Las ecuaciones según la norma UNE_EN 60909:

$$I_{k3} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_L} \quad (31)$$

$$I_{k2} = \frac{c \cdot U_n}{2 \cdot Z_L} \quad (32)$$

$$I_{k1} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot (Z_L + Z_N)} \quad (33)$$

Siendo Z_L la impedancia de la línea de neutro y c el Factor de Tensión según la Tabla 20:

Tabla 20. Factor de tensión c . Fuente: norma UNE_EN 60909

Tensión nominal U_n	Factor de tensión c para el cálculo de	
	las corrientes de cortocircuito máximas $c_{m\acute{a}x}^{1)}$	las corrientes de cortocircuito mínimas $c_{m\acute{i}n}$
Baja tensión 100 V a 1 000 V (Tabla 1 de la Norma CEI 60038)	1,05 ²⁾ 1,10 ⁴⁾	0,95
Media tensión > 1 kV a 35 kV (Tabla 3 de la Norma CEI 60038)	1,10	1,00
Alta tensión³⁾ > 35 kV (Tabla 4 de la Norma CEI 60038)		

1) $c_{m\acute{a}x} U_n$ no debería exceder de la tensión más elevada para el material U_n de los sistemas de potencia.
 2) Si no está definida la tensión nominal se debería aplicar: $c_{m\acute{a}x} U_n = U_n$ o $c_{m\acute{a}x} U_n = 0,9 \times U_n$.
 3) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +6%, por ejemplo sistemas renombrados de 380 V a 400 V.
 4) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +10%.

Para el cálculo de las impedancias de la línea y del neutro, se desprecia la reactancia dado las dimensiones de los conductores.

PROTECCIONES EN EL CUADRO DE LOS INVERSORES

Los datos de la línea son los que muestra la tabla 21:

*Tabla 21. Características de la línea para el cálculo de las protecciones en el cuadro de inversores.
Fuente: Elaboración propia.*

Sistema CA (Inversores-Cuadro inversores)	
Tensión nominal inversor (V)	220
Corriente máxima inversor (A)	40
Número de circuitos	2
Número de fases por conductor	3+N
Longitud de la línea (m)	4.5
Intensidad admisible reducida (Iz)	70.5744

SOBRECARGAS

La intensidad nominal del interruptor es:

$$40 \leq I_n \leq 70.57 A \quad (34)$$

Con una

$$I_2 = 1,45 I_n \leq 102.32 A \quad (35)$$

CORTOCIRCUITO

Primero se calcula la impedancia de la línea trifásica considerando el neutro con la misma sección que la fase, definida como:

$$Z_L = \sqrt{(R_L^2 + X_L^2)} \quad (36)$$

Como se ha despreciado la reactancia, es necesario calcular la resistencia de la línea. Se tiene que corregir la resistencia para calcularla a la temperatura máxima de cortocircuito según la ecuación:

$$R_L = (1 + \alpha \cdot (T^{\text{a}}_{\text{max}} - 20^{\circ})) \cdot R_{L20^{\circ}} \quad (37)$$

R_L : Resistencia de la línea

α : coeficiente según la norma aplicable a conductores de aluminio y de cobre

$R_{L20^{\circ}}$: Resistencia de la línea a 20°C

$T^{\text{a}}_{\text{max}}$: Temperatura máxima que puede alcanzar el aislante

En este caso, la $T^{\text{a}}_{\text{max}}$, al ser un aislante de XLPE se obtiene Tabla 22:

Tabla 22. Temperaturas máximas de los aislamientos. Fuente: ITC-BT-07.

Tipo de Aislamiento seco	Temperatura máxima °C	
	Servicio permanente	Cortocircuito $t \leq 5s$
Policloruro de vinilo (PVC) $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70	160
	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250

Con todo esto y sabiendo la impedancia de la línea, simplemente multiplicando los valores de resistencia y longitud del cable se obtiene en la Tabla 23:

Tabla 23. Valores de impedancia de la línea de alterna entre los inversores y el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia.

Sección (mm ²)	25
ZL(20°C)	0.0050868
ρ (20°C)	0.02826
ZL	0.00980175

Con estos valores y las expresiones del cálculo de las corrientes de cortocircuito antes explicadas, se obtienen los valores de los cortocircuitos en la Tabla 23:

Tabla 24. Cálculo de los cortocircuitos de la línea de alterna entre los inversores y el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia.

Ik1 (A)	6155.33684	Ik2(A)	10661.3561	Ik3(A)	13606.5341
---------	------------	--------	------------	--------	------------

Concluimos que la $I_{ccmin}=6155.33$ A y la $I_{ccMax}=13606.53$ A

Se escoge un interruptor magnetotérmico para proteger los conductores entre los inversores y el cuadro, teniendo que cumplir las siguientes condiciones (Tabla 25):

Tabla 25. Características necesarias para cumplir con la protección de la línea entre los inversores y el cuadro de inversores. Fuente: Elaboración propia.

Pc mínimo (A)	Mín In (A)	Máx In (A)	Curva
13606.5341	40	70,57	C

En cuanto al interruptor diferencial, se escoge uno con intensidad nominal mayor a la mínima intensidad de servicio (40A), una sensibilidad igual o menor a 30mA y de tipo AC, al ser un conductor de corriente trifásico.

La selección del Seccionador responde a una intensidad nominal igual a la suma de las intensidades de cada conductor en ese tramo, es decir, 80 A como mínimo. No tendrá que incluir elementos de protección contra sobrecargas o cortocircuitos al disponer la instalación de interruptores automáticos.

PROTECCIONES EN EL CUADRO GENERAL

Los datos de la línea se listan en la Tabla 26:

Tabla 26. Características de la línea para el cálculo de las protecciones en el cuadro general de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Sistema CA (Inversores-Cuadro inversores)	
Tensión nominal inversor (V)	220
Corriente de salida (A)	80
Número de circuitos	2
Número de fases por conductor	3+N
Longitud de la línea (m)	310
Intensidad admisible reducida (Iz)	240.24

SOBRECARGAS

La intensidad nominal del interruptor será:

$$40 \leq I_n \leq 240.24 \text{ A} \quad (38)$$

Con una

$$I_2 = 1,45 I_n \leq 348.384 \text{ A} \quad (39)$$

CORTOCIRCUITO

Primero se calcula la impedancia de la línea trifásica considerando el neutro con la misma sección que la fase, definida como:

$$Z_L = \sqrt{(R_L^2 + X_L^2)} \quad (40)$$

Como se desprecia la reactancia, se calcula la resistencia de la línea. Se ha de corregir la resistencia para calcularla a la temperatura máxima de cortocircuito según la expresión:

$$R_L = (1 + \alpha \cdot (T^{\text{amax}} - 20^\circ)) \cdot R_{L20^\circ} \quad (41)$$

R_L : Resistencia de la línea

α : coeficiente según la norma aplicable a conductores de aluminio y de cobre

$R_{(L20^\circ)}$: Resistencia de la línea a 20°

T^{amax} : Temperatura máxima que puede alcanzar el aislante

En este caso la T^{amax} , al ser un aislante de XLPE se obtiene su temperatura máxima de la Tabla 27:

Tabla 27. Temperatura máxima asignada al conductor. Fuente: ITC-BT-07

Tipo de Aislamiento seco	Temperatura máxima °C	
	Servicio permanente	Cortocircuito $t \leq 5s$
Policloruro de vinilo (PVC) $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70	160
	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250

Con todo esto y sabiendo que la impedancia de la línea se obtiene multiplicando los valores de resistencia y longitud del cable, se obtiene los resultados de la Tabla 28:

Tabla 28. Valores de impedancia de la línea de alterna entre el cuadro de inversores y el cuadro general. Fuente: Elaboración propia.

