

**Universitat Politècnica de València**

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño**



# Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica

Grado de Ingeniería Eléctrica

**Autor:** Miguel Jesús Sánchez Lasheras

**Tutor:** Elías José Hurtado Pérez

**Fecha:** junio del 2019



## Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo determinar la bomba necesaria para cubrir las necesidades del sistema de riego de unos cultivos en la provincia de Valencia, en conjunto con el diseño de la instalación fotovoltaica aislada que le proporciona la energía. La bomba se situaría a 145 m de profundidad en un pozo y debe de ser capaz de suministrar 1250 m<sup>3</sup>/día de agua en los meses de verano. Para cumplir con estos requisitos se escoge una bomba sumergible de 110 kW, controlada por un variador de frecuencia que ajusta la velocidad de del motor en función de la potencia de entrada para obtener el máximo bombeo posible. Se utilizan seguidores en un eje horizontal para instalar los módulos fotovoltaicos de 290 W, ya que se aumentan notablemente las horas solares pico diarias de los meses de mayor demanda. En total, son necesarios 540 paneles lo que supone una potencia pico en el campo fotovoltaico de 156,6 kW. El agua bombeada se almacena en un depósito o embalse para garantizar una autonomía del sistema de hasta dos días sin radiación. Además, se utilizan baterías de plomo-ácido con el fin de compensar las reducciones a corto plazo de irradiancia originadas por nubes para poder prevenir las paradas continuas del motor.

Palabras clave: instalación fotovoltaica aislada; bombeo solar; energía eléctrica.

## **Abstract**

This project explores the needed pump to meet the requirements of an irrigation system of crops in the province of Valencia, coupled with the design of an off-grid photovoltaic installation which supplies the power. The pump would be located at 145 m depth in a well and should be chosen to provide 1250 m<sup>3</sup>/day of water in the summer months. To meet these requirements one submersible pump of 110 kW is selected, it is controlled by a frequency converter that adjusts the engine speed according to input power to maximize the water flow. Horizontal single axis trackers are used to install the photovoltaic modules of 290 W, since it increases significantly the daily peak sun hours in the months with greater demand. Overall, 540 solar panels are needed which implies a peak power of the photovoltaic field of 156,6 kW. The pumped water is stocked up into a tank or pool to ensure the supply for two days without radiation. Furthermore, lead-acid batteries are used to compensate the short-term irradiation decrease caused by clouds in order to avoid any stop of the engine.

Keywords: off-grid photovoltaic installation; solar pumping; electric energy.

# Índice

## Documento 1. Memoria

<b>1. Introducción y objetivos .....</b>	<b>1</b>
<b>2. Emplazamiento.....</b>	<b>2</b>
<b>3. Consumos y datos de partida .....</b>	<b>3</b>
<b>4. Normativa .....</b>	<b>4</b>
<b>5. Metodología.....</b>	<b>4</b>
5.1. Curva de potencia del campo fotovoltaico.....	7
5.2. Curva de potencia de la bomba .....	9
5.3. Almacenamiento de energía con baterías y alternativas .....	11
5.4. Análisis de las alternativas .....	16
<b>6. Diseño de la instalación .....</b>	<b>18</b>
6.1. Bomba.....	18
6.2. Variador de frecuencia.....	18
6.3. Seguidor solar y paneles .....	23
6.4. Baterías y reguladores .....	24
6.5. Cableado .....	24
6.6. Filtros eléctricos.....	26
6.7. Depósito de agua y sondas .....	26
<b>7. Protecciones y seguridad .....</b>	<b>28</b>
7.1. Cuadros de protección y seccionamiento de <i>strings</i> .....	28
7.2. Cuadro para la protección de los reguladores y baterías.....	28
7.3. Protecciones en CA: interruptor automático y relé diferencial .....	29
7.4. Sistema de puesta a tierra .....	29
<b>8. Estudio económico .....</b>	<b>31</b>
8.1. Coste del $W_{Pico}$ de la instalación .....	31
8.2. Costes a los 25 y 40 años .....	32
8.3. Comparación de costes con otras alternativas.....	35
<b>9. Espacio ocupado.....</b>	<b>37</b>
<b>10. Referencias.....</b>	<b>38</b>

## Documento 2. Anexo

<b>1. Cálculos justificativos.....</b>	<b>39</b>
1.1. Generador fotovoltaico .....	39
1.2. Reguladores de carga.....	41
1.3. Baterías .....	42
1.4. Cableado .....	42
1.5. Protecciones.....	45
1.6. Puesta a tierra.....	46
<b>2. Documentación técnica .....</b>	<b>47</b>
2.1. Placa fotovoltaica.....	47
2.2. Seguidor solar .....	49
2.3. Bomba.....	49
2.4. Variador de frecuencia.....	51
2.5. Regulador de carga .....	52
2.6. Baterías .....	52
2.7. Cuadro de protección y seccionamiento de <i>strings</i> .....	53
2.8. Interruptor seccionador para las líneas de baterías.....	54
2.9. Interruptor automático para CA.....	55
2.10. Relé diferencial .....	55

## Documento 3. Presupuesto

<b>Capítulo 1. Instalación fotovoltaica.....</b>	<b>56</b>
<b>Capítulo 2. Bomba y variador de frecuencia .....</b>	<b>57</b>
<b>Capítulo 3. Cableado.....</b>	<b>58</b>
<b>Capítulo 4. Protecciones .....</b>	<b>59</b>
<b>Capítulo 5. Obra civil .....</b>	<b>61</b>
<b>Resumen del presupuesto .....</b>	<b>62</b>

## Documento 4. Pliego de Condiciones

<b>1. Objeto y especificaciones generales.....</b>	<b>63</b>
<b>2. Diseño.....</b>	<b>64</b>
2.1. Orientación, inclinación y sombras.....	64
2.2. Sistema de monitorización .....	64

<b>3. Componentes y materiales .....</b>	<b>65</b>
3.1. Generadores fotovoltaicos .....	66
3.2. Estructura de soporte .....	67
3.3. Acumuladores de plomo-ácido.....	68
3.3. Reguladores de carga.....	69
3.4. Variador de frecuencia.....	72
3.5. Sistema de bombeo de agua .....	72
3.6. Cableado .....	72
3.7. Protecciones y puesta a tierra .....	73
<b>4. Recepción y pruebas.....</b>	<b>73</b>
<b>5. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento .....</b>	<b>75</b>
5.1. Programa de mantenimiento .....	75
5.2. Garantías.....	76

## Documento 5. Planos





# Documento 1

# Memoria



## 1. Introducción y objetivos

El presente trabajo final de grado tiene como principal objetivo diseñar una instalación fotovoltaica para el suministro de una bomba para riego en la provincia de Valencia. Nos centramos en todos los elementos eléctricos que componen la instalación.

