



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES**

**Grado en Ingeniería Mecánica**

**Diseño de una central solar fotovoltaica  
para autoconsumo con vertido de  
excedentes a la red destinada al bombeo  
solar**

**Autor:**

**Sampedro Martínez, Carlos**

**Tutores:**

**del Valle González, María Isabel  
Departamento de Tecnología  
Eléctrica**

**Antonio de Castro, Alfredo  
Sistemas de Riego Solar S.L.**

**Valladolid, Junio 2022.**



## RESUMEN

En un mundo cada vez más preocupado por la contaminación y el cuidado del medio ambiente, el uso de energías renovables es la mejor opción a la hora de reducir los gases de efecto invernadero. El sector agrario en general y los cultivos de regadío en particular se están modernizando, sustituyendo los actuales sistemas de riego que consumen energía de la red eléctrica por instalaciones que hacen uso de la energía solar fotovoltaica para el riego de parcelas de cultivo.

Este es el objetivo final de este Trabajo Fin de Grado, el diseño de una central solar fotovoltaica para autoconsumo con venta de excedentes, destinada al bombeo de agua a una balsa a una cierta altura. Seguidamente, nos ayudaremos de la fuerza de la gravedad para utilizar esa misma agua en las parcelas de regadío de los alrededores. Con esto, la comunidad de regantes consigue un importante ahorro en la factura energética, ya que es un sistema principalmente autónomo y automatizado, consiguiendo que la instalación siempre trabaje en el punto óptimo de funcionamiento en función de la potencia disponible en el momento. Todo ello evitando la generación de emisiones de CO<sub>2</sub> innecesarias.

**PALABRAS CLAVE:** contaminación, fotovoltaico, agua, aislada, CO<sub>2</sub>.

## ABSTRACT

In a world that is increasingly concerned about pollution and caring for the environment, the use of renewable energies is the best option when it comes to reducing greenhouse gases. The agricultural sector in general and irrigated crops in particular are being updated, replacing the current irrigation systems that consume energy from the electricity network with installations that use photovoltaic solar energy to irrigate crop plots.

This is the final objective of this Final Degree Project, the design of a photovoltaic solar power plant for self-consumption, dedicated to pumping water to a pond at a certain height. Next, we will use the force of gravity to use that same water in the surrounding irrigated plots. With this, the irrigation community achieves significant savings on the energy bill, since it is a mainly autonomous and automated system, ensuring that the installation always works at the optimum operating point based on the power available at the time. All this avoiding the generation of unnecessary CO<sub>2</sub> emissions.

**KEYWORDS:** Pollution, Photovoltaic, Water, Electrically isolated, CO<sub>2</sub>.



# ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	3
1.1	Antecedentes y justificación del proyecto .....	3
1.2	Objetivos .....	6
1.3	Estructura del documento .....	7
2.	ESTADO DEL ARTE .....	11
2.1	Sistemas de apoyo a las energías renovables.....	11
2.1.1	Subvención a la inversión.....	11
2.1.2	Desgravaciones fiscales .....	12
2.1.3	Subastas.....	12
2.1.4	Tarifas o primas reguladas.....	13
2.1.5	Cuotas y certificados verdes .....	13
2.2	Evolución de la reglamentación en España .....	15
2.2.1	RD 2818/1998 .....	17
2.2.2	RD 1663/2000 .....	17
2.2.3	RD 436/2004 .....	18
2.2.4	RD 661/2007 .....	19
2.2.5	RD 1578/2008.....	19
2.2.6	RD 14/2010.....	20
2.2.7	RD 1699/2011.....	21
2.2.8	RD 900/2015 .....	22
2.2.9	RD 15/2018.....	24
2.2.10	RD 244/2019 .....	25
2.2.11	RD 1183/2020.....	28
2.2.12	RD 477/2021 .....	29
2.3	Sistemas de bombeo fotovoltaico .....	31
2.3.1	Tipos de bombeo solar .....	32
2.3.1.1	Clasificación por el suministro de agua.....	32
2.3.1.2	Clasificación por el suministro de energía .....	33
2.4	Elementos de una instalación de bombeo solar.....	35
2.4.1	Paneles Fotovoltaicos .....	35
2.4.2	Sistemas de protección .....	36
2.4.3	Variador de frecuencia .....	37
2.4.4	Bomba de sondeo .....	37
2.4.5	Bomba de impulsión .....	38

2.4.6	Inversor.....	38
2.5	Funcionamiento de una instalación de bombeo solar .....	38
2.5.1	Funcionamiento de una instalación aislada .....	39
2.5.2	Funcionamiento de una instalación asistida .....	40
2.5.3	Funcionamiento de una instalación fotovoltaica autoconsumo de venta a red	42
3.	DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN .....	47
3.1	Elección del emplazamiento .....	47
3.1.1	Ubicación de las parcelas.....	47
3.1.2	Necesidades hídricas.....	51
3.2	Elección de la potencia nominal .....	51
3.2.1	Cálculo de las Horas Solares Pico (HSP) .....	51
3.2.2	Caudal medio necesario en m <sup>3</sup> /h al año.....	55
3.3	Diseño del sistema hidráulico.....	57
3.3.1	Captación de agua del embalse.....	57
3.3.2	Longitud de la tubería.....	57
3.3.3	Diámetro nominal de la tubería .....	58
3.3.4	Material de la tubería .....	60
3.4	Selección de las bombas de impulsión .....	62
3.4.1	Funcionamiento de una bomba .....	62
3.4.2	Funcionamiento de un motor eléctrico.....	65
3.4.3	Alturas de una bomba .....	66
3.4.3.1	Altura manométrica .....	66
3.4.3.2	Altura de abatimiento $S_w$ .....	68
3.4.3.3	Altura Neta Positiva de Aspiración (NPSH).....	68
3.4.4	Pérdidas de carga en conductos.....	70
3.4.5	Cálculo de la potencia de la bomba .....	74
3.5	Diseño del generador .....	86
3.5.1	Parámetros característicos de los paneles fotovoltaicos.....	87
3.5.2	Coeficiente de rendimiento de una instalación fotovoltaica.....	88
3.5.3	Potencia de la instalación fotovoltaica.....	90
3.5.4	Distancia entre filas de módulos .....	92
3.5.5	Cableados.....	92
3.5.6	Dispositivos de mando y maniobra.....	96
3.5.7	Dispositivos de corte y protección .....	96

3.5.7.1	Protecciones en la parte de corriente continua.....	96
3.5.7.2	Protecciones en la parte de corriente alterna.....	97
3.5.8	Resistencia de puesta a Tierra.....	98
3.6	Cálculo para el caso propuesto.....	99
3.6.1	Módulos fotovoltaicos.....	99
3.6.2	Rendimiento de la instalación.....	100
3.6.3	Distribución de la instalación fotovoltaica .....	102
3.6.4	Distancia entre estructuras.....	103
3.6.5	Selección de los inversores.....	104
3.6.6	Cableados de la instalación .....	106
3.6.6.1	Parte de Corriente Continua.....	106
3.6.6.2	Parte de Corriente Alterna .....	107
3.6.7	Protecciones.....	110
3.6.7.1	Protecciones de la parte de CC.....	110
3.6.7.2	Protecciones de la parte de CA.....	110
3.6.8	Cálculo de la resistencia de puesta a tierra.....	112
3.6.9	Armario de bombeo y telecontrol.....	113
4.	VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN .....	119
4.1	Comparación entre suministro solar aislado y suministro eléctrico.....	119
4.2	Viabilidad ambiental .....	127
5.	CONCLUSIONES .....	131

## BIBLIOGRAFÍA

ANEXO I: PRESUPUESTO

ANEXO II: PLANOS

ANEXO III: FICHAS TÉCNICAS

Figura 1: Previsión 2020-2021 de la Agencia Internacional de la Energía [W1] .....	3
Figura 2: Expectativas de kW fotovoltaicos instalados en España, Francia y Alemania desde 2019 hasta 2021, según el uso de esta energía [W1].....	4
Figura 3 Evolución del precio de los paneles solares [W2].....	5
Figura 4 Diversas actuaciones en CCRR en España [W3] .....	5
Figura 5 Esquema de una instalación para bombeo solar [W4] .....	32
Figura 6 Esquema de bombeo solar directo a balsa .....	33
Figura 7 Esquema de bombeo solar a presión constante .....	33
Figura 8 Instalación de bombeo aislado [W4] .....	34
Figura 9 Instalación de bombeo asistido [W4] .....	35
Figura 10 Paneles fotovoltaicos sobre estructura o sobre cubierta [W5].....	36
Figura 11 Diversos elementos de protección para la instalación [W6] .....	36
Figura 12 Variador de frecuencia Gefran [W7].....	37
Figura 13 Bomba de sondeo Grundfos [W8] .....	37
Figura 14 Bomba de impulsión Grundfos [W9] .....	38
Figura 15 Inversor de corriente Fimer [W10].....	38
Figura 16 Ejemplo de sistema aislado durante un día de verano.....	40
Figura 17 Ejemplo de sistema asistido durante un día de verano.....	41
Figura 18 Funcionamiento durante el invierno.....	42
Figura 19 Funcionamiento en verano .....	43
Figura 20 Parcelas disponibles [W11] .....	48
Figura 21 Parcela de la instalación fotovoltaica [W11] .....	49
Figura 22 Ubicación de la caseta de bombeo [W12] .....	49
Figura 23 Ubicación balsa y parcela de la instalación [W13].....	50
Figura 24 Interpretación de las Hora Solares Pico [W14].....	52
Figura 25 Trayectoria del sol durante el verano y el invierno [W15].....	52
Figura 26 Ángulo de azimut $\alpha$ [W16].....	53
Figura 27 Ángulo de inclinación $\beta$ [W17] .....	53
Figura 28 Comparación entre distintas inclinaciones de paneles .....	54
Figura 29 Croquis de la cántara realizada en la caseta.....	57
Figura 30 Longitud de tubería.....	58
Figura 31 Diámetro nominal en función del caudal y la velocidad límite [W18].....	59
Figura 32 Diversos elementos de una instalación hidráulica [W19] .....	62
Figura 33 Diversos tamaños de bombas sumergibles [W20].....	62
Figura 34 Partes de una bomba de sondeo [W21] .....	63
Figura 35 Detalle de bomba sumergible en funcionamiento [W22] .....	63
Figura 36 Curvas características de una bomba [W23].....	65
Figura 37 Alturas de una bomba .....	67
Figura 38 Altura de abatimiento [W24].....	68
Figura 39 Balance para el cálculo del NPSH .....	69
Figura 40 Balance para el cálculo de las pérdidas .....	70
Figura 41 Diagrama de Moody [W25] .....	72
Figura 42 Coeficiente C de la ecuación de Hazen-Williams [W26] .....	73
Figura 43 Pérdidas en entrada y salida [W27] .....	73
Figura 44 Pérdidas en codos, Ts y válvulas [W28] .....	74



Figura 45 Diagrama mostrando las distintas potencias que intervienen en el sistema motor-bomba.....	74
Figura 46 Características de la bomba seleccionada .....	82
Figura 47 Características del motor de la bomba .....	83
Figura 48 Elementos de un variador [W29] .....	84
Figura 49 Curvas características de un módulo fotovoltaico [W30] .....	88
Figura 50 Intensidades máximas admisibles para conductores no enterrados de cobre [W31].....	94
Figura 51 Tipos de montajes [W31] .....	95
Figura 52 Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase [W32] .....	99
Figura 53 Estructura de los paneles solares [W33] .....	104
<i>Figura 54 Distancia entre estructuras .....</i>	<i>104</i>
Figura 55 Campo solar de la instalación.....	106
Figura 56 Partes de un centro de transformación [W34] .....	114
Figura 57 Temporada eléctrica según el mes [W35] .....	120
Figura 58 Horarios durante el día según la temporada [W36].....	120
Figura 59 Resumen anual de potencias por mes y hora [W37] .....	121
Figura 60 Simulador de facturas eléctricas y seguimiento del SPOT [W38] .....	122
Figura 61 Resumen del presupuesto .....	124
Figura 62 Costes subvencionables máximos aplicables [W39] .....	125
Figura 63 Fuentes de generación de energía eléctrica en España [W40].....	127

Tabla 1: Clasificación de los apoyos a las renovables .....	11
Tabla 2 Datos de la Comunidad de Regantes .....	47
Tabla 3 Datos de la localización de la parcela FV .....	48
Tabla 4 Datos de la localización de la parcela de la caseta .....	49
Tabla 5 Datos de la localización de la parcela de la balsa .....	50
Tabla 6 Datos técnicos de la balsa de riego .....	51
Tabla 7 Producción en kWh/mes según la inclinación de los paneles. PVGIS.....	54
Tabla 8 Horas Solares Pico para una inclinación de 15° en la ubicación del proyecto .....	55
Tabla 9 Volumen mensual medio para un caudal de 376 m <sup>3</sup> /h.....	56
Tabla 10 Características de la bomba.....	81
Tabla 11 Características del variador seleccionado.....	85
Tabla 12 Valores del parámetro k en función de la latitud del lugar .....	92
Tabla 13 Características del panel fotovoltaico seleccionado .....	100
Tabla 14 Rendimiento de la instalación.....	101
Tabla 15 Características del campo solar instalado .....	103
Tabla 16 Características del inversor elegido.....	105
Tabla 17 Resumen de los cálculos de caída de tensión.....	109
Tabla 18 Protección contra sobrecarga de la bomba .....	110
Tabla 19 Horas de funcionamiento de las bombas .....	121
Tabla 20 Total a pagar por la contratación de la electricidad .....	123
Tabla 21 Consumos de las bombas anuales .....	124
Tabla 22 kWh producidos y remuneración recibida por la venta de excedentes.....	124
Tabla 23 Evolución del ahorro en la inversión de la instalación .....	126

# **Capítulo 1: Introducción y objetivos**



## 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

### 1.1 Antecedentes y justificación del proyecto

Debido al alto coste energético del sector de la agricultura en España y al incipiente problema de cambio climático en el mundo, se está motivando el uso de energías renovables en todos los sectores productivos. Los gobiernos de muchos países en general y España en particular están impulsando, mediante ayudas y subvenciones venidas de Europa, la implantación de un modelo energético sostenible utilizando estas tecnologías, que garanticen una serie de requisitos que exigen las generaciones presentes sin poner en compromiso los de generaciones futuras. Este modelo debe cumplir con tres objetivos:

- Dar seguridad en cuanto a garantizar el suministro de energía a un precio razonable.
- Competitivo.
- Sostenible medioambientalmente.

Según los pronósticos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés), la demanda mundial de energía aumentará en un 4,6% este año, compensando la bajada que tuvo el año 2020 debido a la pandemia de COVID-19. Si hablamos de las energías renovables, estas siguen en ascenso, aumentando un 8% durante este año. La mayor contribución proviene de la energía solar y eólica, que aumentarán un 18% en todo el mundo.

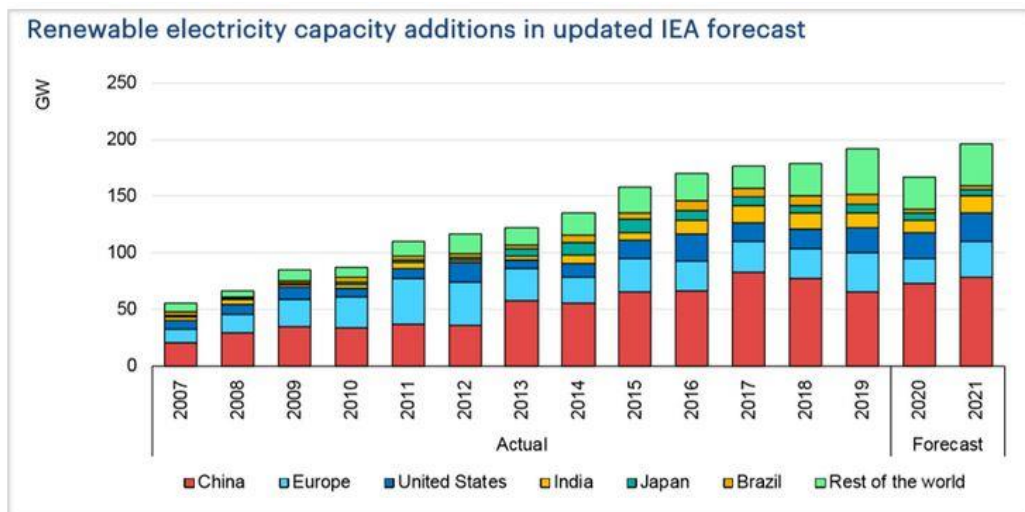


Figura 1: Previsión 2020-2021 de la Agencia Internacional de la Energía [W1]

En lo que respecta a Europa, la velocidad de recuperación del sector fotovoltaico vendrá muy marcada por los incentivos y ayudas a las renovables que se nos ofrezcan. En general, se pronostica que Europa agregará 25 GW

durante 2021, siendo este incremento liderado por países como España, Alemania y Francia.

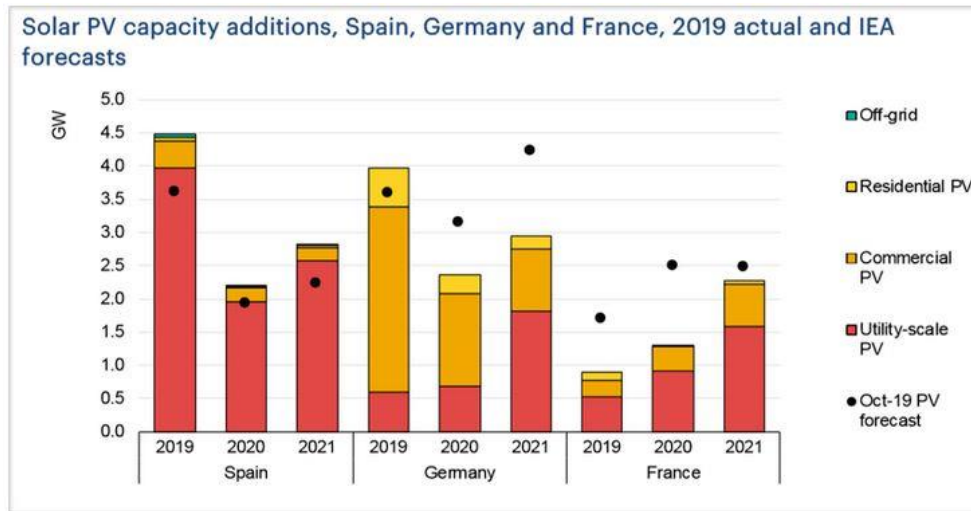


Figura 2: Expectativas de kW fotovoltaicos instalados en España, Francia y Alemania desde 2019 hasta 2021, según el uso de esta energía [W1]

Centrándonos de lleno en el tema principal, el bombeo solar ha tenido mucho éxito debido al buen funcionamiento del sistema como tal, su fiabilidad y durabilidad. Su gran rendimiento se debe a que las instalaciones de bombeo funcionan mejor cuanto más radiación incidente haya. Esto, si lo combinamos con las mayores necesidades hídricas de los cultivos durante los meses de verano, cuando más radiación hay, tenemos el sistema perfecto para el riego de cultivos. En España los meses de mayor radiación solar coinciden con los de mayor demanda de agua para el cultivo, por lo que en bombeo directo podemos aprovechar casi un 70% de la radiación anual.

Por otro lado, la normativa actual permite diseñar instalaciones de bombeo solar conectadas a red para la venta de los excedentes sin penalización, lo que sin duda aumenta la rentabilidad de este tipo de instalaciones.

Otro hecho que justifica el uso de este tipo de sistemas para regar, es la tendencia al alza del precio de los combustibles fósiles y de la energía eléctrica proveniente de las redes de distribución. Junto con la bajada de los precios de los módulos fotovoltaicos a lo largo de los años, la rentabilidad de estas instalaciones está más que garantizada.

Es altamente probable que, debido a la demanda en aumento de la construcción de instalaciones fotovoltaicas que hay en el mundo actualmente, el precio de los paneles solares empiece a subir.

## CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

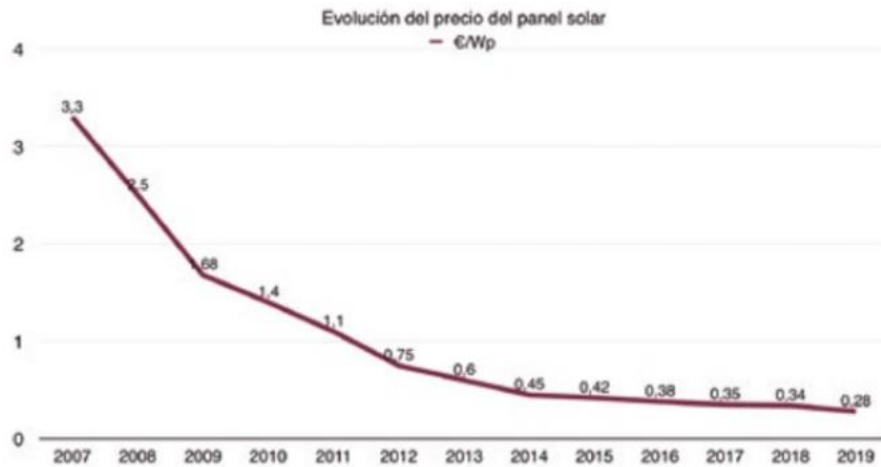


Figura 3 Evolución del precio de los paneles solares [W2]

En España se está impulsando a que las Comunidades de Regantes modernicen sus instalaciones de riego de cultivos mediante grandes inversiones monetarias, las cuales reciben importantes ayudas en forma de subvenciones provenientes de los fondos europeos destinados a las energías renovables.

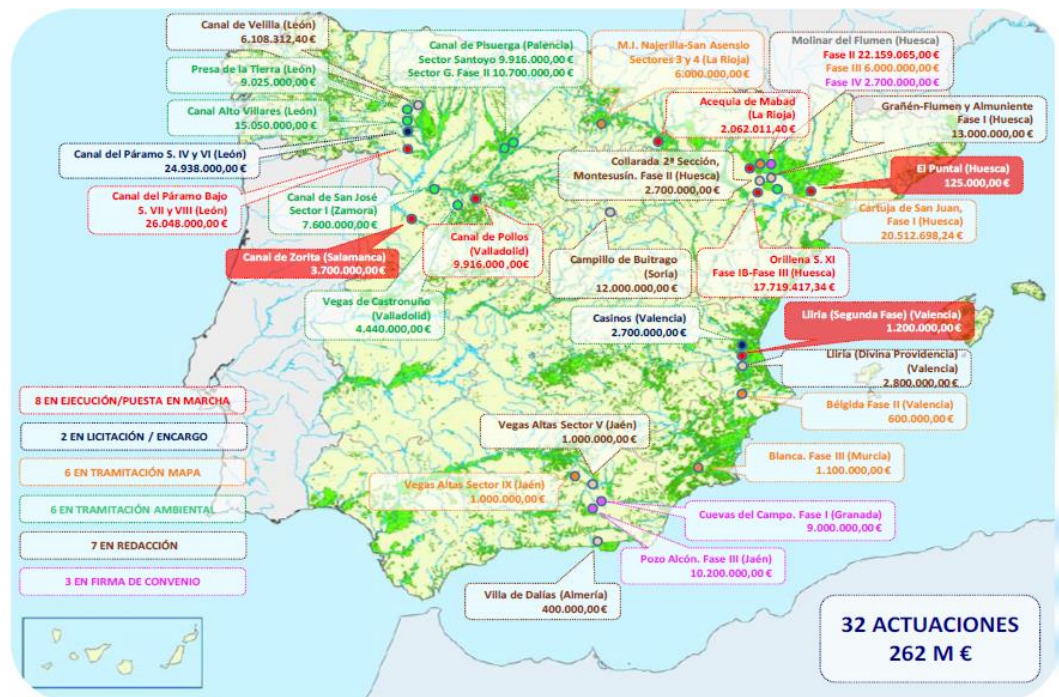


Figura 4 Diversas actuaciones en CCRR en España [W3]

Teniendo en cuenta todo lo mencionado anteriormente, y dada la importancia que está tomando este tipo de tecnologías, el presente Trabajo Fin de Grado se centra en el diseño de una instalación fotovoltaica de bombeo solar, para una

comunidad de regantes de La Rioja. La mencionada instalación se encargará de generar energía eléctrica para mover una serie de bombas que sacan agua de un embalse cercano. Ese mismo agua la transportaremos hasta una balsa en la que acumularemos un cierto nivel para después, por medio de la acción de la gravedad, regar las parcelas colindantes. En la caseta de bombeo se dispondrá de todos los elementos necesarios para que la instalación tenga un funcionamiento totalmente automatizado y autónomo, consiguiendo aprovechar al máximo la potencia disponible en cada momento del día para así trabajar siempre en el punto óptimo de funcionamiento de las bombas.

No solo se describirá en este proyecto el diseño de la central fotovoltaica, también se demostrará mediante un estudio económico el ahorro, tanto monetario como energético, que le supone a la comunidad de regantes la instalación de esta tecnología.

### **1.2 Objetivos**

El objetivo principal del proyecto es el diseño de una central solar fotovoltaica para la mejora de la eficiencia energética de la Comunidad de Regantes Valpierre, situada en el municipio de Hormilla (La Rioja). En la actualidad, esta Comunidad de Regantes es totalmente dependiente desde el punto de vista energético y debido al aumento del coste de la energía que se ha venido produciendo en los últimos años, se ha planteado con el presente proyecto la implantación de una central solar fotovoltaica que satisfaga sus necesidades energéticas, logrando de esta forma disminuir su dependencia energética y, por consiguiente, disminuir los costes de explotación a medio y largo plazo.

Para alcanzar este objetivo, se han propuesto los siguientes objetivos parciales:

- Analizar la evolución de la energía solar fotovoltaica en España y su reglamentación, así como su estado actual y las perspectivas de futuro.
- Describir los diversos sistemas y tipos de bombeo solar para el regadío de cultivos.
- Conocer el consumo de agua y las necesidades hídricas de las parcelas que se van a regar.
- Seleccionar, en base a las necesidades, el grupo de bombeo adecuado y la potencia nominal de la instalación, acorde a la reglamentación pertinente.
- Dimensionar el generador fotovoltaico encargado de abastecer de energía al grupo de bombeo y de la venta de excedentes, junto con su aparamenta.



## CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

- Utilizar sistemas de monitoreo, programación de sectores y automatización de los variadores de las bombas para conseguir trabajar en todo momento en el punto óptimo (máxima potencia del generador).
- Demostrar la viabilidad económica del proyecto, consiguiendo amortizarlo en unos cinco años.

### 1.3 Estructura del documento

El presente Trabajo de Fin de Grado comienza por el Capítulo 1, en el cual, tras realizar una breve introducción al gran auge de la energía fotovoltaica en el mundo, se expone el objetivo principal, justificado debido a la popularidad de este tipo de instalaciones en las Comunidades de Regantes repartidas por toda España. Además, se describen los objetivos parciales a lograr para la consecución del objetivo principal.

Durante el Capítulo 2: Estado del arte, primero, se hablarán de los diversos sistemas de apoyo a las energías renovables existentes, para seguir con la evolución del reglamento de autoconsumo en España, desde el año 1998 hasta la actualidad. Finalmente, se terminará con una explicación de lo que es el bombeo solar como tal y se explicarán los distintos tipos de instalaciones, tanto de bombeo como de autoconsumo.

El tercer capítulo: Diseño y dimensionamiento de la instalación, comenzará con una serie de antecedentes para seguir con la localización del proyecto, el diseño de la parte hidráulica y el dimensionamiento del generador, ambos apartados explicados de manera teórica y resueltos de manera práctica.

En el cuarto capítulo se realizará un estudio de viabilidad económica, en el que se calculará la alta rentabilidad de la instalación y un estudio de viabilidad ambiental, en el que demostrará que con este tipo de tecnología no se contribuye al cambio climático.

Finalmente, llegamos al capítulo 5: Conclusiones, donde se expondrá que se han cumplido los objetivos propuestos en el Capítulo 1 de este mismo documento.



# Capítulo 2: Estado del arte



## 2. ESTADO DEL ARTE

### 2.1 Sistemas de apoyo a las energías renovables

Desde hace muchos años, los gobiernos e instituciones administrativas de la mayoría de los países desarrollados tienen fijados una serie de objetivos a cumplir con respecto al desarrollo e implantación de las energías renovables.

Estas mismas entidades vienen promoviendo, mediante una serie de actuaciones, la renovación, sustitución o puesta en marcha de nuevas instalaciones más eficientes desde el punto de vista energético, así como para potenciar el desarrollo de las energías renovables [6], todo ello con el objetivo de reducir nuestra dependencia externa en el aprovisionamiento energético y ser más respetuosos con el medio ambiente.

Estas actuaciones o mecanismos de apoyo se pueden clasificar atendiendo a dos criterios fundamentales [3]:

- Si la administración actúa sobre el precio o recompensa recibida o si lo hace sobre la potencia instalada o generada.
- Si dicha administración actúa en la fase inicial de la inversión o en la fase posterior de generación de la energía.

Combinado ambos criterios, nos quedaría la siguiente clasificación de los sistemas de apoyo:

	Precios regulados	Cantidades reguladas
Basados en inversión	Subvención a la inversión Desgravaciones fiscales	Subastas
Basados en generación	Tarifas o primas reguladas	Cuotas y Certificados verdes

Tabla 1: Clasificación de los apoyos a las renovables

A continuación, se explican cada uno de los distintos apoyos.

#### 2.1.1 Subvención a la inversión

Algunos países conceden ayudas a los promotores de las instalaciones de energías renovables por un porcentaje del coste de la inversión, lo que reduce el coste capital del proyecto. Mediante estos incentivos se pretende promover

el despliegue de las energías renovables, animando a los propietarios de las instalaciones a que den el paso hacia una tecnología de generación de electricidad más limpia y eficiente.

Actualmente en España y en concreto en Castilla y León, ha entrado en vigor el 29 de Junio de 2021 el Real Decreto 477/21 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 [8]. En el capítulo 2.2 *Evolución de la reglamentación en España* de este mismo trabajo se incidirá más en este Real Decreto. [8]

### 2.1.2 Desgravaciones fiscales

Se les garantiza a las empresas generadoras una serie de incentivos fiscales para el uso de fuentes de energía renovables, utilizando diversos instrumentos como:

- Reducción del IVA.
- Exenciones de impuestos de los dividendos generados por las inversiones.
- Aceleración de las amortizaciones

Es un sistema que puede llegar a ser muy atractivo para los promotores y muy eficaz a la hora de fomentar una inversión en este tipo de instalaciones. Sin embargo, suele ser un sistema que tiene que apoyarse en las primas o los certificados verdes para que merezca la pena.

### 2.1.3 Subastas

Consiste en que las diferentes empresas dedicadas a las energías renovables envían ofertas por una cantidad limitada de potencia. La compañía que oferte el suministro al menor coste gana contratos a largo plazo para llevar a cabo sus proyectos durante un período establecido.

Este sistema tiene una serie de consideraciones a tener en cuenta:

- Las subastas permiten la competencia entre promotores, aumentando así la eficiencia de sus instalaciones, pero esto provoca un aumento en

los costes de este desarrollo extra, los que puede llegar a desincentivar la participación en las mismas.

- Al regulador le puede suponer un riesgo, ya que la alta incertidumbre puede provocar que los ganadores finalmente se echen para atrás. Una posible solución es poner una penalización a quien no lo cumpla.
- Los generadores tienen una menor exposición a los cambios del mercado, por lo que reciben menos incentivos, aunque su instalación sea más eficiente.

### **2.1.4 Tarifas o primas reguladas**

A grandes rasgos, este sistema consiste en que por la venta de la energía eléctrica renovable y por cada kWh producido el dueño de la instalación recibe una compensación económica, a un precio que puede ser plano (no evoluciona) o variable, dependiendo de la inflación que haya en el momento.

Es el sistema más popular actualmente en la Unión Europea y sobre todo en países como Dinamarca, Alemania y España, ya que como ventaja tiene que es muy previsible y no genera incertidumbres, ya que, al no depender del mercado, el productor puede estimar de una manera sencilla la rentabilidad que va a tener la instalación.

Como desventaja tiene que es complicado fijar la prima correcta para cada tipo de tecnología, porque si se fija por debajo de lo debido, generaría indecisión en los inversores y ese modelo en concreto de generación de energía no terminaría de dar el salto. [7]

### **2.1.5 Cuotas y certificados verdes**

Este sistema es popular en Holanda, Italia, Reino Unido y Polonia.

El regulador de mercado distribuye previamente una serie de incentivos de forma gratuita, mientras que a la vez impone a los productores, consumidores y suministradores de electricidad que un determinado porcentaje sea generado haciendo uso de energías renovables. Dependiendo de cada caso, se tendrá que cumplir con unas cuotas u otras.

Por ejemplo, las comercializadoras tienen que cumplir con el hecho de que un porcentaje de la energía que venden proceda de fuentes renovables, de esta manera se ven obligadas a comprar los certificados a los productores para cumplir con la cuota, con riesgo de multa si no lo consiguen.

La ventaja de estos sistemas es su eficiencia teórica porque al final interviene el regulador de mercado y es un sistema controlado [7].

Como principales desventajas están:

- El precio teórico del certificado viene de fijado por la cuantía de la multa si no lo presentas, no por las condiciones de oferta y demanda que haya en el mercado.
- Puede haber demasiada intervención política, como es el caso de Italia.
- No se impulsa la competencia entre generadores, aumentando los costes.

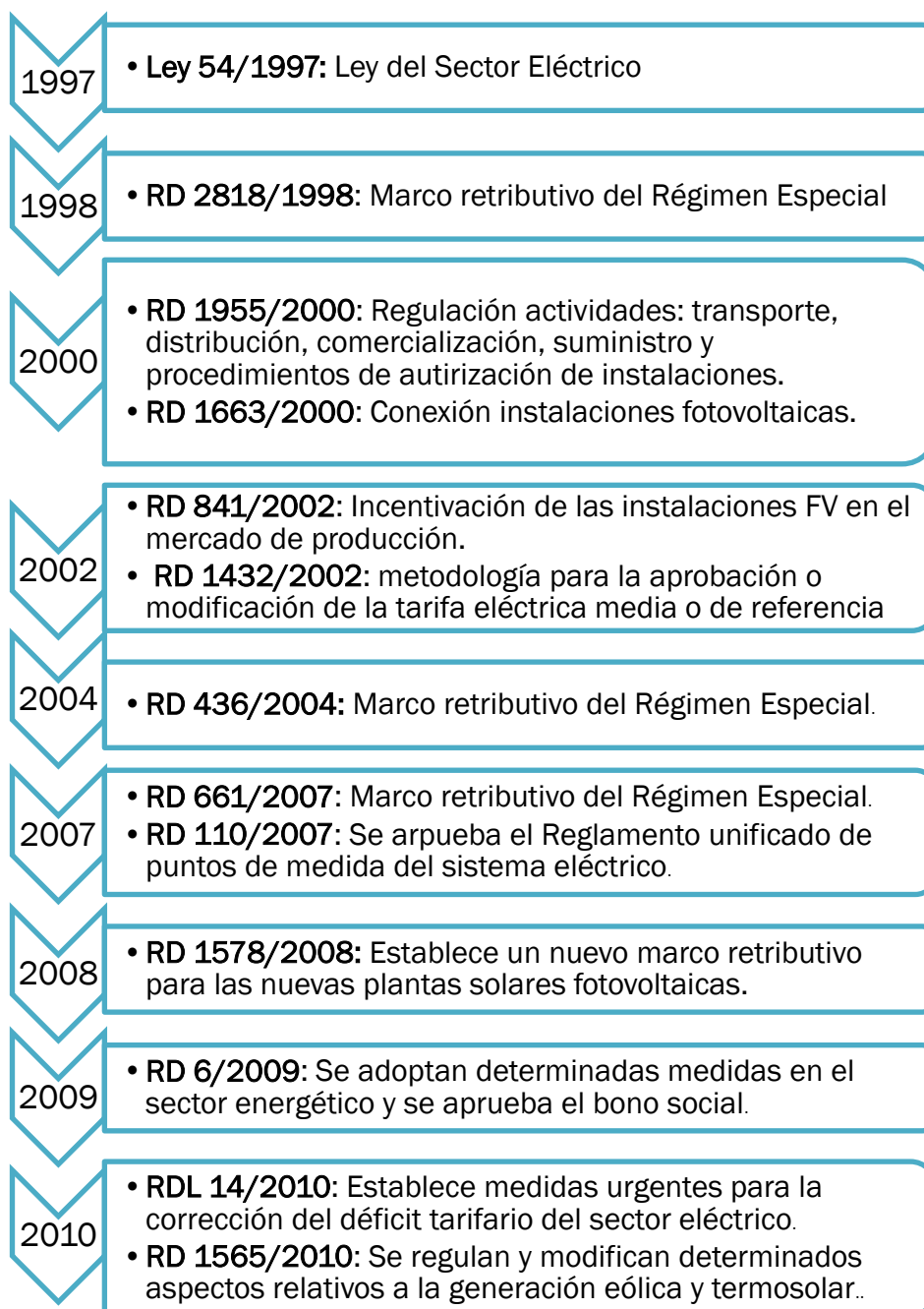
Esta penalización es necesaria para que el sistema logre el objetivo, ya que, si no existiera, el coste por el incumplimiento sería nulo, desincentivando a las empresas a que compren los certificados. Esto a la larga causaría unos precios muy bajos para los contratos, ya que se fijan en función de la cuantía de las multas. [3]



## 2.2 Evolución de la reglamentación en España

La primera Ley en la que se empezó a hablar de energías renovables no apareció hasta el año 1980, en el que se promulgo la Ley 82/1980 de Conservación de la Energía. Actualmente, la normativa a seguir es la del Real Decreto 244/2019, vigente aún en 2021.

A continuación, se muestra una línea temporal con la normativa de energías renovables más importante de cada año.





Se hará hincapié en los reales decretos que considero más relevantes a lo largo de su historia.

### 2.2.1 RD 2818/1998

Antes de entrar a hablar del Real Decreto 2818 del año 98, primero hay que mencionar la Ley 54/1997 del 27 de noviembre, en la que se sentaron las bases para la liberación del sistema eléctrico y permitió a los generadores la conexión y venta de electricidad a la red. Este funcionamiento es lo que se conoce como libre competencia. Entre los objetivos de esta ley se encuentran la reducción del consumo de energía eléctrica basándose en la mejora de la eficiencia energética, para sí proteger el medio ambiente, por otra parte necesarios en función de los compromisos adquiridos por España en aquellos años en la reducción de gases de efecto invernadero.

Sin embargo, para poder hacer cumplir esta Ley es necesario la promulgación del RD 2818 para tratar de adecuar el funcionamiento de dicho régimen a la nueva regulación de la libre competencia. Lo que pretende establecer este real decreto es la creación de un espacio favorable para los generadores intentando evitar situaciones discriminatorias, pero a su vez beneficiando a los sistemas energéticos más eficientes y que contribuyan mejor a los objetivos marcados.

Para evitar las situaciones mencionadas anteriormente, se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que necesiten de su uso para poder acceder a una buena posición en el libre mercado. Todas las instalaciones con potencias menores o iguales a 50MW podrían acogerse a estas ayudas, siempre que cumplieran el requisito de utilizar energías renovables no consumibles, biomasa o biocarburantes.

En cuanto a los incentivos disponibles existían dos opciones:

- **Primas:** las instalaciones tenían el derecho de vender su producción o incluso sus excedentes a los distribuidores al precio fijado de la energía eléctrica. Esto se completaba con una prima en función de la potencia instalada.
- **Precio fijo:** se podía no optar a las primas y lo que ocurría era que los generadores de electricidad recibían en todas las horas un precio total a percibir. Estos valores serían revisados por el Ministerio de Industria, en función del precio de venta de la electricidad. [7]

### 2.2.2 RD 1663/2000

En este Real Decreto se recogen, entre otros aspectos, el procedimiento de inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen

especial, su régimen económico o las condiciones de entrega de la energía eléctrica producida en esas instalaciones.

Se establece que las instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria, energía solar, tendrán normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas específicas respecto de las restantes instalaciones de régimen especial. [10]

### 2.2.3 RD 436/2004

Previamente a este Real Decreto, en los RD 841 y RD 1432, ambos de 2002, se reguló la incentivación de la participación en el mercado de producción de las instalaciones fotovoltaicas [11] y se definió la Tarifa Media o de Referencia junto a su aprobación. [12]

Ahora, en el RD 436 de 2004 se da el cambio hacia una tarifa limitada a un período de tiempo concreto (anteriormente era anual) que pretendía ser suficiente para amortizar la inversión y obtener una rentabilidad razonable. Con estas tarifas se pretendía recompensar a los titulares de las instalaciones que apostaron por el régimen especial de un marco regulatorio duradero, objetivo y transparente.

A los dueños de las instalaciones se les daba la oportunidad de vender la producción o sus excedentes al distribuidor, percibiendo una retribución en forma de un cierto porcentaje de la Tarifa Media o Regulada descrita en el RD 1432/2002 la cual, indirectamente, estaba basada en el precio del mercado de producción.

Lo que se pretendía finalmente es que en el año 2010 alrededor de un tercio de la electricidad producida estuviera cubierta mediante el uso de energías renovables.

Los productores tenían dos opciones a la hora de vender sus excedentes:

- **Ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía:** el precio se expresaba en forma de tarifa regulada.
- **Vender la electricidad libremente en el mercado:** el precio de venta era negociado por el titular, complementado por un incentivo y una prima si se diera el caso. [7]

Con todo, se produjo un efecto llamada en forma de solicitudes de autorización administrativa, competencia asignada a las comunidades autónomas [13]. Este impulso también se dió gracias a la subida de precios del petróleo y el ejemplo de Alemania, que apostó por la energía fotovoltaica. Ahora bien, debido al aumento de la demanda, el precio de la materia prima de los paneles solares

(monosilicio y polisilicio) subió, generando retrasos que impidió que el mercado se desarrollara con normalidad para alcanzar los objetivos marcados para el año 2010.

#### **2.2.4 RD 661/2007**

Para este Real Decreto, debido al comportamiento que experimentaron los precios del mercado, se modificó el sistema retributivo, desligándolo de las llamadas Tarifas Medias o Reguladas.

Aún así, se mantienen las dos opciones para los titulares a la hora de ceder la electricidad a la distribuidora o venderla al mercado, descritas anteriormente. Para este último caso, se introducen unos límites superior e inferior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes. [14]

En cuanto al apartado de los puntos de conexión a red, al solicitante se le requería un resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía equivalente de 500 €/kW instalado. Esto supuso un inconveniente a la hora de solicitar los puntos de acceso. [7]

A pesar de ello, a finales de 2006 se produjo un incremento espectacular en la potencia instalada, sobre todo con el auge de grandes plantas solares fotovoltaicas, ya que su alta rentabilidad favoreció gran cantidad de inversiones en este tipo de instalaciones [15]. Como consecuencia, se alcanzaron los objetivos de potencia fijados, gracias también a la reducción de los precios del silicio, lo que llevó a una disminución del precio de los paneles fotovoltaicos.

#### **2.2.5 RD 1578/2008**

En aquel entonces, el crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica estaba siendo muy superior al esperado, superando con creces los objetivos marcados para 2010, ya que a mediados del año 2008 se llegó a los 1000 MW de potencia solar fotovoltaica instalada.

