



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una  
bomba de un  
pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la  
localidad valenciana de Higuieruelas.

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: García Summerfield, Laura

Tutor/a: Armero Martínez, Antonio

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

## **RESUMEN**

El presente proyecto consiste en el diseño de una instalación eléctrica solar fotovoltaica con una potencia instalada de 100 kW con el fin de alimentar una bomba sumergida para el suministro de agua a la población de Higuieruelas.

Para comenzar, se realiza el dimensionado de la instalación para el mes más desfavorable, por lo tanto, el resto del año la instalación generará más energía de la consumida. Tras ello, se dimensiona la bomba y el resto de la instalación eléctrica, donde se incluye el cableado, las protecciones y la puesta a tierra.

Por último, se ha realizado un estudio de viabilidad económica con el objetivo de conocer la rentabilidad de la instalación, así como su tiempo de amortización. Cabe destacar que en este estudio se han considerado posibles subvenciones que podrían facilitar la inversión.

**Palabras clave:** fotovoltaica, bombeo, solar.

## **RESUM**

El present projecte consisteix en el disseny d'una instal·lació elèctrica solar fotovoltaica amb una potència instal·lada de 100 kW amb la finalitat d'alimentar una bomba submergida per al subministrament d'aigua a la població d'Higuieruelas.

Per a començar, es realitza el dimensionament de la instal·lació per al mes més desfavorable, per tant, la resta de l'any la instal·lació generarà més energia de la consumida. Després d'això, es dimensiona la bomba i la resta de la instal·lació elèctrica, on s'inclou el cablejat, les proteccions i la connexió a terra.

Finalment, s'ha realitzat un estudi de viabilitat econòmica amb l'objectiu de conèixer la rendibilitat de la instal·lació, així com el seu temps d'amortització. Cal destacar que en aquest estudi s'han considerat possibles subvencions que podrien facilitar la inversió.

**Paraules clau:** fotovoltaica, bombament, solar.

## **ABSTRACT**

This project consists of the design of a solar photovoltaic electrical installation with an installed power of 100 kW in order to power a submerged pump for the supply of water to the town of Higuieruelas.

To begin with, the installation is dimensioned for the most unfavourable month, so that the rest of the year the installation will generate more energy than is consumed. After this, the pump and the rest of the electrical installation are sized, including the wiring, protections and earthing.

Finally, an economic feasibility study was carried out to determine the profitability of the installation, as well as its payback time. It should be noted that this study has taken into account possible subsidies that could facilitate the investment.

**Keywords:** photovoltaic, pumping, solar.

## ÍNDICE

I. MEMORIA.....	5
II. PRESUPUESTO.....	86
III. PLANOS .....	95
IV. ANEXOS .....	101

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higeruelas.

# I. MEMORIA

## ÍNDICE DE LA MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN.....	11
1.1	Objetivo del proyecto.....	11
1.2	Justificación del proyecto.....	11
1.3	Antecedentes.....	12
1.3.1	Energías renovables.....	12
1.3.2	Energía solar.....	13
1.3.3	Energía solar fotovoltaica.....	14
1.3	Relación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	15
1.4	Normativa.....	16
2.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	17
2.1	Ubicación de la instalación.....	17
2.2	Necesidades de bombeo.....	19
2.3	Esquema de la instalación.....	20
2.4	Elementos de la instalación fotovoltaica.....	21
2.4.1	Módulos fotovoltaicos.....	21
2.4.2	Variador de velocidad.....	22
2.4.3	Electrobomba sumergible.....	23
2.4.4	Estructura soporte.....	25
2.4.5	Cableado.....	27
2.4.6	Protecciones.....	28
2.4.7	Caja de conexiones.....	28
2.4.8	Puesta a tierra.....	29
3.	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	30
3.1	Inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos.....	30
3.2	Dimensionado de la instalación.....	33
3.3	Dimensionado de la electrobomba.....	38
3.4	Separación entre filas del campo solar.....	41
3.5	Configuración de los <i>strings</i> .....	43
3.5.1	Cálculo de temperatura de trabajo de la célula.....	45
3.5.2	Cálculo de número de paneles en serie.....	46
3.5.3	Cálculo de número de <i>strings</i> en paralelo.....	48
3.6	Dimensionado del cableado.....	51
3.6.1	Corriente continua.....	51

3.6.2	Corriente alterna. ....	60
3.6.3	Dimensionado de los tubos protectores. ....	64
3.7	Cálculo de protecciones. ....	64
3.7.1	Protecciones en corriente continua. ....	64
3.7.2	Protecciones en corriente alterna. ....	69
3.8	Puesta a tierra. ....	69
4.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA. ....	72
4.1	Producción anual de la instalación. ....	72
4.2	Viabilidad financiera. ....	75
4.2.1	VAN. ....	77
4.2.2	TIR. ....	77
4.2.3	Pay-back. ....	78
4.2.4	Subvenciones. ....	80
4.2.5	Uso de la energía excedente. ....	82
4.3	Conclusión económica. ....	82
5.	BIBLIOGRAFÍA. ....	83

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10 Plantas fotovoltaicas .....	14
Ilustración 2. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Naciones Unidas.....	15
Ilustración 3. Distancia entre Valencia ciudad e Higuieruelas. Fuente: Google Maps. ....	17
Ilustración 4. Población de Higuieruelas. Fuente: Google Maps.....	17
Ilustración 5. Parcelas ocupadas por la instalación fotovoltaica. Fuente: Sede Electrónica del Catastro. ....	18
Ilustración 6. Esquema de la instalación de bombeo solar. Fuente: POWER ELECTRONICS. ....	20
Ilustración 7. Módulo Hi-MO 5m. Fuente: LONGI. ....	21
Ilustración 8. Kit de protecciones de POWER ELECTRONICS. Fuente: POWER ELECTRONICS.....	22
Ilustración 9. Esquema de funcionamiento híbrido del variador. Fuente: POWER ELECTRONICS. ....	23
Ilustración 10. Esquema eléctrico del funcionamiento híbrido del variador. Fuente: POWER ELECTRONICS.....	23
Ilustración 11. Electrobomba sumergible modelo SXT75/17 con motor M8”67 kW. Fuente: IDEAL... ..	24
Ilustración 12. Estructura soporte modelo 31V. Fuente: SUNFER.....	25
Ilustración 13. Zapatas descentradas. Fuente: SUNFER.....	26
Ilustración 14. Cimentación de la estructura soporte. Fuente: SUNFER.....	26
Ilustración 15. String box Ingeteam. Fuente: Ingeteam.....	28
Ilustración 16. Ángulo de inclinación. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red (IDAE). ....	30
Ilustración 17. Ángulo acimut. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red (IDAE). ....	32
Ilustración 18. Esquema del sistema de bombeo. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (IDAE).....	34
Ilustración 19. Estructura soporte 31V. Fuente: SUNFER.....	42
Ilustración 20. Distancia entre filas de módulos. Fuente: Elaboración propia.....	42
Ilustración 21. Conexión de paneles en serie. Fuente: Elaboración propia.....	43
Ilustración 22. Conexión de paneles en paralelo. Fuente: Elaboración propia.....	44
Ilustración 23. Conexión mixta de paneles solares. Fuente: Elaboración propia.....	45
Ilustración 24. Características de los modelos del variador SD750SP. Fuente: POWER ELECTRONICS. ....	50
Ilustración 25. Esquema simplificado de los tramos de cableado de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.....	51
Ilustración 26. Tabla B.52.19 de la norma UNE-HD-60365-5-52.....	54
Ilustración 27. Tabla B.52.15 de la norma UNE-HD- 60364-5-52.....	55
Ilustración 28. Tabla B.52.16 de la norma UNE-HD- 60364-5-52.....	55
Ilustración 29. Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD- 60364-5-52.....	56
Ilustración 30. Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD- 60364-5-52.....	59
Ilustración 31. Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD- 60364-5-52.....	62
Ilustración 32. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores. Fuente: REBT.....	64
Ilustración 33. Curvas Tiempo-Corriente. Fuente: Apuntes de Tecnología Eléctrica.....	67
Ilustración 34. Kit de protecciones de POWER ELECTRONICS. Fuente: POWER ELECTRONICS.....	68

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Porcentaje de generación de energía de fuentes renovables y no renovables en España. Fuente: REE.....	12
Gráfico 2. Generación de energía a partir de solar fotovoltaica y solar térmica en España. Fuente: REE. ....	13
Gráfico 3. Volumen mensual de agua potable de la población de Higuieruelas. Fuente: Elaboración propia. ....	19
Gráfico 4. Comparación entre la irradiación con una inclinación de 36° y 30°. Fuente: PVGIS.....	30
Gráfico 5. Potencia pico mínima del generador. Fuente: Elaboración propia. ....	37
Gráfico 6. Comparación entre la energía en kWh generada por la instalación y la consumida por la bomba. Fuente: Elaboración propia. ....	37
Gráfico 7. Potencia de la electrobomba en función del mes. Fuente: Elaboración propia. ....	40
Gráfico 8. Pérdida de eficiencia de los módulos fotovoltaicos Fuente: LONGI. ....	72
Gráfico 9. Energía producida mensualmente durante el primer año. Fuente: Elaboración propia. ....	72
Gráfico 10. Producción anual de energía de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia. .	74
Gráfico 11. Comparación entre la energía producida y la consumida a lo largo de la vida útil. Fuente: Elaboración propia.....	74
Gráfico 12. Pay-back de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....	80
Gráfico 13. Pay-back de la instalación con la menor cantidad de las ayudas. Fuente: Elaboración propia. ....	81
Gráfico 14. Pay-back de la instalación con la mayor cantidad de las ayudas. Fuente: Elaboración propia. ....	81

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de las parcelas ocupadas por la instalación fotovoltaica. Fuente: Sede Electrónica del Catastro.....	18
Tabla 2. Matriz de decisión de los módulos fotovoltaicos.....	21
Tabla 3. Características de los módulos fotovoltaicos. Fuente: LONGI.....	22
Tabla 4. Matriz de decisión de las electrobombas. ....	24
Tabla 5. Características del cableado en cada tramo de la instalación. Fuente: Elaboración propia. ...	27
Tabla 6. Protecciones empleadas en cada tramo de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....	28
Tabla 7. Irradiación mensual (kWh/m <sup>2</sup> ) para un ángulo de inclinación de 30° desde 2010 hasta 2020. Fuente: PVGIS. ....	31
Tabla 8. Irradiación mensual media (kWh/m <sup>2</sup> ) para un ángulo de inclinación de 30°. Fuente: Elaboración propia.....	32
Tabla 9. Ángulos de inclinación y orientación de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia. ....	33
Tabla 10. Parámetros obtenidos tras la prueba de bombeo. Fuente: Elaboración propia.....	34
Tabla 11. Altura fija a la que debe bombear la bomba por mes. Fuente: Elaboración propia. ....	35
Tabla 12. Consumo eléctrico mensual de la electrobomba. Fuente: Elaboración propia. ....	36
Tabla 13. HSP por cada mes. Fuente: Elaboración propia. ....	39
Tabla 14. Potencia de la electrobomba en función del mes. Fuente: Elaboración propia. ....	39
Tabla 15. Características eléctricas de la conexión de módulos en serie. Fuente: Elaboración propia. 43	

Tabla 16. Características eléctricas de la conexión de módulos en paralelo. Fuente: Elaboración propia. ....	44
Tabla 17. Características eléctricas de la conexión mixta de módulos. Fuente: Elaboración propia. ...	45
Tabla 18. Temperaturas máxima y mínima registradas en Higuieruelas. Fuente: Elaboración propia...	45
Tabla 19. Temperaturas de trabajo máxima y mínima. Fuente: Elaboración propia.....	46
Tabla 20. Disposición de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.....	50
Tabla 21. Valores eléctricos del tramo 1. Fuente: Elaboración propia. ....	52
Tabla 22. Factores de corrección de la instalación fotovoltaica a lo largo del tramo 1. Fuente: Elaboración propia.....	55
Tabla 23. Valores eléctricos del tramo 2. Fuente: Elaboración propia. ....	57
Tabla 24. Factores de corrección de la instalación fotovoltaica a lo largo del tramo 2. Fuente: Elaboración propia.....	58
Tabla 25. Valores eléctricos del tramo 3. Fuente: Elaboración propia. ....	60
Tabla 26. Factores de corrección de la instalación fotovoltaica a lo largo del tramo 3. Fuente: Elaboración propia.....	61
Tabla 27. Valores eléctricos del tramo 4. Fuente: Elaboración propia. ....	63
Tabla 28. Dimensionado de los tubos protectores en cada tramo de la instalación. Fuente: Elaboración propia. ....	64
Tabla 29. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno Fuente: ITC-BT-18 (REBT). ....	69
Tabla 30. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18 (REBT). ....	71
Tabla 31. Sección del conductor de protección en cada elemento de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....	71
Tabla 32. Producción anual de energía de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia. ....	73
Tabla 33. Costes relacionados con la instalación. Fuente: Elaboración propia. ....	75
Tabla 34. Flujos de caja a lo largo de la vida útil de la instalación. Fuente: Elaboración propia. ....	76
Tabla 35. Flujos de caja acumulados a lo largo de la vida útil de la instalación. Fuente: Elaboración propia. ....	79
Tabla 36. Valores de los parámetros financieros en caso de solicitar las ayudas. Fuente: Elaboración propia. ....	81

## 1. INTRODUCCIÓN.

### 1.1 Objetivo del proyecto

El objetivo de este proyecto es diseñar y dimensionar una instalación solar fotovoltaica capaz de bombear agua potable de un pozo en la población valenciana de Higuieruelas para reemplazar instalación de bombeo original que se encuentra conectada a la red eléctrica.

Con este proyecto se busca proporcionar una fuente de energía sostenible y confiable que pueda garantizar el acceso continuo al suministro de agua potable, reduciendo la dependencia de fuentes de energía convencionales. De esta forma, se consigue contribuir a la reducción de la huella de carbono a la vez que alcanzar un ahorro económico a largo plazo en el coste de la energía.

### 1.2 Justificación del proyecto.

Actualmente, el aumento del coste de la energía y el efecto de las emisiones de CO<sub>2</sub>, también llamado efecto invernadero, son dos problemas que afectan a toda la población. Las fuentes de energía fósil no sólo son cada vez más costosas, sino que también contribuyen de forma significativa a la emisión del mencionado gas.

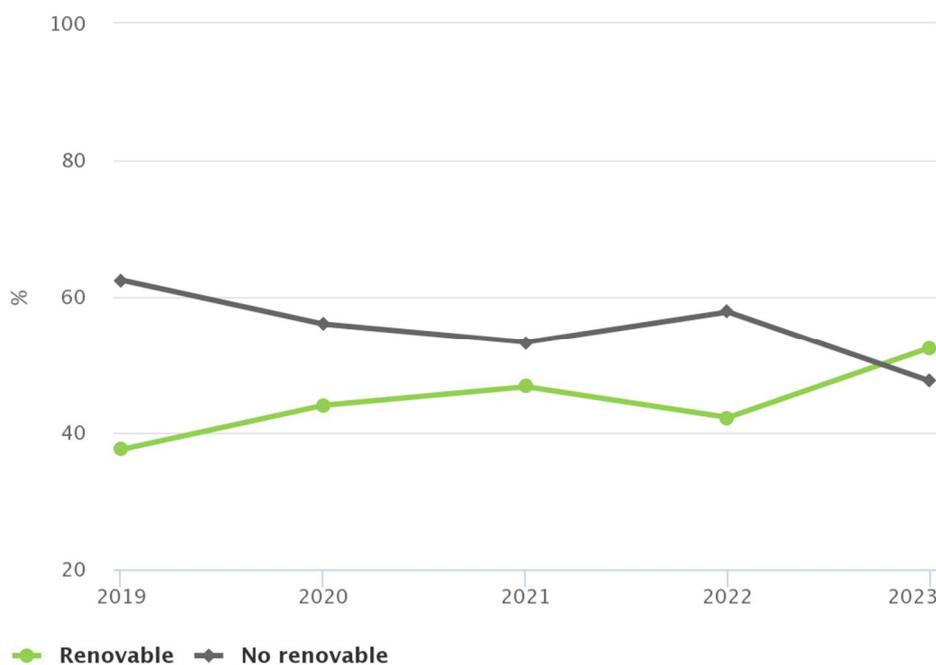
Sin embargo, la energía solar fotovoltaica es una forma de energía renovable y sostenible cuyo coste en los últimos años ha disminuido significativamente. Por ello, su uso es una muy buena alternativa para el bombeo de agua potable, obteniendo así una solución con numerosos beneficios tanto a nivel económico como ambiental.

### 1.3 Antecedentes.

#### 1.3.1 Energías renovables.

Las energías renovables se obtienen de recursos naturales que son inagotables o que se regeneran en un período de tiempo corto. Este tipo de energías no emiten gases de efecto invernadero durante su uso, aunque es posible que se genere una pequeña cantidad de estas emisiones durante su fabricación y mantenimiento. No obstante, dichas emisiones son considerablemente menores en comparación con las que producen los combustibles fósiles.

En España, la generación de electricidad mediante fuentes de energía renovables ha ido aumentando a lo largo de los últimos años. Actualmente, en 2023, según los datos de la REE, el 52,5% de la energía generada en España procede de fuentes renovables, como muestra el Gráfico 1.



Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es)

Gráfico 1. Porcentaje de generación de energía de fuentes renovables y no renovables en España. Fuente: REE.

### 1.3.2 Energía solar.

La energía solar es una de las energías renovables más utilizadas. Su funcionamiento se basa en utilizar la radiación para producir calor y electricidad, esta última puede producirse de forma indirecta con la intervención de un fluido caloportador o de forma directa sin la necesidad de este.

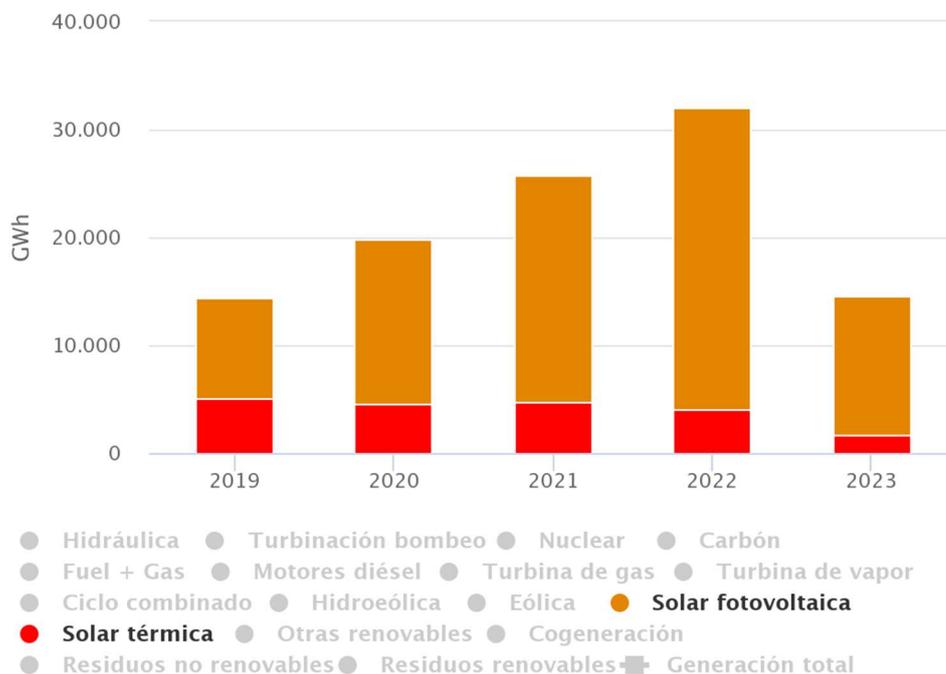
La energía solar puede clasificarse en dos grandes grupos:

1. La energía solar térmica.
2. La energía solar fotovoltaica.

La energía solar térmica aprovecha la luz solar para producir calor y así calentar un fluido caloportador. De esta forma se puede obtener agua caliente sanitaria (ACS) u obtener electricidad usando el vapor del fluido para mover turbinas.

Por otro lado, la energía solar fotovoltaica aprovecha la radiación solar para generar electricidad de forma directa sin la necesidad de un fluido caloportador. El principio fundamental de este tipo de energía solar es el efecto fotovoltaico, que se basa en la capacidad de los materiales semiconductores, como el silicio, para convertir la energía de la luz solar en electricidad.

En España, la generación de energía eléctrica mediante fuentes solares ha experimentado un notable crecimiento. En el Gráfico 2, obtenido de la base de datos de la REE, se observa como la generación fotovoltaica es muy superior a la generación térmica.



Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es)

Gráfico 2. Generación de energía a partir de solar fotovoltaica y solar térmica en España. Fuente: REE.

### 1.3.3 Energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica consiste en generar energía eléctrica a partir de la interacción de la luz sobre una célula fotovoltaica, generalmente compuesta de un material semiconductor. Este efecto, denominado efecto fotovoltaico, permite transformar la radiación solar en corriente continua CC sin la necesidad de un fluido caloportador.

La célula fotovoltaica está compuesta de dos láminas de material semiconductor, que suele ser silicio. Una de estas capas, la P, está dopada con elementos con menos electrones que el silicio, como el boro, mientras que la otra capa, la N, se dopa con elementos con más electrones, como el fósforo.

Cuando la luz solar incide sobre la superficie de la capa N, los fotones interaccionan con el material semiconductor liberando electrones, los cuales atraviesan la capa de semiconductor hacia la capa P dejando un hueco libre en la capa N. De esta forma, se genera una acumulación de carga negativa en la capa P y una acumulación de carga positiva en la capa N, creando así un campo eléctrico en la unión P-N que actúa como un diodo permitiendo el flujo de corriente CC en un solo sentido.

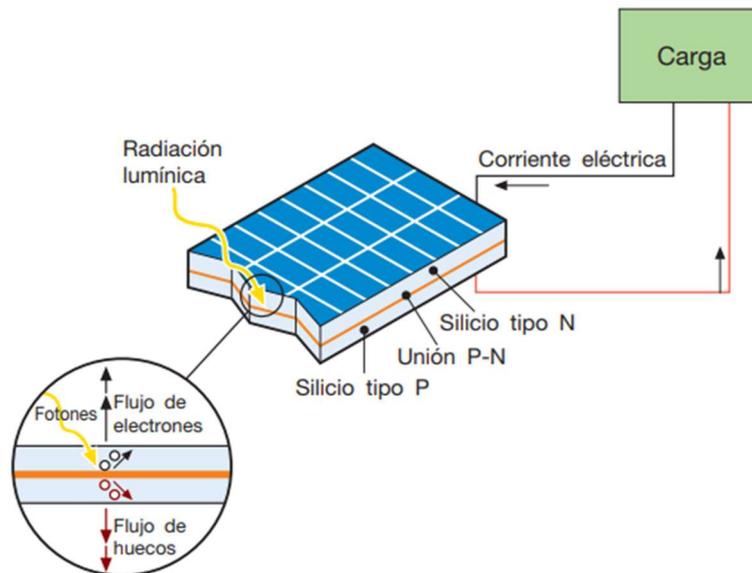


Ilustración 1. Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10 Plantas fotovoltaicas

Como se ha mencionado con anterioridad, la corriente generada por las células es CC, por lo que, por lo general, en la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas se suele hacer uso de un inversor o variador para poder obtener corriente CA.

### 1.3 Relación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son un conjunto de 17 objetivos aprobados por las Naciones Unidas en 2015 como parte de la Agenda 2030, año en el que se pretende alcanzarlos.

Los ODS incluyen diferentes metas con el objetivo de lograr un futuro mejor y más sostenible. Estos objetivos son el fin de la pobreza y del hambre, la mejora de la salud y el bienestar, el acceso a la educación de calidad, el acceso a agua limpia, la protección del medio ambiente, la reducción de la desigualdad, el crecimiento económico inclusivo y sostenible y la promoción de la paz y la justicia.



Producido en colaboración con TROLLBÄCK + COMPANY | TheGlobalGoals@trollback.com | +1.212.229.1010  
Para cualquier duda sobre la afiliación, por favor comuníquese con: [tipcar@getglobalun.org](mailto:tipcar@getglobalun.org)

Ilustración 2. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Naciones Unidas.

La instalación de bombeo solar objeto de este proyecto está estrechamente relacionada con los ODS. Al proporcionar el acceso a agua limpia y potable mediante el uso de energía solar contribuye con los ODS 6. Agua limpia y saneamiento y ODS 7. Energía asequible y no contaminante. A su vez, el uso de energías renovables en lugar de combustibles fósiles ayuda a mitigar el cambio climático, por tanto, el proyecto también contribuye con el ODS 13. Acción por el clima.

Por otro lado, si la misma instalación se destinase al bombeo de agua para riego se contribuiría con dos Objetivos de Desarrollo Sostenible más, siendo estos el ODS 2. Hambre cero debido a que fomentaría la productividad agrícola y la autosuficiencia alimentaria, y el ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres, puesto que, al proporcionar agua de forma controlada y eficiente, se contribuía a la creación de un entorno favorable para la fauna y flora.

#### 1.4 Normativa.

En el siguiente apartado se expone la normativa considerada al elaborar el diseño de la instalación de bombeo solar objeto de este proyecto.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV-julio 2011 (IDAE).
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red PCT-A-REV-febrero 2009 (IDAE).

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

### 2.1 Ubicación de la instalación.

La instalación fotovoltaica se encuentra en el municipio valenciano de Higuieruelas. Este municipio se ubica a 70 kilómetros al oeste de la ciudad de Valencia, en la comarca de Los Serranos.

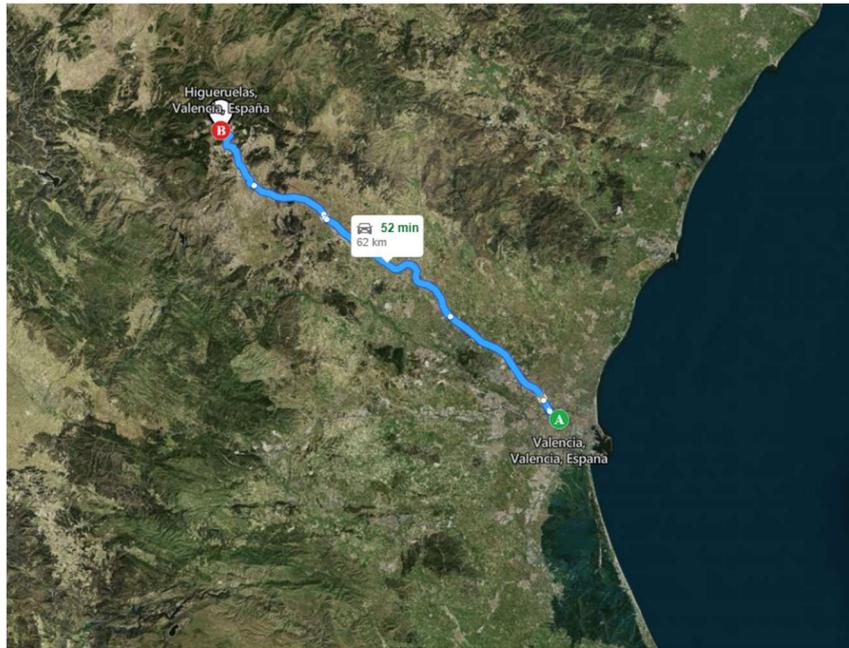


Ilustración 3. Distancia entre Valencia ciudad e Higuieruelas. Fuente: Google Maps.



Ilustración 4. Población de Higuieruelas. Fuente: Google Maps.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

Para la instalación se ocuparán 7 parcelas, las cuales suman un total de 1.519 m<sup>2</sup>. Las parcelas ocupadas por la instalación y sus referencias catastrales son las siguientes:

Número de parcela	Referencia catastral	Superficie (m <sup>2</sup> )
387	46143A002003870000LA	262
388	46143A002003880000LB	358
389	46143A002003890000LY	328
390	46143A002003900000LA	182
391	46143A002003910000LB	80
392	46143A002003920000LY	80
393	46143A002003930000LG	229
<b>TOTAL SUPERFICIE</b>		<b>1.519</b>

Tabla 1. Características de las parcelas ocupadas por la instalación fotovoltaica. Fuente: Sede Electrónica del Catastro.



Ilustración 5. Parcelas ocupadas por la instalación fotovoltaica. Fuente: Sede Electrónica del Catastro.

## 2.2 Necesidades de bombeo.

A partir de los datos de bombeo obtenidos de la instalación de bombeo inicial, la cual consta de una bomba conectada a red, se determina el volumen necesario de agua potable a bombear en función del mes.

A continuación, se puede observar la media del volumen mensual de agua potable que la nueva instalación debe ser capaz de bombear. Con estos datos de bombeo se realizará el dimensionamiento del campo solar.