Sección	240
ZL20°C	0.029202
$\rho_{20^\circ\text{C}}$	0.02826
ZL	0.05626933

Con estos valores y las expresiones del cálculo de las corrientes de cortocircuito, se obtienen los resultados de la Tabla 29:

Tabla 29. Características necesarias para cumplir con la protección de la línea entre el cuadro de inversores y el cuadro general. Fuente: Elaboración propia

Ik1(A)	1072.21997	Ik2 (A)	1857.13946	Ik3(A)	2370.17045
--------	------------	---------	------------	--------	------------

Se concluye que la $I_{ccmin}=1072.21997$ A y la $I_{ccMax}=2370.17045$ A

Se escoge un interruptor magnetotérmico para proteger la instalación teniendo que cumplir las siguientes condiciones de la Tabla 30:

Tabla 30. Características necesarias para cumplir con la protección de la línea entre el cuadro de inversores y el cuadro general. Fuente: Elaboración propia.

Pc mínimo (A)	Mín In (A)	Máx In (A)	Curva
2370.17045	40	240.24	A o B

En cuanto al interruptor diferencial, se escoge uno con intensidad nominal mayor a la mínima intensidad de servicio (40A), una sensibilidad igual o menor a 30 mA y de tipo AC, al ser un conductor de corriente trifásico.

4.6.10 Puesta a tierra.

La ITC-BT-18 rige las condiciones para el cálculo de la puesta a tierra. En la Tabla 31 se indica la relación que hay entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

Tabla 31. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

El cableado de los strings es de 6 mm², por tanto, se elige para las conducciones de protección también 6 mm².

Se escogen electrodos en forma de picas de 2 metros de longitud que se enterrarán verticalmente. A continuación, se calcula el número de picas que se necesitan en la instalación. Se empieza asignando un valor de resistividad del terreno, este valor se toma de la Tabla 32:

Tabla 32. Valores aproximados de las resistividades en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terranos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Se escoge el valor que mejor describe el terreno donde se ubica la instalación, Terraplenes cultivables poco fértiles, es decir 500 Ohm·m.

Se calcula la resistencia a tierra de una pica aplicando la siguiente expresión:

$$R_t = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{2} = 250 \Omega \quad (42)$$

Se estima que la corriente de defecto máxima será la corriente de cortocircuito producida en cada serie de módulos con un valor de 9,28A. Teniendo en cuenta que la tensión de contacto debe quedar limitada en 24V, la resistencia a tierra máxima admitida es de:

$$R_a \leq \frac{UL}{I_d} = \frac{24}{9,28} = 2,59 \Omega \quad (43)$$

Para hallar el número de picas que necesarias en la instalación:

$$2 \cdot n^{\circ}picas \geq \rho/R_a \quad (44)$$

$$n^{\circ}picas \geq 500 \cdot \frac{2}{250} \quad (45)$$

$$n^{\circ} \text{picas} \geq 4 \quad (46)$$

Se concluye que para la instalación de puesta a tierra se necesitan 4 electrodos de 2 m de longitud.

En cuanto a su colocación, se sitúan los electrodos en las zonas próximas al cuadro de inversores y se debe asegurar que todas las partes metálicas de la instalación, incluido el vallado perimetral, quedan conectadas buscando así que toda la instalación sea equipotencial.

En la Tabla 33 se listan los componentes de la instalación a modo de resumen:

Tabla 33. Resumen de los componentes de la instalación. Fuente: Elaboración propia

RESUMEN DE LA INSTALACIÓN				
Paneles	Trina TSM-PD14 330W	216	Conectados en Strings de	18 paneles
Inversores	Sunny Tripower Core1 33.3kW	2	Strings por inductor	6
Secciones de los conductores				
Tramo corriente continua (módulos-inversores)				
	6 mm ²		Badeja perforada	
Tramo corriente alterna (inversores-cuadro de inversores)				
	25 mm ²		Enterrado	
Tramo corriente continua (cuadro de inversores-cuadro general)				
	240 mm ²		Enterrado	
Protecciones	I.nominal (A)	Pdc mín (kA)	Sensibilidad (mA)	Tipo
	Tramo corriente continua	Las protecciones las incluye el inductor		
Tramo corriente alterna (cuadro de inversores)				
	Interruptor magnetotérmico	(40-70,57)	13,6	-
	Interruptor diferencial	40	-	30 AC
	Seccionador en carga	80	-	-
Tramo corriente alterna (cuadro general)				
	Interruptor magnetotérmico	(40-240)	2,3	- A o B
	Interruptor diferencial	40	-	30 AC

4.6.11 Cálculos de producción y rendimiento.

Con Helioscope se realiza un cálculo mensual de producción de energía que se lista en la Tabla 34:

Tabla 34. Producción mensual calculada con Helioscope. Fuente: Helioscope

	PRODUCIDA
Enero	8245227,994
Febrero	7803131,799
Marzo	10427180,97
Abril	10606341,02
Mayo	11268620,9
Junio	11377584,07
Julio	12659080,84
Agosto	11723399,57
Septiembre	10265343,86
Octubre	9662250,948
Noviembre	8240783,592
Diciembre	7376573,008
TOTAL	119655518,6

Se realiza el mismo cálculo con el programa PVsyst (Tabla 35). Además, se calcula el Performance Ratio de la instalación, parámetro que calcula la eficiencia de la instalación.

Tabla 35. Cálculo de energía producida y PR con PVsyst. Fuente: PVsyst

	EOutInv kWh	PR
Enero	8372	0.886
Febrero	8048	0.881
Marzo	10351	0.855
Abril	10677	0.846
Mayo	11260	0.830
Junio	11610	0.822
Julio	12626	0.804
Agosto	11723	0.811
Septiembre	9750	0.823
Octubre	9406	0.847
Noviembre	8171	0.873
Diciembre	7421	0.887
Año	119414	0.842

A la vista de los datos obtenidos no se aprecian diferencias significativas en la producción y PR entre Helioscope y PVSyst.

5. VIABILIDAD ECONÓMICA.

El estudio de viabilidad económica se realiza con el Programa RETScreen. Se han introducido los datos necesarios para completar el cálculo del análisis financiero y que se listan en la Tabla 36. Se toma un valor de inflación del 2% anual, una tasa de descuento del 5%, se tiene en cuenta una degradación de los paneles del 0,75% y la instalación no se financia con ninguna línea de crédito (Tabla 37).