Esto a su vez supuso numerosas inversiones industriales en cuanto al apartado de fabricación de toda la cadena que interviene en una instalación solar fotovoltaica.

A tal fin, se propone un objetivo anual de potencia que evolucionará al alza de manera coordinada con las mejoras tecnológicas, en lugar de utilizar la potencia total acumulada para fijar los límites del mercado de esta tecnología. Esto debe ir acompañado de un nuevo régimen económico que estimule la evolución tecnológica y la competitividad de las instalaciones fotovoltaicas en España a medio y largo plazo. [16]

En cuanto al apartado de apoyo económico, este debe adaptarse a la rápida evolución de la tecnología para mantener la eficacia del sistema, porque si la retribución es insuficiente, las inversiones serían inviables, pero, por el contrario, si la retribución es excesiva, los costes podrían cambiar de manera significativa, desincentivando la investigación y desarrollo de estas tecnologías, lo que afectaría a las expectativas previstas.

En este nuevo Real Decreto se reconocen las instalaciones integradas en las cubiertas de edificios, tanto viviendas como industriales, ya que tienen como ventaja que no aumentan la ocupación del territorio. Además, se extiende esta ventaja a las instalaciones de carácter agropecuario, para el desarrollo sostenible del medio rural.

Para asegurar la continuidad del sistema de apoyo, se establece un mecanismo de asignación de retribución mediante la inscripción en un registro que garantice la seguridad jurídica a los promotores respecto de la retribución que obtendrá la instalación una vez puesta en marcha. Seguidamente a esto, se establece un nuevo cálculo de la potencia a efectos de la aplicación de la retribución correspondiente. Se pretende regular la implantación de grandes instalaciones en suelo pertenecientes a varios titulares, evitando la parcelación y obteniendo un marco retributivo más favorable. [16]

Las principales consecuencias que se experimentaron fueron:

- Un freno inicial de la industria fotovoltaica en España.
- Reorientación hacia instalaciones en cubierta en vez de suelo.
- Reducción de costes y ajuste de rentabilidad.

### **2.2.6 RD 14/2010**

El Real Decreto 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, estableció límites para acotar el incremento del déficit tarifario, esto es, la diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y los costes de las actividades reguladas del

sector eléctrico que deben cubrir, abordando además un mecanismo de financiación del mismo.

En consecuencia, el objetivo del presente Real Decreto fue abordar con carácter urgente la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. [17]

Por ello, en primer lugar, se anuló la excepción del pago por el uso de las redes de transporte y distribución a los consumos por bombeo y se estableció la obligación de los productores de energía eléctrica del pago de dichos peajes, lo que permitía una evolución razonable de los mismos.

En segundo lugar, se limitó el número de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica con derecho a tarifa regulada en función de la zona solar climática donde se ubique la instalación. Además, se establecía que, hasta el 31 de diciembre de 2013, las horas equivalentes de referencia para las instalaciones fotovoltaicas acogidas al régimen económico del Real Decreto 661/2007, fueran unas determinadas.

Finalmente, se amplió el plazo, de 25 a 28 años, durante el cual las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica tendrán derecho a percibir la tarifa regulada.

### **2.2.7 RD 1699/2011**

Para este Real Decreto, se deroga el del año 2000, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, ampliando el ámbito de aplicación de la nueva regulación y manteniendo la estructura básica de su contenido. Además, para las instalaciones de pequeña potencia se simplificaron los requisitos necesarios para conectarse en los puntos de suministro. Del mismo modo, se excluyen del régimen de autorización administrativa las instalaciones con potencia inferior a 100 kW. [18]

Con estas medidas se pretende el desarrollo de la generación distribuida, que presenta beneficios para el sistema como son la reducción de pérdidas en la red, la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes y, en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

Los dos siguientes Reales Decretos, el 24/2013 del Sector Eléctrico y el 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establecen garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste. Además, se regularon diversos aspectos

relacionados con la ordenación del suministro y la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. [19] [20]

Sin embargo, es a partir del año 2014 cuando se aprueban dos reales decretos de gran trascendencia en el panorama energético español: el RD 900/2015 y el RD 15/2018. Su importancia es vital debida a la necesaria aprobación del vigente Real Decreto de autoconsumo, el 244/2019.

### 2.2.8 RD 900/2015

Haciendo referencia exclusivamente a las instalaciones conectadas a la red interior de un consumidor se tiene la siguiente clasificación:

- a) **Autoconsumo tipo 1:** modalidad sin excedentes. Será necesario disponer de un dispositivo para evitar verter la energía sobrante a la red de transporte y distribución. Solo se hablará de sujeto consumidor.
- b) **Autoconsumo tipo 2:** modalidad con excedentes. Aparte de la energía para el propio autoconsumo, se verterán los excedentes a la red de transporte y distribución. Se hablará de sujeto consumidor y sujeto productor.

Los requisitos a cumplir son:

- Tipo 1:
  - a) La potencia contratada por el consumidor no será superior a 100 kW.
  - b) La suma de todas las potencias de generación instaladas debe ser igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
  - c) El titular del punto de suministro debe ser el mismo que el de todos los equipos de consumo y del de todas las instalaciones de generación conectados a su red.
  - d) Las instalaciones de generación y el punto de suministro deben cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa que les resulte de aplicación.
- Tipo 2:
  - a) La suma de todas las potencias de generación instaladas debe ser igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
  - b) En el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas debe ser la misma persona física y jurídica.



- c) Las instalaciones de generación y el punto de suministro deben cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa que les resulte de aplicación.
- d) Cuando las instalaciones de producción compartan infraestructuras de conexión a la red de transporte o distribución o se conecten en la red interior de un consumidor, deben aceptar las consecuencias de la desconexión de dicho punto, en aplicación de la normativa vigente. Esto puede llevar al productor a la imposibilidad de venta de energía. Además, la empresa distribuidora o transportista no tendrá ninguna obligación legal sobre las instalaciones de conexión a la red que no son de su titularidad.

Podrán instalarse elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo reguladas en este real decreto, cuando dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les aplique y se encuentren instaladas de tal forma que compartan equipo de medida que registre la generación neta o equipo de medida que registre la energía horaria consumida.

Esta normativa tuvo gran oposición por varios aspectos.

En primer lugar, se complicó el procedimiento a la hora de legalizar las instalaciones, en especial las de tipo 1, cosa que con la normativa anterior no ocurría.

En segundo lugar, aunque el consumidor vertiera a la red de distribución y transporte los excedentes, únicamente se vería beneficiado económicamente si su instalación era de más de 100 kW.

Además, se estableció el conocido impuesto al Sol, que obligaba a todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo a contribuir con los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida cuando la instalación de generación esté conectada al sistema eléctrico. Así, estaban obligados a pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo [21].

Así, los consumidores con instalaciones de autoconsumo tenían que pagar, al igual que cualquier otro consumidor de la red eléctrica, los costes del sistema y los términos de potencia contratada y energía consumida de red. Además, por ser autoconsumidores, se les aplicaba un peaje extra por la función de respaldo de la red eléctrica. Este peaje se dividía en dos partes, un cargo fijo y un cargo variable por la energía consumida.

Debido a la polémica que surgió con este nuevo impuesto, se tuvo que aprobar una disposición transitoria que eximía a las instalaciones de autoconsumo menores de 10 kW de pagar el cargo variable. Además, se redujo la complejidad del proceso administrativo a la hora de hacer los trámites.

### **2.2.9 RD 15/2018**

Tras las polémicas que ocurrieron con el reglamento anterior y con la llegada del nuevo gobierno, rápidamente se instauró el Real Decreto 15/2018 de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Con este reglamento se pretendía, primero de todo, la defensa de los consumidores, sobre todo de los más vulnerables además de imponer una serie de medidas tendentes a aumentar la información, protección y racionalización de los mecanismos de contratación, aumentando la protección del conjunto de los consumidores de electricidad. También se introdujeron una serie de medidas para facilitar el acceso por parte de los consumidores a modalidades de contratación con discriminación horaria.

Debido al aumento de los precios en el mercado eléctrico, el autoconsumo es una de las mejores alternativas a la hora de conseguir una energía limpia y barata. Para ello, se introdujeron tres principios fundamentales:

1. Se reconoce el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos.
2. Se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de escala.
3. Se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica, especialmente para las instalaciones de pequeña potencia.

Para eliminar las barreras normativas se introdujeron una serie de actuaciones encaminadas a acelerar la transición a una economía descarbonizada.

Por último, se adoptan una serie de medidas relacionadas con la normativa fiscal, con el objetivo principal de moderar la evolución de los precios en el mercado mayorista de electricidad.

Como medidas respecto al autoconsumo de electricidad se tiene:

- Establecimiento de una nueva definición de las modalidades de autoconsumo:
  - Autoconsumo sin excedentes, solo consumidor.
  - Autoconsumo con excedentes, consumidor y productor.

En cualquiera se permite el uso colectivo

- Se simplifica la tramitación administrativa de las instalaciones de hasta 100 kW incluidas en la modalidad de autoconsumo sin excedentes, solo teniendo que cumplir con el reglamento de BT.
- Se elimina la necesidad de tramitar los permisos de acceso y conexión para las instalaciones de menos de 15 kW incluidas en la modalidad de autoconsumo sin excedentes.
- Las instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo, con potencia inferior a 100 kW, estarán exentas de la obligación de inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.
- Se amplían los dominios físicos de una instalación de autoconsumo, eliminando la obligación de que esté en el mismo edificio. La instalación puede estar próxima al mismo, en las líneas derivadas del mismo centro de transformación [22] [23].

Gracias a la eliminación del “Impuesto al Sol” en España se impulsó el autoconsumo renovable, aunque dejaban algunos aspectos todavía abiertos:

- La definición de un mecanismo de compensación simplificada de los excedentes.
- Reparto de energía para el autoconsumo colectivo.

Para solucionar estos problemas, el 6 de abril de 2019 se introdujo el Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

#### **2.2.10 RD 244/2019**

Pasamos a la normativa vigente en la actualidad, el Real Decreto 244/2019 dando continuidad a lo establecido en el RD 15/2018, reglamentando aquellos aspectos no definidos anteriormente y mejorando otros que fueron objeto de polémica.

Previamente a hacer una nueva clasificación de los tipos de autoconsumo, este se definió como: *“consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas”* [24]

La división que se hizo fue la siguiente:

- a) Autoconsumo sin excedentes: se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto, que será el consumidor.
- b) Las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos, que serán el consumidor y el productor.

b1) Con excedentes acogida a compensación: voluntariamente, consumidor y productor optan por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes.

De esta forma, el consumidor usará la energía que produzca cuando necesite, pudiendo comprar la energía de la red en los momentos que aquella sea insuficiente. A su vez, cuando existan excedentes, podrán ser vertidos a la red de distribución y transporte, obteniendo así descuentos al final del mes en la factura de la luz. Pero para ello se tendrán que cumplir las siguientes condiciones:

- i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- iii. Que el consumidor debe de haber suscrito con una empresa comercializadora un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares.
- iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del RD 244/2019.
- v. La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

b2) Con excedentes no acogida a compensación: Pertenerán a esta modalidad, todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad. De esta forma, al consumidor se le pagarán los excedentes directamente en función del precio fijado por el mercado eléctrico.

En cuanto a los tipos de consumidores, la división es tal que así:

- Autoconsumo individual: Podrá acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo (con o sin vertido). Si el autoconsumo es a través de red, necesariamente tendrá la consideración de “autoconsumo con excedentes” en cualquier modalidad.
- Autoconsumo colectivo: Solo podrá acogerse a las modalidades de autoconsumo con excedentes. Todos los autoconsumidores asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo. Con venta de excedentes, el titular de la instalación tendrá la consideración de consumidor en lo que respecta a sus consumos auxiliares.

El consumidor y el propietario de la instalación podrán ser diferentes. Excepto en la modalidad de autoconsumo sin excedentes que el titular del punto de suministro y de la instalación serán el mismo.

Respecto a la instalación de producción, la norma incluye el concepto: “instalación de producción próxima a las de consumo y asociadas a las mismas” que abarca, tanto a los consumidores individuales como a los colectivos y que define los tipos de instalaciones que se pueden poner en marcha:

- a) Instalaciones conectadas a la red interior o unidas por líneas directas.
- b) Instalaciones conectadas a la red de baja tensión derivada de un mismo transformador.
- c) Instalaciones en las que el consumo y la generación estén en baja tensión y a una distancia inferior a 500 metros.
- d) Instalaciones en las que, tanto el consumo como la generación, estén ubicados en la misma referencia catastral.

Tendremos que tener en cuenta que la potencia instalada será la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias máximas de los inversores.

A continuación, se detallarán de manera simplificada el resto de los puntos más importantes que desarrolla este Real Decreto:

- Se simplifica la tramitación de las instalaciones, sobre todo para las de menos de 100 kW de potencia.
- Por norma general, se deberá instalar como mínimo un equipo de medida bidireccional en el punto frontera. Para casos excepcionales (autoconsumo colectivo, tecnologías no renovables, cogeneración o residuos, autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación si

no se dispone de un único contrato de suministro, etc) se deberá disponer de un equipo de medida que registre la generación neta.

- El contrato de acceso será realizado por la distribuidora en el caso de instalaciones de menos de 100 kW de potencia conectadas a la red de baja tensión. La misma distribuidora informará a la comercializadora para la gestión de los trámites pertinentes.
- En el Régimen Económico con Venta de Energía, la energía horaria excedentaria se valora a precio horario del pool, con su correspondiente peaje a la generación (0,5 €/MWh) y el impuesto del 7%.
- Para el Régimen Económico con Compensación Simplificada, se tendrá un saldo en términos económicos de energía consumida en el período de facturación que depende de: si tenemos un contrato de suministro con una comercializadora libre o contrato de suministro con una comercializadora de referencia.
- Diversas modificaciones técnicas.

### **2.2.11 RD 1183/2020**

Teniendo en cuenta que la instalación de bombeo solar diseñada en este proyecto se conectará a la red de distribución y transporte de la energía eléctrica, es importante hablar del Real Decreto 1183 del 29 de Diciembre de 2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Derogando los Reales Decretos 1955/2000 y 1699/2011, esta ley tenía por objetivo establecer los criterios y el procedimiento de aplicación a la solicitud, la tramitación y el otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión a las redes de transporte y de distribución de energía eléctrica a los productores, transportistas, distribuidores, consumidores y titulares, quedando eximidos los titulares de instalaciones en suelo urbano aisladas o con excedentes con instalaciones de menos de 15 kW. [25]

Entre las principales novedades, tenemos:

- Tramitación conjunta de los permisos de acceso y conexión, junto con la tramitación electrónica de los procedimientos en las plataformas web de los gestores de la red.
- Solicitudes de acceso y conexión de instalaciones de almacenamiento e instalaciones híbridas.
- Diversos cambios en las condiciones para el inicio del procedimiento de obtención de los permisos de accesos y conexión.

- Causas de inadmisión de las solicitudes de los permisos de acceso y conexión.
- Procedimientos ordinarios y procedimientos abreviados para las instalaciones de menos de 15 kW, con plazos reducidos para este último.
- Hibridación de las instalaciones con permisos concedidos y en vigor mediante la incorporación de módulos de generación de electricidad, pudiendo evacuar la energía producida utilizando el mismo punto de conexión.
- Demás cambios referidos a los trámites administrativos.

### 2.2.12 RD 477/2021

Como ya se ha mencionado en el apartado 2.1 *Sistemas de apoyo a las energías renovables*, actualmente el Real Decreto que regula las subvenciones al autoconsumo es el 477/2021, 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. [8]

En este Plan se contempla promover el despliegue de energías renovables, tanto térmicas como eléctricas en todos los sectores de producción y consumo, además de fomentar su almacenamiento, por lo que se aprueban seis programas de incentivos para estos sectores, los cuales son:

- **Programa de incentivos 1:** Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector servicios, con o sin almacenamiento.
- **Programa de incentivos 2:** Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en otros sectores productivos de la economía, con o sin almacenamiento.
- **Programa de incentivos 3:** Incorporación de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, ya existentes en el sector servicios y otros sectores productivos.
- **Programa de incentivos 4:** Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector, con o sin almacenamiento.
- **Programa de incentivos 5:** Incorporación de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, ya

existentes en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector.

- **Programa de incentivos 6:** Realización de instalaciones de energías renovables térmicas en el sector residencial.

Serán las propias Comunidades Autónomas que, guiadas a través del IDAE, las que se encargarán del seguimiento de las ayudas, ya que éstas son las beneficiarias directas de las mismas.

Como destinatarios últimos de las ayudas podrán ser:

- Personas jurídicas y agrupaciones de empresas o de personas físicas que realicen una actividad económica por la que ofrezcan bienes o servicios en el mercado.
- Las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía.
- Las empresas de servicios energéticos u otras empresas que realicen las actuaciones en establecimientos de los sectores incluidos en cada programa.
- Personas físicas que no realicen ninguna actividad económica por la que ofrezcan bienes y/o servicios en el mercado.

En cuanto al importe de la ayuda que se otorgará depende de la suma de la Ayuda Base y la Ayuda Adicional.

En el caso de los programas 1, 2 y 3, las ayudas se calcularán como un porcentaje según el tamaño de la empresa sobre el total de costes subvencionables. Para los programas de incentivos 4, 5 y 6, las ayudas se otorgarán como importes fijos unitarios o «módulos» que cubrirán parcialmente los costes subvencionables.



### 2.3 Sistemas de bombeo fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos para bombeo solar consisten en instalaciones que, utilizando la energía eléctrica generada por los paneles solares, obtienen agua de un pozo, un río, un cauce, etc. Para ello, gracias a la electricidad, se mueve el motor de una bomba sumergida en el pozo, o cauce cercano. A través de la tubería de impulsión se transportará el agua, la cual se llevará hasta una balsa donde se almacene o bien directamente se utilizará para regar los cultivos de las parcelas correspondientes. Cabe decir que habitualmente estos sistemas se usan en el sector de la agricultura, sustituyendo los antiguos grupos electrógenos Diesel por estas instalaciones, consiguiendo reducir las emisiones y a largo plazo un importante ahorro en la factura de la luz para el consumidor. [25]

Como principales ventajas e inconvenientes tenemos:

- ✓ Utilización de una energía limpia para el medio ambiente.
- ✓ Costes más bajos a largo plazo respecto a los sistemas de bombeo tradicionales que utiliza combustibles fósiles.
- ✓ No suele ser necesario el uso de baterías, ahorrando costes y trámites administrativos.
- ✓ Posibilidad de compensación de los excedentes o de venta a red si se adaptan para ser utilizadas también a modo de autoconsumo.
- ✓ Suelen ser muy fiables y con un mantenimiento mínimo.
- ✓ Posibilidad de ser automatizados.
- ✓ Tecnología modular, en la que la necesidad de inversión puede ajustarse de forma escalonada en el tiempo a las necesidades de potencia instalada.
  
- ✗ A corto plazo requieren una gran inversión.
- ✗ Son sistemas muy dependientes de la climatología. Cuando más eficiente es el sistema es durante los meses de verano.
- ✗ Los componentes utilizados, al ser una tecnología relativamente nueva, están en continuo desarrollo, lo que hace que queden desfasados en unos años.
- ✗ Desconfianza e incertidumbre hacia la energía solar. Los cambios legislativos han afectado negativamente a la percepción de la gente sobre la energía fotovoltaica.

Se puede comprobar que las ventajas superan a los inconvenientes, siendo una tecnología altamente recomendable.

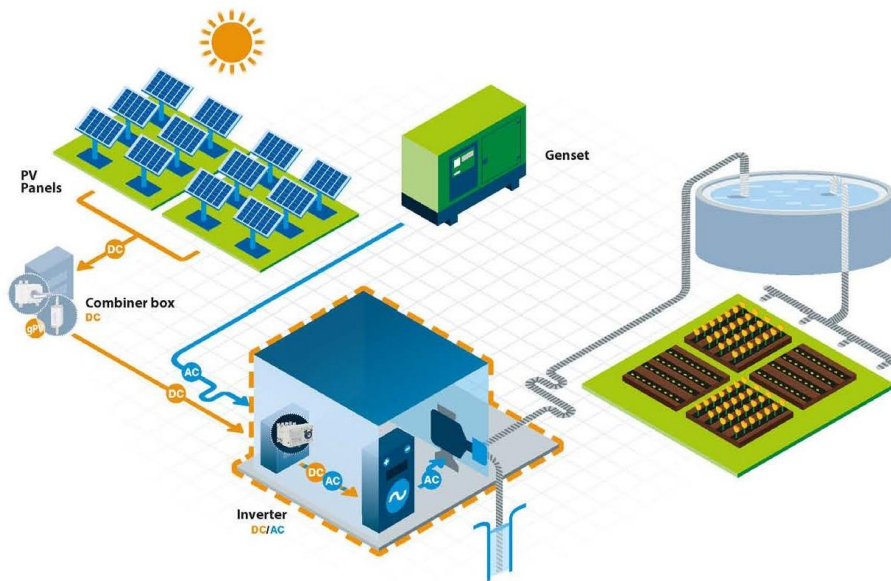


Figura 5 Esquema de una instalación para bombeo solar [W4]

### 2.3.1 Tipos de bombeo solar

Las instalaciones de bombeo solar se pueden clasificar según el suministro de agua o dependiendo de si el suministro energético es exclusivamente solar o híbrido.

#### 2.3.1.1 Clasificación por el suministro de agua

Puede ser desde pozo a balsa o directamente desde pozo a riego de cultivos.

- **Bombeo desde pozo a balsa**

El agua obtenida del pozo de la parcela o del cauce cercano, se transporta hasta una balsa situada a una cierta altura. Si fuera necesario se instalaría, además de la bomba de sondeo del pozo, las bombas de impulsión que hicieran falta para conseguir superar la altura de la balsa.

Gracias a la gravedad se podrá distribuir el agua por todos los cultivos que así lo requieran.

Como toda el agua va a la balsa, no es inconveniente que el caudal suministrado y la presión sean variables.



Figura 6 Esquema de bombeo solar directo a balsa

- **Bombeo para riego por goteo**

En este caso, el agua obtenida irá directamente a los cultivos (riego por goteo a presión constante). Será necesario un mayor control (puede ser automatizado) de la presión, ya que el cultivo necesita que esta se mantenga dentro del intervalo de funcionamiento óptimo para que llegue agua a todos los puntos de la instalación.

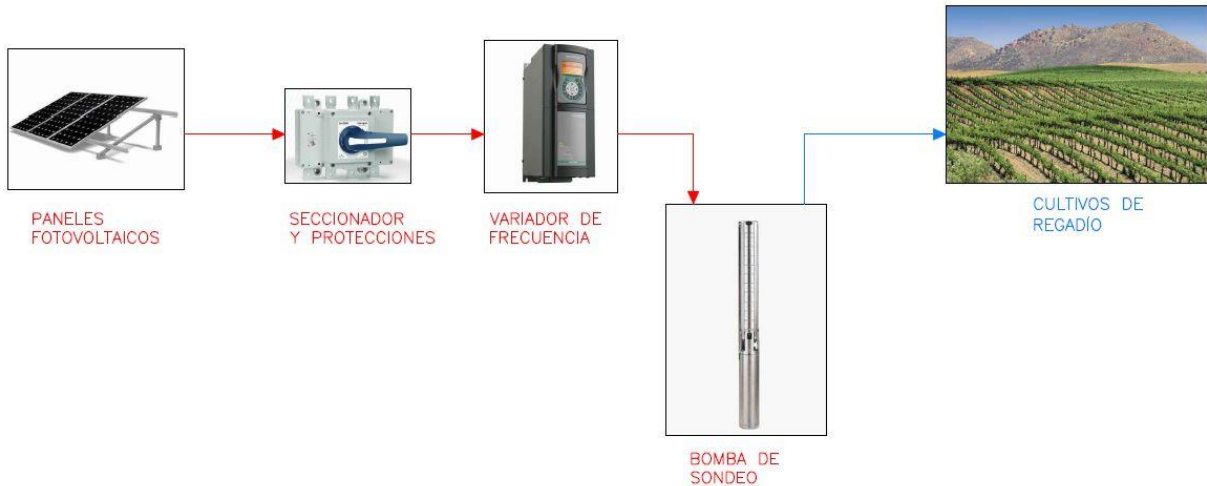


Figura 7 Esquema de bombeo solar a presión constante

### 2.3.1.2 Clasificación por el suministro de energía

Si clasificamos las instalaciones según como se suministre la energía, tenemos:

- **Instalación aislada**

En los sistemas de tipo aislado, la central solar no cuenta con conexión eléctrica a la red de distribución, por lo que se trata de una instalación autosuficiente.

Se trata de un sistema más enfocado al bombeo directo a balsa, ya que no tiene demasiada importancia que el caudal y la presión no sean constantes. Son muy dependientes de la climatología y la hora del día que sea en ese momento, debido a que es durante las horas centrales cuando el sistema funciona a máxima potencia. Si tenemos en cuenta el mes del año, es el intervalo Mayo-Septiembre cuando la instalación es más aprovechable.

Durante estos meses es cuando se empiezan a regar los cultivos de regadío, por lo que es un sistema perfecto para cumplir esta función, además, el consumidor no está sujeto a contratos con la compañía distribuidora de electricidad. La principal desventaja es que la instalación, si no posee acumuladores, durante las horas nocturnas no funcionará.



Figura 8 Instalación de bombeo aislado [W4]

- **Instalación asistida**

Este sistema es el más utilizado por los agricultores. La principal ventaja respecto a un bombeo solar aislado, es la conexión de la instalación a la red eléctrica o la utilización de grupos electrógenos (normalmente Diesel).

Cuando se producen caídas de potencia debidas al paso de nubes, la energía generada por los paneles solares es menor de la necesaria para el correcto funcionamiento de la bomba. Es en este momento cuando la red distribución interviene, aportando la energía eléctrica necesaria para combinarse con la generada por los paneles y así evitar cambios bruscos en el funcionamiento de la bomba. Actualmente se está sustituyendo el grupo electrógeno Diesel por este tipo de conexión, reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Además, se podrían aprovechar las horas valle de la tarifa eléctrica para seguir obteniendo agua del pozo durante la noche, completando con la energía solar fotovoltaica durante el día.

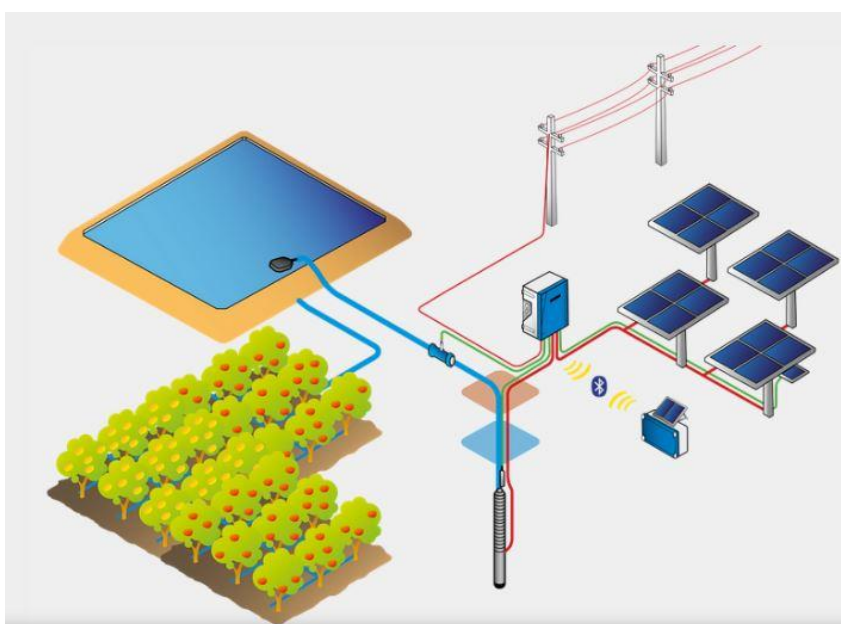


Figura 9 Instalación de bombeo asistido [W4]

## 2.4 Elementos de una instalación de bombeo solar

Los componentes básicos y opcionales de una instalación fotovoltaica son los siguientes:

### 2.4.1 Paneles Fotovoltaicos

Se trata de la parte más importante de la instalación, ya que es la encargada de generar la electricidad para que funcione el sistema. Los paneles fotovoltaicos están formados por células que, a partir del efecto fotoeléctrico, producen la energía. Las células son de Silicio y pueden ser de tipo Monocristalino o Policristalino.

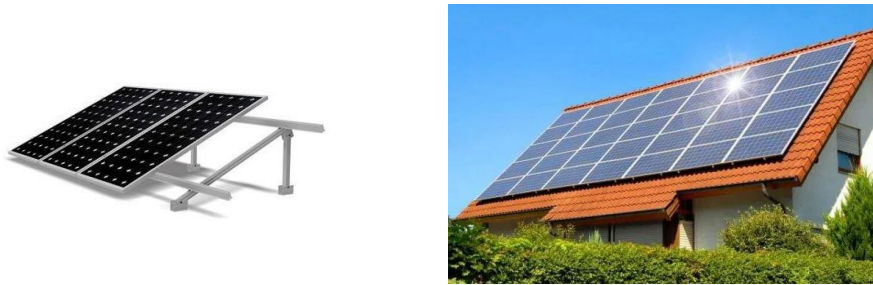


Figura 10 Paneles fotovoltaicos sobre estructura o sobre cubierta [W5]

### 2.4.2 Sistemas de protección

Son los elementos encargados de proteger tanto a las personas como a la instalación de sobretensiones inesperadas o de cortocircuitos. Suelen estar formados por:

- Seccionador: corta de forma mecánica un circuito eléctrico de su alimentación.
- Magnetotérmico: interrumpe la corriente eléctrica gracias al efecto Ampere y al efecto Joule.
- Diferencial: dispositivo que desconecta el circuito si detecta una derivación a tierra.
- Diodos: si la instalación es asistida, se encargan de impedir el paso de la corriente de la red hacia los paneles.



Seccionador



Magnetotérmico



Diferencial



Diodo

Figura 11 Diversos elementos de protección para la instalación [W6]

### 2.4.3 Variador de frecuencia

Se trata de aparatos encargados de regular la velocidad de giro de las máquinas eléctricas de corriente alterna. En lo referido a las bombas, son los responsables de, primero, convertir la corriente continua en la corriente alterna necesaria para mover el motor y, segundo, hacer que la bomba trabaje en su punto de funcionamiento óptimo, utilizando tecnología MPPT para elegir el punto óptimo de las curvas I-V de los paneles. La tensión a la que opere el variador de frecuencia tiene que ser mayor que la nominal del motor.



*Figura 12 Variador de frecuencia Gefran [W7]*

### 2.4.4 Bomba de sondeo

Es el elemento encargado de obtener agua del pozo o cauce cercano a la parcela. El motor, movido por corriente alterna, hace girar una serie de impulsores centrífugos movidos por el mismo eje, que consiguen que el agua ascienda hasta la superficie. No tienen problemas de cavitación y pueden usarse en pozos de mucha profundidad obteniendo grandes caudales.



*Figura 13 Bomba de sondeo Grundfos [W8]*

### 2.4.5 Bomba de impulsión

Este tipo de bombas centrífugas suelen usarse solo en los casos en los que haya demasiadas pérdidas por longitud de las tuberías de impulsión a balsa. Funcionan con corriente alterna.



Figura 14 Bomba de impulsión Grundfos [W9]

### 2.4.6 Inversor

Es el aparato encargado de transformar la electricidad en corriente continua generada por los paneles en corriente alterna para poder ser exportada a la red y para alimentar los variadores de las bombas.



Figura 15 Inversor de corriente Fimer [W10]

## 2.5 Funcionamiento de una instalación de bombeo solar

Los paneles solares, a través de sus células fotovoltaicas, transforman la radiación del sol en electricidad en forma de corriente continua. La tensión que generen los paneles solares será muy dependiente de la climatología y de la hora del día.

Cada serie de paneles se conectará directamente a los inversores de red instalados cerca de los módulos fotovoltaicos. La electricidad en corriente alterna será transportada por el cableado y, pasando por una serie de elementos de protección y medida de la corriente, llegará hasta los variadores de frecuencia. Estos aparatos se encargarán de regular la velocidad del motor



de las bombas y de seleccionar el punto de funcionamiento óptimo en función de la radiación incidente que exista en ese momento.

De esta forma, conseguimos aumentar el rendimiento de la instalación de bombeo solar. [25]

El variador de frecuencia suele estar montado en armarios de control, donde se reúnen ciertos elementos de protección junto con otros aparatos de control y medida, entre los que se encuentran:

- Autómatas programables (PLC): controla procesos industriales secuenciales. Optimiza la presión de riego según las necesidades del cultivo.
- Reloj programable: abre y cierra el circuito eléctrico de la red pública en función de las tarifas contratadas.
- Contactores y diferenciales: encargados de la protección de la instalación fotovoltaica en su conjunto y de los elementos que componen el armario de control
- Fuentes de alimentación: suministran energía en la debida magnitud a los componentes del armario
- Más elementos de protección tales como fusibles, bornas, etc.

Otro elemento de medida es la sonda de nivel de la balsa. Si detecta un nivel excesivo mandará una señal que hará que la bomba deje de funcionar. Si el nivel del agua se encuentra por debajo del límite inferior, hará que la bomba arranque.

Los excedentes de energía que generen los paneles, sobre todo en las horas centrales del día, se pueden transportar hasta la red de media tensión más cercana a la parcela (vertido de excedentes).

Así, el consumidor recibirá una pequeña ayuda económica, ya sea en forma de descuentos a final de mes en la factura de la luz (compensación de excedentes) o mediante el pago por kWh producido (venta de excedentes).

En general, este es el funcionamiento de una instalación de bombeo solar. En el siguiente apartado se verá, mediante una serie de gráficos, la variación de la potencia de la instalación en función de las horas del día.

### **2.5.1 Funcionamiento de una instalación aislada**

En esta instalación, la bomba solo funcionará cuando la potencia generada por los paneles sea la suficiente para que arranque. Es un sistema muy dependiente de la hora del día en la que nos encontremos y del paso de nubes.

Se puede comprobar en la figura 14 que, en torno a las 10:00 AM, los paneles aportarán la potencia suficiente para que la bomba arranque. El problema radica en que, si fuera necesario regar los cultivos u obtener agua del pozo por las noches, sería imposible, ya que el sistema no tiene energía durante ese período del día. Sería necesario la contratación de las tarifas horarias nocturnas.

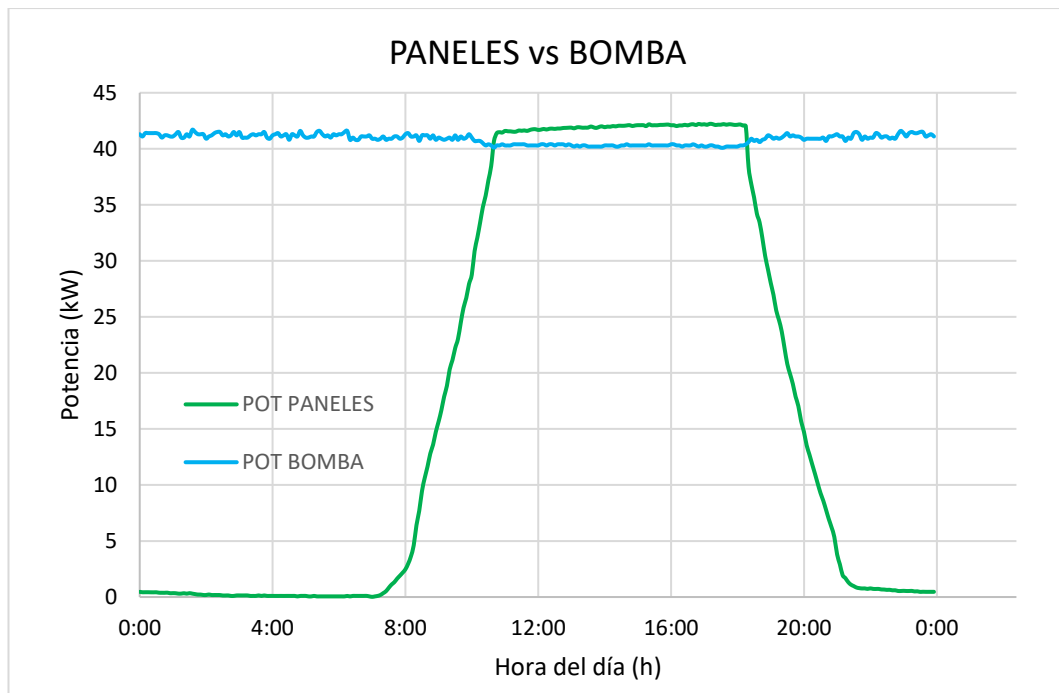


Figura 16 Ejemplo de sistema aislado durante un día de verano

Se trata de un sistema muy sencillo de instalar, con menos componentes que un sistema asistido. Es la forma más fácil de bombeo solar. Sin embargo, es muy dependiente del paso de nubes, que provocarán caídas de potencia y que la frecuencia de la bomba baje, obteniendo menos caudal. El caso extremo es que la bomba se pare completamente. Como consecuencia de esto, el sistema sufre paradas bruscas con cambios de presión que provoquen roturas.

La única solución es la instalación de un grupo electrógeno Diesel o la contratación de una tarifa nocturna. Esto último no supondría un problema ya que son tarifas con precios asequibles al ser horas valle.

### 2.5.2 Funcionamiento de una instalación asistida

Se trata de una instalación conectada a red eléctrica o a un grupo electrógeno. Su mayor ventaja es que el sistema trabajará siempre en el punto nominal de la bomba, sin disminuciones de potencia o paradas inesperadas debido al paso de nubes.

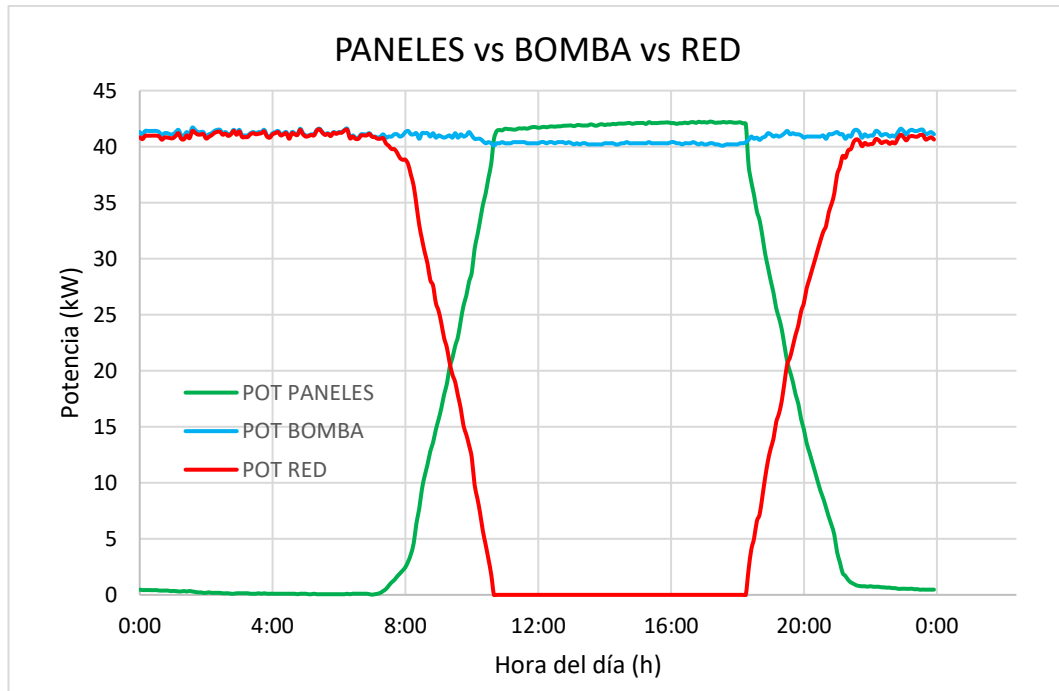


Figura 17 Ejemplo de sistema asistido durante un día de verano

En la figura 17 se observan distintos tramos:

1. Durante toda la noche y hasta las 8:00 AM se utilizará la red eléctrica para abastecer a la bomba.
2. A partir de las 8:00 AM se observa como la potencia generada por los paneles empieza a aumentar y a su vez, la potencia consumida de la red de distribución es menor. En torno a las 10:00 AM la potencia de los paneles y de la red será la misma.
3. En torno a las 11:00 AM, los paneles solares ya aportan toda la potencia suficiente como para no depender de la red eléctrica. Gracias a la tecnología MPPT que tienen los variadores, se trabajará con el punto óptimo de la curva I-V para maximizar la potencia que aportan los paneles fotovoltaicos. En la práctica, en el período llano existente desde las 11:00 AM hasta las 18:00 PM, sin este algoritmo, existirían excedentes de energía eléctrica provenientes de los módulos solares. La curva, por lo tanto, tendría forma de campana (no representada en la figura).
4. A partir de las 18:00 PM se empieza a conectar la red eléctrica y la potencia producida por las bombas, progresivamente, va disminuyendo a consecuencia de la puesta del sol. En torno a las 21:00 PM el total de la potencia es obtenida de la red.

La ventaja de este tipo de instalaciones es, básicamente, su total eficiencia gracias a que siempre tendremos energía disponible para abastecer los motores de las bombas. Por el contrario, el titular está sujeto a contratos con la compañía distribuidora, con las correspondientes facturas al final de mes.

### 2.5.3 Funcionamiento de una instalación fotovoltaica autoconsumo de venta a red

La instalación de bombeo solar proyectada para este trabajo tendrá dos objetivos:

- El objetivo principal será el bombeo de agua desde los pozos subterráneos o embalses hasta una balsa, para luego poder regar las parcelas de cultivo de viñedos aledañas.
- La venta de los excedentes de electricidad, para que así la Comunidad de Regantes pueda recibir una ayuda económica.

Este último objetivo se consigue si se conecta la instalación fotovoltaica a la red de media tensión. Pero para poder verter a red la energía, es necesario que esta se convierta a corriente alterna. Por lo que será tendrá que utilizar inversores de red para conseguir este objetivo.

El funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con venta a red es el siguiente:

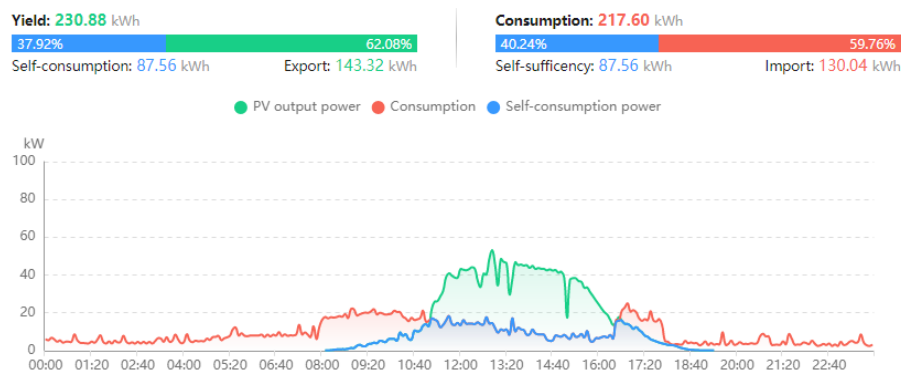


Figura 18 Funcionamiento durante el invierno

Durante el invierno, la radiación solar comienza en torno a las 8:00 AM. Hasta entonces, la energía consumida viene de la red de distribución de electricidad. En el caso de la figura 18, no es hasta las 11:00 AM cuando se comienza a autoconsumir la energía producida por los paneles solares (gráfica azul), dejando de obtener la energía de la red (gráfica roja). A partir de esa hora, y

debido a que el consumo requerido no es demasiado alto, se comienza a exportar la electricidad sobrante a la red (gráfica verde). Sobre las 17:00 PM se deja de verter energía y se vuelve a importar la electricidad de la red, combinada con la que puedan producir los paneles. En torno a las 19:00 PM, la energía consumida es importada en su totalidad, hasta el día siguiente cuando comience otra vez a incidir radiación sobre los módulos fotovoltaicos.