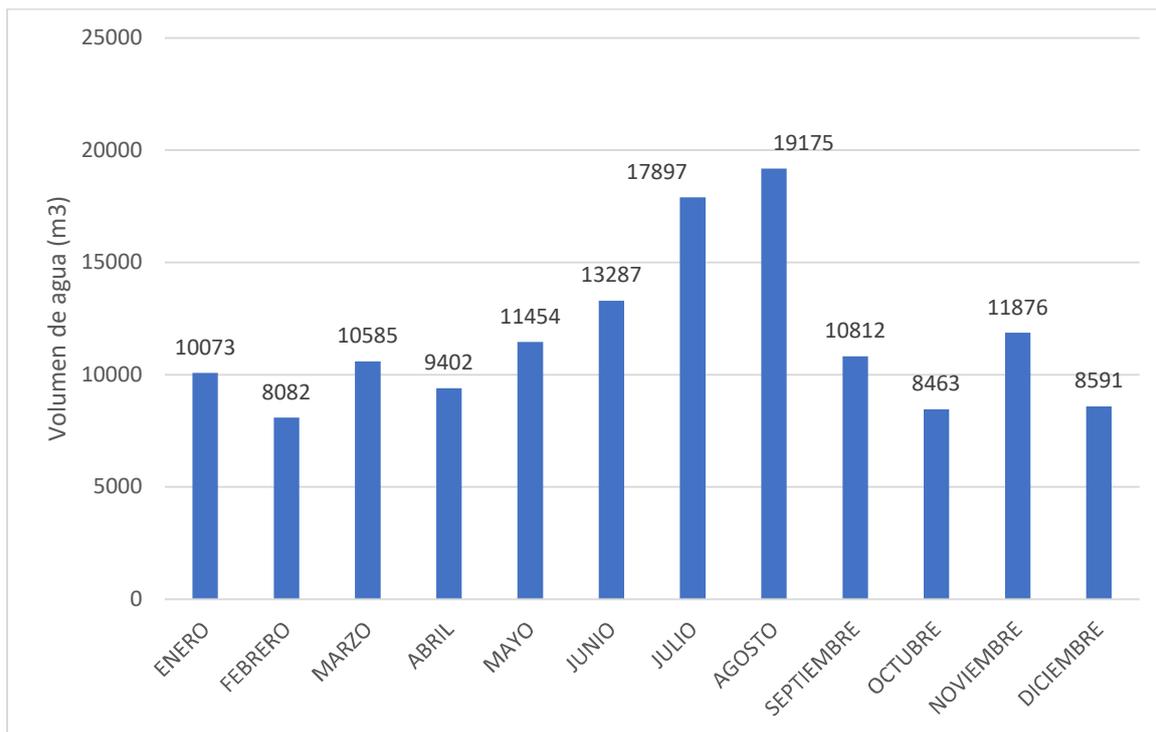


Gráfico 3. Volumen mensual de agua potable de la población de Higeruelas. Fuente: Elaboración propia.

### 2.3 Esquema de la instalación.

La instalación de bombeo solar objeto de este proyecto hace uso de la energía solar para impulsar agua potable desde un pozo hacia los depósitos de contención de la población de Higuieruelas.

Como se muestra en la Ilustración 6, los componentes principales de la instalación son:

- Paneles solares: Encargados de generar corriente CC a partir de la energía solar.
- Variador de velocidad: Encargado de transformar la corriente CC en CA y controlar la velocidad del motor eléctrico de la electrobomba.
- Electrobomba: Encargada del bombeo de agua potable utilizando la corriente CA que le aporta el variador.
- Depósito de contención: Encargado de almacenar el agua potable de la población. Contiene sensores que permiten la activación y detención de la bomba.



Ilustración 6. Esquema de la instalación de bombeo solar. Fuente: POWER ELECTRONICS.

El variador de velocidad utilizado en esta instalación es híbrido, permitiendo su conexión a red en caso de ser necesario. A pesar de que la instalación fotovoltaica se ha diseñado para depender exclusivamente de la energía solar, garantizando así poder abastecer al completo a la población a lo largo de todo el año sin necesidad de recurrir a fuentes externas de energía, al tratarse de un servicio esencial, el variador de frecuencia estará conectado red consumiendo energía de ella solamente en casos de emergencia.

Los depósitos de contención están equipados con dos sensores de nivel encargados de monitorear el nivel de agua. Uno de ellos, el inferior, se encarga de activar la bomba cuando el nivel de agua está por debajo de un umbral establecido. Por otro lado, el sensor superior detiene la bomba cuando el nivel de agua alcanza otro punto de referencia establecido evitando que los depósitos se desborden.

Además, los depósitos tienen una capacidad superior al volumen de agua requerido diariamente por la población. De esta forma, la población dispondrá de agua suficiente incluso en días nublados o con baja irradiación solar.

## 2.4 Elementos de la instalación fotovoltaica.

### 2.4.1 Módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos son los dispositivos encargados de convertir la energía solar en electricidad a partir del ya mencionado efecto fotovoltaico.

Para determinar los módulos a instalar se realiza una matriz de decisión con la cual se evalúan distintas características de 3 tipos de paneles diferentes con parámetros eléctricos similares.

Características	Peso (%)	Hi-MO 5m LR5-72HIH 500Wp LONGI	MEPV 132 HC ICON PLUS 500Wp EURENER	500Wp Deep Blue 3.0 JA Solar
Rendimiento	30%	1	0,9	1
Tecnología	10%	1	1	0
Precio	25%	1	0,76	0,82
Disponibilidad	15%	1	1	1
Garantía	20%	0,8	1	0,8
<b>TOTAL</b>	100%	<b>0,96</b>	<b>0,91</b>	<b>0,815</b>

Tabla 2. Matriz de decisión de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.

Tras el resultado obtenido en la matriz de decisión, se decide por emplear el modelo Hi-MO 5m LR5-72HIH 500Wp de la marca LONGI. Se instalarán 200 unidades de 500 Wp, consiguiendo así una potencia nominal pico total instalada de 100 kW, capaz de satisfacer la demanda de bombeo.



Ilustración 7. Módulo Hi-MO 5m. Fuente: LONGI.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
DATOS MECÁNICOS	
Distribución de las células	132
Dimensión	2093x1134x35 mm
Peso	25,3 kg
DATOS ELÉCTRICOS	
Potencia máxima	500 Wp
Tensión de circuito abierto (Voc)	45,55 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13,90 A
Voltaje de potencia máxima (Vmp)	38,38 V
Corriente de potencia máxima (Imp)	13,03 A
Eficiencia	21,1 %
PARÁMETROS OPERATIVOS	
TONC	45 °C
COEFICIENTES DE TEMPERATURA	
Coefficiente de temperatura en Voc	-0,265%/°C
Coefficiente de temperatura en Isc	0,05%/°C

Tabla 3. Características de los módulos fotovoltaicos. Fuente: LONGI.

#### 2.4.2 Variador de velocidad.

Los variadores de velocidad o variadores de frecuencia son dispositivos encargados de convertir la corriente CC en corriente CA a la vez que ajustar la frecuencia y tensión de salida según las necesidades de operación.

En el caso de nuestra instalación, se decide por emplear un variador de velocidad diseñado especialmente para bombeos solares. El modelo seleccionado es el SD75P0150 5BCD de la marca POWER ELECTRONICS.

Junto con al variador, se adquiere un kit de protección solar de POWER ELECTRONICS que permite proteger el tramo entre la caja de conexiones y el propio variador frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. A su vez, el variador incluye las protecciones necesarias para el lado de CA.

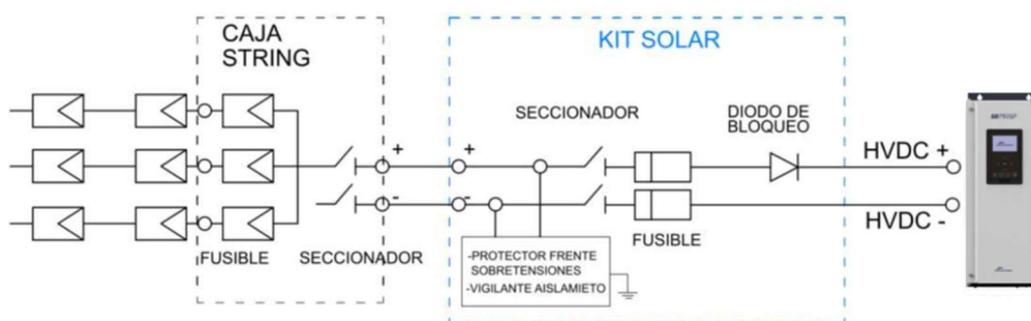


Ilustración 8. Kit de protecciones de POWER ELECTRONICS. Fuente: POWER ELECTRONICS.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

El funcionamiento del variador será en modo híbrido, utilizando principalmente los módulos solares como fuente de energía y sólo recurriendo a la red eléctrica en caso de emergencia. En esta última situación, se realizará el consumo de energía de la red eléctrica durante las horas valle con el objetivo de reducir el coste.



Ilustración 9. Esquema de funcionamiento híbrido del variador. Fuente: POWER ELECTRONICS.

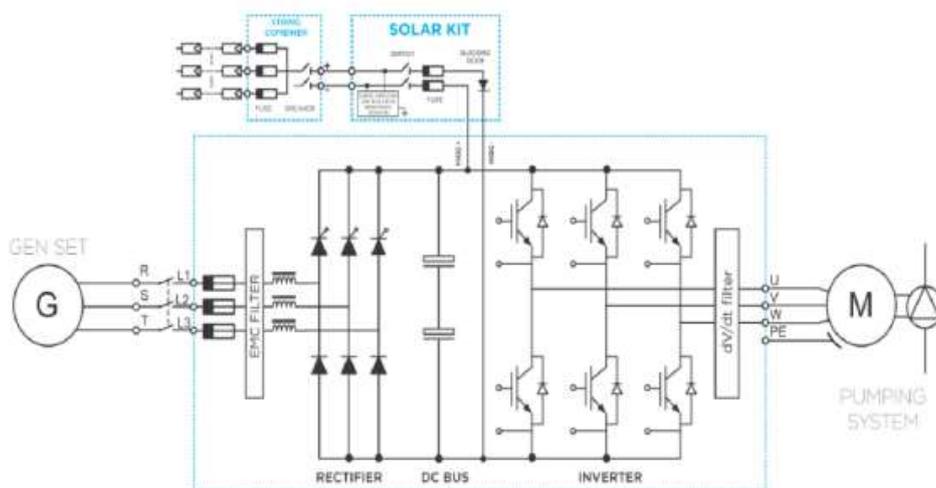


Ilustración 10. Esquema eléctrico del funcionamiento híbrido del variador. Fuente: POWER ELECTRONICS.

El variador de velocidad SD75P0150 5BCD no es apto para instalación en exteriores o de intemperie, por lo que instalará en el interior de una caseta prefabricada.

#### 2.4.3 Electro bomba sumergible.

Las electrobombas sumergibles son dispositivos utilizados para el bombeo de fluidos desde fuentes subterráneas. Este tipo de electrobombas tienen una mayor eficiencia debido a que, al estar sumergidas, no hay pérdidas durante la succión del fluido.

Se debe tener en cuenta que puede aparecer corrosión en los elementos del motor, afectando así a su funcionamiento, por ello, es importante llevar a cabo un correcto mantenimiento de la electrobomba.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

Al igual que para los módulos fotovoltaicos, para la elección de la electrobomba sumergible se realiza una matriz de decisión comparando características de 2 electrobombas sumergibles aptas para funcionar permanentemente con un variador de velocidad como el modelo SD75P0150 5BCD de la marca POWER ELECTRONICS seleccionado para la instalación.

Características	Peso (%)	Serie SIA-8 AIG	Serie SXT IDEAL
Rendimiento	35%	0,95	1
Peso	10%	1	0,85
Precio	25%	0,92	1
Arena máx	20%	1	0,9
Garantía	10%	0,8	1
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>0,93</b>	<b>0,97</b>

Tabla 4. Matriz de decisión de las electrobombas. Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, se hará uso de la electrobomba sumergible de la marca IDEAL modelo SXT75/17 con motor M8"67 kW fabricada con acero inoxidable.



Ilustración 11. Electrobomba sumergible modelo SXT75/17 con motor M8"67 kW. Fuente: IDEAL.

#### 2.4.4 Estructura soporte.

La estructura de soporte es la plataforma sobre la que se instalan los paneles solares. Su función principal es crear una base duradera y resistente que pueda soportar las condiciones meteorológicas y mantener una orientación óptima hacia el sol.

Se pueden diferenciar dos tipos de estructuras soporte:

1. Estructuras fijas: Estas estructuras se instalan de forma permanente y tienen un ángulo de inclinación fijo. Son las más empleadas al ser menos complejas y más fiables y económicas.
2. Estructuras móviles: A diferencia de las estructuras fijas, este tipo de estructuras permiten que los paneles solares giren alrededor de uno o dos ejes siguiendo la trayectoria del sol. Esto permite que los paneles solares estén siempre orientados de manera óptima, con lo que se obtiene una mayor producción de energía. Sin embargo, este tipo de estructuras requieren un mayor mantenimiento y supervisión, aumentando de forma considerable el coste de la instalación.

La estructura utilizada en la instalación será el modelo 31V de la marca SUNFER debido a la calidad y durabilidad de sus materiales de construcción. Esta estructura soporte es resistente tanto a la corrosión como a diversas condiciones climáticas, lo que la hace óptima para el emplazamiento seleccionado. Además, el modelo 31V permite incluir hasta 12 módulos en una misma estructura, lo que reduce los costes de compra e instalación de los soportes.

Se escoge el modelo 31V con un ángulo de inclinación fijo de 30° grados y con una capacidad de 10 módulos por soporte, colocándolos en posición vertical uno encima de otro.



*Ilustración 12. Estructura soporte modelo 31V. Fuente: SUNFER.*

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

La cimentación de la estructura soporte se hará mediante zapatas descentradas 2800x1150x300 mm tal y como indica el fabricante de la estructura soporte en el catálogo.

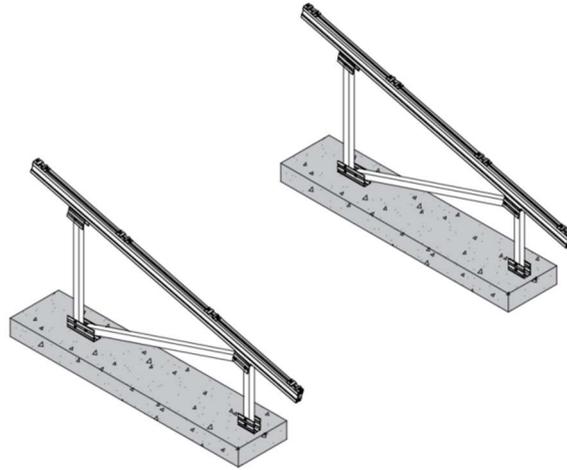


Ilustración 13. Zapatas descentradas. Fuente: SUNFER.

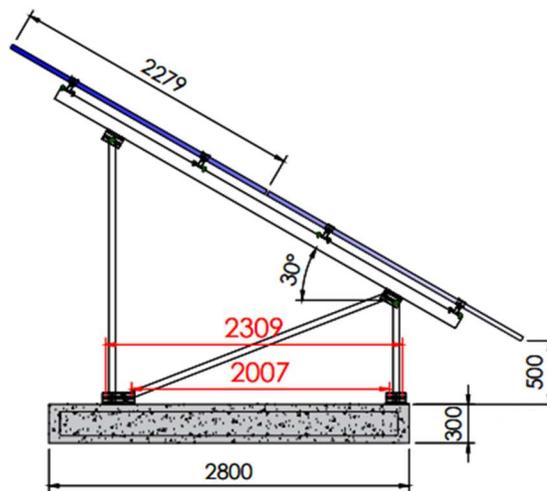


Ilustración 14. Cimentación de la estructura soporte. Fuente: SUNFER.

Se colocará una zapata por pódico tal como muestran la Ilustración 13 y la Ilustración 14, colocando, por tanto, 3 zapatas por estructura.

#### 2.4.5 Cableado.

El cableado es el elemento encargado de transportar la energía generada por los paneles hasta el variador de velocidad y, posteriormente, al punto de consumo, que, en este caso, es la electrobomba sumergible.

El dimensionamiento de los cables debe ser tal que cumpla las condiciones establecidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Para su cálculo se han empleado dos criterios, establecidos en las ITC-BT-40 (REBT):

1. Criterio de Caída de Tensión.
2. Criterio Térmico.

Con el primero se establece que la máxima caída de tensión no debe ser superior al 1,5% en el tramo de CC y 5% en el tramo de CA. Por otro lado, con el segundo criterio se consigue que la máxima intensidad admisible por cada conductor sea superior al 125% de la intensidad de diseño de cada tramo de la instalación.

Los conductores empleados serán unipolares de cobre con protección XLPE e irán enterrados en tubos de polietileno con el fin de aumentar la seguridad de la instalación.

El cableado de la instalación se ha dividido en 4 tramos distintos, siendo las características de cada uno las siguientes:

Tramo	Tipo de corriente	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro mínimo de tubo PE (mm)
<b>Strings-Caja de conexiones</b>	CC	70	6	63
<b>Caja de conexiones-Variador</b>	CC	12	70	125
<b>Variador-Electrobomba</b>	CA	100	70	125
<b>Red-Variador</b>	CA	90	95	140

Tabla 5. Características del cableado en cada tramo de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

#### 2.4.6 Protecciones.

Las protecciones garantizan la seguridad de la instalación, por ello, su uso es reglamentario para la evitar riesgos asociados a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Al igual que para el cableado, el dimensionado de las protecciones se ha realizado siguiendo las indicaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Cada tramo de la instalación estará protegido frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. A modo resumen, en la siguiente tabla se observa la protección usada en cada uno de los tramos:

Tramo	Tipo de corriente	Protección
<b>Strings-Caja de conexiones</b>	CC	Ingeteam string box M12 1500V.
<b>Caja de conexiones-Variador</b>	CC	KIT SOLAR de POWER ELECTRONICS.
<b>Variador-Electrobomba</b>	CA	Protecciones integradas en el variador.
<b>Red-Variador</b>	CA	Interruptor automático y bloque diferencial

Tabla 6. Protecciones empleadas en cada tramo de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

#### 2.4.7 Caja de conexiones.

Las cajas de conexiones permiten la conexión en paralelo de los *strings* de la instalación de forma eficiente y segura.

Para este caso se va a emplear la *string box* M12B 1500V de la marca Ingeteam con una capacidad de conexión de 12 *strings*, sin embargo, sólo se conectarán 10. A su vez, como se ha mencionado con anterioridad, la caja de conexiones realizará la protección del tramo 1 de la instalación mediante los siguientes elementos de protección que incluye:

- Fusibles de  $I_N$  20 A para cada polo de los *strings*.
- Pararrayos de sobretensión tipo 2.
- Interruptor seccionador de potencia DC 400 A.



Ilustración 15. String box Ingeteam. Fuente: Ingeteam.

Al tener un grado de protección IP65, es posible su instalación en exteriores, por lo tanto, la caja de conexiones irá enganchada al pórtico de una de las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos.

#### 2.4.8 Puesta a tierra.

La puesta a tierra es un elemento fundamental en cualquier instalación eléctrica. Se trata de la unión eléctrica entre una parte del circuito con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. De esta forma, se consigue disipar corrientes peligrosas al terreno de manera segura, protegiendo así tanto a personas como a elementos eléctricos.

Para la puesta a tierra de la instalación se han seguido las indicaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Se realiza una puesta a tierra común para el lado CC y CA a través de un hilo conductor enterrado horizontalmente consiguiendo una resistencia a tierra de  $1,65 \Omega$  y una tensión máxima de contacto menor que 24 V, cumpliendo así con la ITC-BT-18 (REBT).

### 3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.

#### 3.1 Inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos.

El ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico con respecto a la superficie horizontal sobre la que se coloca es un componente crítico que determina el rendimiento y la eficiencia de un sistema fotovoltaico.

Cuando los paneles solares están inclinados correctamente, pueden captar la mayor cantidad de energía solar durante el mayor periodo de tiempo del día, aumentando así la producción de energía total de la instalación.

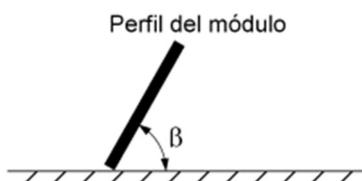


Ilustración 16. Ángulo de inclinación. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red (IDAE).

El ángulo de inclinación óptimo de los paneles solares varía en función de la ubicación geográfica. Para el caso de la instalación en Higuieruelas, la inclinación óptima, según la herramienta PVGIS, son 36° respecto al plano horizontal. Sin embargo, en el mercado no existen soportes de módulos fotovoltaicos con tal inclinación, por lo que, se tomará como ángulo de inclinación 30°, permitiéndonos así el uso de la estructura soporte 31V de la marca SUNFER.

Cabe mencionar que la diferencia respecto a la irradiación incidente entre la inclinación permitida por la estructura soporte (30°) y la inclinación óptima (36°) se puede considerar despreciable, como se observa en el siguiente gráfico.

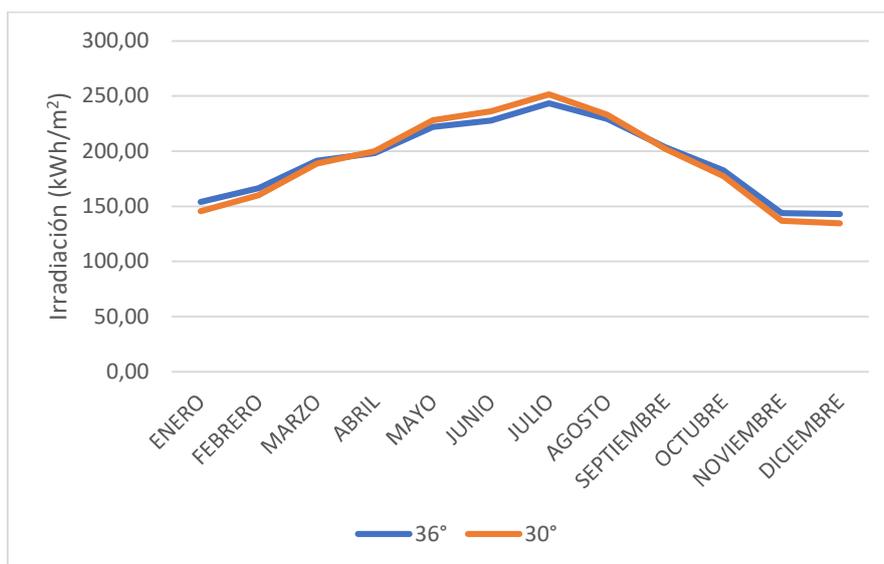


Gráfico 4. Comparación entre la irradiación con una inclinación de 36° y 30°. Fuente: PVGIS.

Otra opción hubiese sido el uso de soportes móviles. Este tipo de soportes, como ya se ha mencionado anteriormente, permiten seguir la irradiación solar mediante el movimiento de uno o dos ejes, recogiendo así más horas de sol. Sin embargo, esta construcción requiere un mayor mantenimiento y supervisión, aumentando de forma considerable el coste y la complejidad de la instalación, por lo que no ha sido considerada.

Con el objetivo de obtener un valor más exacto de la irradiación que incidirá sobre los módulos de la instalación, se realiza una media de la irradiación mensual a partir de la base de datos de PVGIS.

Así, introduciendo el ángulo de inclinación de 30° y la localización de la instalación, se obtiene la siguiente irradiación mensual desde 2010 hasta 2020.

Mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Enero</b>	98,35	132,39	142,54	144,5	117,46	148,3	128,41	129,06	140,13	150,78	123,2
<b>Febrero</b>	115,9	156,32	180,09	138,2	130,65	118,7	153,82	130,91	126,84	176,84	172,92
<b>Marzo</b>	161,07	143,14	206,24	162,5	178,51	166,01	172,73	200,44	172,18	201,3	122,28
<b>Abril</b>	176,19	174,09	192,78	179,5	204,14	191,37	174,51	194,73	188,79	165,72	157,36
<b>Mayo</b>	204,9	191,14	214,58	198,7	211,23	224,07	201,77	225	191,56	209,97	208,31
<b>Junio</b>	201,98	198,72	227,69	219,9	206,07	217,71	223,82	225,86	207,83	221,02	212,61
<b>Julio</b>	230,72	209,01	237,22	242,9	232,65	225	229,04	224,93	240,91	223,64	222,03
<b>Agosto</b>	209,93	223,85	226,24	195,6	221,97	202,66	220,29	199,45	202,01	209,77	218,89
<b>Septiembre</b>	189,53	203,09	176,6	194,4	181,56	173,5	191,33	187,8	165,2	168,55	189,6
<b>Octubre</b>	172,73	169,23	161,25	166,4	176,64	137,64	131,5	187	144,83	156,21	170,63
<b>Noviembre</b>	135,3	100,5	100,22	138,2	119,69	147,5	118,12	153,89	103,34	133,22	119,54
<b>Diciembre</b>	112,57	123,29	133,82	122,9	123,54	125,55	113,46	128,36	132,83	102,49	129,24

Tabla 7. Irradiación mensual (kWh/m<sup>2</sup>) para un ángulo de inclinación de 30° desde 2010 hasta 2020. Fuente: PVGIS.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

Tras ello, se procede a calcular la media mensual de irradiación, la cual será la utilizada para los cálculos de la instalación, obteniendo la siguiente:

Mes	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> )
Enero	145,51
Febrero	160,12
Marzo	188,64
Abril	199,92
Mayo	228,13
Junio	236,32
Julio	251,81
Agosto	233,07
Septiembre	202,12
Octubre	177,41
Noviembre	136,95
Diciembre	134,81

Tabla 8. Irradiación mensual media (kWh/m<sup>2</sup>) para un ángulo de inclinación de 30°. Fuente: Elaboración propia.

Otro aspecto importante respecto a la disposición de los módulos fotovoltaicos es su orientación, la cual, al igual que la inclinación respecto al plano horizontal, depende de la ubicación geográfica de la instalación.

En las instalaciones fotovoltaicas, la orientación de los módulos se determina a través del azimut. El azimut es la dirección en la que apuntan los paneles solares, siendo el sur 0°, 180° el norte, 90 el oeste y -90 el este.

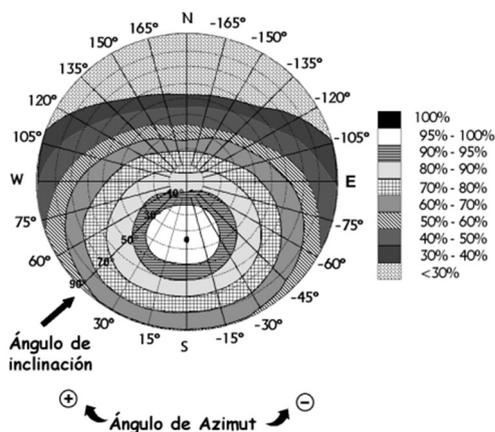


Ilustración 17. Ángulo acimut. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red (IDAE).

La localidad de Higuieruelas está situada a unos 39° de latitud norte, situándola en el hemisferio norte del ecuador. Para esta ubicación la mejor orientación para los módulos es hacia el sur, consiguiendo maximizar la exposición a la energía solar durante el día. Por lo tanto, en la instalación se considera un ángulo de azimut de 0°, orientando así los módulos hacia el sur.

En conclusión, los ángulos de inclinación y orientación utilizados en la instalación fotovoltaica de Higuieruelas son los siguientes:

<b>ÁNGULO DE INCLINACIÓN</b>	30°
<b>ÁNGULO DE AZIMUT</b>	0°

Tabla 9. Ángulos de inclinación y orientación de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

### 3.2 Dimensionado de la instalación.

Siguiendo el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (IDAE) el cálculo de la energía consumida por la electrobomba se realiza siguiendo la siguiente fórmula:

$$E_{MB} = \frac{E_H}{\eta_{MB}} \quad (1)$$

Siendo:

- $E_{MB}$ : Energía eléctrica consumida por la bomba (kWh/día).
- $E_H$ : Energía hidráulica (kWh/día).
- $\eta_{MB}$ : Eficiencia de la bomba. El Pliego de Condiciones Técnicas (IDAE) indica que, para bombas superiores a 500W, se toma el valor de 0,4 por defecto.

A su vez, la energía hidráulica  $E_H$  se obtiene con la fórmula:

$$E_H = 2,725 \times Q_d \times H_{TE} \quad (2)$$

Siendo:

- $E_H$ : Energía hidráulica (Wh/día).
- $Q_d$ : Caudal diario necesario (m<sup>3</sup>/día).
- $H_{TE}$ : Parámetro ficticio que hace referencia a la altura fija a la que se debe bombear el agua (m).