A continuación, se presenta una breve justificación de la elección de esta alternativa suministrar energía a la bomba. Las principales alternativas de esta instalación son: con fotovoltaica, con conexión a red, con grupo electrógeno o con eólica. De las cuatro hemos escogido fotovoltaica ya que ofrece mayor disponibilidad que las demás, exceptuando ciertos lugares con pocas horas de sol al día es capaz de ser rentable en la mayoría de las zonas. La conexión a red es situacional, depende de la proximidad de una línea para poder conectarse, en muchos emplazamientos agrícolas la distancia hasta la línea más cercana hace esta opción inviable económicamente. Además, el coste del kWh generado a la larga suele ser inferior en instalaciones fotovoltaicas, siendo el principal inconveniente de estas su alta inversión inicial (comparativa de costes en el apartado 8.3.). El uso de un grupo electrógeno queda descartado por la necesidad actual de incrementar el uso de energías renovables, el coste del petróleo o gasolina en los próximos años es capaz de seguir subiendo, las únicas ventajas en comparación con la solar son el espacio utilizado y la menor inversión inicial. Por último, se descarta la energía eólica dado que ofrece menor rentabilidad y disponibilidad en la mayoría de los lugares. En el estudio económico al final de la memoria se puede comprobar la validez de esta elección

Este trabajo también contiene un breve estudio para optimizar el uso de las baterías en conjunto con un depósito de agua en este tipo de instalaciones, principalmente para utilizar la energía excedente para aumentar las horas de bombeo y así necesitar una bomba de menor potencia. También, gracias al uso de las baterías se consigue una instalación más robusta capaz de asegurar el bombeo de agua frente a las nubes, que pueden llegar a reducir la radiación que llega al campo solar hasta un 90 % y en casos como el bombeo directo crear periodos donde la bomba tiene que

arrancar y parar seguidamente, pudiendo no llegar a bombear suficiente agua o dañar la bomba si no se prevé un máximo de arranques por hora especificado por el fabricante.

Los objetivos de este trabajo son: primero, realizar un breve análisis de las necesidades que se plantean y las posibles soluciones que se pueden plantear con energía solar fotovoltaica. Elección del tipo de estructura para los módulos.

Segundo, hallar una metodología sencilla para poder trabajar con la energía eléctrica obtenida del campo fotovoltaico y el caudal hidráulico bombeado gracias a ella. Para ello, trabajaremos utilizando herramientas accesibles como el Excel.

Tercero, analizar los resultados obtenidos y diseñar una instalación que cumpla con todos los requisitos, incluyendo las medidas de seguridad que sean necesarias.

Cuarto, estudiar la viabilidad económica de la instalación. Se utilizan los costes obtenidos del presupuesto para calcular factores que nos permitan comparar con otras alternativas. Finalmente, estudiar el espacio ocupado por el campo fotovoltaico debido a que se sitúa en terreno agrícola.

## **2. Emplazamiento**

La instalación se sitúa al sur del municipio de Alcablas, en la provincia de Valencia. Las coordenadas aproximadas de la parcela son latitud  $39,78853^\circ$  y longitud  $-0,704739^\circ$ , los planos de situación y emplazamiento realizados ayudan a su localización. La situación de partida en este caso práctico es un pozo de riego, al que se le ha realizado un estudio de su capacidad de producción, ya que los niveles del agua son capaces de variar estacionalmente. De esta manera, se extraerá un volumen de agua del pozo que sea sostenible por este, asegurando la vida útil de la explotación y que la bomba no llegue a trabajar en vacío.

En la ubicación del pozo se localizará una caseta de bombeo, para este trabajo no se tiene en cuenta su construcción ni el diseño del sistema de riego con su transporte del agua bombeada. La caseta se estima del tamaño suficiente para que pueda albergar un cuarto eléctrico, donde se colocarán todos los componentes de la instalación eléctrica que no deban de situarse a la intemperie. En el exterior solo se colocarán los seguidores solares con sus paneles y los cuadros de protecciones de los *strings* descritos en el trabajo. En el plano de la parcela se detallan las posiciones de cada uno.

### 3. Consumos y datos de partida

Existe una relación aproximada entre el tipo de cultivo y el caudal de agua que necesita al día por hectárea, dependiendo de la zona geográfica<sup>[1]</sup> (ver **tabla 1**). De esta manera, conociendo el caudal de agua que podemos extraer del pozo en m<sup>3</sup> al día se puede relacionar con la tabla y obtener una superficie de explotación del cultivo.