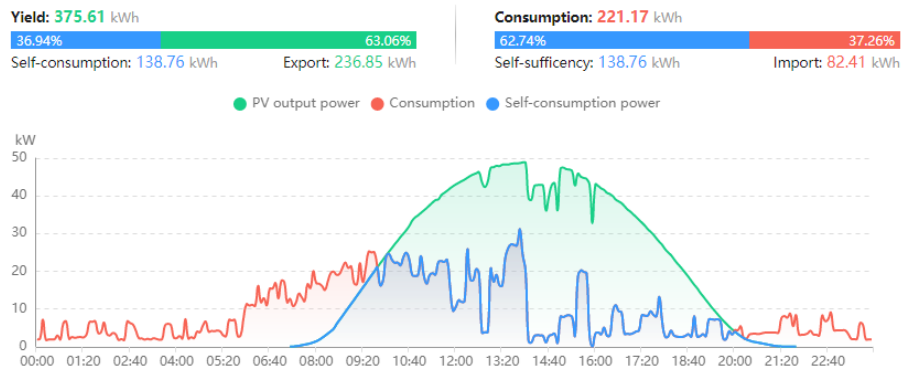


Figura 19 Funcionamiento en verano

Durante el verano, la radiación comienza más pronto que en invierno, pudiendo empezar a autoconsumir la energía mucho antes. Además, hay mayor cantidad de excedentes que puedan ser vertidos a la red, como se puede ver claramente en la figura 19. Por último, se puede aprovechar más la radiación solar debido a que la puesta del sol se retrasa respecto a los meses de invierno.



# **Capítulo 3: Diseño y dimensionamiento de la instalación**





### 3. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

En este capítulo procederemos a definir el método de cálculo y diseño de una instalación de bombeo solar, partiendo de una serie de datos que reflejan la situación actual terminaremos dimensionando todos los elementos necesarios de una instalación de este tipo.

A partir de las necesidades hídricas requeridas por los cultivos, se irá obteniendo, mediante los procedimientos habituales de cálculo de este tipo de instalaciones, los equipos y aparatos necesarios para el correcto funcionamiento.

Respecto a la Comunidad de Regantes de Valpierre, partimos de una serie de datos que reflejan la situación actual de esta Comunidad de Regantes:

Nombre de la CCRR	Valpierre
Confederación hidrográfica	Ebro
Consumos hídricos (m <sup>3</sup> /año)	500.000
Superficie concedida para regar	650 Ha
Número de integrantes	220

*Tabla 2 Datos de la Comunidad de Regantes*

#### 3.1 Elección del emplazamiento

##### 3.1.1 Ubicación de las parcelas

La zona regable de la Comunidad de Regantes está dentro del término municipal de Hormilla y además la Comunidad de Regantes es propietaria de unas fincas que se muestran en la Figura 23 situadas junto a la balsa y que no están siendo utilizadas en el momento actual.

Empezando por la elección del emplazamiento de la instalación fotovoltaica, tenemos varias opciones disponibles. La mayoría tienen suficiente espacio para albergar los paneles solares, pero tienen el problema de la inclinación del terreno. Esto supone mucho inconveniente respecto al montaje de las estructuras, siendo algo muy costoso y poco habitual el diseño de campos solares con mucha pendiente del terreno.



Figura 20 Parcelas disponibles [W11]

Finalmente se ha elegido, de entre todas las opciones disponibles, la parcela más llana posible, la cual tiene la siguiente localización:

<b>Municipio:</b>	Hormilla
<b>Provincia:</b>	La Rioja
<b>CC.AA:</b>	La Rioja
<b>Referencia Catastral</b>	26075A508006610000EW
<b>Polígono:</b>	508
<b>Parcela:</b>	661
<b>Altura (m):</b>	556
<b>Superficie (ha):</b>	2,6945
<b>Tipo de Zona:</b>	Rústica
<b>Latitud:</b>	42° 27' 4.91" N
<b>Longitud:</b>	2° 46' 43.51" O

Tabla 3 Datos de la localización de la parcela FV

### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN



Figura 21 Parcela de la instalación fotovoltaica [W11]

La caseta de bombeo se encuentra situada en la parcela que se muestra en la Figura 22 y cuyos datos son:

<b>Municipio:</b>	Hormilla
<b>Provincia:</b>	La Rioja
<b>CC.AA:</b>	La Rioja
<b>Referencia Catastral</b>	26075A509051000000EE
<b>Polígono:</b>	509
<b>Parcela:</b>	5100
<b>Altura (m):</b>	574
<b>Superficie (ha):</b>	0,1247
<b>Tipo de Zona:</b>	Rústica
<b>Latitud:</b>	42° 27' 13.27" N
<b>Longitud:</b>	2° 46' 42.08" O

Tabla 4 Datos de la localización de la parcela de la caseta



Figura 22 Ubicación de la caseta de bombeo [W12]

### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La balsa donde se verterá el agua se encuentra a 1 km de distancia de la caseta de bombeo. La balsa tiene la siguiente localización:

<b>Municipio:</b>	Hormilla
<b>Provincia:</b>	La Rioja
<b>CC.AA:</b>	La Rioja
<b>Referencia Catastral</b>	26075A509052780000EF
<b>Polígono:</b>	509
<b>Parcela:</b>	5278
<b>Altura (m):</b>	574
<b>Superficie (ha):</b>	1,0351
<b>Tipo de Zona:</b>	Rústica
<b>Latitud:</b>	42° 27' 41,28" N
<b>Longitud:</b>	2° 46' 24,79" O

*Tabla 5 Datos de la localización de la parcela de la balsa*



*Figura 23 Ubicación balsa y parcela de la instalación [W13]*

La balsa de riego tiene las siguientes características:

Profundidad del vaso (m)	7
Talud exterior (H, V)	1,5:1
Talud interior (H, V)	4:1
Perímetro de la balsa (m)	500
Perímetro máximo del agua (m)	444
Área de la balsa (m <sup>2</sup> )	15.602,36
Área máxima del agua (m <sup>2</sup> )	12.530,65
Volumen de agua máximo (m <sup>3</sup> )	87.714,55
Ancho pasillo coronación (m)	4
Longitud entre los dos puntos más cercanos entre taludes (m)	64

Tabla 6 Datos técnicos de la balsa de riego

### 3.1.2 Necesidades hídricas

- Tipos de cultivo: Viñedos
- Superficie: 650 Ha
- Caudal anual concesional: 500.000 m<sup>3</sup>/año (destacar que durante los meses de Enero, Febrero, Noviembre y Diciembre no se impulsará agua a la balsa, dejando ésta llena durante ese tiempo).

### 3.2 Elección de la potencia nominal

#### 3.2.1 Cálculo de las Horas Solares Pico (HSP)

Se trata de un parámetro ampliamente utilizado para el dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas. Básicamente, es la cantidad de tiempo teórico equivalente a las horas que el sol estaría produciendo la máxima irradiación sobre una superficie dada.

1 Hora solar pico equivale a 1000 W/m<sup>2</sup> cada hora, o lo que es lo mismo, 3,6 MJ/ m<sup>2</sup>. A modo de ejemplo, si un cierto lugar tiene 7 HSP, significa que tenemos 7 horas durante el día en los que el sol transmite 1000 W/m<sup>2</sup>. Por lo que esa superficie, al final del día, habrá recibido 7kWh/m<sup>2</sup>. Aunque en verano tengamos 15 horas de luz, tan solo 7 de ellas el lugar recibirá 1000 W/m<sup>2</sup>. [7]

Este parámetro está directamente relacionado con la potencia máxima que puedan dar los paneles fotovoltaicos. Si tenemos un panel con una potencia

pico en Watios de 450 Wp, significa que para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> tendremos esa potencia de 450W como máximo que puede dar el panel. Si tenemos en total 7 HSP durante el día, que es lo mismo que 7 kWh/m<sup>2</sup> y lo multiplicamos por 450W, tendremos que ese panel en total nos generará durante ese día  $7 \cdot 0,45 = 3,15$  kWh.

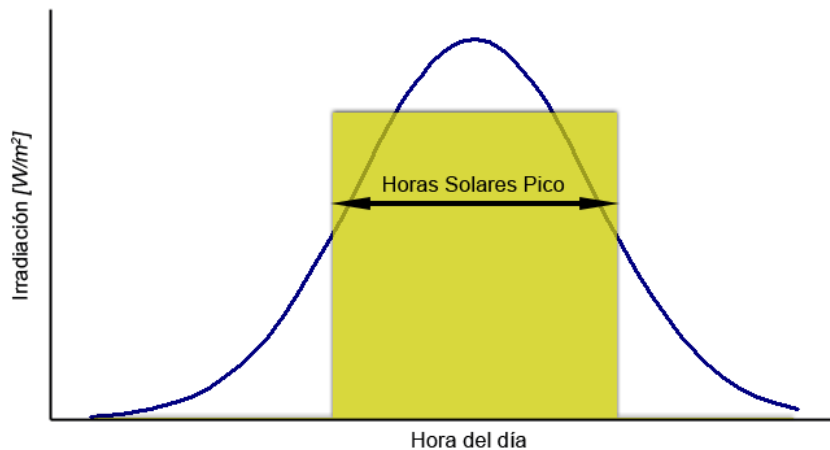


Figura 24 Interpretación de las Hora Solares Pico [W14]

Se observa que, en las horas centrales del día, los paneles fotovoltaicos aportan su potencia pico.

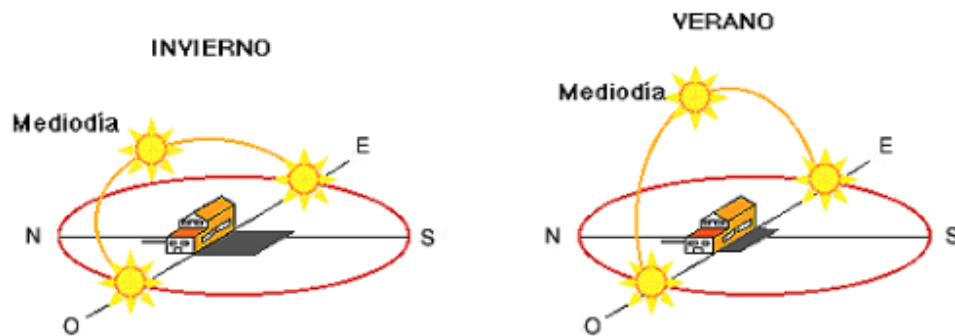


Figura 25 Trayectoria del sol durante el verano y el invierno [W15]

En la figura 25 se puede ver que los rayos del sol inciden de manera más perpendicular a la superficie durante los meses de verano respecto a los de invierno. Es por ello que la inclinación de los paneles es un parámetro muy importante a la hora de dimensionar la instalación fotovoltaica.

Los ángulos a tener en cuenta para tener las mayores Horas Solares Pico son:

- Ángulo de azimut  $\alpha$ : la eficiencia de los paneles solares es mayor cuando los rayos inciden de la manera más perpendicular posible. De esta forma, la mejor orientación es en el hemisferio norte, con las placas instaladas hacia el sur, con un ángulo de azimut de  $0^\circ$ .

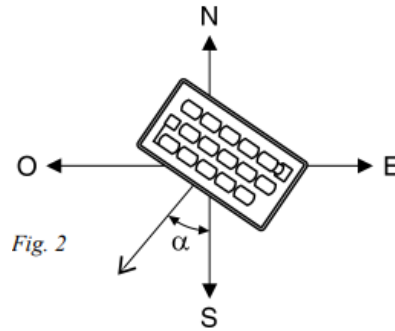


Figura 26 Ángulo de azimut  $\alpha$  [W16]

- Ángulo de inclinación  $\beta$ : definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.

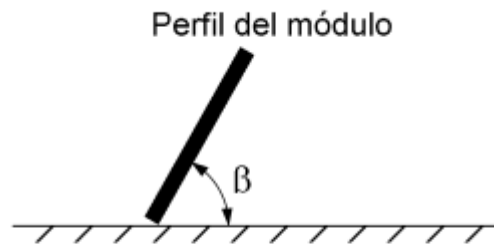


Fig. 1

Figura 27 Ángulo de inclinación  $\beta$  [W17]

Nótese que la cara izquierda del panel de la Figura 27 es la que da al sur. Los ángulos de inclinación óptimos variarán en función de la latitud y de la estación del año que sea. Tenemos que:

- Verano  $\rightarrow \beta = \text{latitud} - 10^\circ = 42,452 - 10^\circ = 32,452^\circ \approx 33^\circ$
- Invierno  $\rightarrow \beta = \text{latitud} + 10^\circ = 42,452 + 10^\circ = 52,452^\circ \approx 53^\circ$

### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Sin embargo, para una instalación de bombeo solar, teniendo en cuenta que es durante los meses de primavera y verano cuando más partido se la va a sacar al sistema, la inclinación óptima será de entre 12° y 15° para una instalación fija sin seguimiento solar, dado que los seguidores requieren un mantenimiento especial, y por lo tanto más caro, debido a todos sus componentes mecánicos.

Se ha supuesto un caso de estudio para una instalación fotovoltaica de 100 kWp. Mediante la web del PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) y, para la ubicación de nuestra parcela, tenemos los siguientes datos:

Mes	kWh/mes (33°)	kWh/mes (53°)	kWh/mes (15°)
Enero	6787,71	7559,74	5503,11
Febrero	7958,71	8432,52	6870,35
Marzo	11350,15	11280,79	10480,5
Abril	12373,71	11407,48	12235,29
Mayo	13757,03	11928,98	14274,81
Junio	14010,21	11731,22	14874,69
Julio	15492,39	13093,5	16261,05
Agosto	14933,42	13413,38	14975,48
Septiembre	12739,96	12367,12	11991
Octubre	10648,37	11152,96	9289
Noviembre	6710,67	7364,99	5547,2
Diciembre	6525,04	7430,35	5132,28
<b>Total verano</b>	<b>83306,72</b>	<b>73941,68</b>	<b>84612,32</b>

Tabla 7 Producción en kWh/mes según la inclinación de los paneles. PVGIS

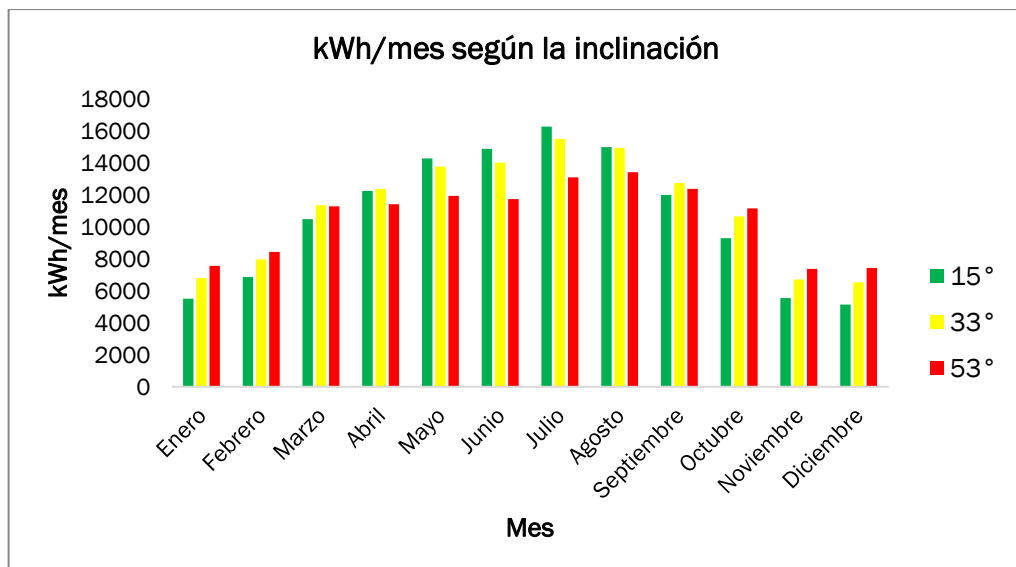


Figura 28 Comparación entre distintas inclinaciones de paneles



Se observa claramente que la cantidad de kWh producidos con los módulos fotovoltaicos inclinados 15° es mayor durante los meses de verano respecto a los otros ángulos propuestos. A pesar de perder eficiencia durante los meses de invierno, se compensa para los meses en los que se le va a dar más uso a la instalación de bombeo. Por lo tanto, la inclinación que utilizaremos para el dimensionamiento de la instalación será de 15°

Por lo tanto, ya podemos calcular las Horas Solares Pico. La aplicación del PVGIS nos proporciona la irradiancia de cada mes en la ubicación de nuestra parcela. Fácilmente dividiendo esa irradiancia entre 1 kW/m<sup>2</sup>, tenemos las HSP de cada mes. Si después dividimos entre los días de cada mes tenemos las HSP de cada día.

Mes	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> )	HSP mes	HSP día
Enero	58,28	58,28	1,88
Febrero	88,28	88,28	3,15
Marzo	108,93	108,93	3,51
Abril	149,3	149,3	4,98
Mayo	186,74	186,74	6,02
Junio	198,2	198,2	6,61
Julio	201,5	201,5	6,50
Agosto	205,7	205,7	6,64
Septiembre	151,13	151,13	5,04
Octubre	131,91	131,91	4,26
Noviembre	71,79	71,79	2,39
Diciembre	56,41	56,41	1,82
Anual	1608,17	1608,17	52,8

Tabla 8 Horas Solares Pico para una inclinación de 15° en la ubicación del proyecto

### 3.2.2 Caudal medio necesario en m<sup>3</sup>/h al año

En el apartado “3.1.2: Necesidades hídricas” se determinó que el volumen anual necesario para los cultivos es de unos 500.000 m<sup>3</sup>. Una vez calculado el caudal se podrá elegir el modelo de las bombas a instalar.

El cálculo del caudal depende de las necesidades hídricas de los cultivos que van a ser regados y de la radiación solar disponible en la localización de la parcela. Por lo tanto, tenemos que el caudal será:

$$Q = \frac{\text{Volumen anual}}{\text{HSP anuales}} = \frac{500.000}{1608,17} = 311 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad 3.1$$

### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Nos queda un caudal de 311 m<sup>3</sup>/h. Hay que destacar que la operación anterior tiene en cuenta todos los meses del año, lo cual en nuestro caso no sirve, ya que anteriormente se dijo que durante los meses de Enero, Febrero, Noviembre y Diciembre no se impulsará agua a la balsa (para los viñedos no es necesario regar todo el año).

Por lo tanto, teniendo en cuenta que este caudal calculado no es suficiente para cumplir con las necesidades, aumentaremos el caudal bombeado a 376 m<sup>3</sup>/h.

Multiplicándolo este caudal por las HSP de cada mes tendríamos como volumen anual: 501.362,16 m<sup>3</sup>

$$\text{Volumen mensual} = \text{HSP mes} \cdot 376 \text{ m}^3/\text{h}$$

Mes	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> )	HSP mes	HSP día	Volumen mensual medio (m <sup>3</sup> )
Enero	58,28	58,28	1,88	0,00
Febrero	88,28	88,28	3,15	0,00
Marzo	108,93	108,93	3,51	40957,68
Abril	149,3	149,3	4,98	56136,80
Mayo	186,74	186,74	6,02	70214,24
Junio	198,2	198,2	6,61	74523,20
Julio	201,5	201,5	6,50	75764,00
Agosto	205,7	205,7	6,64	77343,20
Septiembre	151,13	151,13	5,04	56824,88
Octubre	131,91	131,91	4,26	49598,16
Noviembre	71,79	71,79	2,39	0,00
Diciembre	56,41	56,41	1,82	0,00
Anual	1608,17	1608,17	52,79492	501362,16

Tabla 9 Volumen mensual medio para un caudal de 376 m<sup>3</sup>/h

Anualmente, quedaría un volumen de agua un poco mayor del necesario para el caudal escogido.

Habiendo calculado este caudal necesario y, en base a la altura a la que hay que elevar el agua, las pérdidas de carga en los conductos debido a la longitud, diámetro y elementos de la instalación (codos, T, etc), determinaremos la altura de la instalación. Con este dato podemos elegir las bombas necesarias para cumplir con lo que se requiere. Después, seleccionaremos los variadores de frecuencia idóneos y calcularemos la potencia del campo fotovoltaico para

abastecer de energía al sistema. Finalmente, elegiremos el resto de los elementos y accesorios para la instalación.

### 3.3 Diseño del sistema hidráulico

#### 3.3.1 Captación de agua del embalse

La caseta de bombeo se encuentra aneja al embalse. Para poder recoger el agua del mismo, se ha realizado lo que comúnmente se llama "cántara de captación". Básicamente, se trata de un pozo artificial de hormigón, construido debajo de la propia caseta de bombeo. El agua llega desde el embalse a la cántara a través de un túnel prefabricado en hormigón, de sección cuadrada, por donde circulará el agua acumulada. Desde aquí, y con una profundidad de 5 metros, las bombas aspirarán el agua.

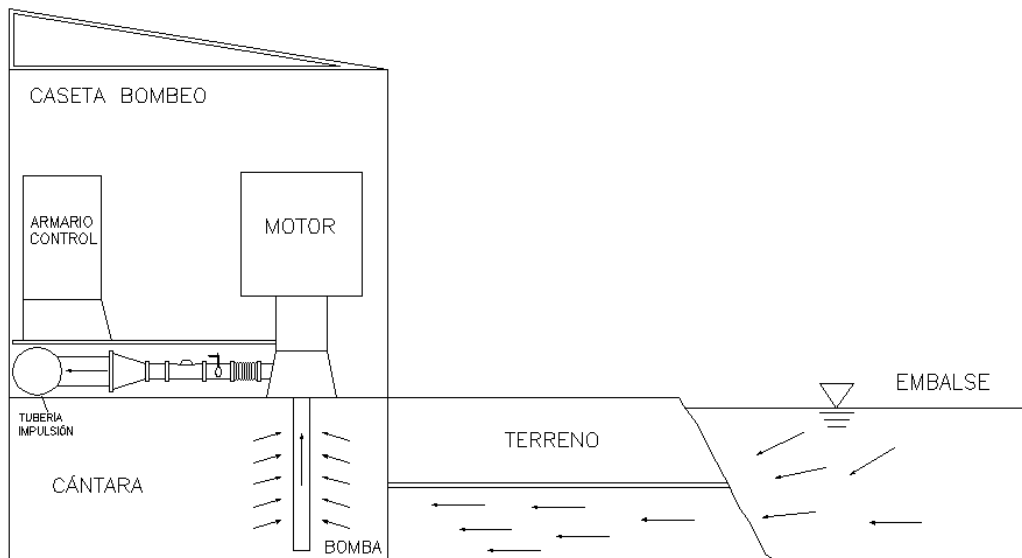


Figura 29 Croquis de la cántara realizada en la caseta

#### 3.3.2 Longitud de la tubería

La longitud de la tubería de impulsión se puede medir fácilmente con el software "Google Earth":

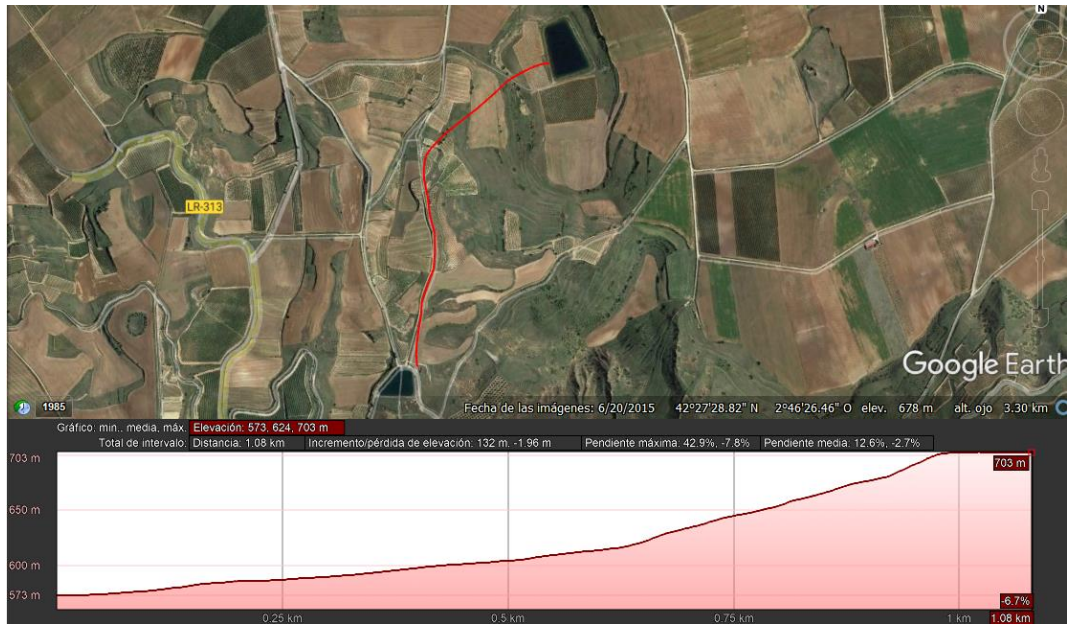


Figura 30 Longitud de tubería

El recorrido de la tubería discurre siguiendo los caminos al norte de la estación de bombeo, facilitando así su construcción. La curva y la parte de la tubería hacia el este recorre una serie de parcelas en las que se permitió la construcción y paso de la misma. No se construiría una tubería recta en diagonal hacia la balsa, aunque tenga menor longitud que el recorrido propuesto, debido a que supondría mayor pérdida de carga respecto a hacerla siguiendo los caminos.

Se le sumará en torno a un 5% a la longitud de la tubería que nos da el programa debido a imprecisiones, por lo tanto, la longitud total de la tubería de impulsión es de: 1100 m

La diferencia de cotas desde el embalse hasta la balsa es de 130 m.

### 3.3.3 Diámetro nominal de la tubería

El diámetro nominal de la tubería de impulsión es un parámetro que depende del caudal que va a circular por ella, de la velocidad del fluido transportado y de las pérdidas de carga que se encuentre el fluido a su paso, ya sea por la fricción con las paredes de la tubería o por los elementos de conexión que se encuentre (codos, válvulas, T, etc).

**Tabla 11 - Diámetro de tuberías de agua y pérdidas de carga.**

dN <sub>prop.</sub> "	dN <sub>prop.</sub> mm	Condiciones generales (impulsión)		Agua caliente en tuberías de aspiración y líneas de condensados	
		qh m <sup>3</sup> /h	u <sub>max</sub> m/s	qh m <sup>3</sup> /h	u <sub>max</sub> m/s
¾ 1 1 ¼ 1 ½	10	0,23	0,8	0,11	0,4
	15	0,5	0,8	0,25	0,4
	20	1	0,8	0,5	0,4
	25	1,5	0,8	0,8	0,4
	32	2,5	0,8	1,25	0,4
2 2 ½ 3 4	40	3,8	0,8	1,9	0,4
	50	6	0,8	3	0,4
	65	16	1,2	8	0,6
	80	30	1,5	15	0,75
5 6 8 10	100	50	1,7	25	0,85
	125	80	1,9	40	0,95
	150	125	2,1	62,5	1,05
	200	300	2,5	150	1,25
12 14 16 20 24	250	500	2,7	250	1,35
	300	800	2,9	400	1,45
	350	1000	3	500	1,5
	400	1.400	3,1	700	1,55
	500	2.500	3,4	1.250	1,7
	600	4.000	3,6	2.000	1,8

*Figura 31 Diámetro nominal en función del caudal y la velocidad límite [W18]*

En la figura 23 se muestran los diámetros nominales normalizados de las tuberías que se encuentran a la venta en función del caudal y la velocidad máxima del fluido admisible. Para nuestro caso con un caudal de 376 m<sup>3</sup>/h, el diámetro nominal sería de 250mm (10").

Comprobamos que la velocidad no sobrepasa el límite establecido:

$$\text{Ecuación de continuidad} \rightarrow Q = V \cdot A \quad 3.2$$

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{\frac{376 \text{ m}^3}{\text{h}} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}}}{\frac{\pi \cdot 0,25 \text{ m}^2}{4}} = 2,14 \frac{\text{m}}{\text{s}} < 2,7 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Se comprueba que la velocidad del fluido no superará la velocidad límite establecida para ese diámetro.

Este valor escogido es una estimación del diámetro mínimo que debe tener la tubería de impulsión. No se tiene en cuenta las pérdidas de carga que tendrá el fluido a su paso por la instalación. En apartados posteriores se comprobará si este diámetro es suficiente o si será necesario recurrir a una sección de tubería mayor para cumplir con los requisitos que se nos exigen.

### 3.3.4 Material de la tubería

La elección del material de la tubería de impulsión dependerá de la temperatura del fluido transportado, no debiendo pasar esta temperatura a la admisible del material. Otros factores a tener en cuenta son la localización de las tuberías en el exterior, las temperaturas ambientales extremas, diversos agentes químicos, la radiación ultravioleta del sol, etc.

En riego, los materiales más usados son: PVC, Polietileno de baja y de alta densidad (PEBD y PEAD), distintos aceros al carbono y aceros inoxidables.

El PVC tiene la ventaja de ser más resistente que el polietileno a los esfuerzos provocados por el fluido a su paso, pero se puede fragilizar a lo largo de los años debido a la acción de los rayos ultravioleta, por lo que se suelen enterrar para evitar accidentes.

El PEBD es más flexible y menos frágil que el PVC, además de resistir mejor los impactos. El PEAD tiene todas esas ventajas, son más rígidos, con mayor resistencia a temperaturas extremas y a agentes químicos.

Los aceros al carbono y los inoxidables tienen la ventaja de soportar muy bien la corrosión. Las tuberías de acero suelen ir recubiertas en su interior de materiales antiadherentes que además evitan el ataque de productos químicos. El principal problema de estos tipos de materiales es el precio, siendo más caros que las opciones anteriores.

Teniendo en cuenta estos factores el inicio de la tubería de impulsión será de hierro fundido hasta que empiece a enterrarse. El resto del recorrido de la tubería será de PVC. Este cambio de material se hace debido a que el hierro fundido es más caro que el PVC, además que el propio PVC como tal cumple a la perfección con los requerimientos exigidos en la instalación.

### 3.3.5 Accesorios

Todas las instalaciones hidráulicas necesitan una serie de elementos accesorios a las tuberías generales y a las bombas para el correcto funcionamiento de todo el conjunto. Los elementos que se suelen utilizar son:

- Válvula de pie: se encuentra en el inicio de la tubería de succión de la bomba. Posee un filtro para evitar impurezas provenientes del agua del pozo, además, su función principal es la de mantener la bomba cebada en todo momento, consiguiendo que no exista cavitación.

### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

- Contador del agua: elemento que sirve para medir, memorizar e indicar el volumen del agua que pasa a través de él. En instalaciones residenciales e industriales se utilizan para el control del gasto de agua.
- Válvula de mariposa con volante: interrumpe el flujo del fluido gracias a la reducción de sección de paso, aumentando la pérdida de carga. Tiene como ventaja que, cuando está totalmente abierta, la pérdida de carga es muy baja. Son muy resistentes y las juntas son fáciles de cambiar.
- Válvula de retención de doble disco: se tratan de válvulas que permiten el paso del fluido en un sentido, pero no en otro. Son accionadas por la propia presión del fluido. Se instala aguas arriba de la bomba para evitar que el agua vuelva hacia ella.
- Reducción con bridas: es un elemento que se utiliza para que los cambios de sección entre las tuberías sean lo más fluido posible, evitando pérdidas de cargas innecesarias.
- Junta de amortiguación: se trata de un elemento situado después de la salida de la bomba y al inicio del tramo de tuberías y demás accesorios, para amortiguar las posibles vibraciones que pueda producir la bomba como el elemento rotativo que es. [27]



Válvula de pie



Válvula retención doble disco



Válvula mariposa volante



Contador del agua



Reducción con bridas



Juntas de amortiguación

*Figura 32 Diversos elementos de una instalación hidráulica [W19]*

Para la unión de las dos bombas a la tubería principal de impulsión, se utilizarán lo siguientes elementos:

- Reducción con bridas de 10" a 6".
- Válvula de retención de doble disco.
- Contador de agua tipo Woltmann.
- Válvula de mariposa.
- Junta de amortiguación

Respecto al tramo general de tubería de impulsión, los accesorios a utilizar y que producirán pérdida de carga son los siguientes:

- Dos codos a 22°
- Un codo a 45°

### 3.4 Selección de las bombas de impulsión

#### 3.4.1 Funcionamiento de una bomba

En las instalaciones de bombeo solar, para conseguir impulsar el agua obtenida de los pozos de sondeo, se utilizan un tipo de bombas llamadas “bombas sumergibles o de sondeo”.



*Figura 33 Diversos tamaños de bombas sumergibles [W20]*

Son bombas construidas enteramente de acero inoxidable para evitar la corrosión y la oxidación de los materiales debido a las aguas subterráneas.



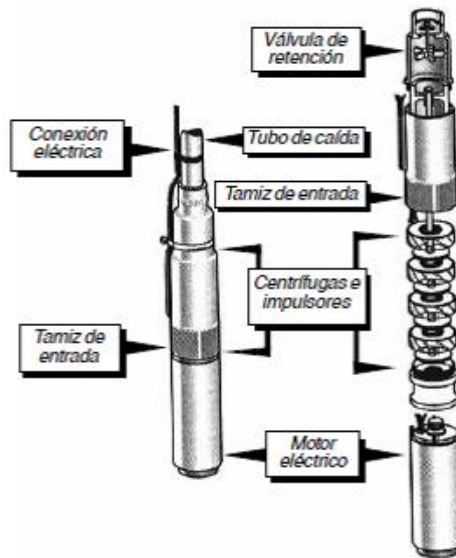


Figura 34 Partes de una bomba de sondeo [W21]

Se tratan de bombas del tipo centrífugas. En la Figura 34 se pueden ver los impulsores que se encargan de elevar el fluido impulsado, mientras que los difusores (llamados centrífugos en la imagen) se encargan de subir el agua desde el impulsor hasta la siguiente etapa. Todos estos elementos se encuentran unidos por el mismo eje, el cual se acopla al motor eléctrico. Al final de todas las etapas, se coloca una válvula de retención para evitar efectos de golpe de ariete.



Figura 35 Detalle de bomba sumergible en funcionamiento [W22]

En la figura 36 se muestra las curvas características de una bomba de sondeo. El modelo en concreto es uno con una potencia de 110 kW. Cada fabricante nos facilitará una serie de documentación con las características del motor (corriente de uso, potencia consumida, voltaje al que opera, número de polos), el punto de funcionamiento nominal de la bomba, frecuencia, revoluciones del

motor, etc. La curva mostrada relaciona el caudal con la altura que puede dar la bomba.

Respecto al número 100% que aparece en la imagen, significa que se está dibujando la curva con el 100% de revoluciones que puede dar el motor, en este caso en concreto. Se puede seleccionar la opción de “velocidad variable” para que el motor funcione a un régimen de vueltas menor, lo que significa que para el mismo caudal, al bajar la velocidad, la altura que aportará la bomba será menor.

La zona de mayor rendimiento de una bomba es la de la zona central de las curvas. Se tenderá a funcionar en puntos situados en estas zonas.

En la parte inferior de la figura 36 se muestran las curvas que indican la potencia requerida por el motor de la bomba en el punto de funcionamiento seleccionado, siendo P2 la potencia del motor. La curva negra indica el NPSH (altura neta positiva de aspiración). Se trata de la altura (presión) mínima necesaria para evitar el fenómeno de cavitación en la bomba.

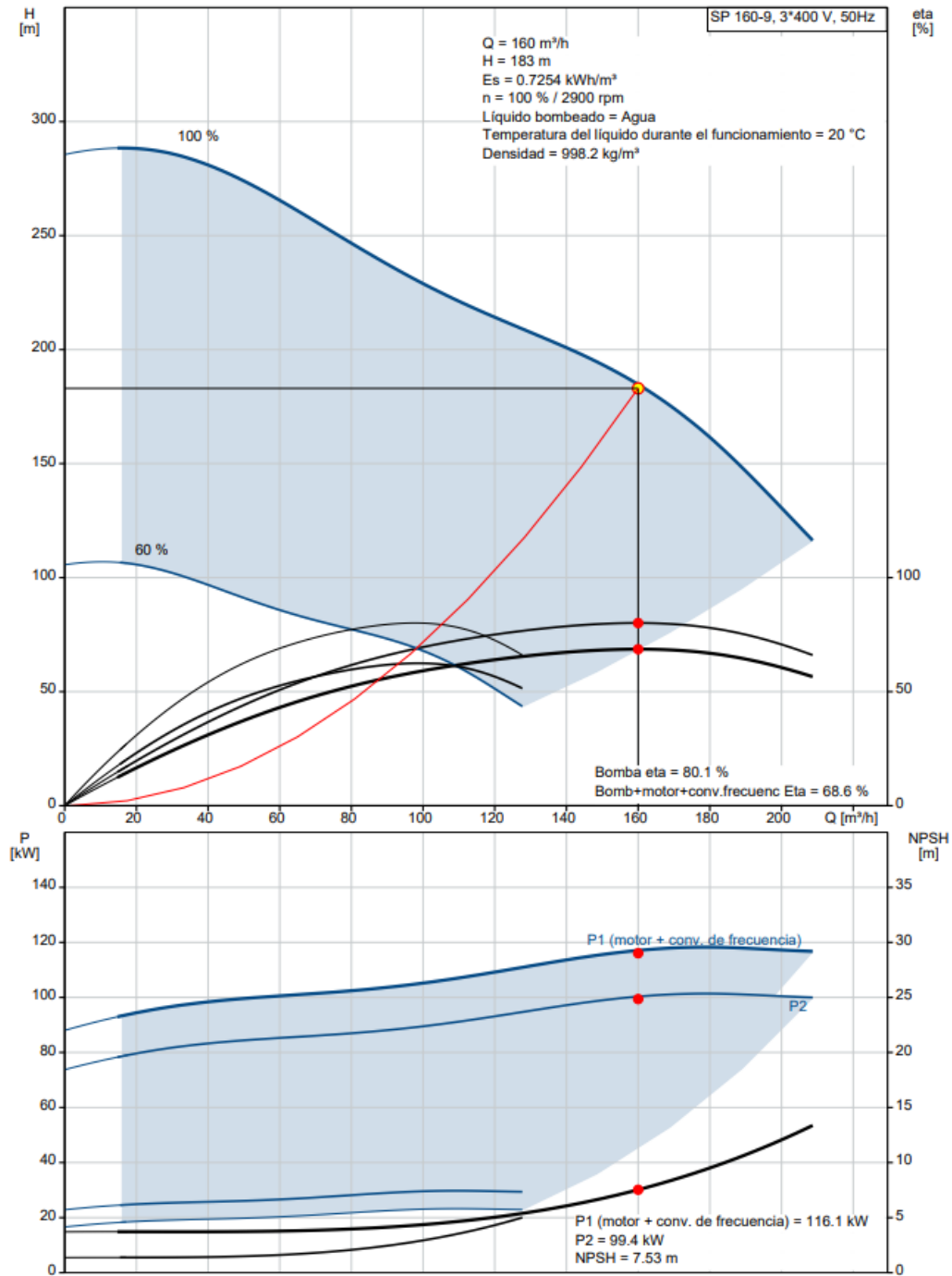


Figura 36 Curvas características de una bomba [W23]

### 3.4.2 Funcionamiento de un motor eléctrico

Respecto al motor eléctrico, tenemos que pueden ser de corriente continua CC o corriente alterna AC. Para potencias altas y con velocidades variables, se utilizan solo los de corriente alterna. Se pueden clasificar de dos maneras:

- Atendiendo al tipo de motor:
  - Motores asíncronos: en este caso el rotor gira una velocidad diferente a la del campo magnético del estator, de ahí su nombre. Tienen la capacidad de poder funcionar con la red eléctrica del hogar o con la generada por los paneles solares.
  - Motores síncronos: para este tipo de motores, la frecuencia del rotor y la del campo magnético del estator son la misma. Para cambiar esa frecuencia se utilizarán variadores, que modifican la velocidad de giro del motor. Los más utilizados son los denominados “síncronos de imanes permanentes”.
- Atendiendo a la corriente de uso:
  - Motores monofásicos.
  - Motores trifásicos.

Como ya se ha mencionado, los motores síncronos necesitan de un variador de frecuencia para cambiar la velocidad de giro del eje. La tensión del variador tendrá que ser igual o mayor que la nominal del motor de la bomba. Habitualmente, se utilizan motores con voltajes de 400Vac, por lo que el variador tendrá que operar con un intervalo de 380-480Vac.

### 3.4.3 Alturas de una bomba

#### 3.4.3.1 Altura manométrica

Para la explicación se hará un balance de energía mecánica en una máquina hidráulica (flujo incompresible) como es una bomba. Se considerará a esta como una caja negra con entrada y salida únicas.

El balance es el siguiente:

$$\left( \frac{P}{\rho} + \frac{v^2}{2} + g \cdot z \right)_s - \left( \frac{P}{\rho} + \frac{v^2}{2} + g \cdot z \right)_e = \frac{\dot{W}}{G} - \frac{\phi_v}{G} \quad 3.3$$

El significado de los términos es el siguiente:

- $\frac{P}{\rho} + \frac{v^2}{2} + g \cdot z$ : Energía mecánica por unidad de masa que posee el fluido a la entrada o salida de la máquina.

- $\frac{\dot{W}}{G}$ : Energía mecánica por unidad de masa que se aporta/extrae a través del eje de la máquina.
- $\frac{\phi_v}{G}$ : Energía degradada por unidad de masa debido a la disipación viscosa.

Normalmente, los términos de energía específica se expresan en función de una altura por la aceleración de la gravedad. Cuando la máquina hidráulica es una bomba se define la altura manométrica ( $H_m$ ) como la diferencia entre las energías mecánicas de salida y entrada de la bomba, es decir:

$$\left(\frac{P}{\rho} + \frac{v^2}{2} + g \cdot z\right)_s - \left(\frac{P}{\rho} + \frac{v^2}{2} + g \cdot z\right)_e = g \cdot H_m \quad 3.4$$

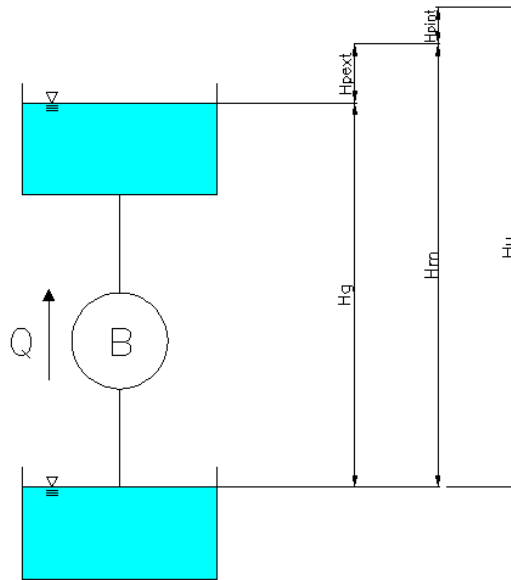


Figura 37 Alturas de una bomba

Definiciones:

- $H_u$  = Altura útil: Energía aportada por el eje de la máquina, y es toda la energía que podría transformarse en energía del fluido si no existiesen pérdidas.
- $H_{p \text{ int}}$  = Altura de pérdidas internas: Cuantifica las pérdidas de energía mecánica que se producen en el interior de la máquina por disipación viscosa.