Para el cálculo del parámetro  $H_{TE}$  se debe seguir la siguiente expresión:

$$H_{TE} = H_D + H_{ST} + \left( \frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_T} \right) \times Q_{AP} + H_f \quad (3)$$

Siendo:

- $H_{TE}$ : Parámetro ficticio que hace referencia a la altura fija a la que se debe bombear el agua (m)
- $H_D$ : Altura a la que se encuentra el depósito (m).
- $H_{ST}$ : Distancia entre en suelo y el nivel del agua dentro del pozo (m).
- $H_{DT}$ : Parámetro obtenido a partir de la prueba de bombeo que hace referencia a la distancia vertical entre el suelo y el nivel del agua después de la prueba (m).
- $Q_T$ : Caudal de agua durante la prueba de bombeo ( $m^3/h$ ).
- $Q_{AP}$ : Caudal medio aparente ( $m^3/h$ ). Se calcula como:

$$Q_{AP} = \frac{Q_d}{24}$$

- $H_f$ : Pérdidas de fricción en las tuberías, no deben superar el 10% (m).

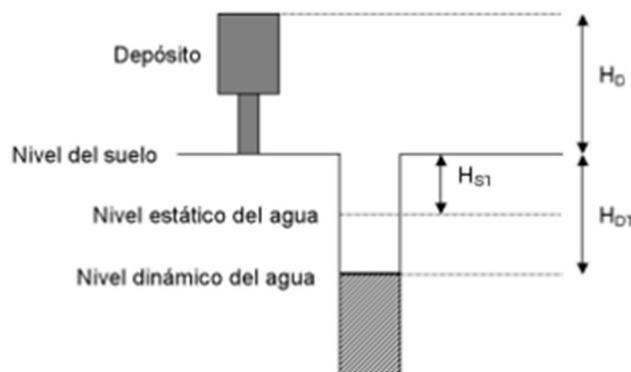


Ilustración 18. Esquema del sistema de bombeo. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (IDAE)

Los parámetros de bombeo evalúan la capacidad de producción del pozo, de esta forma se obtiene una estimación de cómo cambia el nivel del agua a lo largo del tiempo y su capacidad de recuperación. Se usan equipos diseñados específicamente para este tipo de pruebas.

Los parámetros obtenidos en la prueba de bombeo se muestran a continuación:

Prueba de bombeo	
$H_{ST}$	50
$H_{DT}$	65
$Q_T$	50

Tabla 10. Parámetros obtenidos tras la prueba de bombeo. Fuente: Elaboración propia.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

Con los parámetros obtenidos y teniendo en cuenta que la altura del depósito  $H_D$  son 35 m, obtenemos el valor de  $H_{TE}$  para cada mes:

$$H_{TE} = 35 + 50 + \left(\frac{65 - 50}{50}\right) \times Q_{AP} + 0,1 \times H_{TE}$$

Mes	Días	Volumen mensual (m <sup>3</sup> /mes)	Volumen diario (m <sup>3</sup> /día)	$Q_{AP}$ (m <sup>3</sup> /h)	$H_{TE}$ (m)
Enero	31	10.073,40	324,95	13,54	98,96
Febrero	28	8.082,47	288,66	12,03	98,45
Marzo	31	10.584,74	341,44	14,23	99,19
Abril	30	9.402,06	313,40	13,06	98,80
Mayo	31	11.454,02	369,48	15,40	99,58
Junio	30	13.286,60	442,89	18,45	100,60
Julio	31	17.896,91	577,32	24,05	102,46
Agosto	31	19.175,26	618,56	25,77	103,04
Septiembre	30	10.812,37	360,41	15,02	99,45
Octubre	31	8.462,68	272,99	11,37	98,24
Noviembre	30	11.876,29	395,88	16,49	99,94
Diciembre	31	8.590,52	277,11	11,55	98,29

Tabla 11. Altura fija a la que debe bombear la bomba por mes. Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenida la altura a la que debe bombear la bomba, se obtiene, para cada mes, la energía consumida por la electrobomba siguiendo las ecuaciones (1) y (2).

Mes	$E_H$ (kWh/día)	$E_{MB}$ (kWh/día)	$E_{MB}$ (kWh/mes)
Enero	87,63	219,06	6.790,97
Febrero	77,44	193,61	5.421,04
Marzo	92,29	230,72	7.152,21
Abril	84,37	210,94	6.328,12
Mayo	100,26	250,64	7.769,98
Junio	121,41	303,51	9.105,41
Julio	161,19	402,99	12.492,54
Agosto	173,67	434,18	13.459,68
Septiembre	97,67	244,18	7.325,43
Octubre	73,08	182,69	5.663,50
Noviembre	107,81	269,54	8.086,09
Diciembre	74,22	185,56	5.752,40

Tabla 12. Consumo eléctrico mensual de la electrobomba. Fuente: Elaboración propia.

Con la energía necesaria para el bombeo, se realiza el dimensionado de la instalación. Para ello, siguiendo de nuevo el Pliego de Condiciones Técnicas (IDAE), se hace uso de la siguiente fórmula:

$$P_{mp,min} = \frac{E_{MB} \times G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \times PR} \quad (4)$$

Siendo:

- $P_{mp,min}$ : Mínima potencia pico del generador (kWp).
- $E_{MB}$ : Energía eléctrica consumida por la bomba (kWh/día).
- $G_{CEM}$ : 1kW/m<sup>2</sup>.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Irradiación sobre el generador para un ángulo de inclinación y azimut determinados (kWh/m<sup>2</sup>).
- $PR$ : Rendimiento energético de la instalación. Para instalaciones con inversor o variador, el valor típico indicado por es 0,7.

Por lo tanto, considerando la irradiación mensual media calculada en el apartado anterior, se obtienen las siguientes potencias pico mínimas necesarias para el bombeo del volumen necesario de agua dependiendo del mes:

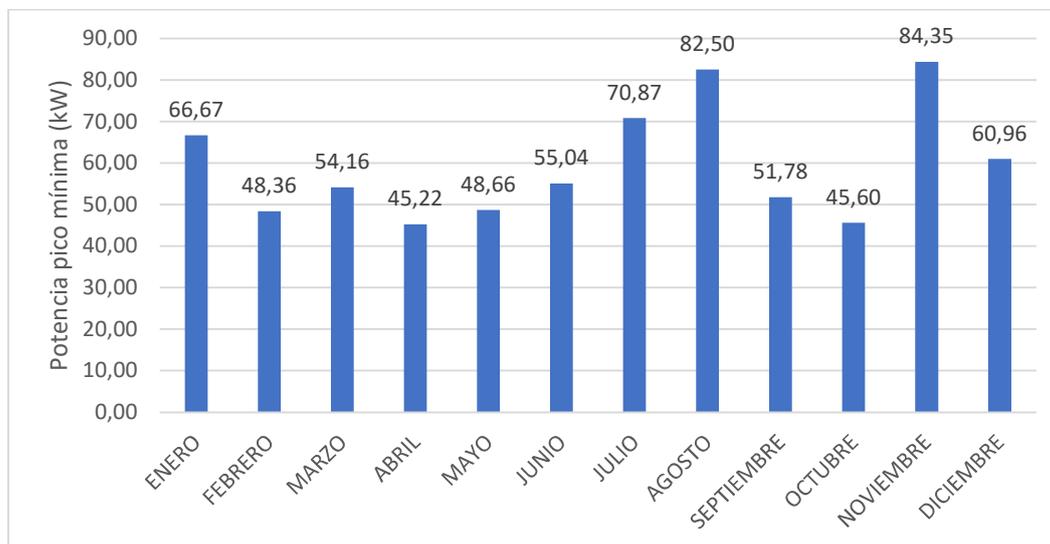


Gráfico 5. Potencia pico mínima del generador. Fuente: Elaboración propia.

Se puede apreciar que la máxima  $P_{mp,min}$  necesaria en la instalación corresponde al mes de noviembre y es de 84,35 kW.

Siguiendo el Pliego de Condiciones Técnicas (IDAE), el tamaño del generador deberá ser, como máximo, un 20% superior al valor anteriormente mencionado, por lo tanto, se decide por una potencia pico de 100 kW.

Con la potencia pico seleccionada, despejando  $E_{MB}$  de la fórmula (4), se obtiene que la producción mensual de energía de la instalación fotovoltaica es la siguiente:

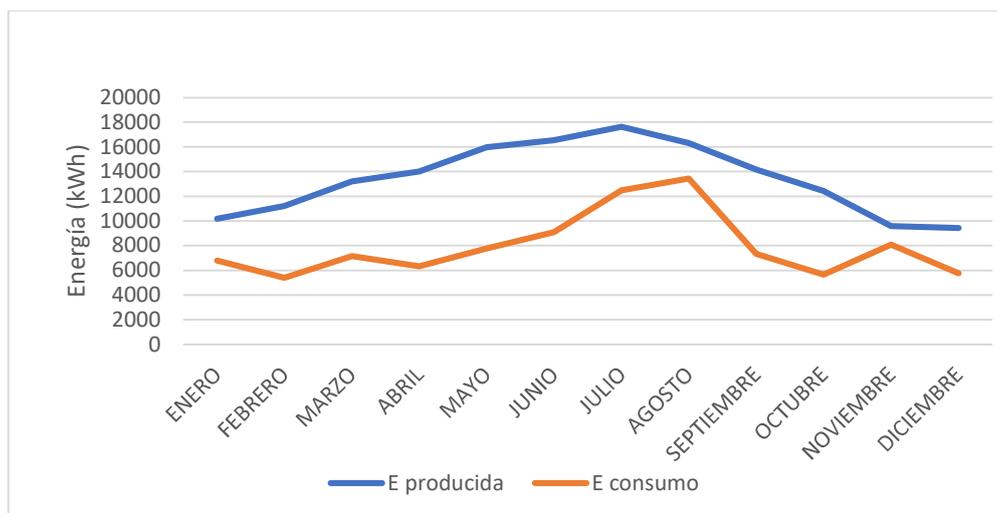


Gráfico 6. Comparación entre la energía en kWh generada por la instalación y la consumida por la bomba. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en el gráfico anterior, la instalación será capaz de abastecer el bombeo de agua de la población todos los meses sin necesidad de aporte de red.

### 3.3 Dimensionado de la electrobomba.

La electrobomba sumergible debe ser capaz de bombear el caudal diario necesario a la altura correspondiente.

Teniendo en cuenta la energía consumida por la electrobomba anteriormente calculada, se procede a calcular la potencia de esta. La fórmula utilizada para el cálculo de la potencia será:

$$P_{MB} = \frac{E_{MB}}{HSP} \quad (5)$$

Siendo:

- $P_{MB}$ : Potencia de la electrobomba (kW).
- $E_{MB}$ : Energía consumida por la electrobomba (kWh/día).
- $HSP$ : Horas solares pico (h).

Las horas solares pico son las horas diarias en las que la irradiación alcanza su nivel máximo, por lo que se obtiene la máxima generación de energía.

Para el cálculo de las HSP se debe considerar la irradiación solar media mensual que incidirá sobre los módulos con una inclinación de 30°.

$$HSP = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{d} \quad (6)$$

Siendo:

- $HSP$ : Horas solares pico (h).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Irradiación mensual media sobre el generador para un ángulo de inclinación y azimut determinados (kWh/m<sup>2</sup>).
- $d$ : días del mes.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

Con la fórmula anterior y la irradiación solar media mensual obtenida en el apartado de dimensionado de la instalación, se obtiene:

Mes	HSP
Enero	4,69
Febrero	5,72
Marzo	6,09
Abril	6,66
Mayo	7,36
Junio	7,88
Julio	8,12
Agosto	7,52
Septiembre	6,74
Octubre	5,72
Noviembre	4,56
Diciembre	4,35

Tabla 13. HSP por cada mes. Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenidas las horas solares pico, siguiendo la ecuación (5), se calcula la potencia necesaria de la electrobomba para abastecer el consumo por mes:

Mes	$E_{MB}$ (kWh/día)	HSP	$P_{MB}$ (kW)
Enero	219,06	4,69	46,67
Febrero	193,61	5,72	33,86
Marzo	230,72	6,09	37,91
Abril	210,94	6,66	31,65
Mayo	250,64	7,36	34,06
Junio	303,51	7,88	38,53
Julio	402,99	8,12	49,61
Agosto	434,18	7,52	57,75
Septiembre	244,18	6,74	36,24
Octubre	182,69	5,72	31,92
Noviembre	269,54	4,56	59,05
Diciembre	185,56	4,35	42,67

Tabla 14. Potencia de la electrobomba en función del mes. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, la máxima potencia necesaria corresponde al mes de noviembre, con una potencia de 59,05 kW.

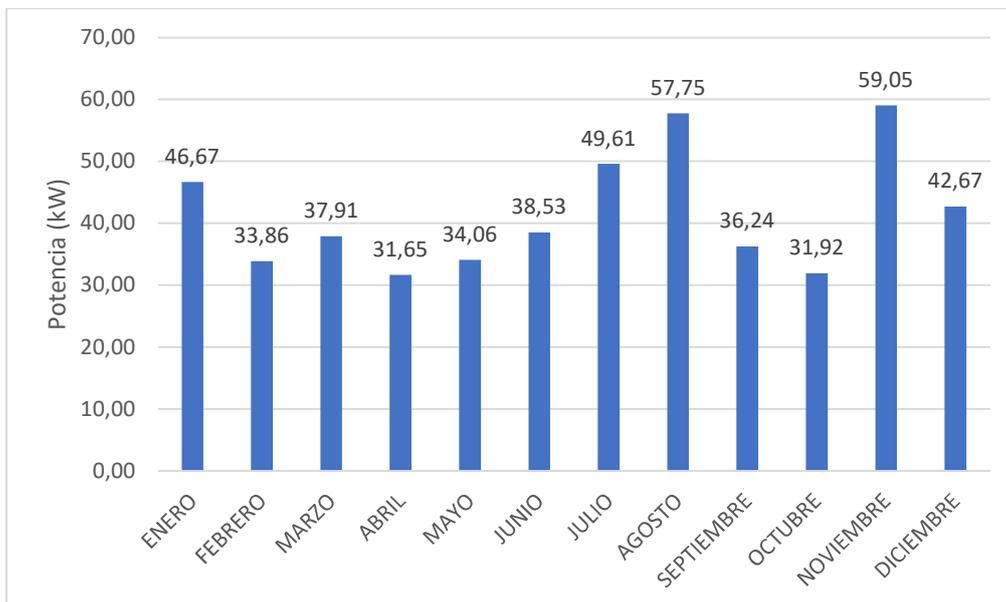


Gráfico 7. Potencia de la electrobomba en función del mes. Fuente: Elaboración propia.

Por ello, se instalará la electrobomba sumergible modelo SXT 75/17 de 67 kW de la marca IDEAL, la cual, al ser apta para funcionar de forma permanente con un variador de frecuencia, podrá realizar el bombeo del volumen necesario aportando la altura correspondiente cada mes.

Cabe destacar que, al haber calculado la energía absorbida por la bomba siguiendo el Pliego de Condiciones Técnicas (IDAE), se ha considerado un rendimiento de la bomba de 0,4 siendo éste el mínimo rendimiento de la bomba seleccionada. Por lo tanto, la electrobomba sumergible SXT 75/17 de 67 kW permitirá el bombeo del caudal demandado a la altura correspondiente incluso funcionando en el punto de mínimo rendimiento.

### 3.4 Separación entre filas del campo solar.

La separación entre filas es un factor muy importante en una instalación fotovoltaica. El objetivo principal es evitar las sombras generadas entre módulos, ya que estas reducen la irradiación solar incidente y con ello la producción de energía. A su vez, también se deberá verificar que no haya otras estructuras o elementos que puedan generar sombra sobre los módulos fotovoltaicos.

Siguiendo las indicaciones del Pliego de Condiciones Técnicas (IDAE), la distancia mínima entre módulos se calcula de la siguiente forma:

$$d = h \times k \quad (7)$$

Siendo:

- $d$ : Distancia entre los módulos (m).
- $h$ : Diferencia de altura entre el punto más alto de una fila y el punto más bajo de la posterior (m).
- $k$ : Valor adimensional que depende de la latitud y que sigue la siguiente fórmula:

$$k = \frac{1}{\text{tg}(61^\circ - \text{latitud})} \quad (8)$$

En el caso de la instalación solar objeto del proyecto, el valor de  $k$  es el siguiente:

$$k = \frac{1}{\text{tg}(61^\circ - 39.787)} = 2,58$$

Una vez obtenido  $k$ , se procede al cálculo de  $h$ . Para ello, se debe tener en cuenta que, en nuestro caso, al haber utilizado el modelo 31V de la marca SUNFER, habrá 2 módulos en posición vertical uno encima de otro, como se puede observar en la siguiente imagen:

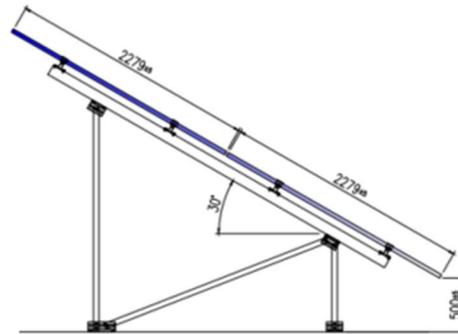


Ilustración 19. Estructura soporte 31V. Fuente: SUNFER.

La distancia  $h$  se calcula utilizando trigonometría de la siguiente forma:

$$h = \text{sen}(\beta) \times l$$

Siendo:

- $h$ : Diferencia de altura entre el punto más alto de una fila y el punto más bajo de la posterior (m).
- $\beta$ : Ángulo de inclinación respecto a la superficie horizontal.
- $l$ : Longitud del módulo solar (m).

Como se ha mencionado anteriormente, el soporte elegido permite poner dos paneles en vertical, estando uno encima del otro, por lo tanto, la longitud de panel será multiplicada por 2.

$$h = \text{sen}(30) \times 2 \times 2,1 = 2,1 \text{ m}$$

Con todo ello se calcula la distancia entre placas con la ecuación (7) quedando una separación final mínima entre filas de:

$$d = 2,1 \times 2,58 = 5,4 \text{ m}$$

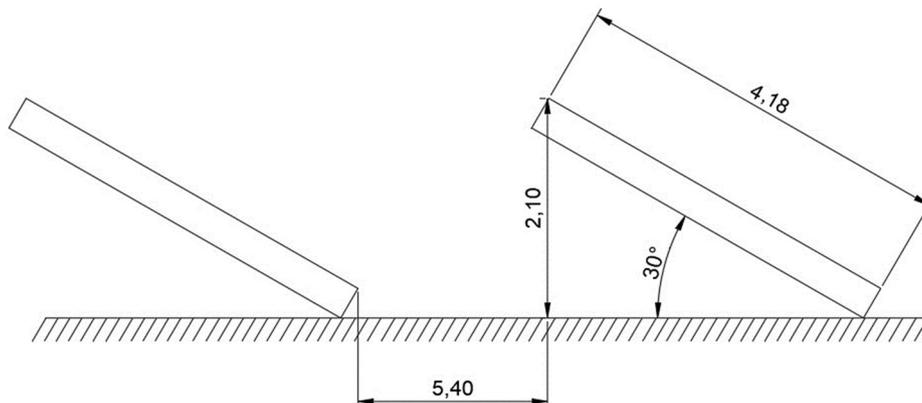


Ilustración 20. Distancia entre filas de módulos. Fuente: Elaboración propia.

### 3.5 Configuración de los *strings*.

En este apartado se va a calcular el número máximo de paneles a conectar tanto en serie como en paralelo. Para ello, primero es importante tener en cuenta qué supone cada tipo de conexión.

#### **Conexión en serie.**

La conexión en serie se consigue conectando el polo positivo de un panel solar con el polo negativo del siguiente. De esta forma se acumula la tensión total mientras que la intensidad permanece constante.

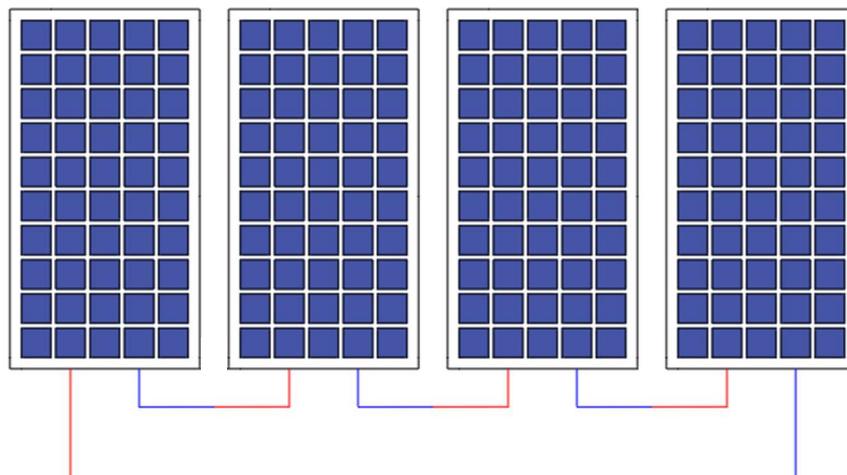


Ilustración 21. Conexión de paneles en serie. Fuente: Elaboración propia.

CONEXIÓN EN SERIE	
Tensión (V)	$V_{panel} \times N_{serie}$
Intensidad (A)	$I_{panel}$

Tabla 15. Características eléctricas de la conexión de módulos en serie. Fuente: Elaboración propia.

**Conexión en paralelo.**

Por otro lado, la conexión en paralelo se consigue conectando los polos positivos por un lado y los polos negativos por otro. A diferencia de la conexión en serie, con la conexión en paralelo se consigue aumentar la intensidad mientras que la tensión permanece constante.

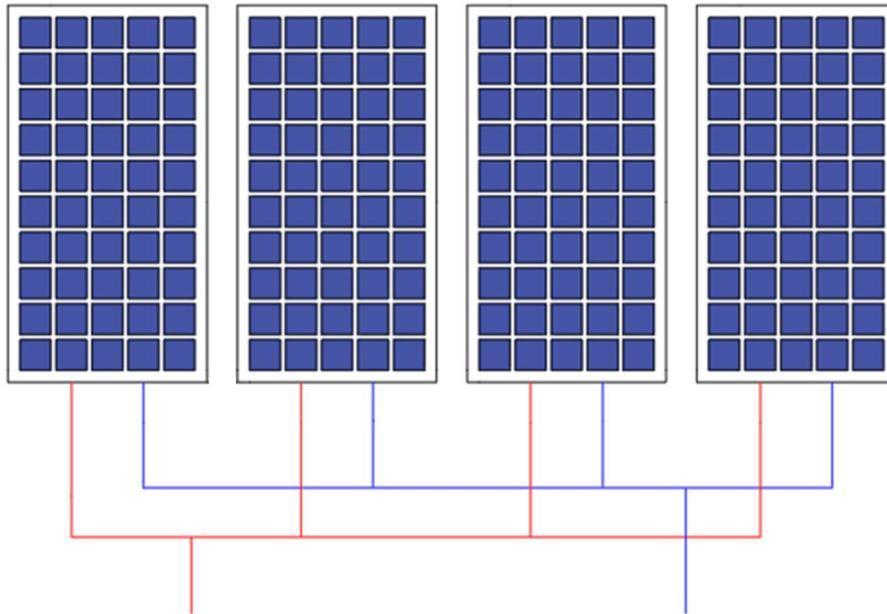


Ilustración 22. Conexión de paneles en paralelo. Fuente: Elaboración propia.

CONEXIÓN EN PARALELO	
Tensión (V)	$V_{panel}$
Intensidad (A)	$I_{panel} \times N_{paralelo}$

Tabla 16. Características eléctricas de la conexión de módulos en paralelo. Fuente: Elaboración propia.

### Conexión mixta.

Otra forma de conexión entre paneles es la mixta, en la cual se combina la conexión en serie y la conexión en paralelo, consiguiendo así aumentar tanto la intensidad como la tensión.

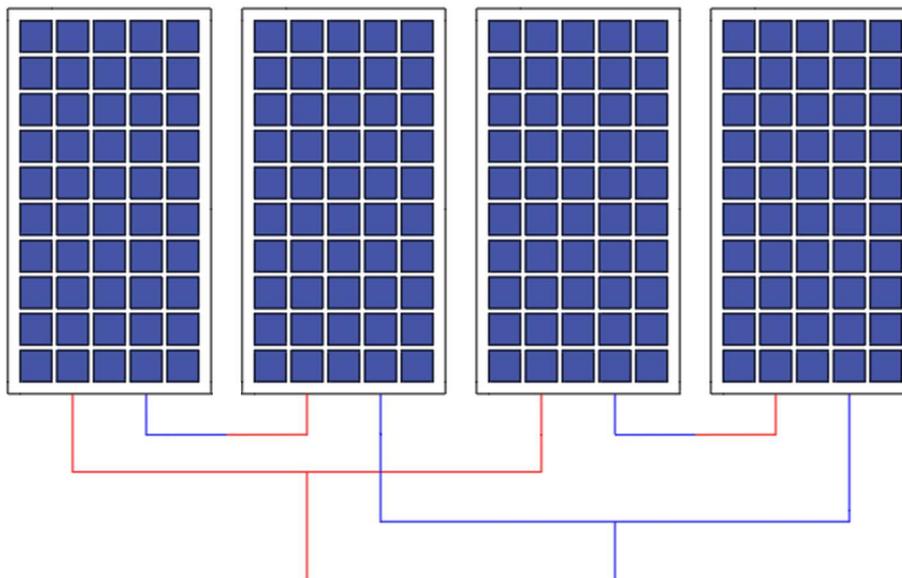


Ilustración 23. Conexión mixta de paneles solares. Fuente: Elaboración propia.

CONEXIÓN MIXTA	
<b>Tensión (V)</b>	$V_{panel} \times N_{serie}$
<b>Intensidad (A)</b>	$I_{panel} \times N_{paralelo}$

Tabla 17. Características eléctricas de la conexión mixta de módulos. Fuente: Elaboración propia.

Como se explicará más adelante, en la instalación de Higuieruelas se han conectado 20 paneles en serie y 10 *strings* en paralelo, por tanto, las características eléctricas finales de la instalación corresponden a las de la conexión mixta.

#### 3.5.1 Cálculo de temperatura de trabajo de la célula.

Para determinar el número de paneles a conectar en serie y número de *strings* a conectar en paralelo se debe tener en cuenta la temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas, la cual está relacionada con la temperatura ambiente y la irradiación. Para ello, se va a calcular la temperatura de trabajo de la célula tanto en meses de invierno como en meses de verano.

La población de Higuieruelas ha registrado las siguientes temperaturas máxima y mínima:

<b>Temperatura máxima</b>	40°C
<b>Temperatura mínima</b>	-10°C

Tabla 18. Temperaturas máxima y mínima registradas en Higuieruelas. Fuente: Elaboración propia.

A partir de las temperaturas anteriores, se procede a calcular la temperatura de trabajo de las células para ambos casos siguiendo la siguiente fórmula:

$$T = T_{ambiente} + G \times \frac{TONC - 20}{800} \quad (9)$$

Siendo:

- $T$ : Temperatura de trabajo de la célula (°C).
- $T_{ambiente}$ : Temperatura ambiente (°C).
- $G$ : Irradiancia media. En invierno se considerarán 100 W/m<sup>2</sup> y en verano 1000 W/m<sup>2</sup>.
- $TONC$ : Temperatura de operación nominal de la célula (°C).

Seguendo la fórmula anterior tendremos para la temperatura máxima y mínima las siguientes temperaturas de trabajo:

$$T_{max} = 40 + 1000 \times \frac{45 - 20}{800} = 71,25 \text{ °C}$$

$$T_{min} = -10 + 100 \times \frac{45 - 20}{800} = -6,875 \text{ °C}$$

	Temperatura Ubicación (°C)	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura célula (°C)
Mínima	-10	100	-6,875
Máxima	40	1000	71,25

Tabla 19. Temperaturas de trabajo máxima y mínima. Fuente: Elaboración propia.

### 3.5.2 Cálculo de número de paneles en serie.

El número de paneles conectados en serie está limitado por las tensiones de entrada máximas y mínimas del variador debiendo cumplirse las siguientes condiciones:

$$N_{serie\_max} \leq \frac{V_{DCmax}}{V_{Tmin}} \quad (10)$$

$$N_{serie\_min} \geq \frac{V_{DCmin}}{V_{Tmax}} \quad (11)$$

Siendo:

- $N_{serie\_max}$ : Número de paneles a conectar en serie.
- $N_{serie\_min}$ : Número mínimo de paneles a conectar en serie.
- $V_{DCmax}$ : Tensión máxima de entrada en el variador (V).
- $V_{DCmin}$ : Tensión mínima de entrada en el variador (V).
- $V_{Tmin}$ : Tensión de circuito abierto para la mínima temperatura de trabajo de la célula (V).
- $V_{Tmax}$ : Tensión de circuito abierto para la máxima temperatura de trabajo de la célula (V).