*Tabla 36. Datos mensuales y totales de producción, autoconsumo y excedentes de energía.
Fuente: Elaboración propia a partir del resultado de Helioscope*

Unidades: Wh	PRODUCIDA	AUTOCONSUMIDA	EXCEDENTES
Enero	8245227,994	5623082,176	2622145,817
Febrero	7803131,799	4468145,882	3334985,917
Marzo	10427180,97	5747852,8	4679328,175
Abril	10606341,02	6308637,549	4297703,468
Mayo	11268620,9	6387044,825	4881576,073
Junio	11377584,07	6344879,495	5032704,575
Julio	12659080,84	6777847,789	5881233,048
Agosto	11723399,57	6552964,955	5170434,611
Septiembre	10265343,86	5607043,928	4658299,93
Octubre	9662250,948	5606225,346	4056025,603
Noviembre	8240783,592	4041692,296	4199091,296
Diciembre	7376573,008	4065536,441	3311036,567
TOTAL	119655518,6	67530953,48	52124565,08

Tabla 37. Parámetros financieros introducidos en RETScreen. Fuente: RETScreen.

Parámetros financieros			
General			
Tasa escalamiento de combustibles	%		0,0%
Tasa de inflación	%		2,0%
Tasa de descuento	%		5,0%
Tiempo de vida del proyecto	año		25

Teniendo en cuenta la energía producida, el ahorro por autoconsumo y el beneficio por la compensación de excedentes, se realiza el cálculo del VAN y TIR. Los resultados se listan en la Tabla 38.

Tabla 38. Resultados análisis financiero. Fuente: RETScreen.

Viabilidad financiera			
TIR antes de impuestos - capital	%		7,7%
TIR antes - impuestos - activos	%		7,7%
TIR luego de impuestos - capital	%		7,7%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%		7,7%
Pago simple de retorno del capital	año		10,1
Repago - capital	año		10,6
Valor Presente Neto (VPN)	€		26.371
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año		1.871
Relación Beneficio-Costo			1,27

Con todo esto, RETScreen realiza el cálculo de viabilidad financiera (Tabla 38). Se obtiene un valor de la TIR del 7,7%, recuperando la inversión a los 10 años (Se muestran en la Tabla 39 los flujos de caja anuales). Este valor es aceptable para instalaciones de este tipo, no siendo recomendable nunca valores por debajo del 5%(tasa de descuento).

Tabla 39. Flujos de caja anuales. Fuente: RETScreen.

Flujos de caja anuales			
Año #	Antes-impuestos	€	Acumulado
			€
0		-96.876	-96.876
1		9.539	-87.337
2		9.453	-77.883
3		9.368	-68.515
4		9.283	-59.232
5		9.199	-50.033
6		9.115	-40.918
7		9.031	-31.887
8		8.947	-22.940
9		8.864	-14.076
10		8.781	-5.294
11		8.699	3.404
12		8.616	12.021
13		8.534	20.555
14		8.452	29.007
15		8.371	37.378
16		8.290	45.668

17	8.209	53.876
18	8.128	62.004
19	8.047	70.051
20	7.967	78.018
21	7.887	85.905
22	7.807	93.711
23	7.727	101.438
24	7.647	109.085
25	7.568	116.653

RETScreen permite realizar un análisis de sensibilidad. Se calcula con los datos introducidos antes, pero incluye variaciones en algunos datos como por ejemplo el precio de la electricidad, un aumento o disminución del presupuesto, variación de los costes de mantenimiento, etc.

En la Tabla 40 se realiza el análisis de sensibilidad con variaciones en los costes iniciales y el precio de la electricidad producida. Se aprecia como la TIR llega a valores que no serían aceptables si el presupuesto ascendiera un 10% manteniendo el precio de la electricidad sin modificación alguna.

Tabla 40. Análisis de sensibilidad con variaciones en costes iniciales y precio de la electricidad.
Fuente: RETScreen.

Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				€
		87.188	92.032	96.876	101.720	106.564
€/MWh		-10%	-5%	0%	5%	10%
76,10	-10%	7,4%	6,1%	5,0%	3,9%	2,9%
80,32	-5%	8,7%	7,4%	6,2%	5,1%	4,1%
84,55	0%	9,9%	8,6%	7,3%	6,2%	5,2%
88,78	5%	11,1%	9,7%	8,4%	7,3%	6,2%
93,01	10%	12,2%	10,8%	9,5%	8,3%	7,3%

6. CONCLUSIONES.

En este TFG se ha realizado el estudio y diseño de una instalación solar fotovoltaica en el municipio de Carrícola. Se han tenido en cuenta los consumos de electricidad, las características del municipio, el recurso solar disponible y la normativa a la que puede acogerse.

En primer lugar, se ha situado el proyecto en el marco nacional. Se ha descrito el estado de la energía fotovoltaica en España, en el que se aprecia un incremento en la potencia instalada durante el pasado año. Por otra parte, se ha revisado la legislación en materia de transición ecológica en España. Se explica la Ley de Cambio Climático. En esta ley se marcan objetivos de reducción de emisiones y se puede afirmar que proyectos como el de Carrícola, se encuentran en la dirección que marca esta nueva legislación.

Para realizar el diseño, se ha descrito la normativa aplicable y los trámites administrativos necesarios. La instalación se adhiere a la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes regulada en el RD-Ley 244/2019, del 5 de abril, por el que los usuarios de esta instalación pueden recibir compensación económica por los excedentes de energía inyectados en la red.

Tras analizar la localización y estimar los datos de consumo del municipio, se ha realizado, con el *software Helioscope*, el diseño del huerto solar. Se instalan 216 paneles (modelo TSM-PD14 de 330 W del fabricante Trina Solar) ascendiendo la potencia total a 71,3 kW pico. Los paneles se conectan utilizando dos inversores (modelo Sunny Tripower Core1 de 33,3 kW de la marca SMA) quedando la potencia activa máxima de la instalación en 66,6 kVA. La instalación produce 119,7 MWh (calculado con Helioscope). De estos, 67,5 MWh son autoconsumidos por el municipio y 52,12 MWh se inyectan en la red como excedentes.

En el análisis de viabilidad económica se ha tenido en cuenta una vida útil de 25 años, las tarifas eléctricas actuales y la degradación de los paneles solares, concluyendo que el proyecto es viable económicamente, con un valor de TIR del 7,7%. La inversión, que asciende a 96.889,55 €, se recupera a los 10 años.

Con todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el proyecto es una buena iniciativa que busca tanto el ahorro energético como económico y entra dentro de las estrategias ecológicas planteadas a nivel estatal y europeo.