- $H_{p\ ext}$  = Altura de pérdidas externas: Cuantifica las pérdidas de energía mecánica que se producen fuera de la turbo máquina, dependen del diseño de la instalación.
- $H_g$  = Altura geométrica: Diferencia de niveles que tiene que salvar el líquido desde su origen hasta el destino final.

Por lo tanto, la altura manométrica es la suma de la altura geométrica que tiene que superar el fluido debido a la diferencia de niveles, más la altura que se pierde por los conductos de la instalación.

### 3.4.3.2 Altura de abatimiento $S_w$

Cuando se empieza a bombear en un acuífero, cuya superficie freática inicial fuera horizontal, el agua comienza a fluir radialmente hacia el sondeo, y transcurrido un tiempo la superficie freática adquiere la forma de un cono, al que se lo denomina cono de depresión o abatimiento y éste genera un radio de influencia de pozo.

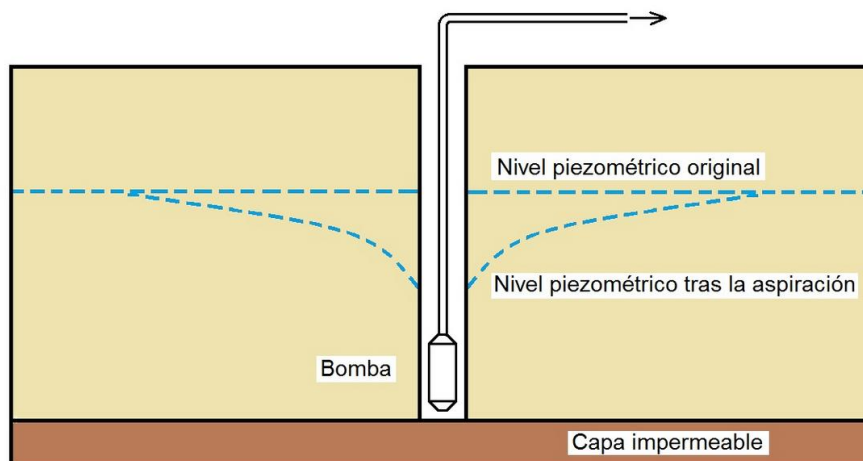


Figura 38 Altura de abatimiento [W24]

La diferencia de alturas entre el nivel estático y el nivel dinámico (medidas desde el fondo del pozo) será la altura de abatimiento.

### 3.4.3.3 Altura Neta Positiva de Aspiración (NPSH)

Para explicar por qué es necesario calcular la altura neta de aspiración positiva, hay que partir de fenómeno de la cavitación.

La cavitación es un fenómeno que aparece en el seno de los líquidos y consiste en la formación de burbujas de vapor de líquido y el posterior colapso (implosión) de dichas burbujas de forma brusca.

La condición física para la aparición de una cavidad de vapor en el seno del líquido es que la presión en el punto de formación caiga por debajo de la presión de vapor del líquido a la temperatura de este. Cuando la burbuja de vapor, en su movimiento, es arrastrada hacia una zona de mayor presión (superior a la de vapor del líquido) colapsa, es decir, desaparece como consecuencia de las fuerzas de presión. Este colapso o implosión va acompañado, generalmente, de un fuerte ruido crepitante.

La importancia del estudio del fenómeno de la cavitación estriba en los problemas industriales que representa: disminuciones de rendimiento, erosión de las paredes, vibraciones, etc. En aquellas situaciones en las que aparece, tales como la cavitación en bombas, turbinas, hélices, válvulas, etc. [28]

Realizando un estudio de la instalación, se localizan como puntos críticos los de mayor velocidad, menor presión y mayor temperatura. Un lugar frecuente de aparición de las burbujas es la parte del tubo más cercana a la bomba.

Los cálculos son los siguientes:

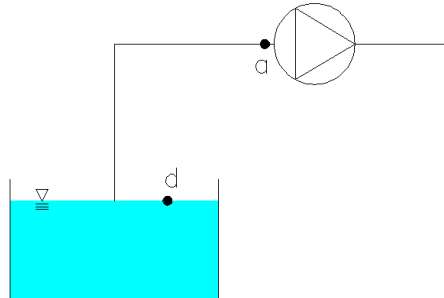


Figura 39 Balance para el cálculo del NPSH

Aplicando la ecuación de conservación de la energía mecánica entre el punto de la aspiración y el punto del nivel del agua del depósito, tenemos:

$$\left( \frac{P_d}{\rho} + \frac{v_d^2}{2} + u_d \right) = \left( \frac{P_a}{\rho} + \frac{v_a^2}{2} + u_a \right) + g \cdot H_{asp} \quad 3.5$$

Suponiendo que  $P_a = P_v$  (presión de vapor).

Para que no exista cavitación:

$$\frac{P_d - P_v}{\rho g} + (z_d - z_a) - H_{p_{asp}} \geq 0 \quad 3.6$$

Por otro lado:

$$\frac{P_d - P_v}{\rho g} + (z_d - z_a) - H_{p_{asp}} \geq \frac{v_a^2}{2g} + \lambda \frac{w_a^2}{2g} \quad 3.7$$

- $\lambda$ : Parámetro característico de la geometría de la bomba
- $w_a$ : Velocidad relativa a la entrada del rodete

El NPSH de la bomba será proporcionado por el fabricante directamente.

Finalmente, tenemos:

$$\text{NPSH disponible} \geq \text{NPSH requerido}$$

El NPSH disponible es función de la instalación y sus características, ajeno a la bomba. La presión atmosférica del depósito, si es abierto, depende de la altitud a la que se encuentre.

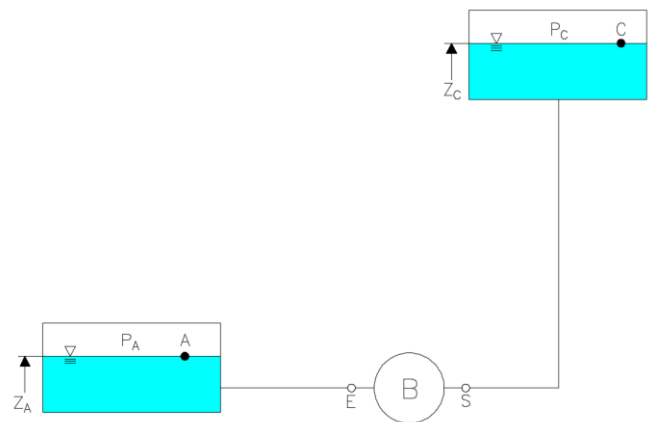


Figura 40 Balance para el cálculo de las pérdidas

### 3.4.4 Pérdidas de carga en conductos

En todas las tuberías y elementos accesorios de la red se producen pérdidas de carga que son función del caudal transportado.

Aplicando la ecuación 3.4 de la energía mecánica a una instalación como la de la figura 40:

$$\left( \frac{P_C}{\rho} + \frac{v_C^2}{2} + z_C \right) - \left( \frac{P_A}{\rho} + \frac{v_A^2}{2} + z_A \right) = H_B - H_{PA-E} - H_{PS-C}$$

donde el primer miembro es la diferencia de energías (en términos de altura) entre el origen y el destino del líquido, el primer término del segundo miembro es la energía (altura manométrica) que tendría que aportar la bomba y los dos últimos términos son la energía (altura) perdida en los tramos de instalación entre A y E y entre S y C.



La suma de estas dos últimas alturas son las pérdidas de carga del conjunto de la instalación, que se pueden expresar en función del caudal de la siguiente manera:

$$H_P = \frac{8 \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2} \left( \sum f_i \frac{L_i}{D_i^5} + \sum \frac{k_i}{D_i^4} \right) \quad 3.8$$

- $f_i$ : coeficiente de pérdidas de carga por fricción, obtenido del diagrama de Moody.
- $L_i$ : longitud de los tramos de tubería de diámetro  $D_i$ .
- $k_i$ : constante de pérdidas de carga locales de cada accesorio (válvulas, codos, entrada y salida de depósitos, etc)

Despejando la altura proporcionada por la bomba de la expresión anterior se obtiene lo que se conoce como curva característica de la instalación ( $H_i$ ):

$$H_B = \left( \frac{P_C - P_A}{\rho g} + Z_C - Z_A \right) + \frac{v_C^2 - v_A^2}{2g} + \frac{8 \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2} \left( \sum f_i \frac{L_i}{D_i^5} + \sum \frac{k_i}{D_i^4} \right) = H_i$$

Respecto al coeficiente de pérdidas por fricción “ $f$ ”, se trate de un parámetro adimensional que depende de la velocidad, el diámetro de la tubería, las propiedades del fluido (densidad y viscosidad) y de la rugosidad de la superficie del conducto (la cual depende del tipo de material y acabado del mismo). Al ser un parámetro adimensional, se puede expresar en función de variables adimensionales (número de Reynolds y rugosidad relativa):

$$f = F \left( \frac{V \cdot D \cdot \rho}{\mu}, \frac{\varepsilon}{D} \right) \quad 3.9$$

Donde:  $\mu$  = viscosidad,  $\varepsilon$  = rugosidad y  $\varepsilon/D$  = rugosidad relativa.

El número de Reynolds determina si el flujo que circula por la tubería es laminar (ordenado) o turbulento (desordenado). Los límites son los siguientes:

- $Re < 2300$ : Flujo laminar.
- $2300 < Re < 4000$ : Zona de transición.
- $Re > 4000$ : Flujo turbulento.

### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Para Reynolds  $< 2300$ , el factor de fricción  $f$  se puede calcular de una manera sencilla con:  $f = \frac{64}{Re}$

Para flujos situados en la zona de transición o completamente turbulentos, se utiliza el diagrama de Moody:

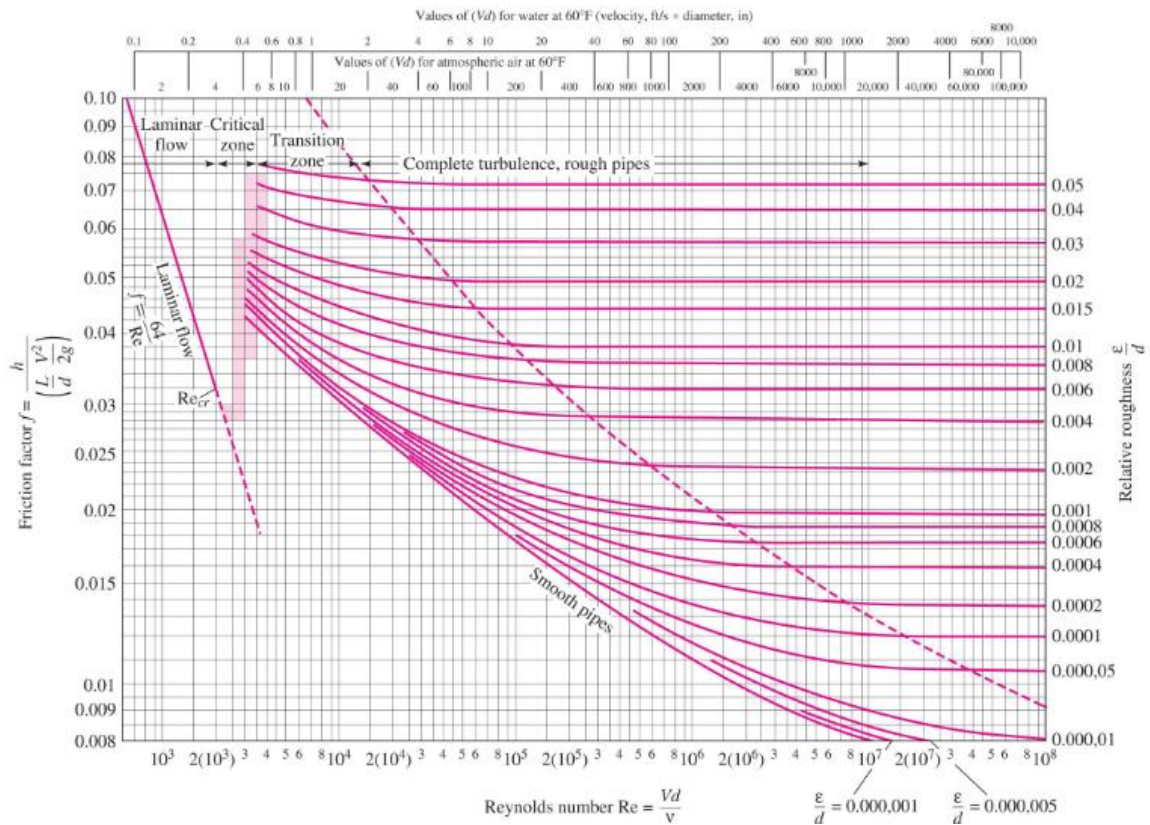


Figura 41 Diagrama de Moody [W25]

Sin embargo, la forma más sencilla de calcular las pérdidas en conductos debido a la fricción es usando la ecuación de Hazen-Williams:

$$h_{pl} = 10,643 \cdot \frac{Q^{1,85}}{D^{4,87} \cdot C^{1,85}} \cdot L \quad 3.10$$

El parámetro C depende del material del que esté hecha la tubería.

<i>Material</i>	<i>C</i>
Acero corrugado	60
Acero con juntas <i>lock-bar</i> (nuevo)	135
Acero galvanizado (nuevo y usado)	125
Acero remachado (nuevo)	110
Acero remachado (usado)	85
Acero soldado o con remache avellanado y embutido (nuevo)	120
Acero soldado o con remache avellanado y embutido (usado)	90
Acero soldado, con revestimiento especial (nuevo y usado)	130
Hierro fundido limpio (nuevo)	130
Hierro fundido, sin incrustaciones (usado)	110
Hierro fundido, con incrustaciones (viejo)	90
Plástico	150
Asbesto-cemento (nuevo)	135
Cobre y latón	130
Conductos con acabado interior de cemento pulido	100
Concreto, acabado liso	130
Concreto, acabado común	120
Tubos de barro vitrificado (drenes)	110
Madera cepillada o en duelas	120

Figura 42 Coeficiente C de la ecuación de Hazen-Williams [W26]

El parámetro “k” indica la constante de pérdidas de carga locales en estrechamientos y expansiones, entradas y salidas de depósitos, codos y Ts de la instalación. A continuación, se muestran algunos ejemplos.

Coeficientes de pérdida  $K_L$  de varios accesorios de tubería para flujo turbulento (para usar en la relación  $h_L = K_L V^2 / (2g)$ , donde V es la velocidad promedio en la tubería que contiene el accesorio)\*

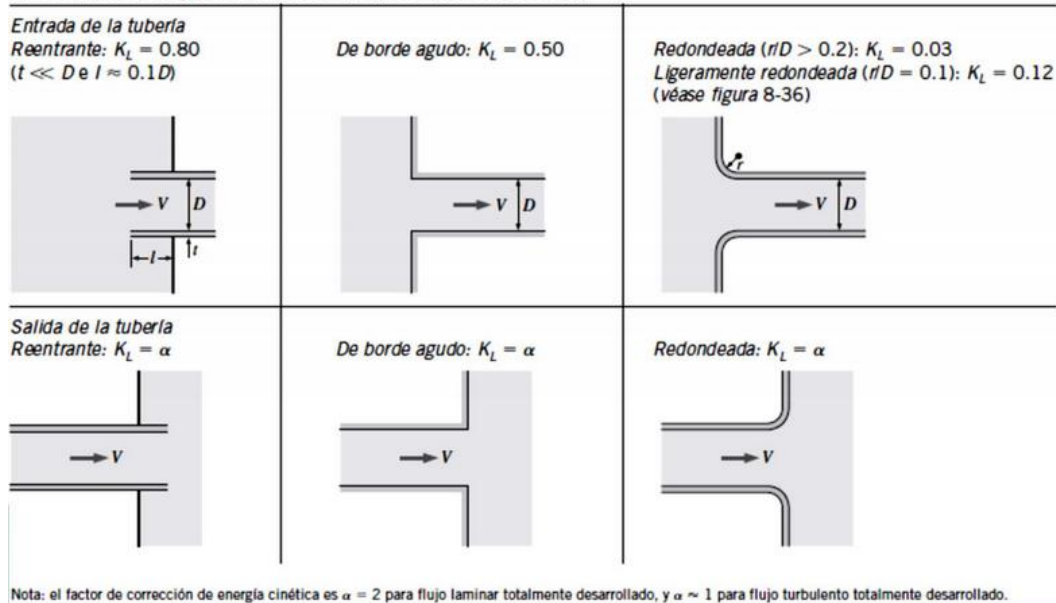


Figura 43 Pérdidas en entrada y salida [W27]

Pieza, conexión o dispositivo	$K_f$
Rejilla de entrada	0.80
Válvula de pie	3.00
Entrada cuadrada	0.50
Entrada abocinada	0.10
Entrada de borda o reentrada	1.00
Ampliación gradual	0.30
Ampliación brusca	0.20
Reducción gradual	0.25
Reducción brusca	0.35
Codo corto de 90°	0.90
Codo corto de 45°	0.40
Codo largo de 90°	0.40
Codo largo de 45°	0.20
Codo largo de 22° 30'	0.10
Tee con flujo en línea recta	0.10
Tee con flujo en ángulo	1.50
Tee con salida bilateral	1.80
Válvula de compuerta abierta	5.00
Válvula de ángulo abierta	5.00
Válvula de globo abierta	10.0
Válvula alfallera	2.00
Válvula de retención	2.50
Boquillas	2.75
Controlador de gasto	2.50
Medidor Venturi	2.50
Confluencia	0.40
Bifurcación	0.10
Pequeña derivación	0.03
Válvula de mariposa abierta	0.24

Figura 44 Pérdidas en codos, Ts y válvulas [W28]

### 3.4.5 Cálculo de la potencia de la bomba

Disponemos de dos métodos para calcular la potencia de la bomba, un método teórico basado en ecuaciones y un método práctico basado en la búsqueda del modelo de la bomba partiendo de las curvas proporcionadas por los fabricantes. [28]

a. Método teórico:

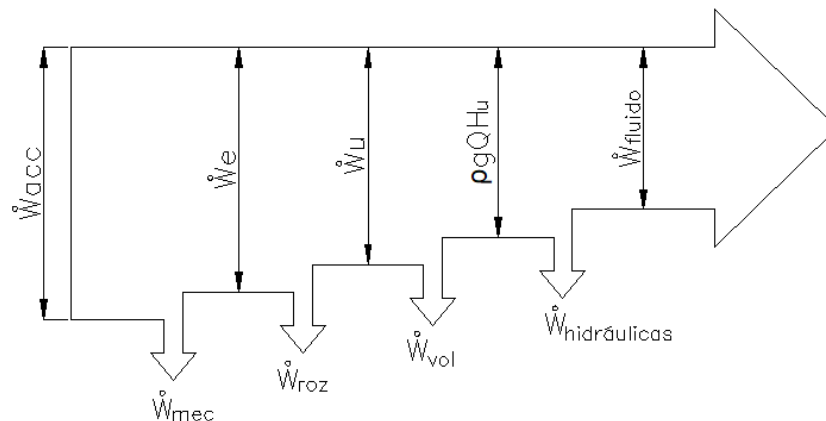


Figura 45 Diagrama mostrando las distintas potencias que intervienen en el sistema motor-bomba

En el diagrama de la figura 45 se muestran las diferentes potencias que intervienen en el funcionamiento de una bomba.

Partimos desde el lado izquierdo del diagrama, con la potencia de accionamiento  $\dot{W}_{acc}$ . Se trata de la potencia eléctrica proveniente de la red que nosotros suministramos al motor eléctrico. Debido a la fricción de los elementos móviles de la bomba (eje del rodete y soportes y guía del mismo), esta se ve reducida a la potencia a la salida del eje giratorio. En este momento tenemos el rendimiento mecánico:

$$\eta_{mec} = \frac{\dot{W}_e}{\dot{W}_{acc}} \quad 3.11$$

Visto lo anterior, se suelen estimar las pérdidas como un porcentaje de la potencia útil que se está utilizando. Para bombas de potencia útil superior a 100 KW se estiman del orden del 1% de la potencia útil, y para bombas pequeñas se estiman entre el 2% y el 3%.

Posteriormente, la fricción que se produce entre el líquido y las superficies exteriores del rodete (pérdidas por rozamiento de disco y ventilación) genera una disminución de la potencia en el eje. Esta potencia la llamamos Potencia útil  $\dot{W}_u$ . El rendimiento por rozamiento es el siguiente:

$$\eta_{roz} = \frac{\dot{W}_u}{\dot{W}_e} \quad 3.12$$

Comúnmente, al conjunto de rendimiento mecánico y rendimiento de rozamiento se le conoce como rendimiento orgánico, de las pérdidas orgánicas, cuya fórmula es la siguiente:

$$\eta_0 = \eta_{mec} \cdot \eta_{roz} = \frac{\dot{W}_u}{\dot{W}_{acc}} \quad 3.13$$

Como en cualquier máquina con elementos fijos y móviles, existen pequeñas holguras, las cuales producen pequeñas pérdidas de caudal. Es por eso que definimos la potencia volumétrica perdida como:

$$\dot{W}_{vol} = \rho g Q_{fugas} H_u \quad 3.14$$

Nótese el caudal de fugas. El rendimiento volumétrico quedaría tal que así:

$$\eta_v = \frac{\rho g Q H_u}{\rho g (Q + Q_{\text{fugas}}) H_u} = \frac{Q}{Q + Q_{\text{fugas}}} \quad 3.15$$

Finalmente, tenemos las pérdidas hidráulicas. Estas engloban las pérdidas por rozamiento debidas a la fricción entre el fluido y el distribuidor, difusor o álabe y las pérdidas por desprendimiento de la capa límite. Este tipo de pérdidas aparece cuando un flujo se aproxima a un álabe con una dirección diferente de aquella para la que éste ha sido diseñado. Se podría decir que tales pérdidas tienen lugar cuando es cinemáticamente imposible para el flujo seguir suavemente las paredes de los conductos fluidos, por lo que se producen perturbaciones que consumen energía.

La potencia que suministraremos al fluido como tal es la siguiente:

$$\dot{W}_{\text{fluido}} = \rho g Q H_m \quad 3.16$$

Y el rendimiento manométrico es el siguiente:

$$\eta_{\text{man}} = \frac{H_m}{H_u} \quad 3.17$$

Podemos agrupar todos los rendimientos antes mencionados en el rendimiento total de la turbomáquina como el producto de los rendimientos:

$$\eta_T = \eta_{\text{man}} \cdot \eta_v \cdot \eta_o = \frac{\rho g Q H_m}{\dot{W}_{\text{acc}}} \quad 3.18$$

Se definiría el caudal óptimo o de diseño como aquel para el cual el rendimiento de la maquina es máximo.

A pesar de todo lo explicado anteriormente, al ser motores eléctricos los que accionan las bombas, nos interesa sobre todo la potencia que consumirán estos. La llamada potencia de accionamiento  $\dot{W}_{\text{acc}}$  o potencia eléctrica  $P_e$  viene definida por la tensión de la red eléctrica, la intensidad de corriente que consume el motor y el factor de potencia del mismo. El motor que se instalará será trifásico. Por lo tanto, tenemos que:

$$\dot{W}_{\text{acc}} \text{ (kW)} = P_e \text{ (kW)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \phi}{1000} \quad 3.19$$

b. Método práctico:

Este método se basa en el uso de las curvas y parámetros de funcionamiento de las bombas que nos proporcionan los distintos fabricantes. Marcas de bombas como por ejemplo Grundfos, Caprari o Rovatti son las más utilizadas para este tipo de instalaciones.

Cada proveedor pone a su disposición sus propios programas de selección de bombas que ayudan a la hora de elegir la bomba que mejor se ajusta a nuestras necesidades. Estos softwares filtran su catálogo en función del caudal y la altura que requiera la instalación en cuestión, además de otros parámetros tipo potencia, NPSH, Intensidad del motor, etc.

Debido a la dificultad que supone utilizar el método teórico a la hora de calcular la potencia de una bomba (sobre todo porque se carece de datos acerca de los rendimientos), se utilizará para este trabajo fin de grado el método práctico, mucho más sencillo y rápido de utilizar gracias a la ayuda de los programas que lo fabricantes ponen a su disposición.

### 3.4.6 Cálculo del caso propuesto

- La **pérdida de carga en conductos** la calcularemos con la fórmula de Hazen-Williams de la ecuación 3.10:

$$h_{pl} = 10,643 \cdot \frac{Q^{1,85}}{D^{4,87} \cdot C^{1,85}} \cdot L$$

Todas las unidades en el Sistema Internacional.

Utilizaremos los siguientes datos para los dos tramos diferenciados de la tubería:

Material	Hierro fundido limpio
Diámetro (m)	0,25
Longitud (m)	15
Caudal (m <sup>3</sup> /h)	376
Área (m <sup>2</sup> )	0,05
Velocidad del fluido (m/s)	2,13
Coefficiente C	130

$$\text{Tramo hierro fundido} \rightarrow h_{pl} = 10,643 \cdot \frac{\left(376 \cdot \frac{1}{3600}\right)^{1,85}}{0,25^{4,87} \cdot 130^{1,85}} \cdot 15 = 0,256\text{m}$$

Material	PVC
Diámetro (m)	0,25
Longitud (m)	1085
Caudal (m <sup>3</sup> /h)	376
Área (m <sup>2</sup> )	0,05
Velocidad del fluido (m/s)	2,13
Coefficiente C	150

$$\text{Tramo PVC} \rightarrow h_{pl} = 10,643 \cdot \frac{\left(376 \cdot \frac{1}{3600}\right)^{1,85}}{0,25^{4,87} \cdot 150^{1,85}} \cdot 1085 = 14,25\text{m}$$

Esta es la altura que se perdería si utilizásemos el diámetro mínimo de tubería propuesto por la tabla de la figura 31. Se puede ver claramente que la pérdida de carga es muy elevada.

Para evitar esto y pensando en que en un futuro se puedan instalar más bombas si se desea regar más hectáreas de cultivo, el diámetro elegido para la tubería de impulsión será de 0,8m. Rehaciendo los cálculos, tenemos que:

Material	Hierro fundido limpio
Diámetro (m)	0,8
Longitud (m)	15
Caudal (m <sup>3</sup> /h)	376
Área (m <sup>2</sup> )	0,5
Velocidad del fluido (m/s)	0,208
Coefficiente C	130

$$\text{Tramo hierro fundido} \rightarrow h_{pl} = 10,643 \cdot \frac{\left(376 \cdot \frac{1}{3600}\right)^{1,85}}{0,8^{4,87} \cdot 130^{1,85}} \cdot 15 = 9 \cdot 10^{-3}\text{m}$$

Material	PVC
Diámetro (m)	0,8
Longitud (m)	1085
Caudal (m <sup>3</sup> /h)	376
Área (m <sup>2</sup> )	0,05
Velocidad del fluido (m/s)	0,208
Coefficiente C	150



$$\text{Tramo PVC} \rightarrow h_{pl} = 10,643 \cdot \frac{\left(376 \cdot \frac{1}{3600}\right)^{1,85}}{0,8^{4,87} \cdot 150^{1,85}} \cdot 1085 = 0,05\text{m}$$

- Las **pérdidas de carga debido a los accesorios** las calcularemos con la ecuación 3.8:

$$H_P = \frac{8 \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2} \left( \sum f_i \frac{L_i}{D_i^5} + \sum \frac{k_i}{D_i^4} \right)$$

Como las pérdidas de carga debidas a la fricción las hemos calculado con la fórmula de Hazen-Williams, la ecuación para calcular las pérdidas de carga debido a los accesorios quedaría:

$$H_{P_{\text{accesorios}}} = \frac{8 \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2} \sum \frac{k_i}{D_i^4}$$

Los elementos que utilizaremos para la unión de las tuberías de impulsión de las bombas a la tubería principal son los siguientes:

- Reducción con bridas de 10" a 6" (reducción suave):  $k = 0,25$
- Válvula antirretorno de 6":  $k = 2,5$
- Contador de agua woltmann 6": 0,047 bar de pérdidas = 0,47 m (proporcionado por el fabricante).
- Válvula de mariposa:  $k = 0,24$  (totalmente abierta).
- Junta de amortiguación:  $k = 0,3$

$$H_{P_{\text{accesorios}}} = \frac{8 \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2} \sum \frac{k_i}{D_i^4} =$$

$$= \frac{8 \cdot \left(\frac{188}{3600}\right)^2}{9,81 \cdot \pi^2} \cdot \left( \frac{0,25}{0,2^4} + \frac{2,5}{0,2^4} + \frac{0,24}{0,2^4} + \frac{0,3}{0,2^4} \right) + 0,47 = 0,933\text{m}$$

Los elementos accesorios restantes que componen la tubería general de la impulsión son los siguientes:

- Entrada a tubería de impulsión:  $k = 0,5$
- Salida a balsa:  $k = 0$  al ser salida por gravedad a la balsa, esta constante se despreciará.
- Codo a 22°:  $k = 0,1$
- Codo a 45°:  $k = 0,2$

$$H_{\text{Paccesorios}} = \frac{8 \cdot \left(\frac{376}{3600}\right)^2}{9,81 \cdot \pi^2} \cdot \left(\frac{0,5}{0,4^4} + \frac{0,1}{0,8^4} + \frac{0,1}{0,8^4} + \frac{0,2}{0,8^4}\right) = 0,0185\text{m}$$

- La **altura manométrica** de la bomba es la suma de la altura geométrica más la altura de pérdidas externas de la bomba (depende de la instalación) más la altura de abatimiento del pozo.

$$H_m = H_g + H_{\text{Pext}} + S_W$$

$$H_g = H_{\text{asp}} + H_{\text{imp}} = 3 + 130 \text{ m} = 133 \text{ m}$$

$$H_{\text{Pext}} = 9 \cdot 10^{-3} + 0,05 + 0,933 + 0,0185 = 1,0105 \text{ m}$$

$$S_W = \text{Nivel estático} - \text{Nivel dinámico} = 5 - 4,5 = 0,5 \text{ m}$$

$$H_m = H_g + H_{\text{Pext}} + S_W = 134,5105 \text{ m}$$

Por lo tanto, la altura manométrica que tendrá que suministrar la bomba será de, redondeando: 135 m.

- Para el cálculo del **NPSH** utilizaremos la ecuación 3.6:

$$\frac{P_d - P_v}{\rho g} + (z_d - z_a) - H_{p_{\text{asp}}} \geq \text{NPSH}_{\text{REQUERIDO}}$$

- La presión de vapor del agua a 15°C es de 1800 Pa.
- La presión del depósito, al no estar presurizado, valdrá la presión del ambiente, que depende de la altitud de la instalación. La altitud es de 573 m, por lo que la presión atmosférica será de 94628 Pa.
- La altura de pérdidas de la aspiración se calcula con el método de Hazen-Williams, cuyo valor es de:

$$h_{pl} = 10,643 \cdot \frac{\left(\frac{188 \cdot \frac{1}{3600}}{0,2^{4,87}}\right)^{1,85}}{130^{1,85}} \cdot 3 = 0,042 \text{ m}$$

- La diferencia de cotas desde el punto donde está sumergida la bomba y la aspiración es de: 3m

Por lo tanto, tenemos que el NPSH disponible valdría:

$$\frac{94628 - 1800}{1000 \cdot 9,8} + (0 - 3) - 0,042 \geq \text{NPSH}_{\text{REQUERIDO}}$$

$$6,42 \text{ m} \geq \text{NPSH}_{\text{REQUERIDO}}$$

Este es el valor de NPSH disponible que tenemos en la instalación, el cual deberá ser mayor o igual que el requerido de la bomba.

Para el caso de una bomba de eje vertical, cuyo motor está arriba en la superficie, en el caso de no cumplirse el NPSH requerido se puede aumentar la longitud de la tubería de aspiración para así acercar la toma de la aspiración del cuerpo hidráulico al nivel dinámico del agua.

Es una de las ventajas de estas bombas de eje vertical, que apenas tienen problemas de cavitación porque la toma de la aspiración está directamente sumergida en el agua.

- Para la **potencia de la bomba** utilizaremos, como se ha mencionado antes, el método práctico mediante el uso de los softwares proporcionados por los distintos fabricantes de bombas.

Gracias al programa *Caprari Pump tutor* se ha seleccionado el modelo de bomba de eje vertical P12C/8/45 a 1394 rpm.

Como características principales tenemos las siguientes:

Caudal (m <sup>3</sup> /h)	188
Altura de impulsión (m)	135
Potencia del motor (kW)	110
RPM funcionamiento	1394
RPM nominales	1450
Tensión nominal (V)	400
Corriente nominal (A)	194

*Tabla 10 Características de la bomba*

La ficha técnica de la bomba es la siguiente:



Datos técnicos

COMPANY WITH INTEGRATED  
MANAGEMENT SYSTEM CERTIFIED BY DNV  
= ISO 9001:2000 =  
ISO 14001:2004

Se ruega averiguar el número de tramos de transmisión y velocidad crítica.  
SELECCIÓN INDICATIVA; contactar nuestra red comercial para la realización del proyecto completo

**P12C/8/45/101394 1/min (1)**

**Datos proyectados**

Caudal	188 m³/h
Altura de impulsión	135 m
Fluido	Agua, limpia
Tipo inst.	Bomba simple
Nº de bombas	1

**Datos de trabajo de la bomba**

Caudal	188 m³/h
Altura de impulsión	135 m
Potencia absorbida	89 kW
Rendimiento	76,5%
Altura H(Q=0)	157 m
Boca impulsión	DN200

**Datos del motor**

Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	400 V
Velocidad nominal	1450 1/min
Nº de polos	4
Potencia entregada P2	110 kW
Corriente nominal	0 A
Tipo de motor	3~
Clase de aislamiento	F
Tipo de protección	IP 55

**Límites operativos**

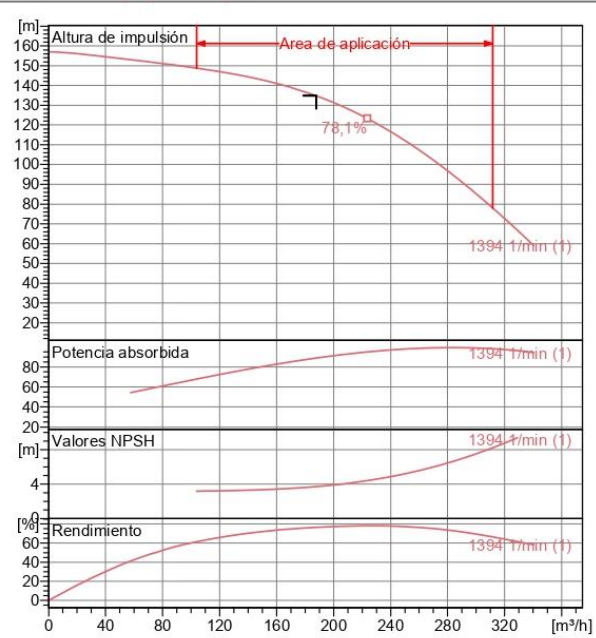
Arranques / h máx.	20
Temperatura máxima líquido bombeado	40 °C
Contenido máximo de sustancias sólidas	40 g/m³
Densidad máx.	998 kg/m³
Máx. Viscosidad	1 mm²/s

**Datos generales**

Peso	1782 kg
------	---------

**Materiales**

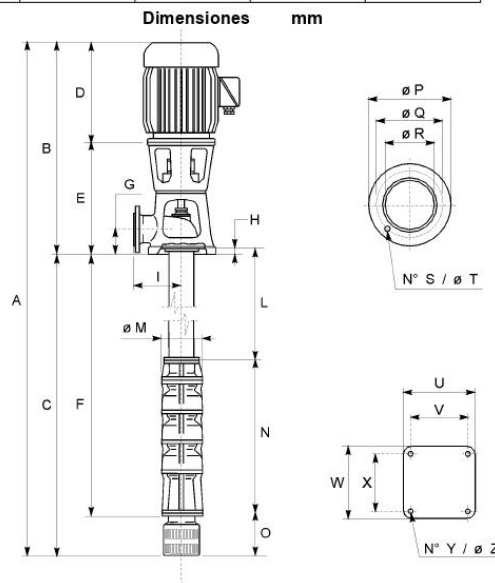
<b>CONSTRUCCION BOMBA</b>	
Cuerpo impulsión	Fundición
Cuerpo aspiración	Fundición
Cuerpo intermedio	Fundición
Rodete	Fundición
Anillo alojamiento rodete	Fundición
Eje bomba	Acero
Cojinete	Goma
<b>LINEA DE EJE</b>	
Tubo	Acero
Eje	Acero
Casquillo eje	Acero cromado
Manguitos	Acero inox
Cojinetes	Goma
<b>GRUPO DE MANDO</b>	
Base	Fundición o Acero
Cubo de conexión	Fundición o Acero
Rejilla	Acero galvanizado



Características de funcionamiento valores indicativos de la curva (sin garantía)

Q [m³/h]	H [m]	P [kW]	Rend. [%]	NPSH [m]
140	144	78,2	70,3	3,32
160	141	83,5	73,5	3,44
180	137	88,3	75,8	3,63
188	135	90	76,5	3,73

- A = 7595
- B = 1939
- C = 5656
- D = 959
- DN = 200
- E = 980
- F = 5402
- G = 220
- H = 48
- I = 400
- L = 3050
- M = 292
- N = 2400
- No S = 12
- No Y = 4
- O = 254
- P = 340
- Q = 295
- R = 200
- T = 22
- U = 640
- V = 550
- W = 640
- X = 550
- Z = 30



Notas:

Fecha 17.03.2022	Página 1	Oferta nº	Pos.
---------------------	-------------	-----------	------

Figura 46 Características de la bomba seleccionada

CARACTERÍSTICAS MOTOR ELÉCTRICO			
Marca			
Modelo		P311004T2V13151	
Potencia nominal		110	kW
Frecuencia nominal		50	Hz
Tensión nominal		400	V
Clase de eficiencia		IE3	
Corriente nominal		193,5	A
Número	Velocidad de rotación	4	1485 1/min
Tipo motor		3 ~	
Rendimiento 4/4 - 3/4		95,4 - 95,5 %	
Factor de potencia 4/4 - 3/4		0,86	
Clase de aislamiento		F	
Ia/In	Ma/Mn	7	2
Tipo de arranque			
Grado de protección		IP55	
Protección térmica		PTC	

Figura 47 Características del motor de la bomba

### 3.4.7 Selección del variador de frecuencia

Como ya se ha explicado en apartados anteriores, los variadores de frecuencia son elementos encargados de regular la velocidad de giro de las máquinas eléctricas de corriente alterna mediante la variación de la frecuencia suministrada al motor. En lo referido a las bombas, son los responsables de, primero, convertir la corriente continua en la corriente alterna necesaria para mover el motor y, segundo, hacer que la bomba trabaje en su punto de funcionamiento óptimo, utilizando tecnología MPPT para elegir el punto óptimo de las curvas I-V de los paneles. Debido al paso de nubes, la potencia que suministran los paneles sufre muchas variaciones a lo largo de un cierto tiempo. Esto provoca que, durante un día con intervalos nubosos, la bomba se encuentre en un ciclo de desaceleración-aceleración continuo. Los variadores pueden llegar a desestabilizarse y provocar arranques y paradas, lo cual es muy perjudicial para los elementos mecánicos móviles de la bomba y su motor, además de todos los sistemas eléctricos y electrónicos. El encargado de programar el variador deberá desarrollar un algoritmo que consiga ciclos de aceleración y desaceleración y no de arranque-parada.

Todos los variadores de frecuencia están compuestos por los siguientes elementos:

- Rectificador: Recibe la tensión alterna y la convierte en continua por medio de un puente rectificador de diodos de potencia.

- Filtrado de armónicos: Aquí la CC rectificada se extrae y filtra de los armónicos sobrantes, utilizando inductores y condensadores.
- Inversor: Convierte el voltaje continuo del circuito intermedio en uno de tensión y frecuencia variable mediante la generación de pulsos. Se emplea IGBT (*Isolated Gate Bipolar Transistor*) para generar los pulsos de voltaje de manera controlada.
- Circuito de control: enciende y apaga los IGBT para generar los pulsos de tensión y frecuencia variables. Además, realiza las funciones de supervisión de funcionamiento monitoreando la corriente, voltaje, temperatura, etc. [29]

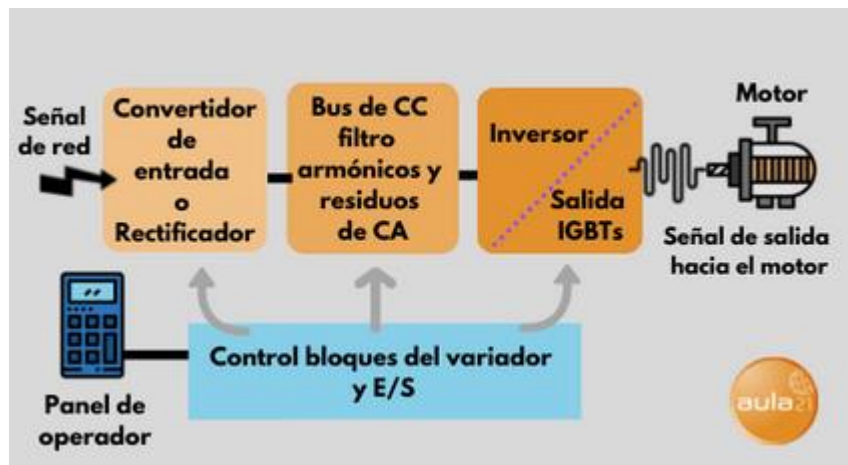


Figura 48 Elementos de un variador [W29]

Hay una multitud de factores a tener en cuenta a la hora de seleccionar un variador para una aplicación determinada, los más importantes son los siguientes:

- La tensión de salida a la que operará el variador, esta se mueve en el rango de valores desde 120 Vac, 200-230 Vac, 380-480 Vac y 525-600 Vac. Nosotros seleccionaremos uno cuya tensión de salida sea de 400Vac.
- Las solicitudes de carga a controlar, considerando parámetros como el tipo de par (constante o variable), potencia mecánica requerida, par de arranque, velocidad máxima admisible, etc.
- Condiciones ambientales que soportará el equipo: temperatura, humedad, altura, ventilación, instalación en exterior o en interior.

### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

- Ser capaz de entregar la corriente, el par y la potencia máxima que demanda el motor, considerando el tipo de carga que controlará. Se suele sobredimensionar.

El variador de frecuencia se escogerá teniendo en cuenta: la tensión de salida necesaria para el motor de la bomba (400 V), la corriente de salida necesaria para el motor de la bomba (195 A), la potencia nominal del motor trifásico (110 kW) y que la bomba actúa como una carga variable (servicio ligero).