### **Número máximo de conexiones en serie.**

Como se ha mencionado con anterioridad, para el cálculo del número máximo de paneles a conectar en serie se debe tener en cuenta la tensión máxima de entrada del variador SD750SP de POWER ELECTRONICS y la tensión de circuito abierto para la temperatura mínima de trabajo de la célula.

La tensión del circuito abierto para una temperatura mínima de trabajo de  $-6,875\text{ }^{\circ}\text{C}$  sigue la siguiente fórmula:

$$V_{Tmin} = V_{OC} + (\beta \times V_{OC}) \times (T_{min} - 25) \quad (12)$$

Siendo:

- $V_{Tmin}$ : Tensión de circuito abierto para la mínima temperatura de trabajo de la célula (V).
- $V_{OC}$ : Tensión de circuito abierto (V).
- $\beta$ : Coeficiente de temperatura en  $V_{OC}$  (%/ $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_{min}$ : Temperatura mínima de trabajo de la célula ( $^{\circ}\text{C}$ ).

Con los datos de la instalación, la ecuación anterior quedaría de la siguiente forma:

$$V_{Tmin} = 45,55 + (-0,265\% \times 45,55) \times (-6,875 - 25) = 49,39\text{ V}$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta que la tensión máxima de entrada en el variador es 1000 V, el número máximo de módulos conectados en serie será:

$$N_{serie\_max} \leq \frac{1000}{49,39} \approx 20$$

### **Número mínimo de conexiones en serie.**

El número mínimo de paneles en serie se obtiene de forma similar al número máximo, pero teniendo en cuenta la temperatura máxima de trabajo de las células y el voltaje mínimo de entrada al variador.

La tensión del circuito abierto para una temperatura máxima de trabajo de  $71,25\text{ }^{\circ}\text{C}$  sigue la siguiente fórmula:

$$V_{Tmax} = V_{OC} + (\beta \times V_{OC}) \times (T_{max} - 25) \quad (13)$$

Siendo:

- $V_{Tmax}$ : Tensión de circuito abierto para la máxima temperatura de trabajo de la célula (V).
- $V_{OC}$ : Tensión de circuito abierto (V).
- $\beta$ : Coeficiente de temperatura en  $V_{OC}$  (%/ $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_{max}$ : Temperatura máxima de trabajo de la célula ( $^{\circ}\text{C}$ ).

Con los datos de la instalación, la ecuación anterior quedaría de la siguiente forma:

$$V_{Tmax} = 45,55 + (-0,265\% \times 45,55) \times (71,25 - 25) = 39,96 V$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta que la tensión mínima de entrada en el variador es 565 V, el número máximo de módulos conectados en serie será:

$$N_{serie\_min} \geq \frac{565}{39,96} \approx 15$$

Con ello, obtenemos el rango de paneles a conectar en serie:

$$15 \leq N_{serie} \leq 20$$

### 3.5.3 Cálculo de número de *strings* en paralelo.

Una vez calculado el rango de paneles a conectar en serie, calculamos el número de *strings* a conectar en paralelo. Teniendo en cuenta que la instalación dispone de 200 paneles, consideramos 20 paneles a conectar en serie, ya que se encuentra dentro del rango calculado anteriormente y nos da un cociente entero de número de *strings* a colocar en paralelo.

$$N_{paralelo} = \frac{200}{20} = 10$$

Por lo tanto, colocaremos 20 paneles en serie y 10 *strings* en paralelo.

A su vez, se debe tener en cuenta que el número de *strings* máximo a conectar en paralelo está limitado por la corriente máxima admitida por el variador. Se debe escoger un variador capaz de soportar la intensidad de entrada de la conexión de *strings* en paralelo, que, como se ha mencionado anteriormente, se acumula siguiendo la siguiente fórmula:

$$I_{DCmax} \geq N_{paralelo} \times I_{Tmax} \quad (14)$$

Siendo:

- $I_{DCmax}$ : Máxima corriente de entrada al variador (A).
- $N_{paralelo}$ : Número de *strings* conectados en paralelo.
- $I_{Tmax}$ : Intensidad de cortocircuito para la máxima temperatura de trabajo de la célula (A).

$I_{Tmax}$  se obtiene de la misma forma que se ha obtenido  $V_{Tmax}$  y  $V_{Tmin}$ , mediante el coeficiente de temperatura. La fórmula de la intensidad a la máxima temperatura de trabajo es:

$$I_{Tmax} = I_{sc} + (\alpha \times I_{sc}) \times (T_{max} - 25) \quad (15)$$

Siendo:

- $I_{Tmax}$ : Intensidad de cortocircuito para la máxima temperatura de trabajo de la célula (A).
- $I_{sc}$ : Intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A).
- $\alpha$ : Coeficiente de temperatura en  $I_{sc}$  (%/°C).
- $T_{max}$ : Temperatura máxima de trabajo de la célula (°C).

La intensidad de cortocircuito máxima será:

$$I_{Tmax} = 13,9 + (0,05\% \times 13,9) \times (71,25 - 25) = 14,22 \text{ A}$$

Con el valor obtenido y el número de *strings* conectados en paralelo, a partir de la fórmula (14), se obtiene la máxima corriente de entrada al variador  $I_{DCmax}$  y con esta intensidad seleccionamos en variador más adecuado.

$$I_{DCmax} \geq 10 \times 14,22 = 142,21$$

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

Consultado el catálogo de variadores SP750SP para bombeo solar de POWER ELECTRONICS, seleccionamos el que cumpla con la  $I_{DCmax}$  previamente calculada y que, a su vez, permita el suministro a una electrobomba con la potencia obtenida en apartados anteriores.

#### SD750SP MODELOS NORMALIZADOS

TALLA	CÓDIGO	Temperatura de funcionamiento 50 °C ALIMENTACIÓN DE AC			Temperatura de funcionamiento 50 °C ALIMENTACIÓN DC	
		I (A) Nominal	Power (kW) 400 VCA	150% SOBRECARGA 60s	I(A) Nominal DC	Nominal I(A) DC 125% Sobrecarga 30s
1	SD75P0006 5BCD	6	2,2	9	6	8
	SD75P0009 5BCD	9	4	14	9	11
	SD75P0012 5BCD	12	5,5	18	12	15
	SD75P0018 5BCD	18	7,5	27	18	23
	SD75P0024 5BCD	24	11	36	24	30
2	SD75P0032 5BCD	32	15	48	32	40
	SD75P0038 5BCD	38	18,5	57	38	48
	SD75P0048 5BCD	48	22	72	48	60
3	SD75P0060 5BCD	60	30	90	60	75
	SD75P0075 5BCD	75	37	113	75	94
	SD75P0090 5BCD	90	45	135	90	113
	SD75P0115 5BCD	115	55	173	115	144
4	SD75P0150 5BCD	150	75	225	150	188
	SD75P0170 5BCD	170	90	255	170	213
5	SD75P0210 5BCD	210	110	315	210	263
	SD75P0250 5BCD	250	132	375	250	313
	SD75P0275 5BCD	275	150	413	275	344
6	SD75P0330 5BCD	330	160	495	330	413
	SD75P0370 5BCD	370	220	555	370	463
	SD75P0460 5BCD	460	250	690	460	575
7	SD75P0580 5BCD	580	315	870	580	725
	SD75P0650 5BCD	650	355	975	650	813
	SD75P0720 5BCD	720	400	1080	720	900
8	SD75P0840 5BCD	840	450	1260	840	1050
	SD75P0925 5BCD	925	500	1388	925	1156
	SD75P0990 5BCD	990	560	1485	990	1238
>8	SD75P1150 5BCD	1150	630	1725	1150	1438
	SD75P1260 5BCD	1260	710	1890	1260	1575
	SD75P1440 5BCD	1440	800	2160	1440	1800
	SD75P1580 5BCD	1580	900	2370	1580	1975
	SD75P1800 5BCD	1800	1000	2700	1800	2250

400 Vca - 56SVcc

Ilustración 24. Características de los modelos del variador SD750SP. Fuente: POWER ELECTRONICS.

En conclusión, el variador elegido será el SD75P0150 5BCD y la disposición de los módulos fotovoltaicos será la siguiente:

<b>Número de módulos en serie</b>	20
<b>Número de <i>strings</i> en paralelo</b>	10

Tabla 20. Disposición de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.

### 3.6 Dimensionado del cableado.

En este apartado se calculará la sección necesaria de los cables. Para el dimensionado del cableado se debe tener en cuenta que por la instalación circulará tanto corriente continua CC, generada por los módulos, como corriente alterna CA, necesaria para la puesta en marcha de la electrobomba.

Por lo tanto, se ha dividido la instalación en 4 tramos diferentes:

1. Tramo 1: Discurre desde los *strings* hasta la caja de conexiones. Circulará corriente continua.
2. Tramo 2: Discurre desde la caja de conexiones hasta en variador. Circulará corriente continua.
3. Tramo 3: Discurre desde el variador hasta el punto de consumo, es decir, la electrobomba. Circulará corriente alterna.
4. Tramo 4: Discurre desde el contador de la parcela hasta el variador. Circulará corriente alterna.

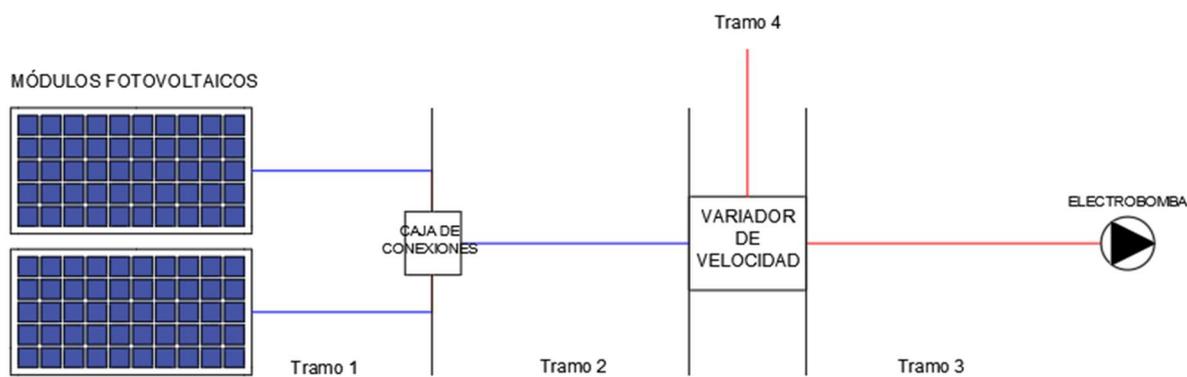


Ilustración 25. Esquema simplificado de los tramos de cableado de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

Para el dimensionado se ha hecho uso del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, siguiendo los capítulos ITC-BT 40 e ITC-BT-07, y la norma UNE-HD 60364-5-52.

Todo el cableado de la instalación será unipolar de cobre y con aislamiento XLPE. A su vez, el cableado irá enterrado en un tubo de PE, por lo tanto, siguiendo las indicaciones del ITC-BT-07, la sección para los cables de cobre enterrados no podrá ser inferior a 6 mm<sup>2</sup>.

#### 3.6.1 Corriente continua.

Como se ha mencionado anteriormente, el cableado de corriente continua discurre desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del variador, pudiendo distinguir dos tramos diferentes:

1. Tramo 1: *Strings*-Caja de conexiones.
2. Tramo 2: Caja de conexiones-Variador.

### 3.6.1.1 Tramo 1. Strings-Caja de conexiones.

En este tramo, debido a la conexión de los módulos en serie (strings), la intensidad permanece igual mientras que el voltaje se acumula. De esta forma, a lo largo de este tramo los valores de tensión, voltaje y potencia serán los siguientes:

<b>STRINGS-CAJA DE CONEXIONES</b>	
<b>Tensión (V)</b>	767,6
<b>Intensidad (A)</b>	13,9
<b>Potencia (W)</b>	10.000

Tabla 21. Valores eléctricos del tramo 1. Fuente: Elaboración propia.

#### **Criterio de caída de tensión.**

Para el dimensionado de la sección mínima mediante el criterio de caída de tensión se hará uso de la siguiente fórmula:

$$S \geq \frac{200 \times I_{SC} \times L \times \rho}{\varepsilon(\%) \times V} \quad (16)$$

Siendo:

- $S$ : Sección mínima del conductor ( $\text{mm}^2$ )
- $I_{SC}$ : Intensidad de cortocircuito de cada *string* (A).
- $L$ : Longitud del string (m).
- $\rho$ : Resistividad del cobre a  $90^\circ\text{C}$  ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ).
- $\varepsilon(\%)$ : Máxima caída de tensión admisible. Será 1,5%.
- $V$ : Tensión del string (V).

Para el cálculo de la resistividad se seguirá la siguiente fórmula:

$$\rho_\theta = \rho_{20^\circ} \frac{234,5 + t}{254,5} \quad (17)$$

Siendo:

- $\rho_\theta$ : Resistividad del conductor a temperatura  $\theta$  ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ).
- $\rho_{20^\circ}$ : Resistividad del conductor a  $20^\circ\text{C}$  ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ).
- $t$ : Temperatura de régimen ( $^\circ\text{C}$ ).

Teniendo en cuenta que el aislamiento utilizado es polietileno reticulado o XLPE, la temperatura a la que se calcula la resistividad será de 90°C consiguiendo así el siguiente valor:

$$\rho_{\theta} = 0,01724 \frac{234,5 + 90}{254,5} = 0,02198 \Omega mm^2/m$$

Como se ha mencionado anteriormente, el ITC-BT-07 (REBT) indica que la sección mínima para conductores enterrados de cobre no debe ser inferior a 6 mm<sup>2</sup>. Por lo tanto, para esta sección mínima, se procede a calcular la caída de tensión, que, como indica el ITC-BT-40 (REBT), deberá ser como máximo de 1,5%.

$$\varepsilon (\%) = \frac{200 \times 13,9 \times 70 \times 0,02198}{6 \times 767,6} = 0,92 < 1,5$$

Al cumplir con el criterio de la caída de sección, la sección de los conductores en el tramo String-Caja de conexiones obtenida mediante este criterio será de 6 mm<sup>2</sup>.

### **Criterio térmico.**

Para el dimensionado del cableado a partir del criterio térmico se debe tener en cuenta la siguiente condición:

$$I_B < I_{adm} \quad (18)$$

Siendo:

- $I_B$ : Intensidad de diseño (A).
- $I_{adm}$ : Intensidad máxima admisible (A).

Seguindo de nuevo la ITC-BT-40, la intensidad de diseño  $I_B$  debe ser el 125% de la intensidad máxima que circulará. Al estar calculando el tramo con paneles en serie,  $I_B$  se calculará de la siguiente forma:

$$I_B = 1,25 \times I_{SC} \quad (19)$$

Siendo:

- $I_B$ : Intensidad de diseño (A).
- $I_{SC}$ : Intensidad de cortocircuito (A).

Una vez obtenida  $I_B$ , se procede al cálculo de la intensidad máxima admisible. Para ello se deben considerar tres factores de corrección, los cuales dependen de la agrupación de conductores, de la temperatura y resistividad del terreno. Estos factores se obtienen a partir de las tablas de la norma UNE-HD- 60364-5-52.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuera.

El factor  $K_A$  de agrupamiento hace referencia a la proximidad de los conductores eléctricos. Para obtenerlo hacemos uso de la Tabla B.52.19 de la norma UNE-HD-60365-5-52, donde, teniendo en cuenta que habrá 10 cables en paralelo y que la distancia entre ellos será nula, el factor de corrección es 0,45.

B) Cables unipolares en conductos individuales no magnéticos				
Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	Distancia entre conductos <sup>b</sup>			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

<sup>b</sup> Cables unipolares



Ilustración 26. Tabla B.52.19 de la norma UNE-HD-60365-5-52.

Por otro lado, el factor de corrección  $K_T$  depende de la temperatura del terreno. En el caso de nuestra instalación, se considera que el terreno se encuentra a una temperatura de 30°C. De esta forma, introduciendo este valor en la Tabla B.52.15 de la norma UNE-HD- 60364-5-52, se obtiene que el factor de corrección es 0,93.

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

Ilustración 27. Tabla B.52.15 de la norma UNE-HD- 60364-5-52.

Finalmente, el factor de corrección  $K_\rho$  depende de la resistividad del terreno en el cual se enterrarán los cables. Fijándonos en la Tabla B.52.16 de la norma UNE-HD-60365-5-52 se obtiene el valor de corrección de 1,1, el cual corresponde a cables en conductos enterrados en un terreno con una resistividad térmica de 1,5 K·m/W.

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
<b>Factor de corrección para cables en conductos enterrados</b>	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
<b>Factor de corrección para cables enterrados directamente</b>	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

NOTA 1 Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.5. La precisión global de los factores de corrección es de  $\pm 5\%$ .

NOTA 2 Los factores de corrección se aplican a los cables en conductos enterrados; para cables tendidos directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W serán más elevados. Si se necesitan valores más precisos, pueden calcularse por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287.

NOTA 3 Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m.

NOTA 4 Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.

Ilustración 28. Tabla B.52.16 de la norma UNE-HD- 60364-5-52.

Por lo tanto, para el cálculo de  $I_{adm}$  en el tramo *Strings*-Caja de conexiones se han considerado los siguientes valores:

FACTORES DE REDUCCIÓN	
$K_A$	0,45
$K_T$	0,93
$K_\rho$	1,1

Tabla 22. Factores de corrección de la instalación fotovoltaica a lo largo del tramo 1. Fuente: Elaboración propia.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

Con los factores de corrección obtenemos la intensidad a buscar en las tablas UNE-HD-60364-5-52.

$$I_1 = \frac{I_B}{K_A \times K_T \times K_\rho} = \frac{17,37}{0,45 \times 0,93 \times 1,1} = 37,73 \text{ A}$$

De nuevo, se debe tener en cuenta que, según el ITC-BT-07 (REBT), la sección no debe ser inferior a 6 mm<sup>2</sup>, por lo tanto, considerando lo anterior y la  $I_1$  previamente obtenida, obtenemos  $I_T$ , que deberá ser igual o mayor que  $I_1$ .

Método de instalación	Tamaño mm <sup>2</sup>	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		2 PVC	3 PVC	2 XLPE	3 XLPE
D1/D2	Cobre				
	1,5	22	18	26	22
	2,5	29	24	34	29
	4	38	31	44	37
	6	47	39	56	46
	10	63	52	73	61
	16	81	67	95	79
	25	104	86	121	101
	35	125	103	146	122
	50	148	122	173	144
	70	183	151	213	178
	95	216	179	252	211
	120	246	203	287	240
	150	278	230	324	271
	185	312	258	363	304
240	361	297	419	351	
300	408	336	474	396	
D1/D2	Aluminio				
	2,5	22	18,5	26	22
	4	29	24	34	29
	6	36	30	42	36
	10	48	40	56	47
	16	62	52	73	61
	25	80	66	93	78
	35	96	80	112	94
	50	113	94	132	112
	70	140	117	163	138
	95	166	138	193	164
	120	189	157	220	186
	150	213	178	249	210
	185	240	200	279	236
	240	277	230	322	272
300	313	260	364	308	

Ilustración 29. Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD- 60364-5-52.

A partir de  $I_T$  obtendremos  $I_{adm}$  de la siguiente manera:

$$I_{adm} = I_T \times K_A \times K_T \times K_\rho = 56 \times 0,45 \times 1,1 \times 0,93 = 25,77 \text{ A}$$

Con ello se comprueba que la condición establecida en la ecuación (18) cumple.

$$17,37 < 25,77$$

Para finalizar, se debe comprobar que, con la sección elegida, se cumple que la caída de tensión es menor al 1,5%, como se indica en la ICT-BT-19 (REBT), y, al ser igual que la obtenida a partir del criterio de caída de tensión, la caída de tensión seguirá siendo 0,92.

Por lo tanto, se seleccionará un cable unipolar de cobre de sección 6 mm<sup>2</sup> con aislante XLPE.

### 3.6.1.2 Tramo 2. Caja de conexiones-Variador.

El dimensionado de este segundo tramo, que irá desde la caja de conexiones donde se unirán los cables de los *strings* hasta la entrada CC del variador, se hará de forma similar al dimensionado del tramo 1.

Sin embargo, para el cálculo de este tramo se debe tener en cuenta que se va a acumular tanto la intensidad como el voltaje

De esta forma, a lo largo de este tramo los valores de tensión, voltaje y potencia serán los siguientes:

CAJA DE CONEXIONES-VARIADOR	
Tensión (V)	767,6
Intensidad (A)	139
Potencia (W)	100.000

Tabla 23. Valores eléctricos del tramo 2. Fuente: Elaboración propia.

#### **Criterio de caída de tensión.**

De forma análoga al tramo 1, la fórmula a seguir para el criterio de caída de tensión es la siguiente:

$$S \geq \frac{200 \times I_{SC} \times L \times \rho}{\varepsilon(\%) \times V} \quad (20)$$

Siendo:

- $S$ : Sección mínima del conductor ( $\text{mm}^2$ )
- $I_{SC}$ : Intensidad de cortocircuito total (A).
- $L$ : Longitud del conductor (m).
- $\rho$ : Resistividad del cobre a  $90^\circ\text{C}$ , calculada ya anteriormente, con un valor de  $0,02198$  ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ).
- $\varepsilon(\%)$ : Máxima caída de tensión admisible. Será  $1,5\%$ .
- $V$ : Tensión del conductor (V).

Para este tramo, se debe tener en cuenta la caída de tensión en el tramo 1, por ello:

$$\varepsilon(\%) = 1,5 - 0,92 = 0,58$$

Por lo tanto, la sección mínima calculada mediante el criterio de caída de tensión es la siguiente:

$$S \geq \frac{200 \times 139 \times 12 \times 0,02198}{0,58 \times 767,6} = 16,73 \text{ mm}^2$$

### Criterio térmico.

Al igual que en el tramo 1, el dimensionado del cableado a partir del criterio térmico debe cumplir la siguiente condición:

$$I_B < I_{adm} \quad (21)$$

Siendo:

- $I_B$ : Intensidad de diseño (A).
- $I_{adm}$ : Intensidad máxima admisible (A).

Siguiendo de nuevo la ITC-BT-40 (REBT), la intensidad de diseño  $I_B$  debe ser el 125% de la intensidad máxima que circulará. A diferencia que en el tramo 1, ahora se deberán considerar las conexiones en paralelo, por lo tanto,  $I_B$  se calculará de la siguiente forma:

$$I_B = 1,25 \times I_{SC} \quad (22)$$

Siendo:

- $I_B$ : Intensidad de diseño (A).
- $I_{SC}$ : Intensidad de cortocircuito total (A).

Una vez obtenida  $I_B$ , se procede al cálculo de la intensidad máxima admisible, para la cual, al igual que en el tramo 1, se deberán considerar los factores de corrección de agrupación de conductores, temperatura y resistividad del terreno.

Al seguir siendo un cable en un conducto de PE enterrado, los factores de corrección  $K_\rho$  y  $K_T$  serán los mismos que los empleados para el tramo 1, siendo 1,1 y 0,89 respectivamente.

Sin embargo, el factor de agrupación será diferente, ya que en este caso sólo habrá un circuito unipolar, por lo tanto  $K_A$  será igual a la unidad.

FACTORES DE CORRECCIÓN	
$K_A$	1
$K_T$	0,93
$K_\rho$	1,1

Tabla 24. Factores de corrección de la instalación fotovoltaica a lo largo del tramo 2. Fuente: Elaboración propia.

Con los factores de reducción obtenemos la intensidad a buscar en las tablas UNE-HD-60364-5-52.

$$I_1 = \frac{I_B}{K_A \times K_T \times K_\rho} = \frac{173,75}{1 \times 0,93 \times 1,1} = 169,84 \text{ A}$$

Una vez obtenido  $I_1$ , obtenemos  $I_T$  a partir de la Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD-60364-5-52. Se puede observar que  $I_T$  para una sección de 50 mm<sup>2</sup> ya es mayor que  $I_1$  previamente obtenida, sin embargo, con esta sección la diferencia entre  $I_B$  e  $I_{adm}$  sería demasiado pequeña, lo cual dificultará la elección de los elementos de protección. Por ello, se decide aumentar la sección a 70 mm<sup>2</sup>.

Método de instalación	Tamaño mm <sup>2</sup>	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		2 PVC	3 PVC	2 XLPE	3 XLPE
D1/D2	Cobre				
	1,5	22	18	26	22
	2,5	29	24	34	29
	4	38	31	44	37
	6	47	39	56	46
	10	63	52	73	61
	16	81	67	95	79
	25	104	86	121	101
	35	125	103	146	122
	50	148	122	173	144
	70	183	151	213	178
	95	216	179	252	211
	120	246	203	287	240
	150	278	230	324	271
	185	312	258	363	304
	240	361	297	419	351
300	408	336	474	396	
D1/D2	Aluminio				
	2,5	22	18,5	26	22
	4	29	24	34	29
	6	36	30	42	36
	10	48	40	56	47
	16	62	52	73	61
	25	80	66	93	78
	35	96	80	112	94
	50	113	94	132	112
	70	140	117	163	138
	95	166	138	193	164
	120	189	157	220	186
	150	213	178	249	210
	185	240	200	279	236
	240	277	230	322	272
	300	313	260	364	308

Ilustración 30. Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD- 60364-5-52.

A partir de  $I_T$  obtendremos  $I_{adm}$  de la siguiente manera:

$$I_{adm} = I_T \times K_A \times K_T \times K_p = 213 \times 1 \times 0,93 \times 1,1 = 217,89 \text{ A}$$

Con ello se comprueba que la condición establecida en la ecuación (21) cumple.

$$173,75 < 217,89$$

Para finalizar, se debe comprobar que, con la sección elegida, se cumple que la caída de tensión es menor al 1,5%, como se indica en la ICT-BT-19 (REBT).

$$\varepsilon (\%) = \frac{200 \times 139 \times 12 \times 0,02198}{70 \times 767,6} = 0,136$$

La caída de tensión total en el tramo 2 será igual a la suma de la caída de tensión en el tramo 1 y la caída de tensión anteriormente calculada, resultando ser:

$$\varepsilon (\%) = 0,87 + 0,136 = 1,065 < 1,5$$

Por lo tanto, al ser el criterio térmico más restrictivo, se seleccionará un cable unipolar de cobre de sección 70 mm<sup>2</sup> con aislante XLPE.

### 3.6.2 Corriente alterna.

El cableado de corriente alterna se divide en dos tramos diferentes:

1. Tramo 3: Variador-Electrobomba.
2. Tramo 4: Red-Variador.

Para su dimensionado, al igual que para el dimensionado en CC, se va a hacer uso del criterio de caída de tensión y del criterio térmico.

#### 3.6.2.1 Tramo 3: Variador-Electrobomba.

El tramo 3 de corriente alterna corresponde con el que discurre desde la salida del variador hasta la electrobomba.

A lo largo de este tramo los valores de tensión, voltaje y potencia serán los siguientes:

VARIADOR-ELECTROBOMBA	
Tensión (V)	400
Intensidad (A)	126,61
Potencia (W)	75.000

Tabla 25. Valores eléctricos del tramo 3. Fuente: Elaboración propia.

#### **Criterio de caída de tensión.**

La sección mínima siguiendo el criterio de caída de tensión se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$S \geq \frac{100 \times P \times L \times \rho}{\varepsilon(\%) \times V^2} \quad (23)$$

Siendo:

- $S$ : Sección mínima del conductor ( $\text{mm}^2$ )
- $P$ : Potencia del motor (W).
- $L$ : Longitud del string (m).
- $\rho$ : Resistividad del cobre a  $90^\circ\text{C}$ , calculada ya anteriormente, con un valor de  $0,02198$  ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ).
- $\varepsilon(\%)$ : Máxima caída de tensión admisible. Será 5%.
- $V$ : Tensión nominal (V).

Por lo tanto, la sección mínima calculada mediante el criterio de caída de tensión es la siguiente:

$$S \geq \frac{100 \times 75.000 \times 0,02198 \times 100}{5 \times 400^2} = 20,60 \text{ mm}^2$$

### Criterio térmico.

Al igual que en los tramos de CC, el dimensionado del cableado a partir del criterio térmico debe cumplir la siguiente condición:

$$I_B < I_{adm} \quad (24)$$

Siendo:

- $I_B$ : Intensidad de diseño (A).
- $I_{adm}$ : Intensidad máxima admisible (A).

Siguiendo de nuevo la ITC-BT-40 (REBT), la intensidad de diseño  $I_B$  debe ser el 125% de la intensidad máxima que circulará, siendo esta la intensidad de salida del variador.

$$I_B = 1,25 \times I_{AC} \quad (25)$$

Siendo:

- $I_B$ : Intensidad de diseño (A).
- $I_{AC}$ : Intensidad de salida del variador (A). Para su cálculo se ha considerado un factor de potencia y un rendimiento de la electrobomba de 0,9 y 0,95 respectivamente.