7. REFERENCIAS.

(airalia.es, 2020) El Estado de la energía Solar en España
Recuperado de <https://www.airalia.es/blog/estado-la-energia-solar-espana/>

(carricola.es). El nom, els orígens i l'evolució del poble (n.d.).
Recuperado de <https://www.carricola.es/ca/pagina/historia-0>

(eadic,2019) Eficiencia en las nuevas tecnologías de células fotovoltaicas (31 de julio de 2019).
Eadic.com.
Recuperado de <https://www.eadic.com/eficiencia-en-las-nuevas-tecnologias-de-celulas-fotovoltaicas/>

(elagoradiario.com,2020). Cáceres, P. (29 mayo de 2020). Las siete claves del Green Deal o Pacto Verde Europeo. Elagoradiario.com. <https://www.elagoradiario.com/economia-circular/los-siete-pilares-del-green-deal-o-pacto-verde-europeo/>

(energiasrenovablesinfo.com, 2014). Tipos de paneles fotovoltaicos.
Recuperado de <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>

(es.weatherspark.com, 2016) El Clima promedio en Carrícola
Recuperado de <https://es.weatherspark.com/y/42529/Clima-promedio-en-Carr%C3%ADcola-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>

(fuhem, 2019) ODS: una revisión crítica (24 de octubre de 2019). Fuhem.es.
Recuperado de <https://www.fuhem.es/2019/10/24/objetivos-de-desarrollo-sostenible-ods-una-revision-critica/>

(IDEA, 2020). Guía profesional de Tramitación del Autoconsumo.
Recuperado de <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>

(meteoblue.com, 2020).
Recuperado de https://www.meteoblue.com/en/weather/historyclimate/climatemodelled/carr%c3%adcola_spain_2520077

(ONU,2020). Objetivos de Desarrollo Sostenible, 2020. Naciones Unidas.
Recuperado de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

(porelclima,2020) ¿Qué es la Agenda 2030? (n.d.). porelclima.es.
Recuperado de <https://porelclima.es/equipo/2592-agenda-2030>

(solar-energia.net,2020). ¿CUÁLES SON LOS TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS?
Recuperado de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/tipos-de-paneles-fotovoltaicos>

(sunpower.maxeon.com, 2019). Fundamentos de la energía solar: ¿Cómo funcionan los paneles solares? (15 de julio de 2019). Sunpwer.maxeon.com.

Recuperado de <https://sunpower.maxeon.com/es/blog/fundamentos-de-la-energia-solar-como-funcionan-los-paneles-solares>

(UNEF,2020). El sector fotovoltaico hacia una nueva era. Informe Anual UNEF,2020.
Recuperado de <https://unef.es/informacion-sectorial/informe-anual-unef/>

(UNESCO, 2017) UNESCO en español. (26 de enero de 2017). Los objetivos de desarrollo sostenible- qué son y cómo alcanzarlos.

Recuperado de: <https://www.youtube.com/watch?v=MCKH5xk8X-g>

(tecnosolab.com,2019) TECNOLOGIA PERC y HALF CELL en paneles solares.

Recuperado de <https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/>

(William O. y Sophia, 2013) Q William O. y Sophia Q. (14 de marzo de 2013). El “ascenso del Sur” transforma el equilibrio mundial de poderes, afirma el Informe sobre Desarrollo Humano 2013. Undp.org

Recuperado de <https://www.undp.org/content/undp/es/home/news-centre/news/2013/03/14/-rise-of-south-transforming-global-power-balance-says-2013-human-development-report/#:~:text=El%20ascenso%20del%20Sur%20revierte,Guerras%20Mundiales%20del%20siglo%20XX.>

II. PRESUPUESTO

Para realizar el presupuesto se ha utilizado el generador de precios que encontramos online:
<http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>

Los precios que no se han podido obtener de esta fuente se han buscado o bien en la información del fabricante o el distribuidor directamente.

Código	Ud	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
1	Ud	Equipos Principales	1		38,715.76 €
1.1	Ud	Módulos Fotovoltaicos de 330 W	216	129.00 €	27,864.00 €
		Suministro e instalación de módulos fotovoltaicos policristalinos, tensión máxima 1000V, la potencia de salida 330 Wp en condiciones STC compatible con los siguientes estándares: IEC 61215, IEC 61730, IEC 62804, IEC 62717, IEC 61701, IEC 62790, UL 1703. Cable de al menos 1,2 metros de longitud (EN50618).			
1.2	Ud	Inversor de 33.3kW	2	3,287.48 €	6,574.96 €
		Suministro e instalacion eléctrica de inversores SMA Sunny Tripower Core1 33-US de tensión máxima 1000V, la potencia de salida es de 33300 Wn, compatible con EN 50438:2013, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, NEN EN 50438. El inversor deberá cumplir con el código de red local vigente en todos sus aspectos (desconexion alta/baja frecuencia, huecos de tension, compensacion de reactiva...)			
1.3	Ud	Estructura soporte	71280	0.06 €	4,276.80 €
		Suministro de estructura de soporte de módulos fotovoltaicos de aleación aluminio o acero inoxidable fija para columnas de 4 paneles dispuestos en horizontal. La estructura incluye todos los elementos para la sujeción de los paneles y también las partes pertinentes para realizar su correcto anclaje al suelo			
2	Ud	Instalación eléctrica	1		21,898.77 €
2.1	m	Cable solar CC-PV1500DC-F Cu (1x6)mm2	288	1.06 €	305.28 €
		Suministro e instalacion de cable CC PV1500DC -F Cu, 1x6 mm2, cero halógenos, retardante de llama, retardante de fuego, humo de baja toxicidad, aislamiento HEPR/EM8 resistente a la abrasión, rango de trabajo desde - 40 a 120 o, temperatura de cortocircuito 200 °C, 30 años de durabilidad a la temperatura de servicio de 90°C , para la conexión de los strings de la instalación fotovoltaica a los inversores .			

2.2	m	Bandeja portacables perforada 60x60	106	2.34 €	248.04 €
		Suministro e instalación de bandeja metálica portacables galvanizada en caliente según UNE-EN ISO 1461:2010, Carga de trabajo admisible (CTA) con vano entre apoyos a 1,5m, Resistencia a la corrosión Clase 6, no propagador de llama, Temperatura de trabajo entre -40 °C y 150 °C.			
2.3	m	Cable CA - LSBT 3x25+1x12mm ² tie tipo SG	10	13.20 €	132.00 €
		Suministro y tendido de línea al aire de baja tensión tipo SG compuesta por cuatro conductores unipolares con aislamiento RV 0.6/1 kV de polietileno reticulado, cubierta de PVC y conductor de aluminio de 3x25+1x12 mm ² de sección.			
2.4	m	Línea subterránea de distribución de baja tensión en canalización entubada	310	68.13 €	21,120.30 €
		Línea subterránea de distribución de baja tensión en canalización entubada bajo acera, formada por 3 cables unipolares RV, con conductor de aluminio, de 240 mm ² de sección, 1 cable unipolar RV, con conductor de aluminio, de 150 mm ² de sección, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV; dos tubos protectores de polietileno de doble pared, de 160 mm de diámetro.			
2.5	m	Cable de puesta a tierra-16mm ²	135	0.69 €	93.15 €
		Suministro e instalación de cable de Cu de 16 mm ² para el sistema de puesta a tierra. El cable se utilizará para conectar eléctricamente todas las estructuras, las bandejas de rejilla, aterrizar inversores...			
3	Ud	Elementos de Protección	1		2,034.65 €
3.1	Ud	Toma de tierra con pica	4	154.51 €	618.04 €
		Toma de tierra con una pica de acero cobreado de 2 m de longitud.			
3.2	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, modular.	2	169.50 €	339.00 €
		Interruptor automático magnetotérmico, poder de corte 15 kA, curva C, tetrapolar (3P+N), intensidad nominal 40 A, 5SY4650-7 "SIEMENS".			
3.3	Ud	Interruptor diferencial	3	277.30 €	831.90 €
		Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 30 mA, poder de corte 6 kA, clase AC.			