Finalmente, el variador escogido será de la marca Gefran, modelo ADV-200-4-Base de la talla 5900. A continuación, se muestran algunas de las características más importantes:

<b>Modelo</b>	ADV-200-4-Base 5900
<b>Fabricante</b>	GEFRAN
<b>Potencia motor asíncrono servicio ligero (kW)</b>	110
<b>Tensión de entrada Vca (V)</b>	380-500
<b>Frecuencia de entrada (Hz)</b>	50/60
<b>Umbrales de tensión (V)</b>	380-820
<b>Corriente de entrada CA serv.ligero (A)</b>	200
<b>Corriente de salida nominal serv.ligero, motor asíncrono (A)</b>	210
<b>Tensión de salida máxima (V)</b>	0,98 x Tensión entrada CA
<b>Rendimiento (%)</b>	97

*Tabla 11 Características del variador seleccionado*

El rendimiento de la bomba en el punto de funcionamiento es de un 76,4%, con una potencia en el eje de  $P_2 = 89$  kW. A la entrada del variador, la potencia será de  $P_1 = 116,34$  kW.

El rendimiento del variador seleccionado es de  $\eta_{\text{variador}} = 97\%$ , de aquí podremos obtener la potencia mínima que deba tener el generador fotovoltaico que será de:

$$\eta_{\text{variador}} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \rightarrow P_{DC} = \frac{116,34}{0,97} = 119,94 \text{ kW}$$

Como son dos bombas, la potencia de paneles a instalar como mínimo será el doble:

Potencia mínima campo solar  $\rightarrow 2 \cdot P_{DC} \approx 240 \text{ kWp}$

En el siguiente apartado se comenzará a diseñar el sistema de generación de energía eléctrica a partir de módulos fotovoltaicos.

### 3.5 Diseño del generador

Llegamos al apartado de diseño del sistema de generación de energía eléctrica para alimentar las bombas de la instalación.

Para este cometido se utilizarán placas solares o también llamados paneles fotovoltaicos. Son unos elementos muy sencillos compuestos de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir del efecto fotoeléctrico gracias a la radiación incidente sobre ellos

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por un material determinado al incidir la radiación. Los fotones de los rayos solares transportan una energía que es absorbida por los electrones de un material, si esta energía es muy alta, el electrón se desprende, generando un flujo de electrones libres. Si estos electrones son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

Las células fotovoltaicas son las encargadas de realizar esta tarea. Se utiliza Silicio proveniente de la reducción de la sílice, un elemento arenisco que abunda en la Tierra. Su agrupación supone el llamado panel fotovoltaico. La conexión se realiza en serie para aumentar su tensión de salida, si conectamos varios paneles en paralelo aumentaremos la corriente eléctrica del conjunto. [30]

Los paneles fotovoltaicos se agrupan en tres tipos:

- Silicio amorfo: gas de Silicio proyectado sobre láminas de vidrio. Con más baratos que otras tecnologías, pero con bastante peor rendimiento.
- Silicio Monocristalino: un único cristal de Silicio solidificado, cortado en finas capas. Tienen buen rendimiento y buena relación potencia - superficie, pero el coste es más elevado.
- Silicio Policristalino: si se enfría el Silicio en un molde, se forman varios cristales de este, de ahí su nombre. El funcionamiento del módulo es



mejor que el monocristalino y más barato de producir, pero tiene bajos rendimientos en condiciones de baja luminosidad.

La selección de los paneles fotovoltaicos consiste en calcular la potencia pico de la instalación necesaria para poder cumplir las necesidades en términos de potencia que necesita el variador y por ende las bombas.

Seguidamente, se calculará el número de paneles en serie y en paralelo que se pondrán, ya que las placas solares en serie determinan la tensión del generador y las series de paneles en paralelo (strings en paralelo) determinarán la intensidad de corriente en continua del generador. Estos valores no podrán pasar de los límites establecidos por los variadores de frecuencia seleccionados.

### 3.5.1 Parámetros característicos de los paneles fotovoltaicos

El primer parámetro característico a tener en cuenta a la hora de seleccionar un módulo fotovoltaico es la potencia pico  $P_{mp}$  que puede dar ese panel en las STC (Standard Test Condition). A continuación, se muestran los parámetros que influyen en el diseño de un panel solar:

- Tensión de circuito abierto  $V_{oc}$ : se trata de la tensión máxima que puede dar el módulo. Al ser en circuito abierto, esta se puede medir con un voltímetro. Dependiendo de las condiciones climáticas su valor variará.
- Intensidad de cortocircuito  $I_{sc}$ : es la máxima intensidad que puede dar el panel solar a tensión = 0. Se puede medir directamente con el amperímetro. Dependiendo de las condiciones climáticas su valor variará.
- Tensión en el punto de máxima potencia  $V_{mpp}$ : máxima tensión que puede dar el módulo cuando este se encuentra en su punto de máxima potencia.
- Corriente en el punto de máxima potencia  $I_{mpp}$ : máxima corriente que puede dar el módulo cuando este se encuentra en su punto de máxima potencia.
- Eficiencia del módulo: nos define el rendimiento del panel a la hora de convertir la radiación incidente en potencia eléctrica.

- Temperatura nominal de operación del módulo: es la temperatura que tendrán las células con unas condiciones de irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s.
- Coeficientes de temperatura para Voc, Isc y Pmax: se tratan de unos valores en tanto por ciento que reflejan las pérdidas de tensión, intensidad y voltaje máximos que tendría el módulo fotovoltaico dependientes del aumento de la temperatura respecto de la estándar fijada de 25°C.

Para facilitar los cálculos, estas magnitudes se representan en las curvas características de los paneles fotovoltaicos.

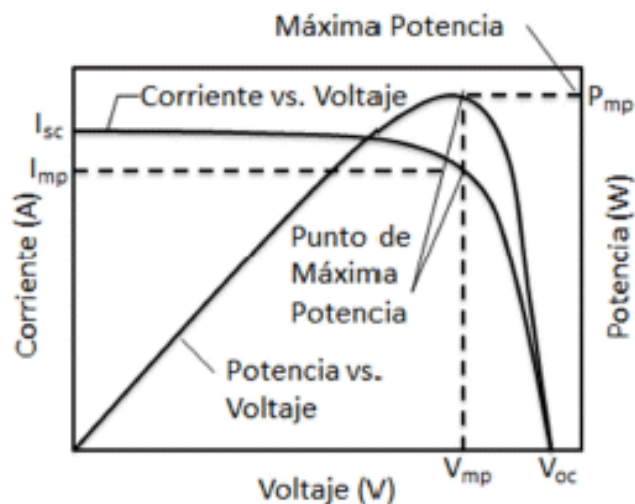


Figura 49 Curvas características de un módulo fotovoltaico [W30]

Se observa el punto de máxima potencia de los paneles, la cual corresponde con el área representada por el rectángulo de lados V e I, por lo que la potencia se calculará como:  $P = V \cdot I$ . Además, aparecen representadas la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto.

### 3.5.2 Coeficiente de rendimiento de una instalación fotovoltaica

Para medir la calidad de una instalación fotovoltaica se utiliza el parámetro conocido como “coeficiente de rendimiento” (performance ratio en inglés). Este expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la

instalación. Teniendo en cuenta una serie de pérdidas, se podrá ver qué proporción de energía eléctrica generada tendremos a nuestra disposición.

El valor del coeficiente de rendimiento está influenciado por una serie de factores ambientales y tecnológicos. Los más importantes son los siguientes:

- Pérdidas por temperatura de módulos PV: la efectividad de un panel solar se ve mejorada durante días de especial frío, disminuyendo en días muy calurosos de verano, aunque la irradiancia sea mucho mayor. En las fichas técnicas de los módulos aparece un parámetro llamado “Coeficiente de temperatura de Pmax” expresado en %/°C. Suele estar comprendido entre -0,3 y -0,4. Para calcular las pérdidas por temperatura se utilizan las siguientes expresiones:

$$P_T = d \cdot T_C \quad 3.20$$

Siendo:

d = el coeficiente de temperatura de Pmax antes mencionado.

$T_C$  es la siguiente expresión: [32]

$$T_C = T_a + H_G \cdot \left( \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \quad 3.21$$

$T_C$  = temperatura de las células para el momento analizado.

$T_A$  = temperatura ambiente para el momento analizado.

$H_G$  = radiación solar mensual media.

$T_{ONC}$  = Temperatura de Operación Normal de la célula

- Irradiación solar y energía disipada: cuando el sol está a baja altura, la radiación se aproxima más hacia el valor de la energía disipada (diferencia entre la potencia absorbida y la potencia desprendida), por lo que el rendimiento baja. Debido a los distintos fenómenos atmosféricos y a las estaciones con el sol más bajo, estimaremos estas pérdidas en un 4%. [33]
- Sombras y suciedad en los módulos: las sombras de otros objetos y el polvo depositado en la superficie de los módulos fotovoltaicos reduce la capacidad de estos de absorber la irradiación incidente en ellos, disminuyendo el rendimiento. Consideraremos las pérdidas por suciedad en torno a un 5%. Las pérdidas por sombras serán testimoniales, debido a que la instalación estará en una parcela

totalmente vacía de edificios y postes eléctricos, además que la distancia entre las filas de paneles será suficiente para que no se produzcan sombras. Aun así, se considerará un 1% de pérdidas debidas a sombras. [33]

- Pérdidas por cableado: debido a la disipación de calor por efecto Joule en los cables de la instalación y el tipo de material del que estén hechos, se pueden producir disminuciones en el valor del coeficiente de rendimiento. Según el Reglamento de Baja Tensión, guía ITC BT–40, las pérdidas por cableado de la parte del generador hasta la conexión interior no serán mayores de 1,5%. [33]
- Rendimiento del inversor: si el inversor utilizado tiene un rendimiento muy elevado, este mejorará el rendimiento global de la instalación, llegando a superar incluso el 80%.

### 3.5.3 Potencia de la instalación fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica está constituida por la agrupación de paneles conectados entre sí (normalmente en serie). Estas series, llamadas comúnmente *strings*, determinarán la tensión del sistema, siendo la unión de los strings en paralelo la que determina la intensidad del sistema fotovoltaico.

El objetivo al dimensionar una instalación debería ser el situar la tensión máxima de trabajo del conjunto de módulos entre la tensión mínima y máxima del variador: [32]

$$N_{\text{máx\_módulos\_string}} = \frac{V_{\text{máx\_variador}}}{V_{\text{máx\_panel}}} \text{ entero inf} \quad 3.22$$

$$N_{\text{min\_módulos\_string}} = \frac{V_{\text{min\_variador}}}{V_{\text{min\_panel}}} \text{ entero sup} \quad 3.23$$

Es conveniente elegir un número tal que proporcione una tensión que esté alejada tanto de la máxima como de la mínima del variador, las variaciones de temperatura pueden producir subidas y bajadas de la tensión, pudiéndose desconectar el variador.

Seguidamente, se puede calcular la potencia que generaría cada string con la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia}_{\text{string}} = N_{\text{módulos\_string}} \cdot \text{Potencia}_{\text{módulo}} \quad 3.24$$

Cabe destacar que, dadas las variaciones climáticas de temperatura, viento y radiación incidente, el módulo trabaja con potencias variables, modificándose por tanto los valores de tensión e intensidad.

Se puede calcular la potencia de un módulo para unas condiciones particulares con la siguiente ecuación: [32]

$$P_{\text{máx}} = \frac{P_{\text{máx}}^0 \cdot H_G}{1000} \cdot \left[ 1 - \frac{C_{TP}}{100} \cdot (T_c - 25) \right] \quad 3.25$$

$T_c$  = temperatura de las células para el momento analizado.

$H_G$  = radiación solar global incidente para el momento analizado.

$C_{TP}$  = coeficiente de pérdida de potencia por  $C^\circ$ .

$P_{\text{máx}}^0$  = potencia máxima para las condiciones estándar de medida.

A continuación, se puede calcular los valores de intensidad y tensión correspondientes que el variador tratará de buscar para obtener la máxima potencia de salida hacia los motores de las bombas. Se parte de la aproximación de que la intensidad será muy similar a la intensidad de cortocircuito para la radiación incidente que alcanza el módulo (la intensidad de cortocircuito apenas varía con la temperatura de las células). La intensidad de trabajo se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P_{\text{máx}}^0 \cdot H_G}{1000 \cdot V_{\text{máx}}^0} \quad 3.26$$

$V_{\text{máx}}^0$  es la tensión máxima para las condiciones estándar de medida. La tensión de trabajo del módulo será la siguiente:

$$V = \frac{W_{\text{máx}}}{I} \quad 3.27$$

Finalmente, la tensión, la intensidad y la potencia de la instalación serán las siguientes:

$$V_T = V \cdot N_{\text{módulos\_string}} \quad 3.28$$

$$I_T = I \cdot N_{\text{strings}} \quad 3.29$$

$$P_T = P \cdot N_{\text{módulos}} \quad 3.30$$

### 3.5.4 Distancia entre filas de módulos

El Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a Red del IDAE establece que la distancia “d” medida sobre la horizontal, entre filas de módulos de altura “h” que puedan provocar sombras debe de ser tal que garantice al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. [33]

La distancia “d” tiene que ser como mínimo:

$$d = h \cdot k \quad 3.31$$

Siendo “k” un factor adimensional que depende de la latitud del emplazamiento de la instalación fotovoltaica. En la siguiente tabla se muestran los valores de dicho parámetro:

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 12 Valores del parámetro k en función de la latitud del lugar

Se puede calcular el parámetro “k” con la siguiente ecuación:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad 3.32$$

### 3.5.5 Cableados

El cableado de la instalación es el encargado de llevar la energía generada por los paneles fotovoltaicos hacia los motores de las bombas. La selección del tipo del material y su sección es fundamental para evitar caídas de tensión indeseadas y que no cumplirían con la normativa vigente.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red del IDAE [33] tenemos que:

- Para conductores CC, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %, debiéndose diseñar a una intensidad no inferior al 125% a la máxima intensidad del generador (corriente de cortocircuito  $I_{sc}$ ).

### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

- Para conductores AC, según el artículo 5 de la ITC-BT-40 del RBT [36], sobre instalaciones generadoras de baja tensión, y dado que las instalaciones solares fotovoltaicas son un ejemplo de ellas, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y el punto de interconexión a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.
- En circuitos interiores de la instalación, la caída de tensión no superará un porcentaje del 3% de la tensión nominal para circuitos de alumbrado y del 5% para el resto de los circuitos, siendo admisible la compensación de caída de tensión junto con las correspondientes derivaciones individuales, de manera que conjuntamente no se supere un porcentaje del 4,5% de la tensión nominal para los circuitos de alumbrado y del 6,5% para el resto de circuitos.

Para saber si la caída de tensión en los cables de la instalación no sobrepasa estos límites establecidos utilizaremos el siguiente procedimiento:

- Corriente continua:  
Partiendo de la potencia generada por los paneles solares, tenemos que:

$$P = V \cdot I \quad 3.33$$

La intensidad será la siguiente:

$$I = \frac{P(\text{kW}) \cdot 1000}{V_{\text{módulos string}}} \quad 3.34$$

La caída de tensión se calcula de la siguiente forma:

$$\Delta V = 2 \cdot R \cdot I \quad 3.35$$

R = resistencia del material, medida en Ohmios. Esta depende del material del cable, que podrá ser de cobre o aluminio.

La resistencia de cada material será la siguiente:

$$R = \frac{1}{56} \cdot \frac{L}{S} \text{ para el Cobre} \quad 3.36$$

$$R = \frac{1}{35} \cdot \frac{L}{S} \text{ para el Aluminio} \quad 3.37$$

La sección del material se elegirá para soportar una intensidad no inferior a un 25% de la intensidad de cortocircuito I<sub>sc</sub> de los paneles fotovoltaicos.

El aislamiento del conductor puede ser de diferentes materiales en función del tipo de instalación a la que vayan destinados. Normalmente en instalaciones de bombeo solar, se suelen utilizar aislamientos tipo XLPE (polietileno reticulado) que permiten disminuir la sección del conductor que se vaya a usar.

**Tabla 1. Intensidades máximas admisibles (A) para conductores No enterrados.**  
(Tabla C.52.1 bis. Norma UNE-HD 60.364-5-52)  
Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE					
A1																		
A2																		
B1																		
B2																		
C																		
E																		
F																		
mm <sup>2</sup>	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Figura 50 Intensidades máximas admisibles para conductores no enterrados de cobre [W31]

En la imagen superior se muestra la tabla de Intensidades máximas admisibles para conductores no enterrados, con una T° ambiente de 40°C. Su uso es muy sencillo: sabiendo el tipo de montaje elegido (letras A1 hasta F) y para el aislamiento de XLPE (2x si es CC o 3x si es CA), seleccionamos la sección del cable que soporte una intensidad como mínimo mayor del 125% de la intensidad de cortocircuito.



## CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Ref.	Métodos de instalación	Descripción	Tipo
1		Conductores aislados o cables unipolares en tubo en el interior de una pared térmicamente aislante <sup>a,c</sup>	A1
2		Cables multipolares en tubo en el interior de una pared térmicamente aislante <sup>a,c</sup>	A2
3		Cable multipolar en el interior de una pared térmicamente aislante <sup>a,c</sup>	A1
4		Conductores aislados o cables unipolares en tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo <sup>d</sup>	B1
5		Cable multipolar en un tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo <sup>d</sup>	B2
6		Conductores aislados o cables unipolares en canales (incluyendo canales de múltiples compartimentos) sobre una pared de madera o mampostería:	B1
7		– en recorrido horizontal <sup>b</sup> – en recorrido vertical <sup>b,c</sup>	
8		– en recorrido horizontal <sup>b</sup> – en recorrido vertical <sup>b,c</sup>	
9		– en recorrido horizontal <sup>b</sup> – en recorrido vertical <sup>b,c</sup>	En estudio <sup>a</sup> Puede usarse: B2
10		Conductores aislados o cables unipolares en canales suspendidos <sup>b</sup>	B1
11		Cable multipolar en canales suspendidos <sup>b</sup>	B2
12		Conductores aislados o cables unipolares en molduras <sup>e,g</sup>	A1
15		Conductores aislados en tubo o cables unipolares o multipolares en arquitrabe <sup>e,f</sup>	A1
16		Conductores aislados en tubo o cables unipolares o multipolares en marcos de ventana <sup>e,f</sup>	A1
20		Cables unipolares o multipolares: – fijados sobre una pared de madera o mampostería o separados de la pared menos de 0,3 veces el diámetro del cable <sup>e</sup>	C
21		Cables unipolares o multipolares: – fijados directamente bajo un techo de madera o mampostería	C

Figura 51 Tipos de montajes [W31]

La caída de tensión anterior está expresada en Voltios, para obtenerla en tanto por ciento, se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V \cdot 100}{V_{\text{módulos string}}} \quad 3.38$$

Así tendríamos la caída de tensión de la parte de corriente continua expresada en tanto por ciento. Esta no puede ser mayor de 1,5%.

- Corriente alterna:

$$P = V \cdot I$$

La intensidad en alterna es:

$$I = \frac{P(\text{kW}) \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{variador}} \cdot \cos \phi} \quad 3.39$$

$V_{\text{variador}}$  es la tensión utilizada por el variador.

La caída de tensión en alterna es la siguiente:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot R \cdot I \cdot \cos \varphi \quad 3.40$$

Expresada en tanto por ciento es la siguiente:

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V \cdot 100}{V_{\text{variador}}} \quad 3.41$$

La caída de tensión para circuitos que no son alumbrado será de un 5%.

### 3.5.6 Dispositivos de mando y maniobra

La función de mando consiste en la puesta en servicio o fuera de servicio de un aparato para su utilización o de una parte de una instalación. Esta función se realiza manualmente por interruptores o conmutadores, o a distancia con ayuda de contactores.

Los elementos que se encargan del mando y maniobra son: interruptores, contactores, disyuntores y seccionadores.

### 3.5.7 Dispositivos de corte y protección

La función de protección consiste en evitar poner en peligro o dañar a las personas que utilizan la instalación eléctrica y a los equipos que están conectados a ella.

Los elementos que se encargan del corte y protección son: fusibles, disparadores magnetotérmicos y disparadores de corriente diferencial.

#### 3.5.7.1 Protecciones en la parte de corriente continua

Según el reglamento ITC-BT-22, todo circuito estará protegido contra los efectos de las sobrecargas que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobrecargas previsibles. Las sobrecargas pueden estar motivadas por:

Sobrecargas: aumento de carga de los motores o conexión de nuevos consumidores.

Cortocircuitos: con valores de intensidad de corriente muchos mayores.

### 3.5.7.2 Protecciones en la parte de corriente alterna

Se seguirá utilizando el reglamento de Baja Tensión, capítulo 22. Las características de funcionamiento de un dispositivo que proteja un cable contra sobrecargas deben satisfacer las condiciones siguientes:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad 3.42$$

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

Siendo:

$I_B$  = corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas.

$I_z$  = corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado. (ITC-BT-19).

$I_n$  = corriente asignada del dispositivo de protección.

$I_2$  = corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo ( $t_c$  tiempo convencional según norma).

Para interruptores automáticos:

$I_2 = 1,3 I_n$  para interruptores industriales.

En el caso de fusibles, la característica equivalente a la  $I_2$  de los interruptores automáticos es la denominada  $I_f$  (intensidad de funcionamiento) que para los fusibles del tipo gG toma los valores siguientes:

$$I_f = 1,60 \cdot I_n \text{ si } I_n \geq 16A$$

$$I_f = 1,90 \cdot I_n \text{ si } 4A < I_n < 16A$$

$$I_f = 2,10 \cdot I_n \text{ si } I_n = 4A$$

De todas formas, los variadores de frecuencia protegen las líneas de corriente alterna al poder parametrizar la curva de disparo y la corriente de disparo.

#### Cortocircuito

Se deben cumplir las siguientes condiciones:

El poder de corte del dispositivo de protección debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima prevista en su punto de instalación.

El tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que se produzca en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.

Además, la protección debe ser capaz de disparar en un tiempo menor al tiempo que tardan los aislamientos del conductor en dañarse por la elevación de la temperatura. Esto debe suceder tanto en el caso del cortocircuito máximo, como en el caso del cortocircuito mínimo. El tiempo admisible para los aislamientos del cable a la intensidad de cortocircuito es la siguiente:

$$t_{\text{cable}} = \left( \frac{K \cdot S}{I_{\text{CC}}} \right)^2 \quad 3.43$$

Siendo:

K = constante para el tipo de aislamiento, para PVC vale 115 y para XLPE, 135.

S = sección en mm.

Al utilizar variadores, tenemos limitada la I<sub>cc</sub> según la curva de disparo de este según la curva empleada.

#### 3.5.8 Resistencia de puesta a Tierra

Según el Reglamento de Baja Tensión, capítulo 18, la puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Estos elementos presentan un buen contacto con el terreno para dirigir las corrientes de defecto al mismo, por lo que la resistencia a tierra dependerá de la resistividad del tipo de terreno. [35]

Para calcular la resistencia a tierra mínima se procede de la siguiente forma:

$$R_T = \frac{V}{I_{\text{máx}}} \quad 3.44$$

V = tensión de contacto.

Imáx = intensidad de contacto máxima.

Para el cálculo del número de picas necesarias se procede de la siguiente forma:

La resistencia de una pica es la siguiente:

$$R_p = \frac{\rho}{L} \quad 3.45$$

Siendo  $\rho$  = resistividad del terreno en Ohm y L = longitud de la pica en m.

Por lo que el número mínimo necesario de picas será:

$$n \geq \frac{R_p}{R_T} \quad 3.46$$

Para determinar las secciones de los conductores a tierra se utilizará 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 <sub>p</sub> (mm <sup>2</sup> )
S ≤ 16	S <sub>p</sub> = S
16 < S ≤ 35	S <sub>p</sub> = 16
S > 35	S <sub>p</sub> = S/2

Figura 52 Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase [W32]

### 3.6 Cálculo para el caso propuesto

#### 3.6.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos solares seleccionados son los ULICA SOLAR UL-540M-144HV. Son de tipo monocristalino por su alto rendimiento y su elevada potencia de 540W nos permitirá utilizar un menor número de paneles en la instalación.

Las características principales son las siguientes:

Modelo	UL-540M-144HV
Fabricante	ULICA SOLAR
Potencia máxima (Wp)	540

Eficiencia módulo (%)	21,06
Intensidad a máxima potencia IMPP (A)	12,95A
Tensión a máxima potencia VMPP (V)	41,7V
Corriente de cortocircuito ISC (A)	13,6A
Tensión de circuito abierto VOC (V)	49,8V
Máximo voltaje del sistema (V)	1500
Coefficiente de temperatura Isc	0,049%/°C
Coefficiente de temperatura Voc	-0,29%/°C
Coefficiente de temperatura Pmáx	-0,36%/°C
Temperatura normal de operación NOCT	47 °C
Grado de protección	IP68
Normativa especificaciones	UNE-EN61215:1997
Peso (Kg.)	28,3 kg
Dimensiones (mm)	2279 x 1134 x 35

Tabla 13 Características del panel fotovoltaico seleccionado

Las características eléctricas han sido medidas para una irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup>, incidencia normal, temperatura de célula de 25°C y distribución espectral AM = 1,5.G

### 3.6.2 Rendimiento de la instalación

Para el cálculo del rendimiento de la instalación tendremos en cuenta las siguientes pérdidas:

- Pérdidas por temperatura de módulos: se calculan mediante las ecuaciones 3.20 y 3.21:

$$P_T = d \cdot T_C$$

$$T_C = T_a + H_G \cdot \left( \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right)$$

Como ejemplo, para el mes de enero tenemos unas pérdidas por temperatura de:

$$T_a = 4,6^\circ\text{C}$$

$$H_G = 59 \text{ W/m}^2$$

$$T_{ONC} = 47^\circ\text{C}$$

$$d = 0,36\%/^\circ\text{C}$$

$$T_C = 4,6 + 59 \cdot \left( \frac{47 - 20}{800} \right) = 6,6^\circ\text{C}$$

### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

$$P_T = 0,36 \cdot 6,6 = 2,37^\circ\text{C}$$

- Pérdidas por energía disipada: 4%
- Pérdidas por suciedad: 5%
- Pérdidas por sombras: 1%
- Pérdidas por cableado: 1,5%
- Rendimiento variador: 97%
- Rendimiento inversor: 98,4%

$$PR=100 \left[ \frac{\%Var}{100} \cdot \left( \frac{100 - \%temp}{100} \right) \cdot \left( \frac{100 - \%suc}{100} \right) \cdot \left( \frac{100 - \%somb}{100} \right) \cdot \left( \frac{100 - \%cab}{100} \right) \cdot \left( \frac{100 - \%dis}{100} \right) \right]$$

En la siguiente tabla se muestra el rendimiento de la instalación que tiene cada mes del año, teniendo en cuenta las pérdidas antes mencionadas.

Se puede comprobar claramente como durante los meses de invierno el rendimiento es mayor, esto es debido a que las pérdidas por temperatura son mayores durante el verano, afectando negativamente al rendimiento.

	Ta	Hg	Tc	% pérdidas temp	PR
Enero	4,6	59	6,6	2,37	84,22
Febrero	7,5	78	10,1	3,65	83,12
Marzo	7,0	111	10,7	3,86	82,93
Abril	11,0	124	15,2	5,47	81,55
Mayo	15,1	143	19,9	7,18	80,07
Junio	15,7	173	21,5	7,76	79,57
Julio	18,9	195	25,5	9,18	78,35
Agosto	19,6	180	25,7	9,24	78,29
Septiembre	16,7	142	21,5	7,74	79,59
Octubre	10,6	102	14,0	5,06	81,90
Noviembre	8,3	59	10,3	3,70	83,07
Diciembre	4,6	55	6,5	2,32	84,26
Promedio	11,63	118,44	15,63	5,63	81,41

Tabla 14 Rendimiento de la instalación

Finalmente, la potencia de la instalación fotovoltaica deberá ser, como mínimo:

$$P_{\text{instalación}} = \frac{P_{DC}}{PR} = \frac{240 \text{ kW}}{0,8141} = 294,8 \text{ kW}$$

Posteriormente, aumentaremos esta potencia para poder tener más excedentes disponibles para su venta.

### 3.6.3 Distribución de la instalación fotovoltaica

Para el número y distribución de los módulos fotovoltaicos tendremos en cuenta los siguientes parámetros:

- Potencia mínima necesaria de la instalación: 294,8 kW
- Corriente de las bombas: 195 A
- Tensión de las bombas: 400V
- Umbrales de tensión Vcc entrada: 380-820V

Haciendo uso de las ecuaciones 3.22 y 3.23, tenemos:

$$N_{\text{máx\_módulos\_string}} = \frac{V_{\text{máx\_variador}}}{V_{\text{máx\_panel}}} = \frac{820}{49,8} = 16,5 \approx 16 \text{ paneles}$$

$$N_{\text{min\_módulos\_string}} = \frac{V_{\text{min\_variador}}}{V_{\text{min\_panel}}} = \frac{380}{41,7} = 9,11 \approx 10 \text{ paneles}$$

El número de paneles escogidos por string será de 15. Suele ser el número habitual más utilizado debido a que aportan la suficiente tensión para accionar las bombas.

La potencia pico de cada string es la siguiente:

$$P_{\text{string}} = N_{\text{módulos string}} \cdot P_{\text{módulos}} = 15 \cdot 540 = 8100 \text{ Wp}$$

El número de strings necesarios será el siguiente:

$$N_{\text{strings paralelo}} = \frac{P_{\text{instalación}}}{P_{\text{string}}} = \frac{294.800}{8.100} = 36,4 \approx 37 \text{ strings paralelo}$$

La potencia pico de la instalación se calcula de la siguiente forma:

$$P_{\text{instalación pico}} = N_{\text{strings paralelo}} \cdot P_{\text{string}} = 37 \cdot 8.100 = 299.700 \text{ W}$$

El número de paneles necesarios para conseguir esa potencia es:

$$N_{\text{paneles}} = N_{\text{strings paralelo}} \cdot N_{\text{módulos string}} = 37 \cdot 15 = 555 \text{ paneles}$$

Por lo tanto, la tensión de salida de la instalación fotovoltaica es:

$$V_{T,\text{mpp}} = V_{\text{mpp}} \cdot N_{\text{módulos\_string}} = 41,7 \cdot 15 = 626 \text{ V}$$

$$V_{T,\text{OC}} = V_{\text{OC}} \cdot N_{\text{módulos\_string}} = 49,8 \cdot 15 = 747 \text{ V}$$

La intensidad de salida del generador es la siguiente:



$$I_{T,mpp} = I_{mpp} \cdot N_{strings \text{ paralelo}} = 12,95 \cdot 37 = 479,15 \text{ A}$$

$$I_{T,cc} = I_{cc} \cdot N_{strings \text{ paralelo}} = 13,6 \cdot 37 = 503,2 \text{ A}$$

Para justificar la venta de excedentes, aumentaremos la potencia de la instalación a 388.800 Wp que se conseguirá con 720 módulos fotovoltaicos.

Los cálculos para esa potencia son los mismos que los anteriormente resueltos, por lo que en la siguiente tabla se recogerán las características del campo solar instalado:

<b>NÚMERO PANELES</b>	720 paneles ULICA SOLAR UL-540M-144HV
<b>CONEXIÓN</b>	48 strings en paralelo de 15 placas en serie
<b>POTENCIA CAMPO</b>	388.800 Wp
<b>TENSIÓN SALIDA MPP</b>	626 V
<b>TENSIÓN SALIDA OC</b>	747 V
<b>INTENSIDAD SALIDA MPP</b>	622 A
<b>INTENSIDAD SALIDA CC</b>	653 A

Tabla 15 Características del campo solar instalado

### 3.6.4 Distancia entre estructuras

Los paneles solares se montarán con una inclinación a 15° sobre estructura fija de hormigón. Esta estructura ya ha sido calculada, según la normativa vigente, para soportar el peso de los paneles y las cargas externas debidas a factores climatológicos adversos, tales como el viento, la nieve, etc, según la normativa vigente La estructura de soporte elegida y el sistema de fijación de los módulos permiten las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

A continuación, se muestra una imagen de la estructura:



Figura 53 Estructura de los paneles solares [W33]

Calculando la distancia entre estructuras para no crear sombras como se explicó en el apartado 3.5.4, tenemos:

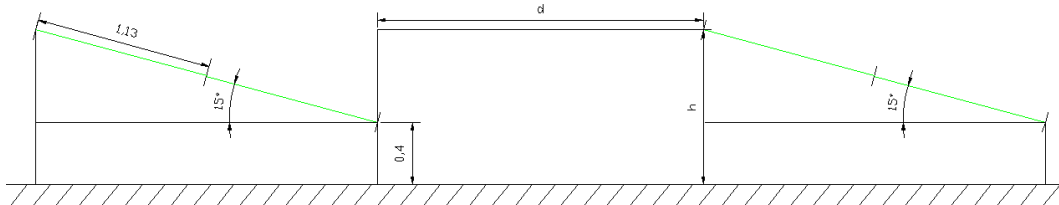


Figura 54 Distancia entre estructuras

La altura “h” es:

$$\sin 15^\circ = \frac{h}{2 \cdot 2,279} \rightarrow h = 0,587 \text{ m} + 0,4\text{m} = 0,987\text{m}$$

$$d = h \cdot k$$

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 42,5^\circ)} = 2,99$$

$$d = 0,987 \cdot 2,99 = 2,95\text{m} \approx 3\text{m}$$

Por lo tanto, la distancia entre estructuras será de 3m.

### 3.6.5 Selección de los inversores

Llegamos al apartado de selección de los inversores encargados de transformar la corriente continua en alterna. Esta corriente será transportada a través del cableado hasta un embarrado común, desde el cual una serie de cables irán hasta los armarios de bombeo, donde están los variadores, y otra serie irá hasta el centro de transformación que se conectará a la red de Media Tensión. Gracias a esto, se podrán verter los excedentes de energía eléctrica a la red.

Para la elección de los inversores deberemos tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Potencia de la instalación: 388.800 W
- Distribución: 48 strings de 15 placas en serie.

### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Debido a que la potencia de la instalación se acerca a los 400 kW, la mejor opción es escoger cuatro inversores de 100 kW de potencia cada uno, para así poder aprovechar toda la potencia generada por el campo solar.

Este campo solar se dividirá en cuatro partes, cada parte generando 97,2 kW. Esta potencia se consigue gracias a la unión de 12 strings de 15 paneles solares cada uno, los cuales irán conectados directamente a los inversores a través de sus entradas MPPT.

El inversor seleccionado es el Huawei SUN2000-100KTL-M1 trifásico de potencia 100 kW. Las características principales son las siguientes:

<b>Eficiencia europea</b>	98,4 %
<b>Tensión máxima entrada</b>	1100 V
<b>Corriente máx por MPPT</b>	26 A
<b>Corriente de CC máx</b>	40 A
<b>Tensión funcionamiento por MPPT</b>	200 V-1000 V
<b>Cantidad de MPPT x entradas por MPPT</b>	10 x 2
<b>Potencia activa salida</b>	100.000W
<b>Potencia aparente máx CA</b>	110.000W
<b>Tensión nominal salida</b>	480 V / 400 V / 380 V
<b>Frecuencia de salida</b>	50 Hz / 60 Hz
<b>Intensidad nominal salida</b>	120,3 A / 144,4 A / 152 A
<b>Máx intensidad salida</b>	133,7 A /160,4 A /168,8 A

Tabla 16 Características del inversor elegido

En la siguiente figura se muestra el campo solar con los inversores ya montados. La planta fotovoltaica ocupa una superficie de 240 m<sup>2</sup> con una separación a las parcelas colindantes de 8 m según normativa. [26]

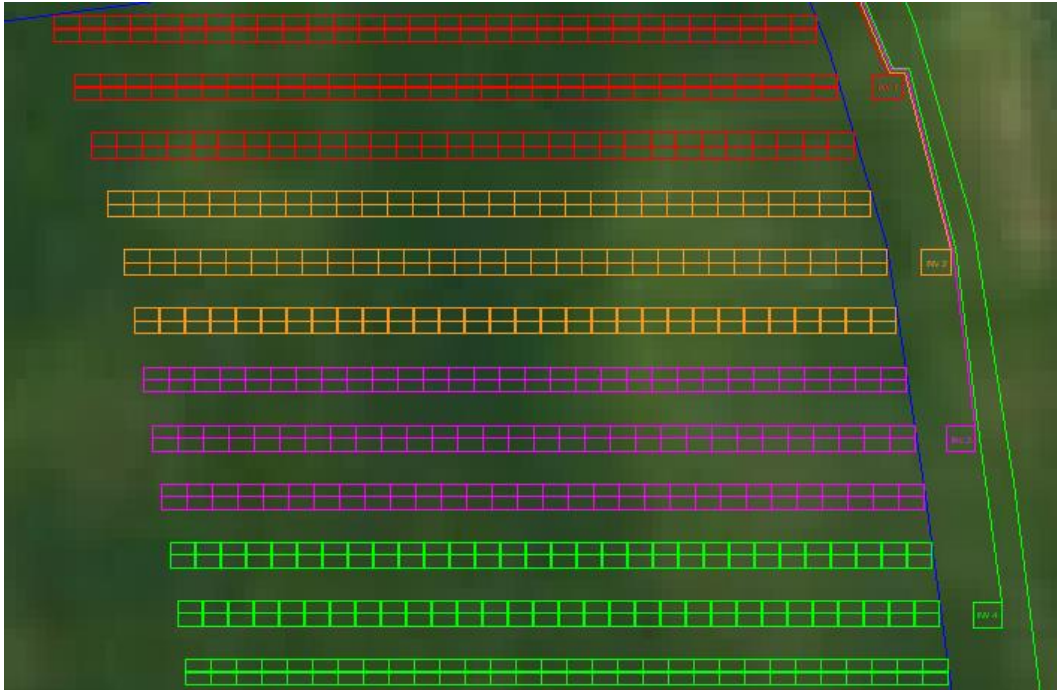


Figura 55 Campo solar de la instalación

### 3.6.6 Cableados de la instalación

#### 3.6.6.1 Parte de Corriente Continua

Por cada string circulará una corriente de cortocircuito de 13,6 A, para los cálculos se tomará un valor de un 125% de esta corriente, cumpliendo con lo indicado en el ICT BT-40, obteniendo una corriente de 17 A. Como mínimo se deberá seleccionar un cable que aguante esta corriente.

Es muy habitual utilizar el cable de cobre de sección 2 x 6 mm<sup>2</sup> XLPE (RV-K o especial para instalaciones fotovoltaicas) para cada serie de paneles. Este cable soporta una intensidad de 49 A para cables unipolares en tubo sobre pared de madera o mampostería (Montaje B1). Este cable irá desde las series de paneles hasta los inversores.

Cada serie de módulos aportará 8,1 kWp, por lo que la intensidad del string será:

$$I = \frac{P \text{ (kW)} \cdot 1000}{V_{\text{string}}} = \frac{8,1 \cdot 1000}{626} = 12,95 \text{ A}$$

Para la caída de tensión se calculará para la distancia más larga desde el string más alejado hasta el inversor al cual se conecte. Esa distancia es de 85 m, la

mayor distancia en corriente continua. Para esta longitud, la caída de tensión es:

$$\Delta U = 2 \cdot R \cdot I = 2 \cdot \frac{1}{56} \cdot \frac{85}{6} \cdot 12,95 = 6,55 \text{ V}$$

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U \cdot 100}{V_{\text{string}}} = 1,05 \%$$

Esta es la mayor caída de tensión que experimentará el cableado de corriente continua, cumpliendo con la condición máxima de caída de tensión menor que 1,5%.

### 3.6.6.2 Parte de Corriente Alterna

A cada inversor le llegarán 12 strings de 15 paneles cada uno. Desde cada uno de ellos hasta la caseta de bombeo hay una distancia máxima de 395m (inversor 4). Para ello, a la salida de cada inversor se instalará cable de Aluminio de sección 4 x 240 mm<sup>2</sup> XLPE. Este cable soporta una intensidad máxima admisible de 300 A para el tipo de montaje elegido (B2 cable multiconductor sobre pared de madera o mampostería) superior a la máxima corriente de cortocircuito que circulará por el cableado, que será de:

$$1,25 \cdot 12 \cdot 13,6 = 204 \text{ A}$$

Por lo que se cumple sobradamente con la intensidad máxima admisible.

Para la caída de tensión se procede de la siguiente forma: la potencia máxima de absorberá cada inversor es de  $12 \cdot 15 \cdot 540\text{W} = 97.200\text{W}$ , por lo que:

$$I = \frac{P(\text{kW}) \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{inversor}} \cdot \cos \phi} = \frac{97,2 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 400\text{V} \cdot 1} = 140,3 \text{ A}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot R \cdot I \cdot \cos \phi = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{35} \cdot \frac{395}{240} \cdot 140,3 \cdot 1 = 11,43 \text{ V}$$

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U \cdot 100}{V_{\text{inversor}}} = 2,86 \%$$

Esta es la mayor caída de tensión que sufrirá el cableado de corriente alterna, inferior a la admisible por normativa, que es de un 5%.

Estos cables provenientes de los cuatro inversores irán unidos directamente a un embarrado común. A este embarrado se conectarán dos cables de sección  $3 \times 120 \text{ mm}^2$  de Cobre. Este cable soporta una intensidad máxima admisible de 251 A para el tipo de montaje elegido (montaje B2: cable multiconductor en pared de madera o mampostería), superior a la máxima corriente de salida nominal serv.ligero del variador, que será de 210 A.

La caída de tensión es la siguiente:

$$I = \frac{P(\text{kW}) \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{inversor}} \cdot \cos \phi} = \frac{119,94 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 400\text{V} \cdot 1} = 173,12 \text{ A}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot R \cdot I \cdot \cos \phi = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{56} \cdot \frac{10}{120} \cdot 173,12 \cdot 1 = 0,446 \text{ V}$$

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U \cdot 100}{V_{\text{bomba}}} = 0,112 \%$$

Desde los variadores hasta los motores de las bombas se llevará un cable de  $4 \times 95 \text{ mm}^2$  de Cobre. Este cable soporta una intensidad máxima admisible de 216 A para el tipo de montaje elegido (montaje B2: cable multiconductor en pared de madera o mampostería), superior a la máxima corriente de consumo del motor de la bomba, que será de 195 A en el caso de funcionar en el punto nominal a máxima frecuencia.