Para el cálculo de la intensidad máxima admisible se vuelve a hacer uso de las tablas de la norma UNE-HD-60364-5-52 y de los factores de corrección, que en este caso son idénticos a los utilizados en el tramo 2 de CC.

FACTORES DE CORRECCIÓN	
$K_A$	1
$K_T$	1,1
$K_\rho$	0,93

Tabla 26. Factores de corrección de la instalación fotovoltaica a lo largo del tramo 3. Fuente: Elaboración propia.

Con los factores de reducción obtenemos la intensidad a buscar en las tablas UNE-HD-60364-5-52.

$$I_1 = \frac{I_B}{K_A \times K_T \times K_\rho} = \frac{158,26}{1 \times 0,93 \times 1,1} = 154,70 \text{ A}$$

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

Una vez obtenido  $I_1$ , obtenemos  $I_T$  a partir de la Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD-60364-5-52.

Método de instalación	Tamaño mm <sup>2</sup>	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		2 PVC	3 PVC	2 XLPE	3 XLPE
D1/D2	Cobre				
	1,5	22	18	26	22
	2,5	29	24	34	29
	4	38	31	44	37
	6	47	39	56	46
	10	63	52	73	61
	16	81	67	95	79
	25	104	86	121	101
	35	125	103	146	122
	50	148	122	173	144
	70	183	151	213	178
	95	216	179	252	211
	120	246	203	287	240
	150	278	230	324	271
	185	312	258	363	304
240	361	297	419	351	
300	408	336	474	396	
D1/D2	Aluminio				
	2,5	22	18,5	26	22
	4	29	24	34	29
	6	36	30	42	36
	10	48	40	56	47
	16	62	52	73	61
	25	80	66	93	78
	35	96	80	112	94
	50	113	94	132	112
	70	140	117	163	138
	95	166	138	193	164
	120	189	157	220	186
	150	213	178	249	210
	185	240	200	279	236
	240	277	230	322	272
300	313	260	364	308	

Ilustración 31. Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD- 60364-5-52.

A partir de  $I_T$  obtendremos  $I_{adm}$  de la siguiente manera:

$$I_{adm} = I_T \times K_A \times K_T \times K_\rho = 178 \times 1 \times 0,93 \times 1,1 = 182,09 \text{ A}$$

Con ello se comprueba que la condición establecida en la ecuación (24) cumple.

$$158,26 < 182,09$$

Para finalizar, se debe comprobar que, con la sección elegida, se cumple que la caída de tensión es menor al 5%, como se indica en la ICT-BT-19 (REBT).

$$\varepsilon (\%) = \frac{100 \times 75.000 \times 100 \times 0,02198}{70 \times 400^2} = 1,47 < 5$$

Por lo tanto, se seleccionará un cable unipolar de cobre de sección 70 mm<sup>2</sup> con aislante XLPE.

### 3.6.2.2 Tramo 4: Red-Variador.

El tramo 4 corresponde con el que discurre desde el cuadro general de protecciones hasta la caseta del variador. A lo largo de este tramo los valores de tensión, voltaje y potencia serán los siguientes:

RED-VARIADOR	
Tensión (V)	400
Intensidad (A)	150
Potencia (W)	75.000

Tabla 27. Valores eléctricos del tramo 4. Fuente: Elaboración propia.

Al igual que para el tramo 3, se dimensiona siguiendo las fórmulas (23), (24) y (25) y los mismos factores de corrección.

#### Criterio de caída de tensión.

$$S \geq \frac{100 \times 75.000 \times 90 \times 0,02198}{5 \times 400^2} = 18,54 \text{ mm}^2$$

#### Criterio térmico.

$$I_1 = \frac{1,25 \times 150}{1 \times 0,93 \times 1,1} = 183,28 \text{ A}$$

$$I_{adm} = 211 \times 1 \times 0,93 \times 1,1 = 215,85 \text{ A}$$

$$187,50 < 215,85$$

$$\varepsilon (\%) = \frac{100 \times 75.000 \times 90 \times 0,02198}{95 \times 400^2} = 0,97 < 5$$

Por tanto, para el tramo 4 se considerará un cable unipolar de cobre de sección 95 mm<sup>2</sup> con aislante XLPE.

### 3.6.3 Dimensionado de los tubos protectores.

Como se ha mencionado con anterioridad, los conductores serán de cobre con aislante XLPE e irán enterrados en conductos PE.

Para el dimensionado de los tubos protectores se hace uso del capítulo ITC-BT-21 (REBT), donde se indica que el diámetro de los tubos debe facilitar el alojamiento y extracción del cableado.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	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	--

Ilustración 32. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores. Fuente: REBT.

Por tanto, siguiendo la tabla de la Ilustración 32, el diámetro exterior para cada uno de los tramos considerando el número de conductores y la sección nominal de estos será:

Tramo	Sección (mm <sup>2</sup> )	Número de conductores	Diámetro mínimo de tubo PE (mm)
<b>Strings-Caja de conexiones</b>	6	10	63
<b>Caja de conexiones-Variador</b>	70	2	125
<b>Variador-Electrobomba</b>	70	3	125
<b>Red-Variador</b>	95	3	140

Tabla 28. Dimensionado de los tubos protectores en cada tramo de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

## 3.7 Cálculo de protecciones.

En el siguiente apartado se realizarán los cálculos respectivos a los elementos de protección utilizados en la instalación.

### 3.7.1 Protecciones en corriente continua.

El tramo de corriente continua debe estar protegido frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

### 3.7.1.1 Tramo 1. Strings-Caja de conexiones.

Para la protección frente a cortocircuitos y sobrecargas a lo largo de este tramo se emplearán fusibles, colocando uno en cada string

Siguiendo la ITC-BT-22 (REBT), las características de funcionamiento de un elemento para la protección frente a sobrecargas deben ser las siguientes:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (26)$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z \quad (27)$$

Siendo:

- $I_B$ : Intensidad de diseño (A).
- $I_N$ : Intensidad nominal del elemento de protección (A).
- $I_Z$ : Intensidad máxima admisible (A).
- $I_2$ : Intensidad que garantiza el funcionamiento efectivo del dispositivo de protección (A).

Para el tramo 1, teniendo en cuenta las intensidades calculadas en el apartado de dimensionado del cableado, la primera característica quedaría:

$$17,37 \leq I_N \leq 25,77$$

Para la condición (27) se debe tener en cuenta que, para el caso de los fusibles:

$$I_2 = 1,6 I_N$$

Por lo tanto, la segunda característica quedaría:

$$I_N \leq \frac{1,45 \times 25,77}{1,6} = 23,35 \text{ A}$$

Con lo que se selecciona un fusible con una intensidad nominal de 20 A.

Por otro lado, debe cumplirse:

$$V_{fus} > 1,20 \times N_{serie} \times V_{oc} \quad (28)$$

Siendo:

- $V_{fus}$ : Tensión mínima del fusible (V).
- $N_{serie}$ : Número de paneles en serie.
- $V_{oc}$ : Tensión de circuito abierto (V).

Teniendo en cuenta que se conectan 20 paneles en serie, la expresión anterior queda:

$$V_{fus} > 1,20 \times 20 \times 45,55 = 1093,2 \text{ V}$$

Un fusible tipo gPV con  $I_N$  de 20 A y 1500 V protegerá la instalación frente a sobrecargas.

A su vez, para que el mismo fusible proteja frente a cortocircuitos, siguiendo de nuevo el ITC-BT-22 (REBT), debe cumplir las siguientes condiciones:

$$P_{corte} > I_{cc,m\acute{a}x} \quad (29)$$

$$(I^2t)_{adm} > (I^2t)_{fus} \quad (30)$$

Siendo:

- $P_{corte}$ : Poder de corte del fusible (kA).
- $I_{cc,m\acute{a}x}$ : Máxima corriente de cortocircuito (A).
- $(I^2t)_{adm}$ : Tiempo de corte admisible ( $A^2s$ ).
- $(I^2t)_{fus}$ : Tiempo de corte de fusible ( $A^2s$ ).

Para cumplir la primera condición deberemos seleccionar un fusible con un poder de corte mayor que la intensidad de cortocircuito máxima de cada string, la cual se calcula de la siguiente manera:

$$I_{cc,m\acute{a}x} = 1,25 \times I_{sc} \times (N_{paralelo} - 1) \quad (31)$$

Siendo:

- $I_{cc,m\acute{a}x}$ : Intensidad máxima de cortocircuito.
- $I_{sc}$ : Intensidad de cortocircuito (A).
- $N_{paralelo}$ : Número de paneles en paralelo.

Con los valores obtenidos en apartados anteriores, se obtiene una corriente máxima de cortocircuito:

$$I_{cc,m\acute{a}x} = 17,37 \times (10 - 1) = 156,37 \text{ A}$$

Ahora, para cumplir con la segunda condición, se debe calcular el valor de  $(I^2t)_{adm}$  y comprobar que es mayor que  $(I^2t)_{fus}$ . Para ello, se hará uso de la siguiente expresión:

$$(I^2t)_{adm} = \left( \frac{K \times S}{I_{cc,m\acute{a}x}} \right)^2 \quad (32)$$

Siendo:

- $(I^2t)_{adm}$ : Tiempo de corte admisible (s).
- $K$ : Constante adimensional que depende del tipo de conductor y aislamiento.
- $S$ : Sección del conductor ( $mm^2$ ).
- $I_{cc,m\acute{a}x}$ : Intensidad máxima de cortocircuito.

En el caso de esta instalación,  $(I^2t)_{adm}$  tendría el valor de:

$$(I^2t)_{adm} = \left( \frac{143 \times 6}{156,37} \right)^2 = 30,10 \text{ s}$$

A partir de la curva de características del fusible, teniendo en cuenta  $I_{cc,m\acute{a}x}$  e  $I_N$ , se obtiene el tiempo de corte de fusible  $(I^2t)_{fus}$ .

Se puede comprobar que, para el valor de  $I_{cc,max}$ , el tiempo de corte del fusible de 20 A es mucho menor que el tiempo admisible.

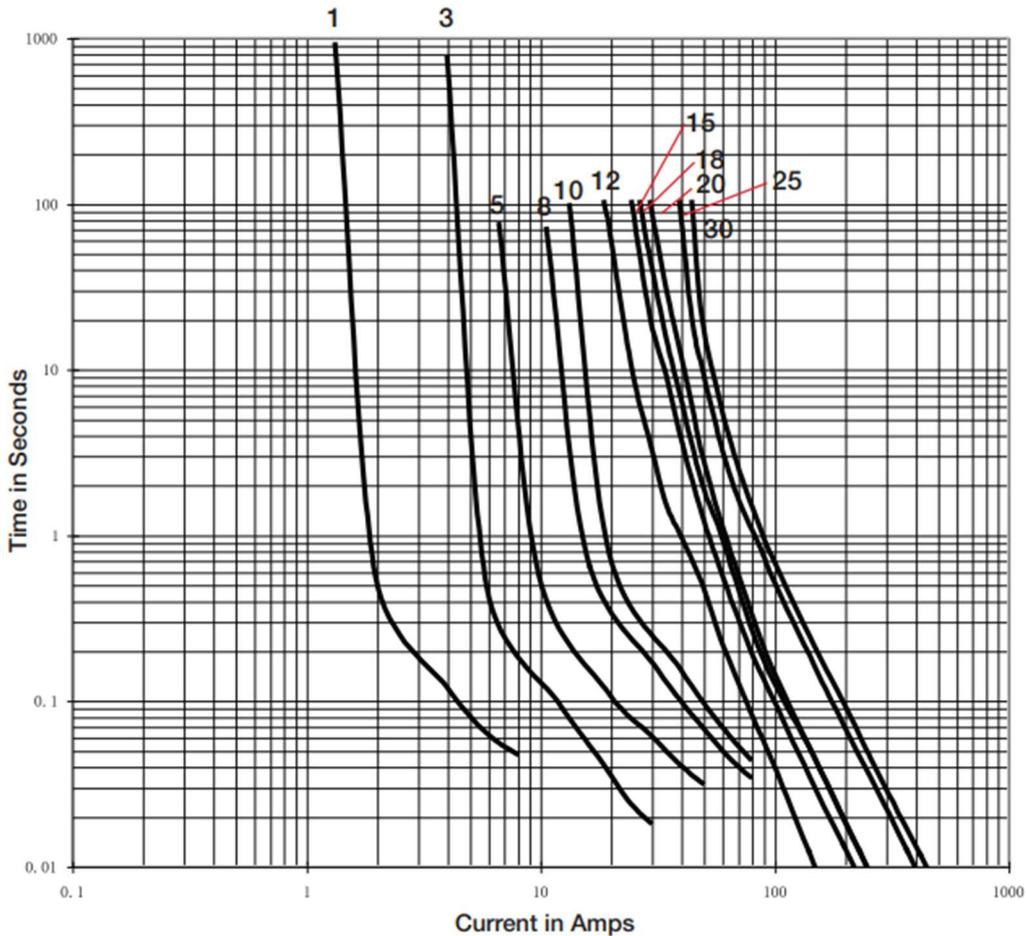


Ilustración 33. Curvas Tiempo-Corriente. Fuente: Apuntes de Tecnología Eléctrica.

Por lo tanto, el fusible seleccionado cumple con la segunda condición, por lo que protege el tramo frente a sobrecargas y cortocircuitos.

Todas las protecciones del tramo 1 estarán integradas en la caja de conexiones M12B 1500V de la marca Ingeteam. Esta caja incluye los fusibles tipo gPV de  $I_N$  20 A previamente calculados, así como la protección frente a sobretensiones y un interruptor seccionador de 400 A que permite la desconexión de la cadena de paneles solares del sistema.

### 3.7.1.2 Tramo 2. Caja de conexiones-Variador.

El tramo 2 discurre desde la caja de conexiones hasta el variador. Siguiendo indicaciones de POWER ELECTRONICS, las protecciones de este tramo deben ser:

- Fusibles ultra rápidos: Para la protección frente a sobrecorrientes.
- Diodo antirretorno: Para evitar que la corriente de la red fluya de regreso hacia los módulos fotovoltaicos.
- Protector de sobretensiones.
- Vigilante de aislamiento.

Todos estos componentes se incluyen en el KIT SOLAR de POWER ELECTRONICS que puede ser adquirido junto al variador. Además, también incluye un seccionador para poder abrir el circuito.

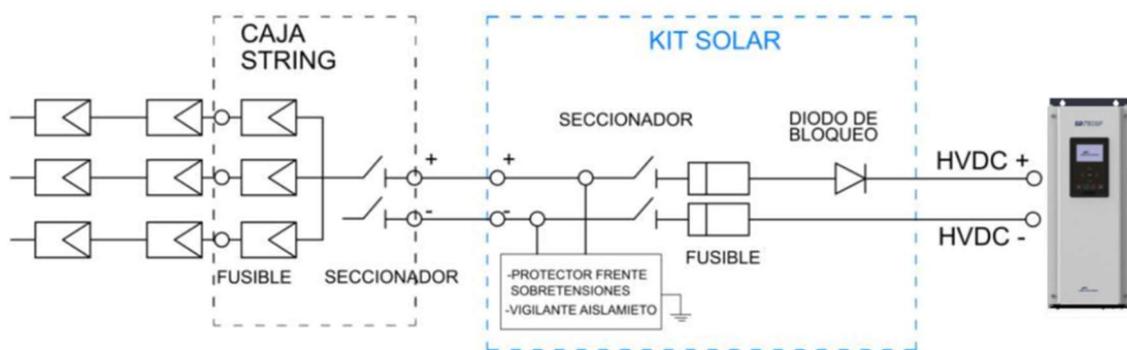


Ilustración 34. Kit de protecciones de POWER ELECTRONICS. Fuente: POWER ELECTRONICS.

Al igual que para el tramo 1, los fusibles del KIT SOLAR deberán garantizar la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos. Por ello, para que protejan frente a sobrecargas, los fusibles deberán cumplir las ecuaciones (26), (27) y (28):

$$173,75 A \leq I_N \leq 217,89 A$$

$$I_N \leq \frac{1,45 \times 217,89}{1,6} = 197,46 A$$

$$V_{fus} > 1,20 \times 20 \times 45,55 = 1093,2 V$$

Por otro lado, para la protección frente a cortocircuitos, se deberán cumplir las ecuaciones (29) y (30):

$$P_{corte} > 173,75 A$$

$$3.319,08 s > (I^2 t)_{fus}$$

Con ello, se eligen fusibles tipo gPV con  $I_N$  de 180 A y 1500 V para la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos.

### 3.7.2 Protecciones en corriente alterna.

#### 3.7.2.1 Tramo 3. Variador-Electrobomba.

Para este tramo de corriente alterna, las protecciones vienen integradas en el propio variador modelo SD75P0150 5BCD como indica en el catálogo.

#### 3.7.2.2 Tramo 4. Red-Variador.

Para la protección de este tramo se hará uso de interruptores automáticos y diferenciales. Para el cálculo de la intensidad nominal de los interruptores automáticos se seguirán las fórmulas (26), (27),(29) y (30) y las indicaciones de la ITC-BT ANEXO 3, de esta forma se obtiene:

$$187,50 \leq I_N \leq 215,85$$

$$I_N \leq \frac{1,45 \times 215,85}{1,3} = 240,75 \text{ A}$$

$$P_{corte} > I_{cc,m\acute{a}x} = \frac{0,8 \times V}{R} = 10.790,12 \text{ A}$$

$$R = \frac{\rho_{20^\circ} \times L}{S} = 0,017 \ \Omega$$

$$184.552,22 \text{ kA}^2\text{s} > (I^2t)_{IA}$$

Se instala un interruptor automático con  $I_N$  de 200 A que cumpla con las características anteriormente mencionadas.

Por otro lado, para la protección frente a contactos indirectos se instala un bloque diferencial cuya  $I_N$  sea mayor o igual que la elegida para el interruptor automático.

Por tanto, teniendo en cuenta la corriente de defecto máxima del vigilante de aislamiento incluido en el kit de protecciones del variador y la intensidad nominal del interruptor automático, se escoge un bloque diferencial de 200 A con sensibilidad 300 mA.

### 3.8 Puesta a tierra.

Para el cálculo de la puesta a tierra se debe determinar la resistividad del terreno. Para ello, se va a hacer uso del ITC-BT-18 (REBT), que incluye una tabla con valores aproximados de resistividad en función del terreno.

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

Tabla 29. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno Fuente: ITC-BT-18 (REBT).

Considerando el tipo de parcela que ocupa la instalación, se decide por un valor medio de resistividad de 250  $\Omega \cdot m$ .

Para la resistencia a tierra se pueden considerar distintos tipos de electrodos, sin embargo, a continuación, se listan los más utilizados y su expresión aproximada de  $R_T$ :

- Placa enterrada profunda:  $R_T = \frac{0,8 \times \rho}{P}$

- Placa superficial:  $R_T = \frac{1,6 \times \rho}{P}$

- Pica vertical:  $R_T = \frac{\rho}{L}$

- Conductor enterrado horizontalmente:  $R_T = \frac{2 \times \rho}{L}$

Siendo:

- $L$ : Longitud del conductor enterrado (m).
- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- $P$ : Perímetro del conductor (m).

El esquema de puesta a tierra en continua corresponde a la distribución IT, de esta forma, ante un primer fallo de aislamiento no se desconecta la instalación, puesto que no supondrá ningún riesgo para los usuarios, y ante un segundo fallo, se comportará como una instalación con puesta a tierra de distribución TN, generando un cortocircuito entre fases que activará los dispositivos de protección, siendo estos los fusibles. Por otro lado, la puesta a tierra en alterna sigue la distribución TT.

Para simplificar la instalación y reducir los costes, se decide por una puesta a tierra común de alterna y continua. Para ello se hará uso de un hilo conductor horizontal que se instalará debajo de las zapatas de las estructuras soporte y se unirá con el vigilante de aislamiento y la placa de puesta a tierra del variador. A su vez, se debe conseguir una resistencia a tierra con un valor bajo, menor que  $2 \Omega$ . Con ello, considerando la longitud total del hilo conductor enterrado, la resistencia a tierra será:

$$R_T = \frac{2 \times 250}{301,51} = 1,65 \Omega$$

El ITC-BT-18 (REBT) indica que la puesta a tierra del lado de alterna se debe dimensionar de tal forma que la resistencia no permita tensiones de contacto superiores a 24 V en locales húmedos y mojados y de 50 V en los demás casos. De esta forma, se debe cumplir lo siguiente:

$$R_T \times I_d \leq V_{c,adm} \quad (33)$$

Siendo:

- $R_T$ : Resistencia a tierra ( $\Omega$ ).
- $I_d$ : Sensibilidad del interruptor diferencial (A).
- $V_{c,adm}$ : Tensión máxima de contacto admisible (V).

En este caso, al tratarse de una instalación a la intemperie, se considerará una tensión máxima de contacto de 24 V.

En este caso, al tratarse de una instalación a la intemperie, se considerará una tensión máxima de contacto de 24 V.

Con ello, considerando un interruptor diferencial de 300 mA, la resistencia a tierra  $R_T$ , deberá ser:

$$R_T \leq \frac{24}{300 \times 10^{-3}} = 80 \Omega$$

Por tanto, al ser la resistencia a tierra del hilo conductor de 1,65  $\Omega$ , cumple con la condición (33) y la puesta a tierra común es correcta.

El dimensionado de los conductores de protección se hará siguiendo de nuevo la ITC-BT-18 (REBT), donde se indica que, para conductores de protección fabricados con el mismo material que los conductores activos, la sección mínima se obtendrá a partir de la siguiente tabla:

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

Tabla 30. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18 (REBT).

Por lo tanto, para cada elemento de la instalación conectado a tierra, la sección de los conductores de protección será:

Elemento	Sección del conductor de protección (mm <sup>2</sup> )
Paneles solares y estructura	6
Kit de protecciones	35
Variador	50

Tabla 31. Sección del conductor de protección en cada elemento de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, la sección del hilo conductor enterrado no debe ser inferior a la mínima exigida para los conductores de protección, por lo que será de 50 mm<sup>2</sup>.

## 4. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.

### 4.1 Producción anual de la instalación.

Para el cálculo de este apartado es importante considerar la vida útil de los módulos fotovoltaicos y su pérdida anual de eficiencia. Normalmente, la vida útil de los módulos fotovoltaicos varía entre 25 y 30 años, sin embargo, con un buen mantenimiento esta se puede alargar considerablemente, llegando incluso a duplicarse.

Por otro lado, el fabricante indica en el catálogo de los módulos una pérdida de eficiencia lineal para los primeros 25 años.

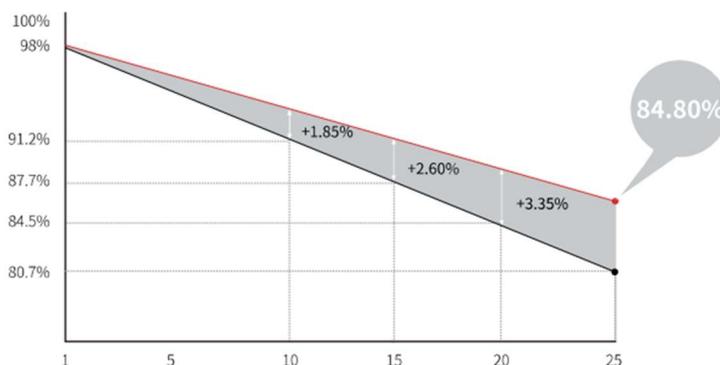


Gráfico 8. Pérdida de eficiencia de los módulos fotovoltaicos Fuente: LONGI.

Con los resultados obtenidos en el apartado de dimensionado de la instalación, se concluye que la energía producida durante el primer año es de 160.635,51 kWh.

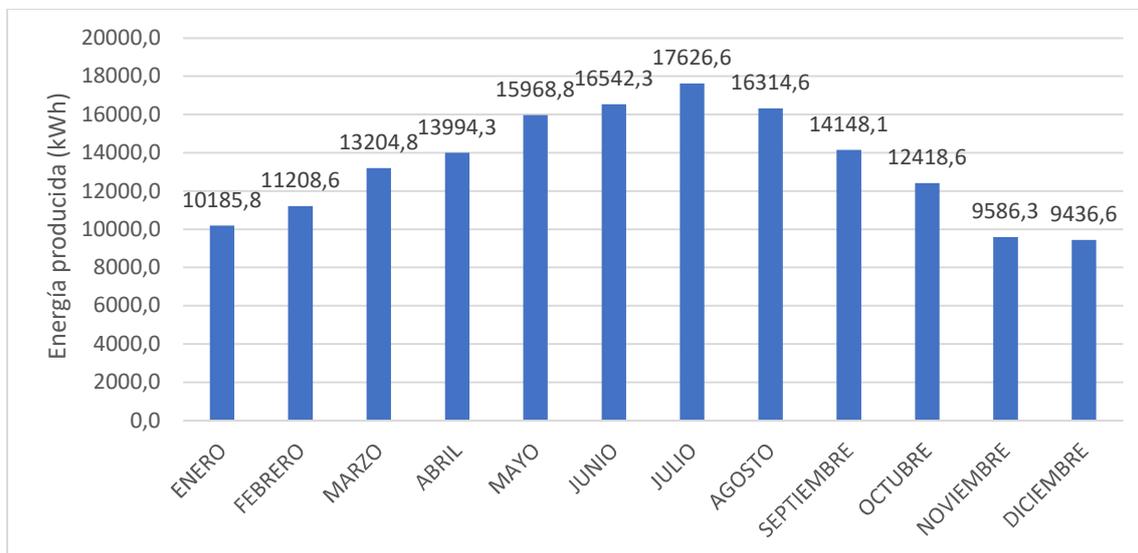


Gráfico 9. Energía producida mensualmente durante el primer año. Fuente: Elaboración propia.

Con ello, se procede a calcular la pérdida de producción de la instalación a lo largo de su vida útil, la cual se ha considerado que será de 25 años.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

A partir de los datos del catálogo de los módulos, la pérdida de eficiencia anual se obtendrá de la siguiente forma:

$$\text{Pérdida de eficiencia (\%)} = \frac{98 - 84,80}{25 - 1} = 0,55$$

Por lo tanto, a lo largo de los primeros 25 años, la producción de energía de la instalación será:

<b>Año</b>	<b>Eficiencia</b>	<b>Producción (kWh)</b>
<b>0</b>	100%	160.635,51
<b>1</b>	98%	157.422,80
<b>2</b>	97,45%	156.539,30
<b>3</b>	96,90%	155.655,81
<b>4</b>	96,35%	154.772,31
<b>5</b>	95,80%	153.888,82
<b>6</b>	95,25%	153.005,32
<b>7</b>	94,70%	152.121,83
<b>8</b>	94,15%	151.238,33
<b>9</b>	93,60%	150.354,84
<b>10</b>	93,05%	149.471,34
<b>11</b>	92,50%	148.587,85
<b>12</b>	91,95%	147.704,35
<b>13</b>	91,40%	146.820,86
<b>14</b>	90,85%	145.937,36
<b>15</b>	90,30%	145.053,87
<b>16</b>	89,75%	144.170,37
<b>17</b>	89,20%	143.286,87
<b>18</b>	88,65%	142.403,38
<b>19</b>	88,10%	141.519,88
<b>20</b>	87,55%	140.636,39
<b>21</b>	87,00%	139.752,89
<b>22</b>	86,45%	138.869,40
<b>23</b>	85,90%	137.985,90
<b>24</b>	85,35%	137.102,41
<b>25</b>	84,80%	136.218,91

Tabla 32. Producción anual de energía de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

Se puede apreciar la pérdida de energía producida en el siguiente gráfico:

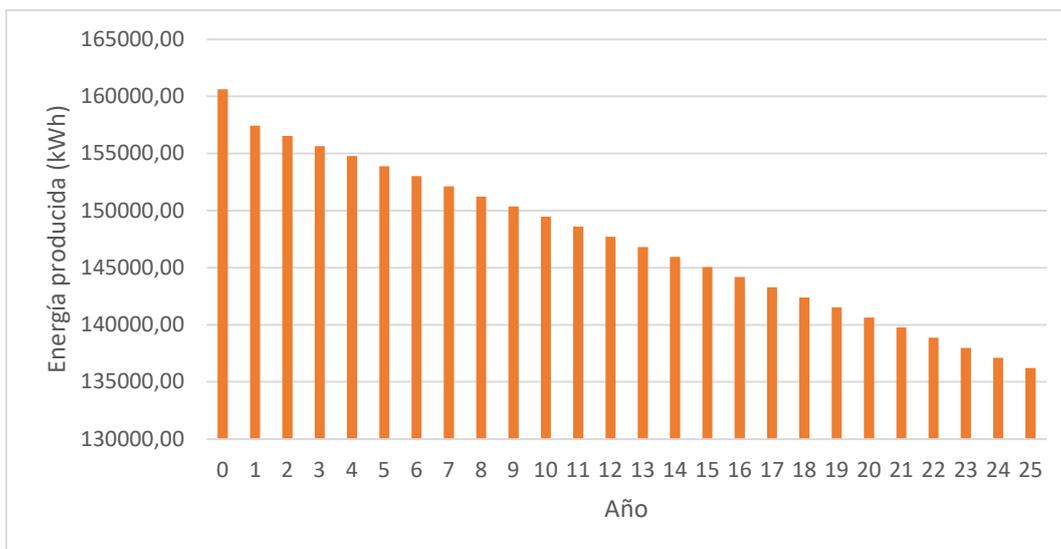


Gráfico 10. Producción anual de energía de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

Para el estudio de viabilidad, es importante asegurarse de que, a pesar de la pérdida de producción, la instalación seguirá siendo capaz de abastecer al completo a la población, evitando la necesidad de consumir energía de la red. De esta forma, considerando que el consumo de la bomba es constante durante los próximos 25 años, se obtiene:

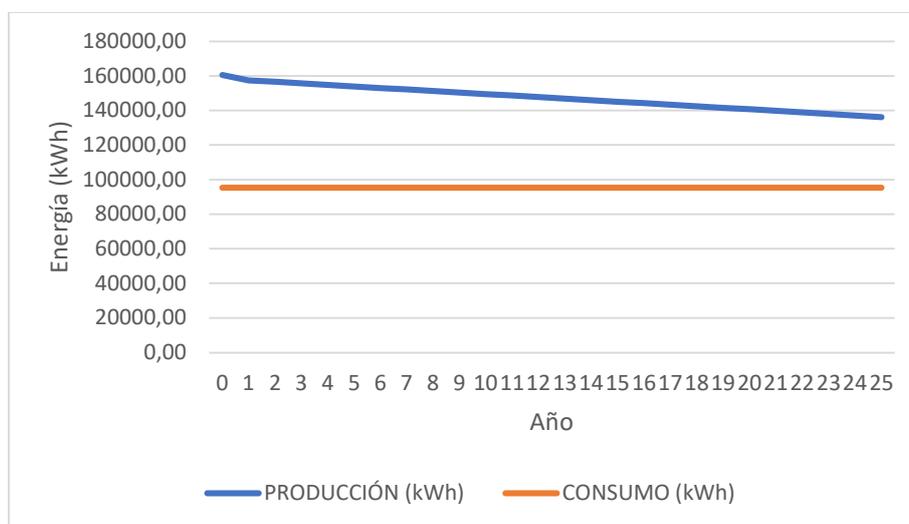


Gráfico 11. Comparación entre la energía producida y la consumida a lo largo de la vida útil. Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, se concluye que, a pesar de la degradación de los módulos, la energía producida seguirá siendo superior a la consumida y no se requerirá consumo de red.

