



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de mejora de instalación de bombeo existente de
75kW con variador solar y sistema de funcionamiento
híbrido en Alcalá de Chivert (Castellón)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: García Alcañiz, Julián

Tutor/a: Vargas Salgado, Carlos Afranio

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres, por todo el tiempo, esfuerzo y dedicación que han invertido en mi educación. Su apoyo incondicional y presencia constante me han permitido llegar hasta aquí.

También quiero agradecer a mis compañeros Juanjo y Omar, por su amistad y por estar siempre dispuestos a ayudarme en los momentos en que más lo necesitaba a lo largo de esta carrera.

Por último, agradezco a mi tutor, Carlos Vargas, por el esfuerzo y la orientación que ha brindado para que este trabajo sea posible.

RESUMEN

El proyecto consiste en diseñar una instalación fotovoltaica para alimentar un sistema de riego con bombeo a balsa de la empresa Bardomus, ubicada en Alcalá de Chivert, Castellón. La instalación, con una potencia de 105,84kWp, funcionará con un variador solar capaz de alimentar la bomba solo con energía fotovoltaica, con la red eléctrica o de forma híbrida en función de la disponibilidad del campo solar y la necesidad de bombeo.

En primer lugar, se valorarán las necesidades de volumen de riego y la minimización de la factura de la luz, optimizando el sistema para maximizar el uso de energía fotovoltaica. También se considerarán las condiciones actuales de la instalación de bombeo existente, la capacidad de almacenamiento de la balsa, el terreno y la ubicación de la instalación. Además, se tendrá en cuenta la opción de monitorización y control remoto el sistema.

Se va a realizar el dimensionado de la instalación calculando la cantidad de paneles necesarios para cubrir el 100% de la demanda. También se va a calcular los componentes necesarios cumpliendo la normativa pertinente.

El resultado obtenido es una instalación de 216 paneles de 490Wp cada uno que, junto con un variador solar de 75 kW, producirán alrededor de 62MWh anuales durante, al menos, 30 años, cubriendo totalmente las necesidades de riego de 115.172 m³/anuales.

Por último, se ha realizado un análisis económico del proyecto, durante toda su vida útil. Los resultados obtenidos para una inversión inicial de 90.362,15€ y considerando costes de operación y mantenimiento han sido de un VAN de 7.894,75€ y una TIR del 6,896%, consiguiendo una tasa de retorno de 12 años.

Las herramientas utilizadas serán: un software de simulación fotovoltaica, PVSYST, herramientas de análisis del lugar de instalación (Google Earth o similares), software de diseño CAD y herramientas de gestión de proyectos.

Palabras clave: renovables, solar fotovoltaica, bombeo, hidráulica, variador de frecuencia

RESUM

El projecte consisteix a dissenyar una instal·lació fotovoltaica per a alimentar un sistema de reg amb bombeig a bassa de l'empresa Bardomus, ubicada a Alcalà de Xivert, Castelló. La instal·lació, amb una potència de 105,84 kWp, funcionarà amb un variador solar capaç d'alimentar la bomba només amb energia fotovoltaica, amb la xarxa elèctrica o de forma híbrida en funció de la disponibilitat del camp solar i la necessitat de bombeig.

En primer lloc, es valoraran les necessitats de volum de reg i la minimització de la factura de la llum, optimitzant el sistema per a maximitzar l'ús d'energia fotovoltaica. També es consideraran les condicions actuals de la instal·lació de bombeig existent, la capacitat d'emmagatzematge de la bassa, el terreny i la ubicació de la instal·lació. A més, es tindrà en compte l'opció de monitoratge i control remot del sistema.

Es realitzarà el dimensionament de la instal·lació calculant la quantitat de panells necessaris per a cobrir el 100% de la demanda. També es calcularan els components necessaris complint amb la normativa pertinent.

El resultat obtingut és una instal·lació de 216 panells de 490Wp cadascun que, juntament amb un variador solar de 75 kW, produiran al voltant de 62MWh anuals durant, almenys, 30 anys, cobrint totalment les necessitats de reg de 115.172 m³/anuals.

Finalment, s'ha realitzat una anàlisi econòmica del projecte durant tota la seua vida útil. Els resultats obtinguts per a una inversió inicial de 90.362,15€ i considerant costos d'operació i manteniment han sigut d'un VAN de 7.894,75€ i una TIR del 6,896%, aconseguint una taxa de retorn de 12 anys.

Les eines utilitzades seran: un software de simulació fotovoltaica, PVSYST, eines d'anàlisi del lloc d'instal·lació (Google Earth o similars), software de disseny CAD i eines de gestió de projectes.

Paraules clau: renovables, solar fotovoltaica, bombeig, hidràulica, variador de freqüència.

ABSTRACT

The project involves designing a photovoltaic installation to power an irrigation system with pump-based water storage for the company Bardomus, located in Alcalá de Chivert, Castellón. The installation, with a capacity of 105.84 kWp, will operate with a solar drive capable of powering the pump using only photovoltaic energy, the electrical grid, or a hybrid mode depending on the availability of solar energy and the pumping needs.

First, the irrigation volume requirements and the minimization of the electricity bill will be assessed, optimizing the system to maximize the use of photovoltaic energy. The current conditions of the existing pumping installation, the storage capacity of the reservoir, the terrain, and the location of the installation will also be considered. Additionally, the option for remote monitoring and control of the system will be taken into account.

The sizing of the installation will be carried out by calculating the number of panels needed to cover 100% of the demand. The necessary components will also be calculated in compliance with the relevant regulations.

The result obtained is an installation of 216 panels, each with 490Wp, which, together with a 75 kW solar drive, will produce around 62.2MWh annually for at least 30 years, fully covering the irrigation needs of 115,172 m³/year.

Finally, an economic analysis of the project has been conducted over its entire useful life. The results obtained for an initial investment of €90,362.15 and considering operation and maintenance costs yielded an NPV of €7,894.75 and an IRR of 6.896%, achieving a payback period of 12 years.

The tools used will include photovoltaic simulation software, PVSYST, site analysis tools (Google Earth or similar), CAD design software, and project management tools.

Keywords: renewables, solar photovoltaic, pumping, hydraulics, frequency inverter.

ÍNDICE GENERAL DE DOCUMENTOS

I. MEMORIA

II. PLANOS

III. PRESUPUESTO

IV. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

V. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

RESUMEN EJECUTIVO

CONCEPTO	¿Cumple? (S/N)	¿Dónde? (páginas)
1. IDENTIFICAR		
1.1 Planteamiento del problema y oportunidad	SÍ	1-2
1.2 Restricciones (normas, códigos, necesidades, requisitos y especificaciones)	SÍ	4, 7-13
1.3. Establecimiento de objetivos	SÍ	1
2. FORMULAR		
2.1. Generación de soluciones creativas (análisis)	SÍ	16-17
2.2. Evaluación de múltiples soluciones y toma de decisiones (síntesis)	SÍ	16-23
3. RESOLVER		
3.1. Cumplimiento de objetivos	SÍ	55
3.2. Impacto global y alcance (contribuciones y recomendaciones prácticas)	SÍ	55

I. MEMORIA

ÍNDICE MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. OBJETO DEL PROYECTO	1
1.2. CONTEXTO	1
1.3. JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN	1
1.4. ALCANCE	2
1.5. ODS	2
1.6. NORMATIVA APLICADA	4
2. HERRAMIENTAS UTILIZADAS	5
3. EMPLAZAMIENTO	6
3.1. UBICACIÓN	6
3.2. DESCRIPCIÓN DEL TERRENO	7
4. ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN EXISTENTE Y SUS NECESIDADES	7
4.1. INSTALACIÓN DE BOMBEO ACTUAL	8
4.2. DEFICIENCIAS Y NECESIDADES DE LA INSTALACIÓN	9
5. DEMANDA DE ENERGÍA	10
5.1. DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA	10
5.2. CONSUMOS TRIMESTRALES	11
5.3. CONSUMO DE AGUA	13
6. RECURSO ENERGÉTICO	14
6.1. RECURSO SOLAR	14
6.1.1. CLIMA	14
6.1.2. IRRADIACIÓN	15
7. ESCENARIOS A ANALIZAR	16
8. SELECCIÓN DE COMPONENTES	18
8.1. ESTRUCTURA SOLAR	18
8.2. PANELES SOLARES	19
8.3. VARIADOR SOLAR	21
8.4. FILTRO DE ARMÓNICOS	22
8.5. CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN	23
8.5.1. TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA	23
8.5.2. TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA	25
8.6. PROTECCIONES	25
8.6.1. TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA	25

8.6.2. TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA	26
8.7. PUESTA A TIERRA	26
9. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	28
9.1. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	28
9.2. CÁLCULO DE SOMBRAS	34
9.3. CÁLCULO DE RESISTENCIA AL VIENTO	34
9.4. SELECCIÓN DE LOS CONDUCTORES (AC Y DC)	35
9.4.1. CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN	36
9.4.2. CRITERIO TÉRMICO	37
9.5. SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES	40
9.5.1. PROTECCIONES DC	40
9.5.2. PROTECCIONES AC	41
9.6. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA	42
10. ANÁLISIS ENERGÉTICO EN PVSYS	44
10.1. SIMULACIÓN EN PVSYS	44
10.2. EMISIONES CO2	48
11. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	48
11.1. COSTE DE LA ENERGÍA	48
11.2. INVERSIÓN INICIAL	49
11.3. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	49
11.4. RENTABILIDAD ECONÓMICA	49
12. DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	52
12.1. PREPARACIÓN	52
12.2. DESCONEXIÓN DE LA INSTALACIÓN	53
12.3. DESMONTAJE DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	53
12.4. RETIRO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE	53
12.5. RETIRO DE LA CANALIZACIÓN ENTERRADA	54
12.6. GESTIÓN DE RESIDUOS	54
12.7. RESTAURACIÓN DEL TERRENO	54
13. CONCLUSIONES	55
14. BIBLIOGRAFÍA	56

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Ubicación del proyecto	6
Ilustración 2 - Emplazamiento de la instalación	7
Ilustración 3 - Plano de la instalación eléctrica existente.....	8
Ilustración 4 – Bomba Grundfos SP 125-8AA (GRUNDFOS, s.f.)	9
Ilustración 5 – Gráfico del consumo anual	10
Ilustración 6 - Gráfico de la distribución de consumos	11
Ilustración 7 - Gráfico del consumo de la bomba en invierno.....	11
Ilustración 8 - Gráfico del consumo de la bomba en primavera.....	12
Ilustración 9 - Gráfico del consumo de la bomba en verano.....	12
Ilustración 10 - Gráfico del consumo de la bomba en otoño	12
Ilustración 11 – Curva QH de la bomba	13
Ilustración 12 - Curva I-V tipo (JA Solar, s.f.)	14
Ilustración 13 - Solorbloc HS-18 (Pretensados Duran, s.f.)	19
Ilustración 14 – Módulo JinkoSolar JKM490N-60HL4-V (Jinko Solar, s.f.).....	20
Ilustración 15 - Variador Vector VD-00750-6 (VectorEnergy, s.f.).....	22
Ilustración 16 - Filtros senoidales para la salida del variador (VectorEnergy, s.f.).....	23
Ilustración 17 - Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2002).....	27
Ilustración 18 - Gráfica QP de la bomba para 137mca	29
Ilustración 19 - Selección de archivos meteo en PVSYST	30
Ilustración 20 - Definición de orientaciones en PVSYST	30
Ilustración 21 - Características pozo y balsa en PVSYST	31
Ilustración 22 – Distribución diaria de la energía en el mes de agosto	31
Ilustración 23 - Energía producida diariamente durante el mes de agosto	32
Ilustración 24 – Distribución diaria de la energía en todo el año.....	32
Ilustración 25 - Energía producida diariamente durante todo el año	33
Ilustración 26 - Proyección de sombras.....	34
Ilustración 27 - Esquema de fuerzas originadas por la acción del viento.....	34
Ilustración 28 - 3D instalación fotovoltaica en PVSYST	44
Ilustración 29 - Perfil de necesidades de agua mensuales en PVSYST	45
Ilustración 30 - Pérdidas por envejecimiento en PVSYST	45
Ilustración 31 - Distribución diaria de la energía a los 30 años con consumo actual.....	47
Ilustración 32 - Distribución diaria de la energía a los 30 años con consumo máximo en agosto	47

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Relación con los ODS.....	2
Tabla 2 – Consumo de agua de un ciclo de riego	13
Tabla 3 - Irradiación disponible en función de la inclinación y el mes del año	15
Tabla 4 - Opciones de estructura	18
Tabla 5 - Opciones de módulo	20
Tabla 6 - Distribución módulos y potencia pico.....	21
Tabla 7 - Opciones de variador	21
Tabla 8 - Catálogo de filtros de armónicos en función de la corriente (VectorEnergy, s.f.)	23
Tabla 9 - Cableado DC.....	24
Tabla 10 - Tabla 9 de la ITC-BT-21 diámetros exteriores mínimos para tubos enterrados en función de los conductores (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2002)	24
Tabla 11 - Cableado AC.....	25
Tabla 12 - Protecciones DC	26
Tabla 13 - Protecciones AC	26
Tabla 14 - Conductores de protección seleccionados	27
Tabla 15 - Distribución módulos y potencia pico.....	33
Tabla 16 - Distribución de pesos para una mesa de módulos	35
Tabla 17 - Caídas de tensión DC.....	36
Tabla 18 - Caídas de tensión AC.....	37
Tabla 19 - Tabla B.52.1 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 método D (AENOR, 2022)	37
Tabla 20 - Tabla B.52.1 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 método F (AENOR, 2022)	38
Tabla 21 - Tabla B.52.5 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 (AENOR, 2022)	38
Tabla 22 - Tabla B.52.12 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 (AENOR, 2022)	39
Tabla 23 – Cálculos criterio térmico	39
Tabla 24 - Valores I_f para fusibles.....	41
Tabla 25 - Protecciones DC	41
Tabla 26 - Método UNESA para hilera de picas de 2m de longitud y cable de cobre desnudo de 50mm ² enterrado a 0,50m (UNESA, s.f.)	43
Tabla 27 - Tabla 2 de la ITC-BT-18 para la relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2002)	43
Tabla 28 - Conductores de protección seleccionado.....	44
Tabla 29 - Análisis energético 30 años.....	46
Tabla 30 - Emisiones CO ₂	48
Tabla 31 - Tarifa contratada por periodos	48
Tabla 32 - Coste de la energía consumida en bombeo.....	48
Tabla 33 – Previsión del precio de la energía en P6 en 10 años.....	49
Tabla 34 - Flujo de caja a 30 años.....	51
Tabla 35 - Indicadores económicos	52
Tabla 36 - Resumen final del proyecto	55

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETO DEL PROYECTO

El presente documento trata el diseño y los cálculos de una instalación fotovoltaica para suministrar energía a un sistema de bombeo a balsa en el municipio de Alcalá de Chivert. El agua bombeada se utilizará para el riego de olivos distribuidos por toda la finca.

La instalación fotovoltaica busca reducir el consumo eléctrico actual y obtener energía de una fuente renovable, demostrando el compromiso de la empresa con el medioambiente. Esta inversión también supondrá un ahorro considerable en la factura de la luz, lo cual permitirá que una empresa dedicada al campo, con altos costes en electricidad que amenazan su viabilidad, pueda mantenerse.

Este proyecto corresponde al Trabajo Final de Grado del Grado de Tecnologías Industriales en la UPV. Tiene el objetivo de reflejar los conocimientos adquiridos en diferentes áreas durante el grado, aplicándolos a un proyecto real y de interés actual.

1.2. CONTEXTO

La creciente preocupación por el cambio climático y la degradación ambiental ha impulsado la adopción de fuentes de energía renovable en todo el mundo. La energía fotovoltaica se presenta como una solución sostenible para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir la dependencia de combustibles fósiles. En el ámbito rural, la implementación de instalaciones fotovoltaicas para el bombeo de agua de riego supone una alternativa viable y respetuosa con el medio ambiente.

A nivel nacional, se han adoptado diversas políticas y estrategias para fomentar el uso de energías renovables, en línea con los objetivos europeos. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2021) busca alcanzar un 42% de energía renovable sobre el uso final de la energía y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 23% respecto a 1990 para 2030. A nivel europeo, el Pacto Verde Europeo (Comisión Europea, 2019) y la Directiva de Energías Renovables (RED III) tienen como objetivo lograr una Europa climáticamente neutra para 2050, promoviendo el uso de energías limpias y sostenibles en todos los sectores.

El precio de la electricidad en España ha tenido una alta volatilidad en los últimos años, influenciado por la geopolítica internacional y la dependencia al gas. Esta variabilidad genera incertidumbre para los consumidores, especialmente para los sectores con alto consumo energético como la agricultura, donde el coste de la electricidad puede representar una parte significativa de los gastos operativos. La adopción de soluciones de energía renovable, como la instalación de sistemas fotovoltaicos, puede aliviar parte de esta carga económica al reducir la dependencia de la red eléctrica y estabilizar los costos energéticos.

1.3. JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN

En vista del aumento en la factura de la luz y las necesidades hídricas de la finca de olivos, se decide proyectar una instalación fotovoltaica para la alimentación del sistema de bombeo actual con la intención de que funcione la mayor cantidad de tiempo posible exclusivamente con energía solar.

Además, se pretende ampliar los compromisos de la empresa Bardomus con el medioambiente desarrollando su actividad de forma más limpia.

1.4. ALCANCE

El alcance del siguiente proyecto se centra en el diseño y cálculo eléctrico de una instalación de bombeo solar destinada a alimentar una bomba de 75 kW. Este diseño incluye el cálculo preciso y la selección de los componentes necesarios para la instalación, tales como el cableado, las placas solares, el variador solar, las conexiones y la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos. Además, se llevará a cabo la planificación de un nuevo cuadro eléctrico y la canalización requerida para la correcta operación del sistema. También, el proyecto abarca un estudio económico exhaustivo de la instalación fotovoltaica, evaluando su rentabilidad y viabilidad a largo plazo, y considerando los costos iniciales, los ahorros en energía y los posibles beneficios financieros derivados de la implementación de esta tecnología.

No forma parte del alcance de este trabajo el análisis de la instalación eléctrica existente que no tiene relación directa con la bomba de agua ni la línea de acometida. El estudio se limitará exclusivamente a los componentes y sistemas necesarios para la nueva instalación fotovoltaica y su conexión con la bomba de agua, excluyendo cualquier revisión o modificación de las infraestructuras eléctricas preexistentes en el sitio que no estén directamente vinculadas con el proyecto de bombeo solar.

1.5. ODS

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, adoptada por todos los Estados Miembros de la ONU en 2015, ofrece un plan común para la paz y la prosperidad global. En su núcleo están los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), una llamada urgente a la acción mundial. Este proyecto se alinea claramente con varios de estos objetivos:

Objetivos de Desarrollo Sostenibles	Alto	Medio	Bajo	No procede
ODS 1. Fin de la pobreza.			X	
ODS 2. Hambre cero.				X
ODS 3. Salud y bienestar.				X
ODS 4. Educación de calidad				X
ODS 5. Igualdad de género.				X
ODS 6. Agua limpia y saneamiento.	X			
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.	X			
ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.		X		
ODS 9. Industria, Innovación e infraestructuras.	X			
ODS 10. Reducción de las desigualdades.				X
ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.		X		
ODS 12. Producción y consumo responsables.				X
ODS 13. Acción por el clima.	X			
ODS 14. Vida submarina.				X
ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres.				X
ODS 16. Paz, justicia e instituciones sólidas.				X
ODS 17. Alianzas para lograr objetivos.				X

Tabla 1 - Relación con los ODS

- **ODS 1. Fin de la pobreza.** (Naciones Unidas, 2015)

Meta 1.3: Garantizar que todos los hombres y mujeres, en particular los pobres y los vulnerables, tengan los mismos derechos a los recursos económicos, así como acceso a los servicios básicos, la propiedad y el control de la tierra, otras formas de propiedad, herencia, recursos naturales, nuevas tecnologías y servicios financieros, incluidas las microfinanzas.

La disminución de los costes de producción en el sector agrícola contribuye a la viabilidad y sostenibilidad de esta actividad, proporcionando empleo a menudo a comunidades rurales y a personas con recursos limitados.

- **ODS 6. Agua limpia y saneamiento.** (Naciones Unidas, 2015)

Meta 6.1: Lograr el acceso universal y equitativo al agua potable a un precio asequible para todos.

Meta 6.4: Aumentar considerablemente el uso eficiente de los recursos hídricos en todos los sectores y asegurar la sostenibilidad de la extracción y el abastecimiento de agua dulce para hacer frente a la escasez de agua y reducir considerablemente el número de personas que sufren falta de agua.

La instalación de bombeo solar contribuye significativamente a mejorar el acceso al agua limpia, aumentando la eficiencia del sistema, reduciendo la dependencia de fuentes de energía no renovables.

- **ODS 7. Energía asequible y no contaminante.** (Naciones Unidas, 2015)

Meta 7.1: Garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.

Meta 7.2: Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.

La utilización de energía solar para el bombeo de agua es una aplicación directa de fuentes de energía renovable, lo cual no solo reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también ofrece una solución energética asequible y sostenible.

- **ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.** (Naciones Unidas, 2015)

Meta 8.2: Lograr niveles más elevados de productividad económica mediante la diversificación, la modernización tecnológica y la innovación, entre otras cosas centrándose en los sectores con gran valor añadido y un uso intensivo de la mano de obra.

El proyecto de bombeo solar impulsa el crecimiento económico local al mejorar la productividad agrícola y reducir costos energéticos. Esto permite a las comunidades rurales aumentar sus ingresos, reinvertir en otros sectores y fomentar el desarrollo de pequeños negocios y emprendimientos locales.

- **ODS 9. Industria, Innovación e infraestructuras.** (Naciones Unidas, 2015)

Meta 9.4: Modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales, y logrando que todos los países tomen medidas de acuerdo con sus capacidades respectivas.

La adopción de tecnologías de bombeo solar en infraestructuras rurales promueve la innovación y el uso de tecnologías limpias, mejorando la sostenibilidad de las industrias locales.

- **ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.** (Naciones Unidas, 2015)

Meta 11.6: Reducir el impacto ambiental negativo per cápita de las ciudades, incluso prestando especial atención a la calidad del aire y la gestión de los desechos municipales y de otro tipo.

El acceso a agua y energía limpia mediante bombeo solar contribuye a la sostenibilidad de comunidades rurales, mejorando la infraestructura, reduciendo la dependencia de recursos no renovables y promoviendo un desarrollo más equilibrado y resiliente.

- **ODS 13. Acción por el clima.** (Naciones Unidas, 2015)

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

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

La implementación de sistemas de bombeo solar reduce la dependencia de combustibles fósiles, disminuyendo así las emisiones de CO₂. Además, al ser una solución descentralizada, es más resiliente frente a los desastres naturales y las variabilidades climáticas, contribuyendo a una mayor adaptabilidad de las comunidades rurales.

1.6. NORMATIVA APLICADA

- Reglamento Electrotécnico de Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión (REBT), Real Decreto 842/2002 del 2 de agosto de 2002, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC).
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, del 18 de noviembre de 2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales. Reglamento de Seguridad e Higiene en el trabajo (L31/95).
- UNE-EN 61800-3 Sistemas de accionamiento eléctrico ajustable. Parte 3: Requisitos de compatibilidad electromagnética y métodos de ensayo específicos
- UNE-HD 60364-5-52:2022 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección y montaje de equipos eléctricos. Instalaciones de cables y conductores
- Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.

2. HERRAMIENTAS UTILIZADAS

Durante el diseño y desarrollo del proyecto de instalación de bombeo solar, se han utilizado diversas herramientas y programas que han facilitado la obtención de datos, la realización de cálculos, la simulación del rendimiento del sistema, la elaboración de planos y la redacción del documento final. A continuación, se detallan las herramientas empleadas y su propósito específico:

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)

PVGIS es una herramienta en línea que proporciona datos de radiación solar y rendimiento de sistemas fotovoltaicos basados en la localización geográfica. Ha sido utilizada para:

- Obtener datos climáticos precisos de la ubicación de la instalación.
- Estimar la producción de energía solar.
- Analizar el potencial solar y las variaciones estacionales de la radiación solar.

PVSYST

PVSYST es un software especializado en la simulación y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. Sus funcionalidades han permitido:

- Realizar simulaciones detalladas del rendimiento del sistema de bombeo solar.
- Evaluar diferentes configuraciones y componentes del sistema.
- Analizar la eficiencia y la viabilidad del proyecto bajo diferentes condiciones climáticas.

Microsoft Excel

Excel es una herramienta de hoja de cálculo que se ha utilizado para:

- Realizar cálculos necesarios para dimensionar el sistema de bombeo.
- Analizar datos obtenidos de simulaciones y mediciones.
- Crear gráficos y tablas que faciliten la comprensión de los resultados.

Arquímedes

Arquímedes es un software de presupuestos utilizado en el ámbito de la construcción y la ingeniería. En este proyecto, ha sido esencial para:

- Elaborar el presupuesto detallado de la instalación de bombeo solar.
- Gestionar los costes de materiales, mano de obra y otros recursos necesarios.
- Generar informes económicos que justifiquen la inversión requerida.

AutoCAD

AutoCAD es un software de diseño asistido por computadora que ha sido utilizado para:

- Realizar los planos detallados de la instalación.

- Diseñar el layout del sistema de bombeo solar.
- Crear esquemas eléctricos y mecánicos que forman parte de la documentación técnica del proyecto.

Microsoft Word

Word es una herramienta de procesamiento de textos que ha servido para:

- La redacción del Trabajo de Fin de Grado.
- La estructuración y edición de los distintos capítulos y secciones del documento.
- La inclusión de gráficos, tablas y referencias bibliográficas de manera ordenada y profesional.

3. EMPLAZAMIENTO

3.1. UBICACIÓN

La localización del proyecto a desarrollar es en el municipio de Alcalá de Chivert, de la provincia de Castellón, en una parcela propiedad de la empresa Bardomus SL ubicada en la Partida Tomassal.



Ilustración 1 - Ubicación del proyecto

La instalación fotovoltaica estará emplazada en la parcela de referencia catastral 12004A020000520000UF, que cuenta con una superficie de 542.013 m² de suelo rústico, destinada a la plantación de olivo.

3.2. DESCRIPCIÓN DEL TERRENO

En la parte de más al norte de la parcela, a una altitud de 117 m sobre el nivel del mar está ubicado el pozo y la balsa donde se almacena el agua bombeada y a su lado hay un terreno, separado del resto por un camino, de 4.730 m² disponibles para la instalación de los módulos.



Ilustración 2 - Emplazamiento de la instalación

Las coordenadas UTM del centro del terreno son:

X: 263175

Y: 4459457

HUSO 31 T (ETRS89)

Actualmente el terreno se encuentra con maleza ya que es una zona que hace tiempo que no se destina al cultivo de olivos, por lo que haría falta limpiarla y preparar el suelo allanándolo y compactándolo, dependiendo del tipo de estructura que se escoja finalmente. Existe un camino de acceso desde la carretera, cruzando la parcela hasta esta zona y pueden pasar camiones.

Al tratarse de un terreno agrario y estar en la parte más alta de la parcela, no hay obstáculos que provoquen sombras, salvo la balsa. Esta, con una altura de 7 metros, se encuentra al oeste de la instalación fotovoltaica, por lo que podría proyectar sombras sobre los módulos más cercanos a última hora de la tarde.

4. ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN EXISTENTE Y SUS NECESIDADES

En este apartado se proporciona una evaluación detallada de la situación actual de la instalación de bombeo, identificando sus características técnicas, desempeño, estado de conservación y problemas operativos. Esta evaluación servirá como base para planificar un proyecto de mejora que optimice su eficiencia, reduzca costos y minimice su impacto ambiental.

4.1. INSTALACIÓN DE BOMBEO ACTUAL

La instalación eléctrica se encuentra en el edificio de oficinas situado a 700m del pozo. Del cuadro general sale una línea a 690V que va hasta la entrada del pozo. Esta línea está compuesta por una manguera multipolar de tres cables de 95 mm², con recubrimiento XLPE. A la entrada del pozo, mediante un embarrado dentro de una caja, se pasa a una línea de tres cables de 35 mm² de cobre y recubrimiento EPR que baja hasta la bomba.



Ilustración 3 - Plano de la instalación eléctrica existente

El C.G.B.T. opera a 400Vac, pero para que la línea y la bomba funcionen a 690Vca, hay un transformador elevador de tensión al inicio de esta. Este transformador tiene una capacidad de 75kVA, aunque opera a más de 80kVA debido a las pérdidas tanto en el propio transformador como en la línea.

El sistema de arranque se realiza mediante un contactor, que es controlado por un reloj programable de forma remota, además de recibir señales de una boya situada en la balsa a través de un telemando. La bomba instalada es una Grundfos SP 125-8AA, equipada con un motor trifásico MMS8000 de 75 kW que opera a una tensión de 690 Vca. La bomba está sumergida a una profundidad de 150 metros, con un nivel estático del agua a 110 metros y un nivel dinámico que desciende hasta 125 metros durante la operación de bombeo.



Ilustración 4 – Bomba Grundfos SP 125-8AA (GRUNDFOS, s.f.)

La balsa que almacena el agua bombeada tiene unas dimensiones de 20,4 x 20,4 x 5 metros, lo que le otorga una capacidad total de 2.080,8 m³. Sin embargo, la capacidad útil es menor debido a que se debe dejar un mínimo de 50 cm de agua en el fondo para evitar que entre aire en la tubería de riego, y 40 cm de espacio libre en la parte superior para prevenir el desbordamiento en caso de sobrellenado. Como resultado, la capacidad útil de la balsa es de 1.706 m³. La balsa está completamente cubierta para evitar la evaporación del agua, y la tubería que conecta con el pozo se encuentra en la parte superior.

4.2. DEFICIENCIAS Y NECESIDADES DE LA INSTALACIÓN

La instalación existente muestra una serie de debilidades que hacen que sea menos eficiente. Además, se plantean diferentes necesidades o requerimientos a cumplir con la nueva instalación.

Por un lado, el método de arranque por contactor provoca unas intensidades de arranque hasta 8 veces la intensidad nominal, lo que supone una gran cantidad de pérdidas en el arranque y unos picos de corriente muy elevados que afectan a todos los componentes.

La longitud de la línea que conecta el C.G.B.T. con el pozo es tan extensa que genera pérdidas significativas, aproximadamente del 12,50% durante el funcionamiento nominal, las cuales aumentan durante el arranque. Estas pérdidas representan un coste constante cada vez que la bomba se pone en marcha. Además, se producen pérdidas adicionales de alrededor del 4% debido a la sobrecarga a la que se somete el transformador.

El sistema recibe una señal de una boya instalada en la balsa que indica cuando se ha alcanzado el nivel de llenado, permitiendo detener el bombeo automáticamente, y se comunica a través de un telemando. Sin embargo, se ha identificado un problema, la batería del telemando tiene una duración limitada, lo que provoca que la señal se pierda durante la noche, que es cuando se realiza el bombeo, lo que puede ocasionar un desbordamiento de la balsa. Esto obliga a supervisar manualmente las horas de bombeo para evitar el desperdicio de agua y energía.

Para el nuevo sistema es necesario modificar el método de arranque por uno más eficiente y que no tenga unos picos de corriente que puedan comprometer la instalación. La nueva instalación debe mantenerse conectada a la red aprovechando la línea existente para que, si se requiere, se pueda poner en funcionamiento independientemente de la situación del campo solar. Por otro lado, debe poder controlarse remotamente y tener un sistema de monitorización desde el que se pueda ver el estado completo de la instalación. También debe pararse automáticamente si la balsa se llena para evitar desbordamientos.

5. DEMANDA DE ENERGÍA

5.1. DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA

Para el análisis de la demanda energética de Bardomus se han descargado los datos de consumo del año 2022 de la distribuidora. Se han escogido los del año 2022 ya que, en 2023, por trabajos de mantenimiento en la bomba y las tuberías, la instalación estuvo parada más de un mes por lo que esos datos no serían representativos para realizar el análisis de la demanda.

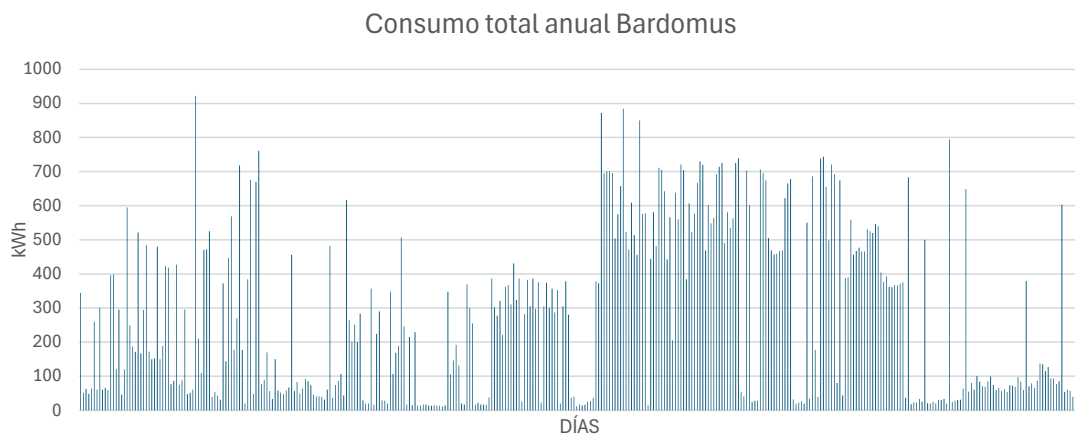


Ilustración 5 – Gráfico del consumo anual

El consumo total es de 98.794 kWh en todo el año 2022, pero esto representa la suma del consumo de la bomba y de las oficinas, ya que es una única factura de suministro. Para realizar un análisis detallado de la instalación y valorar las diferentes soluciones a instalar, cuantificamos la distribución del consumo.

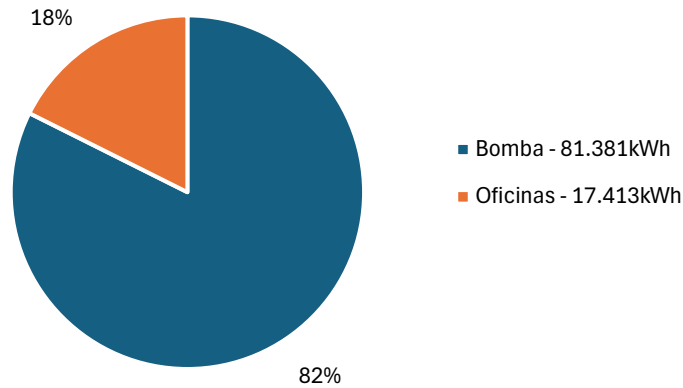


Ilustración 6 - Gráfico de la distribución de consumos

En este caso se observa que las oficinas consumen un 18% a la energía total de la factura, correspondiente a los ordenadores que tienen e iluminación. El 82% restante está asociado al consumo de la bomba.

5.2. CONSUMOS TRIMESTRALES

Al tratarse de una instalación de riego, el consumo no es uniforme durante todo el año. En los meses en que es más calor, el consumo será mayor, mientras que, en los meses de temperaturas más bajas y lluvia, el consumo será menor. Por eso, realizamos el análisis de los consumos por estaciones, lo cual nos sirve para ver la cantidad de veces que se activa la bomba según la época del año.

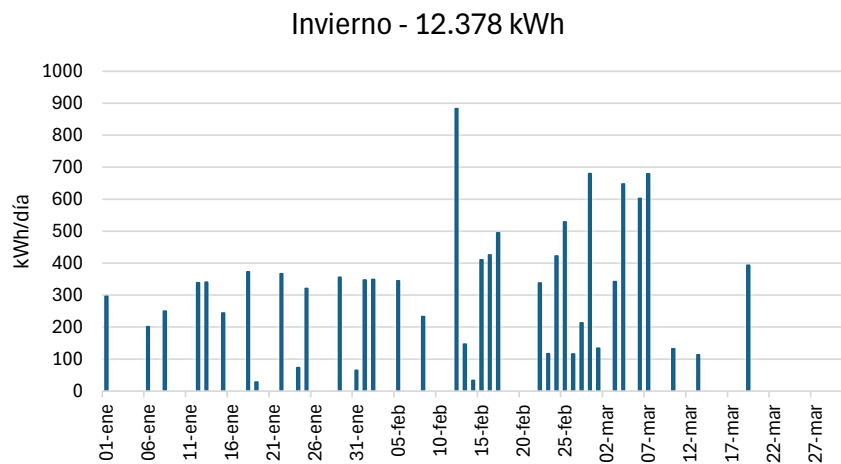


Ilustración 7 - Gráfico del consumo de la bomba en invierno

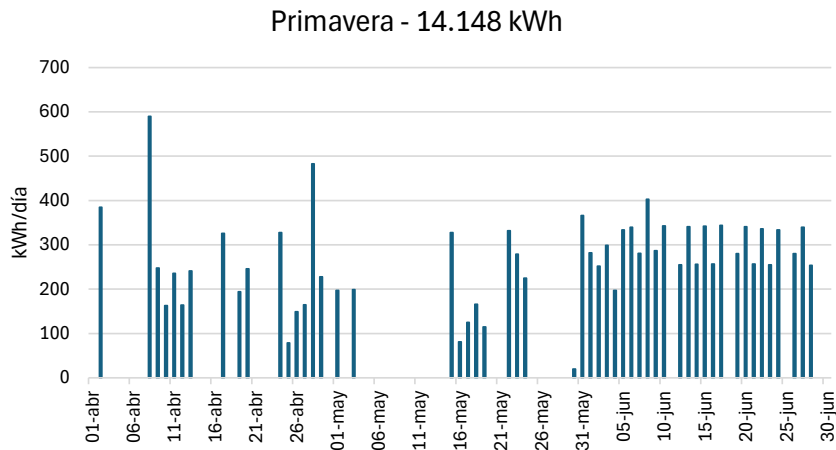


Ilustración 8 - Gráfico del consumo de la bomba en primavera

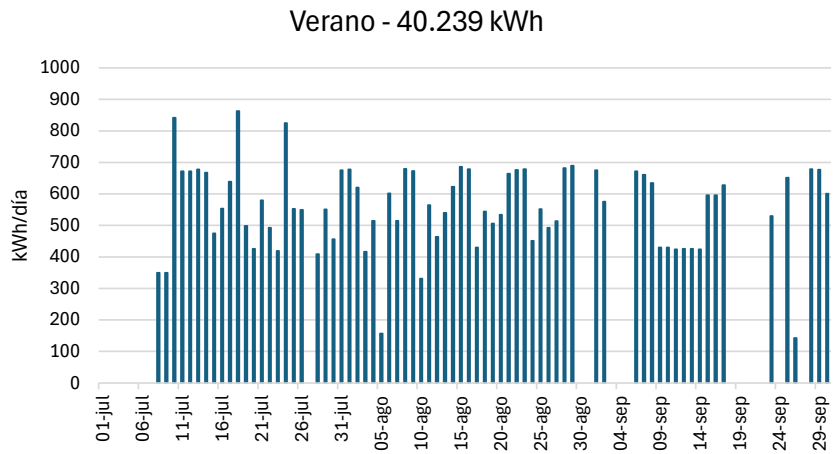


Ilustración 9 - Gráfico del consumo de la bomba en verano

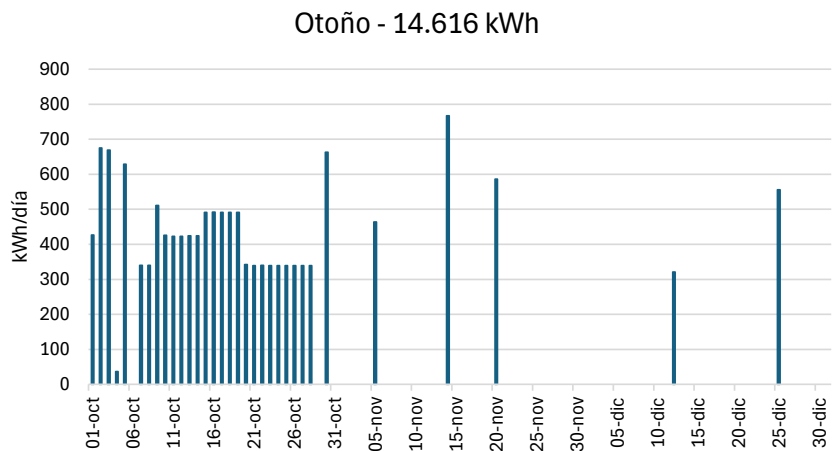


Ilustración 10 - Gráfico del consumo de la bomba en otoño

5.3. CONSUMO DE AGUA

Un aspecto a tener en cuenta, al tratarse de una instalación destinada a bombear agua, es la cantidad de agua necesaria para regar. En los meses de verano la demanda de agua es más alta ya que se necesita regar casi todos los días y, según los datos ofrecidos por Bardomus, el ciclo de riego que tienen programado para un día es el siguiente:

CONSUMO DE AGUA DE UN DÍA				
HORA	SECTOR	NOMBRE	TIEMPO	VOLUMEN (m ³)
2:00	1	SECTOR 1	2:00:00	109,7
6:10	2	SECTOR 2	2:00:01	66,4
8:10	3	SECTOR 3	2:00:01	92,1
10:10	4	SECTOR 4	2:00:01	67,45
12:40	5	BORRIOL	2:30:01	123,05
15:20	6	AUTOPISTA	2:30:01	179,5
17:20	7	CORTAVIENTOS	2:00:01	147,85
19:20	8	CATALAN I MALFAINER	2:00:00	79,85
				865,90

Tabla 2 – Consumo de agua de un ciclo de riego

Con la instalación actual, podemos determinar el número de horas de funcionamiento necesarias de la bomba para suministrar el agua de un ciclo, utilizando las curvas características.

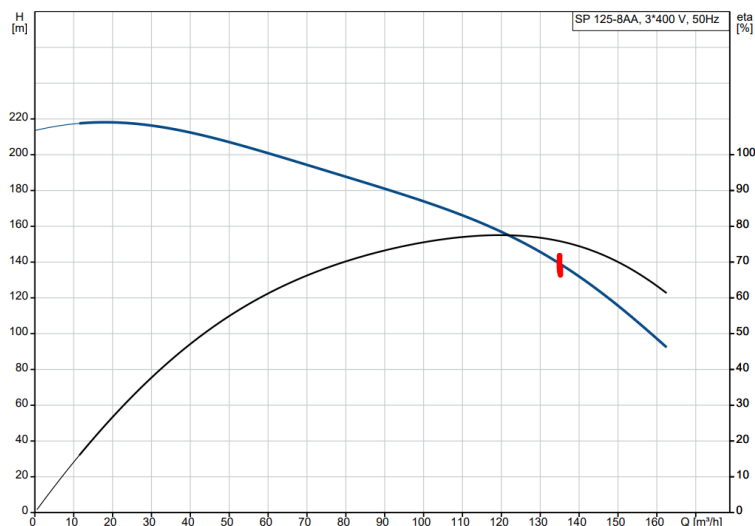


Ilustración 11 – Curva QH de la bomba

El punto de funcionamiento al que trabaja la bomba es con un caudal de 135 m³/h y una altura de 137 mca, con un rendimiento del 74%. Con esto podemos obtener la potencia necesaria:

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 137 \cdot \frac{135}{3600}}{0.74} \approx 68,107 \text{ kW}$$

Sabiendo que necesitamos cargar los 865,90 m³ hace falta que la bomba esté funcionando durante 6,41 horas, por lo tanto:

$$E_{\text{ciclo de riego}} = 68,107 \cdot 6,41 = 436,57 \text{ kWh}$$

6. RECURSO ENERGÉTICO

6.1. RECURSO SOLAR

6.1.1. CLIMA

El clima tiene un fuerte impacto en el funcionamiento de los paneles solares. Factores como la temperatura, humedad, lluvias o nubes afectan directamente a la producción de energía. Para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica se debe analizar el clima de Alcalá de Chivert, el cual es mediterráneo típico y se caracteriza por tener veranos secos y calurosos e inviernos lluviosos y temperaturas frías. El otoño y la primavera muestran una notable variación en cuanto a lluvia y temperatura. (Briceño V., 2019)

Para analizar las temperaturas máximas y mínimas que se han dado en la ubicación donde se va a emplazar la instalación fotovoltaica utilizamos PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) el cuál, con la base de datos SARA2 que contiene datos almacenados de 2005 a 2020, nos da un modelo de temperaturas para un año. De aquí, obtenemos que la temperatura más alta de día sería de 34,82° C en agosto y la más baja de día sería 3° C en enero.

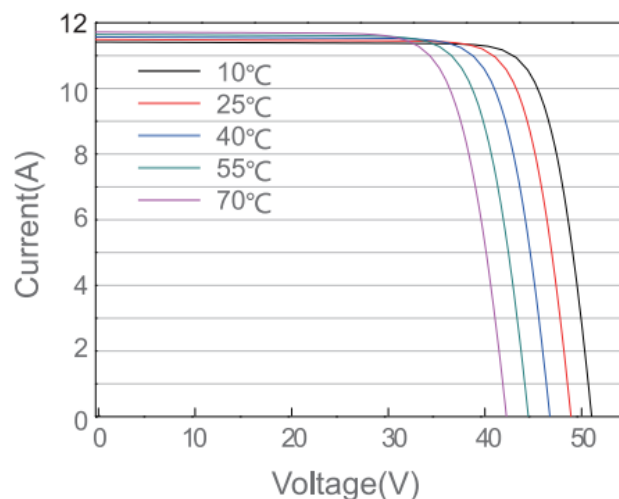


Ilustración 12 - Curva I-V tipo (JA Solar, s.f.)

Las temperaturas afectan el rendimiento de los módulos, ya que a temperaturas más altas se producen mayores pérdidas. Por lo tanto, en verano se espera que, aunque la producción sea mayor, los paneles

sean menos eficientes debido al calor, mientras que, en un día soleado de invierno con temperaturas bajas, los módulos ofrecerán un buen rendimiento.

6.1.2. IRRADIACIÓN

La irradiación solar representa la cantidad de energía solar que llega a la superficie terrestre y depende de las coordenadas y de la inclinación con la que se mida. La posición de los módulos respecto al Sol influye en cómo inciden los rayos solares sobre ellos, siendo ideal que lo hagan de forma perpendicular. Por esta razón, en los meses de verano, cuando el Sol está más alto, es óptimo un ángulo de inclinación bajo para los módulos, mientras que, en invierno con el Sol más bajo, es más eficiente un ángulo de inclinación elevado.

Para este caso, recurrimos nuevamente a PVGIS para obtener los datos de irradiación en la zona donde se instalarán las placas solares y con un azimut 0 (ángulo respecto al sur), ya que contamos con espacio suficiente y maximizamos en ese sentido la irradiación recibida. Usamos la base de datos SARA2 porque es la más precisa para Europa (Alonso, 2024). Para analizar la inclinación óptima de los módulos, comparamos los datos de irradiación (kWh/m²) para diferentes inclinaciones:

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
10º	92,83	109,84	153,14	178,77	210,59	223,83
15º	101,86	117,52	159,44	181,93	211,07	222,79
18º	106,98	121,8	162,77	183,33	210,77	221,58
20º	110,27	124,5	164,81	184,06	210,34	220,52
25º	117,98	130,72	169,21	185,15	208,42	216,99
30º	124,94	136,12	172,6	185,16	205,35	212,22
35º	131,09	140,66	174,94	184,1	201,3	26,43
38º	134,37	142,95	175,83	182,94	198,26	202,46
40º	136,38	144,3	176,21	181,95	196,01	199,58

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
10º	230	204,97	163,51	130,46	95,25	84,37	1877,56
15º	229,69	207,37	168,65	137,86	103,4	93,19	1934,77
18º	228,86	208,24	171,28	141,92	108,01	96,22	1961,76
20º	228,04	208,58	172,83	144,46	110,94	101,44	1980,79
25º	225,07	208,58	176,01	150,2	117,8	109,06	2015,19
30º	220,79	207,35	187,15	155,04	123,92	115,98	2046,62
35º	215,21	204,9	179,22	158,93	129,25	122,14	1868,17
38º	211,57	202,91	179,35	160,78	132,05	125,46	2048,93
40º	208,8	201,32	179,21	161,82	133,74	127,5	2046,82

Tabla 3 - Irradiación disponible en función de la inclinación y el mes del año

Con este análisis se determina que la inclinación óptima para maximizar la producción anual es de 38º, lo cual es coherente dada la latitud de 40,25º de la instalación. Sin embargo, considerando las necesidades hídricas descritas previamente, los meses de mayor consumo son los de verano, especialmente agosto, y es crucial garantizar la disponibilidad de la instalación en estos meses, ya que

en invierno pueden pasar días o semanas sin necesidad de riego. Por lo tanto, la instalación no debe diseñarse pensando solo en la producción anual, sino en asegurar la producción en los meses críticos.

Teniendo esto en cuenta y viendo que en septiembre hay un descenso de la irradiación mientras que el consumo de agua sigue siendo considerable, se opta por una inclinación de 25°.

7. ESCENARIOS A ANALIZAR

En base al análisis de la instalación existente, sus deficiencias y requerimientos y los factores ambientales que influyen sobre este proyecto se establecen las bases de diseño de la instalación fotovoltaica de este proyecto.

El campo de módulos se situará en el terreno destinado a ello y, existiendo espacio de sobra, estos se repartirán de forma que se disminuyan todo lo posible las pérdidas por sombras. Al lado del pozo, en una caseta de obra existente, se ubicará el cuadro eléctrico con toda la aparatada y equipos necesarios. Además, también se añadirá un autotransformador 690/230 V de 2kVa para poder alimentar las pequeñas cargas monofásicas que se necesiten.

Sistema de conversión

Para la conversión de corriente continua a alterna se puede optar por un inversor tradicional o por un variador solar. Planteamos las siguientes opciones disponibles:

- **Inversor aislado:** Dispone de uno o varios mppt a través de los cuales aprovecha la energía de corriente continua y la convierte en alterna. No está diseñado para controlar una bomba por lo que haría falta un variador para controlar los picos de arranque. Solo funcionaría cuando se active la bomba y si la potencia a la salida es suficiente para ponerla en marcha. Se debe sobredimensionar la instalación para garantizar su funcionamiento en cualquier momento del año. Los rangos de tensión de funcionamiento no están a 690Vac por lo que haría falta un transformador.
- **Inversor conectado a red:** Al igual que el anterior, dispone de uno o varios mppt y no está diseñado para control de bombas. La energía producida se podría aprovechar en el consumo de las oficinas y, si es posible, compensar excedentes. Haría falta también un transformador para elevar la tensión para que poder conectarse a la instalación existente y un variador para controlar la bomba.
- **Variador aislado:** Posee un mppt para el aprovechamiento de la fotovoltaica. Equipo diseñado para instalaciones de bombeo sin necesidad de equipos de control auxiliares. Puede operar en el rango de tensión de la bomba sin necesidad de un transformador. La energía producida solo se utilizará cuando se active la bomba por lo que los excedentes se perderán. Se necesita sobredimensionar la instalación para garantizar la producción en cualquier momento del año.
- **Variador híbrido:** Tiene las mismas características que el aislado con la diferencia de que también puede funcionar con la red o con ambas a la vez, pero aprovechando al máximo la fotovoltaica. La energía que produce solo se va a aprovechar en el funcionamiento de la bomba. Se puede dimensionar la instalación fotovoltaica con menos potencia ya que tiene

como apoyo la red y, en un caso de necesidad, se podría mantener el suministro de agua igualmente.

Teniendo en cuenta las opciones expuestas y los requisitos de esta instalación se opta por un variador híbrido, aprovechando la línea de red existente y simplificando la cantidad de equipos necesarios para hacer funcionar el sistema. De este modo, utilizando dispositivos diseñados para este uso se optimiza la instalación consiguiendo un mejor funcionamiento y eficiencia.

Sistema de almacenamiento

La instalación de bombeo una potencia asignada de 75 kW, lo que implica una demanda significativa de capacidad de almacenamiento si se optara por integrar baterías. Las baterías capaces de almacenar suficiente energía para un sistema de esta magnitud representarían una inversión elevada. Los costes asociados a las baterías de gran capacidad incluyen no solo la adquisición y la instalación, sino también el mantenimiento a lo largo de su vida útil. En consecuencia, la inversión total necesaria podría comprometer la viabilidad económica del proyecto.

Además, el espacio físico requerido para albergar un sistema de baterías de gran capacidad es considerable. Las baterías de almacenamiento de energía ocupan un volumen significativo, lo que obligaría a la construcción de una estructura adicional, como una caseta o un edificio específico para este propósito. Este requisito no solo incrementaría aún más los costes, sino que también podría representar un desafío logístico y de diseño dentro del emplazamiento del proyecto.

Por otro lado, uno de los principales beneficios de esta instalación es que se trata de un sistema de bombeo a balsa. Este tipo de sistema ya actúa como un método eficaz de almacenamiento de energía, aprovechando la balsa de agua como un almacén natural. En esencia, la energía solar generada se utiliza para bombear agua a la balsa durante los períodos de máxima irradiación solar. Posteriormente, el agua almacenada en la balsa puede ser utilizada cuando sea necesario, asegurando un suministro constante y gestionable sin la necesidad de invertir en sistemas adicionales de almacenamiento energético.

El uso de la balsa como sistema de almacenamiento tiene varias ventajas significativas:

- **Coste Eficiente:** Aprovechar la infraestructura existente de la balsa elimina la necesidad de invertir en baterías costosas y sus instalaciones asociadas.
- **Gestión de Energía:** Permite una gestión eficiente de la energía generada, almacenando el exceso durante los picos de producción solar y utilizándola cuando la demanda lo requiere.
- **Simplicidad y Fiabilidad:** La simplicidad del sistema reduce los puntos de falla potenciales y minimiza el mantenimiento requerido en comparación con un sistema de baterías.

En resumen, debido a la elevada inversión y el espacio requerido para instalar un sistema de almacenamiento con baterías en una instalación de 75 kW, se considera inviable esta opción. En su lugar, el uso del bombeo a balsa proporciona una solución de almacenamiento efectiva y económica, aprovechando la infraestructura existente y eliminando la necesidad de un sistema de almacenamiento adicional.

8. SELECCIÓN DE COMPONENTES

8.1. ESTRUCTURA SOLAR

La estructura es el soporte sobre el que se montarán los módulos, ajustándose a la inclinación deseada. Dado que es una instalación en suelo con módulos inclinados, la estructura debe ser resistente a condiciones climáticas adversas, asegurando que los módulos no sean desplazados por el viento, por lluvias fuertes o nevadas.

Para realizar la instalación, independientemente del tipo de estructura elegida, será necesario preparar mínimamente el terreno, limpiando la maleza y nivelándolo. Al comparar los distintos tipos de estructuras, se considerará lo agresivas que puedan ser con el suelo y si requieren mayor obra civil. Otros aspectos a considerar son el coste de la estructura, la facilidad de instalación y la facilidad de mantenimiento posterior de la instalación.