La caída de tensión es la siguiente:

$$I = \frac{P(\text{kW}) \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{inversor}} \cdot \cos \phi} = \frac{119,94 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 400\text{V} \cdot 0,86} = 201,3 \text{ A}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot R \cdot I \cdot \cos \phi = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{56} \cdot \frac{5}{95} \cdot 201,3 \cdot 0,86 = 0,282 \text{ V}$$

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U \cdot 100}{V_{\text{bomba}}} = 0,071 \%$$

Para finalizar, tenemos que calcular la caída de tensión desde el embarrado común hasta el transformador, instalado de una caseta prefabricada de hormigón junto a la caseta de bombeo. Debido a que la intensidad que circulará por los cables es muy alta, es recomendable utilizar dos cables de sección considerable, así se ahorra el coste de cable de sección muy grande. Por lo

CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

tanto, se utilizarán dos cables multiconductores de sección 3 x 240 mm<sup>2</sup> de Cobre. Estos cables soportan una intensidad máxima admisible de 385 x 2 = 770 A, superior a la máxima que puede aportar el campo solar, que es de 561,2 A.

$$I = \frac{P(\text{kW}) \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{inversor}} \cdot \cos \phi} = \frac{388.800 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 400V \cdot 1} = 561,2 \text{ A}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot R \cdot I \cdot \cos \phi = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{56} \cdot \frac{5}{480} \cdot 561,2 \cdot 1 = 0,18 \text{ V}$$

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U \cdot 100}{V_{\text{inversor}}} = 0,045 \%$$

A modo de resumen, en la siguiente tabla se mostrarán los cálculos de caída de tensión realizados:

Línea	P Calc (kW)	f.d.p	Longitud (m)	Tipo Cable	Iz (A)	I (A)	c.d.t max (%)
Paneles – Inversor (CC)	8,1 (626V)	-	85	RV 0.6/1 kV XLPE 2x6 mm2	49	12,95	1,05
Inversores – Embarrado (CA)	97,2 (400V)	1	395	RZ1-K(AS) 0.6/1 kV XLPE 4x240 mm2 Al	300	140,3	2,86
Embarrado – Variador (CA)	119,94 (400V)	1	10	RV 0.6/1 kV XLPE 3x120 mm2 Cu	251	173,1	0,112
Variador - Motor Bomba (CA)	119,94 (400V)	0,86	5	RV 0.6/1 kV XLPE 4x95 mm2 Cu	216	201,3	0,071
Embarrado – Transformador	388,8 (400V)	1	5	RV 0.6/1 kV XLPE 2x(3x240) mm2 Cu	770	561,2	0,045

Tabla 17 Resumen de los cálculos de caída de tensión

### 3.6.7 Protecciones

#### 3.6.7.1 Protecciones de la parte de CC

Cada string de 15 paneles llevará un fusible de protección de 15A, siendo este valor inferior a la máxima corriente que puede soportar el conductor de 49A. Por el cableado circulará una corriente de cortocircuito de 13,6 A, por lo que los fusibles elegidos soportan adecuadamente esta corriente.

Además, se instalarán en paralelo a las series de paneles diodos de derivación, proporcionando una ruta alternativa en el caso de que uno de los módulos esté dañado, consiguiendo que el string siga proporcionando electricidad, pero aportando menos potencia.

#### 3.6.7.2 Protecciones de la parte de CA

Para este apartado se utilizará como método de cálculo de las protecciones de sobrecarga y cortocircuito lo expuesto en el apartado 3.5.7.2 de este mismo trabajo.

##### Sobrecarga

Para el caso de las bombas, la línea estará protegida por el variador de frecuencia, al que se puede parametrizar la curva de disparo y la corriente de disparo.

Se ha ajustado:  $I_2 = 210$  A

En la siguiente tabla se mostrarán los cálculos de sobrecarga realizados para la protección de la bomba:

Línea	P Calc (kW)	Iuso (A)	Protecciones	$I_2$ (A)	$I_z$ (A)	$1.45 \times I_z$ (A)
Bomba 110 kW	119,9	195	Integrada en variador $I_2: 210$ A; $U_n: 400$ V	210	216	313,2

Tabla 18 Protección contra sobrecarga de la bomba

Se comprueba que:

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



### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Para los inversores, tenemos en cada línea un interruptor diferencial de 160 A. La protección contra sobrecargas es la siguiente:

Línea	P Calc (kW)	I <sub>B</sub> (A)	Protecciones	I <sub>z</sub> (A)	I <sub>n</sub> (A)	1.45 x I <sub>z</sub> (A)
Inversores-embarrado	97,2	140,3	Diferencial In: 160 A; Un: 400 V	300	160	435

Se comprueba que:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

#### Cortocircuito

Al utilizar un variador tenemos limitada la I<sub>cc</sub> según la curva de disparo empleada, en nuestro caso:

$$I_{cc} = I_{tc} = 210 \text{ A}$$

Línea	Protecciones	I <sub>cc</sub> máx I <sub>cc</sub> mín (kA)	t <sub>c</sub> CC máx CC mín (s)	t <sub>variador</sub> (s)
Bomba 110 kW	Integrada en variador I <sub>2</sub> : 210 A; Un: 400 V	210 210	3730 3730	>3

$$t_{\text{cable}} = \left( \frac{K \cdot S}{I_{cc}} \right)^2 = \left( \frac{135 \cdot 95}{210} \right)^2 = 3730 \text{ s}$$

Para el caso de los inversores, la intensidad de cortocircuito máxima corresponderá a la que hay a la salida del transformador, cuyo valor se calcula:

$$I_{cc} = 25 \cdot P$$

Siendo P la potencia del CT en KVA. I<sub>cc</sub> min de 12 kA y máx de 25 kA. Nos quedamos con el valor menor.

Para el caso del inversor más alejado, tenemos que:

$$R_1 = \frac{V}{2 \cdot I_{cc}} = \frac{400}{2 \cdot 12000} = 0,016 \Omega$$

$$R_2 = \frac{1}{35} \cdot \frac{L}{S} = \frac{1}{35} \cdot \frac{395}{240} = 0,047 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{V}{2 \cdot (R_1 + R_2)} = 3174 \text{ A}$$

Línea	Protecciones	I <sub>cc</sub> máx I <sub>cc</sub> mín (kA)	t <sub>c</sub> CC máx CC mín (s)	t <sub>diferencial</sub> (s)
Inversores-embarrado	Diferencial In: 160 A; Un: 400 V	12 3,174	7,29 104,2	>3

$$t_{cable} = \left( \frac{K \cdot S}{I_{cc}} \right)^2 = \left( \frac{135 \cdot 240}{12000} \right)^2 = 7,29 \text{ s}$$

$$t_{cable} = \left( \frac{K \cdot S}{I_{cc}} \right)^2 = \left( \frac{135 \cdot 240}{3174} \right)^2 = 104,2 \text{ s}$$

### 3.6.8 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra

Las masas de una instalación eléctrica son el conjunto de partes metálicas aisladas de las partes activas (con tensión eléctrica). Estas son: marcos de los módulos fotovoltaicos, estructuras de sujeción, chasis del inversor, diversas canalizaciones eléctricas, el conjunto motor-bomba, etc.

La puesta a tierra de los módulos se centra en la conexión de sus marcos a tierra. Estos son de aluminio anodizado, el cual es un aislante muy bueno y para su conexión a tierra se practican unos orificios destinados para tal fin. Además, el conductor de tierra se conectará en algún punto a la estructura de soporte de los módulos.

La red de tierras se realizará mediante picas de cobre de 2m de longitud. El número de picas a utilizar, como se explicó en el apartado 3.5.9, vendrá condicionado por la naturaleza del terreno con el fin de garantizar que  $R_T < 10 \Omega$ . La resistividad del terreno será de 50 Ohm.m para el tipo de terreno de la parcela: terreno cultivable y fértil. El número de picas será:

$$R_T = \frac{V}{I_{\text{máx}}} = 10 \Omega$$

$$R_p = \frac{\rho}{L} = \frac{50 \text{ Ohm} \cdot \text{m}}{2 \text{ m}} = 25 \Omega$$

$$n \geq \frac{R_p}{R_T} = \frac{25}{10} = 2,5 \text{ picas} \approx 3 \text{ picas}$$

Por lo que será necesario un número mínimo de picas igual a 3 picas.

La unión de los diferentes puntos de puesta a tierra se realizará mediante cable desnudo de cobre de 35 mm<sup>2</sup> de sección directamente enterrado.

### 3.6.9 Armario de bombeo y telecontrol

Todos los elementos de control de las bombas y su protección se reúnen en lo que se denomina “Armario de bombeo”. Este armario va instalado en el interior de la caseta de bombeo, junto a las bombas hidráulicas.

La empresa Sistemas de Riego Solar S.L. es la encargada de su montaje e instalación en la caseta de bombeo de este proyecto.

Gracias a que la instalación es híbrida (autoconsumo y con venta de excedentes), se ha conseguido que el armario de bombeo sea lo más simplificado posible. Sus componentes son:

- ARMARIO 1,8 x 1 x 0,4 m (alto x ancho x profundidad)
- Dos variadores de frecuencia Gefran modelo ADV-200-4 Base de la talla 5900
- Relés, fusibles, bornas, etc.
- Tarjetas de red 4G para almacenamiento de datos.
- Sensores de presión, caudalímetros, sondas de nivel de la balsa.

Los variadores de frecuencia deberán de disponer de un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia del campo solar fotovoltaico además de una serie de parámetros específicos de bombeo solar. Estos variadores de

la marca Gefran disponen de un PLC interno que permite realizar tareas de control de las bombas y la empresa Sistemas de Riego Solar S.L. dispone de un software desarrollado que permite estas funcionalidades.

Para la monitorización de las variables más importantes en la instalación, tales como el caudal de bombeo, la presión de salida del agua de la bomba, la frecuencia, tensiones e intensidades y el nivel de la balsa, dicha empresa dispone de un pequeño ordenador capaz de almacenar datos mediante una tarjeta de red y poder ser transferidos a una página web controlable a través de la app propia de la empresa, la cual muestra en tiempo real los valores de estos parámetros.

Gracias a esto, el propietario de la instalación gana en comodidad al poder controlar el funcionamiento de la instalación desde su smartphone, ahorrándose viajes innecesarios, así como solucionar problemas puntuales que puedan surgir a distancia.

### 3.6.10 Centro de transformación

Para poder verter los excedentes a la red de distribución de la energía, es necesario elevar la tensión producida por los paneles solares hasta lo que se conoce como Media Tensión. Habitualmente, la tensión que circula por las redes aéreas que nos encontramos por las parcelas de cultivo es de 13.200V.

Para conseguir este objetivo, al lado de la caseta de bombeo se instalará lo que se conoce como un Centro de Transformación construido en una caseta prefabricada de hormigón.

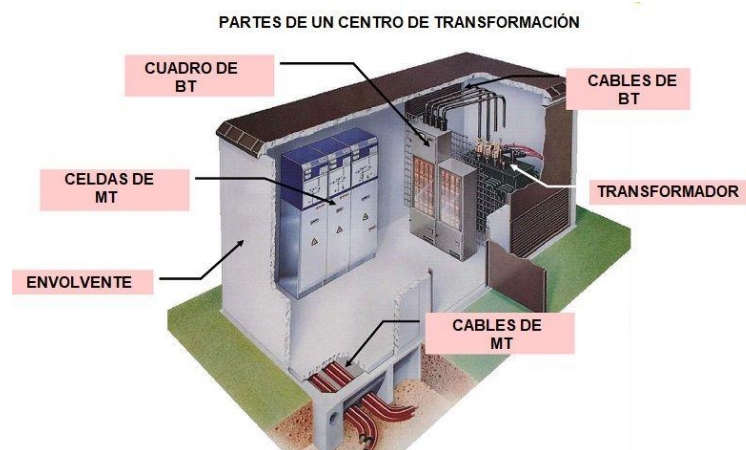


Figura 56 Partes de un centro de transformación [W34]

La caseta contendrá en su interior la siguiente aparamenta:

### CAPÍTULO 3: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

- Transformador: basado en el efecto de inducción electromagnética, es el elemento encargado de elevar o disminuir la tensión de una corriente eléctrica alterna, manteniendo la potencia. En nuestro caso, se instalará un transformador de 400V y 800kVA.
- Celdas de línea: son los elementos encargados de recibir las líneas eléctricas del exterior del centro, suelen estar equipadas con un interruptor.
- Celda de protección con fusibles: como su nombre indica, son las celdas encargadas de la protección del transformador mediante relés. Los fusibles actúan en caso de cortocircuito.
- Celda de medida: llevan en su interior los transformadores de medida de tensión e intensidad, convirtiendo los valores de estas magnitudes propias de la línea exterior en valores manejables por los equipos de medida.
- Habitualmente, para Media Tensión se utilizan cables de aluminio tipo HEPRZ1 (etileno propileno de alto módulo, libre de halógenos y no propagador de incendios) de sección 150 mm<sup>2</sup>



# **Capítulo 4:**

# **Viabilidad de la**

# **instalación**





#### 4. VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

En este apartado hablaremos de la rentabilidad de la instalación y la justificación de la inversión necesaria para el montaje y la puesta en marcha de esta, por lo que se analizarán los beneficios previstos.

##### 4.1 Comparación entre suministro solar aislado y suministro eléctrico

Para este apartado se hará una comparación entre la inversión de la instalación solar fotovoltaica aislada y las tarifas de potencia ofertadas que serían necesarias contratar a la compañía distribuidora para el funcionamiento de las bombas.

En cualquier caso, la normativa ordena que para poder vender los excedentes de energía, es necesario tener contratada una de las tarifas ofertadas por las comercializadoras. Para nuestra instalación, se va a contratar la tarifa 6.1 TD en Media Tensión, que es la habitual.

Esta tarifa está dividida en 6 tramos horarios, cuya nomenclatura va desde P6 hasta P1. La tarifa más barata, la P6, siempre está disponible desde las 00:00 AM hasta las 08:00 AM y los sábados, domingos y festivos actúa durante todo el día. La tarifa más cara, la P1, actúa solo en temporada alta.

Como norma se exige que, si por ejemplo en Enero se necesitase electricidad para 9 horas, se contrataría P6 y la siguiente potencia, que sería P2, es obligatorio contratar las potencias que hay en medio (es decir, P5, P4 y P3, además de P6 y P2), aunque la instalación no consuma energía en esos tramos.

Los períodos tarifarios varían según la temporada eléctrica (mes) en la que estemos y según si nos encontramos en la península o en las Islas Canarias/ Baleares y Ceuta y Melilla.

### Temporadas eléctricas

	PENÍNSULA	CANARIAS	BALEARES
Enero	ALTA	MEDIA	MEDIA
Febrero	ALTA	MEDIA	MEDIA
Marzo	MEDIA - ALTA	MEDIA	BAJA
Abril	BAJA	BAJA	BAJA
Mayo	BAJA	BAJA	MEDIA - ALTA
Junio	MEDIA	BAJA	ALTA
Julio	ALTA	ALTA	ALTA
Agosto	MEDIA	ALTA	ALTA
Septiembre	MEDIA	ALTA	ALTA
Octubre	BAJA	ALTA	MEDIA - ALTA
Noviembre	MEDIA - ALTA	MEDIA - ALTA	BAJA
Diciembre	ALTA	MEDIA - ALTA	MEDIA

Figura 57 Temporada eléctrica según el mes [W35]

Los horarios son los siguientes:

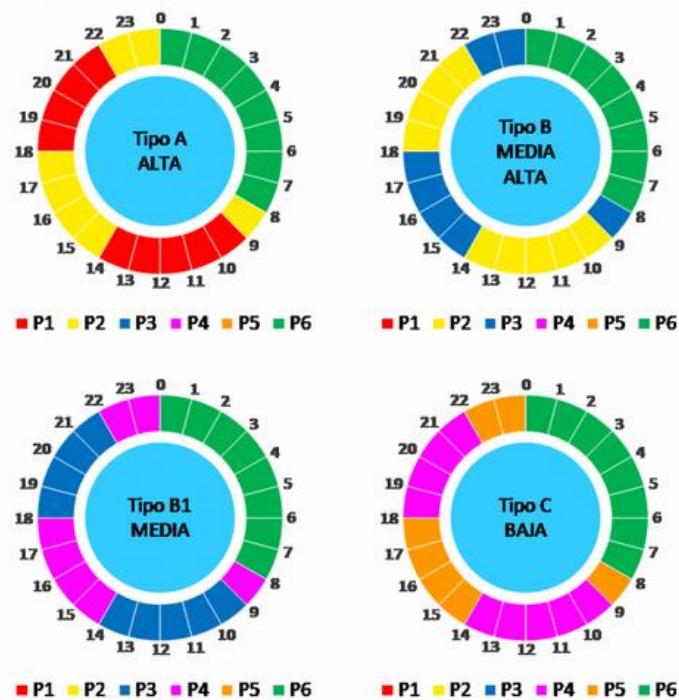


Figura 58 Horarios durante el día según la temporada [W36]

En la siguiente tabla se muestra el resumen anual, para saber a cada hora de cada día del mes que período de P1 a P6 se aplica:

## CAPÍTULO 4: VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Figura 59 Resumen anual de potencias por mes y hora [W37]

Para ver cuantas horas funcionan las bombas cada mes del año y cada día de cada mes, simplemente dividimos el volumen de agua bombeado cada mes entre el caudal bombeado cada hora para obtener las horas de funcionamiento.

Mes	Volumen mensual medio (m3)	Horas funcionamiento bombas (mes)	Horas funcionamiento bombas (día)
Enero	0,00	0,00	0,00
Febrero	0,00	0,00	0,00
Marzo	40957,68	108,93	3,51
Abril	56136,80	149,30	4,98
Mayo	70214,24	186,74	6,02
Junio	74523,20	198,20	6,61
Julio	75764,00	201,50	6,50
Agosto	77343,20	205,70	6,64
Septiembre	56824,88	151,13	5,04
Octubre	49598,16	131,91	4,26
Noviembre	0,00	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,00	0,00
Anual	501362,16	1333,41	

Tabla 19 Horas de funcionamiento de las bombas

Se puede comprobar que en ningún caso se superan las 8 horas de funcionamiento diarias, por lo que el período que se contrataría en el supuesto de no instalar placas solares sería la P6 nocturna.

## CAPÍTULO 4: VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

Para definir el precio a pagar en las facturas de la luz para la tarifa 6.1 TD en Media Tensión intervienen varios términos:

- **Término de potencia (€/kW):** es el precio a pagar por el hecho de contratar los períodos de potencia desde P1 hasta P6. Es un término fijo, aunque no consumas energía en un mes, tienes que apagar por disponer de esa potencia. En nuestro caso nos ajustaremos al período P6 y teniendo en cuenta que en Enero, Febrero, Noviembre y Diciembre no se sacará agua, no consumiremos energía pero se pagará por tenerla disponible.
- **Término variable de energía (€/kWh):** es el precio a pagar por la energía que realmente consumes en un mes, depende de la cantidad de horas que consumas esa potencia. En el resto de los meses en los que se bombea agua, si que tendremos que sumar este término al total de la factura.
- **Impuesto sobre la electricidad, en torno a un 5%**
- **Alquiler de contadores, en torno a 3 € cada mes.**

Para ayudarnos a calcular lo que se pagaría cada mes por la potencia contratada y la energía consumida se ha acudido al simulador proporcionado por “Retecsol: ingeniería eficiente y renovable” [37].

El funcionamiento es muy sencillo: se elige el período de facturación, se indica la potencia contratada en cada tramo horario y la energía consumida en esos tramos, el precio del alquiler de los contadores y de la penalización por potencia y energía reactiva consumida.

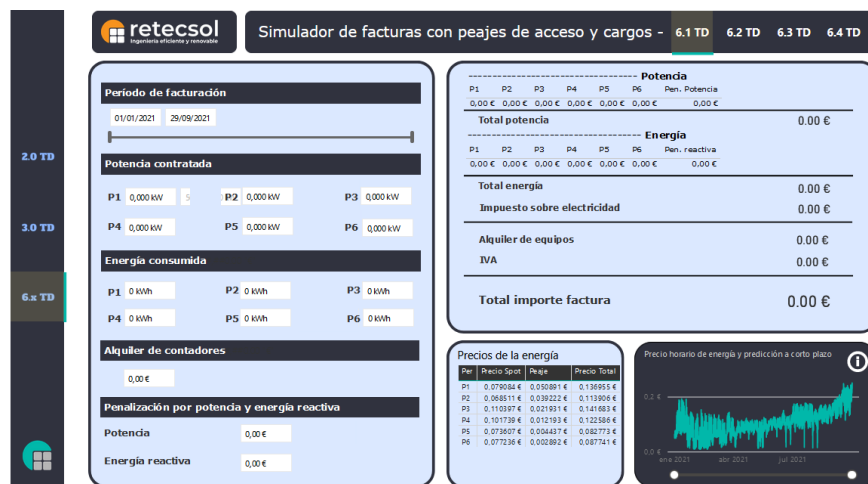


Figura 60 Simulador de facturas eléctricas y seguimiento del SPOT [W38]

## CAPÍTULO 4: VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se muestra lo que habría que pagar cada mes por tener contratada una potencia de 240 kW (potencia variadores-bombas). Cabe mencionar que los precios del kWh son para el año 2021, por lo que para el año 2022, debido a la complicada situación actual en el mundo, los precios son más altos.

	Temporada	Horas funcionamiento bombas (mes)	kWh Bombas	Precio factura cada mes (euros)
Enero		0,00	0,00	58,59
Febrero		0,00	0,00	53,3
Marzo	Media-alta	108,93	26143,20	1669,37
Abril	Baja	149,30	35832,00	3180,48
Mayo	Baja	186,74	44817,60	4126,23
Junio	Media	198,20	47568,00	5251,34
Julio	Alta	201,50	48360,00	5922,34
Agosto	Media	205,70	49368,00	6958,95
Septiembre	Media	151,13	36271,20	7306,43
Octubre	Baja	131,91	31658,40	6384,19
Noviembre		0,00	0,00	55,06
Diciembre		0,00	0,00	62,3
<b>TOTAL AÑO</b>				<b>41028,58</b>

Tabla 20 Total a pagar por la contratación de la electricidad

Por lo que al año se pagaría de luz en torno a 41.025,58 €. Lo siguiente que haremos será comparar el coste de contratar la electricidad con la inversión realizada en la instalación fotovoltaica.

La experiencia nos dice que la amortización de instalaciones fotovoltaicas suele ser en torno a los 7-8 años. La rentabilidad depende de varios factores, como la potencia y producción de la instalación, su coste, si tiene venta de excedentes de energía, etc.

A modo de resumen, se muestra el presupuesto del proyecto:

## CAPÍTULO 4: VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

### RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
1	CAMPO FOTOVOLTAICO .....	260.579,41	63,94
2	HIDRÁULICA .....	39.161,9	9,609
3	INVERSORES .....	30.774,72	7,551
4	CUADROS BOMBEO .....	10.850,17	2,662
5	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN .....	62.410,43	15,31
6	SEGURIDAD Y SALUD .....	274,91	0,067
7	HONORARIOS POR EL TRABAJO FIN DE GRADO .....	3507,84	0,861
<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>		<b>407.559,38</b>	

Figura 61 Resumen del presupuesto

El consumo anual de las bombas es el siguiente:

<b>Volumen (m<sup>3</sup>/año)</b>	<b>500.000</b>
<b>Caudal (m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>376</b>
<b>HSP anuales</b>	<b>1333,41</b>
<b>Potencia variadores-bombas (kW)</b>	<b>240</b>
<b>Consumo eléctrico anual (kWh/año)</b>	<b>320.018,4</b>

Tabla 21 Consumos de las bombas anuales

Para valorar los excedentes energéticos se ha escogido un precio medio de venta de la electricidad de torno a los 0,18 €/kWh, según el mercado eléctrico español (OMIE). [39]

	<b>Energía producida (kWh/mes)</b>	<b>Energía consumida (kWh/mes)</b>	<b>Excedentes</b>	<b>Retribución recibida (€)</b>
<b>Enero</b>	19083,84	0,00	19083,84	3435,09
<b>Febrero</b>	28529,74	0,00	28529,74	5135,35
<b>Marzo</b>	35123,74	26143,20	8980,54	1616,50
<b>Abril</b>	47338,34	35832,00	11506,34	2071,14
<b>Mayo</b>	58136,59	44817,60	13318,99	2397,42
<b>Junio</b>	61320,07	47568,00	13752,07	2475,37
<b>Julio</b>	61380,14	48360,00	13020,14	2343,63
<b>Agosto</b>	62615,97	49368,00	13247,97	2384,63
<b>Septiembre</b>	46765,99	36271,20	10494,79	1889,06
<b>Octubre</b>	42005,68	31658,40	10347,28	1862,51
<b>Noviembre</b>	23186,74	0,00	23186,74	4173,61
<b>Diciembre</b>	18480,21	0,00	18480,21	3326,44
			<b>TOTAL</b>	<b>33110,76</b>

Tabla 22 kWh producidos y remuneración recibida por la venta de excedentes

## CAPÍTULO 4: VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

Se recibiría, cada año, en torno a 33.110,76 € por la venta de los excedentes eléctricos.

Como se comentó en el capítulo 2.1 *Sistemas de apoyo a las energías renovables*, en el Real Decreto 477/2021 se aprobaron las ayudas para la ejecución de diversos programas de autoconsumo con fuentes de energía renovable. Por lo tanto, gracias a que la instalación proyectada es fotovoltaica autoconsumo, disponemos de una ayuda económica a la inversión realizada.

Siguiendo con nuestro caso de estudio, tenemos la siguiente clasificación:

La comunidad de regantes tiene como principal función el riego de cultivos, por lo que clasificaríamos sus incentivos como los del tipo 2 (otros sectores productivos de la economía).

Al tener 220 integrantes, la comunidad se definiría como mediana empresa.

El método de cálculo de la ayuda es el siguiente:

Actuaciones	Coste unitario de la instalación de referencia (Cuf) (€/kW)	Coste subvencionable unitario máximo (€/kW)	% ayuda gran empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)	% ayuda mediana empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)	% ayuda pequeña empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)
Instalación Fotovoltaica autoconsumo Potencia (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	-	749	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	-	910	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10kWp).	-	1.188	15 %	25 %	45 %
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	258	1.070	20 %	30 %	40 %
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	129	3.072	30 %	40 %	50 %
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	86	4.723	30 %	40 %	50 %

Figura 62 Costes subvencionables máximos aplicables [W39]

Como la potencia de la instalación es de 388,8 kWp, nos encontramos en el intervalo de 100 kWp < P < 1000 kWp, por lo que nuestro coste subvencionable unitario máximo es de 749 €/kW. Teniendo en cuenta que se trata de una mediana empresa, nos darían un 25% sobre el coste subvencionable. Además, a los programas de incentivos 1 y 2, si la instalación se encuentra en un municipio de 5000 habitantes o menos, se concede un 5% más de ayuda, por lo que en total la comunidad de regantes recibiría un 30% sobre el coste subvencionable.

El cálculo continua con:

#### CAPÍTULO 4: VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

$$749 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot 388,8 \text{ kWp} = 291.211,2 \text{ €}$$

Como este coste no supera al del presupuesto del proyecto, solo nos concederán la subvención para el de menor valor, en este caso el de 291.211,2 €.

Como hemos dicho antes, se nos concederá un 30% de este coste, por lo que recibiríamos:

$$291.211,2 \cdot 0,3 = 87.363,36 \text{ €}$$

Finalmente, la amortización del proyecto se calcula como: coste de la factura de la luz (se supondrá que sube un 5% cada año) menos la inversión realizada, menos el mantenimiento de la instalación y el término fijo de P6, y sumando la retribución por venta de excedentes y la subvención recibida.

Año	Total factura eléctrica anual	Inversión y mantenimiento	Ahorro
0	41028,58	320196,02	-320196
1	43080,009	1197,18	-247253,9
2	45234,0095	1197,18	-172260,3
3	47495,7099	1197,18	-95112,68
4	49870,4954	1197,18	-15703,39
5	52364,0202	1197,18	66080,68
6	54982,2212	1197,18	126444,92
7	57731,3323	1197,18	189427,37
8	60617,8989	1197,18	255158,92
9	63648,7938	1197,18	323777,04
10	66831,2335	1197,18	395426,05

Tabla 23 Evolución del ahorro en la inversión de la instalación

Afortunadamente, se ha conseguido que el proyecto se amortice en torno a los 4,5 años, antes de lo que suele ser habitual en este tipo de instalaciones fotovoltaicas.



## 4.2 Viabilidad ambiental

Como ya hemos mencionado en capítulos anteriores, gracias a la instalación y uso de plantas solares fotovoltaicas, reducimos la emisión de gases de efecto invernadero tales como el CO<sub>2</sub>.

Esto es debido a que, por el simple hecho de tener que producir la electricidad, estamos emitiendo diversos contaminantes a la atmósfera cuyo origen son las centrales de producción de energía, como por ejemplo las que utilizan combustibles fósiles (ciclo convencional de carbón, gasóleo y gas natural, ciclo combinado y cogeneración).

Afortunadamente, el uso de este tipo de centrales con fuentes de energía no renovable está decayendo en favor de fuentes de energía que si son renovables, tales como la hidráulica, eólica y solar [38].

En la siguiente imagen se muestra la estructura de la generación eléctrica en España en el año 2020.

Estructura de la generación eléctrica en España (2020)

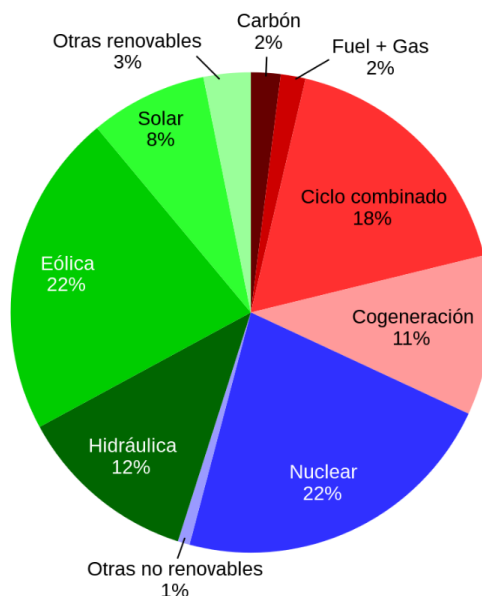


Figura 63 Fuentes de generación de energía eléctrica en España [W40]

Para saber cuántas emisiones de gases de efecto invernadero hemos evitado gracias a la instalación de una planta solar fotovoltaica, existen unos factores de emisión expresados en kg CO<sub>2</sub> evitados/ kWh año determinados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en colaboración con las comercializadoras de la energía.

A Mayo de 2022, el factor de emisión para la comercializadora Iberdrola Clientes S.A.U es de 0,232 kg CO<sub>2</sub>/ kWh. Teniendo en cuenta que tendremos

#### CAPÍTULO 4: VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

anualmente un consumo de las bombas de 320.018,4 kWh, las emisiones evitadas son las siguientes:

$$320.018,4 \text{ kWh} \cdot 0,232 \text{ kg} \frac{\text{CO}_2}{\text{kWh}} = 74244,3 \text{ kg CO}_2 \text{ evitadas}$$

Anualmente evitaríamos 74,24 toneladas de CO<sub>2</sub>. Como las instalaciones fotovoltaicas suelen tener un período de vida útil de 25 años, el total de emisiones no producidas sería de 1856 Tn de CO<sub>2</sub>.

# **Capítulo 5:**

# **Conclusiones**



## 5. CONCLUSIONES

Tras el diseño y cálculo de la instalación fotovoltaica para bombeo solar y venta de excedentes, se puede concluir que se ha cumplido con los siguientes objetivos establecidos:

- En primer lugar, se ha hecho un repaso cronológico de los reglamentos más importantes de la energía solar fotovoltaica en España, finalizando en el Real Decreto 244/2019, vigente aún en la actualidad y por el que nos hemos guiado, concluyendo que la instalación fotovoltaica será con vertido de excedentes no acogidos a compensación (venta a red).
- En segundo lugar, se han descrito los distintos tipos de sistemas para bombeo solar, llegando a la conclusión de que, para el tamaño de nuestra instalación, al disponer de mucha energía, no será necesaria que esté conectada a la red, por lo tanto, será una instalación aislada. Tan solo se conectará para verter los excedentes generados.
- Seguidamente, partiendo de unas necesidades hídricas, se ha procedido a desarrollar el estudio y diseño de la instalación, tanto la parte de hidráulica como la parte eléctrica, seleccionando las bombas a utilizar, variadores, tubería de impulsión, potencia total de la instalación, paneles, cableado y elementos de protección de acuerdo con la diversa normativa a utilizar.
- Para el correcto funcionamiento de la instalación, se ha incluido el uso de variadores con tecnología MPPT, los cuales buscan siempre el punto óptimo de funcionamiento de las bombas respecto de la energía disponible generada por el campo solar, consiguiendo que la instalación sea más eficiente.
- Por otro lado, se ha podido demostrar que este tipo de tecnología es rentable, a pesar de la inversión inicial, se ha podido concluir que la instalación se amortizará en menos de 10 años, siendo además autosuficiente al no ser necesario un contrato con la red eléctrica. Finalmente, al ser la energía solar fotovoltaica una energía renovable y limpia, se han podido evitar una gran cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, no contribuyendo al cambio climático.

## CAPTÍTULO 5: CONCLUSIONES

# Bibliografía





## BIBLIOGRAFÍA

### Bibliografía y referencias

[1] OMAÑA, JM. (2018). “Riego Solar ¿Éxito asegurado?” en *Revista AIMCRA*, Enero 2018, N°129; p. 20-23.

[2] MARTÍNEZ, A. (2019) “El sol ha vuelto para quedarse” en *Revista Agricultura*, Julio-Agosto 2019, N°1030, p. 6-10.

[3] “3.4. Mecanismos de apoyo a las energías renovables” en *Energía y sociedad. Las claves del sector energético*.

<https://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-4-mecanismos-de-apoyo-a-las-energias-renovables/> [ Consulta: 9 de octubre de 2021]

[4] “3.5. Regulación española de las energías renovables” en *Energía y sociedad. Las claves del sector energético*

<https://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/> [ Consulta: 9 de octubre de 2021]

[5] “Pronósticos de la Agencia Internacional de la Energía sobre el mercado renovable en 2020 y 2021” en *SmartGridsinfo.es Todo sobre Redes Eléctricas Inteligentes*

<https://www.smartgridsinfo.es/2020/06/03/pronosticos-agencia-internacional-energia-mercado-renovable-2020-2021> [Consulta: 10 de octubre de 2021]

[6] “Fondos Feder: OT4- Favorecer una economía baja en carbono” en *Página Web Junta de Castilla y León, Energía y Minería*.

<https://energia.jcyl.es/web/es/iniciativas-subsuenciones-fondos-feder/subsuenciones-eficiencia-energetica.html> [ Consulta: 10 de Octubre de 2021]

[7] GARCÍA VÁZQUEZ, O. (2009) *Estudio de la evolución del régimen económico de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red en España: dimensionamiento y análisis de la rentabilidad de una instalación de 1 MW*. Proyecto Fin de Carrera. Universidad de Valladolid: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales.

[8] España. 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

## BIBLIOGRAFÍA

renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Miércoles 30 de junio de 2021.

[9] “Legislación fotovoltaica en España (2021)” en *Censolar.org*. <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/> [Consulta: 12 de octubre de 2021]

[10] España. Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. *BOE*, num 235, 30 de septiembre 2000.

[11] España. Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

*BOE*, num 210, 2 de septiembre 2002.

[12] España. Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997.

*BOE*, num 313, 31 diciembre 2002.

[13] “Auge y pinchazo de las renovables en España (I)” en *Libre Mercado*.

<https://www.libremercado.com/2014-02-23/pedro-mielgo-auge-y-pinchazo-de-las-renovables-en-espana-i-70763/> [ Consulta: 6 de noviembre 2021]

[14] España. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

*BOE*, num 126, 26 mayo 2007

[15] “Historia de la fotovoltaica en España: desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030” en *El periódico de la Energía*. <https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/> [Consulta: 7 noviembre 2021]

[16] España. Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento

## BIBLIOGRAFÍA

de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

BOE, num 234, 27 septiembre 2008

[17] España. Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. BOE, num 312, 24 de diciembre de 2010.

[18] España. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. BOE, num 295, 8 de diciembre de 2011.

[19] España. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. BOE, núm. 310, 27 de diciembre de 2013.

[20] España. Ley 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. BOE, núm. 140, 10 de junio 2014.

[21] España. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. BOE, num 243, 10 de octubre de 2015.

[22] España. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. BOE, num 242, 6 de octubre de 2018.

[23] “Principales novedades del Real-Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores” en *Osborneclarke.com*.  
<https://www.osborneclarke.com/es/insights/principales-novedades-del-real-decreto-ley-152018-de-5-de-octubre-de-medidas-urgentes-para-la-transicion-energetica-y-la-proteccion-de-los-consumidores> [Consulta: 16 enero 2022]

[24] España. Real Decreto-ley 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. BOE, num 83, 6 de abril de 2019.

[25] España. Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. BOE, num 340, 30 de diciembre de 2020.

[25] “Funcionamiento de un bombeo solar” en *BlogTecnosol.com*  
<https://tecnosolab.com/noticias/funcionamiento-de-un-bombeo-solar/>  
[Consulta: 23 de enero de 2022]

## BIBLIOGRAFÍA

[26] “Decreto 18/2019, de 17 de mayo, por el que se aprueba la Directriz de Protección del Suelo No Urbanizable de La Rioja” en *Noticias.Jurídicas.com* [https://noticias.juridicas.com/base\\_datos/CCAA/645851-d-18-2019-de-17-may-ca-la-rioja-directriz-de-proteccion-del-suelo-no-urbanizable.html#a88](https://noticias.juridicas.com/base_datos/CCAA/645851-d-18-2019-de-17-may-ca-la-rioja-directriz-de-proteccion-del-suelo-no-urbanizable.html#a88) [Consulta: 23 de enero de 2022]

[27] INDUSTRY. VAM (-) *Tuberías, válvulas y accesorios*. Trabajo fin de grado. Universidad Autónoma de Barcelona.

[28] MÉNDEZ. CÉSAR (2021) *Apuntes de Máquinas Hidráulicas*. Escuela de Ingenierías Industriales. Universidad de Valladolid.

[29] “Elementos de un variador” en *Autycom.com* <https://www.autycom.com/componentes-variador-de-frecuencia/> [Consulta: 5 de Marzo de 2022]

[30] “Célula fotoeléctrica” en *Wikipedia.org* [https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula\\_fotoel%C3%A9ctrica](https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula_fotoel%C3%A9ctrica) [Consulta: 6 de Marzo de 2022]

[31] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (2022). *Reglamento electrotécnico de Baja Tensión*. Guía ITC BT 40: Instalaciones generadoras de baja tensión. Madrid: BOE.

[32] CENIFER y GOBIERNO DE NAVARRA. (2009). *Montaje y mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas*. Navarra, Servicio Navarro de Empleo.

[33] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a Red*. Madrid

[34] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (2022). *Reglamento electrotécnico de Baja Tensión*. Guía ITC BT 19: Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales. Madrid: BOE.

[35] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (2022). *Reglamento electrotécnico de Baja Tensión*. Guía ITC BT 18: Instalaciones de puesta a tierra. Madrid: BOE.

[36] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (2022). *Reglamento electrotécnico de Baja Tensión*. Guía ITC BT 22: Protección contra sobreintensidades. Madrid: BOE.