## 4.2 Viabilidad financiera.

Una vez obtenida la producción anual de energía de la instalación durante los próximos 25 años, se realiza el cálculo del ahorro obtenido.

Para determinar la viabilidad financiera se va a hacer uso de las siguientes herramientas:

- Valor Actual Neto (VAN).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).
- Plazo de recuperación (Pay-back).

Primero se deben calcular los flujos de caja, los cuales siguen la siguiente fórmula:

$$F_t = Ingreso_t - Gasto_t \quad (34)$$

Siendo:

- $F_t$ : Flujos de caja en cada periodo  $t$ .
- $Ingreso_t$ : Ingresos obtenidos en el periodo  $t$ .
- $Gasto_t$ : Gastos en el periodo  $t$ .

En el caso de la instalación de Higuieruelas, los ingresos obtenidos serán el ahorro del coste de la energía obtenido anualmente. Por otro lado, los gastos serán el mantenimiento anual, que deberá ser realizado siguiendo las indicaciones del Pliego de Condiciones Técnicas (IDAE), y la posibilidad de conexión a red en caso de emergencia.

En este proyecto no se ha considerado la venta de excedentes debido a que para ello el promotor debe darse de alta como productor, lo cual requiere numerosos trámites y gastos que aumentarían de forma considerable la inversión inicial. Además, actualmente el precio de venta de energía es muy bajo, por lo tanto, la venta del excedente en esta instalación no resulta económicamente rentable. Por esa misma razón el variador seleccionado es no regenerativo, impidiendo el vertido a red y, a su vez, reduciendo el coste del elemento.

Por tanto, para el cálculo de los flujos de caja, se van a considerar los siguientes precios:

<b>Coste de la energía (€/kWh)</b>	0,2
<b>Coste del mantenimiento (€/año)</b>	700
<b>Coste de la conexión a red (€/año)</b>	1200

Tabla 33. Costes relacionados con la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

Con ello, siguiendo la fórmula (34), se obtienen los siguientes flujos de caja a lo largo de la vida útil de la instalación:

<b>Año</b>	<b>Ahorros (€)</b>	<b>Gastos (€)</b>	<b><math>F_t</math> (€)</b>
<b>1</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>2</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>3</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>4</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>5</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>6</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>7</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>8</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>9</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>10</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>11</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>12</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>13</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>14</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>15</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>16</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>17</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>18</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>19</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>20</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>21</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>22</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>23</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>24</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €
<b>25</b>	19.069 €	1.900 €	17.169 €

Tabla 34. Flujos de caja a lo largo de la vida útil de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

#### 4.2.1 VAN.

El Valor Actual Neto (VAN) evalúa la rentabilidad de una inversión al considerar los ingresos generados y la diferencia del valor de estos a lo largo del tiempo. Su cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$VAN = -I_0 + \sum_t^n \frac{F_t}{(1+k)^n} \quad (35)$$

Siendo:

- $I_0$ : Inversión inicial.
- $n$ : Número de periodos.
- $t$ : Periodo.
- $F_t$ : Flujos de caja en cada periodo  $t$ .
- $k$ : Tasa de descuento o inflación.

Las posibles soluciones de la fórmula (35) son las siguientes:

- $VAN > 0$ : Su significado es que el valor actualizado de los flujos de caja generará ahorros, por tanto, se considera que el proyecto es rentable.
- $VAN = 0$ : Su significado es que el proyecto no generará ni ahorros ni pérdidas, por lo tanto, se deberán evaluar otros factores para realizar la inversión.
- $VAN < 0$ : Su significado es que el valor actualizado de los flujos de caja generará pérdidas, por tanto, se considera que el proyecto no es financieramente rentable.

En el caso de la instalación de bombeo solar, considerando una inversión inicial de 171.705,58 euros, obtenida del presupuesto, los flujos de caja obtenidos en el apartado anterior y una tasa de descuento o inflación de 3,5%, el VAN resultante será:

$$VAN = -171.705,58 + \sum_t^n \frac{17.169}{(1+3,5\%)^n} = 111.273,34 \text{ €}$$

#### 4.2.2 TIR.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) representa la tasa de descuento o inflación que iguala los flujos de caja con la inversión inicial, de esta forma el VAN es igual a cero, haciendo que el proyecto no genere ni pérdidas ni beneficios.

El cálculo del TIR se hace siguiendo la siguiente fórmula:

$$0 = -I_0 + \sum_t^n \frac{F_t}{(1+r)^n} \quad (36)$$

Siendo:

- $I_0$ : Inversión inicial.
- $n$ : Número de periodos.
- $t$ : Periodo.
- $F_t$ : Flujos de caja en cada periodo  $t$ .
- $r$ : Tasa Interna de Retorno (TIR).

Las posibles soluciones de la fórmula (36), considerando  $k$  como la tasa de descuento o inflación utilizada para calcular el VAN, son las siguientes:

- $TIR > k$ : Se considera que el proyecto es rentable.
- $TIR = k$ : El proyecto no generará ni beneficios ni pérdidas, por lo tanto, se deberán evaluar otros factores para realizar la inversión.
- $TIR < k$ : Se considera que el proyecto no es financieramente rentable.

De nuevo, en el caso de la instalación de Higuieruelas, el TIR obtenido es:

$$0 = -171.705,58 + \sum_t^n \frac{17.169}{(1+r)^n} \quad r = 9,1\%$$

Se obtiene un TIR del 9,1% por lo tanto, al ser mayor que la tasa de descuento o inflación, se considera que el proyecto es rentable.

#### 4.2.3 Pay-back.

Finalmente, se realiza el cálculo del pay-back o periodo de recuperación, el cual se utiliza para evaluar el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial del proyecto. Para ello, se sigue la siguiente fórmula:

$$Pay - back = a + \frac{I_0 - b}{F_t} \quad (37)$$

Siendo:

- $I_0$ : Inversión inicial.
- $a$ : Número del periodo anterior a recuperar la inversión inicial.
- $b$ : Suma de flujos de caja hasta el final del periodo  $a$ .
- $F_t$ : Flujo de caja del año en que se recupera la inversión inicial.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

<b>Año</b>	<b>Flujo de caja acumulado (€)</b>
<b>0</b>	-171.705,57 €
<b>1</b>	-155.116,71 €
<b>2</b>	-139.088,82 €
<b>3</b>	-123.602,94 €
<b>4</b>	-108.640,74 €
<b>5</b>	-94.184,50 €
<b>6</b>	-80.217,13 €
<b>7</b>	-66.722,08 €
<b>8</b>	-53.683,38 €
<b>9</b>	-41.085,61 €
<b>10</b>	-28.913,85 €
<b>11</b>	-17.153,69 €
<b>12</b>	-5.791,22 €
<b>13</b>	5.187,01 €
<b>14</b>	15.794,00 €
<b>15</b>	26.042,30 €
<b>16</b>	35.944,03 €
<b>17</b>	45.510,93 €
<b>18</b>	54.754,30 €
<b>19</b>	63.685,10 €
<b>20</b>	72.313,89 €
<b>21</b>	80.650,89 €
<b>22</b>	88.705,96 €
<b>23</b>	96.488,63 €
<b>24</b>	104.008,13 €
<b>25</b>	111.273,34 €

Tabla 35. Flujos de caja acumulados a lo largo de la vida útil de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los flujos de caja acumulados de la Tabla 35, el periodo de retorno obtenido para la instalación de bombeo solar de Higuieruelas es:

$$\text{Pay - back} = 12 + \frac{5.791,22}{10.978,23} = 12,53$$

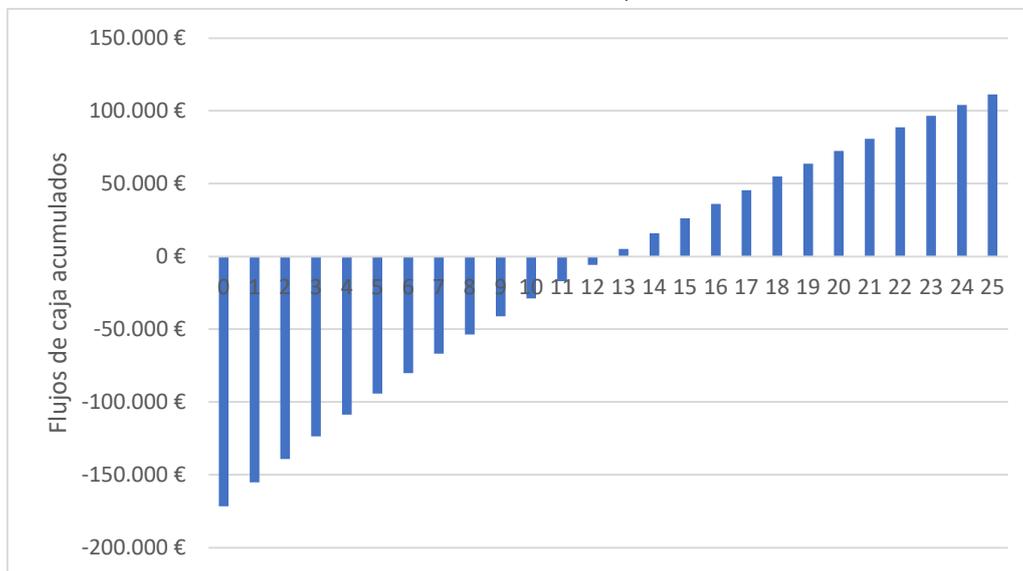


Gráfico 12. Pay-back de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

#### 4.2.4 Subvenciones.

Actualmente existen numerosas subvenciones disponibles para proyectos fotovoltaicos con el objetivo de fomentar la transición hacia un modelo energético más sostenible. Estas ayudas podrían reducir de forma considerable el pay-back del proyecto, haciendo este tipo de instalaciones una opción más atractiva para distintas poblaciones.

El Real Decreto 477/2021 (BOE) establece los incentivos para el autoconsumo y almacenamiento con fuentes de energías renovables.

El programa de incentivos del IDAE cuyas bases reguladoras se rigen por el Real Decreto anteriormente mencionado establece que el plazo para solicitar las ayudas se extiende hasta el 31 de diciembre de 2023. Por otro lado, especifica que, para el caso de la instalación fotovoltaica desarrollada en este proyecto, en la que el beneficiario de las ayudas sería el propio ayuntamiento de la localidad, el programa de incentivos a solicitar será el 4, donde la cuantía de las ayudas puede oscilar entre 500 y 1000 €/kWp.

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

En el caso de solicitar las ayudas, considerando tanto el escenario más favorable, con el valor más alto de la ayuda, como el escenario menos favorable, con el valor más bajo, se obtendrían los siguientes resultados:

Cuantía de las ayudas	VAN (€)	TIR (%)	Pay-back (años)
500 €/kWp	161.273,34 €	13,53%	8,29
1.000 €/kWp	211.273,34 €	24,84%	4,60

Tabla 36. Valores de los parámetros financieros en caso de solicitar las ayudas. Fuente: Elaboración propia.

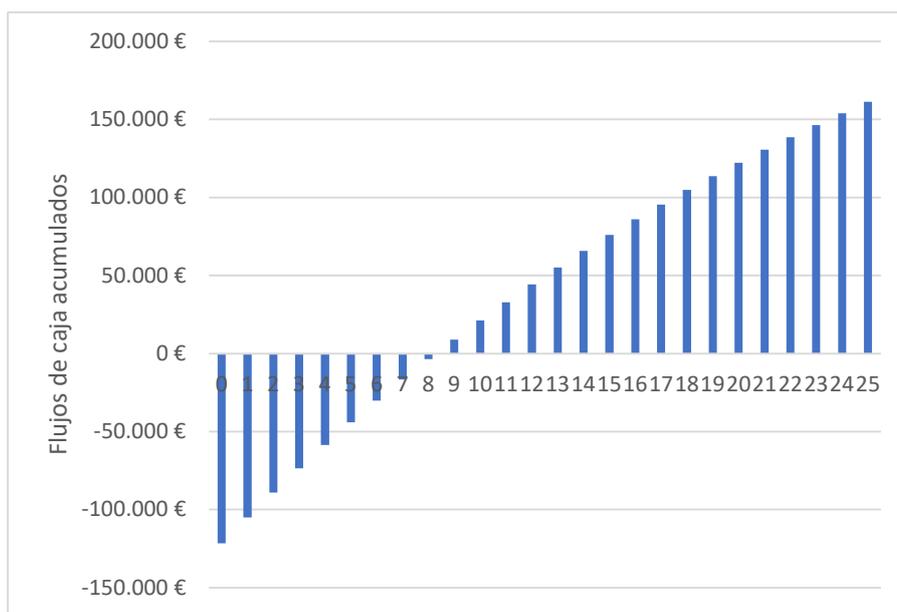


Gráfico 13. Pay-back de la instalación con la menor cantidad de las ayudas. Fuente: Elaboración propia.

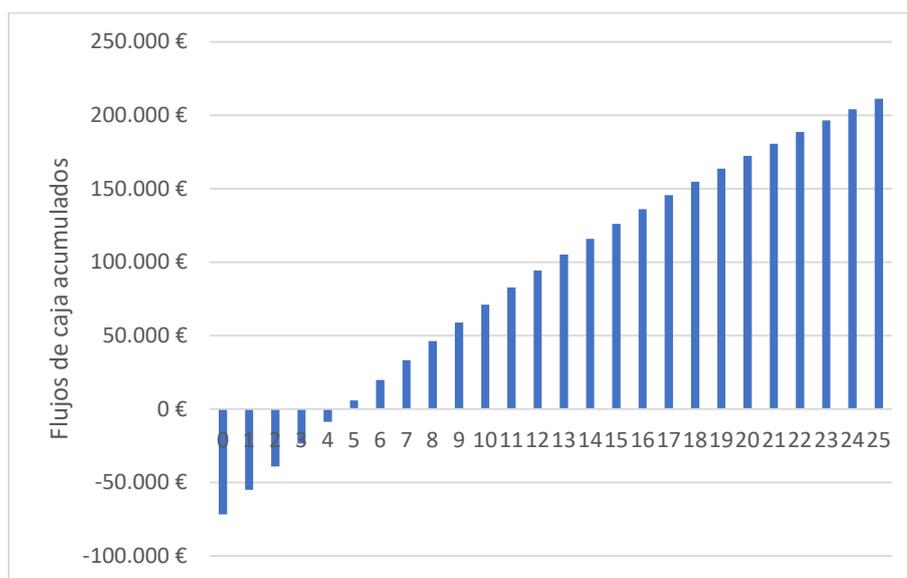


Gráfico 14. Pay-back de la instalación con la mayor cantidad de las ayudas. Fuente: Elaboración propia.

#### 4.2.5 Uso de la energía excedente.

Como se ha mencionado anteriormente, debido al actual precio de venta de energía excedente a la red, no es económicamente rentable el vertido a red en instalaciones que no hayan sido diseñadas explícitamente para la venta de energía. Por esa misma razón, el variador elegido es no regenerativo.

Sin embargo, en la instalación de Higuieruelas se puede considerar el autoconsumo colectivo para obtener beneficios a partir de la energía sobrante. Al tratarse de un variador de velocidad, dicho excedente solo podrá ser aprovechado por motores eléctricos u otras electrobombas. Afortunadamente, la instalación se encuentra rodeada de campos de cultivos, donde el bombeo para riego o para suministro de agua para animales es común, por lo tanto, facilita el uso de la energía sobrante mediante el variador elegido.

De esta forma, se establecerá un precio con la persona o personas interesadas en la compra del excedente que, por lo general, es más elevado que el precio de venta a red. Con esta opción, se podría obtener un VAN y un TIR más elevado y un periodo de retorno más bajo.

Otra opción para aprovechar la energía excedente es el uso de la corriente continua que podrá ser almacenada en baterías o, al igual que la corriente alterna, vendida a otros consumidores. El uso de baterías no ha sido considerado en el proyecto inicial debido a que implicaría un aumento considerable del presupuesto.

#### 4.3 Conclusión económica.

En conclusión, si no se solicitan subvenciones, la instalación de bombeo solar de Higuieruelas presenta un VAN positivo con un valor de 111.273,34 euros, lo que demuestra que la inversión es rentable. A su vez, el valor del TIR obtenido también nos indica la rentabilidad económica de la instalación. Por otro lado, la inversión se recuperará a los 12,53 años, a partir de los cuales comenzará a generar ahorros.

Cabe destacar que, a pesar de haber considerado una vida útil de 25 años, al realizar el mantenimiento anual indicado en el Pliego de Condiciones Técnicas (IDAE), la vida útil de la instalación podrá ser extendida, aportando de esta forma mayores ahorros a largo plazo.

## 5. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] IDAE (2009) Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A-REV).
- [2] IDAE (2011) Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-A-REV).
- [3] BOE Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- [4] BOE Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- [5] BOE Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- [6] BOE Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- [7] BOE Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- [8] BOE Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- [9] BOE Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- [10] BOE Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- [11] ABB GROUP (2011). “Cuaderno de aplicaciones técnicas nº. 10. Plantas fotovoltaicas”.
- [12] Roger Folch, J., Riera Guasp, M., Roldán Porta, C. (2010). Tecnología eléctrica. SINTESIS
- [13] ELETÓN. Energy Control (2020) <https://eleton.com/renovables/tipos-de-estructuras-para-paneles-fotovoltaicos-fijas-asuelo-lastradas-moviles-y-flotantes/>
- [14] SOALRIX (s.f) <https://www.solarix.es/blog/estructuras-placas-solares-guia/>
- [15] REE (2023) REData Generación. <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [16] FERROVIAL (s.f). Energías Renovables. <https://www.ferrovial.com/es/recursos/energias-renovables/>

- [17] NACIONES UNIDAS (s.f) <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-renewable-energy>
- [18] AUTOSOLAR (s.f). Efecto fotovoltaico. <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-renewable-energy>
- [19] Comisión Europea, Centro Común de Investigación. (2023). PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System. [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)
- [20] EDPENERGIA (2023) Conexión de paneles solares; serie, paralelo y mixto. <https://www.edpenergia.es/es/blog/energia-fotovoltaica/conexion-paneles-solares/>
- [21] AIGUAPRES (2019) Cómo funcionan las bombas sumergibles <https://www.aiguapres.es/bombas-sumergibles-funcionamiento/#:~:text=Las%20bombas%20sumergibles%2C%20como%20su,no%20pueda%20acceder%20a%20%C3%A9l>
- [22] ESAN (2021) VAN, TIR y Pay-back: ¿qué son y en qué se diferencian? [https://www.esan.edu.pe/conexion-esan/van-tir-y-pay-back-que-son-y-en-que-se-diferencian/#:~:text=El%20Valor%20Actual%20Neto%20\(VAN,de%20inversi%C3%B3n%20de%20una%20empresa](https://www.esan.edu.pe/conexion-esan/van-tir-y-pay-back-que-son-y-en-que-se-diferencian/#:~:text=El%20Valor%20Actual%20Neto%20(VAN,de%20inversi%C3%B3n%20de%20una%20empresa)
- [23] ECONOMIA3 (2022) Van y TIR: Concepto, diferencias y cómo calcularlos. <https://economia3.com/van-tir-concepto-diferencias-como-calcularlos/>
- [24] ECOMIPEDIA (2020) Plazo de recuperación o payback descontado. <https://economipedia.com/definiciones/plazo-de-recuperacion-descontado.html#:~:text=El%20plazo%20de%20recuperaci%C3%B3n%20descontado,del%20tiempo%20en%20el%20dinero>
- [25] IDAE (2021) INCENTIVOS AUTOCONSUMO Y ALMACENAMIENTO, CON FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES (RD 477/2021) <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/para-energias-renovables-en-autoconsumo-almacenamiento-y-termicas-sector/incentivos-autoconsumo-y-almacenamiento-con-fuentes-de-energias-renovables-rd-4772021>
- [26] NACIONES UNIDAS (s.f) OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [27] INE (2023) Indicador adelantado del Índice de Precios de Consumo (IPC) Indicador adelantado del Índice de Precios de Consumo Armonizado (IPCA) Mayo 2023 <https://www.ine.es/daco/daco42/daco421/ipcia0523.pdf>
- [28] IVE (2023) Base de datos de construcción <https://bdc.f-ive.es/BDC22/1>
- [29] CYPE Ingenieros, S.A. (2023) Generador de precios de la construcción <http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higeruelas.

[30] POWER ELECTRONICS (2022) SD750SP Solar Pumping Installation. SD75AN006-Rev. A

## **II. PRESUPUESTO**

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 01 OBRA CIVIL</b>									
01.01	Ud Talado de árbol. Talado de árbol de hasta 5 m de altura, de 15 a 30 cm de diámetro de tronco y copa poco frondosa, con motosierra, con extracción del tocón, y carga manual a camión.						5,00	15,02	75,12
01.02	m <sup>2</sup> Desbroce y limpieza del terreno. Desbroce y limpieza del terreno con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión.						1.519,00	1,11	1.691,56
01.03	m <sup>3</sup> Excavación de zanjas para zapatas. Excavación de zanjas para cimentaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos.						57,96	13,96	809,03
01.04	m <sup>3</sup> Transp tie 20km c/retro cmn 15t Transporte de tierras y material vegetal de densidad media 1.50 t/m <sup>3</sup> , con camión volquete de carga máxima 15 t y velocidad media de 45 km/h, a una distancia de 20 km, considerando tiempos de ida, descarga y vuelta, incluso carga mecánica con pala cargadora y tiempo de espera del camión.						65,00	10,63	690,77
01.05	Ud Caseta para variador. Caseta prefabricada, monobloque, de hormigón armado, de 3.280x2.380x3.045 mm, apta para contener un variador de velocidad. Incluso transporte y descarga. Totalmente montado.						1,00	3.445,91	3.445,91
01.06	m <sup>3</sup> Zapata corrida de cimentación de hormigón armado. Zapata corrida de cimentación, de hormigón armado, realizada en excavación previa, con hormigón HA-25/F/20/XC2 fabricado en central, y vertido desde camión, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, con una cuantía aproximada de 100 kg/m <sup>3</sup> . Incluso armaduras de espera, alambre de atar, y separadores.						57,96	266,24	15.431,08
<b>TOTAL CAPÍTULO 01 OBRA CIVIL.....</b>									<b>22.143,47</b>

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 02 ESTRUCTURAS SOPORTE Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>									
02.01	Ud Estructura soporte Estructura soporte 31 V de la marca SUNFER con capacidad para 10 paneles.								
							20,00	936,60	18.512,60
02.02	Ud Módulo fotovoltaico 500 Wp Módulo fotovoltaico modelo Hi-MO 5m LR5-72HIH de la marca LONGI 500 Wp.								
							200,00	143,20	28.640,00
<b>TOTAL CAPÍTULO 02 ESTRUCTURAS SOPORTE Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....</b>									<b>46.226,50</b>

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 03 CABLEADO Y PROTECCIONES DE CONTINUA</b>									
03.01	m <sup>3</sup> Excavación de zanjas. Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos.								
							5,51	9,72	53,58
03.02	m <sup>3</sup> Relleno de hormigón en zanja Relleno envolvente de las instalaciones en zanjas, con hormigón en masa HM-15/B/20/X0, fabricado en central y vertido desde camión.								
							2,36	51,95	122,59
03.03	m <sup>3</sup> Relleno de zanjas. Relleno de zanjas con tierra seleccionada procedente de la propia excavación, y compactación en tongadas sucesivas de 25 cm de espesor máximo con medios mecánicos.								
							3,16	6,40	20,23
03.04	Ud Caja de conexiones Caja de conexiones M12B 1500V de la marca Ingeteam.								
							1,00	614,40	614,40
03.05	m Línea 3x6 s/canlz Línea de cobre monofásica con un aislamiento de tensión nominal de 0.6/1 kV formada por fase+tierra de 6 mm <sup>2</sup> de sección, colocada sin canalización, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.								
							675,00	9,28	6.266,16
03.06	m Línea 2x70+1x35 s/canlz Línea de cobre trifásica con un aislamiento de tensión nominal de 0.6/1 kV formada por fases de 70 mm <sup>2</sup> de sección y tierra 35 mm <sup>2</sup> de sección, colocada sin canalización, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.								
							12,00	73,07	876,79
03.07	m Canalización Tramo 1. Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 63 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización.								
							7,21	1,84	13,29

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
03.08	m Canalización Tramo 2. Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 125 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización.								
							9,51	3,98	37,89
<b>TOTAL CAPÍTULO 03 CABLEADO Y PROTECCIONES DE CONTINUA.....</b>									<b>8.004,93</b>

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 04 CABLEADO Y PROTECCIONES DE ALTERNA</b>									
04.01	m <sup>3</sup> Excavación de zanjas. Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos.						29,78	9,72	289,67
04.02	m <sup>3</sup> Relleno de hormigón en zanja Relleno envolvente de las instalaciones en zanjas, con hormigón en masa HM-15/B/20/X0, fabricado en central y vertido desde camión. Incluye: Puesta en obra del hormigón.						12,76	51,95	663,12
04.03	m <sup>3</sup> Relleno de zanjas. Relleno de zanjas con tierra seleccionada procedente de la propia excavación, y compactación en tongadas sucesivas de 25 cm de espesor máximo con medios mecánicos.						17,02	6,40	108,99
04.04	m Línea 3x95+1x50 s/canlz Línea de cobre trifásica con un aislamiento de tensión nominal de 0.6/1 kV formada por 3 fases de 95 mm <sup>2</sup> de sección y tierra de 50 mm <sup>2</sup> de sección, colocada sin canalización, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.						90,00	114,34	9.878,98
04.05	m Línea 3x70 Línea de cobre trifásica con un aislamiento de tensión nominal de 0.6/1 kV formada por 3 fases de 70 mm <sup>2</sup> y tierra 35 mm <sup>2</sup> de sección, colocada sin canalización, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.						100,00	67,20	6.720,00
04.06	m Canalización Tramo 3. Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 125 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización.						4,56	4,15	18,17
04.07	m Canalización Tramo 4. Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 160 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización.						80,00	4,31	344,83

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
04.08	<b>Ud Interruptor automático 200A</b> Interruptor magnetotérmico automático de intensidad nominal 200 A tripolar, hasta 400V, con curva de disparo tipo C y poder de corte 25 kA, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.								
							1,00	548,31	548,31
04.09	<b>Ud Bloque diferencial 200A</b> Bloque diferencial 200A, con intensidad nominal de defecto 300 mA, clase B para corrientes diferenciales alternas senoidales ordinarias, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.								
							1,00	486,82	486,82
<b>TOTAL CAPÍTULO 04 CABLEADO Y PROTECCIONES DE ALTERNA.....</b>									<b>19.058,88</b>

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 05 BOMBA</b>									
05.01	Ud Bomba sumergible IDEAL Bomba sumergible IDEAL STX75-16 CON MOTOR 67kW M8", totalmente instalada.						1,000	8.842,88	8.842,88
	<b>TOTAL CAPÍTULO 05 BOMBA.....</b>								<b>8.842,88</b>
<b>CAPÍTULO 06 VARIADOR Y KIT SOLAR</b>									
06.01	Ud Variador solar SD75SP150 Power Electronics con KIT protección DC y AC Variador solar SD75SP150 Power Electronics con KIT protección DC y AC.						1,000	12.779,64	12.779,64
	<b>TOTAL CAPÍTULO 06 VARIADOR Y KIT SOLAR .....</b>								<b>12.779,64</b>
<b>CAPÍTULO 07 PUESTA A TIERRA</b>									
07.01	m Toma de tierra con hilo conductor enterrado horizontal Toma de tierra compuesta por conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 50 mm <sup>2</sup> de sección.						301,51	7,27	2.191,98
	<b>TOTAL CAPÍTULO 07 PUESTA A TIERRA.....</b>								<b>2.191,98</b>
	<b>TOTAL.....</b>								<b>119.248,27</b>

# RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	IMPORTE	%
1	OBRA CIVIL .....	22.143,47	18,56
2	ESTRUCTURAS SOPORTE Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	46.226,50	38,76
3	CABLEADO Y PROTECCIONES DE CONTINUA.....	8.004,93	6,71
4	CABLEADO Y PROTECCIONES DE ALTERNA.....	19.058,88	15,98
5	BOMBA .....	8.842,88	7,41
6	VARIADOR Y KIT SOLAR .....	12.779,64	10,71
7	PUESTA A TIERRA.....	2.191,98	1,83
	<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>119.248,27</b>	
	13,00 % Gastos generales .....	15.502,27	
	6,00 % Beneficio industrial .....	7.154,89	
	Suma .....	22.657,17	
	<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN SIN IVA</b>	<b>141.905,44</b>	
	21% I.V.A .....	29.800,14	
	<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN</b>	<b>171.705,58</b>	

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de CIENTO SETENTA Y UN MIL SETECIENTOS CINCO EUROS CON CINCUENTA Y OCHO CÉNTIMOS.