3.4	Ud	Interruptor seccionador	1	117.53 €	117.53 €
		Interruptor-seccionador, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 100 A, tensión de aislamiento (Ui) 500 V, impulso de tensión máximo (Uimp) 4 kV, poder de apertura y cierre 3 x In, poder de corte 20 x In durante 0,1 s, intensidad de cortocircuito (Icw) 12 x In durante 1 s.			
3.5	Ud	Interruptor automático.	1	128.18 €	128.18 €
		Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, poder de corte 6 kA, curva B.			
4	Ud	Trabajos sobre la parcela	1		8,804.42 €
4.1	m ²	Desbroce y limpieza del terreno	3039	1.00 €	3,039.00 €
		Desbroce limpieza del terreno con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la instalación: plantas escombros, maleza, basura o cualquier material no deseado. Incluye carga a camión.			
4.2	m	Vallado perimetral	173	12.55 €	2,171.15 €
		Vallado de parcela formado por malla simple de torsión, de 15mm de paso de malla y 1,5mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado de 48mm de diámetro y 2 m de altura, empotrados de dados de hormigón, en pozos excavados en el terreno			

Capítulo	Partida	Precio
1	Equipos Principales	38,715.76 €
2	Instalación eléctrica	21,898.77 €
3	Elementos de protección	2,034.65 €
4	Trabajos sobre la parcela	5,210.15 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		67,859.33 €
GASTOS GENERALES (12%)		8,143.12 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)		4,071.56 €
Total Presupuesto de Inversión		80,074.01 €
IVA (21%)		16,815.54 €
TOTAL PRESUPUESTO		96,889.55 €

El presupuesto final asciende a NOVENTA Y SEIS MIL OCHOCIENTOS OCHENTA Y NUEVE EUROS CON CINCUENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

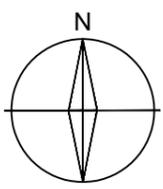
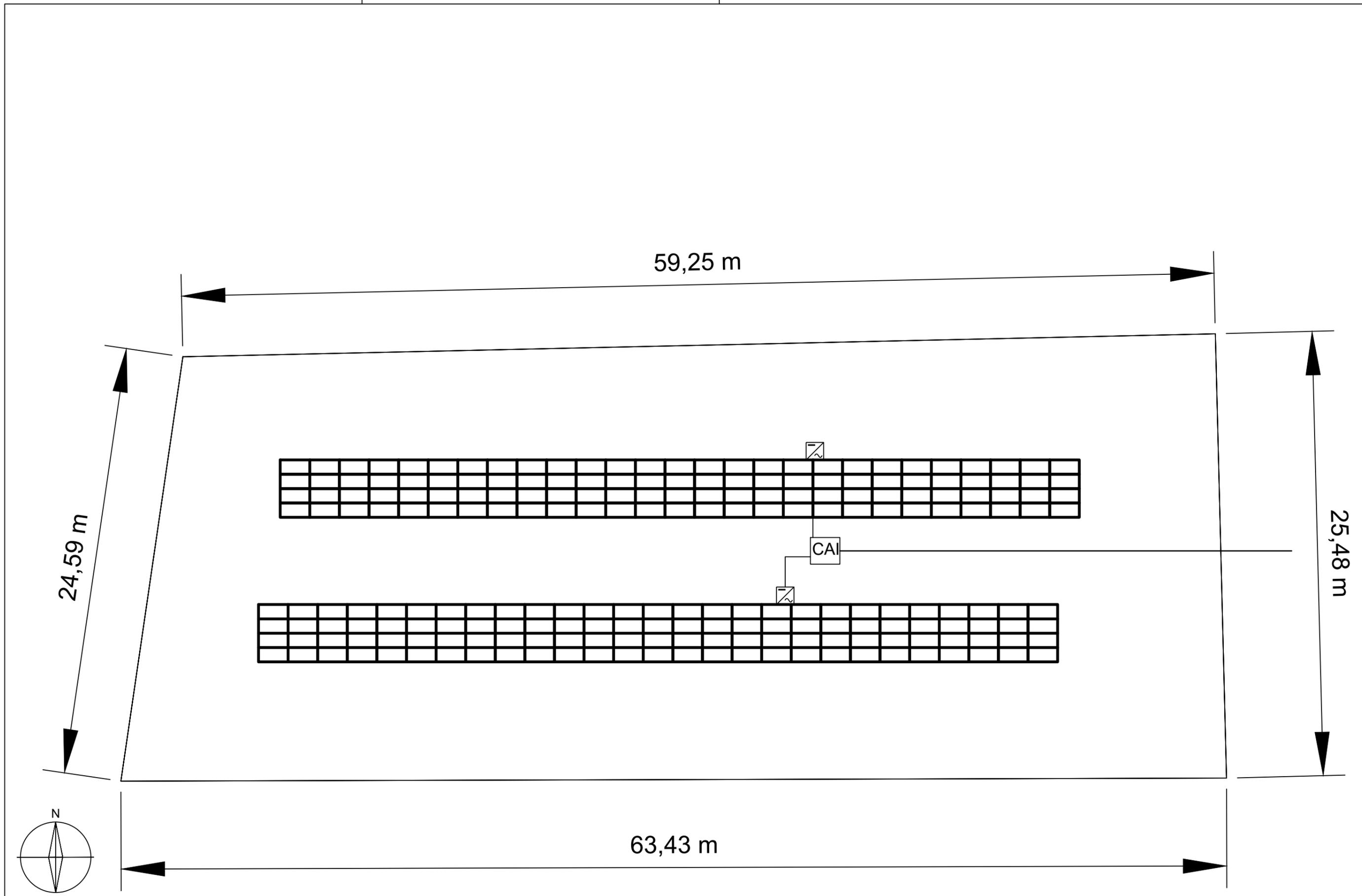
Coste de ingeniería

En la tabla siguiente se realiza el presupuesto de los gastos que supondrían la ingeniería del proyecto.