[37] “Simulador de facturas eléctricas y seguimiento del SPOT” en *Retecsol: ingeniería eficiente y renovable*. <https://retecsol.com/simulador-de-facturas-de-luz-peajes-td/>

[38] “Fuentes de generación de energía eléctrica en España” en *Wikipedia.org* [https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_el%C3%A9ctrica\\_en\\_Espa%C3%B1a](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica_en_Espa%C3%B1a) [Consulta: 14 de Mayo de 2022]

## BIBLIOGRAFÍA

[39] “Precios de venta de la energía” en OMIE.es <https://www.omie.es/>  
[Consulta: 11 de Junio de 2022]

### Bibliografía de imágenes

[W1] “Pronósticos de la Agencia Internacional de la Energía sobre el mercado renovable en 2020 y 2021” en *SmartGridsinfo.es Todo sobre Redes Eléctricas Inteligentes*

[W2] “Evolución del precio de los paneles solares” en *Ponencia Instalaciones fotovoltaicas en Comunidades de regantes*

[W3] “Diversas actuaciones en CCRR en España” en *Ponencia Instalaciones fotovoltaicas en Comunidades de regantes*

[W4] “Sistema de bombeo de agua solar híbrido PSk” en *Lorentz.de Sistemas de bombas de agua solares*  
<https://www.lorenz.de/es/productos-y-tecnologia/productos/sistemas-de-bombas-solares-psk/>

[W5] “Las desventajas e inconvenientes de las placas solares” en *Erenovable.com*  
<https://erenovable.com/las-desventajas-inconvenientes-de-las-placas-solares/>

[W6] “Diodo de bloqueo de conexión 10A 15A 20A 30A, la mejor calidad, para conectar paneles solares en paralelo, Conector de diodo solar” en *Aliexpress.com*  
<https://es.aliexpress.com/item/1005001912687935.html?gatewayAdapt=glo2esp&>

[W7] “Variador Gefran ADV200” en *Gefran. Beyond Technology.*  
<https://www.gefran.com/es/es/products/250-adv200-convertidor-vectorial-con-orientacion-de-campo>

[W8] “Bomba sumergible SP 2A-23 GRUNDFOS” en *Hydroflomen. Bombas de agua y grupos de presión*  
<https://www.hydroflomen.com/tienda/bomba-sumergible-sp-2a-23-grundfos-4-inox-135-metros-profundidad/>

[W9] “Bomba centrífuga Grundfos horizontal de una sola etapa” en *ATB Fluidos.com*  
<http://www.atb.com.mx/producto/0100/Bombas+centrifugas+Grundfos+horizontales+de+una+sola+etapa+NB%2CNBE%2CNBG%2CNB.html>

## BIBLIOGRAFÍA

[W10] “Inversor Fimer PVS-100-120-TL” en *Fimer.com*  
<https://www.fimer.com/es/trifasicos/pvs-100120-tl>

[W11] “Ubicación de la instalación fotovoltaica” en *Visor SIGPAC del FEGA*  
<https://sigpac.mapama.gob.es/fega/visor/>

[W12] “Ubicación de la caseta de bombeo” en *Visor SIGPAC del FEGA*  
<https://sigpac.mapama.gob.es/fega/visor/>

[W13] “Ubicación de la balsa” en *Visor SIGPAC del FEGA*  
<https://sigpac.mapama.gob.es/fega/visor/>

[W14] “Interpretación gráfica de la Hora Solar Pico” en Wikipedia. La enciclopedia libre [https://es.wikipedia.org/wiki/Hora\\_solar\\_pico](https://es.wikipedia.org/wiki/Hora_solar_pico)

[W15] “La trayectoria solar” en *Arquitectura eficiente.com*  
<https://pedrojherandez.com/2014/03/08/la-trayectoria-solar/>

[W16] “Ángulo de azimut  $\alpha$ ” en *idae.es*  
[https://www.idae.es/sites/default/files/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)

[W17] “Ángulo de inclinación  $\beta$ ” en *idae.es*  
[https://www.idae.es/sites/default/files/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)

[W18] “Diámetro nominal en función del caudal y la velocidad límite” en *upcommons.upc.edu*  
<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/17145/ANEXO?sequence=7>

[W19] “Diversos elementos de una instalación hidráulica” en *Google.com*  
[https://www.google.com/search?q=contador+de+agua+grande&tbm=isch&ved=2ahUKEwjY6J6o2YH2AhU3EWMBHUaTCnEQ2-cCegQIABAA&oq=contador+de+agua+grande&gs\\_lcp=CgNpbWcQAzoECAAQOzoFCAAQgAQ6BggAEAgQHjoECAAQHjoECAAQGDogCAAQBRAeUPQBWMkSYMYUaAFwAHgAgAE-iAH3A5IBATmYAQCgAQGqAQtnnd3Mtd2I6LWltZ8ABAQ&sclient=img&ei=8poLYtInAreijLsPxqaqiAc&bih=969&biw=1920](https://www.google.com/search?q=contador+de+agua+grande&tbm=isch&ved=2ahUKEwjY6J6o2YH2AhU3EWMBHUaTCnEQ2-cCegQIABAA&oq=contador+de+agua+grande&gs_lcp=CgNpbWcQAzoECAAQOzoFCAAQgAQ6BggAEAgQHjoECAAQHjoECAAQGDogCAAQBRAeUPQBWMkSYMYUaAFwAHgAgAE-iAH3A5IBATmYAQCgAQGqAQtnnd3Mtd2I6LWltZ8ABAQ&sclient=img&ei=8poLYtInAreijLsPxqaqiAc&bih=969&biw=1920)

[W20] “Bombas sumergibles para aguas subterráneas” en *Grundfos.com*  
<https://product-selection.grundfos.com/es/products/sp-sp-g/sp?tab=models>

## BIBLIOGRAFÍA

[W21] “Partes de una bomba de sondeo” en *Universidad Politécnica Salesiana*  
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/16063/1/UPS%20-%20ST003752.pdf>

[W22] “Detalle de bomba sumergible en funcionamiento” en *mantenimientoeléctrico.pro*  
<https://mantenimientoelectrico.pro/bomba-sumergible-pozo-profundo/>

[W23] “Curvas características de una bomba” en *Guía de estudio-Máquinas hidráulicas*  
[https://cursoanterior4.campusvirtual.uva.es/2019\\_2020/pluginfile.php/1293834/mod\\_resource/content/1/16.Guia%20de%20estudio\\_M%C3%A1quinas%20Hidr%C3%A1ulicas2.pdf](https://cursoanterior4.campusvirtual.uva.es/2019_2020/pluginfile.php/1293834/mod_resource/content/1/16.Guia%20de%20estudio_M%C3%A1quinas%20Hidr%C3%A1ulicas2.pdf)

[W24] “Altura de abatimiento” en “*Drenaje de excavaciones mediante bombeo desde pozos filtrantes profundos*”. Universidad politécnica de Valencia  
<https://victoryepes.blogs.upv.es/2020/02/03/drenaje-de-excavaciones-mediante-bombeo-desde-pozos-filtrantes/>

[W25] “Diagrama de Moody” en *DiagramadeMoody.pdf*  
[https://cursoanterior4.campusvirtual.uva.es/2019\\_2020/pluginfile.php/1179361/mod\\_resource/content/1/Diagrama%20de%20Moody.pdf](https://cursoanterior4.campusvirtual.uva.es/2019_2020/pluginfile.php/1179361/mod_resource/content/1/Diagrama%20de%20Moody.pdf)

[W26] “Coeficiente C de la ecuación de Hazen-Williams” en *StuDocu.com*  
<https://www.studocu.com/es/document/universidad-de-cordoba-espana/hidraulica/coeficiente-aspereza-hazen-williams-sotelo/8616899>

[W27] “Pérdidas en entrada y salida” en *Hidráulica65.com*  
<https://hidraulica65.webnode.com.co/el-parque/>

[W28] “Pérdidas en codos y Ts” en *Hidráulicafácil.com*  
<https://www.hidraulicafacil.com/2017/07/perdida-de-carga-localizada-o-en.html>

[W29] “Elementos de un variador” en *Cursosaula21.com*  
<https://www.cursosaula21.com/que-es-variador-de-frecuencia/>

[W30] “Curvas características de un módulo fotovoltaico” en *Scielo.org*  
[http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2518-44312014000100007](http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2518-44312014000100007)

[W31] “Intensidades máximas admisibles para conductores no enterrados de cobre” en *Guía ITC-BT-19: Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales.*

## BIBLIOGRAFÍA

[https://www.boe.es/biblioteca\\_juridica/codigos/abrir\\_pdf.php?fich=326\\_Reglamento\\_electrotecnico\\_para\\_baja\\_tension\\_e\\_ITC.pdf](https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/abrir_pdf.php?fich=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC.pdf)

[W32] “Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase” en *Guía ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra*.  
[https://www.boe.es/biblioteca\\_juridica/codigos/abrir\\_pdf.php?fich=326\\_Reglamento\\_electrotecnico\\_para\\_baja\\_tension\\_e\\_ITC.pdf](https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/abrir_pdf.php?fich=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC.pdf)

[W33] “Estructura de los paneles solares” en *Zeniluz.com*  
<https://www.zeniluz.com/estructuras/117-estructura-doble-sobre-suelo-en-vertical-en-aluminio-para-8-paneles.html>

[W34] “Estructura de un centro de transformación” en *ÁreaTecnología.com*  
<https://areatecnologia.com/electricidad/centro-de-transformacion.html>

[W35] “Temporada eléctrica según el mes” en *Tarifasgasluz.com*  
<https://tarifasgasluz.com/pymes/tarifas-luz/seis-periodos>

[W36] “Horarios durante el día según la temporada” en *Energigreen.com*  
<https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-6-1td/>

[W37] “Resumen anual de potencias por mes y hora” en *Energigreen.com*  
<https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-6-1td/>

[W38] “Simulador de facturas eléctricas y seguimiento del SPOT” en *Retecsol: ingeniería eficiente y renovable*.  
<https://retecsol.com/simulador-de-facturas-de-luz-peajes-td/>

[W39] “Costes subvencionables máximos aplicables” en *RD 477/2021*  
[https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10824](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10824)

[W40] “Fuentes de generación de energía eléctrica en España” en *Wikipedia.org*  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_el%C3%A9ctrica\\_en\\_Espa%C3%B1a](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica_en_Espa%C3%B1a)



# **Anexo I:**

# **Presupuesto**

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 1 CAMPO FOTOVOLTAICO</b>									
01.01	m	<b>Cerramiento malla simple torsión galvanizada 16/50</b>							
	Cerramiento de postes de tubo de acero galvanizado en caliente y plastificado de 5 cm de diámetro y 2,35 m de altura, a 5 m de separación, empotrados y anclados mediante hormigón 30 cm en el terreno y guarnecidos con malla galvanizada simple torsión plastificada 16-50, de 2 m de altura, incluso tensores cincados, cordones, ataduras, grupillas, anclaje de los postes y montaje de la malla.								
		1	300,00						300,00
							300,00	15,00	4.500,00
01.02	M2	<b>Puerta con malla</b>							
	M2. Puerta de paso en cerramiento constituido por cerco de tubo metálico 40x20x1,5 y otro de 30x15x1,5, recibido mediante soldadura a poste 60x60x1,5 anclado a dado de hormigón HM-20 N/mm2 Tmax arido 20 mm. y bastidor de tubo 40x40x1,5 cm., con pletina 40x4 mm. para sujeción de mallazo de alambre de 2 mm. formando cuadrícula de 10x15 cm., i/recibido de postes.								
		2	2,00		1,80	7,20			
							7,20	70,00	504,00
01.03	ud	<b>Arqueta prefabricada PVC 40x40x40 cm</b>							
	Arqueta prefabricada registrable de PVC de 40x40x40 cm, con tapa y marco de PVC incluidos. Colocada sobre cama de arena de 10 cm de espesor, sin incluir la excavación ni el relleno perimetral posterior.								
		6				6,00			
							6,00	95,31	571,86
01.04	m	<b>Tubo flexible de PE, diámetro nominal 63 mm enterrado (Normal),</b>							
	Canalización enterrada de tubo flexible, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugado), de 63 mm de diámetro nominal (exterior), resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto para uso normal. Conformidad con UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-24, incluyendo p/p de guía interior para el paso de cables, manguitos, separadores, bridas y/o cualquier otro accesorio de conexión, totalmente instalado.								
	Estructura 1	1	450,00			450,00			
	Estructura 2	1	450,00			450,00			
	Estructura 3	1	450,00			450,00			
	Estructura 4	1	450,00			450,00			
	Estructura 5	1	450,00			450,00			
	Estructura 6	1	450,00			450,00			
	Estructura 7	1	450,00			450,00			
	Estructura 8	1	450,00			450,00			
	Estructura 9	1	450,00			450,00			
	Estructura 10	1	450,00			450,00			
	Estructura 11	1	450,00			450,00			
	Estructura 12	1	450,00			450,00			
							5.400,00	1,65	8.910,00
01.05	m	<b>Línea Cu bipolar, RV-K 1x6 mm², en tubo instalado</b>							
	Línea eléctrica tendida en tubo previamente instalado, realizada con conductor tripolar de cobre tipo RV-K 0,6/1 kV de sección 1x6 mm² incluso p/p de pequeño material y conexiones, totalmente instalada.								
	Estructura 1	2	450,00			900,00			
	Estructura 2	2	450,00			900,00			
	Estructura 3	2	450,00			900,00			
	Estructura 4	2	450,00			900,00			
	Estructura 5	2	450,00			900,00			
	Estructura 6	2	450,00			900,00			
	Estructura 7	2	450,00			900,00			
	Estructura 8	2	450,00			900,00			
	Estructura 9	2	450,00			900,00			
	Estructura 10	2	450,00			900,00			
	Estructura 11	2	450,00			900,00			
	Estructura 12	2	450,00			900,00			
							10.800,00	1,92	20.736,00

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
01.08	Ud					<b>Estructura 15°</b>			
	Ud. Estructura de hormigón reforzado con capacidad para 2 módulos solares de 2x1m con orientación sur. Estructura formada por 3 pilares: dos extremos y uno central. Sistema de anclaje de módulos para: 2 módulos de 2000 x 1000 cm totalmente colocado mediante tornillería. Incluida instalación, transporte y pp de medios auxiliares. No es necesario hincar la estructura al suelo.	12					12,00		
									18.000,00
01.09	Ud					<b>Ud Módulo fotovoltaico 540W</b>			
	Ud. Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino de alta eficiencia con vidrio texturizado, de potencia máxima 540 Wp con tolerancia de ±3%, clase A, dotado de toma de tierra, con diodos de by-pass, conexión mediante multicontacto, bornera atornillable, incluso accesorios y parte proporcional de pequeño material para amarre a estructura (no incluida). Completamente montado, probado y funcionando sobre estructura de hormigón reforzado.	24	30,00				720,00		
									144.000,00
01.10	Ud					<b>Cuadro de protección</b>			
	Ud. Suministro e instalación de cuadro de protección compuesto por caja IP65 con capacidad para albergar 10 bases portafusibles 10*38 con sus fusibles de hasta 15A. Pequeño material incluido	12					12,00	200,00	
									3.480,00
01.11	m					<b>Línea AI RV 0,6/1 kV 3x240 mm², en tubo instalado</b>			
	Línea eléctrica enterrada realizada con conductor unipolar de aluminio UNE 21123 (RV 0,6/1 kV) 3x240 mm² tendido en tubo previamente instalado, incluso p/p de pequeño material y conexiones, totalmente instalada.						12,00	290,00	
	Línea inversor 1	1	340,00						
	Línea inversor 2	1	358,00						
	Línea inversor 3	1	375,00						
	Línea inversor 4	1	390,00						
									59.470,95
01.12	m					<b>Línea Cu RV 0,6/1 kV 3x120 mm²</b>			
	Línea eléctrica enterrada realizada con conductor unipolar de aluminio UNE 21123 (RV 0,6/1 kV) 3x240 mm² tendido en tubo previamente instalado, incluso p/p de pequeño material y conexiones, totalmente instalada.						1.463,00	40,65	
	Línea variador 1	1	10						
	Línea variador 2	1	10						
									406,6
							20	20,33	
									260.579,41
<b>TOTAL CAPÍTULO 1 CAMPO FOTOVOLTAICO .....</b>									<b>260.579,41</b>



# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 3 INVERSORES</b>									
03.01	Ud					Diferencial			
	Ud. Interruptor diferencial omnipolar a la salida de cada inversor de 160A.	4					4,00		
									983,76
03.02	Ud					Inversores Huawei			
	Ud. Inversor HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 de 100 kW, rendimiento máximo 98,4%. Diez entradas para dos conectores rápidos por MPPT, pantalla LCD, caja para interior (IP54), incluyendo control de red y equipos de seguridad, preparado para comunicación con otro inversor o datalogger, incluso accesorios y parte proporcional de pequeño material. Completamente montado, probado y funcionando.	4					4,00		
									29.790,96
							4,00	7.447,74	29.790,96
	<b>TOTAL CAPÍTULO 3 INVERSORES .....</b>								<b>30.774,72</b>

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 4 CUADROS BOMBEO</b>									
04.01	Ud								<b>CUADRO BOMBEO</b>
	Ud. armario metálico 1000x1800x400 con sistema de ventilación. Formado por dos variadores Ge- fran ADV200WA, uno para cada bomba de 110 kW programado para bombeo solar hasta 150 cv, PLC interno con software de Riego Solar, tarjeta de red 4G, cableado y pequeño material eléctrico, incluso accesorios y parte proporcional de pequeño material. Completamente montado, probado y funcionando. Incluye cable de 4x95 de Cobre para cada bomba.								
		1					1,00		
							1,00	10.850,17	10.850,17
	<b>TOTAL CAPÍTULO 4 CUADROS BOMBEO.....</b>								<b>10.850,17</b>

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 5 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>									
05.01	<b>Interruptor magnetotérmico</b> Ud. Interruptor magnetotérmico de 600A omnipolar a la entrada del centro de transformación. Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	491,88	491,88
05.02	<b>Edificio de transformación: pfu.4/20</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	5.800,00	5.800,00
05.03	<b>E/S1.E/S2, Scia: cgmcosmos-3I</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	7.875,00	7.875,00
05.04	<b>Alimentación de Servicios Auxiliares: cgmcosmos-a</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	8.500,00	8.500,00
05.05	<b>Remote cliente: cgmcosmos-I</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	3.762,00	3.762,00
05.06	<b>Protección General: cgmcosmos-p</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	3.750,00	3.750,00
05.07	<b>Medida: cgmcosmos-m</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	4.150,00	4.150,00
05.08	<b>Puentes MT Transformador 1: Cables MT 12/20 kV</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	950,00	950,00
05.09	<b>Transformador 1: transforma aceite 24kV</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	8.764,00	8.764,00
05.10	<b>Cuadros BT-B2 Transformador 1: Interruptor de carga + Fusibles</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	3.300,00	3.300,00
05.11	<b>Puentes BT-B2 Transformador 1</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	1.300,00	1.300,00
05.12	<b>Equipo de medida de energía</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	2.560,00	2.560,00
05.13	<b>Tierras exteriores Prot Seccionamiento: Anillo rectangular</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	2.025,00	2.025,00
05.14	<b>Tierras exteriores Prot Transformación: Anillo rectangular</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	2.025,00	2.025,00

## PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
05.15	<b>Tierras exteriores Serv Transformación: Picas alineadas</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	630,00	630,00
05.16	<b>Equipo de protección y control: ekor.uct. Ud.compacta telemando</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	3.500,00	3.500,00
05.17	<b>Defensa de Trasnformador 1: Protecciónfísica transformador</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	283,00	283,00
05.18	<b>Iluminación Edificio de transformación: Equipo de iluminación</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	600,00	600,00
05.19	<b>Maniobra de Seccionamiento: Equipo de seguridad y maniobra</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	200,00	200,00
05.20	<b>HEPRZ1 ALU 12/20 KV 3x150mm2</b> Total cantidades alzadas						42,00		
							42,00	30,15	1.266,30
05.21	<b>Maniobra de Transformación: Equipode seguridad y maniobra</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							1,00	475,00	475,00
05.22	<b>Línea Cu RV 0,6/1 kV 2x(3x240) mm²</b> Total cantidades alzadas						1,00		
							5,00	40,65	203,25
<b>TOTAL CAPÍTULO 5 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN .....</b>									<b>62.410,43</b>



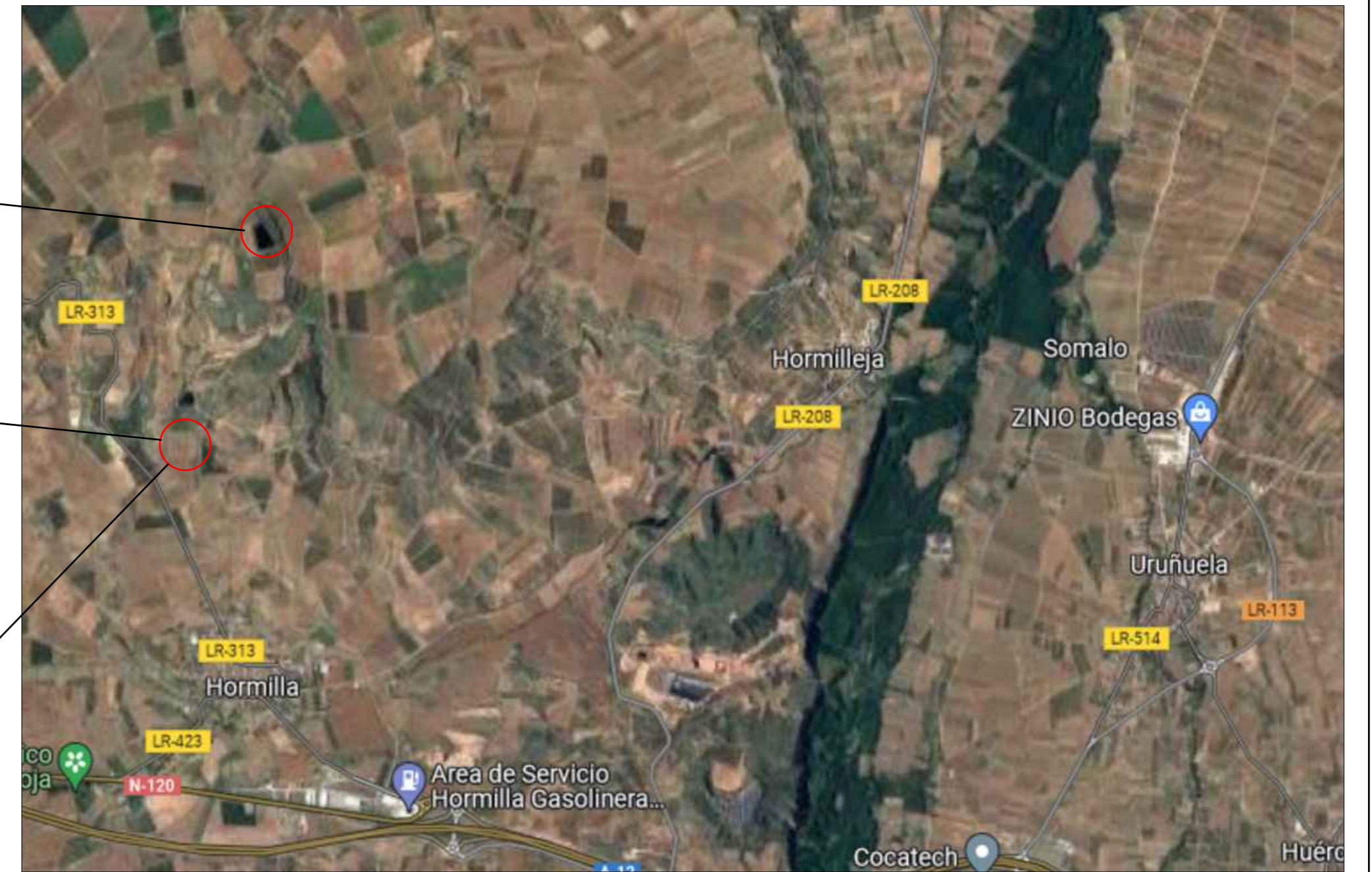
# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 6 SEGURIDAD Y SALUD</b>									
06.01	Ud Ud. Cartel combinado de advertencia de riesgos de 1,00x0,70 m. sin soporte metálico, incluso colocación y desmontado.	1					1,00		
								28,59	28,59
06.02	Ud Ud. Casco de seguridad con desudador, homologado CE.	3					3,00		
								1,84	5,52
06.03	Ud Ud. Mascarilla, homologada.	10					10,00		
								2,87	28,70
06.04	Ud Ud. Gafas contra impactos antirayadura, homologadas CE.	3					3,00		
								11,47	34,41
06.05	ud Ropa de trabajo de alta visibilidad: chaquetilla y pantalón Ropa de trabajo de alta visibilidad: Chaquetilla con cremallera y anagrama del grupo tragsa (incluido en precio) y pantalón con cremallera. (Clase 2). Norma UNE-EN 20471. Total cantidades alzadas						3,00		
								17,65	52,95
06.06	Ud Ud. Par de guantes de lona/serraje tipo americano primera calidad, homologado CE.	3					3,00		
								2,68	8,04
06.07	Ud Ud. Protectores auditivos tipo orejera versatil, homologado CE.	3					3,00		
								18,69	56,07
06.08	Ud Ud. Par de botas de seguridad S2 serraje/lona con puntera y metálicas, homologadas CE.	3					3,00		
								20,21	60,63
<b>TOTAL CAPÍTULO 6 SEGURIDAD Y SALUD.....</b>									<b>274,91</b>

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 7 HONORARIOS POR TRABAJO FIN DE GRADO</b>									
07.01	H								
	REALIZACIÓN DE PROYECTO Y TRABAJO DE OFICINA TÉCNICA								
	H. Honorarios por la realización del Trabajo Fin de Grado según las horas totales trabajadas en 7 meses.								
		336					336		
								10,44	3507,84
<b>TOTAL CAPÍTULO 7 HONORARIOS POR TRABAJO FIN DE GRADO.....</b>									<b>3507,84</b>
<b>TOTAL .....</b>									<b>407.559,38</b>

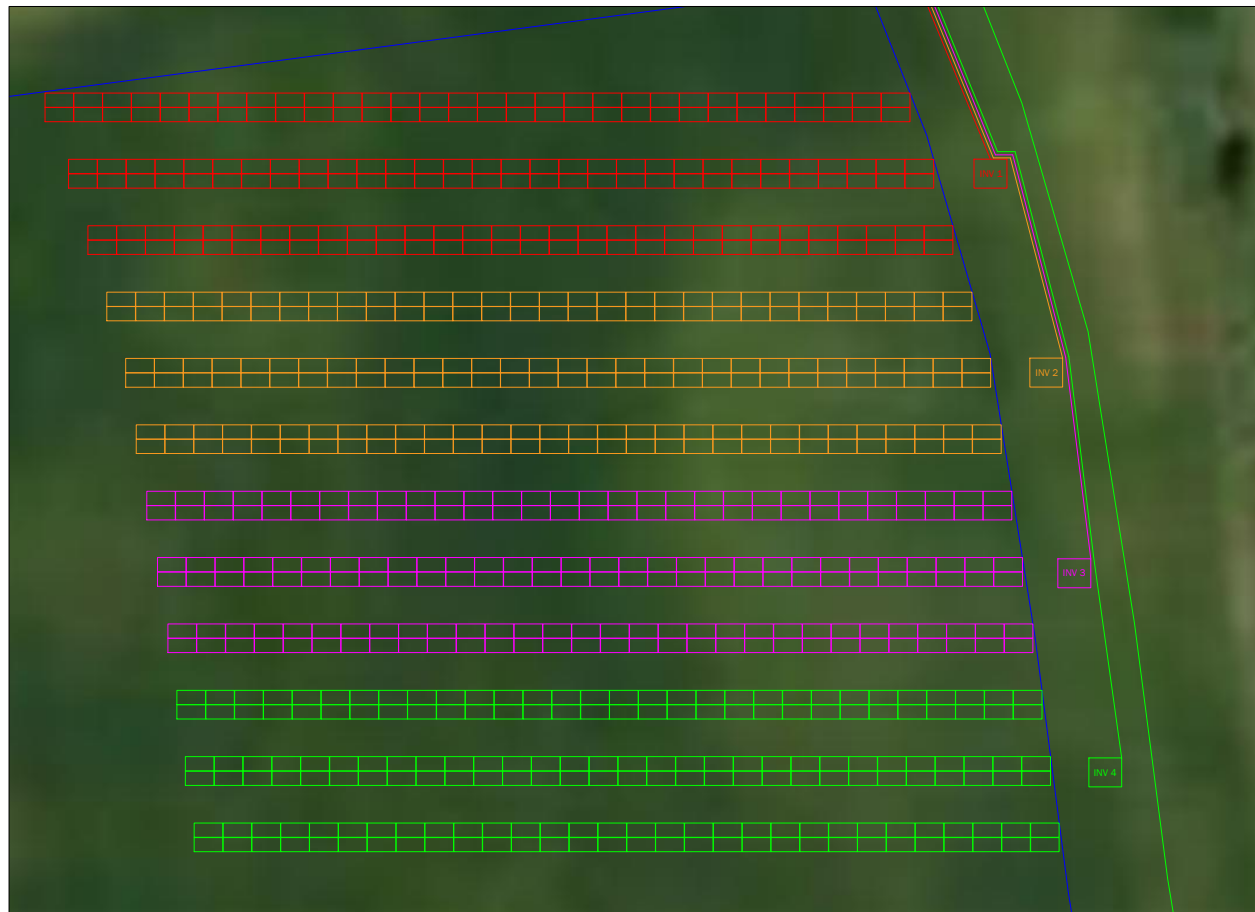
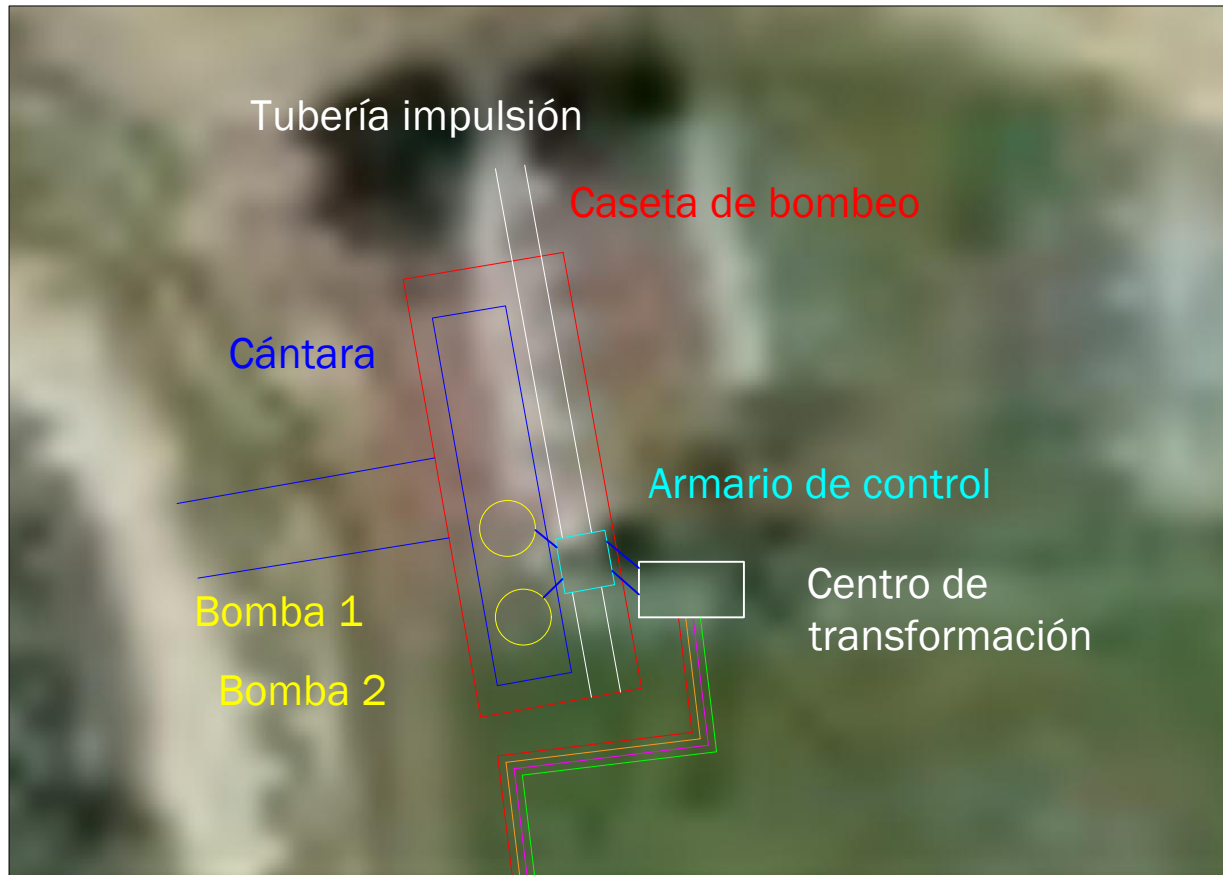
# **Anexo II: Planos**



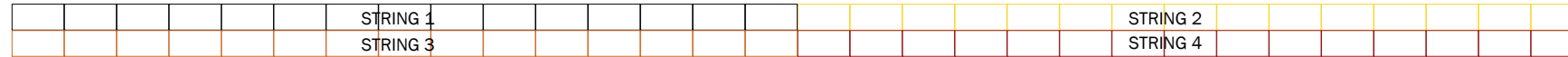
### SITUACIÓN DE LA INSTALACIÓN

- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA: POLÍGONO 508 PARCELA 661  
HORMILLA (LA RIOJA),  
REF. CATASTRAL: 26075A508006610000EW
- CASETA BOMBEO: POLÍGONO 509 PARCELA 5100  
HORMILLA (LA RIOJA),  
REF.CATASTRAL: 26075A509051000000EE
- BALSA: POLÍGONO 509 PARCELA 5278  
HORMILLA (LA RIOJA),  
REF.CATASTRAL: 26075A509052780000EF

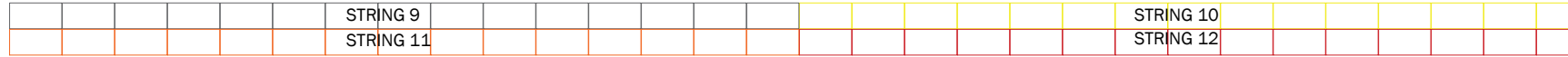
TITULO PROYECTO: Diseño de una central solar fotovoltaica para autoconsumo con vertido de excedentes a la red destinada al bombeo solar		
PLANO: PLANO SITUACIÓN INSTALACIÓN		
SITUACIÓN: Hormilla (LR)	FECHA: Junio 2022	1
PROMOTOR: Comunidad de Regantes de Valpierre	ESCALA: -	
Dibujado: Carlos Sampetro Martínez		



TITULO PROYECTO: Diseño de una central solar fotovoltaica para autoconsumo con vertido de excedentes a la red destinada al bombeo solar		
PLANO: PLANO CAMPO SOLAR		
SITUACIÓN: Hormilla (LR)	FECHA: Junio 2022	2
PROMOTOR: Comunidad de Regantes de Valpierre	ESCALA: -	
Dibujado: Carlos Sampedro Martínez		



INV 1



INV 2



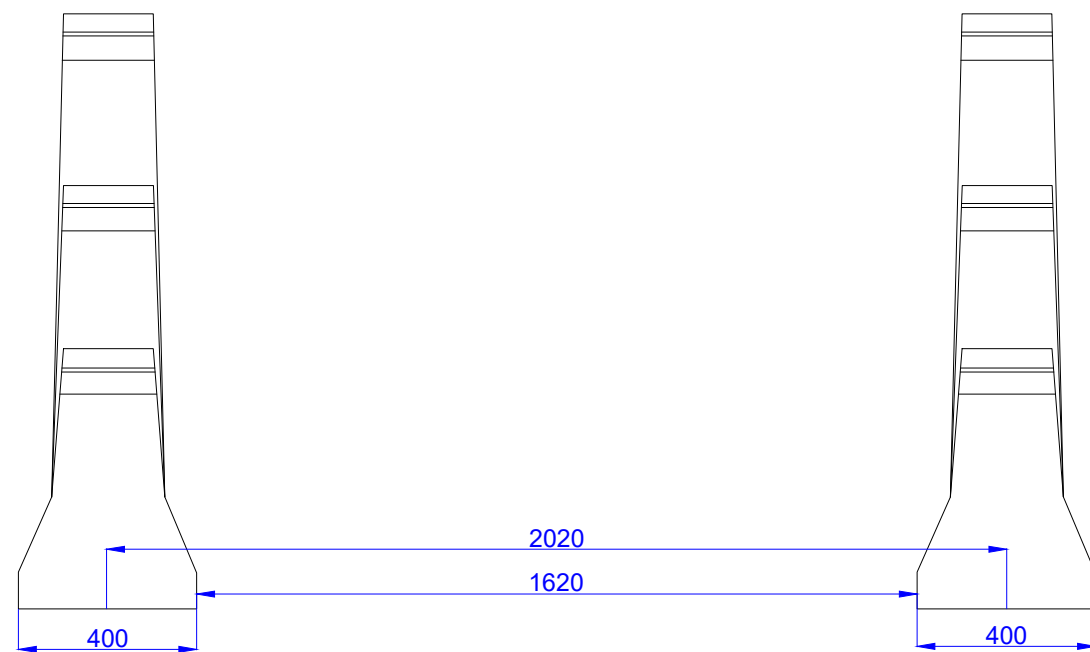
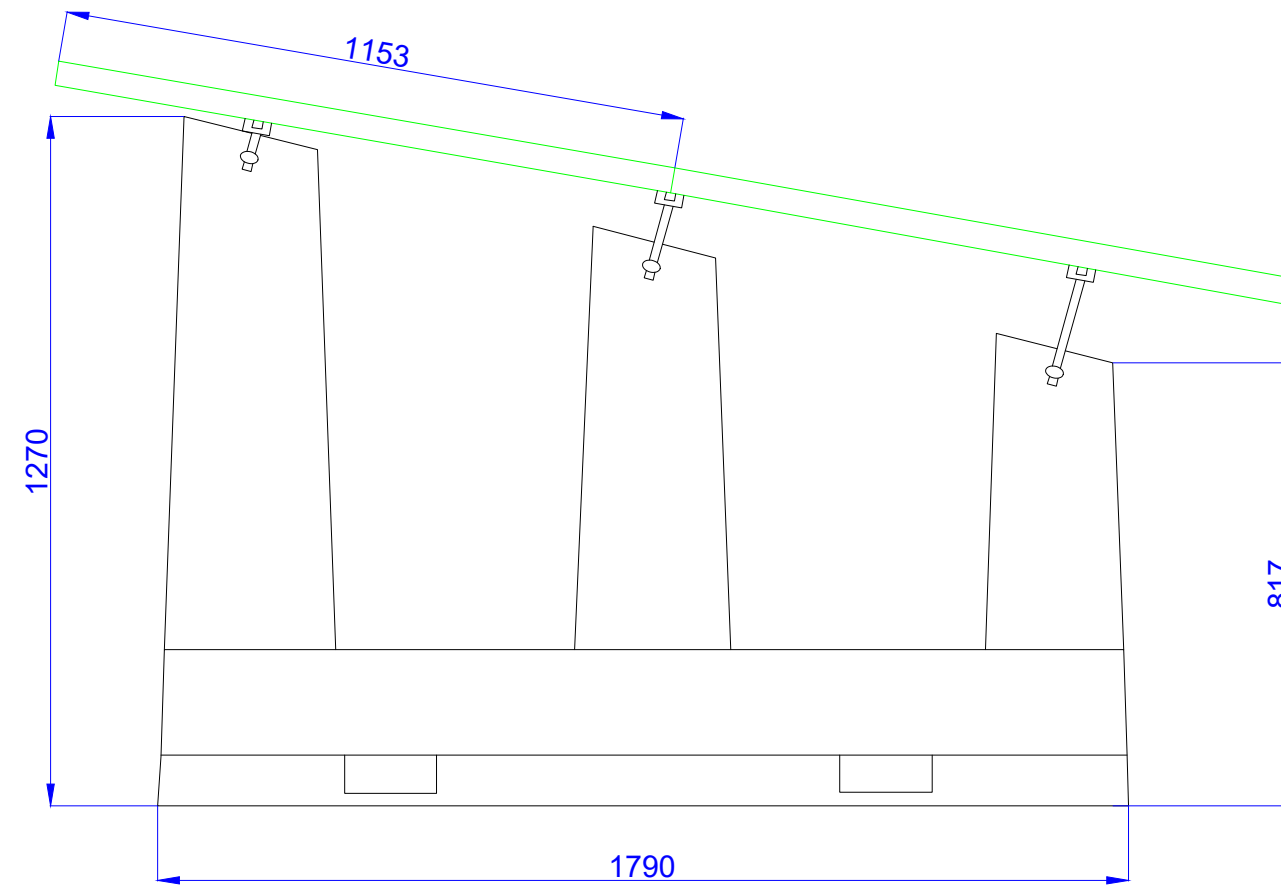
INV 3



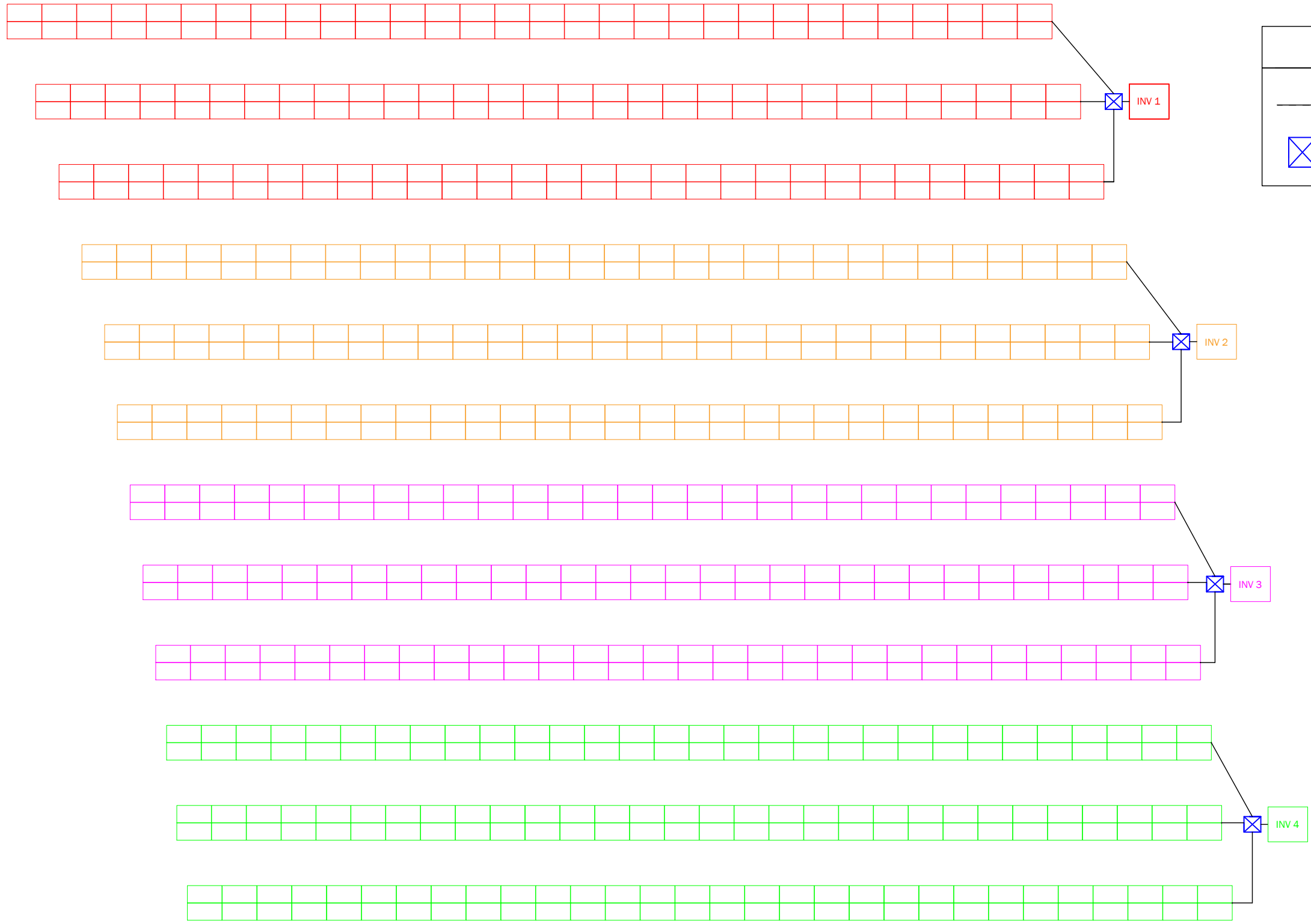
INV 4





TITULO PROYECTO: Diseño de una central solar fotovoltaica para autoconsumo con vertido de excedentes a la red destinada al bombeo solar		
PLANO: <b>PLANO DISTRIBUCIÓN STRINGS</b>		
SITUACIÓN: Hormilla (LR)	FECHA: Junio 2022	<b>3</b>
PROMOTOR: Comunidad de Regantes de Valpierre	ESCALA: 1:300	
Dibujado: Carlos Sampedro Martínez		



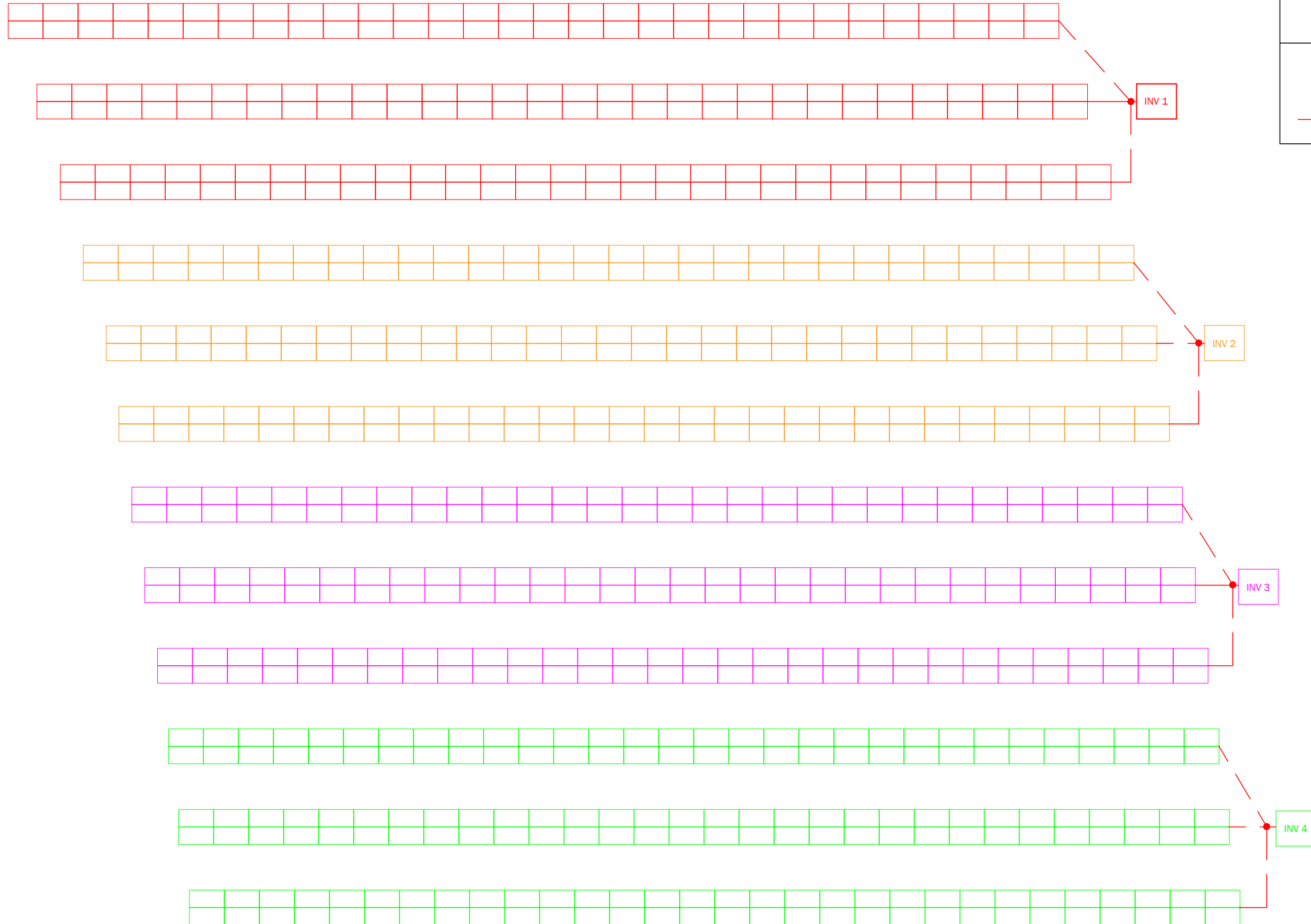
TITULO PROYECTO: Diseño de una central solar fotovoltaica para autoconsumo con vertido de excedentes a la red destinada al bombeo solar		
PLANO: PLANO DETALLE ESTRUCTURA		
SITUACIÓN: Hormilla (LR)	FECHA: Junio 2022	4
PROMOTOR: Comunidad de Regantes de Valpierre	ESCALA: 1:300	
Dibujado: Carlos Sampedro Martínez		