Cultivo	m <sup>3</sup> /hectárea/día
Arroz	100
Granjas rurales	60
Frutales	55
Algodón	55
Hortalizas	50
Cereales	45
Patatas	45
Maíz	40
Tomate	40
Cítricos	35
Olivo	15

**Tabla 1.** Datos de ejemplo en cultivos en la Península Ibérica. **Autor:** M. Pérez García.

Sea tomado un caudal necesario de 1250 m<sup>3</sup> al día para los meses de verano, en teoría capaz de regar 25 ha de hortalizas con un consumo diario de 50 m<sup>3</sup>/ha. La altura manométrica total que tiene que suministrar la bomba se estima de 170 m.c.a; donde se tiene en cuenta el nivel dinámico del pozo de 145 m, la altura hasta la lámina superior del depósito de 15 m y las pérdidas de carga de 10 m. Para ver la distribución de los consumos mensuales se presenta la siguiente tabla:

Mes	Q (m <sup>3</sup> /día)
Enero	400
Febrero	400
Marzo	600
Abril	800
Mayo	1250
Junio	1250
Julio	1250
Agosto	1250
Septiembre	800
Octubre	600
Noviembre	400
Diciembre	400

**Tabla 2.** Consumos hídricos de cada mes. **Fuente:** elaboración propia.

## 4. Normativa

La normativa y legislación que cumple esta instalación tanto en el diseño como en la ejecución del proyecto es la siguiente:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, REBT 2002, según el RD 842/2002 del 2 agosto.
- Instrucciones técnicas complementarias ITC BT, que se aplican en cada caso y en especial la ITC BT-40.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Normas UNE de aplicación.
- Normativa autonómica de aplicación y las ordenanzas municipales.
- Pliego de condiciones técnicas del IDAE PCT-A-REV-febrero 2009 de instalaciones fotovoltaicas aisladas de red.

## 5. Metodología

En este apartado se explican las hipótesis desarrolladas para el diseño de la instalación. Los datos de radiaciones para cada mes del año se obtienen del PVGIS, no obstante, nos centramos en los meses de mayor interés en los que se necesita un caudal de riego mayor, principalmente en los de verano para el bombeo de agua de riego.

Al tratarse del diseño de una instalación aislada de la red es necesario cubrir la demanda energética por completo, para ello nos centramos en el mes más desfavorable, que tiene la relación consumo-radiación mayor. Para ello se obtienen las horas solares pico (HSP<sup>1</sup>) de cada mes mediante el PVGIS para tres casos: una inclinación fija de 35°, otra fija de 15° y un seguidor de un eje horizontal. Se utiliza un coeficiente del mes más desfavorable (Cmd) siendo el mayor del año el que supone la peor situación, se calcula de la siguiente manera:

$$Cmd = \frac{\text{Caudal} \left( \frac{m^3}{\text{día}} \right)}{\text{Radiación} \left( \frac{kWh}{m^2 \text{ día}} \right)} \left( \frac{m^5}{kWh} \right)$$

Mes	Rad. (kWh/m <sup>2</sup> día)	Q (m <sup>3</sup> /día)	Cmd (m <sup>5</sup> /kWh)
Enero	4,04	400	99,01
Febrero	4,87	400	82,14
Marzo	5,96	600	100,67
Abril	5,93	800	134,91
Mayo	6,32	1250	197,78
Junio	6,85	1250	182,48
Julio	7,11	1250	175,81
Agosto	6,73	1250	185,74
Septiembre	5,88	800	136,05
Octubre	5,15	600	116,50
Noviembre	4,19	400	95,47
Diciembre	3,68	400	108,70

**Tabla 3.** Datos utilizando una inclinación fija de 35°. Fuente: obtenido a partir de los datos del PVGIS.

<sup>1</sup> Se trata del número de horas equivalentes que trabajaría una placa a su potencia pico para un tiempo determinado, 1 HSP = 1 kWh/m<sup>2</sup>.

Mes	Rad. (kWh/m <sup>2</sup> día)	Q (m <sup>3</sup> /día)	Cmd (m <sup>5</sup> /kWh)
Enero	3,17	400	126,18
Febrero	4,07	400	98,28
Marzo	5,44	600	110,29
Abril	5,87	800	136,29
Mayo	6,64	1250	188,25
Junio	7,43	1250	168,24
Julio	7,60	1250	164,47
Agosto	6,81	1250	183,55
Septiembre	5,52	800	144,93
Octubre	4,47	600	134,23
Noviembre	3,36	400	119,05
Diciembre	2,84	400	140,85

**Tabla 4.** Datos utilizando una inclinación fija de 15°. Fuente: obtenido a partir de los datos del PVGIS.

Mes	Rad. (kWh/m <sup>2</sup> día)	Q (m <sup>3</sup> /día)	Cmd (m <sup>5</sup> /kWh)
Enero	3,46	400	115,61
Febrero	4,71	400	84,93
Marzo	6,58	600	91,19
Abril	7,40	800	108,11
Mayo	8,59	1250	145,52
Junio	9,76	1250	128,07
Julio	9,98	1250	125,25
Agosto	8,67	1250	144,18
Septiembre	6,76	800	118,34
Octubre	5,21	600	115,16
Noviembre	3,70	400	108,11
Diciembre	2,99	400	133,78

**Tabla 5.** Datos utilizando un seguidor solar de un eje horizontal. Fuente: obtenido a partir de los datos del PVGIS.

Si se utilizara una inclinación fija la mejor opción sería a 15°, ya que es la inclinación óptima para el mes de mayo de este lugar y se obtiene un Cmd menor para este. Por otro lado, se puede comprobar con las tablas que el uso del seguidor reduce notablemente el Cmd máximo, lo que conlleva una reducción del número necesario de placas, por este motivo se utiliza un seguidor solar. A partir de este punto pasamos a trabajar con la radiación diaria de mayo ya que es el mes más desfavorable, con ayuda



del PVGIS que ofrece datos de irradiancias cada 15 minutos, para poder comparar la curva de potencia generada por las placas durante el día y la curva potencia-caudal del grupo motor-bomba.