Valencia, a 18 de junio de 2023.

# III. PLANOS



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALÈNCIA

Proyecto: PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA IMPULSAR UNA BOMBA DE UN POZO DE ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE A DEPÓSITOS EN LA LOCALIDAD VALENCIANA DE HIGUERUELAS.

Plano: UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

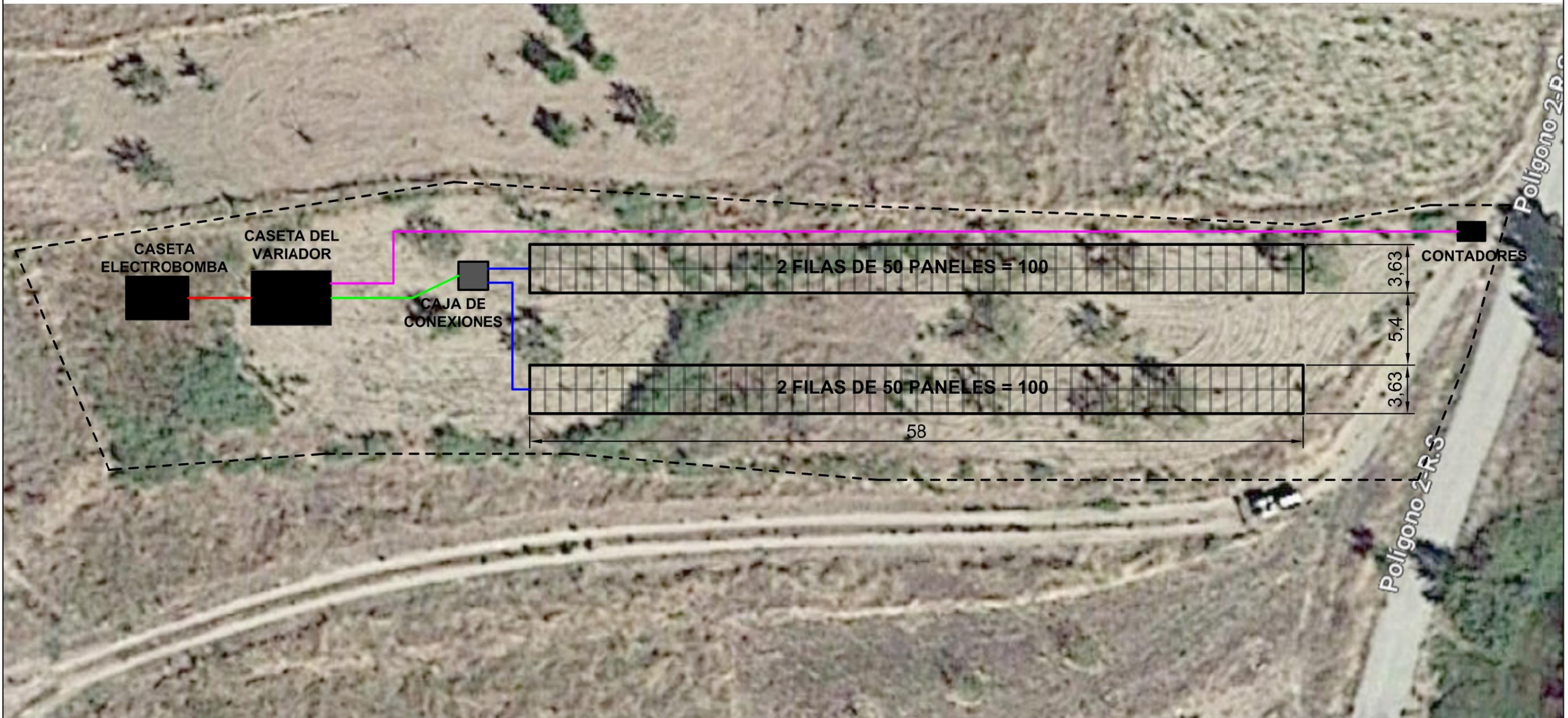
Autor: Laura García Summerfield

Fecha: Mayo 2023

Escala: 1:5000

Nº Plano:

1



Leyenda:

- Tramo 1: Strings-Caja de conexiones.
- Tramo 2: Caja de conexiones-Variador.
- Tramo 3: Variador-Electrobomba.
- Tramo 4: Red-Variador.

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

Proyecto:  
PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA  
IMPULSAR UNA BOMBA DE UN POZO DE ABASTECIMIENTO  
DE AGUA POTABLE A DEPÓSITOS EN LA LOCALIDAD  
VALENCIANA DE HIGUERUELAS.

Plano: PLANTA DE LA INSTALACIÓN

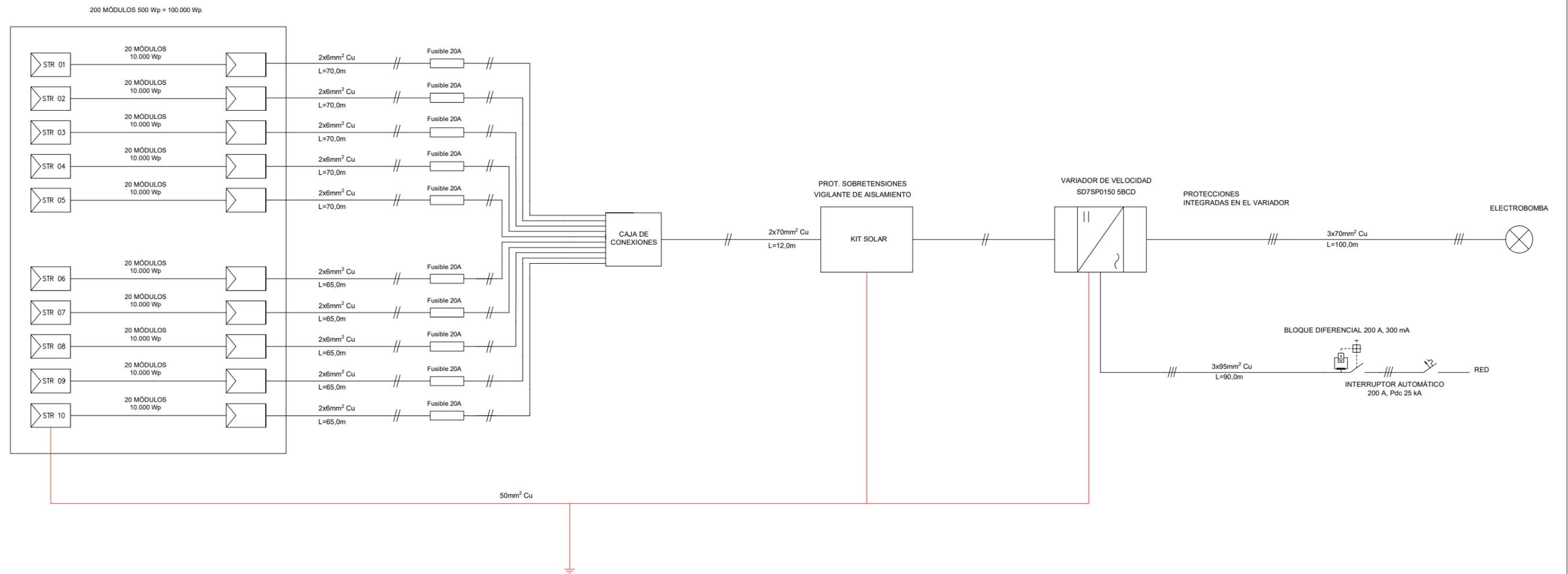
Autor:  
Laura García Summerfield

Fecha:  
Junio 2023

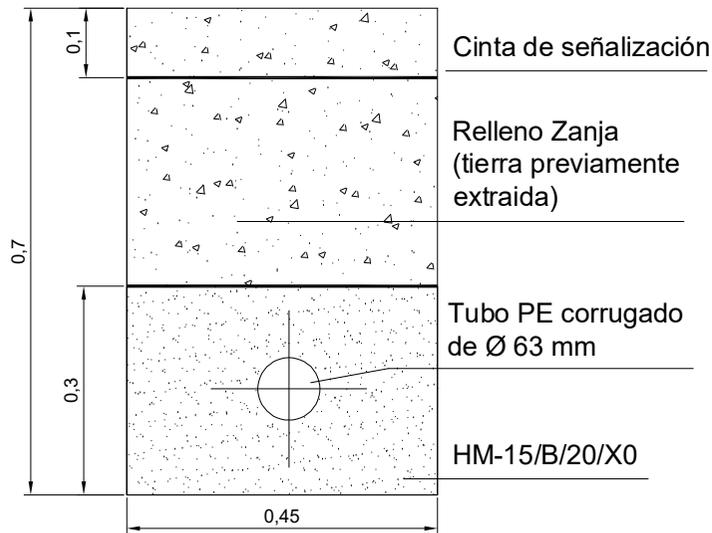
Escala:  
1:300

Nº Plano:

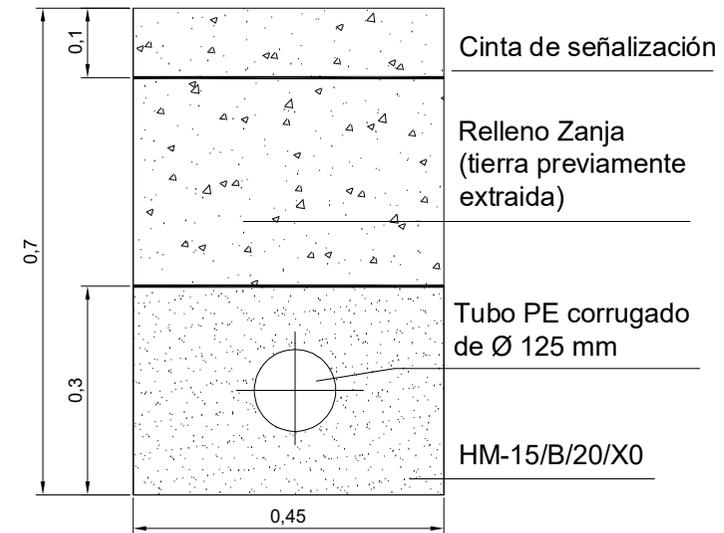
2



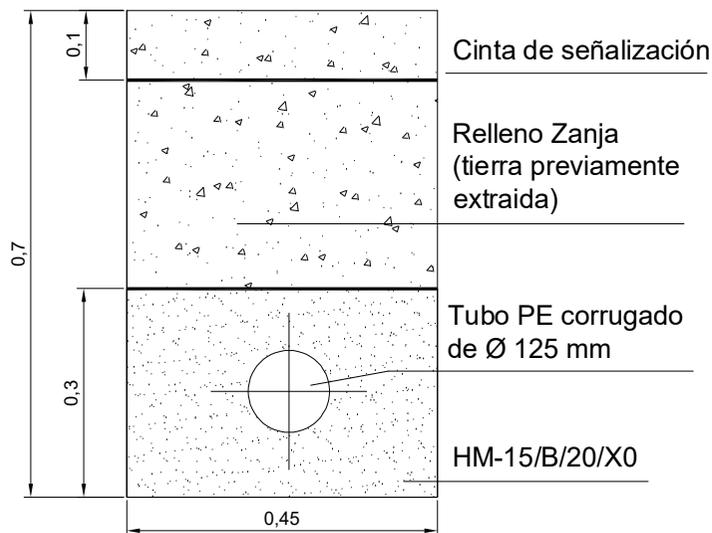
Tramo 1: Strings-Caja de conexiones



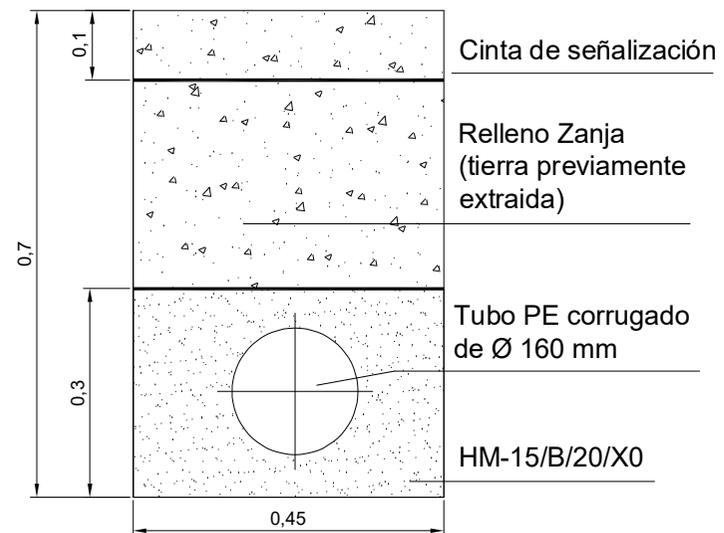
Tramo 2: Caja de conexiones-Variador de velocidad



Tramo 3: Variador de velocidad-Electrobomba



Tramo 4: Red-Variador de velocidad





Leyenda:

 Hilo conductor enterrado de cobre desnudo 50mm<sup>2</sup>

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



Proyecto: PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA IMPULSAR UNA BOMBA DE UN POZO DE ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE A DEPÓSITOS EN LA LOCALIDAD VALENCIANA DE HIGUERUELAS.

Plano: PUESTA A TIERRA CON HILO CONDUCTOR

Autor:  
Laura García Summerfield

Fecha:  
Junio 2023

Escala:  
1:300

Nº Plano:

5

# **IV.ANEXOS**

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higeruelas.

## **I. Módulos fotovoltaicos Hi-MO 5m LONGI**

# Hi-MO 5m

(G2)

## LR5-66HIH 490~510M

- Basado en obleas M10-182mm, la mejor opción para centrales de producción de energía a gran escala
- Tecnología avanzada que permite ofrecer una eficiencia superior del módulo
  - Oblea M10 dopada con galio
  - Cintas segmentadas integradas
  - Media célula 9BB
- Excelente rendimiento de generación de energía en exteriores
- La alta calidad del módulo garantiza una fiabilidad a largo plazo

**12** 12 años de garantía de producto

**25** 25 años de garantía de potencia lineal

### Certificaciones del producto y de sistemas de gestión

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2008: Sistema de gestión de calidad ISO

ISO14001:2004: Sistema de gestión ambiental ISO

ISO45001:2018: Salud y seguridad ocupacional

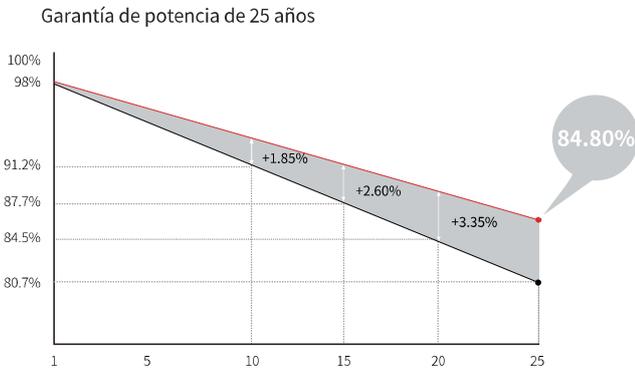
TS62941: Guía para la calificación del diseño del módulo y la aprobación de tipo

**LONGI**



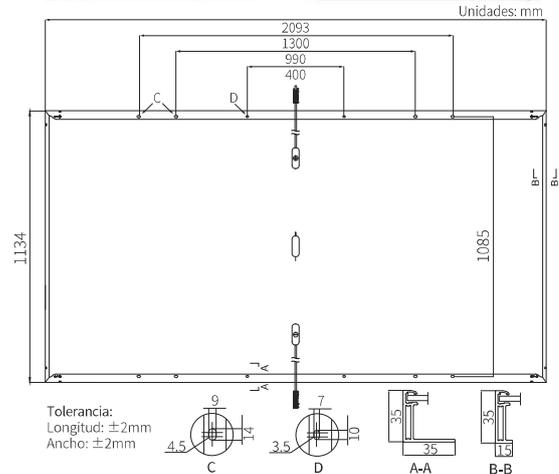
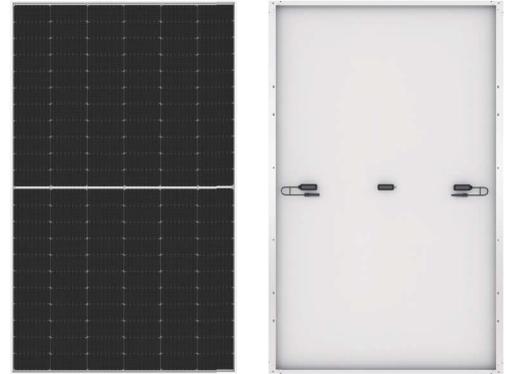
<b>21.5%</b> MÁXIMA EFICIENCIA DEL MÓDULO	<b>0~3%</b> TOLERANCIA DE POTENCIA	<b>&lt;2%</b> DEGRADACIÓN DE LA POTENCIA EN EL PRIMER AÑO	<b>0.55%</b> DEGRADACIÓN DE LA POTENCIA DEL AÑO 2 AL 25	<b>HALF-CELL</b> Temperatura de operación más baja
--	---------------------------------------	--	--	---

## Valor adicional



## Datos mecánicos

Distribución de las células	132 (6×22)
Caja de conexiones	IP68, tres diodos
Cableado	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm la longitud se puede personalizar
Conector	LONGi LR5 o MC4 EVO2
Vidrio	Vidrio templado recubierto de 3.2mm
Marco	Marco de aleación de aluminio anodizado
Peso	25.3kg
Dimensión	2093×1134×35mm
Embalaje	31piezas por palet / 155piezas por 20' GP / 682piezas por 40' HC



## Datos eléctricos

STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C    NOCT : AM1.5 800W/m<sup>2</sup> 20°C 1m/s    Incertidumbre de Pmax: ±3%

Código de producto	LR5-66HIH-490M		LR5-66HIH-495M		LR5-66HIH-500M		LR5-66HIH-505M		LR5-66HIH-510M	
	STC	NOCT								
Condiciones de ensayo	STC	NOCT								
Potencia máxima (Pmax/W)	490	366.3	495	370.0	500	373.7	505	377.5	510	381.2
Tensión de circuito abierto (Voc/V)	45.25	42.55	45.40	42.69	45.55	42.83	45.70	42.97	45.85	43.11
Corriente de cortocircuito (Isc/A)	13.74	11.11	13.82	11.17	13.90	11.24	13.97	11.30	14.05	11.36
Voltaje a potencia máxima (Vmp/V)	38.08	35.37	38.23	35.51	38.38	35.65	38.53	35.79	38.68	35.93
Corriente a potencia máxima (Imp/A)	12.87	10.35	12.95	10.42	13.03	10.48	13.11	10.55	13.19	10.61
Eficiencia del módulo (%)	20.6		20.9		21.1		21.3		21.5	

## Parámetros operativos

Temperatura de funcionamiento	-40°C ~ +85°C
Tolerancia de potencia nominal (W)	0~3%
Tolerancia de Voc e Isc	±3%
Tensión máxima del sistema	DC1500V (IEC/UL)
Capacidad máxima del fusible	25A
Temperatura de Operación Nominal de la célula	45±2°C
Nivel de Protección	Class II
Clasificación de resistencia al fuego	UL tipo 1 o 2 IEC Class C

## Carga mecánica

Máxima carga estática en superficie frontal	5400Pa
Máxima carga estática en superficie trasera	2400Pa
Test de granizo	Granizo de 25mm a la velocidad de 23m/s

## Coefficientes de temperatura (STC)

Coefficiente de temperatura en Isc	+0.050%/°C
Coefficiente de temperatura en Voc	-0.265%/°C
Coefficiente de temperatura en Pmax	-0.340%/°C

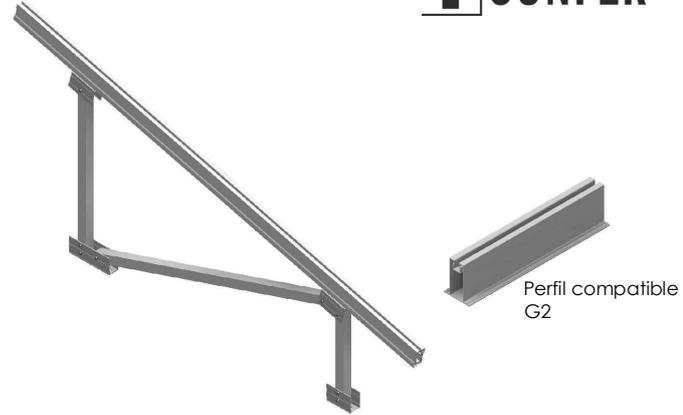
Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higeruelas.

## **II. Soporte inclinado 31 V SUNFER**

# Ficha técnica

## Soporte inclinado para terreno para 2 filas de módulos

# 31V



Perfil compatible G2

- Soporte inclinado de 2 filas de módulos para terreno.
- Anclaje a hormigón.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Inclinación estándar 30°.
- Inclinaciones disponibles bajo pedido: 5°-10°-15°-20°-25°-35°
- Altura libre en punto más desfavorable 500 mm.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 4 hasta 12 módulos.
- Tornillería de anclaje no incluida.

### NOTA:

Debido a las tolerancias del producto NO colocar los anclajes en la losa de hormigón antes de tener montado el pórtico. Una vez ensamblado el pórtico, marcar los agujeros de anclaje y perforar la losa para colocar los anclajes.

Se recomienda realizar un estudio geotécnico del terreno

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

Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6  
Tornillería de acero inoxidable A2-70

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

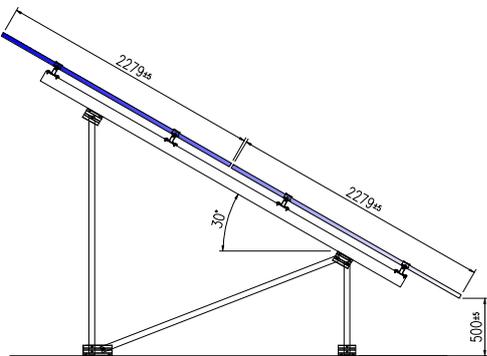
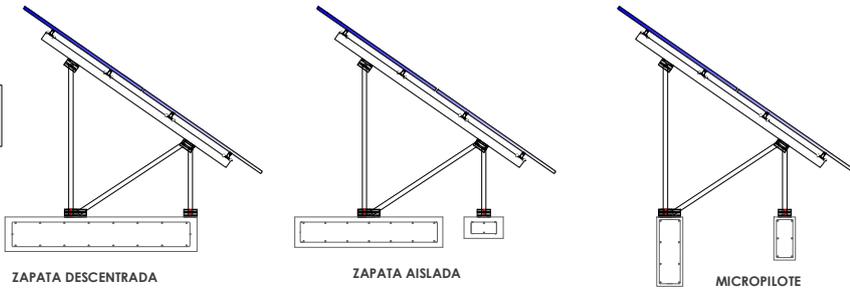
Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

2279x1150



Carga de nieve: 40 kg/m²

### Ejemplos de cimentaciones



Tornillería de anclaje hasta M10

Par de apriete:	
Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

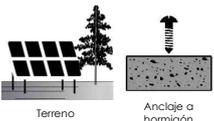
Herramientas necesarias:



Seguridad:



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



Markado ES19/86524 CE

# Velocidades de viento

Soporte inclinado para terreno para 2 filas de módulos

**31V**  
Sistema kit



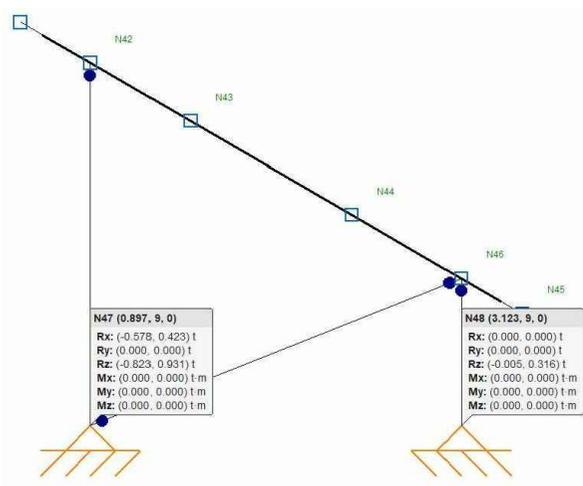
- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

☁️ Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento						
Tamaño del módulo 	4	6	8	10	12	n° de módulos
2279x1150	150	150	110	150	130	Velocidad de viento km/h

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

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

# REACCIONES



N47 (0.897, 9, 0)  
 Rx: (-0.578, 0.423) t  
 Ry: (0.000, 0.000) t  
 Rz: (-0.823, 0.931) t  
 Mx: (0.000, 0.000) t·m  
 My: (0.000, 0.000) t·m  
 Mz: (0.000, 0.000) t·m

N48 (3.123, 9, 0)  
 Rx: (0.000, 0.000) t  
 Ry: (0.000, 0.000) t  
 Rz: (-0.005, 0.316) t  
 Mx: (0.000, 0.000) t·m  
 My: (0.000, 0.000) t·m  
 Mz: (0.000, 0.000) t·m

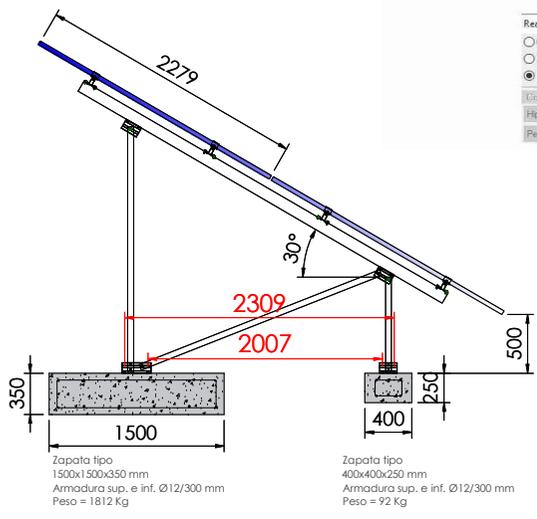
Soporte inclinado para terreno.  
 2 filas de módulos. Vertical.