Los tipos de estructura fija que existen para instalaciones sobre suelo son los siguientes:

- Estructura de aluminio sobre losas de hormigón.
- Estructura hincada.
- Estructura lastrada con guía corrida.
- Estructura prefabricada de hormigón.

En esta tabla resumen se plantean las diferentes opciones con sus características:

	COSTE DE MATERIAL Y TRANSPORTE (€/Wp)	COSTES AÑADIDOS	PASILLOS DE MATENIMIENTO	POSIBILIDAD DE RETIRAR EL 100%
SOBRE LOSAS	0,067	OBRA CIVIL	SI	NO
HINCADA	0,109	EST. GEOLÓGICO HINCADORA	SI	SI
LASTRADA + GUÍA	0,047	MANO DE OBRA EXTRA	NO	SI
PREFABRICADA	0,088	NO	SI	SI

Tabla 4 - Opciones de estructura

Para el caso de esta instalación y siguiente el criterio descrito anteriormente, la estructura más adecuada y que cumple todos los requerimientos son los bloques de hormigón prefabricados de SOLARBLOC.



Ilustración 13 - Solarbloc HS-18 (Pretensados Duran, s.f.)

Esta estructura estará con una inclinación de 25° respecto de la horizontal para el mejor rendimiento de la fotovoltaica. Los bloques prefabricados Solarbloc HS-18 pesan 550kg cada uno y permiten el montaje de dos módulos en horizontal. Está fabricado con hormigón de alta resistencia y los herrajes para la sujeción de los paneles son de aluminio. Cuenta con unos tornillos niveladores para conseguir contrarrestar las irregularidades del terreno.

8.2. PANELES SOLARES

Los paneles solares son dispositivos formados por células fotovoltaicas interconectadas. Estas células pueden convertir la luz en electricidad de manera inmediata. Su funcionamiento se basa en el principio fotoeléctrico, que ocurre cuando la luz incide sobre materiales semiconductores, liberando electrones y generando así una corriente eléctrica. El semiconductor más utilizado en la actualidad es el silicio, ya que es el segundo material más abundante en la Tierra después del oxígeno y tiene la capacidad de liberar electrones al recibir radiación solar, produciendo el efecto fotoeléctrico deseado. (Raffino, Equipo editorial, Etecé, 2021)

Los módulos escogidos serán de silicio monocristalino y monofaciales. Para la comparación se han escogido tres tecnologías de fabricación diferentes: n-type, mono perc y HPBC, valorándose las diferencias de precio y eficiencia entre ellas.

Por el tipo de estructura escogida los módulos deberán poder montarse en posición horizontal sujetos por el lado más corto, estando esto validado por su manual de instalación. El marco será de aluminio resistente a la corrosión y al viento. Además, los paneles tendrán dos MC4 (negativo y positivo) para poder conectarse entre ellos.

En la siguiente tabla resumen se plantean tres posibles módulos de las marcas Jinko, Ja Solar y Longi. En las tres marcas, se trata de la serie más potente que permite el montaje indicado:

	JinkoSolar JKM490N-60HL4-V	Ja Solar JAM72S20-470/MR	Longi LR5-54HTH-440M
Potencia (W)	490	470	440
Coste (€/Wp)	0,119	0,120	0,129
Coste (€/kWp)	119	117	129
Coste (€/módulo)	58,31	56,40	56,76
Tecnología	N-type	Mono PERC	HPBC
Dimensiones (mm)	1906x1134x30	2112x1052x35	1722x1134x30
Peso (kg)	22,50	24,50	22,50
Tensión máxima potencia V_{mp} (V)	36,43	42,13	32,84
Corriente de máxima potencia I_{mp} (A)	13,45	10,92	13,10
Tensión de circuito abierto V_{oc} (V)	43,91	50,01	39,13
Corriente de cortocircuito I_{sc} (A)	14,01	11,45	14,15
Eficiencia (%)	22,67	21,20	22,00
Degradación primer año (%)	1,00	2,00	1,50
Degradación anual (%)	0,40	0,55	0,40
Garantía del producto (Años)	12,00	12,00	15,00
Garantía de potencia (Años)	30,00	25,00	25,00

Tabla 5 - Opciones de módulo

Finalmente, escogemos el JinkoSolar JKM490N-60HL4-V por su bajo coste, alta eficiencia y menor degradación con el tiempo.



Ilustración 14 – Módulo JinkoSolar JKM490N-60HL4-V (Jinko Solar, s.f.)

Tras el dimensionado de la instalación, detallado en el apartado 9.1, la distribución final de los módulos será la siguiente:

Módulo	Nº de strings	Nº de módulos por string	Nº de paneles totales	Potencia TOTAL
JinkoSolar JKM490N-60HL4-V	9	24	216	105,84 kWp

Tabla 6 - Distribución módulos y potencia pico

8.3. VARIADOR SOLAR

Un variador de frecuencia se encarga de controlar la tensión y la frecuencia de la electricidad que se suministra a un motor. En el caso de los variadores solares híbridos, estos están preparados para poder inyectar corriente por el bus de continua que tienen y regular la entrada de alterna si es necesario para priorizar el uso de la fotovoltaica.

Las características que debe tener el variador para adaptarse a las necesidades de esta instalación es que su rango de tensiones de entrada y salida en altera llegue a 690Vac, tiene que tener una entrada de continua pensada para funcionar con fotovoltaica y capacidad para controlar una bomba de 75 kW. Además, tiene que existir un sistema de monitorización compatible desde el cual se pueda acceder remotamente al sistema.

Se comparan los siguientes tres variadores solares híbridos de las marcas Vector, Fuji y Power Electronics:

	VECTOR VD-00750-6	FUJI FRN0168E2E-4E-CLI-SOL	POWER ELECTRONICS SD75P0150 5BCD
Potencia (kW)	75	75	75
Coste (€)	4.965,00	5.330,67	5.297,00
Coste (€/kW)	66,20	71,08	70,63
Eficiencia (%)	>98	97-98	>98
Rango de frecuencia (Hz)	0-400	0-400	0-599
Rango V _{AC} (V)	690 (+10%)	380-480	380-480
Intensidad de entrada nominal (A)	85	150	150
Intensidad de salida nominal (A)	86	150	150
Rango entrada V _{DC} (V)	850-1250	550-620	540-1000
Cantidad de MPPT	1	1	1
Temperatura ambiente de funcionamiento (°C)	-10 a 50	-10 a 50	-20 a 50
Peso (kg)	47	33	94
Sistema de monitorización	SI	SI	SI

Tabla 7 - Opciones de variador

De los tres variadores disponibles, el único que cumple con la tensión de trabajo requerida por la instalación es el VECTOR VD-00750-6. Si se quisiese utilizar alguno de los otros dos sería necesario instalar dos transformadores de tensión, uno a la entrada y otro a la salida. Esto aumenta la complejidad de la instalación, las pérdidas y, por lo tanto, se vuelve menos eficiente. El variador Vector es el que mayor rango de tensión de entrada de continua tiene, lo cual permite hacer *strings* más largos aumentando la tensión y disminuyendo la cantidad de cable y las pérdidas de continua. Además, también ofrece una alta eficiencia y cuenta con un sistema de monitorización el cual permite controlar la instalación remotamente. Posee una pantalla LCD a través de la cual se pueden configurar parámetros y visualizar mediciones.



Ilustración 15 - Variador Vector VD-00750-6 (VectorEnergy, s.f.)

Algunos de los parámetros básicos que se establecerán en el variador y el sistema de control para el correcto funcionamiento de la instalación serán:

- Tensión de continua mínima para el arranque.
- Radiación mínima para el arranque.
- Máximo número de arranques por hora.
- Tiempo de enfriamiento entre arranques.
- Curva de arranque hasta frecuencia objetivo.
- Frecuencia mínima de funcionamiento.
- Curva de parada
- Protección de subcarga.

8.4. FILTRO DE ARMÓNICOS

Los variadores de frecuencia generan distorsión armónica y ruido eléctrico en la instalación debido a la conmutación rápida de los dispositivos de potencia (IGBTs). Esto provocará problemas de calidad de la energía, interfiriendo con los márgenes establecidos por la norma UNE-EN 61800-3.

A la entrada del variador escogido se encuentra integrado de serie un filtro EMC cuyo objetivo es reducir la distorsión armónica de la red evitando que el resto de los dispositivos conectados a esa misma red puedan sufrir daños o interferencias.

Por otro lado, siguiendo el manual de operación del variador, se recomienda instalar filtros a la salida de este cuando la profundidad de la boba sea superior a 50m. En este caso la bomba se encuentra a 150m por lo que los efectos de la inducción de armónicos son notables, pudiendo provocar sobrecalentamiento, ruido y desgaste del motor. Siguiendo el catálogo de los filtros disponibles en función de la corriente de funcionamiento del variador tenemos las siguientes opciones para trifásica 690Vac:

Código / Modelo	Corriente (A)	L inductancia [mH]	C Capacidad [μ F]
FLCZ6048A	48	2,28	22,15
FLCZ6080A	80	1,37	37
FLCZ6115A	115	0,95	53
FLCZ6270A	270	0,4	124,5
FLCZ6400A	400	0,27	184,5
FLCZ6560A	560	0,19	258,3

Tabla 8 - Catálogo de filtros de armónicos en función de la corriente (VectorEnergy, s.f.)

En este caso, al tener una corriente de funcionamiento superior a 80 A, se escogerá el modelo FLCZ6115A, compuesto por una inductancia de 0,95 mH y un condensador de 53 μ F.



Ilustración 16 - Filtros senoidales para la salida del variador (VectorEnergy, s.f.)

8.5. CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN

El cableado de la instalación se encarga de transportar la electricidad generada a los diferentes equipos. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas se distinguen dos partes, la parte de continua que corresponde a la corriente producida por los paneles solares y la parte de alterna la cual es posterior al variador solar. Los conductores utilizados serán de cobre y mantendrán una caída de tensión inferior al 1,5% en ambas partes según indica la ITC-BT-40 para instalaciones de baja tensión.

8.5.1. TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA

El cableado de continua irá desde el campo solar entubado y enterrado, separando el positivo y el negativo, hasta la caseta donde se encuentra el cuadro de agrupación de *strings* de DC. Desde el cuadro

de agrupación de *strings* saldrán dos cables (positivo y negativo) que irán hasta el variador por canal en contacto con el aire.

En el tramo que sale de los módulos, al existir tensiones superiores a 1KV se utilizará cable solar MIGUELEZ SOLEFLEX H1Z2Z2-K de tensión máxima 1,5kV en DC. Este cable es libre de alógenos y puede estar a la intemperie, ofrece buenas características mecánicas y una vida útil de más de 30 años. Se utilizarán dos cables por *string*, diferenciando el color rojo para el positivo y el negro para el negativo, de 6mm².

El tramo que va desde el cuadro de agrupación de *strings* hasta el variador utilizará cable MIGUELEZ AFIRENAS X RZ1-K(AS) 0,6/1 Kv el cuál certificado hasta 1,5kV en DC. Se utilizarán dos cables debidamente identificados el positivo y el negativo de 50mm².

En la siguiente tabla resumen de indican los cables utilizados en la parte de continua:

Tramo	Sección	Descripción
Strings 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9, desde los módulos hasta el cuadro de DC.	1x4mm ²	Cable ROJO unipolar solar H1Z2Z2-K de 1,5KV (Cu) con recubrimiento XLPE de 4mm ²
Strings 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8, desde los módulos hasta el cuadro de DC.	1x4mm ²	Cable NEGRO unipolar solar H1Z2Z2-K de 1,5KV (Cu) con recubrimiento XLPE de 4mm ²
Cuadro DC hasta variador	2x 50mm ²	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (1,5kV en DC) (Cu) con recubrimiento XLPE de 50mm ²

Tabla 9 - Cableado DC

Para la canalización enterrada, se sigue la ITC-BT-21 que en su tabla 9 nos indica el diámetro del tubo mínimo dependiendo de la cantidad de conductores.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	—

Tabla 10 - Tabla 9 de la ITC-BT-21 diámetros exteriores mínimos para tubos enterrados en función de los conductores (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2002)

En este caso, por un tubo tendrán que pasar 10 cables: 9 de los *strings* y uno de tierra. Por lo tanto, se debe utilizar un conducto con un diámetro exterior mínimo de 50 mm. Se colocarán finalmente tres tubos, dejando así uno de reserva, en una zanja de 40 cm de anchura y con los tubos a 60 cm de profundidad.

8.5.2. TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA

En la parte de alterna podemos diferenciar dos tramos. Por un lado tenemos una línea desde el interruptor general del nuevo cuadro eléctrico que se va a instalar en la caseta existente hasta la entrada del variador. Por otro lado, a la salida del variador tenemos la línea que irá hasta el motor de la bomba.

Para el primer tramo, se utilizará cable MIGUELEZ AFIRENAS X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV con recubrimiento XLPE de 70mm². Se utilizará un cable unipolar por cada fase, debidamente identificados.

Para el segundo tramo, al tratarse de un cable que va a estar sumergido, requiere unas características especiales. Por este motivo se va a usar cable de 35mm² sumergible con recubrimiento EPR.

En la siguiente tabla resumen de indican los cables utilizados en la parte de alterna:

Tramo	Sección	Descripción
I.G. cuadro nuevo - Variador	3x70mm ²	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE de 70mm ²
Variador – motor bomba	3x35mm ²	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento EPR sumergible de 35mm ²
I.G. cuadro nuevo - Autotrafo	2x 16mm ²	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE de 16mm ²
Aparamenta 230V	2x2,5mm ²	Cable unipolar H07V-K 500/750V (Cu) con recubrimiento PVC de 2,5 mm ²

Tabla 11 - Cableado AC

8.6. PROTECCIONES

El objetivo a la hora de diseñar las protecciones de la instalación eléctrica es proteger tanto a las personas como a la propia instalación. Además, se debe garantizar que estas protecciones no perjudiquen el correcto funcionamiento de la instalación. Para que la instalación cumple la normativa se seguirá la norma ITC-BT-40 punto 7.

8.6.1. TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA

En la parte de continua, al tener una sola entrada el variador necesitamos agrupar todos los *strings* en una sola línea. Debido a esto, necesitamos proteger individualmente cada *string* frente a sobrecargas con fusibles de 16A, un elemento de maniobra para poder cortar la continua en el cuadro de agrupación y un elemento de protección frente a sobrecargas a la entrada de la línea en el cuadro del variador. Adicionalmente, con el objetivo de evitar que un *string* defectuoso consuma corriente de los demás y

esto provoque retroalimentación en su rama, se añadirán diodos para controlar el sentido de la corriente.

En la siguiente tabla resumen se muestran las protecciones de DC utilizadas:

Elemento	Uds	Ubicación	Características técnicas
Fusibles 16A 14x85	18	Cuadro DC	In = 16 A ; 1.500V
Diodo conector MC4	18	Cuadro DC	1.500V
Seccionador General DC	1	Cuadro DC	In = 250 A ; 2P 1.500V
Interruptor Magnetotérmico General DC	1	NUEVO C.B.T.	In = 160 A 2P 1.500V

Tabla 12 - Protecciones DC

8.6.2. TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA

Todas las protecciones de corriente alterna irán en el cuadro de baja tensión que se va a situar en la caseta de obra existente. El cuadro contará con un interruptor de cabecera general y se van a instalar protecciones frente a sobreintensidades, sobretensiones y contactos indirectos en cada línea, protegiendo el variador y el transformados de 2kVa que irá también en este cuadro. Además, se protegerán también las pequeñas cargas monofásicas y enchufes.

En la siguiente tabla resumen se muestran las protecciones de CA utilizadas:

Elemento	Uds	Ubicación	Características técnicas
Interruptor Magnetotérmico General AC	1	NUEVO C.B.T.	In = 160 A 3P 1000V
Int. Térmico y Diferencial de 125 A de 3 polos – VARIADOR	1	NUEVO C.B.T.	In = 125 A Sensibilidad = 300 mA Pcorte = 25 kA
Int. Térmico de 40 A de 2 polos - AUTOTRAFO	1	NUEVO C.B.T.	In = 40 A 2P 1000V
Int. Automático de 10 A de 2 polos - CARGAS	1	NUEVO C.B.T.	In = 10 A 2P 230V
Int. Diferencial de 25 A de 2 polos - CARGAS	1	NUEVO C.B.T.	In = 25 A Sensibilidad = 30 mA 2P 230V
Int. Automático de 6 A de 2 polos - CARGAS	2	NUEVO C.B.T.	In = 6 A 2P 230V

Tabla 13 - Protecciones AC

8.7. PUESTA A TIERRA

Su principal objetivo es limitar la tensión que puedan experimentar las partes metálicas respecto a la toma de tierra en un momento dado, garantizar el funcionamiento adecuado de las protecciones, y reducir o eliminar el riesgo asociado a una falla en el material utilizado. Todas las partes metálicas de la instalación fotovoltaica, tanto en la sección de corriente continua como en la de corriente alterna, estarán conectadas a una única toma de tierra independiente. Para su diseño se seguirá la ITC-BT-18.

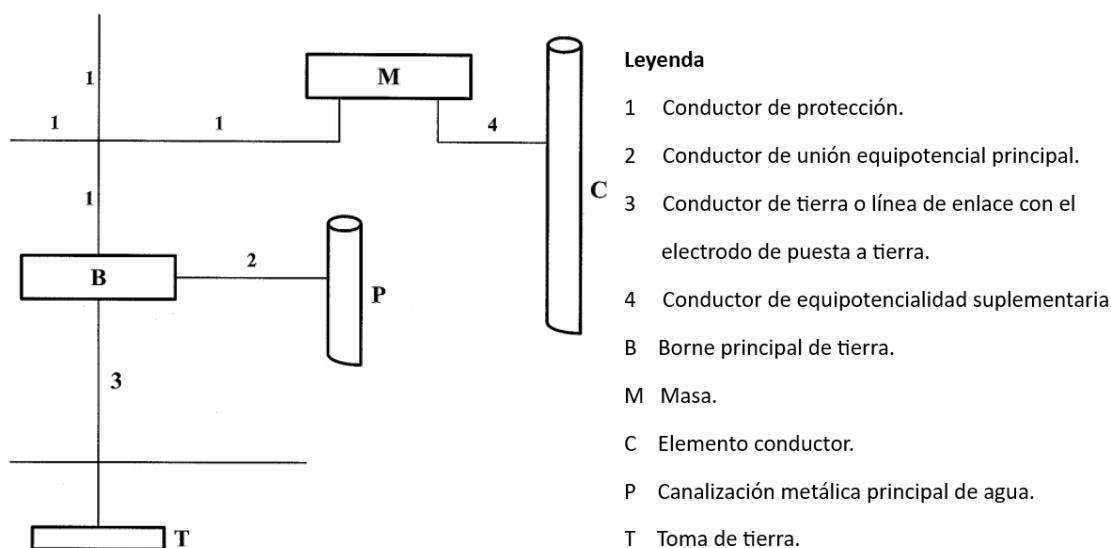


Ilustración 17 - Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2002)

Dado que se trata de una instalación a la intemperie, se clasifica como un local húmedo. Por lo tanto, es necesario asegurar que la tensión límite convencional (U_L) sea igual o inferior a 24V. El terreno donde se ubica la instalación es de tipo arena arcillosa, cultivable pero poco fértil, con una resistividad estimada de $400 \Omega\text{m}$. Para la configuración de la puesta a tierra, se sigue el código 5/32 del método de cálculo de tierras de UNESA. Este método consiste en un electrodo de puesta a tierra formado por una hilera de cable de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección, enterrado a $0,50 \text{ m}$ de profundidad, con tres picas de acero-cobre de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro, separadas entre sí por 3 m .

Los conductores de protección de cada parte de la instalación se han seleccionado siguiendo la Tabla 2 de la ITC-BT-18:

Tramo	Sección	Descripción
Paneles solares	4 mm^2	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE de 4 mm^2
Elementos metálicos de la instalación	4 mm^2	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE de 4 mm^2
Variador	25 mm^2	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE de 25 mm^2
Conductor de puesta a tierra	50 mm^2	Cable de cobre desnudo

Tabla 14 - Conductores de protección seleccionados

9. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

9.1. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Para calcular el número de placas necesarias primero necesitamos saber la cantidad de energía que se le va a suministrar a la bomba. Se va a dimensionar en PVSYST en función de la necesidad de agua de agosto, ya que es el mes con mayor consumo en el que casi todos los días se hace un ciclo de riego con lo que es necesario que la instalación tenga la capacidad de reponer los 865,90 m³ consumidos en un día.

La potencia necesaria dependerá de la altura de bombeo y del caudal. Al estar funcionando con un variador de frecuencia, ahora podemos regular la potencia en la bomba para aprovechar todo lo posible la energía solar, mientras que la altura de bombeo cogemos la más desfavorable y se calcula de la siguiente forma:

$$H_T = H_g + H_p$$

H_g = Altura dinámica del pozo

H_p = Pérdidas de carga

La altura dinámica del pozo sabemos que son 130 m, mientras que las pérdidas de carga corresponden a las pérdidas por fricción y dependen de las características de la tubería la cuál es de acero, con una longitud de 180 m y un diámetro de 150mm. Utilizamos la ecuación de Darcy-Weisbach para una tubería circular:

$$h_f = \frac{8fLQ^2}{\pi^2 g D^5} = \frac{8 \cdot 0,02 \cdot 180 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot 9,81 \cdot 0,15^5} = 3.917,1251Q^2$$

Viendo las curvas de la bomba sabemos que el caudal máximo posible son 143 m³/h, por lo tanto, las pérdidas de carga máximas serán:

$$h_f = 3.917,1251 \cdot 0,03972^2 = 6,18 \text{ mca}$$

Y por lo tanto:

$$H_T = 130 + 6,18 = 136,18 \text{ mca}$$

Siguiendo las curvas de HQ y PQ de frecuencia variable del fabricante, obtenemos la curva PQ para una altura fija de 137mca.

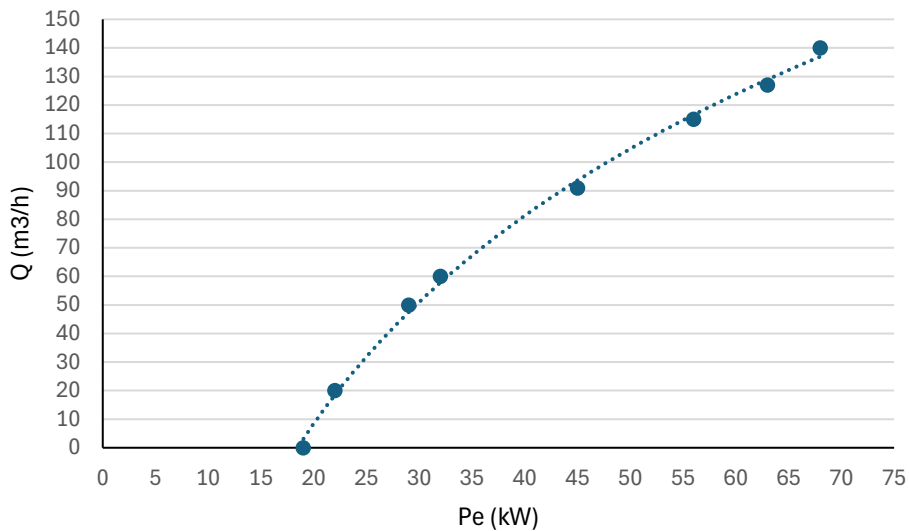


Ilustración 18 - Gráfica QP de la bomba para 137mca

Con esto comprobamos que se necesita una potencia superior a 20 kW para poder bombear el agua. Si se suministra una potencia por debajo de esta, la bomba solo agitaría el agua sobrecalentando el motor y lo acabaría quemando. Esto se debe a que la bomba y el motor se refrigeran gracias a el agua que bombean.

Calculamos el tamaño máximo de los *strings* en función de la tensión máxima que admite el variador. La tensión del campo solar dependerá de la irradiación, de si está en vacío o en carga y de la temperatura. Calculamos la tensión máxima de vacío con la máxima irradiancia posible y a la menos temperatura registrada ya que son condiciones que se podría llegar a dar en un momento de mucho sol, en invierno con la bomba parada.

$$V_{OC_{25^{\circ}C}} = 43,91 V$$

$$\beta = \frac{-0,25\%}{^{\circ}C}$$

$$V_{OC_{3^{\circ}C}} = V_{OC_{25^{\circ}C}} + \Delta T \cdot \frac{\beta \cdot V_{OC_{25^{\circ}C}}}{100} = 43,91 - 25 \cdot \frac{-0,25 \cdot 43,91}{100} = 46,654 V$$

Teniendo en cuenta que la tensión máxima en la entrada del variador puede ser de 1.250V:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{1250}{46,654} = 26,79$$

Por lo tanto, para asegurar que no se sobrepasa la tensión máxima, los *strings* serán de un máximo de 26 módulos en serie.

Para determinar la cantidad total de placas necesarias en PVSYST, antes hay que determinar algunas pérdidas detalladas del sistema. Para las pérdidas térmicas, al tratarse de módulos con buena ventilación natural debido a la estructura e inclinación utilizada, establecemos el valor de 29,0 W/m²K.

Proyecto de mejora de instalación de bombeo existente de 75kW con variador solar y sistema de funcionamiento híbrido en Alcalá de Chivert (Castellón)

Las pérdidas por suciedad las definimos en un 5% al tratarse de un terreno rural con facilidad de acumular polvo. Las pérdidas IAM (Incidence Angle Modifier) se dan cuando el ángulo de incidencia de la luz solar no es perpendicular al módulo. Para la curva de pérdidas IAM escogemos la curva "Fresnel, revestimiento AR" la cual es más realista y restrictiva a la que dan los fabricantes. El resto de los valores los dejaremos por defecto.