### 5.1. Curva de potencia del campo fotovoltaico

Primero se han corregido los valores obtenidos mediante el PVGIS, pasando de horas solares a horas corregidas en función del mes y lugar. Aunque en un principio se utilice una estimación de la potencia pico de la placa y el número, una vez se ha determinado la placa utilizada (ver **2.1.** del anexo) se utilizan sus características. Se transforman las irradiancias ( $W/m^2$ ) en la potencia generada por el campo fotovoltaico utilizando la siguiente expresión:

$$P_{campo\ FV} = \frac{N^{\circ}\ Placas \times P_p \times A \times F_c}{1000} \times \eta_{inst} \quad (W)$$

Donde:

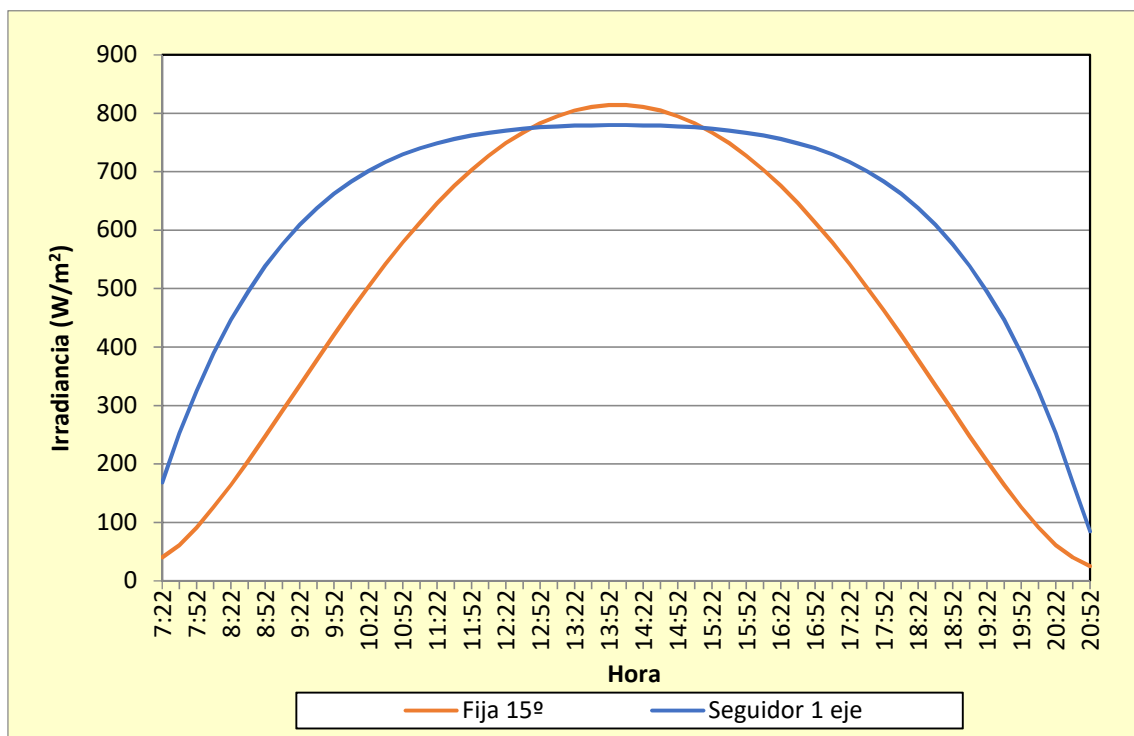
- $N^{\circ}$  placas      número de placas en el campo fotovoltaico.
- $P_p$                 potencia pico de la placa en W.
- $A$                  irradiancia media diaria cada 15 minutos ( $W/m^2$ ), dato del PVGIS.
- $F_c$                 factor de corrección para seguidores de un eje.
- $\eta_{inst}$              rendimiento de la instalación en tanto por uno.

Dado que el PVGIS solo tiene datos de irradiancia diaria para inclinaciones fijas y seguimiento en dos ejes se utiliza un factor de corrección. Para ello, se calcula la relación entre las HSP mensuales con un seguimiento de un eje horizontal y uno de dos ejes, son datos que sí ofrece el PVGIS. En este caso  $F_c$  tiene un valor de 0,95 para mayo en este emplazamiento.

Las pérdidas que dan lugar a este rendimiento incluyen principalmente las debidas a la temperatura, el efecto Joule, las caídas de tensión y la suciedad en los paneles; además de los rendimientos de los reguladores y del variador. Se pueden estimar para esta instalación en un 20 %, por lo tanto, el rendimiento es de un 80 %. No obstante, en esta expresión falta incluir la pérdida de rendimiento de los paneles con el paso del

tiempo (ver **2.1.** del anexo), que se usa para sobredimensionar el número de paneles necesarios a colocar y garantizar el funcionamiento correcto de la instalación durante toda la vida útil de las placas.

A continuación, se muestran las curvas de irradiancia diaria obtenidas del PVGIS, tanto para una inclinación fija de 15° como para el seguimiento de un eje horizontal utilizado, comparándolas se puede comprobar porqué el uso de seguidores solares esta bastante extendido en aplicaciones de bombeo solar.



**Figura 1.** Gráficas de irradiancia en el campo FV para un día de mayo. **Fuente:** realizado a partir de los datos de PVGIS con Excel.

Gracias al seguidor solar la bomba puede estar funcionando más horas y suministrar un mayor caudal a lo largo del día. Además, el uso de variadores de frecuencia permite reducir la frecuencia en las horas que no se alcance la potencia nominal del motor y de esta manera prolongar el tiempo de bombeo, aunque ya no sea a caudal nominal. La curva de potencia del campo FV se puede obtener fácilmente a partir de las curvas de irradiancia y la expresión anterior, teniendo en cuenta que en la **figura 1** ya se ha aplicado el factor de corrección  $F_c$  a la curva del seguidor.

## 5.2. Curva de potencia de la bomba

El tipo de bomba que más adecuado a las necesidades de altura y caudal es una sumergible. Consultando los catálogos de fabricantes podemos obtener las curvas caudal-altura, las bombas que más se ajustan en cuanto al rendimiento están en el rango de los 75-110 kW.