LEYENDA	
	Canalización tubos Ø63 mm
	Arqueta 40 x 40 con tapa

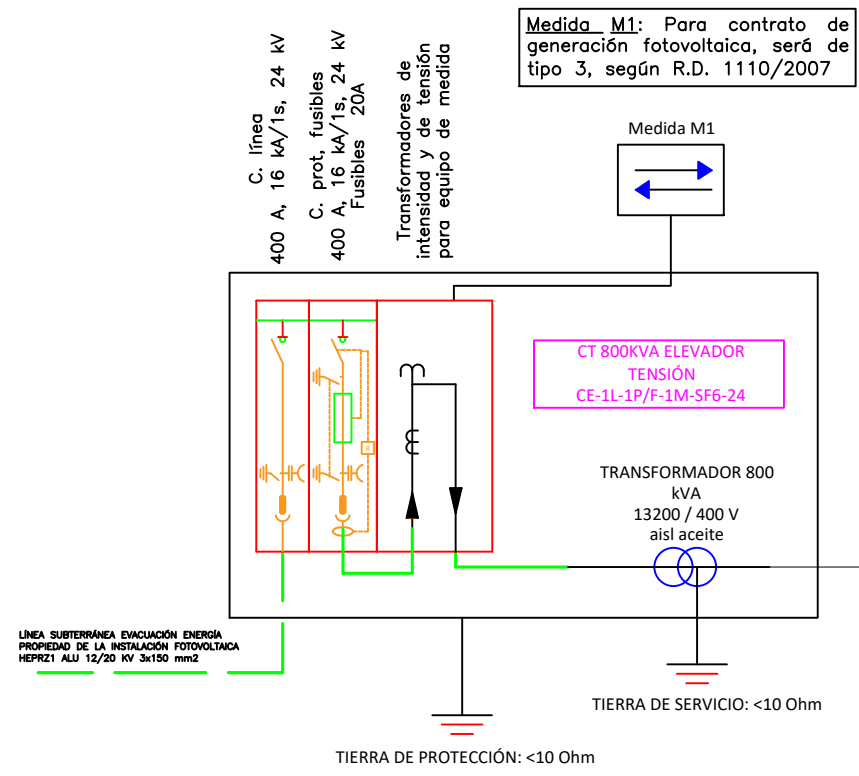
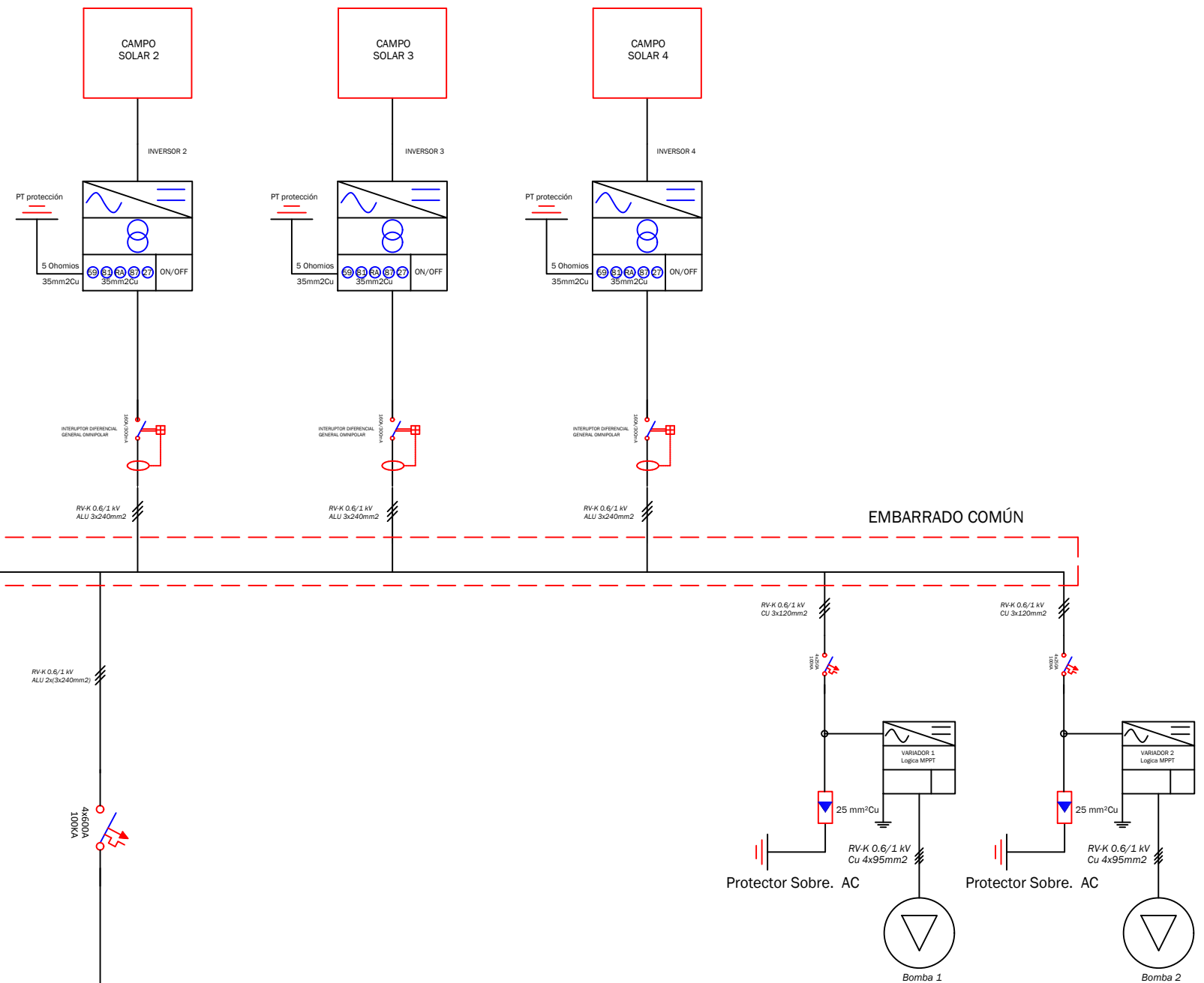
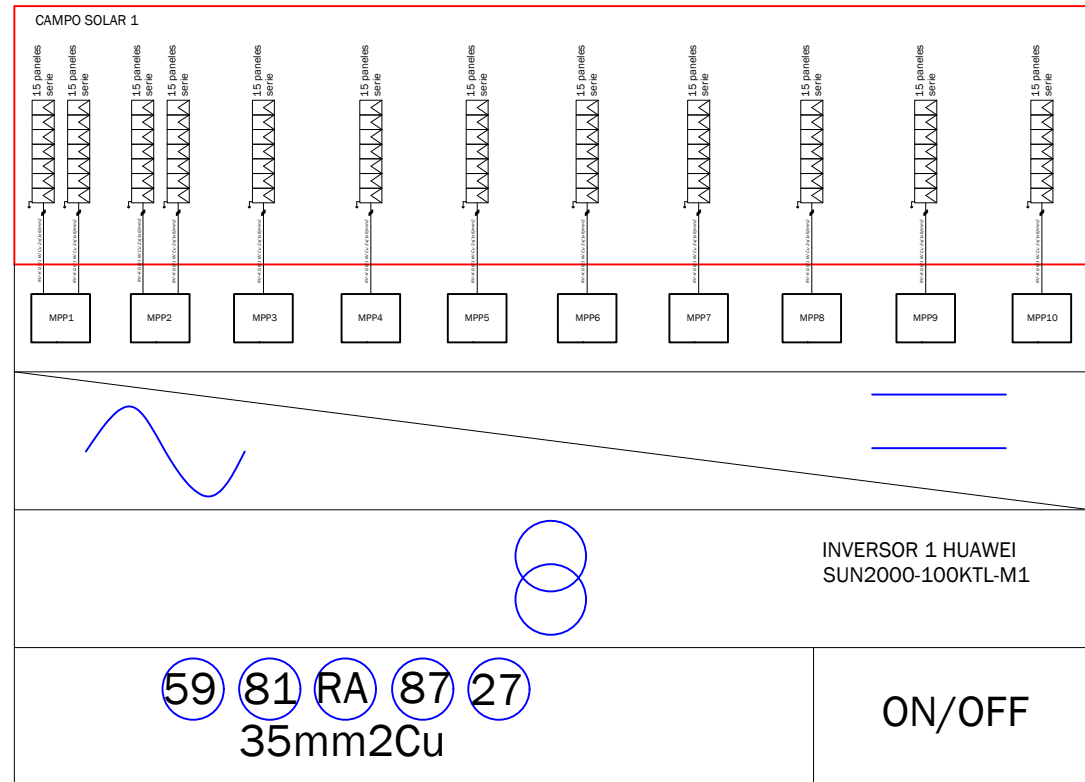
TITULO PROYECTO: Diseño de una central solar fotovoltaica para autoconsumo con vertido de excedentes a la red destinada al bombeo solar		
PLANO: <b>PLANO CANALIZACIONES</b>		
SITUACIÓN: <b>Hormilla (LR)</b>	FECHA: Junio 2022	<b>5</b>
PROMOTOR: Comunidad de Regantes de Valpierre	ESCALA: 1:300	
Dibujado: Carlos Sampetro Martínez		





LEYENDA	
●	Pica de cobre 1,5 m
—	Cable Cu Ø35 mm

TITULO PROYECTO: Diseño de una central solar fotovoltaica para autoconsumo con vertido de excedentes a la red destinada al bombeo solar		
PLANO: PLANO PUESTA A TIERRA		
SITUACIÓN: Hormilla (LR)	FECHA: Junio 2022	<b>6</b>
PROMOTOR: Comunidad de Regantes de Valpierre	ESCALA: 1:300	
Dibujado: Carlos Sampedro Martínez		



TÍTULO PROYECTO: Diseño de una central solar fotovoltaica para autoconsumo con vertido de excedentes a la red destinada al bombeo solar		
PLANO: ESQUEMA UNIFILAR		
SITUACIÓN: Hormilla (LR)	FECHA: Junio 2022	7
PROMOTOR: Comunidad de Regantes de Valpierre	ESCALA: -	
Dibujado: Carlos Sampetro Martínez		

# **Anexo III:**

# **Fichas Técnicas**

Under Shanshan Group, Top 500 Enterprise in China, Ningbo Ulica Solar Co., Ltd. produces our own high quality solar cells and modules starting from August 2005. Our product range covers all from off-grid panels to on-grid panels, both mono-crystalline and poly-crystalline, suitable for all types of installation from residential to commercial projects

**MONO HALF-CELL PERC**



**12% more power than conventional modules**



**Lower power degradation  
Lower internal current  
Lower hot spot temperature**



**Cell crack risk limited in small region,  
enhance the module reliability**



**Outstanding mechanical load resistance**  
Snow load 5400Pa (Frontside), and Wind load 3800Pa (Backside)



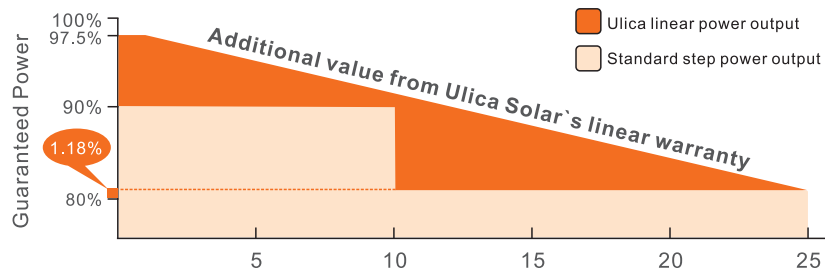
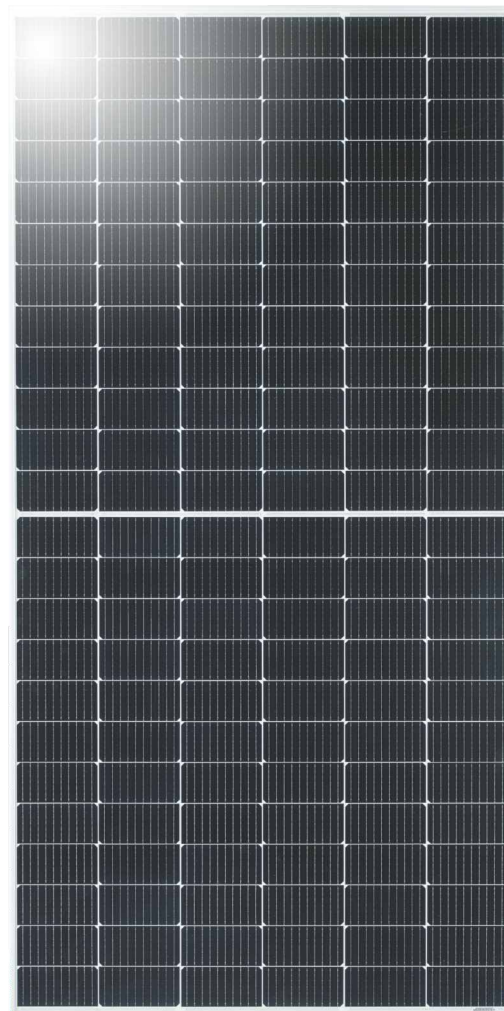
**High performance under low light conditions**  
Cloudy days, Rainy days



**Double EL test before and after lamination**  
Highly control the micro cracks and invisible defects.



**World famous insurance**  
CHUBB(USA), Solar Insurance&Finance(Netherlands)



12-year Limited Product Warranty

25-year Limited Performance Warranty

Certificate Holder Name : Ningbo Ulica Solar Co.,Ltd



# MONO 540W/545W/550W



## ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical Parameters Standard Test Conditions

Module Type		UL-540M-144HV	UL-545M-144HV	UL-550M-144HV
Power Output	P <sub>max</sub> W	540	545	550
Power Tolerance	ΔP <sub>max</sub> W		±3%	
Module Efficiency	η <sub>m</sub> %	21.06	21.27	21.27
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>m</sub> V	41.7	41.8	41.9
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>m</sub> A	12.95	13.04	13.13
Open-Circuit Voltage	V <sub>oc</sub> V	49.8 ± 4%	49.9 ± 4%	50.0 ± 4%
Short-Circuit Current	I <sub>sc</sub> A	13.6 ± 4%	13.65 ± 4%	13.75 ± 4%

STC: 1000w/m<sup>2</sup> irradiance, 25°C module temperature, AM1.5

Remark : Sorting tolerance as 0~+5W in our factory.

## THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature	NOCT	°C	47±2
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	γ	%/°C	-0.360
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	β <sub>voc</sub>	%/°C	-0.290
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	α <sub>isc</sub>	%/°C	+0.049

## OPERATING CONDITIONS

Max. System Voltage	1500V
Max. Series Fuse Rating	25A
Operating Temperature Range	-40°C ~ 85°C
Max static snow load	5400Pa
Max static wind load	3800Pa
Safety Class	II
Fire class rating	Class C

## CONSTRUCTION MATERIALS

Front Cover(material/type/thickness)	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell(quantity/material/type/dimension)	144/monocrystalline/ 182X91mm
Encapsulant(material)	ethylene vinyl acetate(EVA)
Frame(material/anodization color)	anodized aluminum alloy/silver
Junction Box(protection degree)	IP68
Cable(length/cross-sectional area)	400mm/4mm <sup>2</sup>
Plug Connector	DC1500,PV-ZH202B/PV-JM601A/PV-JM608/PV-CY03L , Made in China

## GENERAL CHARACTERISTICS

Dimension(L/W/H)	2279x1134x35mm
Weight	28.3kg

## PACKING CONFIGURATION

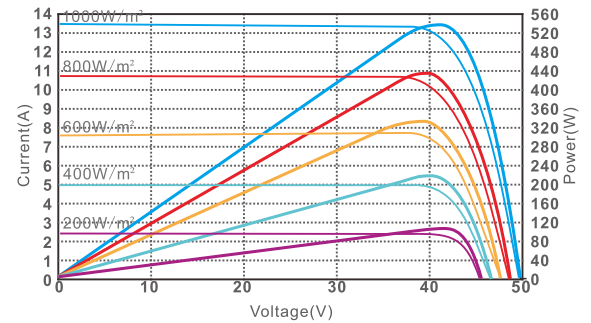
Pallet Size(L/W/H)	2325/1120/2550mm
Pallet Weight	1887kg
Pieces per Pallet	62pcs
Pieces per Container	620pcs

## INTERNATIONAL CERTIFICATES

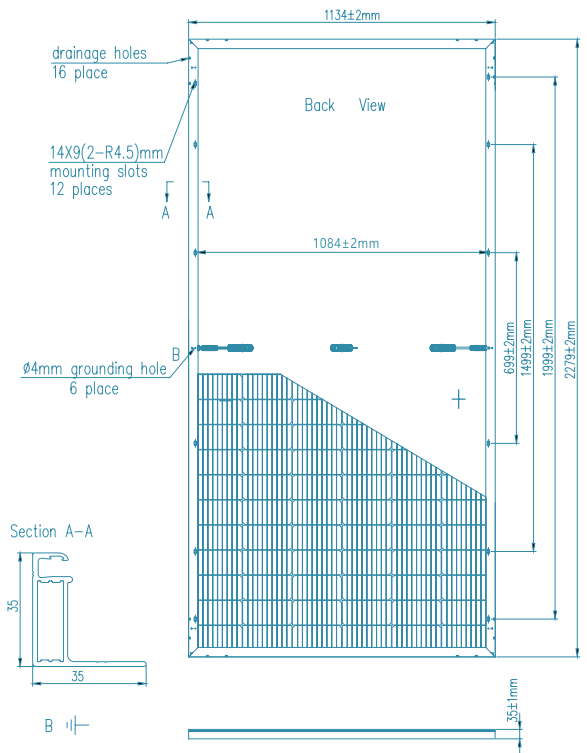
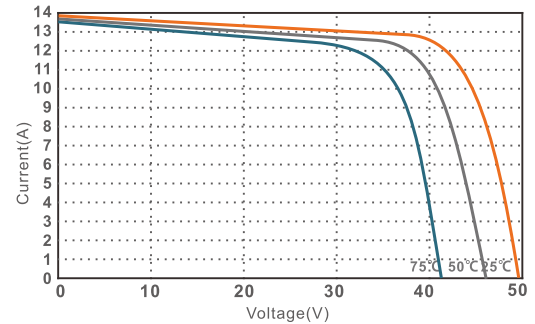
- TÜV SÜD, CE, MCS, CQC, IMERTRO
- ISO9001: 2015
- ISO14001: 2015
- ISO45001: 2018

## I-V CURVE

I-V characteristics at different irradiances



I-V characteristics at different temperature



Please read the installation manual in this entirety before handing, installing, and operating Ulica Solar modules.

Due to continuous innovation, research and improvement, the specification is subject to change without prior notice.

# SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10  
MPP. Seguidor



98.8% (@ 480V)  
Max. Eficiencia



Gestión de  
nivel de cadena



Diagnóstico inteligente  
de curvas I-V admitido



MBUS  
Soportado



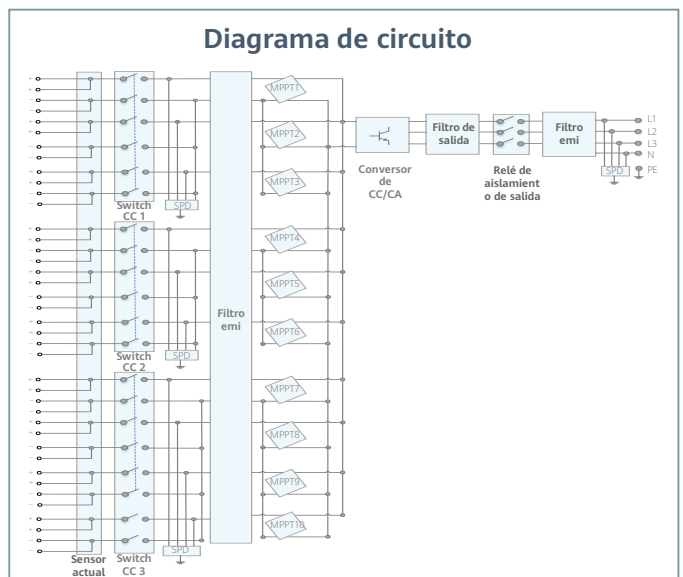
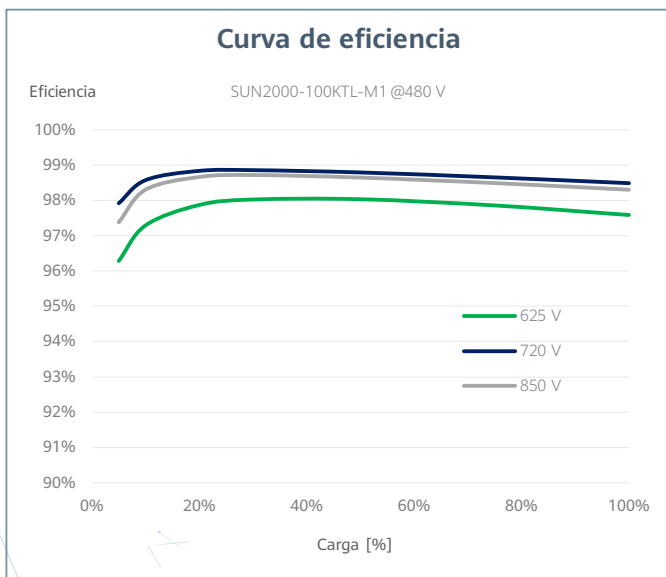
Diseño  
Sin fusible



Protección contra rayos  
Para DC y AC



IP66  
Proteccion



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

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

Seguridad

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

Estándares de conexión a red eléctrica

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

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

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

Versión No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

## 1. ADV200 WA-4 • Alimentación 400...460 Vca

### 1.1 Introducción



#### Tecnología modular y flexible

El ADV200 WA-4 está basado en una completa modularidad mecánica con estructuras de potencia que pueden ser montados sin separación. Está diseñado para facilitar a cualquier operario de la instalación flexibilidad en el proyecto y optimización de los espacios del sistema y de los costes del cableado, garantizando manejabilidad de uso.

El ADV200 WA-4 está disponible en mecánicas de 7 tamaños

- de 1,5kW a 400kW en configuraciones independientes
- de 500kW a 1,2MW en configuraciones "en paralelo"

#### Durabilidad integrada

Con una alta durabilidad gracias a la calidad de ingeniería, el ADV200 WA-4 integra la inductancia de entrada en la parte CC (hasta el tamaño ADV 61600) reduciendo la distorsión armónica "THD" hasta el 40% y el filtro de red que lo adecua a la normativa EMC EN61800-3

#### Total manejabilidad

El usuario en primer plano. Estructurado mecánicamente para ofrecer una gestión simple y rápida del producto en cualquier ámbito de instalación y montaje, todas las operaciones, desde el acceso a las placas de bornes hasta la introducción de las opciones en rack, son simples e inmediatas.

Con los accesorios específicos se garantizan cableados y blindajes simples para obtener un arranque inmediato y conforme a la normativa EMC.

#### Línea serie

Integrada como estándar en toda la gama, la línea serie RS485 permite conexiones "peer-to-peer" o "multidrop" mediante protocolo Modbus RTU

#### Gestión placas opcionales

Mediante un sistema inteligente en rack, en el ADV200 WA-4 el usuario puede instalar hasta 3 placas opcionales simultáneamente.

- Placa para interface de bus de campo
- Tarjeta de ampliación de E/S

#### Alimentación de back-up

El ADV200 WA-4 puede recibir alimentación externamente y por separado de +24Vcc, que en caso de fallo de red permite el mantenimiento de todas las funciones de visualización y parametrización del convertidor y la gestión de eventuales bus de campo conectados.

#### Safety Card – Nivel SIL3

Los modelos ADV200 WA-4+SI integran la placa "Safety Card" EXP-SFTy-ADV (de serie en los convertidores maestros de las configuraciones en paralelo).

La placa:

- realiza la función de seguridad STO (Safe Torque Off o Desconexión segura), utilizada para evitar la presencia de par en el

La gama de **convertidores vectoriales ADV200 WA-4** ofrece soluciones tecnológicamente avanzadas para la realización de sistemas de automatización con convertidores en configuraciones independientes.

Una gama de potencia de **1,5kW hasta 1,2MW** para **alimentaciones trifásicas de 400Vca a 460Vca** que gracias a la integración de accesorios como el filtro y la inductancia de red, permiten una mayor fiabilidad de funcionamiento en el tiempo, la reducción de espacios del sistema y de los costes de cableado.

motor, bloqueando los comandos de los IGBT;

- tiene la capacidad de diagnosticar el 99% de los fallos internos;
- realiza la función "Safe Torque Off" integrada para satisfacer los requisitos de las nuevas normativas:
  - nivel de integridad de la seguridad SIL 3 de acuerdo con EN 61508 y EN61800-5-2 (máximo disponible para convertidores)
  - PL d de acuerdo con EN13849-1

La placa de seguridad integrada **EXP-SFTy-ADV** presente en los convertidores de la familia ADV200 WA-4+SI se utiliza para alcanzar la "Prevención de activaciones imprevistas", como se describe en la normativa EN 1037:1995 + A1 ADV: 2008 relativa a la seguridad de la maquinaria. Los convertidores equipados con la placa de seguridad son sólo un componente de un sistema de control de seguridad STO considerando que es la función a nivel de sistema. Las partes y los componentes del sistema deben seleccionarse, aplicarse e integrarse de forma oportuna para alcanzar el nivel deseado de seguridad operativa.

La función de seguridad se puede utilizar para obtener un "paro de emergencia" mientras la alimentación sigue presente en el convertidor (según la categoría 0, como se describe en la normativa EN 60204-1). La función de seguridad integrada sustituye los componentes de seguridad externos. La función integrada "STO" se puede utilizar como alternativa a los contactores del motor con el objetivo de controlar reactivaciones inesperadas, si la evaluación del riesgo lo permite. La aplicación de la función de seguridad integrada depende de la aplicación y de las normativas aplicables.

#### Dimensionados perfectos

Para una correcta combinación del convertidor en relación con el tipo de aplicación y con las características del motor utilizado, el ADV200 WA-4 ofrece características técnicas de configuración que lo convierten en la mejor elección tanto en términos técnicos como económicos.

- Doble modalidad de sobrecarga para "**servicio pesado**" con ciclos de carga del 150% de entrada para 1 minuto cada 5 o bien para "**servicio ligero**" (pares variables y/o cuadráticos) con ciclos de carga del 110% de entrada para 1 minuto cada 5
- Optimización **dinámica de la modulación**, en función del tipo de "servicio" y de la temperatura del convertidor durante los "duty cycle" de funcionamiento.

#### Sistemas MULTIBOMBA

El convertidor puede controlar los sistemas de bombeo compuestos por varias bombas en paralelo. Consulte en el manual de instrucciones los diagramas de conexión.

- **Configuración estándar:** la bomba principal es fija y siempre está controlada por el inversor, las bombas esclavas son siempre de velocidad fija y controladas por relés.
- **Configuración de la bomba maestra:** la bomba maestra no siempre es la misma sino que se reparte entre todas las bombas lo que permite poner "fuera de servicio" la bomba principal para realizar cualquier tipo de mantenimiento.



### Aplicación MULTIDRIVE

La configuración Multidrive permite instalar un sistema multibomba en que todos los motores son controlados en velocidad variable. Esta solución permite alcanzar el valor de caudal o de presión requerido por el proceso mediante la rotación de las bombas a una velocidad calculada del controlador y comunicada a las esclavas a través de una entrada analógica. Consulte en el manual de instrucciones los diagramas de conexión.

## 1.2 Características generales

- Alimentaciones: 3 x 380Vca -15% ... 500Vca +5%, 50/60Hz ±2%
- Gama de potencias: de 1,5kW a 1,2MW
- Tensión máx. de salida 0,98 x V<sub>in</sub>
- Control:
  - Vectorial con bucle abierto
  - V/f con bucle abierto y V/f con realimentación
- Gestión para sobrecargas ligeras o pesadas
- Hasta 3 opciones integrables en el convertidor
- Placa de seguridad de acuerdo con las normativas para la seguridad de maquinaria (en los modelos ADV200 WA-...+SI)
- SW de programación multilingüe GF-eXpress (5 idiomas)
- PLC avanzado en entorno de programación estándar IEC61131-3
- Grado de protección:
  - IP20
  - IPO0 (tallas 7 y paralelas)
  - IP54, in sous armoire (sur demande)

### Gestión de Bus de campo



Modbus



CANopen®



EtherCAT®

### Prestaciones

El ADV200 WA ofrece la más avanzada tecnología de control gracias al uso de un potente microprocesador de 32 bits, capaz de ofrecer prestaciones del máximo nivel en términos de precisión y rendimiento sobre el motor, y al mismo tiempo, gestiones sofisticadas de sistemas de aplicaciones compleja.

### Precisión

Modalidad de control	Precisión de regulación de velocidad (*)	Intervalo de control
FOC con bucle abierto	± 30% Deslizamiento nominal motor	1 : 100
V/F	± 60% Deslizamiento nominal motor	1 : 30

(\*) relativo al motor estándar 4 polo

### Configuración de entrega estándar

- Teclado de programación KB\_ADV integrado
- Regulación:
  - 2 entradas analógicas bipolares (Tensión/corriente)
  - 2 salidas analógicas bipolares (1: Tensión/corriente, 1: Tensión)
  - 6 entradas digitales (PNP/NPN)
  - 2 salidas digitales (PNP/NPN)
  - 2 salidas de relé, contacto único
  - Línea serie RS485 (Modbus RTU)
- Potencia:
  - Inductancia en la parte CC integrada (hasta 160 kW)
  - Filtro de red integrado
  - Módulo de frenado dinámico integrado (hasta 75kW)
- Resolución de referencia: Digital = 15bit + señal  
Entrada analógica = 11bit + señal  
Salida analógica = 11bit + señal

### Conformidad

- Inmunidad/Emisiones: CEE - EN 61800-3
- Programación: según IEC 61131-3
- Estándar de seguridad: STO (Safe Torque Off): IEC 61508 SIL 3, EN 954-1 Categ. 3 EN 61508 y EN 61800-5-2

### Condiciones ambientales

- Temperatura ambiente: -10°C...+40°C, +40°C...+50°C con reducción
- Altitud: Máx. 2.000 m.(hasta 1000 m sin disminución)

### Marcas



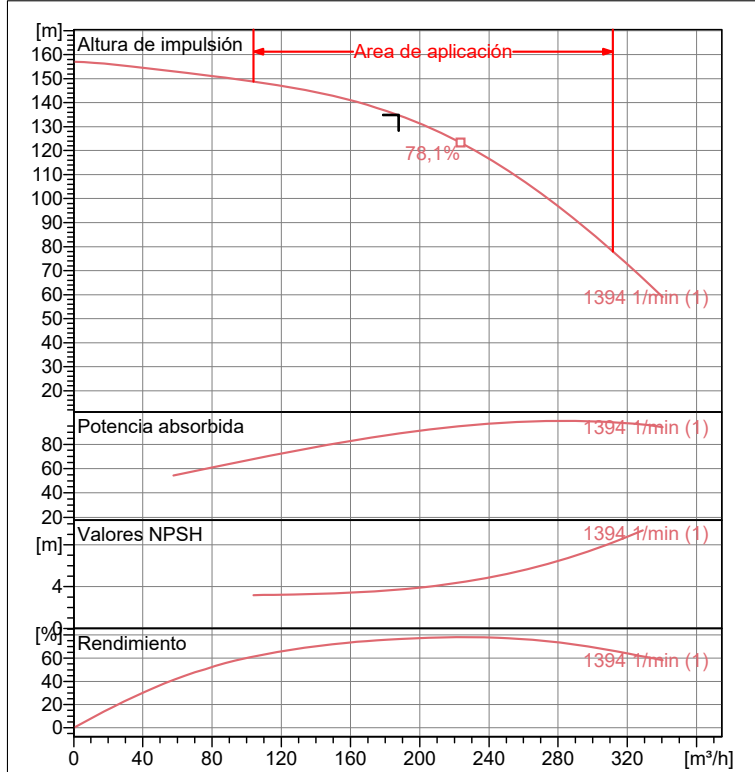
De acuerdo con la normativa CE sobre equipos de baja tensión (Directivas LVD 2014/35/EC, EMC 2014/30/EC)



De acuerdo con las normativas para el mercado americano y canadiense.

Se ruega averiguar el número de tramos de transmisión y velocidad crítica.  
SELECCIÓN INDICATIVA; contactar nuestra red comercial para la realización del proyecto completo

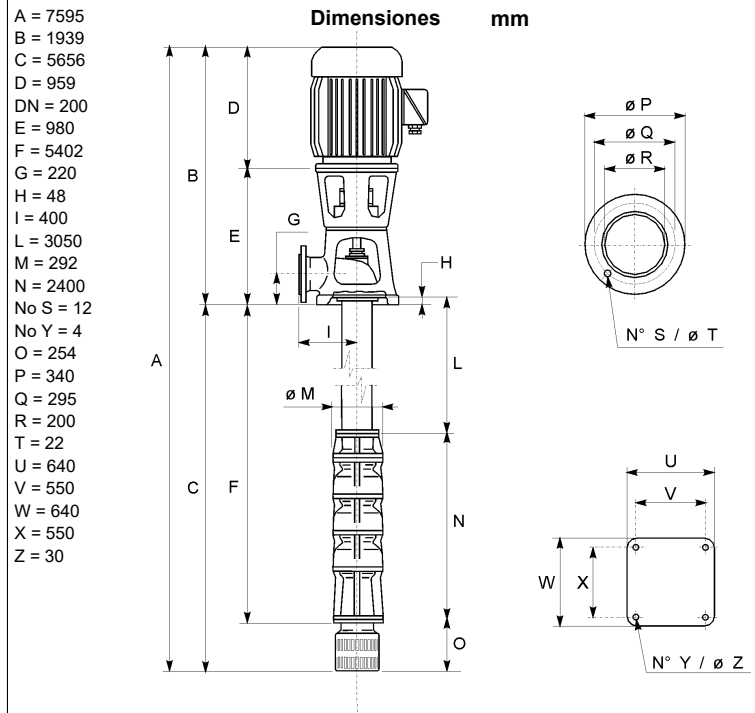
<b>P12C/8/45/101394 1/min (1)</b>	
<b>Datos proyectados</b>	
Caudal	188 m <sup>3</sup> /h
Altura de impulsión	135 m
Fluido	Agua, limpia
Tipo inst.	Bomba simple
N° de bombas	1
<b>Datos de trabajo de la bomba</b>	
Caudal	188 m <sup>3</sup> /h
Altura de impulsión	135 m
Potencia absorbida	89 kW
Rendimiento	76,5%
Altura H(Q=0)	157 m
Boca impulsión	DN200
<b>Datos del motor</b>	
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	400 V
Velocidad nominal	1450 1/min
N° de polos	4
Potencia entregada P2	110 kW
Corriente nominal	0 A
Tipo de motor	3~
Clase de aislamiento	F
Tipo de protección	IP 55
<b>Límites operativos</b>	
Arranques / h máx.	20
Temperatura máxima líquido bombeado	40 °C
Contenido máximo de sustancias sólidas	40 g/m <sup>3</sup>
Densidad máx.	998 kg/m <sup>3</sup>
Máx. Viscosidad	1 mm <sup>2</sup> /s
<b>Datos generales</b>	
Peso	1782 kg



Características de funcionamiento valores indicativos de la curva (sin garantía)

Q [m <sup>3</sup> /h]	H [m]	P [kW]	Rend. [%]	NPSH [m]
140	144	78,2	70,3	3,32
160	141	83,5	73,5	3,44
180	137	88,3	75,8	3,63
188	135	90	76,5	3,73

<b>Materiales</b>	
<b>CONSTRUCCION BOMBA</b>	
Cuerpo impulsión	Fundición
Cuerpo aspiración	Fundición
Cuerpo intermedio	Fundición
Rodete	Fundición
Anillo alojamiento rodete	Fundición
Eje bomba	Acero
Cojinete	Goma
<b>LINEA DE EJE</b>	
Tubo	Acero
Eje	Acero
Casquillo eje	Acero cromado
Manguitos	Acero inox
Cojinetes	Goma
<b>GRUPO DE MANDO</b>	
Base	Fundición o Acero
Cubo de conexión	Fundición o Acero
Rejilla	Acero galvanizado



Notas:			
Fecha <b>17.03.2022</b>	Página <b>1</b>	Oferta n°	Pos.



## SOLARBLOC® H-S/18 CIMENTACIÓN Y ESTRUCTURA PARA HUERTOS SOLARES

La nueva estructura patentada SOLARBLOC H-S/18 ha sido diseñada para sustituir y simplificar nuestro anterior modelo para huertos solares.

**El objetivo principal** como en todos nuestros soportes y estructuras SOLA BLOC es el de facilitar los trabajos de instalación, acortar los tiempos de ejecución y reducir los componentes necesario para la instalación de módulos fotovoltaicos.

### CARACTERÍSTICAS

- 1ª | SOLARBLOC H-S/18 es un gran formato destinado a la construcción de parques solares. Permite fijar los panel directamente **sin necesidad de realizar cimentación o hincado alguno**.
- 2ª | La gama SOLARBLOC se caracteriza por ser de hormigón de **alta densidad y resistencia** a los agentes químicos y atmosféricos, consiguiendo una gran durabilidad.
- 3ª | Cada estructura SOLARBLOC H-S/18 tiene un peso de 560kg, necesario para contrarrestar los efectos del viento y agentes externos, cuenta con un **centro de gravedad bajo para darle estabilidad** al conjunto y así considerarlo como cimentación superficial.
- 4ª | Con el nuevo SOLARBLOC H-S/18 la **instalación es inmediata**, se descargan del camión, se colocan en el sitio definitivo y listo para fijar los módulos con sus anclajes.
- 5ª | SOLARBLOC H-S/18 **incorpora**, al igual que el resto de nuestros modelos, **carriles de hormigón donde fijar los módulos** mediante tornillería estandarizada, fabricándose en cuatro grados distintos, 15º, 20º, 25º y 30º.
- 6ª | SOLARBLOC H-S/18 dispone de dos aberturas transversales para manipular la pieza con carretilla elevadora **sin riesgo**.





## SENCILLEZ DE MONTAJE

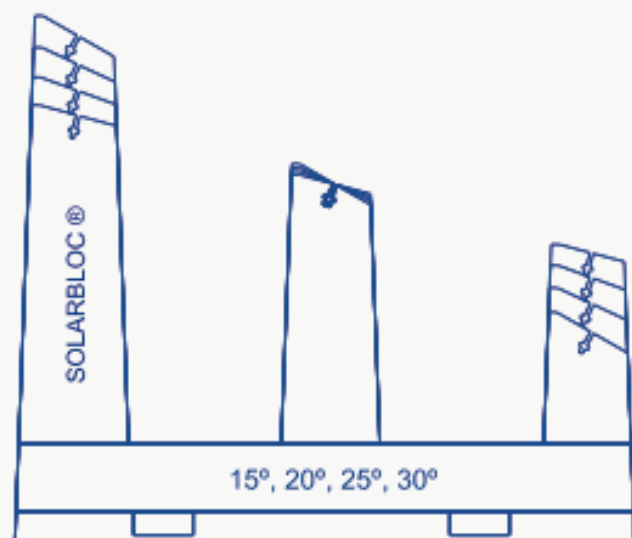
Solarbloc® H-S/18 permite hacer mesas de 2 módulos en horizontal, optimizando el espacio y minimizando las zonas de sombras.

## CARACTERÍSTICAS Y OBSERVACIONES DEL MONTAJE.

1º

Elegir la estructura Solarbloc® H-S/18 con los grados de inclinación que nos convenga.

Las estructuras Solarbloc® H-S/18 se fabrican en cuatro grados distintos, **15º, 20º, 25º y 30º**. Debemos elegir la inclinación del soporte más idónea teniendo en cuenta las necesidades de la instalación.



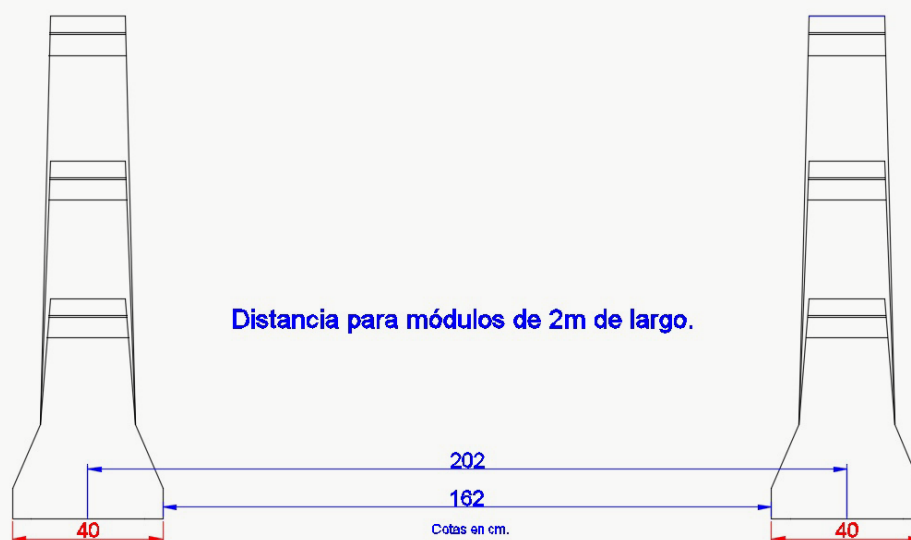
2º

## Preparar y marcar la zona de trabajo.



Una vez seleccionado el tipo de ángulo, tenemos que conocer y preparar la superficie donde se colocarán los Solarbloc® H-S/18.

**El terreno o la superficie donde se apoyen los Solarbloc® H-S/18 debe ser lo más plano posible**, por lo que es necesario conocer las diferencia de cota que habrá entre los Solarbloc® H-S/18 para plantear las actuaciones necesarias en el terreno, o bien sobre los herrajes de fijación de módulos.



En función a las dimensiones del módulo la separación entre las estructuras Solarbloc® H-S variará.



Solarbloc® H-S tolera una diferencia de cota entre los planos de apoyo del 4% de la longitud del módulo, sin tener que nivelar los herrajes de sujeción de módulos.