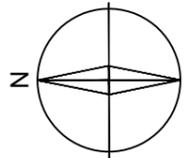
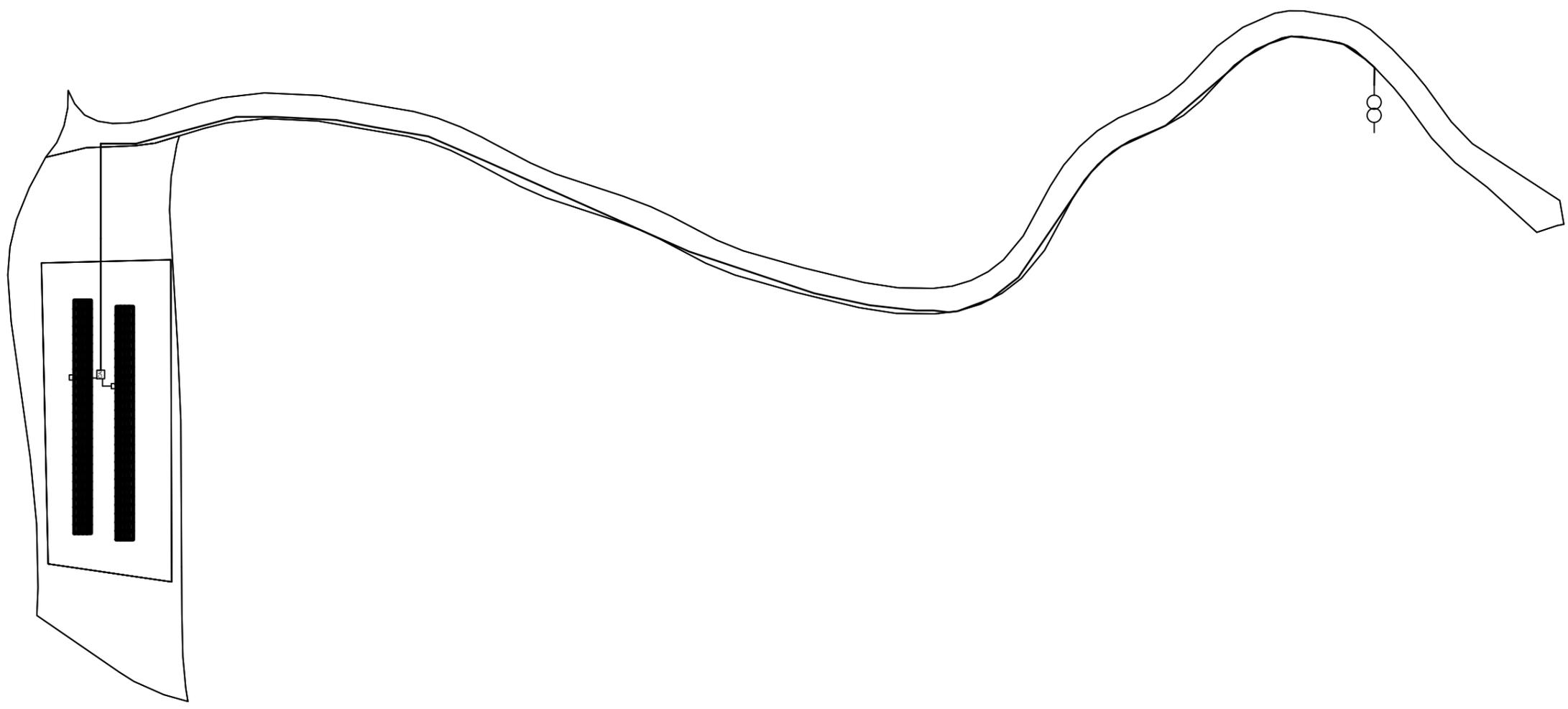
Código	Ud	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
5	1	Costes de ingeniería	Ud		
		Proyecto de ingeniería. Incluye la redacción según la normativa vigente, estudios previos al análisis y viabilidad del proyecto tanto técnica como económica,			
	h	Ingeniero	300	20.00€	6,000.00€
	Ud	Reuniones con el ayuntamiento de Carrícola	2	35.00€	70.00€
	Ud	Visitas a obra	3	45.00€	135.00€
	Ud	Visado del Proyecto por el colegio de ingenieros	1	200.00€	200.00€
	%	Costes directos Complementarios	0.02	6,405.00€	128.10€
				Total	6,533.10€

Finalmente, el presupuesto de Ingeniería final contando con el 21% de IVA asciende a 7 905,05€.

III. PLANOS.

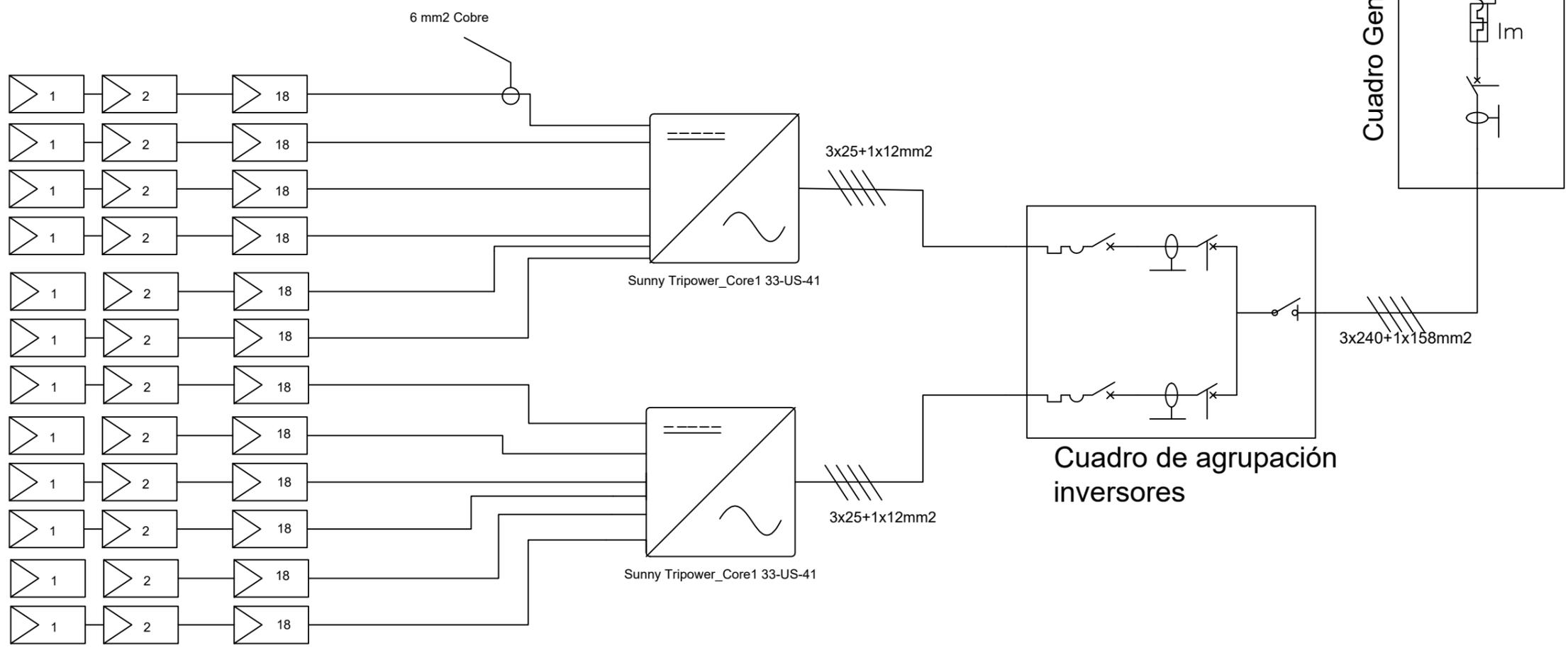
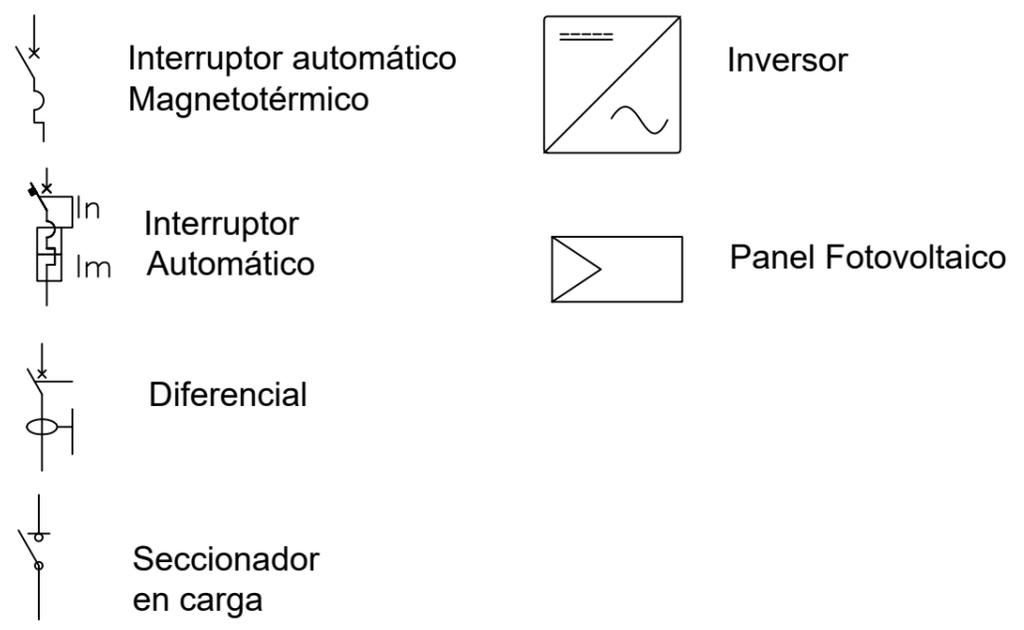


TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERIA INDUSTRIAL VALENCIA	Proyecto: Diseño y dimensionamiento de un huerto solar fotovoltaico de 70 kVA para el suministro eléctrico local del municipio de Carrícola, Valencia.	Plano: Planta de la instalación fotovoltaica	Fecha: Septiembre 2020	Nº Plano: 1
		Autor: Enric Climente Iborra	Escala: 1:200	



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA	Proyecto: Diseño y dimensionamiento de un huerto solar fotovoltaico de 70kVA para el suministro eléctrico local del municipio de Carrícola, Valencia.	Plano: Plano de la planta y la línea general de alimentación	Fecha: Septiembre 2020	Nº Plano: 2
		Autor: Enric Climente Iborra	Escala: 1:1000	

LEYENDA



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



Proyecto: Diseño y dimensionado de un huerto solar fotovoltaico de 70kVA para el suministro local del municipio de Carrícola, Valencia

Plano: Diagrama unifilar

Autor: Enric Climente Iborra

Fecha: Septiembre 2020

Escala:

Nº Plano:

IV. FICHAS TÉCNICAS.



SUNNY TRIPOWER CORE1 33-US / 50-US / 62-US

STP33-US-41 / STP50-US-41 / STP62-US-41

**UP TO 60% FASTER
INSTALLATION FOR
COMMERCIAL PV SYSTEMS**



Fully integrated

- Innovative design requires no additional racking for rooftop installation
- Integrated DC and AC disconnects and overvoltage protection
- 12 direct string inputs for reduced labor and material costs

Increased power, flexibility

- Multiple power ratings for small to large scale commercial PV installations
- Six MPP trackers for flexible stringing and maximum power production
- OptiTrac™ Global Peak shade tolerant MPP tracking

Enhanced safety, reliability

- Integrated SunSpec PLC signal for module-level rapid shutdown compliance to 2017 NEC
- Next-gen DC AFCI arc-fault protection certified to new Standard UL 1699B

Smart monitoring, control, service

- Advanced smart inverter grid support capabilities
- Increased ROI with SMA ennexOS cross sector energy management platform
- SMA Smart Connected proactive O&M solution reduces time spent diagnosing and servicing in the field

SUNNY TRIPOWER CORE1 33-US / 50-US / 62-US

It stands on its own

The Sunny Tripower CORE1 is the world's first free-standing PV inverter for commercial rooftops, carports, ground mount and repowering legacy solar projects. Now with expanded features and new power classes, the CORE1 is the most versatile, cost-effective commercial solution available. From distribution to construction to operation, the Sunny Tripower CORE1 enables logistical, material, labor and service cost reductions. Integrated SunSpec PLC for rapid shutdown and enhanced DC AFCI arc-fault protection ensure compliance to the latest safety codes and standards. With Sunny Tripower CORE1 and SMA's ennexOS cross sector energy management platform, system integrators can deliver comprehensive commercial energy solutions for increased ROI.

Technical data*	Sunny Tripower CORE1 33-US	Sunny Tripower CORE1 50-US	Sunny Tripower CORE1 62-US
Input (DC)			
Maximum array power	50000 Wp STC	75000 Wp STC	93750 Wp STC
Maximum system voltage	1000 V		
Rated MPP voltage range	330 V... 800 V	500 V... 800 V	550 V... 800 V
MPPT operating voltage range	150 V... 1000 V		
Minimum DC voltage / start voltage	150 V / 188 V		
MPP trackers / strings per MPP input	6/2		
Maximum operating input current / per MPP tracker	120 A / 20 A		
Maximum short circuit current per MPPT / per string input	30 A / 30 A		
Output (AC)			
AC nominal power	33300 W	50000 W	62500 W
Maximum apparent power	33300 VA	53000 VA	66000 VA
Output phases / line connections	3 / 3-(N)-PE		
Nominal AC voltage	480 V / 277 V WYE		
AC voltage range	244 V... 305 V		
Maximum output current	40 A	64 A	79.5 A
Rated grid frequency	60 Hz		
Grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz... +6Hz		
Power factor at rated power / adjustable displacement	1 / 0.0 leading... 0.0 lagging		
Harmonics THD	<3%		
Efficiency			
CEC efficiency (preliminary)	97.5%	98%	98%
Protection and safety features			
Load rated DC disconnect	●		
Load rated AC disconnect	●		
Ground fault monitoring: Riso / Differential current	● / ●		
DC AFCI arc-fault protection	●		
SunSpec PLC signal for rapid shutdown	●		
DC reverse polarity protection	●		
AC short circuit protection	●		
DC surge protection: Type 2 / Type 1+2	○ / ○		
AC surge protection: Type 2 / Type 1+2	○ / ○		
Protection class / overvoltage category (as per UL 840)	I / IV		
General data			
Device dimensions (W/H/D)	621 mm / 733 mm / 569 mm (24.4 in x 28.8 in x 22.4 in)		
Device weight	84 kg (185 lbs)		
Operating temperature range	-25 °C... +60 °C (-13 °F... +140 °F)		
Storage temperature range	-40 °C... +70 °C (-40 °F... +158 °F)		
Audible noise emissions (full power @ 1m and 25 °C)	65 dB(A)		
Internal consumption at night	5 W		
Topology	Transformerless		
Cooling Concept	OptiCool (forced convection, variable speed fans)		
Enclosure protection rating	Type 4X, 3SX (as per UL 50E)		
Maximum permissible relative humidity (non-condensing)	100%		
Additional information			
Mounting	Free-standing with included mounting feet		
DC connection	Amphenol UTX PV connectors		
AC connection	Screw terminals - 4 AWG to 4/0 AWG CU/AL		
LED indicators (Status / Fault / Communication)	●		
Network interfaces: Ethernet / WLAN / RS485	● (2 ports) / ● / ○		
Data protocols: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Webconnect	● / ● / ●		
Multifunction relay	●		
OptiTrac Global Peak (shade-tolerant MPP tracking)	●		
Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ●		
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●		
SMA Smart Connected (proactive monitoring and service support)	●		
Certifications (pending as of June 2018)			
Certifications and approvals	UL 1741, UL 1699B, UL 1998, IEEE 1547, CAN/CSA-C22.2 No. 62109		
FCC compliance	FCC Part 15 Class A		
Grid interconnection standards	UL 1741 SA - CA Rule 21, HECO Rule 14H		
Advanced grid support capabilities	L/HVRT, L/HVRT, Volt-VAr, Volt-Watt, Frequency-Watt, Ramp Rate Control, Fixed Power Factor		
Warranty			
Standard	10 years		
Optional extensions	15 / 20 years		
○ Optional features ● Standard features - Not available	* Preliminary data as of June 2018		
Type designation	STP33-US-41	STP50-US-41	STP62-US-41