Como en esta instalación se utiliza un variador de frecuencia se puede obtener las curvas Q-H a distintas frecuencias a partir de la teoría de semejanza de bombas<sup>[2]</sup>, al mismo tiempo que la potencia sabiendo que la relación entre velocidad y potencia es cúbica para estas bombas centrífugas. En la **figura 2** se puede ver un ejemplo de aplicación de las siguientes fórmulas para obtener una nueva curva Q-H a distinta frecuencia:

$$\alpha = \frac{f_1}{f_0} \leq 1$$

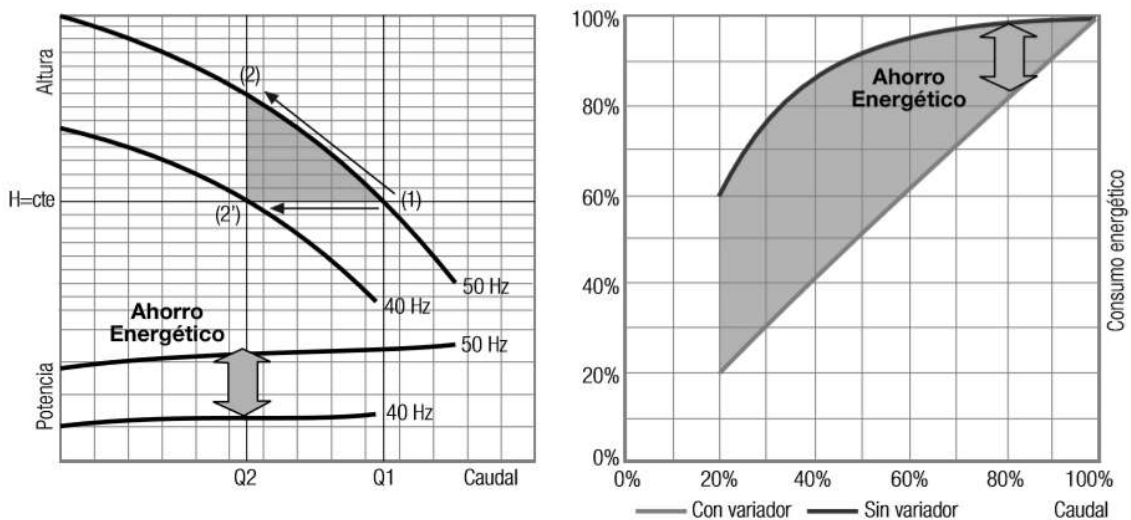
$$H_{f_0} = A + BQ + CQ^2$$

$$H_{f_1} = A\alpha^2 + B\alpha Q + CQ^2$$

$$P_{f_1} = P_{f_0} \times \alpha^3$$

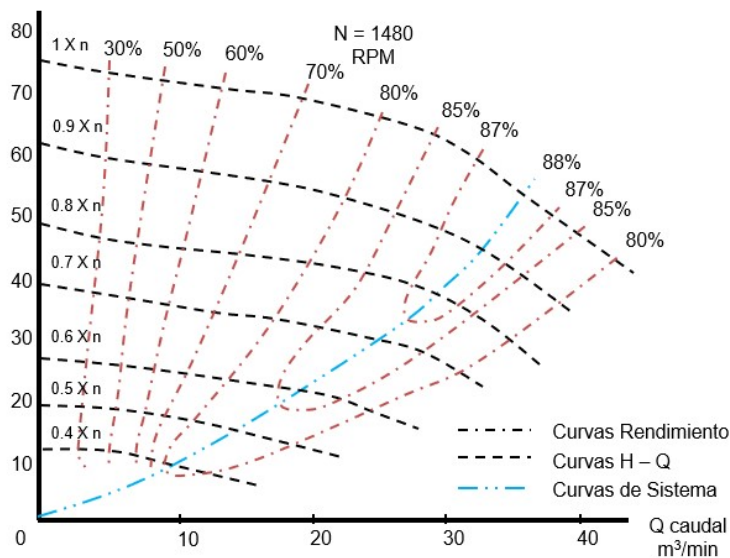
Donde:

- $\alpha$ : es la relación entre velocidades o frecuencias, adimensional.
- A, B y C: son los parámetros que definen la curva original.



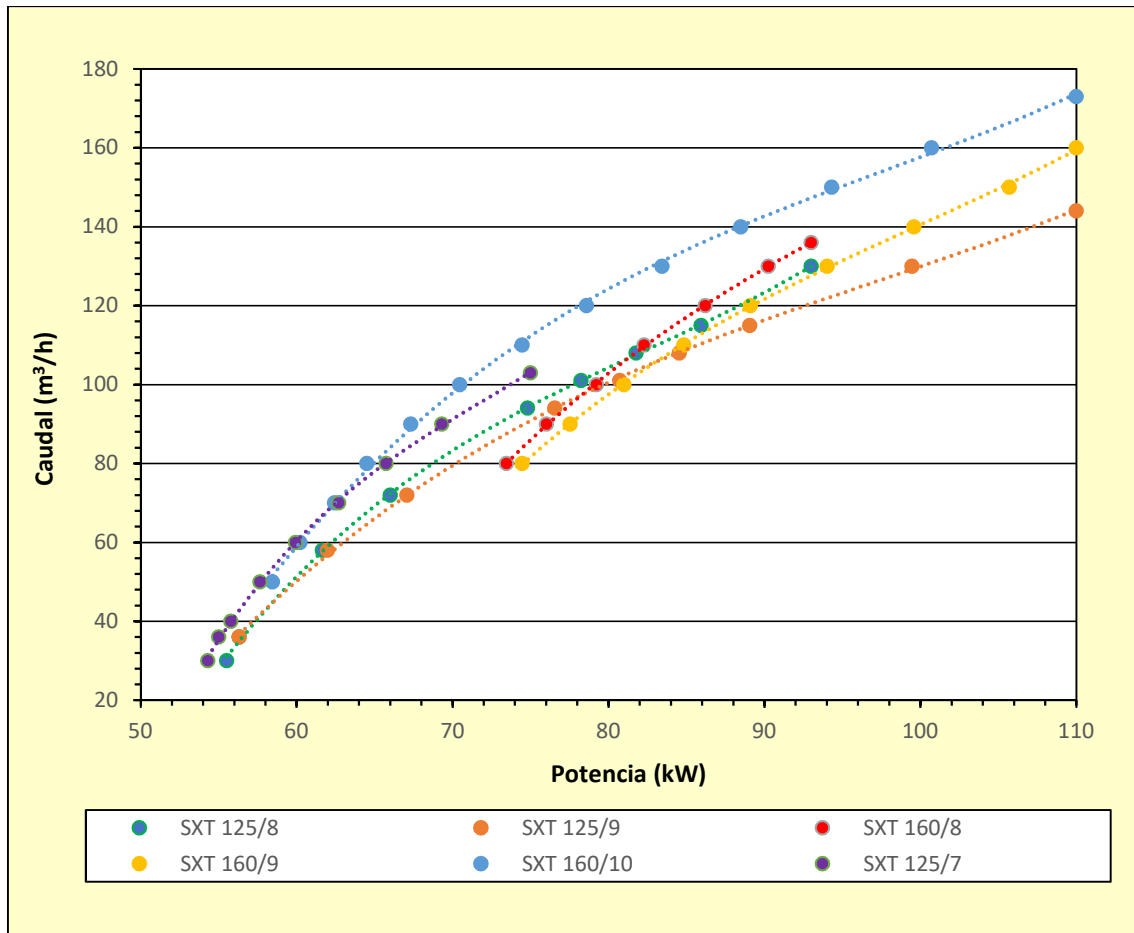
**Figura 2.** Gráfica con variación de velocidad, con y sin variador. **Fuente:** libro de hidráulica de bombas IDEAL.