## DATOS:

- VELOCIDAD = 130 Km/h
- DISTANCIA MÁXIMA ENTRE PÓRTICOS = 2700 mm
- REACCIONES SIN MAYORAR

## ZAPATA AISLADA



Reacciones

Combinación seleccionada

Envolturas de las combinaciones de equilibrio de cimentación

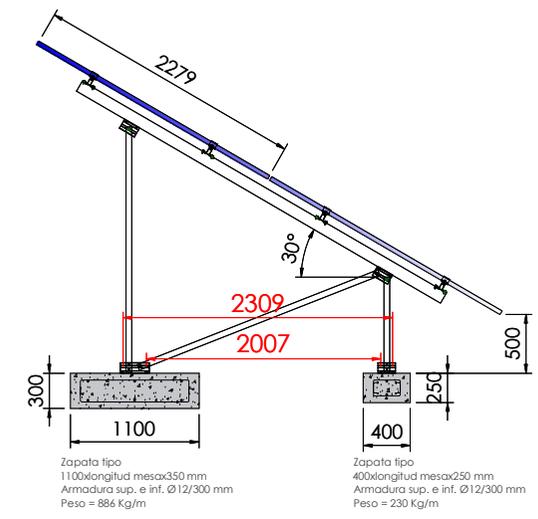
Envolturas de las combinaciones de tensión sobre el terreno

Combo. seleccionada

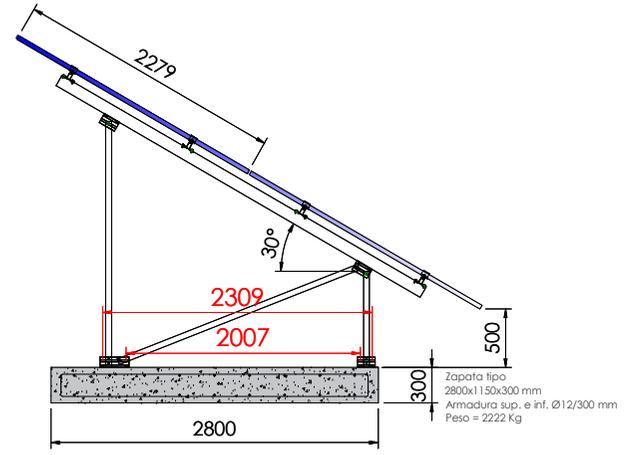
Hipótesis simple

Peso propio

## ZAPATA ESTE-OESTE



## ZAPATA DESCENTRADA



Zapata Aislada	Zapata Descentrada	Zapata Este-Oeste
*Ejemplo para dos pórticos	*Ejemplo para dos pórticos	*Ejemplo para dos pórticos

- Nota:**
- Comprobar el buen estado del terreno y la capacidad portante del mismo.
  - Se recomienda realizar un estudio geotécnico del terreno.
  - Se ha calculado para una tensión máxima del terreno de 3Kg/cm2.

PLANO CIMENTACION



Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

### **III. Electrobomba IDEAL SXT 75 8"Ø**

BOMBA TIPO: RADIAL  
 TEMP. MAX. LIQUIDO: 30°  
 MAX. ARENA: 50 gr/m<sup>3</sup>  
 SENTIDO ROT.: ANTIHORARIO  
 VALV. RET.: INCORPORADA

PUMP TYPE: RADIAL  
 MAXI. TEMP. LIQUID: 30°  
 SAND MAX.: 50 gr/m<sup>3</sup>  
 ROTATION: C.C.W.  
 CHECK VAL.: BUILT-IN

POMPE TYPE: RADIALE  
 TEMP. MAX. LIQUIDE: 30°  
 MAX. SABLE: 50 gr/m<sup>3</sup>  
 SENS. ROT.: ANTIHORAIRE  
 CLAPET RET.: INCORPORE

Tablas de selección / Selection charts / Tables de selection

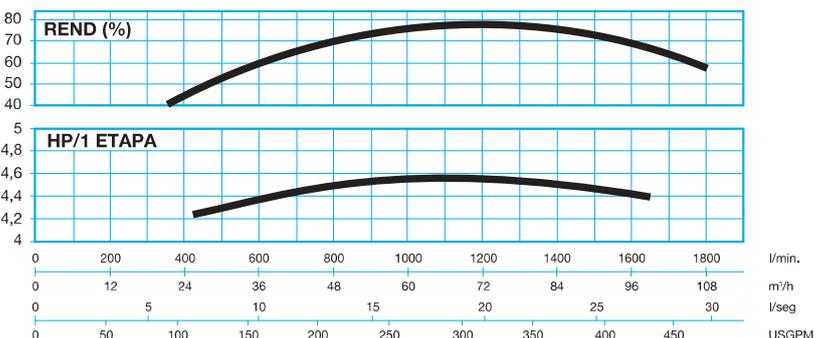
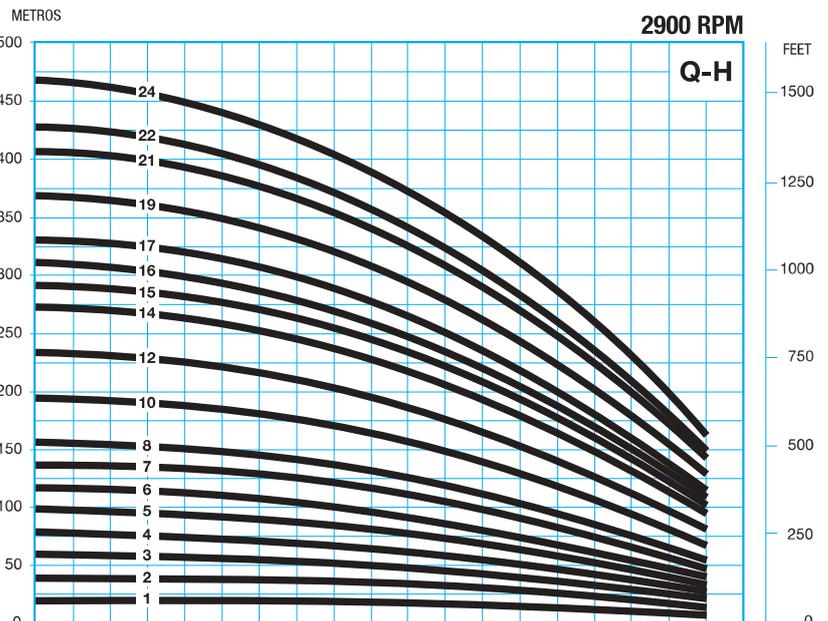
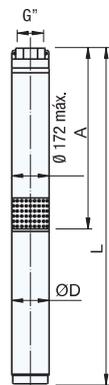
Tipo Type	Motor - Moteur		l/min. m <sup>3</sup> /h	Caudal - Capacity - Debit											
	KW	HP		0	300	450	600	750	900	1050	1200	1350	1500	1650	1800
SXT 75/1	4	5,5	m.c.a.	20	19	19	18	17	16	15	14	13	11	9	6
SXT 75/2	7,5	10		39	38	37	36	34	32	30	28	25	22	18	13
SXT 75/3	11	15		59	57	56	54	51	49	45	42	38	33	27	19
SXT 75/4	15	20		78	76	74	71	68	65	61	56	50	43	35	25
SXT 75/5	19	25		98	95	93	89	85	81	76	70	63	54	44	32
SXT 75/6	22	30		118	114	111	107	102	97	91	84	75	65	53	38
SXT 75/7	27	35		137	133	130	125	119	113	106	98	88	76	62	45
SXT 75/8	30	40		157	152	148	143	136	129	121	112	100	87	71	51
SXT 75/10	37	50		196	191	185	179	171	162	151	140	125	109	89	64
SXT 75/12	45	60		235	229	222	214	205	194	182	167	150	130	106	76
SXT 75/14	52	70		275	267	259	250	239	226	212	195	175	152	124	89
SXT 75/15	55	75		294	286	278	268	256	243	227	209	188	163	133	96
SXT 75/16	60	80		314	305	296	286	273	259	242	223	200	174	142	102
SXT 75/17	67	90		333	324	315	304	290	275	257	237	213	184	150	108
SXT 75/19	75	100		373	362	352	339	324	307	288	265	238	206	168	121
SXT 75/21	81	110		412	400	389	375	358	340	318	293	263	228	186	134
SXT 75/22	81	110		431	419	407	393	375	356	333	307	275	239	195	140
SXT 75/24	92	125		471	457	444	429	409	388	363	335	300	260	212	153

Dimensiones / Dimensions / Dimensions

Materiales tipo A  
 Impulsor: AISI 304L  
 Difusor: AISI 304L  
 Eje: AISI 420  
 Camisa AISI 304

Material type A  
 Impeller: AISI 304L  
 Diffuser: AISI 304L  
 Shaft: AISI 420  
 Shell: AISI 304

Materiaux type A  
 Roue: AISI 304L  
 Diffuseur: AISI 304L  
 Arbre: AISI 420  
 Chemise: AISI 304



Tipo Type	Motor - Moteur		D mm	A mm	L mm	G"	Peso Weight Poids (kg)
	KW	HP					
SXT 75/1	4	5,5	142	571	1220	5"	70
SXT 75/2	7,5	10	142	699	1457	5"	83
SXT 75/3	11	15	142	827	1678	5"	95
SXT 75/4	15	20	142	955	1928	5"	110
SXT 75/5	19	25	142	1083	2089	5"	122
SXT 75/6	22	30	142	1211	2317	5"	132
SXT 75/7	27	35	142	1339	2556	5"	140
SXT 75/8	30	40	142	1467	2523	5"	161
SXT 75/10	37	50	142	1723	2839	5"	195
SXT 75/12	45	60	192	1979	3180	5"	210
SXT 75/14	52	70	192	2235	3521	5"	224
SXT 75/15	55	75	192	2363	3649	5"	234
SXT 75/16	60	80	192	2491	3832	5"	246
SXT 75/17	67	90	192	2619	3985	5"	258
SXT 75/19	75	100	192	2875	4266	5"	287
SXT 75/21	81	110	192	3131	4602	5"	302
SXT 75/22	81	110	192	3259	4730	5"	306
SXT 75/24	92	125	192	3439	4975	5"	319

50Hz

Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higuieruelas.

#### **IV. Variador de frecuencia SD750SP POWER ELECTRONICS**

# SD750SP

## Reduce los costes eléctricos o de diesel de sus bombes integrados.

Para aplicaciones de energía, el SD750SP asegura su inversión en proyectos nuevos y de modernización.



1,5kW - 1000kW



540 Vdc  
- 1000 Vdc



Hasta 50°C



La serie SD750SP va un paso por delante manteniendo características únicas.

## Bombeo Solar

Power Electronics tiene el firme compromiso de reducir el coste abastecimiento de agua ofreciendo soluciones actualizadas de ahorro de energía. Las sinergias entre nuestras divisiones Industrial y Solar se han unido en el SD750SP.

## Funcionamiento híbrido

El SD750SP se conecta simultáneamente a la red eléctrica (AC) y al campo fotovoltaico (DC). La tensión de entrada de AC determina la tensión del bus de DC del SD750SP y, por lo tanto, la tensión de DC necesaria de los strings. La energía máxima producida a la tensión de DC fijada depende de el número de paneles fotovoltaicos conectados en serie.

## Autosuficiencia

El SD750SP sólo se conecta al campo fotovoltaico, generando la potencia necesaria para arrancar y acelerar la bomba. La potencia mínima requerida depende de la respuesta hidráulica del sistema completo de carga de la bomba.

El SD750SP es un VSD SD750 personalizado con un mayor rango de DC, adaptado para trabajar con alimentación de AC, DC o híbrida. El SD750SP tiene un firmware actualizado que también es capaz de encontrar el MPP para maximizar el rendimiento funcionando en modo solar.

Opcionalmente están disponibles kits solares con diodos, protecciones de DC, desconexión y filtrado. Nuestro departamento de ingeniería y consultoría le apoyará con el dimensionamiento fotovoltaico y la selección del SD750SP. Una integración completa en un módulo, lo que facilita la puesta en marcha.

## SD750SP

ENTRADA	Rango de potencia <sup>[1]</sup>	1.5kW – 1000kW	
	Rango de tensión AC	380 – 480 Vac ( $\pm 10\%$ ),	
	Rango de tensión DC	540 – 1000Vdc (Tallas 1 y 2 hasta 830Vdc)	
	Frecuencia de alimentación	50Hz/60Hz ( $\pm 6\%$ )	
	Tecnología rectificador entrada	Diodo-Diodo Tallas 1 y 2 / Tiristor-Diodo Tallas 3 a 8	
	Factor potencia fundamental (DPF = $\cos \Phi$ )	$\geq 0.98$	
	Factor potencia (PF = $I_1 / I_{rms} \cos \Phi$ )	$\geq 0.91$	
	Pérdida suministro	> 2 segundos (dependiendo de la inercia de la carga)	
	Filtro EMC de entrada	Segundo entorno (Industrial): (C3 Estándar) Primer entorno (Doméstico): C2 (Opcional). C1 consulte con Power Electronics. Filtro IT opcional	
	Filtro armónicos	Bobinas de entrada 3% impedancia	
	Corriente THD (%)	< 40%	
	Regenerativo	No	
	SALIDA	Frecuencia de salida <sup>[2]</sup>	0...599Hz
Capacidad de sobrecarga		Par constante: 125% durante 30 segundos a 50°C	
Eficiencia (A plena carga)		$\geq 98\%$	
Método de control		VECTOR CONTROL Lazo abierto: PMC control velocidad/par, AVC: control velocidad/par Lazo cerrado (Encoder): PMC control velocidad/par, AVC: control velocidad/par PMSM I/f y Sensorless.	
Frecuencia de modulación		4 to 8kHz – PEWave	
Filtro dv/dt de salida		500 to 800V/ $\mu$ s	
Longitud cable salida <sup>[3]</sup>		Cable no apantallado 300m, Cable apantallado 150m	
Freno dinámico		Freno dinámico B150 externo (Integrado en Tallas 1 y 2)	
CONDICIONES AMBIENTALES		Temperatura ambiente	Mínimo: -20°C Máximo: +50°C
		Temperatura almacenamiento	Mínimo: -40°C Máximo: +70°C
	Altitud	1000m	
	Derating potencia por altitud <sup>[4]</sup>	> 1000m, 1% PN(kW) cada 100m; 4000m máximo	
	Humedad relativa	<95%, sin condensación	
	Grado de protección	IP20 <sup>[4]</sup> , IP54 <sup>[4]</sup> , IP42 <sup>[4]</sup>	
	Vibración	Amplitud: $\pm 1$ mm (2Hz-13.2Hz), $\pm 0.075$ mm (13.2Hz-57Hz) Aceleración: 6.86m/s <sup>2</sup> (13.2Hz-57Hz), 9.8m/s <sup>2</sup> (57Hz-150Hz)	
PROTECCIONES	Resistencias de caldeo	Opcional	
	Protecciones del motor	Rotor bloqueado, Sobrecarga (modelo térmico), Límite de corriente de salida, Desequilibrio de tensión de fases, Desequilibrio de corriente de fases, Sobretemperatura motor (señal PT100), límite de Velocidad, Límite de par	
	Protecciones del variador	Sobrecarga en los IGBTs, Pérdida de fase a la entrada, Baja tensión de entrada, Límite de tensión en el bus, Baja tensión del bus, Alta frecuencia de alimentación, Baja frecuencia de alimentación, Temperatura IGBT, Temperatura en el radiador, Fallo de la fuente de alimentación, Modelo térmico del equipo, Fallo a tierra, Fallo de Software y Hardware, Pérdida señal de entradas analógicas (pérdida de referencia). Paro seguro y paro de emergencia.	
ENTRADAS / SALIDAS	Entradas digitales	6 programables, activas en nivel alto (24Vdc). Alimentación aislada	
	Salidas digitales	3 relés conmutados configurables (250Vac, 8A o 30Vdc, 8A)	
	Entradas analógicas	3 entradas programables y diferenciales: 0 – 20mA, 4 – 20mA, 0 – 10Vdc y $\pm 10$ Vdc, PT100 (Aisladas ópticamente)	
	Salidas analógicas	2 salidas configurables aisladas: 0 – 20mA, 4 – 20mA, 0 – 10Vdc y $\pm 10$ Vdc	
	Entradas encoder (opcional)	1 entradas de encoder diferenciales. Tensiones de entrada de 5 a 24Vdc	
	Alimentación usuario	+24Vdc alimentación usuario (Max. 180 mA) regulated and short-circuit protected +10Vdc alimentación usuario (Máx. 2 potenciómetros R=1k $\Omega$ ) regulada y protegida frente a cortocircuitos	
	Tarjeta de expansión E/S (Opcional)	Tarjeta digital E/S: 5 Entradas digitales: Entradas programables y activas a nivel alto (24Vdc). Ópticamente aisladas. 5 Salidas digitales: Relés programables multifunción. Tarjeta analógica E/S: 2 Entradas analógicas: Entrada programable y diferencial. 2 Salidas analógicas: Programable en tensión/corriente.	
	Alimentación externa (opcional)	24Vdc alimentación externa integrada	
	Tarjeta SD	Puerto para tarjeta SD externa. Registro de datos y eventos	

COMUNICACIÓN	Hardware estándar	Puerto USB Puerto RS485 Ethernet	
	Hardware opcional	Fibra óptica Tarjetas de comunicación	
	Protocolo estándar	Modbus-RTU Ethernet (Modbus TCP)	
	Protocolo opcional	Profibus-DP Ethernet IP ProfiNet	
PANEL DE CONTROL	Tipo	Extraíble	
	Distancia	3 metros y 5 metros (opcionales)	
	Conexión	USB	
	Leds de indicación	LED RUN: El motor recibe alimentación LED FAULT: Parpadeando, indica que ha ocurrido un fallo	
	Display LCD	Pantalla LCD Teclado con 8 teclas para controlar y configurar el variador, arranque y paro/reset Memoria independiente Módulo de comunicación (opcional)	
	Visualización de información	Intensidad media y de las tres fases del motor Tensión media y de las tres fases del motor Tensión media y de las tres fases de alimentación Frecuencia trifásica de alimentación de entrada y salida a motor Tensión bus CC	
	Otros	Reloj horario Calendario perpetuo Velocidad, Par, Potencia, Coseno phi del motor Registro total y parcial del equipo en funcionamiento con función reset. (horas) Registro total y parcial del consumo de energía con función reset (kWh) Estado de los relés Entradas digitales / estado PTC Estado de la salida de los comparadores Valor de las entradas analógicas y sensores Valor de las salidas analógicas Estado de sobrecarga motor y equipo Temperatura IGBT y rectificador Histórico de fallos (últimos 6 fallos)	
	NORMATIVA	Certificaciones	CE, cTick, UL <sup>[7]</sup> , cUL <sup>[7]</sup>
		Compatibilidad electromagnética	EMC Directiva (2004/108/CE) IEC/EN 61800-3 LVD Directiva (2006/95/CE) IEC/EN 61800-2 Requisitos generales
		Diseño y construcción	IEC/EN 61800-5-1 Seguridad IEC/EN 60146-1-1 Semiconductores IEC 60068-2-6 – Vibración
Seguridad funcional		IEC/EN 61800-5-2 Paro seguro (STO)	

[1] Consultar disponibilidad con Power Electronics.  
[2] Para frecuencias superiores a 100Hz consulte con Power Electronics.  
[3]: Siga las recomendaciones de instalación de Power Electronics.  
Consultar para otras distancias.  
[4] Disponible para 380–480 Vac hasta talla 4.

[5] Aplicable a la electrónica.  
[6] Para los equipos que se instalan sobre suelo.  
[7] Certificación en progreso.

SD750SP TABLA DE CONFIGURACIÓN

SD750 SERIES		CORRIENTE DE SALIDA ND		A TENSIÓN DE ENTRADA		B GRADO DE PROTECCIÓN		C CONEXIÓN A TIERRA		D > 4000 METROS (Sobre el nivel del mar)	
SD75P	SD750 SP	0006	6 A	5	380-480 Vac	2	IP20	S	TT/TN	S	No necesario
		...	...			5	IP54	T	IT	A	Necesario
		1800	1800 A			4	IP42				

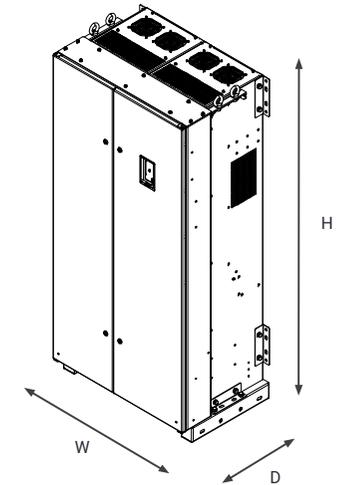
SD750SP MODELOS NORMALIZADOS

TALLA	CÓDIGO	Temperatura de funcionamiento 50 °C ALIMENTACIÓN DE AC			Temperatura de funcionamiento 50 °C ALIMENTACIÓN DC	
		I (A) Nominal	Power (kW) 400 VCA	150% SOBRECARGA 60s	I(A) Nominal DC	Nominal I(A) DC 125% Sobrecarga 30s
1	SD75P0006 5BCD	6	2,2	9	6	8
	SD75P0009 5BCD	9	4	14	9	11
	SD75P0012 5BCD	12	5,5	18	12	15
	SD75P0018 5BCD	18	7,5	27	18	23
	SD75P0024 5BCD	24	11	36	24	30
2	SD75P0032 5BCD	32	15	48	32	40
	SD75P0038 5BCD	38	18,5	57	38	48
	SD75P0048 5BCD	48	22	72	48	60
3	SD75P0060 5BCD	60	30	90	60	75
	SD75P0075 5BCD	75	37	113	75	94
	SD75P0090 5BCD	90	45	135	90	113
	SD75P0115 5BCD	115	55	173	115	144
4	SD75P0150 5BCD	150	75	225	150	188
	SD75P0170 5BCD	170	90	255	170	213
5	SD75P0210 5BCD	210	110	315	210	263
	SD75P0250 5BCD	250	132	375	250	313
	SD75P0275 5BCD	275	150	413	275	344
6	SD75P0330 5BCD	330	160	495	330	413
	SD75P0370 5BCD	370	220	555	370	463
	SD75P0460 5BCD	460	250	690	460	575
7	SD75P0580 5BCD	580	315	870	580	725
	SD75P0650 5BCD	650	355	975	650	813
	SD75P0720 5BCD	720	400	1080	720	900
8	SD75P0840 5BCD	840	450	1260	840	1050
	SD75P0925 5BCD	925	500	1388	925	1156
	SD75P0990 5BCD	990	560	1485	990	1238
>8	SD75P1150 5BCD	1150	630	1725	1150	1438
	SD75P1260 5BCD	1260	710	1890	1260	1575
	SD75P1440 5BCD	1440	800	2160	1440	1800
	SD75P1580 5BCD	1580	900	2370	1580	1975
	SD75P1800 5BCD	1800	1000	2700	1800	2250

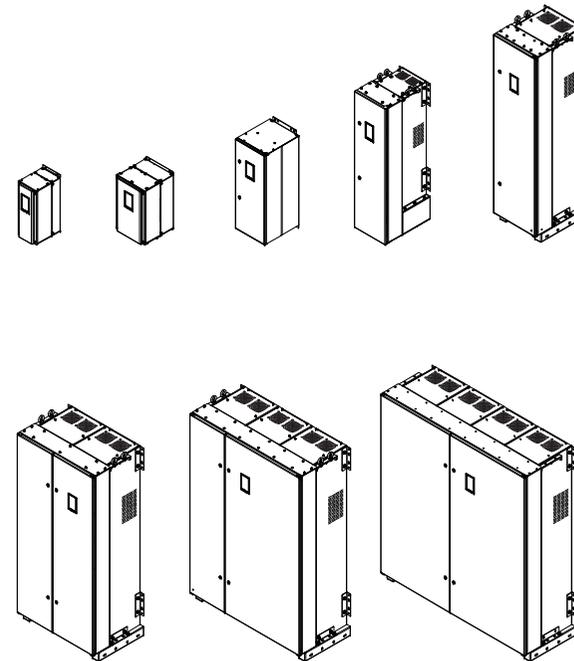
400 Vca - 565 Vcc

DIMENSIONES Y PESOS

TALLA	W	D	H	PESO (kg)
1	190	273	507	15
2	296	323	510	26
3	301	358	854	67,5
4	320	466	1249	94
5	431	529	1716	200
6	780	529	1715	335
7	1132	529	1715	479
8	1482	529	1715	585



TALLA 1 A 8



Proyecto de instalación solar fotovoltaica para impulsar una bomba de un pozo de abastecimiento de agua potable a depósitos en la localidad valenciana de Higeruelas.

#### **V. String Box M12 1500 V INGECON**

**SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V, WITH CURRENT DETECTION**

**M12 / M16 / M18 / M20 / M24 / M32**

The new INGECON® SUN StringBox M is a device for measuring each PV generator string current and detecting defective string current through INGECON® SUN Manager software, INGECON® SUN SCADA and/or other monitoring system. String currents can be monitored through the RS485 serial port.

The new INGECON® SUN StringBox M is a cost-effective PV string monitoring box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox M features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

**A complete range of equipment for all types of projects**

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox M provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

**Maximum protection**

The INGECON® SUN StringBox M is an intelligent combiner box and are equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

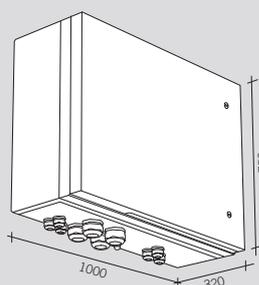
- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- RS485 serial port for currents monitoring
- On-board temperature sensor
- Supervision of the DC isolating switch and SPD protection
- One analog input for external RTD
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs versions.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage.
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



	1,500 V			
	StringBox M 12	StringBox M 12B	StringBox M 16	StringBox M 16B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	12 / 24 <sup>(1)</sup>	12 / 24 <sup>(1)</sup>	16 / 32 <sup>(1)</sup>	16 / 32 <sup>(1)</sup>
Max. number of measurable inputs	12	12	16	16
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>			
<b>Output</b>				
Rated total current (A) <sup>(2)</sup>	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm <sup>2</sup> per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
<b>SPD</b>				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm <sup>2</sup> )			
<b>Communication</b>				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
<b>Others</b>				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
<b>General Information</b>				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude <sup>(3)</sup>	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5		9.5	
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)			
Weight (kg)	39	41	41	43
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

**Notes:** <sup>(1)</sup> With external over-molding in line fuses and branch connectors <sup>(2)</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C <sup>(3)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

**Size (mm)**

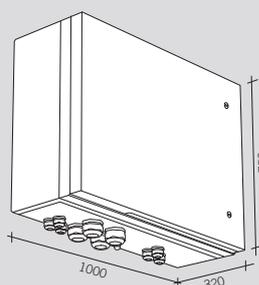


- M 12**  
39 kg.
- M 12B**  
41 kg.
- M 16**  
41 kg.
- M 16B**  
43 kg.

	1,500 V			
	StringBox M 18	StringBox M 18B	StringBox M 20	StringBox M 20B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	18	18	20	20
Maximum current per inputs	18	18	20	20
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	18	36	20	40
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>			
<b>Output</b>				
Rated total current (A) <sup>(1)</sup>	216	216	240	240
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm <sup>2</sup> per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
<b>SPD</b>				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm <sup>2</sup> )			
<b>Communication</b>				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
<b>Others</b>				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
<b>General Information</b>				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude <sup>(2)</sup>	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5			
Size (mm)	1000 x 750x 320 (W x H x D)	1250 x 750 x 320 (W x H x D)	1000 x 750x 320 (W x H x D)	1250 x 750 x 320 (W x H x D)
Weight (kg)	41	51	41	51
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: <sup>(1)</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C <sup>(2)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

**Size (mm)**

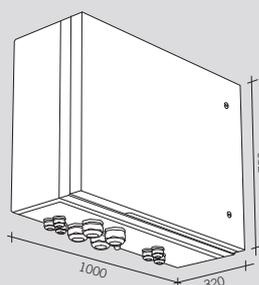


- M 18**  
41 kg.
- M 18B**  
51 kg.
- M 20**  
41 kg.
- M 20B**  
51 kg.

	1,500 V			
	StringBox M 24	StringBox M 24B	StringBox M 32	StringBox M 32B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	24	24	32	32
Maximum current per inputs	24	24	32	32
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	24	48	32	64
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>			
<b>Output</b>				
Rated total current (A) <sup>(1)</sup>	288	288	384	384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm <sup>2</sup> per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
<b>SPD</b>				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm <sup>2</sup> )			
<b>Communication</b>				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
<b>Others</b>				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
<b>General Information</b>				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude <sup>(2)</sup>	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5		10.5	
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)		1250 x 750 x 320 (W x H x D)	
Weight (kg)	42	52	50	55
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: <sup>(1)</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C <sup>(2)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

**Size (mm)**



- M 24**  
42 kg.
- M 24B**  
52 kg.
- M 32**  
50 kg.
- M 32B**  
55 kg.