Definimos ahora estos parámetros en PVSYS. En primer lugar, tenemos que indicar la ubicación de la instalación fotovoltaica y la fuente de los datos meteorológicos, la cual será PVGIS:

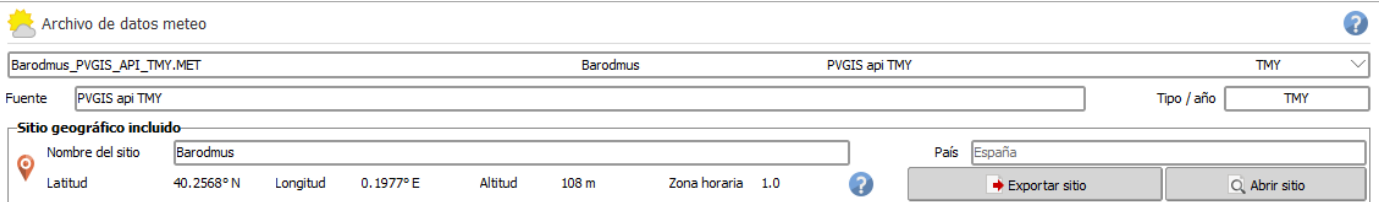


Ilustración 19 - Selección de archivos meteo en PVSYS

Indicamos ahora orientación de los módulos con una inclinación de 25° y un azimut de 0° (orientados al sur):

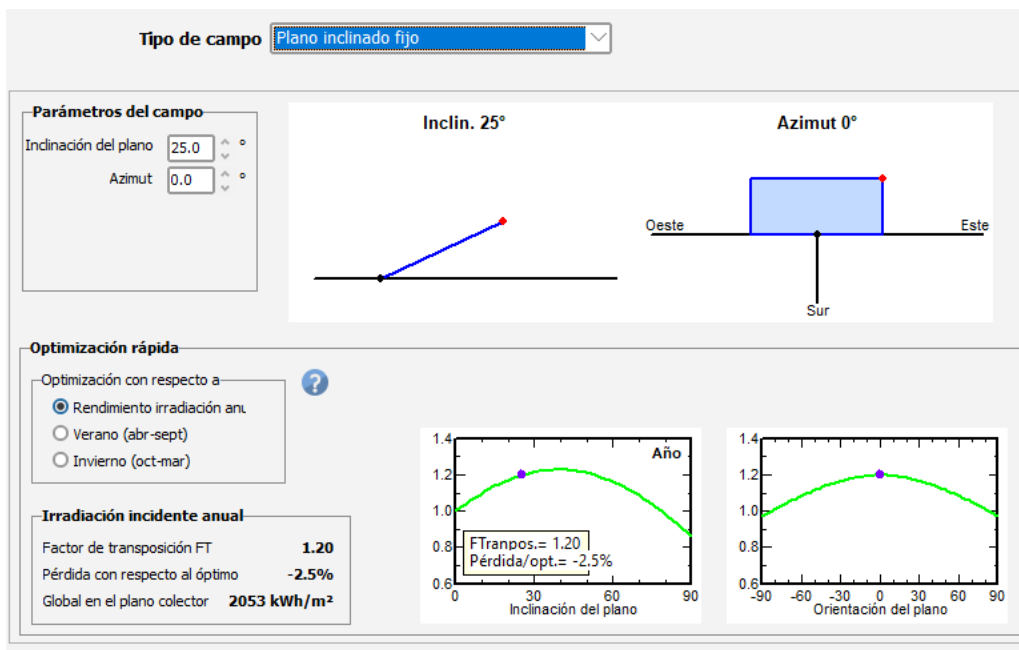


Ilustración 20 - Definición de orientaciones en PVSYS

Posteriormente, definimos las condiciones del pozo y las necesidades de agua. Para dimensionar la instalación vamos a tomar el mes de agosto ya que es el que más necesidad de agua tiene. Buscando conseguir disponibilidad del sistema para cubrir un ciclo de riego todos los días si fuese necesario, se establecen las necesidades de 865,9 m³ diarios durante todo el mes.

Proyecto de mejora de instalación de bombeo existente de 75kW con variador solar y sistema de funcionamiento híbrido en Alcalá de Chivert (Castellón)

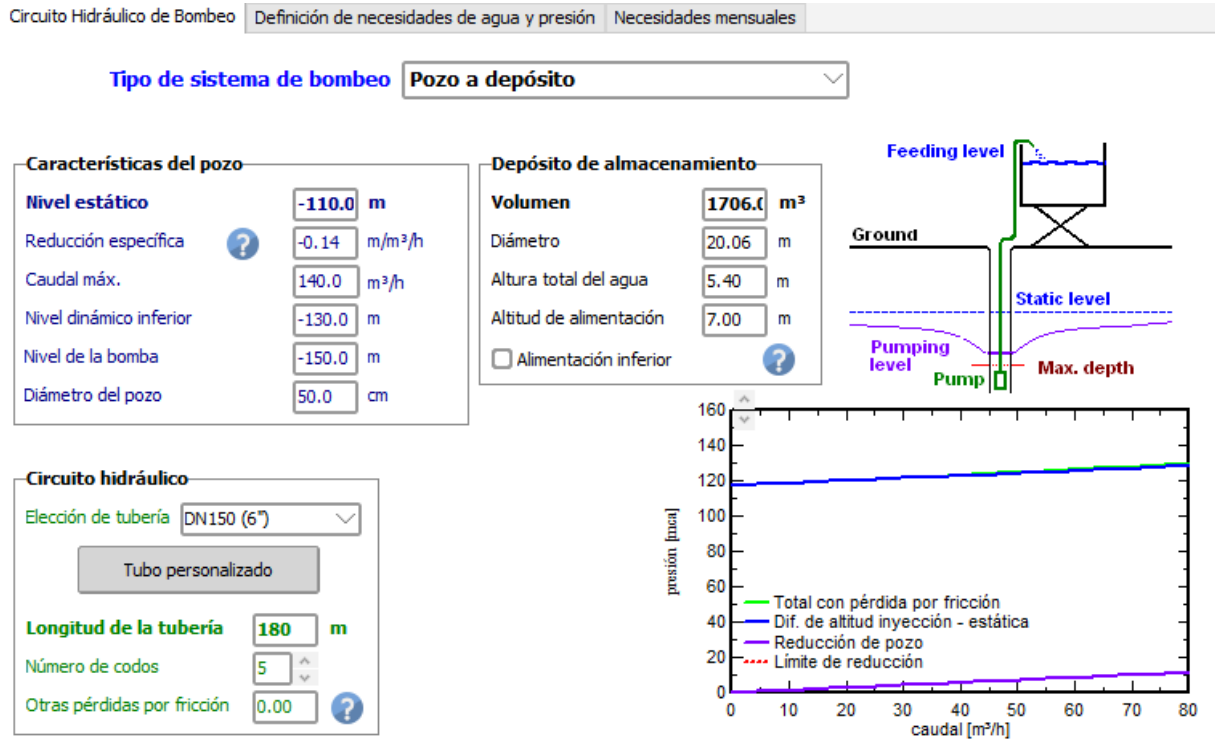


Ilustración 21 - Características pozo y balsa en PVSYST

Introducimos ahora la bomba, variador y el módulo seleccionado y realizamos la simulación, concluyendo que para una potencia pico de 88,30 kWp se consigue cubrir el consumo. En las siguientes dos gráficas obtenidas de PVSYST vemos el uso de la energía media en un día y la energía utilizada para bombear cada día del mes:

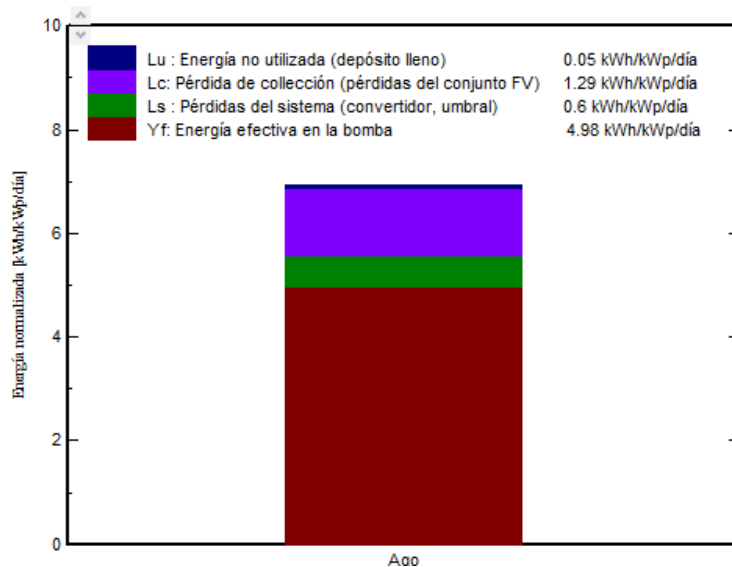


Ilustración 22 – Distribución diaria de la energía en el mes de agosto

Proyecto de mejora de instalación de bombeo existente de 75kW con variador solar y sistema de funcionamiento híbrido en Alcalá de Chivert (Castellón)

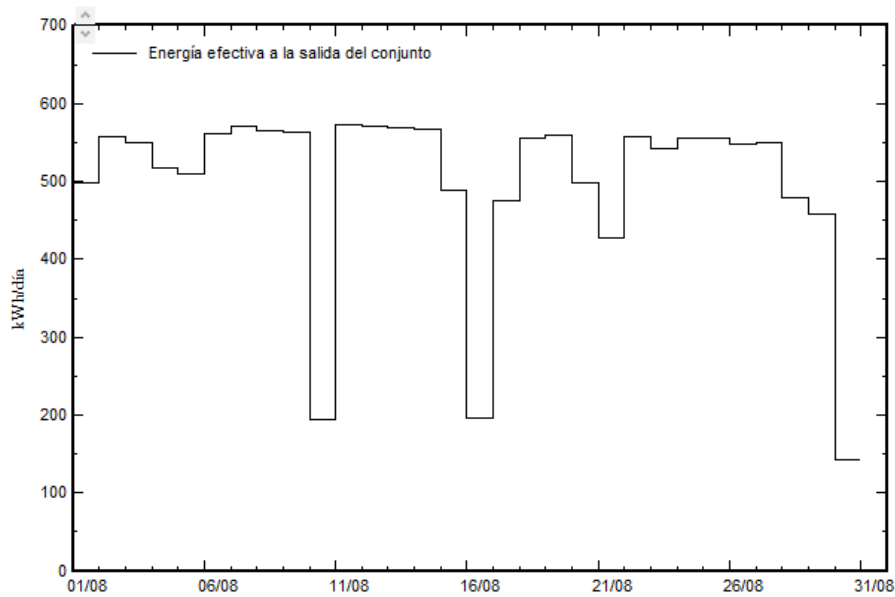


Ilustración 23 - Energía producida diariamente durante el mes de agosto

Con esto comprobamos que la instalación es capaz de suministrar la energía suficiente para bombear el agua necesaria de un ciclo de riego diario. Extendemos el análisis ahora para todo el año, comprobando que si cumple para el mes de agosto también cubrirá el resto de los meses.

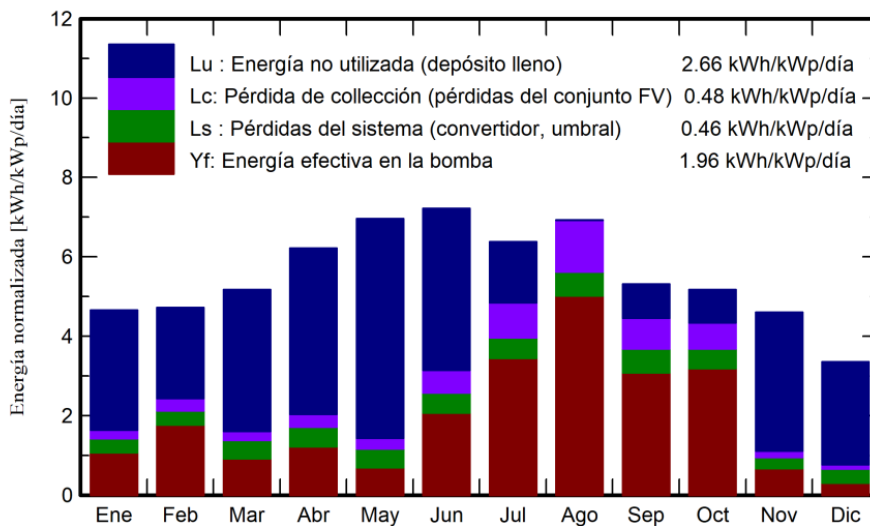


Ilustración 24 - Distribución diaria de la energía en todo el año

Proyecto de mejora de instalación de bombeo existente de 75kW con variador solar y sistema de funcionamiento híbrido en Alcalá de Chivert (Castellón)

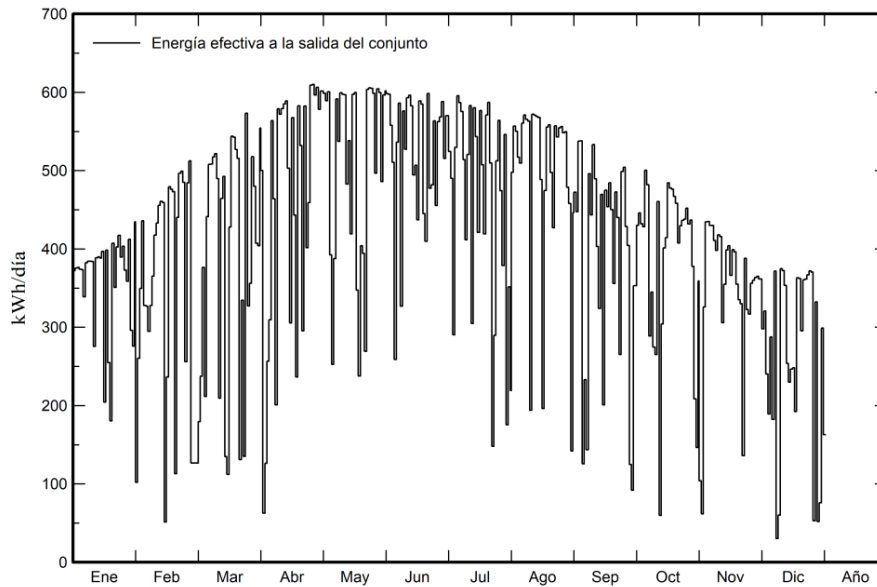


Ilustración 25 - Energía producida diariamente durante todo el año

Estos datos de producción son lo que corresponden al primer año con la potencia definida, pero la instalación se debe dimensionar para que cumpla con las necesidades toda su vida útil. Para eso, se va a sobredimensionar en función de la degradación prevista de los módulos y el resto de componentes. Según la garantía de potencia del fabricante, los módulos tendrán una degradación a los 30 años del 12,6%. Teniendo en cuenta la degradación del cableado y el resto de componentes de la instalación de bombeo, asumimos un sobredimensionado del 20%. Por lo tanto, la instalación fotovoltaica se diseñará finalmente con las siguientes características:

Módulo	Nº de strings	Nº de módulos por string	Nº de paneles totales	Potencia TOTAL
JinkoSolar JKM490N-60HL4-V	9	24	216	105,84 kWp

Tabla 15 - Distribución módulos y potencia pico

9.2. CÁLCULO DE SOMBRAS

Para evitar pérdidas de rendimiento de la instalación se debe dejar espacio suficiente entre los módulos para que no se hagan sombra de una fila a la siguiente. Al tener más espacio disponible en el terreno del que es necesario, vamos a distribuir las mesas de módulos de tal forma que evitemos las pérdidas por sobras.

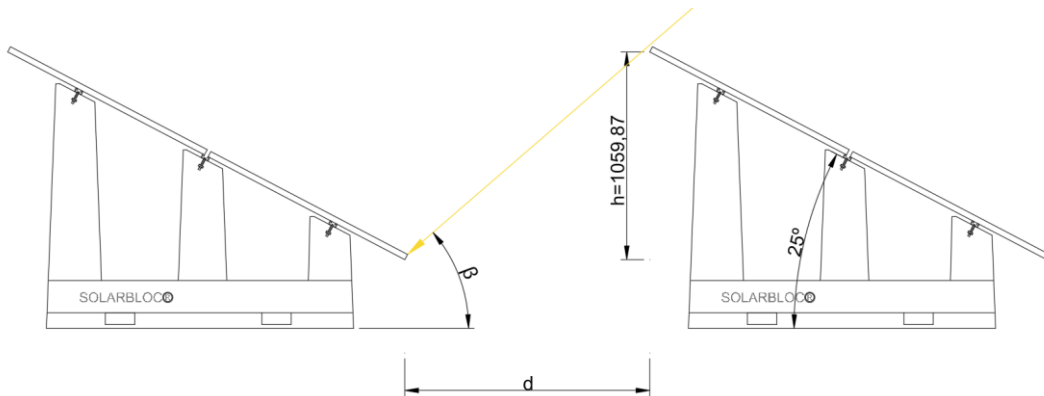


Ilustración 26 - Proyección de sombras

Se va a determinar la distancia “d” para un ángulo de incidencia del sol de $\beta=15^\circ$, ya que es el que se da a primera hora de la mañana:

$$d = \frac{h}{\tan(\beta)} = \frac{1059,87}{\tan(15^\circ)} = 3955,48 \text{ mm}$$

9.3. CÁLCULO DE RESISTENCIA AL VIENTO

Para realizar el análisis de las cargas debidas al viento sobre la instalación fotovoltaica se va a seguir el siguiente esquema:

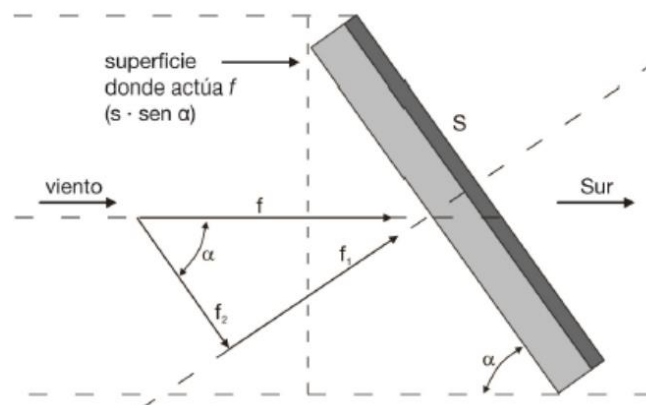


Ilustración 27 - Esquema de fuerzas originadas por la acción del viento

Y las fuerzas que actúan sobre los módulos son:

$$F_1 = Q_b \cdot \text{Área} \cdot \cos \alpha$$

$$F_2 = Q_b \cdot \text{Área} \cdot \sin \alpha$$

Donde:

- F_1 es la fuerza perpendicular al módulo
- F_2 es la fuerza paralela al módulo
- Q_b es la presión dinámica del viento. Para la zona A y un terreno despejado será de 0,5 kN/m²
- El Área de los módulos utilizados es de 2,16 m².
- α es el ángulo que forman los módulos con la horizontal. En este caso es de 25°.

Con esto obtenemos los valores de las fuerzas:

$$F_2 = Q_b \cdot \text{Área} \cdot \cos \alpha = 0,5 \cdot 2,16 \cdot \cos(25) = 97,88kg$$

$$F_1 = Q_b \cdot \text{Área} \cdot \sin \alpha = 0,5 \cdot 2,16 \cdot \sin(25) = 45,64kg$$

Para una mesa de 24 módulos y 13 lastres de hormigón, el peso será:

CONCEPTO	CANTIDAD	PESO UNIDAD	TOTAL
MÓDULO	24	22,50 kg	540 kg
SOLARBLOC HS-18	13	550 kg	7.150 kg
PERFILERÍA	1	25 kg	25 kg

Tabla 16 - Distribución de pesos para una mesa de módulos

Se va a tomar un coeficiente de seguridad de 1,5 para el momento de vuelco y el deslizamiento por viento por lo que, para garantizar que los lastres son suficientes se debe cumplir:

$$1,5 \cdot F_1 \cdot \cos \alpha \leq \text{PESO LASTRE} - 1,5 \cdot F_2 \cdot \sin \alpha$$
$$1,5 \cdot (24 \cdot 45,64) \cdot \cos (25) \leq 7.715 - 1,5 \cdot (24 \cdot 97,88) \cdot \sin (25)$$
$$1.489,10 \leq 6.225,83$$

9.4. SELECCIÓN DE LOS CONDUCTORES (AC Y DC)

Para el dimensionamiento del cableado se cumplirá con el punto 5 de la ITC-BT-40, la cual estipula que estará dimensionado para, al menos, una intensidad del 125% de la máxima del generador y que la caída de tensión no será superior al 1,5%.

Los cálculos de intensidad admisible y de caída de tensión los haremos por tramos identificados para continua y alterna, en función del cable escogido. El cableado de corriente continua (DC) se extenderá desde el campo solar, entubado y enterrado, separando el cable positivo del negativo, hasta la caseta que alberga el cuadro de agrupación de *strings* de DC. Desde este cuadro, saldrán dos cables (positivo y negativo) que, por canal y en contacto con el aire, llegarán hasta el variador. En la parte de corriente

alterna, por un lado, habrá una línea que irá desde el interruptor general del nuevo cuadro eléctrico, que se instalará en la caseta existente, hasta la entrada del variador. Por otro lado, desde la salida del variador, habrá una línea que llegará hasta el motor de la bomba.

9.4.1. CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN

Cableado de corriente continua DC

Para la parte de continua tendremos en cuenta la situación más desfavorable en la que el campo solar funciona a pleno rendimiento y la temperatura de los conductores es la de diseño (90°C). La longitud de los *strings* se medirá a partir de imágenes satélite en AutoCAD.

El cálculo se realiza con la siguiente fórmula:

$$e(\%)_{DC} = \frac{P \cdot L_{max}}{c_{90^{\circ}C} \cdot S \cdot V^2} \cdot 100$$

$$c_{90^{\circ}C} = 46,64 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$$

Teniendo esto en cuenta, la caída de tensión para cada línea queda de la siguiente forma:

TRAMO	POTENCIA (W)	LONGITUD (m)	Sección (mm ²)	Tensión (V)	e (%)
STRING 1	11.760	65	4	874,32	0,536%
STRING 2	11.760	70	4	874,32	0,577%
STRING 3	11.760	75	4	874,32	0,618%
STRING 4	11.760	80	4	874,32	0,660%
STRING 5	11.760	85	4	874,32	0,701%
STRING 6	11.760	75	4	874,32	0,618%
STRING 7	11.760	80	4	874,32	0,660%
STRING 8	11.760	85	4	874,32	0,701%
STRING 9	11.760	90	4	874,32	0,742%
CUADRO DC - VARIADOR	105.840	5	50	874,32	0,030%

Tabla 17 - Caídas de tensión DC

Por lo tanto, comprobamos que se cumple el criterio de caída de tensión en la parte de continua con los cables seleccionados.

Cableado de corriente alterna AC

Para los tramos de corriente alterna, diferenciamos entre el cableado en el interior del cuadro que va desde el interruptor de cabecera hasta la entrada AC del variador y el tramo que va de la salida del variador hasta la bomba. Tomaremos de nuevo la situación más desfavorable asumiendo que se trabaja a máxima potencia y con los cables en su temperatura de funcionamiento (90°C) excepto en el tramo

que baja hasta la bomba ya que, al estar enterrado y refrigerado por el agua de la tubería se considerará a 25°C.

$$e(\%)_{AC} = \frac{P_{\text{variador}} \cdot L}{c \cdot S \cdot V^2} \cdot 100$$

$$c_{90^\circ C} = 46,64 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$$

$$c_{25^\circ C} = 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$$

Teniendo esto en cuenta, la caída de tensión para cada línea queda de la siguiente forma:

TRAMO	POTENCIA (W)	LONGITUD (m)	Sección (mm ²)	Tensión (V)	e (%)
I.G. – VARIADOR	75000	3	35	690	0,029%
VARIADOR - BOMBA	75000	160	35	690	1,286%

Tabla 18 - Caídas de tensión AC

Por lo tanto, comprobamos que se cumple el criterio de caída de tensión en la parte de alterna con los cables seleccionados.

9.4.2. CRITERIO TÉRMICO

Para este caso, los conductores deben estar dimensionados para poder soportar una corriente en un 25% superior a la máxima que puede dar el generador. Con esto se consigue dimensionar el cableado de tal forma que no se sobrecaliente y deteriore.

$$1,25 \cdot I_{MAX} < I_z$$

La corriente admisible por el cable (I_z) depende del aislamiento, la temperatura del entorno, del método de instalación y de la cantidad de circuitos que vayan juntos. Seguimos la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 en la que se especifican las diferentes intensidades admisibles y factores de corrección en función de las condiciones de la instalación eléctrica.

En primer lugar, en la tabla A.52.3 se especifican los métodos de instalación. Para el caso de este proyecto tenemos varios en función del tramo:

- Tramo del campo solar al cuadro DC y tramo desde el variador hasta la bomba. Cable multipolar o unipolares en tubo enterrado, método D.

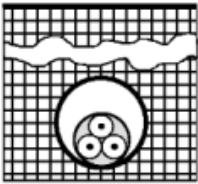
	Cable multipolar en conductos en el suelo	D
---	---	---

Tabla 19 - Tabla B.52.1 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 método D (AENOR, 2022)

Proyecto de mejora de instalación de bombeo existente de 75kW con variador solar y sistema de funcionamiento híbrido en Alcalá de Chivert (Castellón)

- Los tramos de cables unipolares que están en el armario o por la caseta y van por bandeja en contacto con el aire, método F.

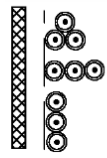
 <p>Distancia al muro no inferior al diámetro del cable</p>	<p>Cables unipolares en contacto al aire libre</p>	<p>F</p>
--	--	----------

Tabla 20 - Tabla B.52.1 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 método F (AENOR, 2022)

En el caso de los cables enterrados de continua hará falta también factores de corrección por temperatura del terreno diferente a 20º y por agrupamiento de cables. Seguimos las tablas B.52.15 (temperatura) y B.52.19 (agrupamiento).

Siguiendo la tabla B.52.5 para el método D y la B.52.12 para el método F:








Sección nominal del conductor mm ²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D2
							
	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	17	16,5	20	19,5	22	21	23
2,5	23	22	28	26	30	28	30
4	31	30	37	35	40	36	39
6	40	38	48	44	52	44	49
10	54	51	66	60	71	58	65
16	73	68	88	80	96	75	84
25	95	89	117	105	119	96	107
35	117	109	144	128	147	115	129
50	141	130	175	154	179	135	153
70	179	164	222	194	229	167	188
95	216	197	269	233	278	197	226
120	249	227	312	268	322	223	257
150	285	259	342	300	371	251	287
185	324	295	384	340	424	281	324
240	380	346	450	398	500	324	375
300	435	396	514	455	576	365	419

Tabla 21 - Tabla B.52.5 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 (AENOR, 2022)

Proyecto de mejora de instalación de bombeo existente de 75kW con variador solar y sistema de funcionamiento híbrido en Alcalá de Chivert (Castellón)

Sección nominal del conductor mm ²	Métodos de instalación de la tabla B.52.1						
	Cables multipolares		Cables unipolares				
	Dos conductores cargados	Tres conductores cargados	Dos conductores cargados en contacto	Tres conductores cargados al tresbolillo	Tres conductores cargados en plano		
					En contacto	Separados	
						Horizontales	Verticales
	Método E	Método E	Método F	Método F	Método F	Método G	Método G
1	2	3	4	5	6	7	8
1,5	26	23	-	-	-	-	-
2,5	36	32	-	-	-	-	-
4	49	42	-	-	-	-	-
6	63	54	-	-	-	-	-
10	86	75	-	-	-	-	-
16	115	100	-	-	-	-	-
25	149	127	161	135	141	182	161
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833

Tabla 22 - Tabla B.52.12 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 (AENOR, 2022)

En el caso de la canalización de continua enterrada, al existir una agrupación de circuitos y ser la temperatura del terreno superior a la contemplada en la norma, aplicamos factores de corrección de 0,93 y 0,73 sobre la corriente admisible de la tabla.

Finalmente, obtenemos los siguientes cálculos para los conductores escogidos:

TRAMO	AISL.	MÉTODO INSTAL.	I _{max} de la línea (A)	I mayorada 25% (A)	Sección (mm ²)	I _{adm} (A)	FACTORES DE CORRECCIÓN	I _z (A)
Strings - Cuadro DC	XLPE	D	14,01	17,51	4	36	0,93 · 0,73	24,44
Cuadro DC - Variador	XLPE	F	126,09	157,61	50	242	-	242,00
I.G. - Variador	XLPE	F	86	106,25	35	169	-	169,00
Variador - Bomba	EPR	D	86	107,50	35	115	-	115,00

Tabla 23 – Cálculos criterio térmico

Por lo tanto, comprobamos que se cumple el criterio de caída térmico con los cables seleccionados.

9.5. SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES

Conforme el punto 7 de la norma ITC-BT-40, las instalaciones de generación deberán poseer de las siguientes protecciones:

- Sobreintensidad
- Mínima tensión instantáneos
- Sobretensión
- Máxima y mínima frecuencia

Además, se van a añadir protecciones frente a corrientes diferenciales en la parte de alterna y diodos en cada *string* de la parte de continua.