A partir de las expresiones anteriores se realiza la siguiente hipótesis, dado que se puede construir las curvas P-Q para cada frecuencia se va a fijar el valor de la altura (H) en 170 m.c.a, que es el máximo que tiene que entregar la bomba, para poder realizar una única curva P-Q con H constante y frecuencia variable. No es una curva real de funcionamiento ya que al disminuir el caudal las pérdidas de carga asociadas al mismo también disminuyen, y por tanto se necesita menor potencia que la calculada.



**Figura 3.** Gráfica con la variación del rendimiento y potencia al variar la velocidad. Fuente: bombeo solar de Power Electronics.

Aun así, ya que la altura principal que debe suministrar la bomba es la del pozo hasta el depósito, los caudales son inferiores con esta curva teórica respecto si tuviéramos en cuenta la reducción de las pérdidas de carga. A pesar de ello, no se ha disminuido el caudal en las curvas por debajo de 525 l/min ya que se pondría en peligro la integridad de la bomba por falta de refrigeración tal como especifica el fabricante. Este caudal mínimo está relacionado con una potencia mínima distinta para cada bomba, cerca de los 55 kW para el grupo de bombas estudiado. Dado que el rango útil de la curva es cercano a la potencia nominal (50 %  $P_n - P_n$ ) tampoco se van a considerar pérdidas de rendimiento en los aparatos de la instalación debido a potencias bajas. Por todas estas razones el uso de esta hipótesis parece acertada para esta situación. Como ejemplo, se presenta la siguiente gráfica con distintas bombas donde el variador tendría que ajustar la frecuencia:



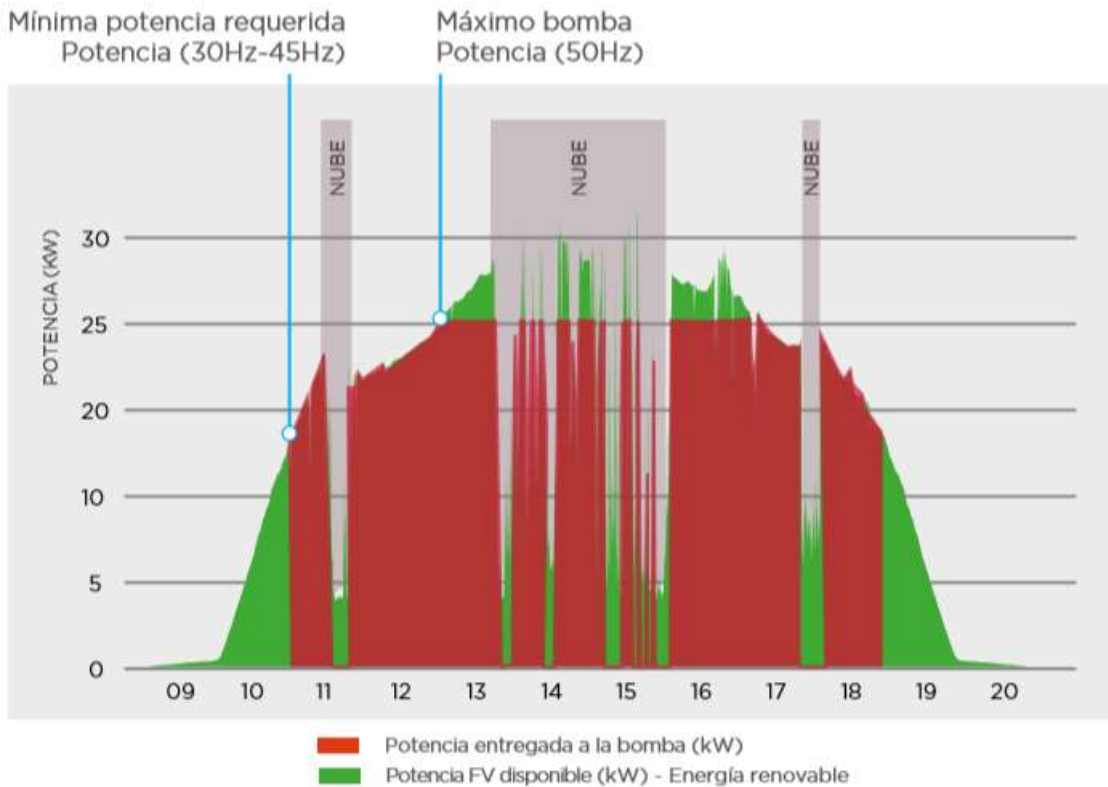
**Figura 4.** Gráficas P-Q de varias bombas a frecuencia variable y  $H=170$  m.c.a. **Fuente:** realizado a partir de los datos del fabricante con Excel.