SMA Data Manager M
EDMM-US-10



SMA Sensor Module
MD.SEN-US-40



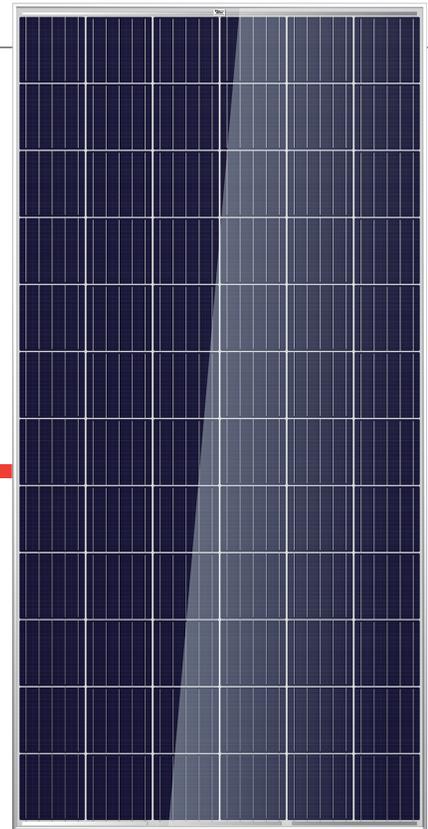
Universal Mounting System
UMS_KIT-10



AC Surge Protection Module Kit
AC_SPD_KIT1-10, AC_SPD_KIT2_T1T2
DC Surge Protection Module Kit
DC_SPD_KIT4-10, DC_SPD_KIT5_T1T2

THE TALLMAX

FRAMED 72-CELL MODULE



72 CELL
MULTICRYSTALLINE MODULE

320-340W
POWER OUTPUT RANGE

17.5%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 60 countries all over the world. Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners.

Comprehensive Products And System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse gases Emissions Verification
OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



Ideal for large scale installations

- High power footprint reduces installation time and BOS costs
- 1000V UL/1000V IEC certified



One of the industry's most trusted modules

- Field proven performance
- Strong, reliable supplier



Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- PID resistant
- 100% EL double inspection

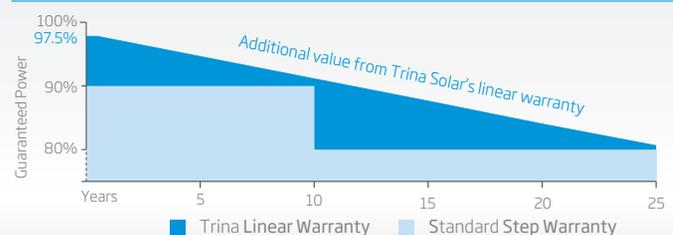


Certified to withstand the most challenging environmental conditions

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

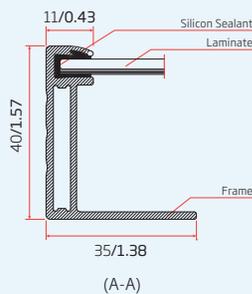
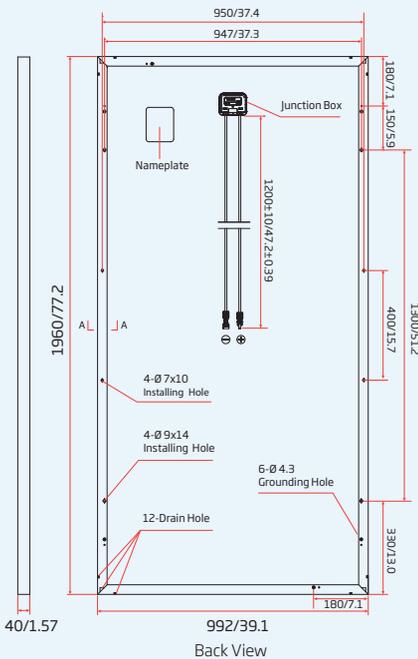
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty · 25 Year Linear Power Warranty

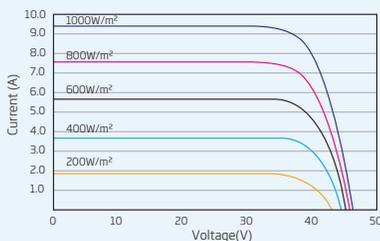


PRODUCTS | **POWER RANGE**
TSM-PD14 | 320-340W

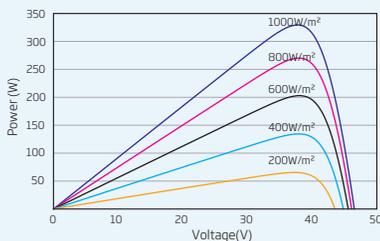
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm/inches)



I-V CURVES OF PV MODULE(335W)



P-V CURVES OF PV MODULE(335W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Parameter	320	325	330	335	340
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	320	325	330	335	340
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.2	37.4	37.6	37.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.63	8.73	8.83	8.91	8.99
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.5	45.6	45.8	46.0	46.2
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.15	9.19	9.28	9.35	9.42
Module Efficiency η_m (%)	16.5	16.7	17.0	17.2	17.5

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AML5.
*Measuring tolerance: $\pm 3\%$.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Parameter	323	324	325	329	325
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	237	241	245	249	252
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.3	34.4	34.6	34.8	35.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	6.92	7.00	7.08	7.14	7.21
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.1	42.2	42.4	42.6	42.8
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	7.39	7.42	7.49	7.55	7.60

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline 156 × 156 mm (6 inches), 4BB Multicrystalline
Cell Orientation	156.75 × 156.75 mm (6 inches), 72 cells (6 × 12)
Module Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 inches)
Weight	22.5 kg (49.6 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 1200 mm (47.2 inches)
Connector	Trina TS4
Fire Type	Type1 or Type 2

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	44°C ($\pm 2^\circ\text{C}$)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.41%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A

(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty

25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 27 pieces

Modules per 40' container: 648 pieces