9.5.1. PORTECCIONES DC

En cuanto a las protecciones frente a sobretensiones y tensiones mínimas, el variador controla estos parámetros electrónicamente y es capaz de desconectarse.

En cuanto a la protección de sobreintensidad, en este proyecto todos los *strings* de continua se agruparán en cuadro conectándose en paralelo. Según la ficha técnica del módulo escogido y la normativa IEC62548, la corriente de todos los *strings* en paralelo supera la corriente máxima (25ª) establecida por el fabricante.

Para dimensionar las protecciones se tiene que cumplir dos criterios:

- 1) $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- 2) $I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$

Donde:

- I_B es la corriente de diseño de la línea
- I_N es la corriente nominal de la protección instalada
- I_Z es la corriente admisible del cable
- I_f es la corriente de funcionamiento de la protección

En el caso de los fusibles para cada *string*, la corriente de diseño es $I_B = 14,01$ A y, del apartado 9.3.2 sabemos que $I_Z = 24,44$ A.

$$14,01 \leq I_N \leq 24,44$$

Los valores de I_f de los fusibles se obtienen de la siguiente tabla:

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	I_f Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Tabla 24 - Valores I_f para fusibles

Para un fusible de $I_N = 16$ A, la $I_f = 1,9 \cdot 16 = 30,4$ A

Siguiendo el segundo criterio:

$$30,4 \leq 1,45 \cdot 24,44 = 35,438$$

Por lo que se cumplen correctamente ambos criterios.

Para el caso del interruptor magnetotérmico colocado a la entrada del variador en el nuevo C.B.T. seguimos el mismo procedimiento. En este caso, la corriente de diseño es $I_B = 126,09$ A y, del apartado 9.3.2, sabemos que $I_Z = 242$ A.

$$126,09 \leq I_N \leq 242$$

Para un interruptor de $I_N = 160$ A, la $I_f = 1,45 \cdot 160 = 232$ A

$$232 \leq 1,45 \cdot 242 = 350,9$$

Por lo tanto, se cumplirían también ambos criterios.

Elemento	Uds	Ubicación	Características técnicas
Fusibles 16A 14x85	18	Cuadro DC	$I_n = 16$ A ; 1.500V
Diodo conector MC4	18	Cuadro DC	1.500V
Seccionador General DC	1	Cuadro DC	$I_n = 160$ A ; 2P 1.500V
Interruptor Magnetotérmico General DC	1	Nuevo C.B.T.	$I_n = 160$ A 2P 1.500V

Tabla 25 - Protecciones DC

9.5.2. PROTECCIONES AC

Las protecciones frente a sobretensiones y tensiones mínimas son gestionadas electrónicamente por el variador, que es capaz de desconectarse automáticamente.

En las protecciones frente a sobrecargas se va a incluir el interruptor general del nuevo C.B.T., interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial a la entrada de AC del variador y varios interruptores automáticos que protegen el resto de cargas y enchufes que hay en el cuadro.

El procedimiento de dimensionado de las protecciones tiene que cumplir dos criterios:

- 1) $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- 2) $I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$

Donde:

- I_B es la corriente de diseño de la línea
- I_N es la corriente nominal de la protección instalada
- I_Z es la corriente admisible del cable
- I_f es la corriente de funcionamiento de disparo de la protección

En el caso de la línea existente de acometida, que viene desde el NUEVO C.B.T. de las oficinas, sabemos que tiene una $I_Z = 172$ A (maguera de 3×95 mm² de aluminio, XLPE, método D2):

$$140 \leq I_N \leq 172$$

Para un interruptor de $I_N = 160$ A, la $I_f = 1,45 \cdot 160 = 232$ A

$$232 \leq 1,45 \cdot 172 = 249,4$$

Por lo que se cumplen correctamente ambos criterios.

Para de la línea que va desde el interruptor general del nuevo cuadro hasta la entrada de AC del variador, sabemos que tiene una $I_Z = 169$ A y la corriente de diseño es $I_B = 86$ A (apartado 9.3.2):

$$86 \leq I_N \leq 169$$

Para un interruptor de $I_N = 125$ A, la $I_f = 1,45 \cdot 125 = 181,25$ A

$$181,25 \leq 1,45 \cdot 169 = 242,05$$

Comprobamos que también cumple ambos criterios.

9.6. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA

Al tratarse de una instalación a la intemperie, se considera como local húmedo por lo que se debe garantizar que la tensión límite convencional (U_L) debe ser menor o igual a 24V según dicta el ITC-BT-18. Los diferenciales seleccionados están ajustados a una sensibilidad de 300 mA, por lo que la resistencia a tierra necesaria será:

$$R_{pat} \leq \frac{U_L}{I_{\Delta N}} = \frac{24}{0,3} = 80 \Omega$$

El terreno donde se ubica la instalación es de tipo arena arcillosa, cultivable pero poco fértil por lo que se estima una resistividad de 400 Ω m por lo que va a ser necesario optar por un sistema de puesta a tierra para garantizar la seguridad.

Para la configuración de las tierras sigue el código 5/32 del método de cálculo de tierras UNESA, el cual consiste en un electrodo de puesta a tierra formado por una hilera de cable de cobre desnudo de

50mm² de sección, enterrado a 0,50m de profundidad, con 3 picas de 2m de longitud y 14mm de diámetro de acero-cobre, separadas entre si 3m.

NUMERO DE PICAS	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	CODIGO DE LA CONFIGURACION
2	0,201	0,0392	5/22
3	0,135	0,0252	5/32
4	0,104	0,0184	5/42
6	0,073	0,0120	5/62
8	0,0572	0,00345	5/82

Tabla 26 - Método UNESA para hilera de picas de 2m de longitud y cable de cobre desnudo de 50mm² enterrado a 0,50m (UNESA, s.f.)

De la tabla del método UNESA obtenemos:

- $K_r = 0,135 \Omega/(\Omega \cdot m)$
- $K_p = 0,0252 V/(\Omega \cdot m \cdot A)$

Comprobamos ahora que esta configuración cumple con la resistencia de puesta a tierra máxima calculada:

$$R_{pat} = K_r \cdot \rho_0 = 0,135 \cdot 400 = 54 \Omega < 80 \Omega$$

Por lo que sí cumple, quedando la tensión límite:

$$U_L = R_{pat} \cdot I_{\Delta N} = 54 \cdot 0,3 = 16,2 V < 24 V$$

Los conductores de protección de cada parte de la instalación se han seleccionado siguiendo la Tabla 2 de la 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)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 27 - Tabla 2 de la ITC-BT-18 para la relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2002)

En base a los conductores seleccionados para esta instalación, escogemos los siguientes conductores de protección:

Tramo	Sección fase	Sección protección	Descripción
Paneles solares	4mm ²	6 mm ²	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE de 6mm ²
Elementos metálicos de la instalación	-	4 mm ²	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE de 4mm ²
Variador	35 mm ²	25 mm ²	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE de 25mm ²
Puesta a tierra	-	50 mm ²	Cable de cobre desnudo

Tabla 28 - Conductores de protección seleccionado

10. ANÁLISIS ENERGÉTICO EN PVSYS

10.1. SIMULACIÓN EN PVSYS

Para simular la producción de la instalación, nos volvemos a apoyar de PVSYS. En este caso, al tener ya todos los parámetros y componentes definidos a lo largo del proyecto, estamos en condiciones de poder realizar esta simulación y obtener un resultado fiable y realista.

En primer lugar, realizamos una construcción en 3D de la instalación para que PVSYS pueda calcular las pérdidas por sombra de manera más detallada, considerando la interacción entre los distintos módulos y su entorno a lo largo del día y del año. Estas pérdidas deberán ser bastante bajas ya que, como se ha explicado en anteriores puntos, el terreno es abierto y sin obstáculos y la distancia entre las filas es amplia.

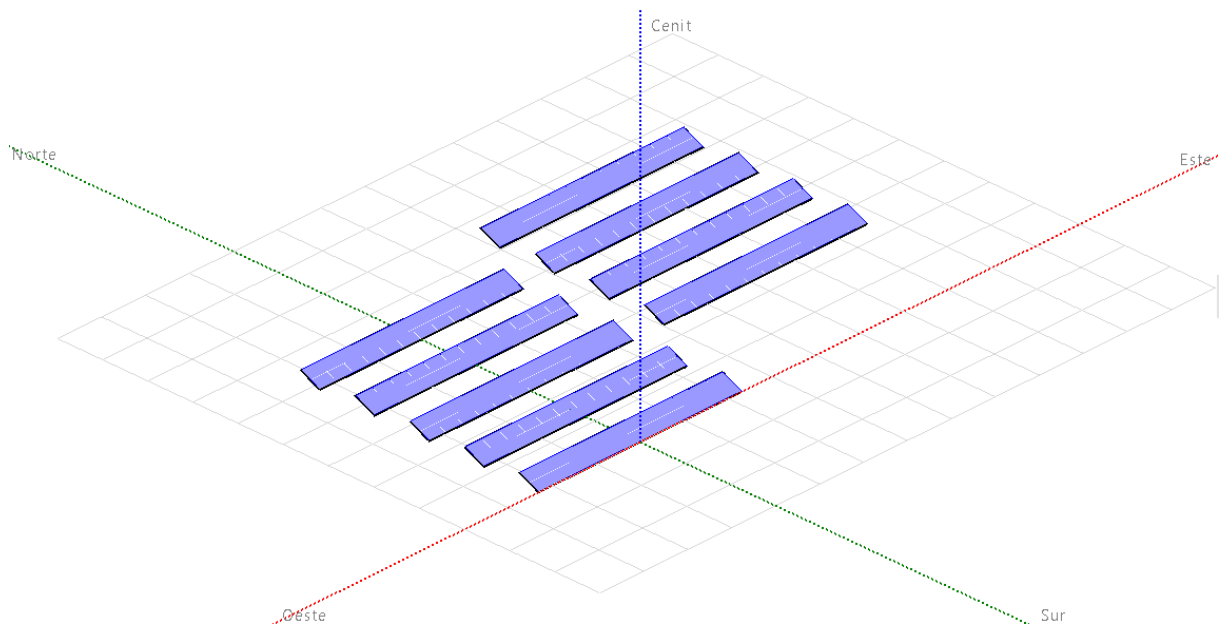


Ilustración 28 - 3D instalación fotovoltaica en PVSYS

Proyecto de mejora de instalación de bombeo existente de 75kW con variador solar y sistema de funcionamiento híbrido en Alcalá de Chivert (Castellón)

Los parámetros que definen la instalación se mantienen tal como se establecieron en el apartado 9.1. Sin embargo, a diferencia de lo realizado en el dimensionamiento de la instalación, para el análisis energético utilizaremos los datos de consumo reales. Esto implica que el consumo de agosto disminuirá ligeramente, ya que no se regó todos los días.

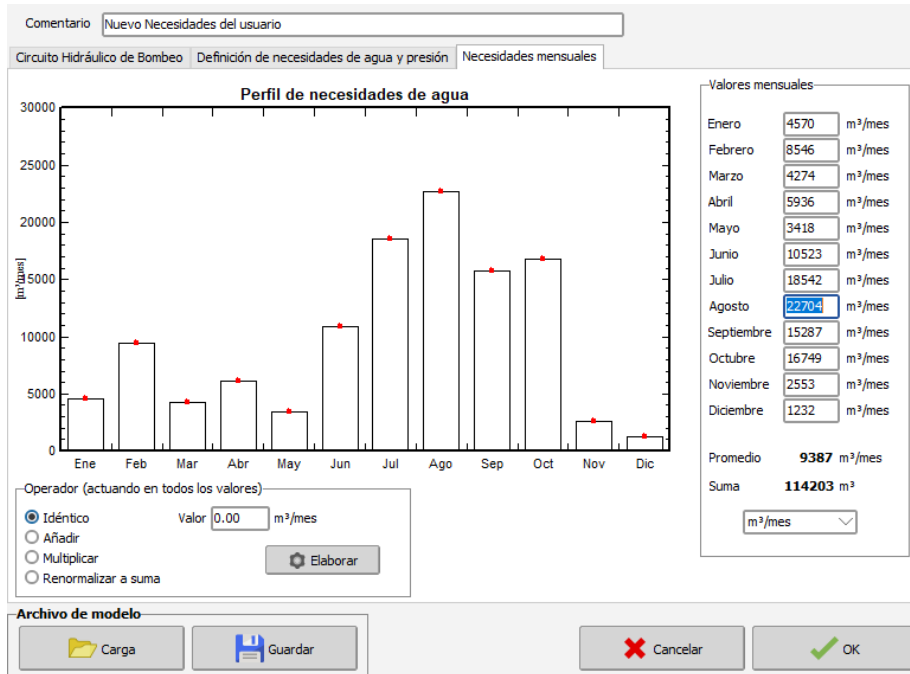


Ilustración 29 - Perfil de necesidades de agua mensuales en PVSYSY

Para realizar el análisis a lo largo de los años, PVSYSY nos permite ir modificando el envejecimiento de la instalación en el apartado de pérdidas detalladas, teniendo en cuenta así la degradación de los módulos.

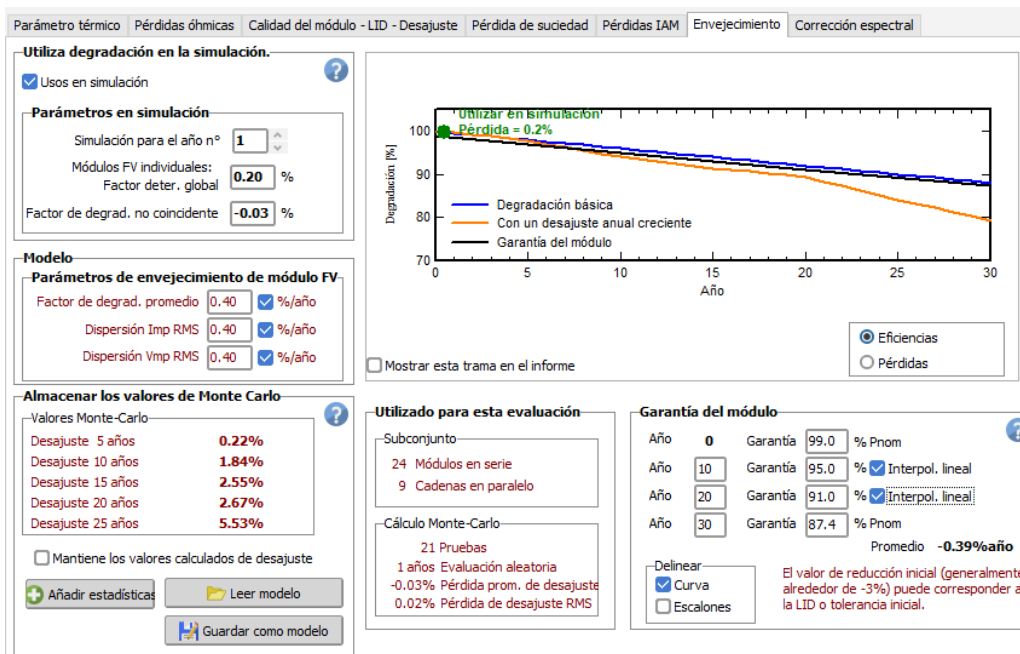


Ilustración 30 - Pérdidas por envejecimiento en PVSYSY

Proyecto de mejora de instalación de bombeo existente de 75kW con variador solar y sistema de funcionamiento híbrido en Alcalá de Chivert (Castellón)

Con estos ajustes realizamos ahora una simulación para cada año:

	AGUA BOMBEADA (m ³)	ENERGÍA BOMBEO (kWh)	PÉRDIDAS Balsa LLENA (kWh)	AGUA RESTANTE (m ³)	EFICIENCIA SISTEMA
AÑO 1	115.176	62.136	96.290	0	34,8%
AÑO 2	115.176	62.115	95.785	0	34,9%
AÑO 3	115.176	62.145	95.201	0	35,0%
AÑO 4	115.175	62.169	94.534	0	35,2%
AÑO 5	115.175	62.206	93.786	0	35,5%
AÑO 6	115.174	62.249	92.895	0	35,7%
AÑO 7	115.173	62.160	91.874	0	35,9%
AÑO 8	115.172	62.072	90.810	0	36,2%
AÑO 9	115.172	62.112	89.733	0	36,5%
AÑO 10	115.172	62.114	88.681	0	36,7%
AÑO 11	115.172	62.041	87.747	0	37,0%
AÑO 12	115.172	91.967	86.939	0	37,1%
AÑO 13	115.172	61.925	86.175	0	37,3%
AÑO 14	115.172	61.933	85.446	0	37,5%
AÑO 15	115.172	61.841	84.743	0	37,6%
AÑO 16	115.172	61.833	84.126	0	37,8%
AÑO 17	115.172	61.797	83.574	0	37,9%
AÑO 18	115.172	61.859	82.979	0	38,1%
AÑO 19	115.172	51.766	82.297	0	38,2%
AÑO 20	115.172	61.705	81.490	0	38,4%
AÑO 21	115.172	61.712	80.353	0	38,7%
AÑO 22	115.172	61.661	78.877	0	39,1%
AÑO 23	115.172	61.529	77.263	0	39,4%
AÑO 24	115.172	61.375	75.594	0	39,8%
AÑO 25	115.172	61.362	73.865	0	40,3%
AÑO 26	115.172	61.144	72.206	0	40,6%
AÑO 27	115.172	61.109	70.670	0	41,0%
AÑO 28	115.172	60.924	69.154	0	41,3%
AÑO 29	115.172	60.832	67.665	0	41,7%
AÑO 30	115.172	60.841	66.193	0	42,1%
TOTAL	3.455.181	1.872.634	2.506.945		

Tabla 29 - Análisis energético 30 años

Tras el análisis podemos comprobar que, manteniendo los consumos de agua actuales, la instalación fotovoltaica tiene capacidad suficiente para hacer funcionar la bomba cubriendo el 100% de la demanda durante toda su vida útil.

Es importante aclarar que la columna referente a la eficiencia del sistema no indica que la instalación se vuelva más eficiente con el tiempo. Ese porcentaje representa la relación entre la energía disponible y la utilizada. Como la energía utilizada para el bombeo se mantiene constante, mientras que la disponible disminuye debido al envejecimiento de la instalación, esa relación tiende a aumentar.

Al analizar en detalle el año 30, se observa que en agosto, el mes más crítico, no hay tantos excedentes. Si se todos los días un ciclo de riego, como se supuso en el diseño, este margen desaparecería.

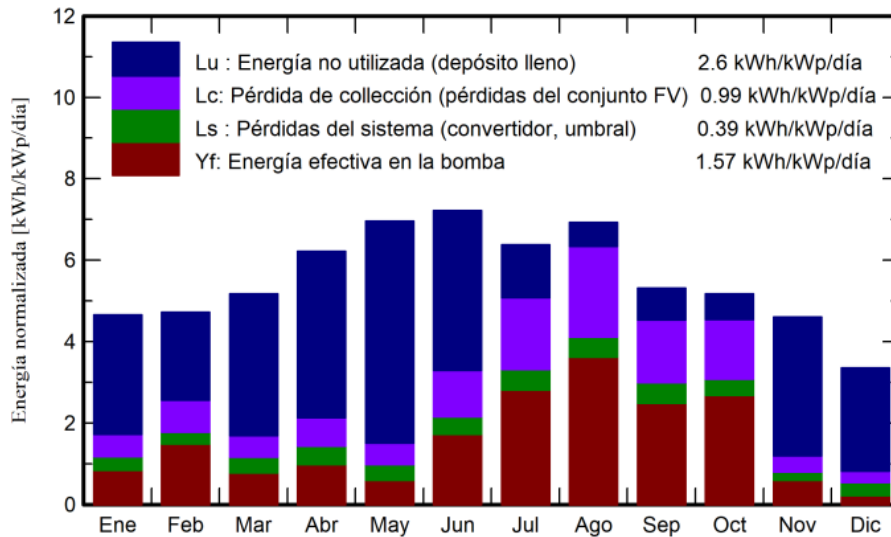


Ilustración 31 - Distribución diaria de la energía a los 30 años con consumo actual

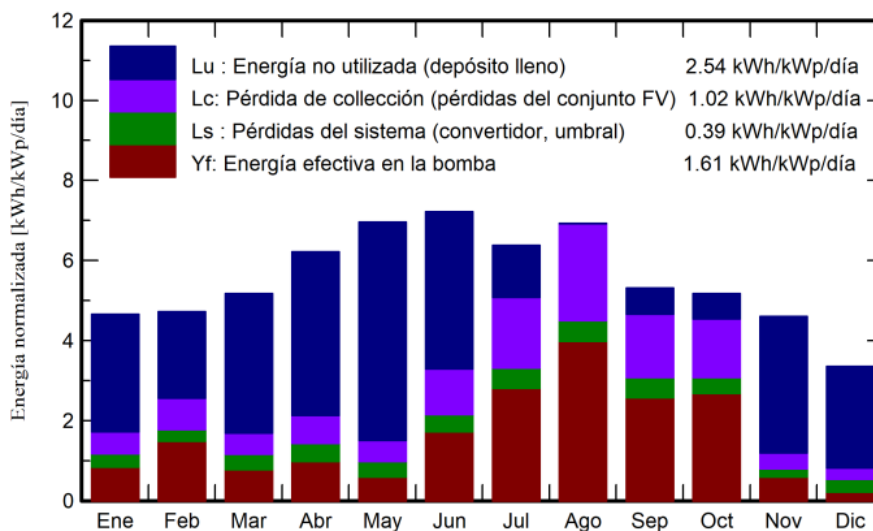


Ilustración 32 - Distribución diaria de la energía a los 30 años con consumo máximo en agosto

10.2. EMISIONES CO₂

En base a los datos de emisión de CO₂ de Red Eléctrica de España (REE, 2024), el factor de emisión equivalente en la energía producida en 2023 fue de 0,12 kgCO₂/kWh. Por lo tanto, las emisiones que se evitarán por la energía producida por esta instalación fotovoltaica serán:

Energía anual producida	Factor de emisión CO ₂	Emisiones evitadas
62.000 kWh	0,12 kgCO ₂ /kWh	7.440 kg de CO ₂

Tabla 30 - Emisiones CO₂

11. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

El análisis económico de la instalación de bombeo solar tiene como finalidad evaluar su rentabilidad y sostenibilidad financiera a lo largo del tiempo. Dado que la inversión inicial en tecnologías solares puede ser significativa, es crucial determinar si los ahorros en costes energéticos y otros beneficios asociados justifican dicha inversión. Este apartado examina los costes involucrados en la implementación y operación del sistema, así como los posibles retornos financieros, con el objetivo de establecer la viabilidad económica del proyecto.

11.1. COSTE DE LA ENERGÍA

La tarifa actual de la empresa es una tarifa 6.1TD, ya que se tiene una potencia contratada superior a los 15kW en uno de los periodos y la tensión de suministro está entre 1kV y 30kV. En la siguiente tabla se representan la distribución de potencias y el precio contratado de la energía:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Potencia contratada	12 kW	12 kW	12 kW	12 kW	12 kW	69 kW
Precio	0,3127 €/kWh	0,3321 €/kWh	0,2626 €/kWh	0,281 €/kWh	0,3061 €/kWh	0,2162 €/kWh

Tabla 31 - Tarifa contratada por periodos

Como se analizó en el apartado 5.1, la bomba solo se opera en el periodo P6, ya que es el más económico y cuenta con la mayor potencia contratada. El consumo de energía para el bombeo a lo largo de todo el año fue de 81.381 kWh. Además, debido a las pérdidas en la línea y el transformador mencionadas en el apartado 4.2, en varias ocasiones la potencia consumida superó la contratada en P6, lo que resultó en penalizaciones en la factura. También han de tener en cuenta los dos impuestos incluidos en la factura eléctrica, el Impuesto Eléctrico del 5,113% (0,5% en el año 2022) y el IVA del 21%. En total, los gastos asociados al consumo de energía de la instalación de bombeo durante 2022 fueron:

	CONSUMO	COSTE ENERGÍA CONSUMIDA	EXCESOS POTENCIA	I.E. 0,5%	I.V.A. 21%	COSTE TOTAL
2022	81.381 kWh	17.594,57 €	399,71 €	89,97 €	3.797,69 €	21.881,95 €

Tabla 32 - Coste de la energía consumida en bombeo

Para llevar a cabo el análisis económico de la instalación a lo largo de su vida útil, consultamos la web del OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía) y nos basamos en las proyecciones del precio de la energía para los próximos 10 años. (OMIP, 2024) Con esta información, y utilizando las tarifas eléctricas actuales, estimamos el costo de la energía en P6 para los años venideros. (CNMC, 2024)

En la siguiente tabla se muestra el precio (€/kWh) en P6 a partir de los datos del OMIP:

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
0,115	0,10065	0,0849	0,07891	0,07853	0,07828	0,07789	0,07692	0,07734	0,07734	0,07706

Tabla 33 – Previsión del precio de la energía en P6 en 10 años

Para el resto de los años en adelante se ha seguido la misma tendencia.

11.2. INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial es la que se realiza en el año 0 del análisis económico y corresponde al coste total de la instalación fotovoltaica, tanto los materiales, como la mano de obra, ingeniería e impuestos.

Es este proyecto, como se detalla en el anexo de presupuesto, la inversión inicial de la instalación de bombeo solar es de 90.362,15 €.

11.3. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costes de operación y mantenimiento (O&M) incluyen todas las actividades necesarias para mantener la instalación en condiciones óptimas, prevenir fallos, y asegurar que el sistema opere a su máxima capacidad durante su vida útil.

En este proyecto, se ha optado por un enfoque basado en el mantenimiento preventivo, que implica la realización de inspecciones regulares, ajustes y limpiezas programadas para evitar problemas mayores y reducir el riesgo de fallos inesperados. Además de la limpieza anual, el mantenimiento preventivo también incluye la revisión y prueba de componentes eléctricos y mecánicos.

Para estimar los costes de O&M de esta instalación, se han contratado los servicios de una empresa local, ajustándose a las características seleccionadas, por un importe de 924,00 €. Para proyectar el flujo de caja a lo largo de la vida útil de la instalación, se prevé un incremento anual del 3% en el coste de este servicio, en línea con el IPC.

11.4. RENTABILIDAD ECONÓMICA

En base a todos los datos económicos entorno a la instalación descritos anteriormente, analizamos la viabilidad del proyecto mediante diversas métricas.

VAN

El Valor Actual Neto (VAN) es una herramienta fundamental en la evaluación económica de proyectos. Consiste en determinar la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja generados por un proyecto y la inversión inicial requerida. (Velayos Morales, 2024) Se calcula con la siguiente fórmula:

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

Donde:

- F_t = Flujo de caja neto en el periodo t .
- r = Tasa de descuento o costo de oportunidad del capital.
- t = Periodo de tiempo en años.
- n = Número total de periodos.
- I_0 = Inversión inicial del proyecto.

Los resultados se interpretan de la siguiente forma:

- Si $VAN > 0$: El proyecto es rentable, ya que los flujos de caja generados superan la inversión inicial y los costos de capital.
- Si $VAN = 0$: El proyecto cubre exactamente los costos de inversión y capital, sin generar ni pérdida ni ganancia.
- Si $VAN < 0$: El proyecto no es rentable, pues los flujos de caja generados no alcanzan para recuperar la inversión inicial y los costos de capital.

Para este proyecto, la tasa de descuento aplicada será de un 6%.

TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es otra herramienta clave en la evaluación económica de proyectos, utilizada para determinar la rentabilidad de una inversión. La TIR es la tasa de descuento que iguala el Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto a cero. Es decir, es la tasa a la cual los flujos de caja futuros descontados se igualan a la inversión inicial. Analizar la TIR permite comparar la rentabilidad del proyecto con el costo de oportunidad del capital, ayudando a decidir si es conveniente o no realizar la inversión. (Sevilla Arias, 2014) Se calcula encontrando el valor r de la siguiente ecuación:

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

Donde:

- F_t = Flujo de caja neto en el periodo t .
- TIR = Tasa de descuento o costo de oportunidad del capital.
- t = Periodo de tiempo en años.
- n = Número total de periodos.
- I_0 = Inversión inicial del proyecto.

Para analizar el TIR lo comparamos con la tasa de descuento utilizada en el VAN:

- Si la TIR es mayor que la tasa de descuento, indica que el proyecto es rentable.

Proyecto de mejora de instalación de bombeo existente de 75kW con variador solar y sistema de funcionamiento híbrido en Alcalá de Chivert (Castellón)

- Si la TIR es igual a la tasa de descuento, el proyecto cubre exactamente los costos de capital sin generar un excedente.
- Si la TIR es menor que la tasa de descuento, el proyecto no es económicamente viable.

FLUJO DE CAJA

A continuación, se presenta el flujo de caja proyectado para la instalación de bombeo solar, donde se detallan los beneficios y los costes antes descritos durante la vida útil de la instalación.

Precio energía		AHORRO	O&M	FLUJO DE CAJA	ACUMULADO
	AÑO 0				- 90.362,15 €
0,1463 €	AÑO 1	11.903,17 €	924,00 €	10.979,17 €	- 79.382,98 €
0,1280 €	AÑO 2	10.417,86 €	951,72 €	9.466,14 €	- 69.916,84 €
0,1080 €	AÑO 3	8.787,65 €	980,27 €	7.807,37 €	- 62.109,46 €
0,1004 €	AÑO 4	8.167,65 €	1.009,68 €	7.157,97 €	- 54.951,50 €
0,0999 €	AÑO 5	8.128,31 €	1.039,97 €	7.088,34 €	- 47.863,16 €
0,0996 €	AÑO 6	8.102,44 €	1.071,17 €	7.031,27 €	- 40.831,89 €
0,0991 €	AÑO 7	8.062,07 €	1.103,30 €	6.958,76 €	- 33.873,12 €
0,0978 €	AÑO 8	7.961,67 €	1.136,40 €	6.825,27 €	- 27.047,86 €
0,0984 €	AÑO 9	8.005,14 €	1.170,50 €	6.834,65 €	- 20.213,21 €
0,0984 €	AÑO 10	8.005,14 €	1.205,61 €	6.799,53 €	- 13.413,68 €
0,0980 €	AÑO 11	7.976,16 €	1.241,78 €	6.734,38 €	- 6.679,30 €
0,0978 €	AÑO 12	7.956,49 €	1.279,03 €	6.677,46 €	- 1,84 €
0,0976 €	AÑO 13	7.942,00 €	1.317,40 €	6.624,60 €	6.622,76 €
0,0974 €	AÑO 14	7.923,37 €	1.356,93 €	6.566,45 €	13.189,21 €
0,0972 €	AÑO 15	7.907,85 €	1.397,63 €	6.510,21 €	19.699,42 €
0,0970 €	AÑO 16	7.890,25 €	1.439,56 €	6.450,69 €	26.150,11 €
0,0968 €	AÑO 17	7.875,76 €	1.482,75 €	6.393,01 €	32.543,12 €
0,0966 €	AÑO 18	7.861,27 €	1.527,23 €	6.334,04 €	38.877,15 €
0,0964 €	AÑO 19	7.846,78 €	1.573,05 €	6.273,73 €	45.150,88 €
0,0963 €	AÑO 20	7.835,39 €	1.620,24 €	6.215,15 €	51.366,03 €
0,0961 €	AÑO 21	7.819,87 €	1.668,85 €	6.151,02 €	57.517,05 €
0,0959 €	AÑO 22	7.807,44 €	1.718,91 €	6.088,53 €	63.605,59 €
0,0958 €	AÑO 23	7.793,99 €	1.770,48 €	6.023,51 €	69.629,10 €
0,0956 €	AÑO 24	7.782,60 €	1.823,59 €	5.959,01 €	75.588,10 €
0,0955 €	AÑO 25	7.771,22 €	1.878,30 €	5.892,92 €	81.481,02 €
0,0953 €	AÑO 26	7.758,80 €	1.934,65 €	5.824,15 €	87.305,17 €
0,0952 €	AÑO 27	7.747,41 €	1.992,69 €	5.754,72 €	93.059,89 €
0,0951 €	AÑO 28	7.737,06 €	2.052,47 €	5.684,59 €	98.744,48 €
0,0949 €	AÑO 29	7.726,71 €	2.114,05 €	5.612,67 €	104.357,14 €
0,0948 €	AÑO 30	7.716,36 €	2.177,47 €	5.538,89 €	109.896,04 €

Tabla 34 - Flujo de caja a 30 años

De la tabla obtenemos que el periodo de retorno de la inversión en las condiciones planteadas es de 12 años. Calculamos también los resultados del VAN y el TIR:

VAN ($r = 6\%$)	7.894,75 €
TIR	6,896%
PERIODO DE RETORNO	12 AÑOS

Tabla 35 - Indicadores económicos

12. DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La etapa final del proyecto, al concluir la vida útil de la planta solar, es la fase de abandono. Durante esta fase, se llevan a cabo trabajos de desmantelamiento, tratamiento de residuos y adaptación del terreno al entorno.

Este plan detalla el procedimiento para desmantelar una instalación fotovoltaica ubicada sobre suelo, que consta de 216 módulos fotovoltaicos, 117 bloques de hormigón, 200 kg de perfilería y tornillería de aluminio y acero, y 200 metros de canalización enterrada para cables. La instalación de AC ubicada en la caseta de obra existente se mantendrá, ya que también forma parte del sistema de control de la instalación de bombeo.

El objetivo principal del plan de desmantelamiento es desmontar y retirar todos los componentes de la instalación fotovoltaica de manera segura y eficiente, minimizando el impacto ambiental y gestionando adecuadamente los residuos generados. Además, se busca restaurar el terreno a su estado original, si es requerido, asegurando que se cumplan todas las normativas ambientales y de seguridad vigentes durante todo el proceso.

El proceso de desmantelamiento se puede dividir en siete fases:

- Fase 1: Preparación
- Fase 2: Desconexión de la instalación
- Fase 3: Desmontaje de los módulos fotovoltaicos
- Fase 4: Retiro de la estructura de soporte
- Fase 5: Retiro de la canalización enterrada
- Fase 6: Gestión de residuos
- Fase 7: Restauración del terreno

12.1. PREPARACIÓN

La primera fase del desmantelamiento implica una revisión y planificación meticulosa. Se inspeccionará el sitio y los componentes de la instalación para evaluar su estado y condiciones actuales. Posteriormente, se elaborará un cronograma detallado del desmantelamiento, estableciendo tiempos específicos para cada tarea. Se coordinará con proveedores de servicios de reciclaje y eliminación de residuos para asegurar una correcta disposición de los materiales. Además, se realizará una evaluación de riesgos para identificar posibles peligros y establecer procedimientos de trabajo seguros.

12.2. DESCONEXIÓN DE LA INSTALACIÓN

En esta fase, se procederá a la desconexión completa de la instalación fotovoltaica. Primero, se realizará la desconexión de la red eléctrica mediante los interruptores al inicio y al final de la línea de acometida, asegurando que la instalación no esté recibiendo electricidad. Después, se procederá a la desconexión del variador y otros componentes electrónicos abriendo tanto los interruptores de AC y DC, asegurando que no haya corriente residual en el sistema, evitando posibles retroalimentaciones y garantizando que no se genere electricidad. Se utilizarán equipos de medición para verificar que todos los componentes estén completamente desenergizados. Además, se etiquetarán y documentarán todas las conexiones y componentes desconectados, lo cual facilitará tanto el desmontaje como el posible reciclaje o reutilización de los equipos.

12.3. DESMONTAJE DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La tercera fase comienza con la desconexión eléctrica. Cada módulo se desconectará, asegurando que no haya energía residual en el sistema. Los cables que conectan los módulos serán retirados, etiquetando y almacenando los componentes eléctricos para facilitar su reutilización o reciclaje. Durante este proceso, se inspeccionarán los módulos para identificar cualquier daño o componente que requiera tratamiento especial, documentando el estado de cada módulo y componente eléctrico para futuros informes y auditorías.

Posteriormente, se procederá al desmontaje de los módulos. Los 216 módulos fotovoltaicos serán desatornillados y retirados cuidadosamente de sus soportes para evitar daños que puedan reducir su valor de reutilización o reciclaje. Una vez desmontados, se evaluará su estado de funcionamiento para determinar su destino final. Aunque la vida útil de la instalación haya llegado a su fin, estos módulos han sufrido una degradación inferior al 20% por lo que aún pueden seguir produciendo electricidad. Estos módulos se almacenarán en un lugar seguro, utilizando materiales de embalaje adecuados para prevenir daños durante el transporte.

12.4. RETIRO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

En la cuarta fase, se procederá al desmontaje de la perfilería y tornillería. Los 200 kg de perfilería y tornillería de aluminio y acero serán retirados utilizando las herramientas adecuadas para evitar daños a los materiales. Estos materiales se separarán según su tipo (aluminio y acero) para facilitar su posterior reciclaje o reutilización. Durante el desmontaje, se inspeccionarán las piezas para identificar aquellas que puedan ser reutilizadas en otros proyectos, almacenándolas en áreas designadas y aseguradas para prevenir pérdidas o daños.

El siguiente paso será el retiro de los bloques de hormigón. Utilizando un manipulador 4x4, se levantarán y retirarán los 117 bloques de hormigón de 550 kg cada uno. Estos bloques se transportarán a un sitio designado para su reutilización en otras construcciones o para ser reciclados como agregados. Se evaluará la posibilidad de triturar los bloques en el sitio para facilitar su transporte y reutilización, y se registrará el destino final de los bloques de hormigón para asegurar una correcta trazabilidad y cumplimiento de normativas ambientales.

12.5. RETIRO DE LA CANALIZACIÓN ENTERRADA

La quinta fase inicia con la excavación de la canalización enterrada. Se excavarán cuidadosamente los 200 metros de canalización utilizando maquinaria adecuada para evitar dañar los cables y otros servicios subterráneos. Se identificarán y marcarán previamente la ubicación de la canalización y cualquier otra infraestructura subterránea para prevenir accidentes. El material de relleno será retirado de manera ordenada y almacenado temporalmente para su reutilización durante la restauración del terreno. Durante la excavación, se inspeccionará la canalización para identificar posibles daños o componentes que necesiten un tratamiento especial.

Una vez excavada la canalización, se procederá al retiro de los cables. Los cables serán almacenados y clasificados según su tipo para facilitar su posterior reciclaje. Se evaluará la posibilidad de reutilizar los cables en otras instalaciones o proyectos, y se documentará la cantidad y tipo de cables retirados para asegurar una correcta gestión de inventarios y residuos.

12.6. GESTIÓN DE RESIDUOS

En la sexta fase, se realizará la clasificación y almacenamiento de los residuos. Todos los componentes desmontados se clasificarán según su tipo de material (metales, plásticos, vidrio, etc.) para facilitar su reciclaje o eliminación. Los materiales se almacenarán en áreas designadas, asegurando que estén protegidos contra las inclemencias del tiempo y posibles robos. Se coordinará con empresas especializadas en reciclaje para programar la recolección y transporte de los materiales, manteniendo un registro detallado de todos los materiales clasificados y almacenados para futuras auditorías y cumplimiento de normativas.

El transporte y reciclaje de los materiales serán gestionados cuidadosamente. Los materiales se transportarán a centros de reciclaje autorizados, asegurando que se cumplan todas las normativas de transporte de residuos. Se verificará que los centros de reciclaje cumplan con las normativas ambientales y de seguridad vigentes, obteniendo certificados de reciclaje para documentar el destino final de los materiales. Además, se evaluará la posibilidad de donar o vender algunos materiales que puedan tener un valor de reutilización.

12.7. RESTAURACIÓN DEL TERRENO

La séptima y última fase implica la limpieza del sitio. Se retirará cualquier residuo restante del área de la instalación, incluyendo escombros y material de embalaje. Se utilizará maquinaria adecuada para limpiar y nivelar el terreno, asegurando que no queden materiales peligrosos. Se inspeccionará el sitio para asegurar que no haya residuos ocultos o áreas contaminadas que necesiten tratamiento adicional, documentando el estado del sitio después de la limpieza para futuras referencias y auditorías.

Finalmente, se procederá a la restauración del terreno. El terreno será nivelado y compactado según sea necesario, utilizando el material de relleno almacenado durante la excavación. Se replantará vegetación o se realizarán otras tareas de restauración ambiental, siguiendo las indicaciones de los expertos en medio ambiente. Se evaluará la necesidad de instalar sistemas de drenaje o erosión para prevenir problemas futuros en el terreno restaurado, y se realizará una inspección final del sitio para asegurar que se ha restaurado adecuadamente y cumple con todas las normativas y expectativas del cliente.

13. CONCLUSIONES

A modo de resumen, en la siguiente tabla aparecen las características más importantes de la instalación de bombeo solar y los datos energéticos y económicos obtenidos:

Potencia pico	105,84 kWp
Nº de módulos	216
Variador solar	VECTOR VD-00750-6 75kW
Energía generada	62 MWh/año
Agua bombeada	115.172 m ³ /año
Inversión inicial	90.362,15 €
VAN	7.894,75 €
TIR	6,896%
Periodo de retorno	12 AÑOS

Tabla 36 - Resumen final del proyecto

El presente proyecto ha tenido como objetivo principal evaluar la viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica destinada al bombeo de agua para el llenado de una balsa de riego. A lo largo del estudio, se ha realizado un análisis detallado que abarca desde el diseño técnico de la instalación hasta su impacto económico y ambiental.

Desde un punto de vista técnico, se ha instalado una capacidad total de 105,84 kWp, con una producción anual estimada de 62MWh. Esta capacidad es suficiente para cubrir las necesidades energéticas del sistema de bombeo, asegurando un suministro constante y eficiente de agua para riego. Además, como se ha reflejado en el análisis energético, la instalación tendría excedentes suficientes para poder cubrir incrementos en la demanda de riego.

En cuanto a los resultados económicos, la inversión inicial de la instalación asciende a 90.362,15€, incluyendo la obra civil necesaria para su implementación. El análisis económico indica un período de retorno de la inversión de 12 años, con un Valor Actual Neto (VAN) de 7.894,75€ y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 6,896%. Estos indicadores reflejan que, aunque el período de retorno es moderado, el proyecto es rentable a largo plazo y ofrece un retorno económico positivo

En base a los datos de emisión de CO₂ por kWh producido de Red Eléctrica de España, sabemos que la instalación fotovoltaica evitará la emisión de aproximadamente 7.440 kg de CO₂ al año. Este ahorro significativo en emisiones refuerza el impacto ambiental positivo del proyecto, contribuyendo a la reducción de la huella de carbono del sistema de riego y promoviendo su sostenibilidad a largo plazo.

Finalmente, cabe señalar que, si bien los resultados son positivos, existen limitaciones en el análisis debido a la variabilidad de la irradiación solar y los posibles cambios en los costos energéticos futuros.

En conclusión, el proyecto demuestra que la instalación fotovoltaica es una solución viable tanto técnica como económicamente, promoviendo el uso sostenible de recursos energéticos en el sector agrícola.

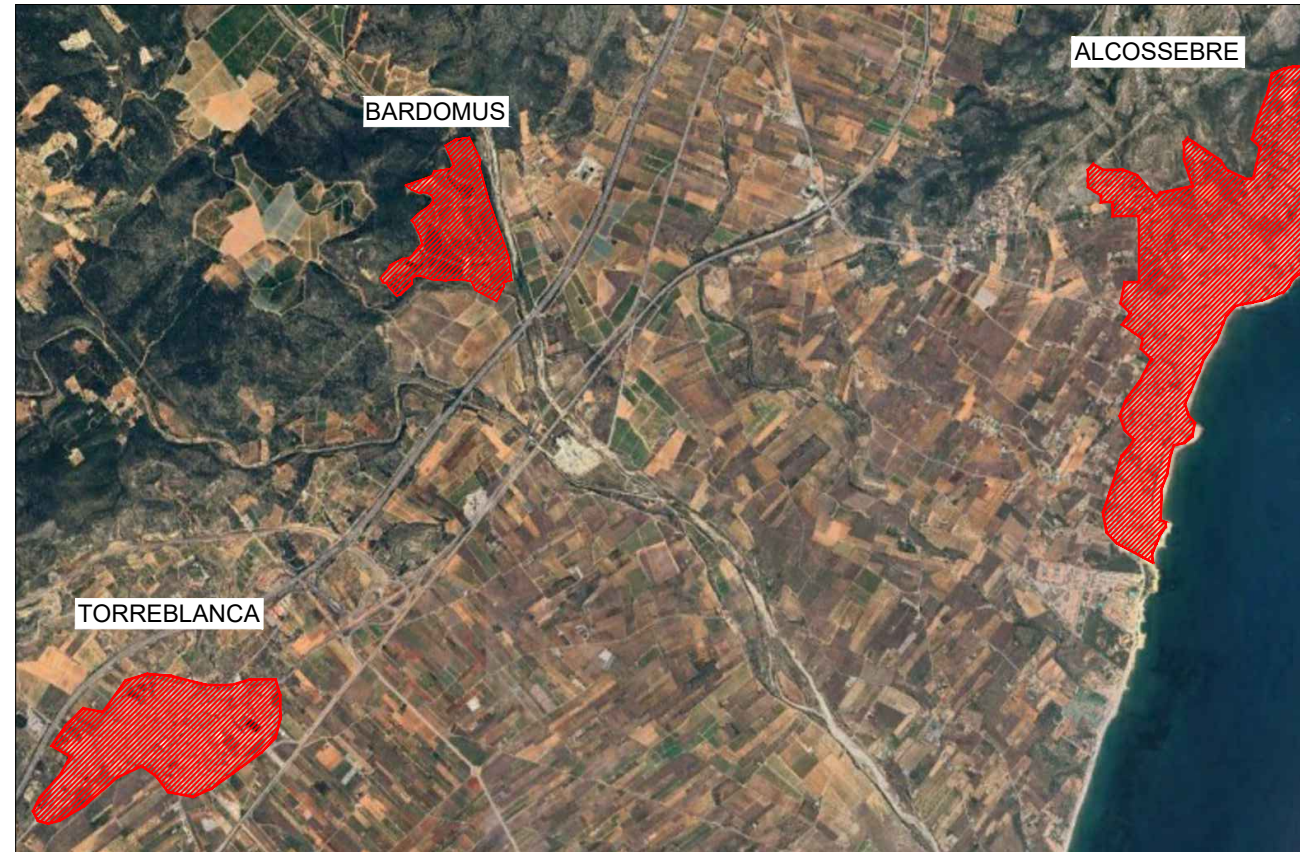
14. BIBLIOGRAFÍA

- AENOR. (2022). *UNE-HD 60364-5-52:2022: Instalaciones eléctricas de baja tensión*. . Obtenido de <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0070481>
- Alonso, J. (2 de julio de 2024). *Guía y Ejemplo de cálculo fotovoltaico con la calculadora online PVGIS*. Obtenido de "SFE solar": <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/pvgis-guia-rapida-y-ejemplo-calculo-espanol/>
- Briceño V., G. (2019). *Clima mediterráneo*. Obtenido de Euston 96: <https://www.euston96.com/clima-mediterraneo/>
- CNMC. (2024). *Comparador de Ofertas de Energía*. Obtenido de "CNMC": <https://comparador.cnmc.gob.es/>
- Comisión Europea. (2019). *El Pacto Verde Europeo*. Obtenido de https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es
- GRUNDFOS. (s.f.). *Grundfos SP 125-8AA*. Obtenido de <https://product-selection.grundfos.com/es/products/sp-sp-g/sp/sp-125-8aa-17A043B8?pumpsystemid=2391188523&tab=variant-curves>
- IDAE. (julio de 2011). *Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red*. Obtenido de "Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía": <https://www.idae.es/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de>
- JA Solar. (s.f.). *JAM72S20 445-470/MR series*. Obtenido de <https://www.jasolar.com/uploadfile/2023/0208/20230208050346724.pdf>
- Jinko Solar. (s.f.). *JinkoSolar TigerNeo 60HL4-(V) 470-490*. Obtenido de <https://jinkosolar.eu/wp-content/uploads/EU-JKM470-490N-60HL4-V-F6-EN.pdf>
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2002). *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-BT-18)*. Obtenido de Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. Boletín Oficial del Estado, 224, de 18 de septiembre de 2002, 1-88: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099>
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2002). *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-BT-21)*. Obtenido de Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. Boletín Oficial del Estado, 224, de 18 de septiembre de 2002, 1-88: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099>
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (2021). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>
- Naciones Unidas. (2015). *Objetivo 1: Poner fin a la pobreza en todas sus formas en todo el mundo*. Obtenido de "Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible": <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/poverty/>

- Naciones Unidas. (2015). *Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles*. Obtenido de "Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible": <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cities/>
- Naciones Unidas. (2015). *Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos*. Obtenido de "Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible": <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>
- Naciones Unidas. (2015). *Objetivo 6: Garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible y el saneamiento para todos*. Obtenido de "Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible": <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/water-and-sanitation/>
- Naciones Unidas. (2015). *Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*. Obtenido de "Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible": <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- Naciones Unidas. (2015). *Objetivo 8: Promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo y el trabajo decente para todos*. Obtenido de "Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible": <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/economic-growth/>
- Naciones Unidas. (2015). *Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación*. Obtenido de "Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible": <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/>
- OMIP. (2024). Obtenido de <https://www.omip.pt/es>
- Pretensados Duran. (s.f.). *SOLARBLOC HS/18 25º*. Obtenido de "Pretensados Duran. Solarbloc": <https://solarbloc.es/productos/solarbloc-hs-18-25o/>
- Raffino, Equipo editorial, Etecé. (5 de agosto de 2021). *Panel solar*. Obtenido de "Enciclopedia Concepto": <https://concepto.de/panel-solar/>
- REE. (2024). *EMISIONES Y FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 EQ. DE LA GENERACIÓN (tCO2 eq. | tCO2 eq./MWh)*. Obtenido de "Red Eléctrica": <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- Sevilla Arias, A. (2 de febrero de 2014). *Tasa interna de retorno (TIR): Qué es, fórmula y ejemplos*. Obtenido de "economipedia": <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- UNESA. (s.f.). *Método UNESA: Configuraciones tipo de electrodos de tierra y sus parámetros característicos*. Obtenido de Anexo 2: <https://autarquiapersonal.com/wp-content/uploads/2023/11/Metodo-UNESA-Anexo-II-Valores-de-coeficientes.pdf>
- VectorEnergy. (s.f.). *VD 600 VARIADOR DE FRECUNCIA*. Obtenido de https://vectorenergy.com/wp-content/uploads/2023/04/dt_vd600_esp.pdf
- Velayos Morales, V. (28 de febrero de 2024). *Valor actual neto (VAN): Qué es y cómo utilizarlo*. Obtenido de "Economipedia.com": <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

II. PLANOS

1:50.000



1:10.000

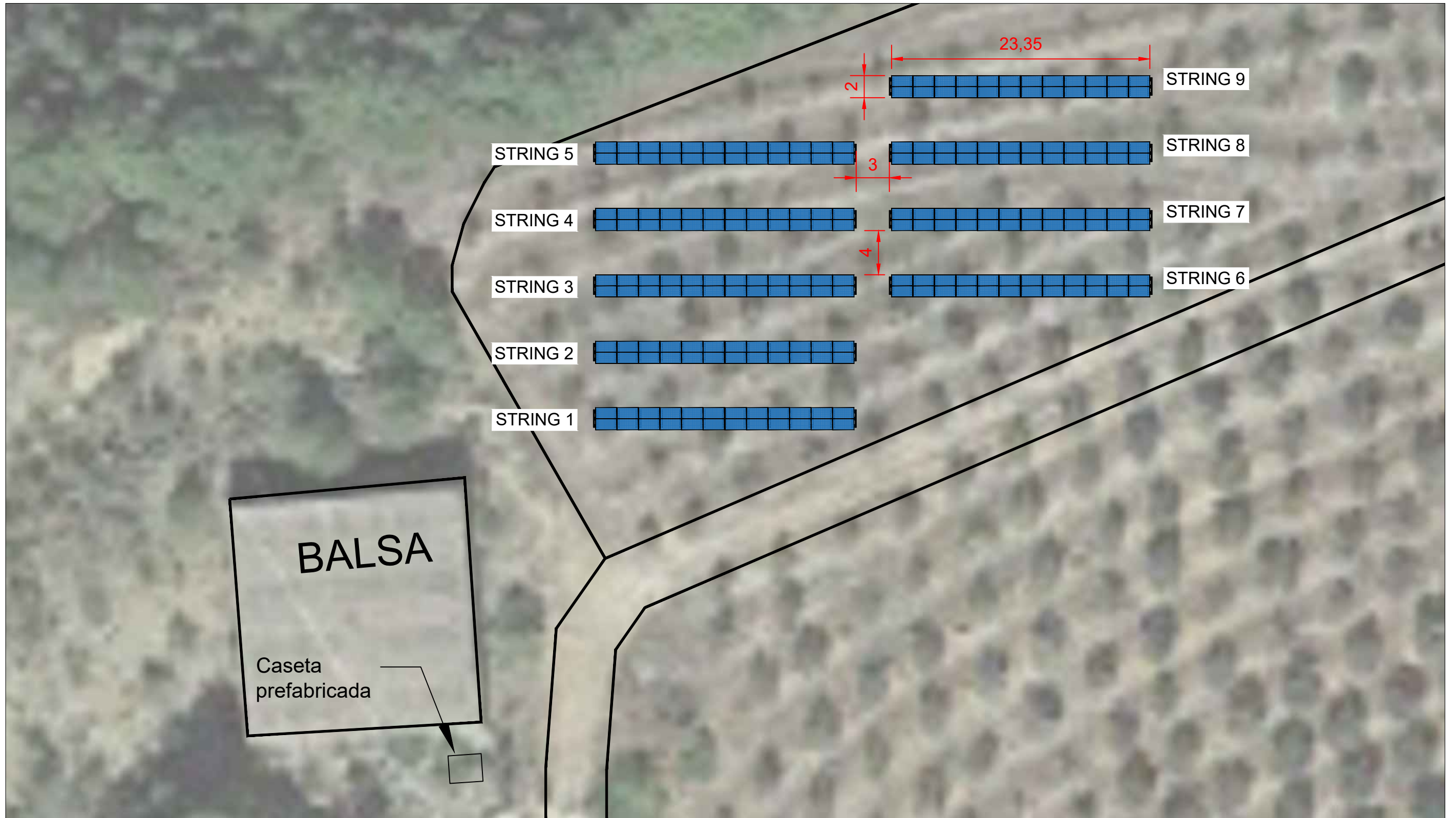


1:2.000



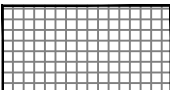
DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE	
Referencia catastral	12004A020000520000UF
Localización	Polígono 20 Parcela 52 TORMASSAL. ALCALA DE XIVERT (CASTELLÓN)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario

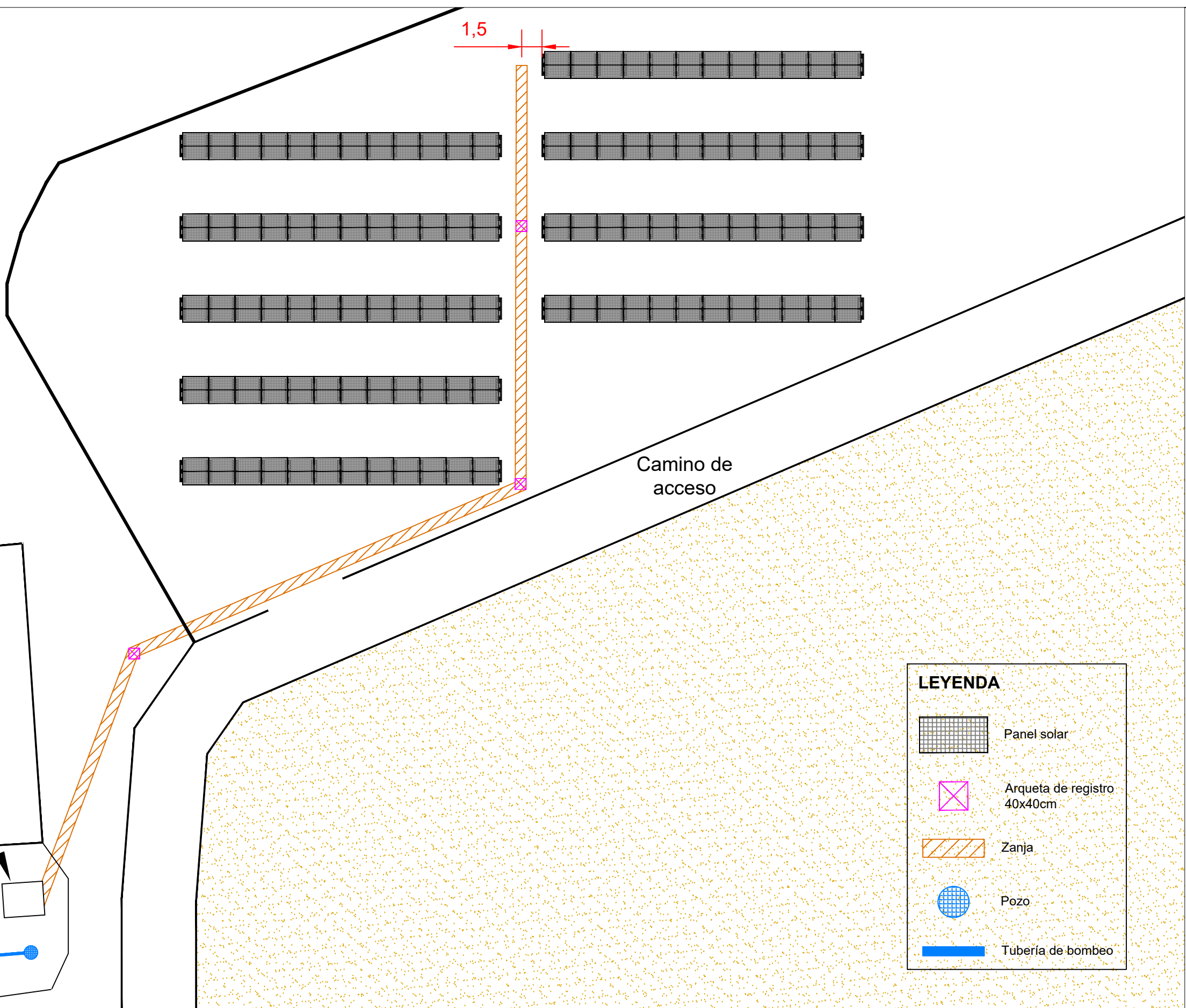
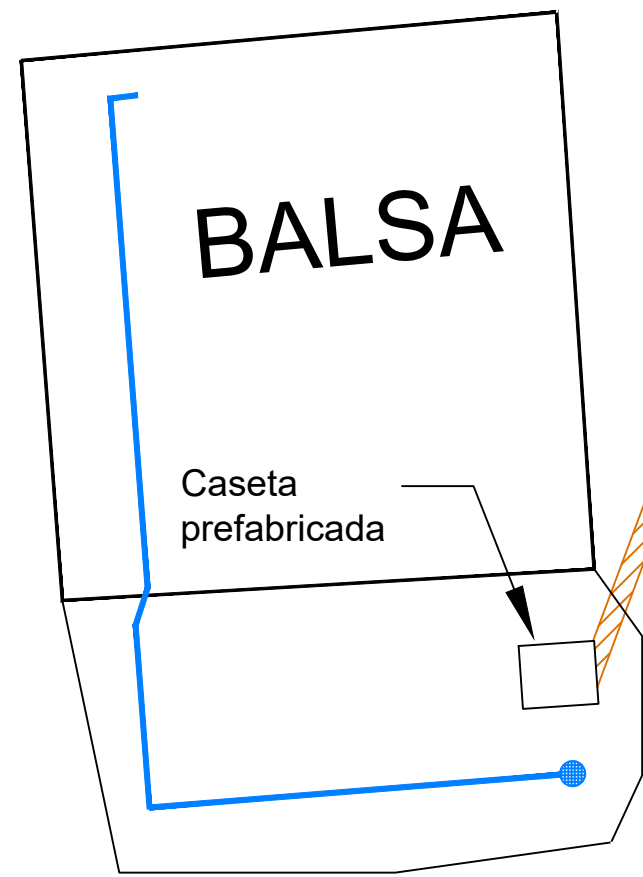
PARCELA CATASTRAL	
	Parcela, a efectos catastrales, con inmuebles de distinta clase (urbano y rústico)
Localización	Polígono 20 Parcela 52 TORMASSAL. ALCALA DE XIVERT (CASTELLÓN)
Superficie gráfica	542.013 m ²








Modelo módulo: JINKO SOLAR JKM490N-60JL4-V
 1906x1134x30 mm. ; 22,5 Kg
 Nº Módulos: 216 módulos
 Potencia módulo: 490 Wp
 Potencia Total: 105,84 kWp

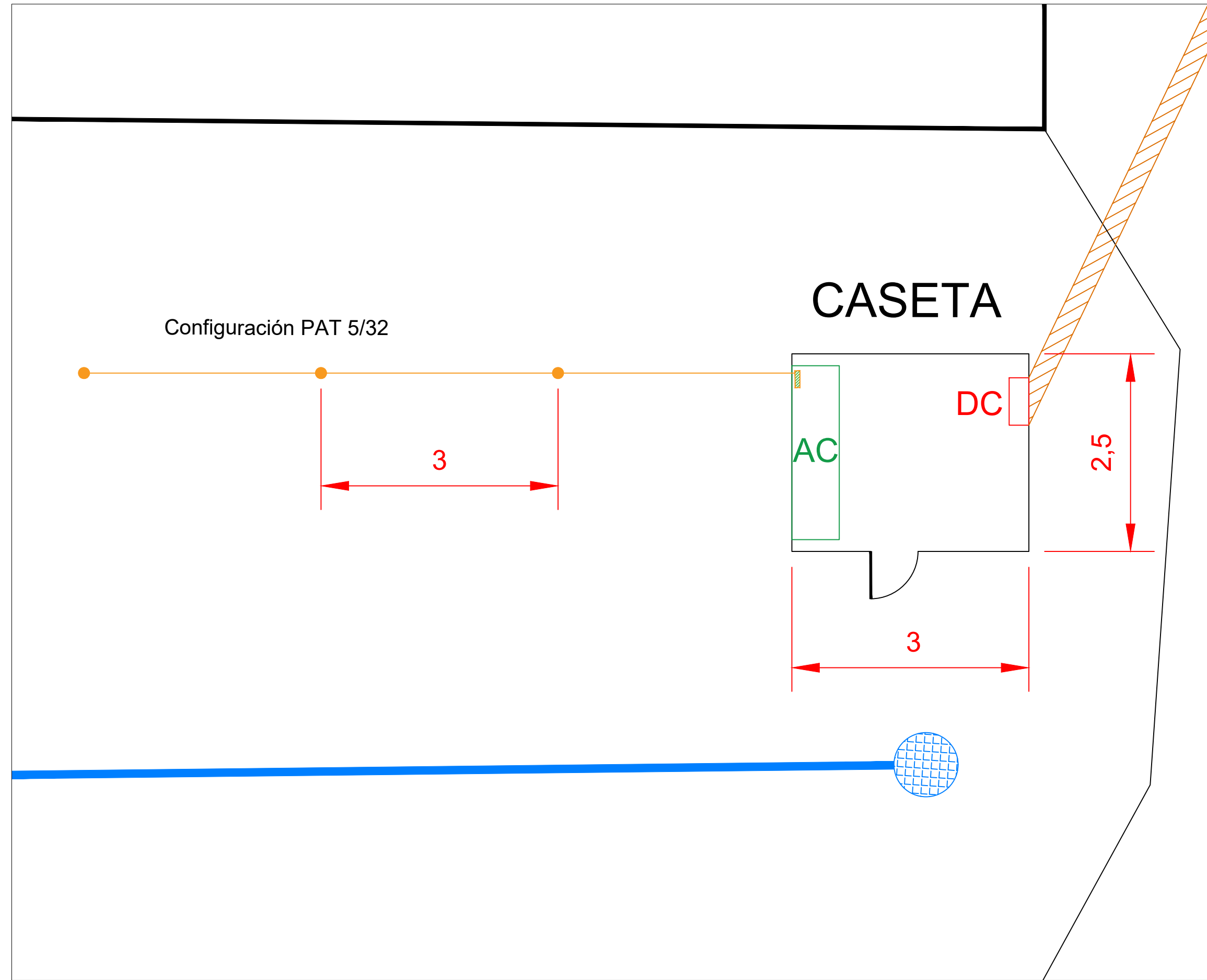
LEYENDA

 Panel solar









LEYENDA

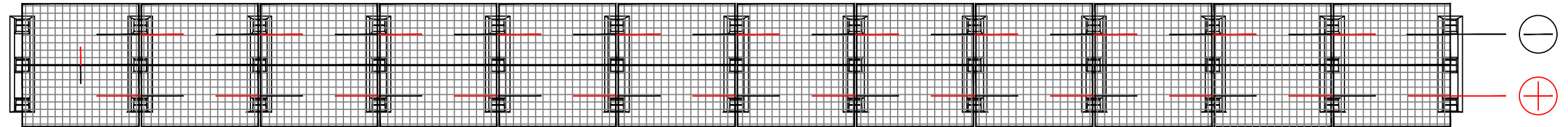
-  Panel solar
-  Arqueta de registro 40x40cm
-  Zanja
-  Pozo
-  Tubería de bombeo



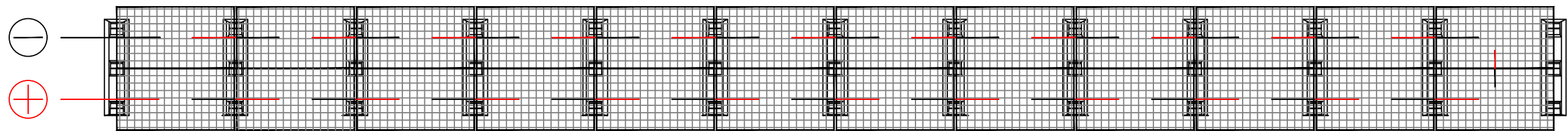
LEYENDA

-  Borne principal de tierra
-  Pica de tierra
l=2m d=14mm
-  Conductor
Cu 50mm²
-  Zanja
-  Pozo
-  Tubería de bombeo

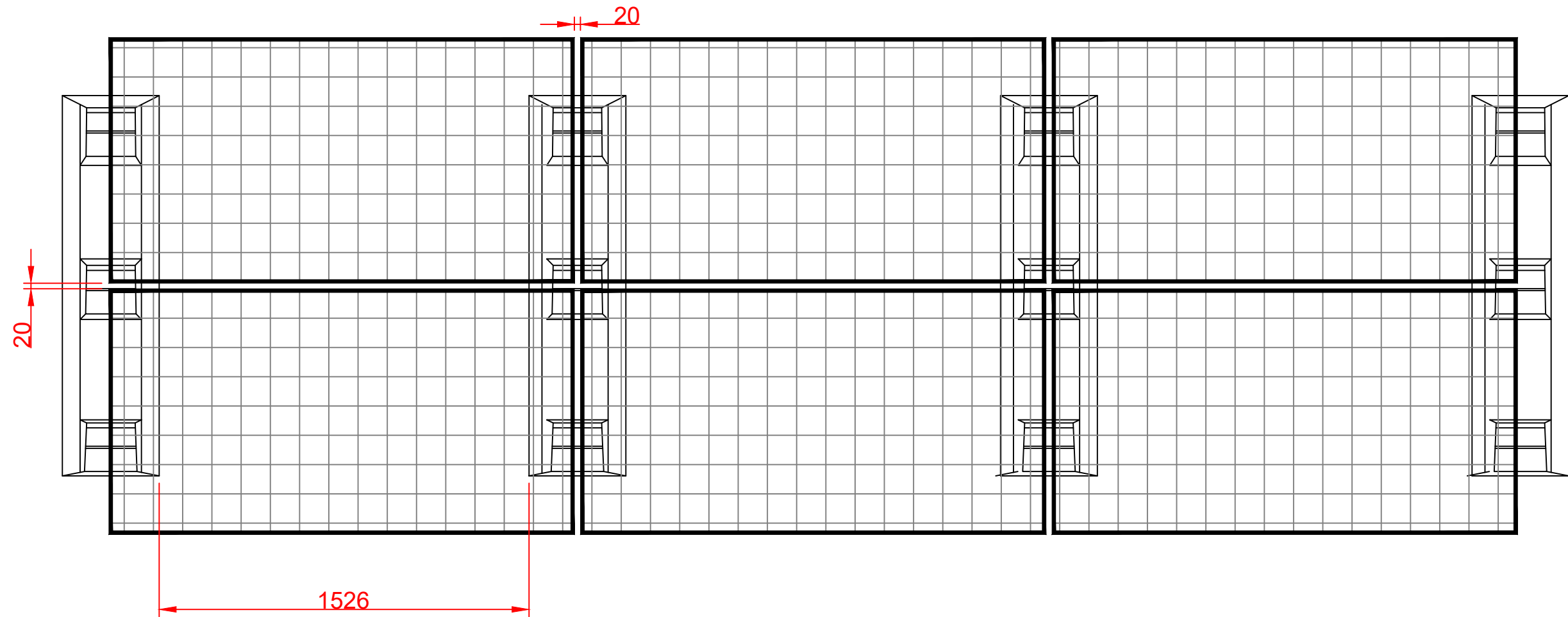
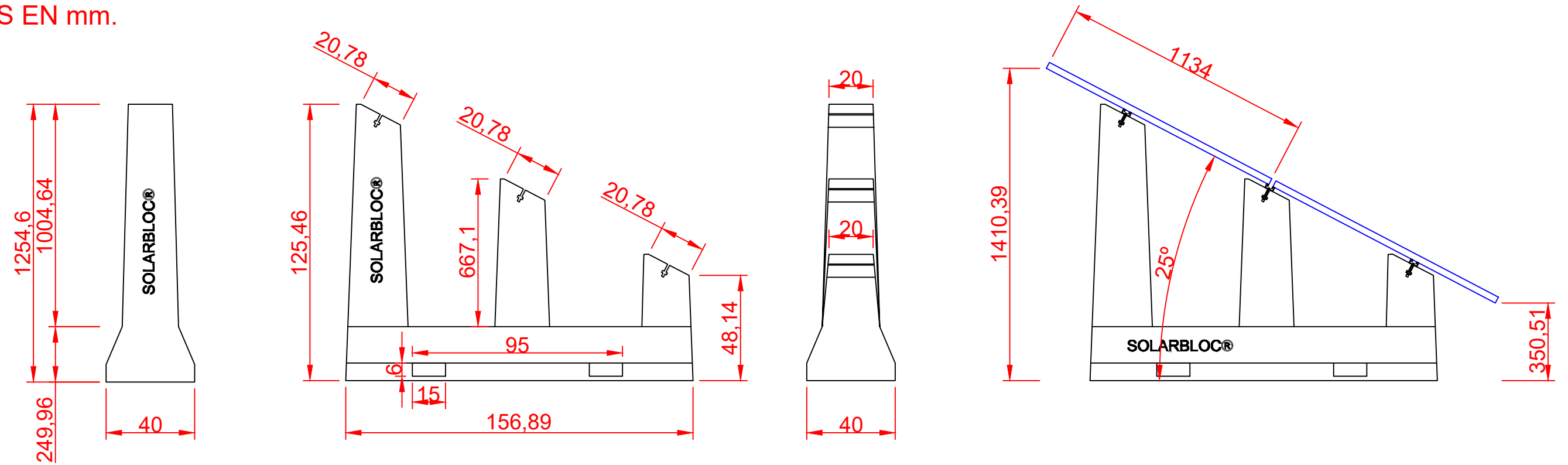
STRINGS 1, 2, 3, 4 Y 5
 N° Módulos: 5x24 = 120
 N° SOLARBLOCS: 5x13 = 65
 Potencia Total: 58,80 kWp

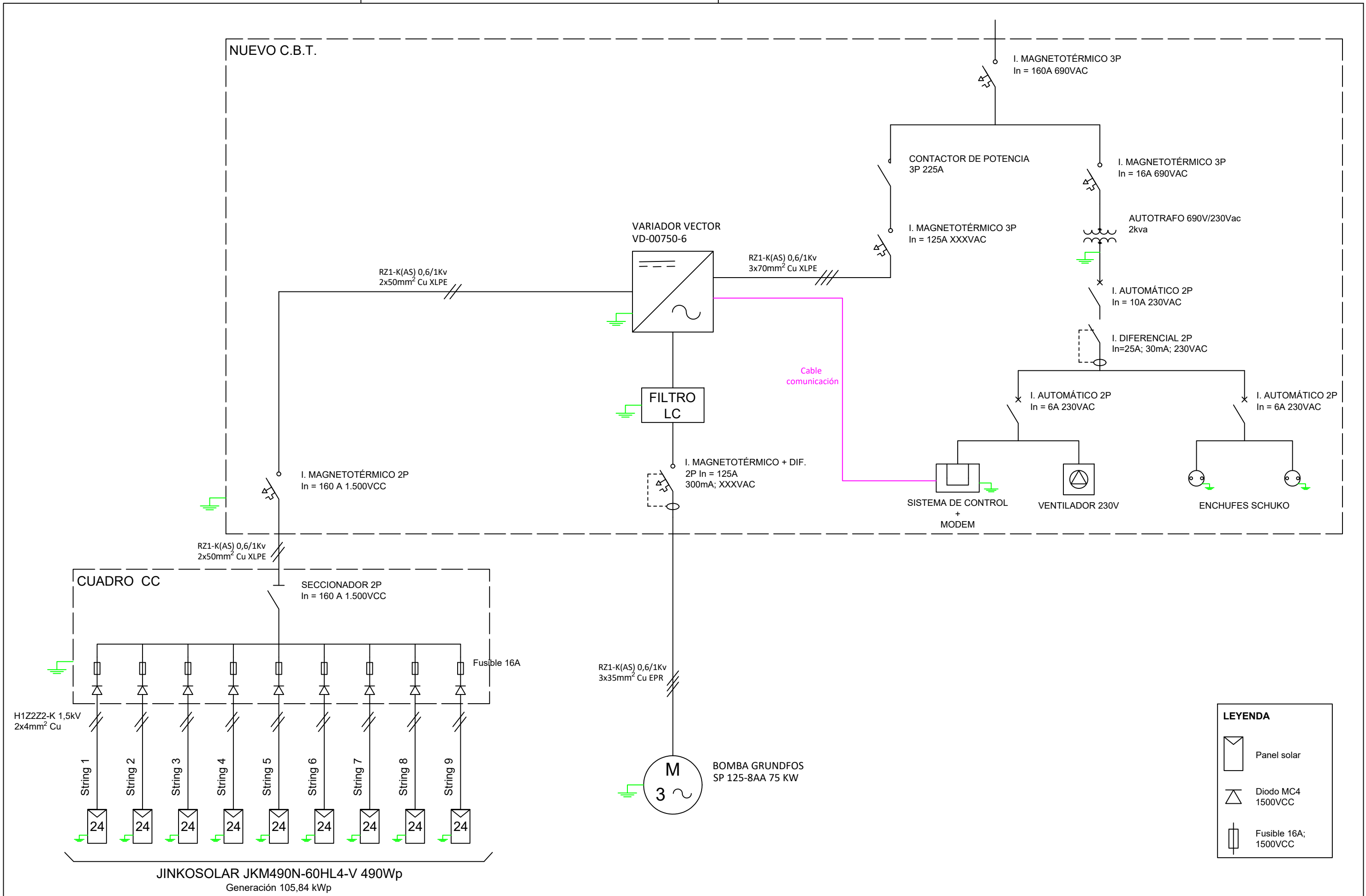


STRINGS 6, 7, 8 Y 9
 N° Módulos: 4x24 = 96
 N° SOLARBLOCS: 4x13 = 52
 Potencia Total: 47,04 kWp



COTAS EN mm.





LEYENDA

	Panel solar
	Diodo MC4 1500VCC
	Fusible 16A; 1500VCC

III. PRESUPUESTO

Presupuesto parcial nº 1 Acondicionamiento del terreno y obra civil

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.1	m ²	Desbroce y limpieza superficial de terreno y retirada tierra vegetal, incluyendo arbustos, por medios mecánicos hasta una profundidad de 30 cm, con carga y transporte de la tierra vegetal y de los productos resultantes a lugar acopio.	2.406,000	2,27	5.461,62
1.2	m ³	Excavación de zanja de 0,6 metros de ancho y 1m de profundidad, limpieza y extracción de restos con medios mecánicos y manuales. Posterior relleno con tierra y zahorra y retirada y envío de residuos a gestor autorizado.	100,000	37,26	3.726,00
1.3	m	Canalización enterrada de tubo DRL de diámetro de 50 mm totalmente instalada con resistencia a compresión superior a 250N. Características técnicas conforme a la norma UNE-EN 61386-24. Incluyendo manguitos, separadores, bridas y accesorios.	300,000	1,40	420,00
Total presupuesto parcial nº 1 Acondicionamiento del terreno y obra civil:					9.607,62

Presupuesto parcial nº 2 Instalación fotovoltaica

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
2.1	u	Panel solar JinkoSolar JKM490N-60HL4-V de 490 Wp. Módulo monofacial con tecnología N-Type de alta eficiencia con las siguientes características: - Potencia máxima: 490 Wp - Nº de celdas: 120 (60x2) - Dimensiones: 1906x1134x30 mm - Peso: 22,50 kg - Tensión máxima potencia (Vmp): 36,43 V - Corriente máxima potencia (Imp): 13,45 A - Tensión de circuito abierto (Voc): 43,91 V - Corriente de cortocircuito (Isc): 14,01 A - Eficiencia: 22,67%	216,000	75,51	16.310,16
2.2	u	Estructura de hormigón prefabricada para el soporte de paneles solares SOLARBLOC HS/18 a 25º, incluyendo herrajes, nivelación, carriles de aluminio (70/10) y tornillería necesaria para el montaje de paneles de espesor 30mm. Envío a Alcalá de Chivert	117,000	78,88	9.228,96
Total presupuesto parcial nº 2 Instalación fotovoltaica:					25.539,12

Presupuesto parcial nº 3 Sistema de control del bombeo

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
3.1	u	Variador VECTOR VD-00750-6 con capacidad de funcionar en modalidad aislada e híbrida y con las siguientes características: - Potencia: 75 kW - Eficiencia: 98% - Rango de frecuencia: 0-400 Hz - Rango de tensión: 690(+10%) VAC - Intensidad de entrada nominal: 85 A - Intensidad de salida nominal: 86 A - Rango entrada VDC: 850-1250 V - Cantidad de MPPT: 1 - Peso: 47 kg - Sistema de monitorización SI	1,000	4.965,00	4.965,00
3.2	u	Sistema de monitorización avanzado de la marca PREVIELEC para el control de un variador solar, diseñado para optimizar el rendimiento de instalaciones fotovoltaicas. El sistema incluye: conexión a Internet para acceso remoto y control en tiempo real desde cualquier ubicación, seguimiento de la radiación solar para ajustar el rendimiento del sistema según las condiciones ambientales, medida de corriente alterna y continua para un monitoreo preciso del flujo energético en ambas fases, paro manual para intervenciones de seguridad y mantenimiento, y control remoto con envío de informes periódicos. Boya interruptor de nivel para aguas limpias.	1,000	3.746,00	3.746,00
3.3	u	Filtro FLCZ6115A, compuesto por una inductancia de 0,95 mH y un condensador de 53 µF para corrientes de hasta 115A. Tensión de funcionamiento de 690V	1,000	2.070,00	2.070,00
3.4	u	Trafo monofásico 20000VA 690V/400V de la marca INDUEL	1,000	180,00	180,00
3.5	u	Toma corriente 2P+TT laterlal 250V estándar alemán SCHUKO	2,000	12,30	24,60
Total presupuesto parcial nº 3 Sistema de control del bombeo:					10.985,60

Presupuesto parcial nº 4 Protecciones

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
4.1	u	Cuadro eléctrico de baja tensión realizado con armario metálico 1800x1600x500mm con dos puertas ciegas, placa de montaje y zócalo de 100mm, protección IP55-IK10, conteniendo en su interior todos los elementos eléctricos necesarios según esquema eléctrico acordes a la tensión de empleo y protección adecuada para cada circuito para funcionamiento con red eléctrica o corriente fotovoltaica, debidamente montados y conexionados. Sistema de ventilación automática con control de la temperatura interior del cuadro. Alojando en su interior variador solar y filtro senoidal FLC.	1,000	7.263,50	7.263,50
4.2	u	Cuadro secundario de fotovoltaica y protección 720x540x201mm, con placa de montaje, diseñado para la agrupación de strings de 1500V. Este cuadro incluye una tapa de policarbonato transparente para facilitar la inspección visual, fusibles de 16A con bases portafusibles, una pletina de cobre para conexiones eficientes, seccionador de 3P, y diodos con conector MC4. El cuadro se entregará completamente montado y ensamblado conforme al esquema eléctrico proporcionado, asegurando su correcta funcionalidad y cumplimiento con las normativas de instalación.	1,000	1.030,20	1.030,20
Total presupuesto parcial nº 4 Protecciones:					8.293,70

Presupuesto parcial nº 5 Cableado

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
5.1	m	Cable ROJO unipolar solar H1Z2Z2-K de 1,5KV (Cu) con recubrimiento XLPE de 4mm ² de la marca MIGUELEZ totalmente instalado	1.000,000	1,20	1.200,00
5.2	m	Cable NEGRO unipolar solar H1Z2Z2-K de 1,5KV (Cu) con recubrimiento XLPE de 4mm ² de la marca MIGUELEZ totalmente instalado	1.000,000	1,20	1.200,00
5.3	m	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (1,5kV en DC) (Cu) con recubrimiento XLPE de 50mm ² de la marca MIGUELEZ totalmente instalado	15,000	8,40	126,00
5.4	m	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE de 70mm ² de la marca MIGUELEZ totalmente instalado	10,000	11,50	115,00
5.5	m	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE de 25mm ² de la marca MIGUELEZ totalmente instalado	10,000	6,17	61,70
5.6	m	Cable unipolar RZ1-K(AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE de 16mm ² de la marca MIGUELEZ totalmente instalado	10,000	4,06	40,60
5.7	m	Cable unipolar H07V-K 500/750V (Cu) con recubrimiento PVC de 2,5 mm ² de la marca MIGUELEZ totalmente instalado	30,000	1,50	45,00
5.8	u	Puesta a tierra diseñada conforme al método UNESA código 5/32, que incluye un electrodo de puesta a tierra formado por una hilera de cable de cobre desnudo de 50 mm ² de sección. Este cable se instalará enterrado a una profundidad de 0,50 m para asegurar un contacto óptimo con el terreno. Además, se incluirán tres picas de acero-cobre de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro, dispuestas en línea y separadas entre sí por 3 m. Estas picas proporcionan una conexión eficiente y segura al terreno, garantizando la correcta dispersión de corrientes de falla y la protección del sistema eléctrico.	1,000	320,02	320,02

Proyecto de mejora de instalación de bombeo existente de 75kW con variador solar y sistema de funcionamiento híbrido en Alcalá de Chivert (Castellón)

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
5.9	m	Cable VERDE/AMARILLO unipolar solar H1Z2Z2-K de 1,5KV (Cu) con recubrimiento XLPE de 4mm2 de la marca MIGUELEZ totalmente instalado	120,000	1,23	147,60
Total presupuesto parcial nº 5 Cableado:					3.255,92

Presupuesto parcial nº 6 Ingeniería

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
6.1	u	Servicios completos de ingeniería para el desarrollo y legalización de la instalación, abarcando todas las etapas necesarias para su correcta ejecución y puesta en marcha. Esto incluye la tramitación de permisos y la legalización del sistema ante los organismos competentes, asegurando que la instalación cumpla con todas las normativas vigentes. Se redactarán los documentos técnicos requeridos, incluyendo un proyecto técnico detallado que será firmado por un ingeniero colegiado. El proyecto incluirá planos precisos de la instalación, dimensionado completo de todos los componentes, y cálculos justificativos que aseguren la idoneidad y eficiencia del diseño. Además, se realizarán visitas periódicas a obra para supervisar el progreso de los trabajos y asegurar la correcta ejecución conforme al proyecto.	1,000	3.800,00	3.800,00
Total presupuesto parcial nº 6 Ingeniería:					3.800,00

Presupuesto parcial nº 7 Seguridad y Salud

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
7.1	u	Provisión de protecciones colectivas como barandillas y señalización, equipos de protección individual (EPI) como cascos, guantes y arneses, y equipos de primeros auxilios completos para atender posibles emergencias en el lugar de trabajo.	1,000	865,23	865,23
Total presupuesto parcial nº 7 Seguridad y Salud:					865,23

Resumen del presupuesto

Acondicionamiento del terreno y obra civil	9.607,62 €
Instalación fotovoltaica	25.539,12 €
Sistema de control del bombeo	10.985,60 €
Protecciones	8.293,70 €
Cableado	3.255,92 €
Ingeniería	3.800,00 €
Seguridad y Salud	865,23 €
SUBTOTAL	62.347,19 €
Gastos generales 13 %	8.105,13 €
Beneficio industrial 6%	4.227,14 €
TOTAL	74.679,46 €
IVA 21%	15.682,69 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	90.362,15 €

El presupuesto final asciende a la cantidad de NOVENTA MIL TRESCIENTOS SESENTA Y DOS EUROS CON QUINCE CÉNTIMOS.