En un principio, observando la **figura 4** podemos llegar a la conclusión de que la bomba SXT 160/10 de 110 kW tiene un mejor rendimiento que las demás trabajando a una misma potencia. Por debajo, pero con otra potencia nominal destacan la bomba SXT 125/8 de 93 kW y la bomba SXT 125/7 de 75 kW. Estas curvas se pueden utilizar sustituyendo la potencia del campo FV en la ecuación polinómica de tercer grado, para obtener un caudal aproximado dentro de los límites de potencia mínima y nominal.

### 5.3. Almacenamiento de energía con baterías y alternativas

La utilización de las baterías en esta instalación difiere del uso habitual en instalaciones fotovoltaicas aisladas, ya que para periodos de autonomía de hasta dos días se utiliza el depósito de agua. Los objetivos de las baterías son: almacenar parte de la energía excedentaria diaria y utilizarla al día siguiente para incrementar el caudal bombeado cuando sea necesario; cubrir las variaciones de radiación de corta duración ocasionadas por nubes. Como ejemplo de una curva de radiación real con nubes se

expone la **figura 5**, donde podemos apreciar que con las nubes se puede perder hasta un 90 % de la radiación, provocando que la bomba funcione de forma irregular con varios arranques y paradas seguidos. Este problema puede impedir el funcionamiento de la bomba durante un periodo de tiempo si se excede el número máximo de arranques por hora que especifica el fabricante (ver **figura 6**).



**Figura 5.** Potencia absorbida por una bomba durante un día con nubes. **Fuente:** bombeo solar de Power Electronics.

KW motor		Nº máximo de arranques hora según tipo de arranque			
Desde	Hasta	Directo*	Estrella triángulo	Progresivo	Variador de frecuencia
0	4	30	35	35	40
4,01	11	20	22	22	25
11,01	22	15	18	18	20
22,01	55	10	15	15	18
55,01	y superior	Según indicaciones documentadas del fabricante			

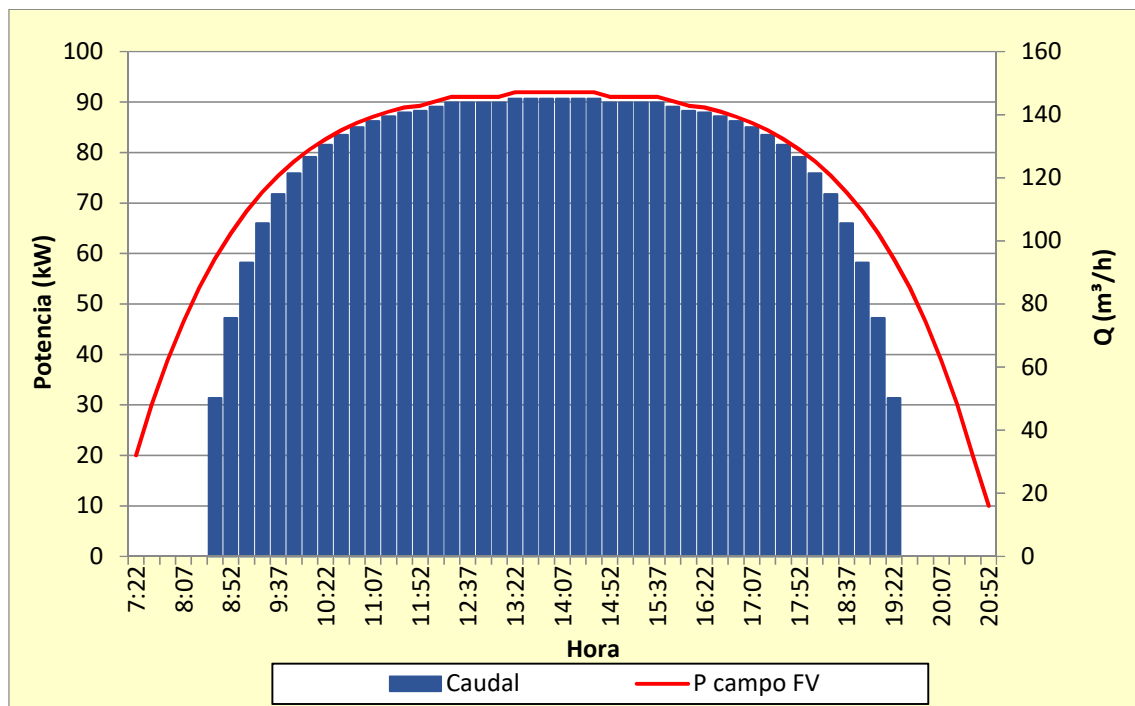
**Figura 6.** Número máximo de arranques por hora según el tipo y la potencia nominal. **Fuente:** libro de hidráulica de bombas IDEAL.

A partir de las hipótesis desarrolladas anteriormente se han estudiado tres alternativas, cada una con una bomba de distinta potencia nominal: la primera de 110 kW, la segunda de 93 kW y la tercera de 75 kW.