IV. PLIEGO DE
CONDICIONES
TÉCNICAS

1. INTRODUCCIÓN

El presente Pliego de Condiciones Técnicas tiene como objetivo establecer las especificaciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones de bombeo solar fotovoltaico con variador de frecuencia. Este documento servirá de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo los requisitos esenciales que deben observarse para asegurar la calidad y eficiencia de la instalación, en beneficio del usuario final y del desarrollo sostenible de esta tecnología.

Este documento se ha realizado a partir del documento “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” del IDAE. (IDAE, 2011)

2. GENERALIDADES

Este PCT es de aplicación a las instalaciones de bombeo solar fotovoltaico con variador de frecuencia, sin conexión a la red de distribución eléctrica. Se contemplan las particularidades de estas instalaciones, que tienen como principal función el suministro de agua mediante energía solar.

Se deberá cumplir con todas las normativas vigentes que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas y de bombeo, especialmente las relativas a seguridad, calidad y durabilidad de los sistemas y componentes utilizados.

3. DISEÑO

Diseño del Generador Fotovoltaico

3.1.1. Generalidades

3.1.1.1. El módulo fotovoltaico seleccionado deberá cumplir con las especificaciones técnicas establecidas en este documento.

3.1.1.2. Todos los módulos que formen parte de la instalación deben ser del mismo modelo, o en caso de utilizar diferentes modelos, el diseño debe garantizar la total compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación.

3.1.1.3. En caso de emplear módulos no cualificados, se deberá justificar adecuadamente su uso y presentar documentación sobre las pruebas y ensayos realizados.

3.1.2. Orientación e Inclinación y Sombras

3.1.2.1. La orientación e inclinación del generador fotovoltaico deben ser tales que minimicen las pérdidas por sombras, garantizando una producción óptima de energía.

3.1.2.2. Los estudios de sombras deben considerar todos los obstáculos cercanos que puedan afectar la producción de energía durante todo el año.

3.1.2.3. La inclinación debe ajustarse a la latitud del lugar de instalación y al perfil de consumo del sistema de bombeo.

Sistema de Bombeo

3.2.1. Generalidades

3.2.1.1. El sistema de bombeo deberá ser capaz de operar de manera eficiente con la energía proporcionada por el generador fotovoltaico.

3.2.1.2. El diseño del sistema debe incluir un análisis detallado de las necesidades de agua, el perfil de consumo y las características del pozo o fuente de agua.

3.2.2. Variador de Frecuencia

3.2.2.1. El variador de frecuencia debe ser específicamente diseñado para aplicaciones de bombeo solar.

3.2.2.2. Debe incluir protecciones contra sobretensiones, cortocircuitos y funcionamiento en seco.

3.2.2.3. El variador debe permitir ajustar la velocidad de la bomba según la disponibilidad de energía solar, optimizando el consumo y prolongando la vida útil del sistema.

4. COMPONENTES Y MATERIALES

4.1. Generalidades

4.1.1. Todos los componentes y materiales utilizados en la instalación deben ser nuevos y cumplir con las normas de calidad y seguridad vigentes.

4.1.2. Se debe asegurar la compatibilidad entre los distintos componentes del sistema para evitar problemas de funcionamiento.

4.2. Sistemas Generadores Fotovoltaicos

4.2.1. Los módulos fotovoltaicos deben estar certificados conforme a las normas internacionales vigentes y deben ser instalados de manera que se garantice su máxima eficiencia y durabilidad.

4.2.2. La disposición y conexión de los módulos deben ser diseñadas para optimizar la producción de energía, considerando factores como la orientación, inclinación y posibles sombras.

4.2.3. Los módulos deben estar montados en estructuras resistentes a la intemperie y capaces de soportar cargas de viento y nieve según las condiciones climáticas locales.

4.2.4. El cableado entre los módulos y hacia el inversor debe ser de baja resistencia y adecuadamente protegido contra daños mecánicos y ambientales.

4.3. Estructura Soporte

4.3.1. La estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos debe ser robusta y resistente a las condiciones meteorológicas del lugar de instalación.

4.3.2. Se deben utilizar materiales resistentes a la corrosión y con una vida útil acorde a la de los módulos fotovoltaicos.

4.3.3. La estructura debe permitir un fácil acceso para mantenimiento y limpieza de los módulos.

4.3.4. El diseño de la estructura debe considerar la expansión térmica y las cargas dinámicas, asegurando la integridad a largo plazo del sistema.

4.4. Variador de Frecuencia

4.4.1. El variador de frecuencia debe ser adecuado para el tipo de bomba utilizada y deben garantizar un funcionamiento eficiente del sistema de bombeo.

4.4.2. Debe contar con sistemas de protección adecuados para evitar daños en caso de sobrecargas, cortocircuitos o cualquier otra anomalía eléctrica.

4.4.3. El variador debe tener una alta eficiencia de conversión y estar diseñado para maximizar el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

4.4.4. El variador de frecuencia debe ser programable y permitir el ajuste fino de los parámetros de operación de la bomba, adaptándose a las variaciones de la irradiancia solar.

4.5. Cableado

4.5.1. El cableado debe cumplir con las normativas de seguridad eléctrica y estar dimensionado correctamente para minimizar las pérdidas de energía.

4.5.2. Se deben utilizar conductores y conexiones de alta calidad para asegurar la durabilidad y eficiencia del sistema.

4.5.3. El cableado debe estar protegido contra la intemperie, los roedores y otros posibles daños, utilizando conducciones adecuadas y protectores mecánicos.

4.5.4. Se deben prever accesos y conexiones fáciles para mantenimiento y reparaciones, minimizando la necesidad de intervenciones invasivas.

4.6. Protecciones

4.6.1. La instalación debe contar con dispositivos de protección adecuados para prevenir daños por sobretensiones, rayos y otros fenómenos eléctricos.

4.6.2. Se deben incluir protecciones específicas para los módulos fotovoltaicos, inversores y variadores de frecuencia.

4.6.3. Los sistemas de protección deben ser fácilmente accesibles para inspección y mantenimiento.

4.6.4. Se debe asegurar que todas las protecciones cumplan con las normativas locales e internacionales aplicables.

4.7. Puesta a Tierra

4.7.1. Todas las partes metálicas de la instalación deben estar correctamente conectadas a tierra para garantizar la seguridad del sistema y de las personas.

4.7.2. El sistema de puesta a tierra debe ser diseñado y ejecutado conforme a las normativas vigentes, utilizando conductores y conexiones adecuadas.

4.7.3. Se debe realizar una medición de la resistencia de puesta a tierra para asegurar que cumple con los valores requeridos.

4.8. Medidas de Seguridad

4.8.1. Se deben seguir todas las normativas y buenas prácticas de seguridad durante la instalación, operación y mantenimiento del sistema de bombeo solar fotovoltaico.

4.8.2. El personal involucrado debe estar debidamente capacitado y equipado con los equipos de protección personal (EPP) adecuados.

4.8.3. Se deben implementar procedimientos de trabajo seguro, incluyendo la señalización de áreas de riesgo y la planificación de rutas de evacuación.

4.8.4. Se deben prever medidas de protección contra incendios, incluyendo la disponibilidad de extintores adecuados y entrenamientos periódicos en su uso.

5. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

Antes de la puesta en marcha definitiva, se deben realizar todas las pruebas necesarias para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la comprobación de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, la operación de los inversores y variadores de frecuencia, y la funcionalidad del sistema de bombeo.

5.1. Pruebas de funcionamiento

5.1.1. Se deben realizar pruebas de rendimiento bajo diferentes condiciones de irradiancia para asegurar que el sistema responde adecuadamente.

5.1.2. Las pruebas deben incluir la verificación del caudal de agua bombeado y la eficiencia energética del sistema.

5.1.2. Pruebas de seguridad

5.1.2.1. Se deben verificar todas las protecciones eléctricas y mecánicas para asegurar que funcionan correctamente.

5.1.2.2. Las pruebas de seguridad deben incluir simulaciones de fallos y análisis de respuesta del sistema.

5.2. Se debe elaborar un informe detallado de las pruebas realizadas y los resultados obtenidos, que será entregado al cliente junto con toda la documentación técnica de la instalación.

5.3. Documentación

5.3.1. El contratista debe proporcionar toda la documentación técnica de la instalación, incluyendo manuales de operación y mantenimiento, planos, certificaciones y garantías de los equipos utilizados.

5.3.2. Se debe incluir un plan de mantenimiento preventivo, detallando las tareas y frecuencias recomendadas para asegurar la durabilidad y eficiencia del sistema.

6. GARANTÍAS

6.1. Garantía de los Módulos Fotovoltaicos

6.1.1. Los módulos fotovoltaicos deben tener una garantía de producto de al menos 10 años contra defectos de fabricación.

6.1.2. Además, se debe proporcionar una garantía de rendimiento de al menos 25 años, asegurando que la potencia de salida no será inferior al 80% de la potencia nominal al final del periodo de garantía.

6.2. Garantía del y Variador de Frecuencia

6.2.1. La bomba utilizada en el sistema debe tener una garantía mínima de 5 años contra defectos de fabricación y funcionamiento.

6.2.2. El variador de frecuencia debe estar garantizado por un periodo mínimo de 5 años, cubriendo cualquier defecto de fabricación o fallo en el funcionamiento.

6.3. Garantía de la Instalación

6.3.1. El instalador debe ofrecer una garantía de al menos 2 años sobre la mano de obra y el correcto funcionamiento del sistema de bombeo solar fotovoltaico.

6.3.2. Durante el periodo de garantía, el instalador se compromete a realizar las reparaciones necesarias sin costo adicional para el cliente, siempre que los fallos no se deban a un uso indebido o mantenimiento incorrecto por parte del usuario.

6.4. Garantía de Estructuras y Componentes Adicionales

6.4.1. Las estructuras de soporte y demás componentes del sistema (cableado, protecciones, etc.) deben tener una garantía mínima de 10 años contra defectos de fabricación y resistencia a la corrosión y otros factores ambientales.

6.5. Exclusiones y Limitaciones de la Garantía

6.5.1. La garantía no cubrirá los daños o fallos ocasionados por condiciones climáticas extremas, actos de vandalismo, uso indebido, modificaciones no autorizadas o falta de mantenimiento adecuado.

6.5.2. Las garantías estarán sujetas al cumplimiento de los programas de mantenimiento preventivo recomendados por el fabricante y el instalador.

6.6. Procedimiento de Reclamo de Garantía

6.6.1. En caso de fallo o defecto cubierto por la garantía, el cliente debe notificar al proveedor por escrito, proporcionando una descripción detallada del problema y las circunstancias en las que ocurrió.

6.6.2. El proveedor se compromete a responder al reclamo en un plazo no mayor a 15 días hábiles, y a coordinar las acciones necesarias para resolver el problema de manera oportuna.

V. ESTUDIO BÁSICO DE **SEGURIDAD Y SALUD**

1. OBJETO

El objeto de este plan de seguridad y salud es garantizar que todas las actividades relacionadas con la instalación de la planta fotovoltaica sobre suelo se realicen bajo condiciones que minimicen los riesgos laborales y protejan la integridad física de los trabajadores. La elaboración de este plan es obligatoria conforme al Real Decreto 1627/1997 sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción y la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales, que establecen la necesidad de prevenir accidentes y enfermedades profesionales mediante la identificación de riesgos, la implementación de medidas preventivas, y la formación continua de los trabajadores. Este documento se fundamenta en dichas normativas y tiene como finalidad asegurar el cumplimiento de los requisitos legales y promover un entorno de trabajo seguro.

2. SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, AGUA, HIGIENE Y NORMAS DE SEGURIDAD

Durante la obra, el suministro de energía eléctrica se realizará a través de generadores temporales o conexiones seguras a la red, asegurando que todo el cableado y los puntos de conexión estén debidamente protegidos y señalizados para evitar riesgos de electrocución. El suministro de agua se garantizará mediante la instalación de depósitos o conexiones provisionales que proporcionen agua potable y para usos operativos, asegurando también que se mantengan en condiciones higiénicas.

En cuanto a las normas básicas de seguridad, se exigirá el uso de equipos de protección individual (EPI) como cascos, guantes, botas de seguridad, arneses para trabajos en altura y gafas de protección, según la tarea específica. Además, se implementarán protecciones colectivas como barandillas, redes de seguridad y señalización de zonas peligrosas. Los trabajadores deberán seguir estrictamente las normas de seguridad establecidas, incluyendo la prohibición de fumar en áreas no designadas, el uso adecuado de las herramientas, y el respeto a las zonas de trabajo señalizadas. Estas medidas se completan con una vigilancia continua para asegurar que se cumplan todas las disposiciones y se mantenga un entorno de trabajo seguro.

3. EVALUACIÓN DE RIESGOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS

A continuación, se detallan los principales riesgos asociados a las actividades del proyecto, junto con las medidas preventivas y correctivas necesarias para su mitigación:

3.1 Trabajos de Obra Civil (Zanjas)

- **Riesgo: Vuelco de la retroexcavadora.**
 - **Descripción:** Existe riesgo de vuelco durante las maniobras de excavación, especialmente en terrenos irregulares o inestables.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Formación específica del operario en manejo seguro.

- Inspección diaria de la retroexcavadora, con énfasis en la estabilidad y el sistema hidráulico.
- Delimitación y señalización de la zona de trabajo para evitar la entrada de personal no autorizado.
- **Riesgo: Derrumbe de las paredes de la zanja.**
 - **Descripción:** La excavación de zanjas puede provocar el colapso de las paredes, especialmente en terrenos no consolidados o con presencia de agua.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Análisis geotécnico del terreno previo a la excavación.
 - Uso de apuntalamientos, entibaciones o escarificaciones en zanjas de profundidad significativa.
 - Supervisión constante durante la excavación para detectar signos de inestabilidad.
- **Riesgo: Caída de personas dentro de la zanja.**
 - **Descripción:** Los trabajadores pueden caerse dentro de la zanja, especialmente en condiciones de baja visibilidad o en áreas no señalizadas.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Instalación de barreras físicas y cintas de señalización alrededor de la zanja.
 - Uso obligatorio de equipos de protección personal (EPP) como arneses, especialmente para trabajos cercanos al borde.
 - Iluminación adecuada en zonas de trabajo, especialmente en horario nocturno o en condiciones de baja visibilidad.

3.2 Movimiento de Bloques de Hormigón

- **Riesgo: Caída de bloques durante el movimiento.**
 - **Descripción:** Existe riesgo de caída de bloques de hormigón debido a fallos en la sujeción o manejo inadecuado.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Utilización de manipuladores 4x4 adecuados, inspeccionados y con mantenimiento al día.
 - Revisión minuciosa de eslingas, grilletes y otros dispositivos de sujeción antes de cada uso, asegurando su correcta colocación.
 - Formación específica para los operarios sobre las técnicas correctas de carga, descarga y manejo de bloques de hormigón.

- **Riesgo: Atropello o golpes a los trabajadores por el manipulador.**

- **Descripción:** Riesgo de lesiones graves debido al atropello o impacto por el manipulador en movimiento.
- **Medidas Preventivas:**
 - Delimitación y señalización clara de las áreas de operación del manipulador.
 - Prohibición de acceso a personal no autorizado en la zona de trabajo.
 - Presencia de un señalista que guíe las maniobras del manipulador en áreas concurridas.

3.3 Descarga e Izado de Materiales (Camiones)

- **Riesgo: Caída de materiales durante la descarga.**

- **Descripción:** Durante la descarga, los materiales pueden desprenderse y caer, provocando daños a personas y equipos.
- **Medidas Preventivas:**
 - Aseguramiento adecuado de la carga durante el transporte, utilizando amarres y fijaciones conforme a la normativa.
 - Inspección visual de la carga antes de proceder a la descarga para verificar su estabilidad.
 - Uso de EPIs adecuados, como cascos y botas de seguridad, por parte de los trabajadores durante la descarga.

- **Riesgo: Atropellos o colisiones con el camión.**

- **Descripción:** Los camiones en movimiento presentan un riesgo significativo de atropello o colisión con trabajadores o equipos en la obra.
- **Medidas Preventivas:**
 - Designación de una zona específica y segura para la descarga de materiales, con señalización clara.
 - Implementación de procedimientos de comunicación y señalización entre el conductor del camión y el personal en tierra.
 - Prohibición de la presencia de personal no autorizado en las zonas de maniobra.

- **Riesgo: Fallo en el izado de materiales.**

- **Descripción:** Durante el izado de materiales, existe el riesgo de que las cargas se desprendan debido a fallos en los equipos de izado o maniobras incorrectas.
- **Medidas Preventivas:**
 - Uso de grúas y equipos de izado debidamente revisados y certificados.

- Formación específica para los operarios encargados de las maniobras de izado, incluyendo la selección adecuada de eslingas y el cálculo de las cargas.
- Supervisión constante durante las operaciones de izado, con protocolos claros para la señalización y coordinación entre los operarios y el maquinista.

3.4 Montaje de los Módulos Fotovoltaicos

- **Riesgo: Caída de materiales o herramientas desde altura.**
 - **Descripción:** Durante el montaje en altura, herramientas o componentes pueden caer, provocando lesiones graves a los trabajadores en niveles inferiores.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Uso de cinturones porta-herramientas y sistemas de sujeción de herramientas para evitar caídas accidentales.
 - Instalación de redes de protección o sistemas de retención de caídas de objetos en las zonas de trabajo en altura.
 - Delimitación y señalización de las zonas bajo el área de trabajo para restringir el acceso a personal no autorizado.
- **Riesgo: Caídas al mismo nivel o desde altura.**
 - **Descripción:** Riesgo de caídas debido a resbalones, tropiezos o pérdida de equilibrio durante el montaje de los módulos.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Uso de sistemas anticaídas, como arneses y líneas de vida, especialmente en trabajos sobre superficies inclinadas o inestables.
 - Supervisión del estado del suelo de trabajo, eliminando obstáculos y manteniendo superficies limpias y secas.
 - Formación específica para los trabajadores sobre técnicas de trabajo en altura y medidas de seguridad asociadas.
- **Riesgo: Golpes o cortes durante la manipulación de módulos y estructuras.**
 - **Descripción:** Riesgo de lesiones como golpes o cortes debido a la manipulación incorrecta o al uso de herramientas inadecuadas.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Uso de guantes resistentes a cortes y otros EPIs específicos para la manipulación de los módulos.
 - Formación en técnicas seguras de manipulación y montaje, evitando movimientos bruscos o incorrectos.
 - Inspección de las herramientas antes de su uso, asegurando que estén en buen estado y adecuadas para la tarea.

3.5 Uso de Herramientas Manuales

- **Riesgo: Lesiones por herramientas defectuosas o mal utilizadas.**
 - **Descripción:** El uso de herramientas manuales defectuosas o de manera incorrecta puede provocar cortes, contusiones o lesiones más graves.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Revisión periódica de todas las herramientas manuales, retirando aquellas que presenten defectos.
 - Formación de los trabajadores en el uso correcto de cada herramienta y en las técnicas seguras de trabajo.
 - Uso de guantes de protección y otros EPIs apropiados según el tipo de herramienta y tarea a realizar.
- **Riesgo: Proyección de partículas o fragmentos.**
 - **Descripción:** Al utilizar herramientas manuales, es posible que se proyecten partículas o fragmentos que puedan causar lesiones oculares u otras heridas.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Uso obligatorio de gafas de protección o pantallas faciales durante el uso de herramientas que generen proyecciones.
 - Delimitación del área de trabajo para evitar la presencia de personal no autorizado en zonas de riesgo.
 - Inspección de la herramienta antes de su uso para asegurar que no haya desgaste excesivo o daños que puedan aumentar el riesgo de proyecciones.

3.6 Instalación Eléctrica

- **Riesgo: Electrocutión.**
 - **Descripción:** Durante la instalación eléctrica, existe un riesgo significativo de electrocutión, especialmente si se trabaja en líneas o equipos energizados.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Desconexión y bloqueo de la alimentación eléctrica antes de cualquier intervención, siguiendo el procedimiento de bloqueo y etiquetado (LOTO).
 - Uso de herramientas y equipos de protección individual (EPI) aislantes y certificados para trabajos eléctricos.
 - Formación específica en trabajos eléctricos, incluyendo la identificación de riesgos eléctricos y la aplicación de procedimientos de trabajo seguro.

- **Riesgo: Caída desde alturas durante la instalación.**
 - **Descripción:** Los trabajos en altura durante la instalación de componentes eléctricos presentan un riesgo elevado de caídas.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Implementación de sistemas de protección contra caídas, como arneses y líneas de vida ancladas de manera segura.
 - Uso de andamios o plataformas elevadoras con certificación y en buen estado, asegurando su correcta instalación y estabilidad.
 - Supervisión continua de las condiciones de seguridad en las alturas, incluyendo la evaluación de factores climáticos como viento o lluvia.
- **Riesgo: Incendios por cortocircuitos o sobrecargas.**
 - **Descripción:** El riesgo de incendios es significativo durante la instalación eléctrica, especialmente si hay errores en las conexiones o sobrecargas en el sistema.
 - **Medidas Preventivas:**
 - Uso de materiales y equipos eléctricos con certificaciones de seguridad y de acuerdo con las normativas vigentes.
 - Inspección exhaustiva de todas las conexiones y componentes eléctricos antes de la puesta en servicio.
 - Instalación de dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, como interruptores automáticos y fusibles adecuados

4. PLANES DE EMERGENCIA

Antes de iniciar la obra, se realizará un análisis detallado del terreno y las condiciones climatológicas para identificar cualquier riesgo especial que pueda afectar al desarrollo seguro de los trabajos. En todo momento, se dispondrá de equipos de primeros auxilios en la obra, con personal capacitado para actuar en caso de emergencia. El plan de evacuación incluirá instrucciones claras y bien señalizadas, indicando los puntos de encuentro seguros en caso de necesitar desalojar la zona. Para asegurar una respuesta rápida y efectiva ante cualquier contingencia, se establecerá un sistema de comunicación eficaz entre los trabajadores y el coordinador de seguridad, utilizando radios y designando responsables de emergencias específicos.

5. COORDINACIÓN DE ACTIVIDADES EMPRESARIALES

Si durante el proyecto concurren diferentes empresas, es necesario establecer un protocolo de coordinación que garantice la seguridad de todos los trabajadores. Este protocolo incluirá reuniones

de coordinación, intercambio de información sobre los riesgos específicos de cada empresa y la designación de responsables de seguridad en cada empresa.

6. FORMACIÓN Y CONCIENCIACIÓN

Todos los trabajadores recibirán formación específica antes de comenzar sus actividades, enfocándose en los riesgos particulares de las tareas que vayan a desempeñar. Esta formación se complementará con charlas periódicas de concienciación, destinadas a reforzar la importancia de cumplir con las medidas de seguridad y a recordar los procedimientos establecidos en caso de emergencia. Este enfoque busca no solo el cumplimiento normativo, sino también la creación de una cultura de seguridad que minimice los riesgos laborales.

7. DOCUMENTACIÓN Y REGISTRO

Se mantendrá un registro detallado de cualquier incidente, accidente o incumplimiento de las medidas de seguridad en el libro de incidencias, donde también se documentarán las acciones correctivas adoptadas. Además, se llevarán a cabo inspecciones regulares de todos los equipos, herramientas y condiciones de seguridad en la obra, con informes que dejarán constancia escrita de los resultados y de las medidas implementadas para garantizar la seguridad continua. Estos documentos serán fundamentales para la evaluación y mejora continua del plan de seguridad.

8. REVISIONES DEL PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD

El presente estudio se revisará periódicamente, especialmente cuando se introduzcan cambios en el proyecto que puedan afectar a la seguridad y salud de los trabajadores. Las revisiones incluirán la evaluación de la eficacia de las medidas preventivas y, si es necesario, la actualización de los procedimientos de trabajo.

9. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto Legislativo 8/2015, de 30 de octubre.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, que establece el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto sobre Lugares de Trabajo.
- Real Decreto sobre Equipos de Trabajo.
- Real Decreto sobre Protección Individual.
- Real Decreto sobre Señalización de Seguridad.

10.PRESUPUESTO

A continuación, se presenta el presupuesto correspondiente al Estudio Básico de Seguridad y Salud, elaborado en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre:

11.CONCLUSIONES

El presente estudio de seguridad y salud ha sido elaborado para garantizar que todas las actividades relacionadas con la instalación fotovoltaica se realicen de manera segura, minimizando los riesgos para los trabajadores y cumpliendo con las normativas vigentes.