### 1ª Alternativa – Bomba de 110 kW

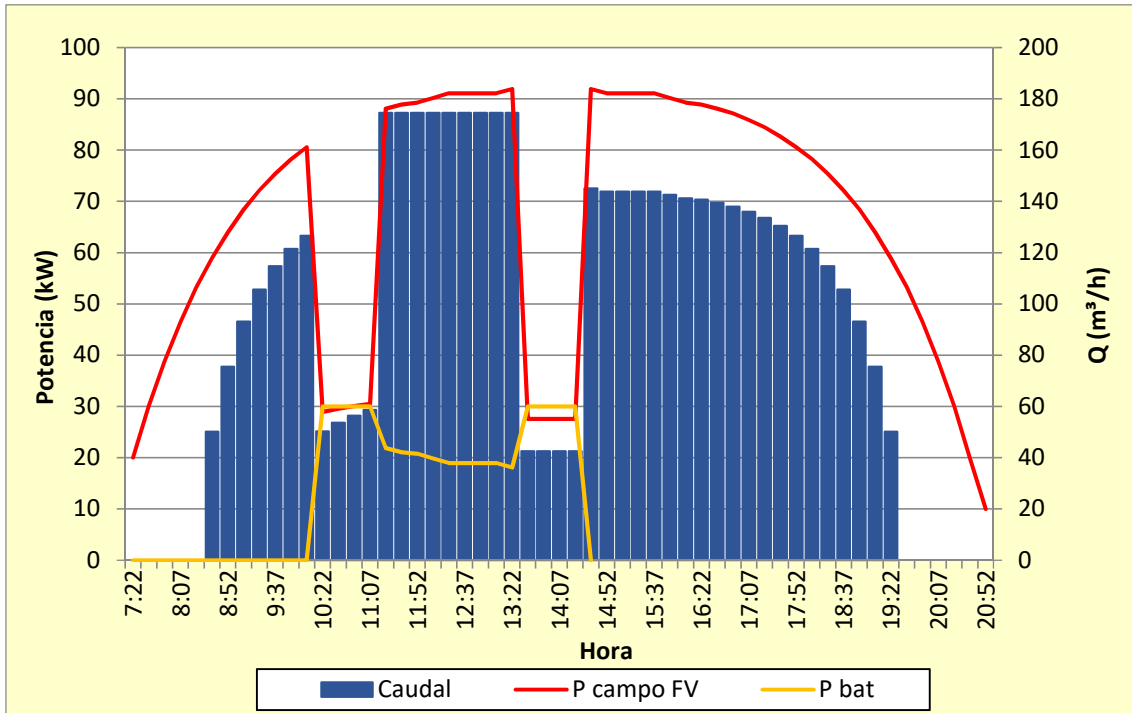
En esta alternativa se utiliza la bomba SXT 160/10 de 110 kW. Estimamos unas pérdidas de un 25 % por desgaste en los paneles, un valor razonable para una vida útil en torno a los 40 años, donde llega un momento que las pérdidas tienden a un valor y no aumentan más, en contraste con los primeros años de la instalación que es donde incrementan más rápidamente. En comparación, el fabricante ofrece una garantía lineal de hasta un 20 % de pérdidas como máximo en los primeros 25 años.

Para esta alternativa se utilizan 540 placas de 290 W. Con la curva de consumo de la instalación estimada de 170 m.c.a y sabiendo que el caudal mínimo de funcionamiento son 525 l/min (31,5 m<sup>3</sup>/h) se obtiene las condiciones de arranque de la bomba, para este caso 40,1 Hz y 56,7 kW. A partir de los apartados anteriores y estas últimas estimaciones calculamos el volumen de agua bombeado para un día de mayo.



**Figura 7.** Caudal suministrado para un día de mayo sin nubes con bomba de 110 kW. **Fuente:** realizado con Excel.

En este escenario sin nubes se bombea 1399,6 m<sup>3</sup> al día. Para un día nublado se presenta la siguiente figura, donde se utilizan las baterías para suministrar hasta una potencia de 30 kW.



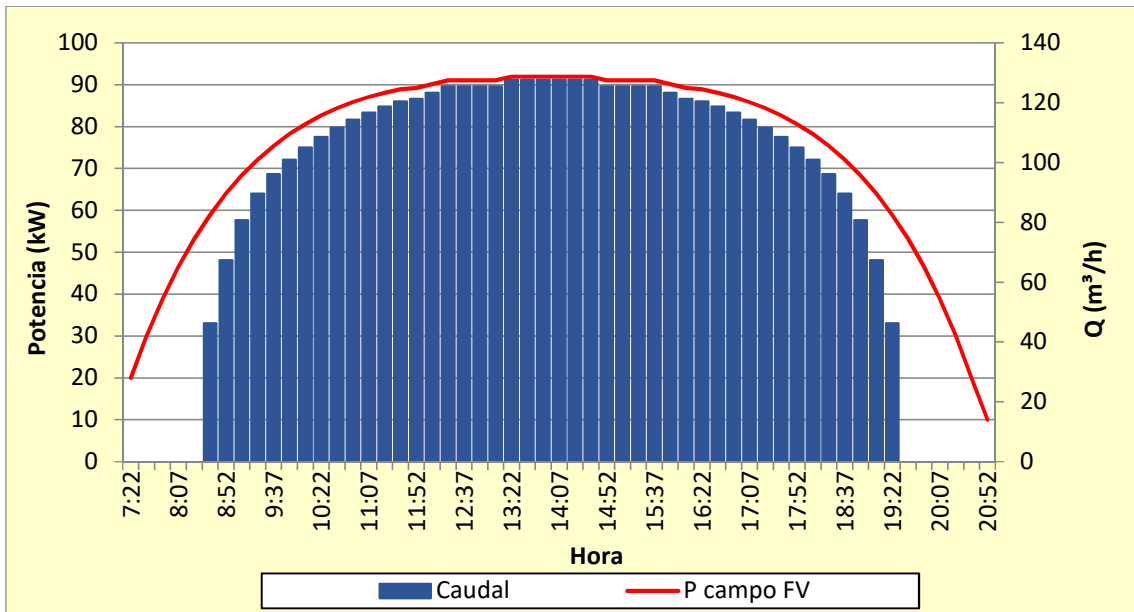
**Figura 8.** Caudal suministrado para un día de mayo con nubes con bomba de 110 kW. Fuente: realizado con Excel.

Ahora se introducen dos periodos de una hora con nubes, en total se hace funcionar las baterías 4 horas y 15 minutos. Se estima el bombeo en 1288,9 m<sup>3</sup>, si no se utilizaran las baterías sería de 1120 m<sup>3</sup>, esto haría que se extraiga más agua de la que se vierte en el depósito, lo que conlleva a sobredimensionarlo en mayor medida que si se utilizan las baterías.

### 2ª Alternativa – Bomba de 93 kW

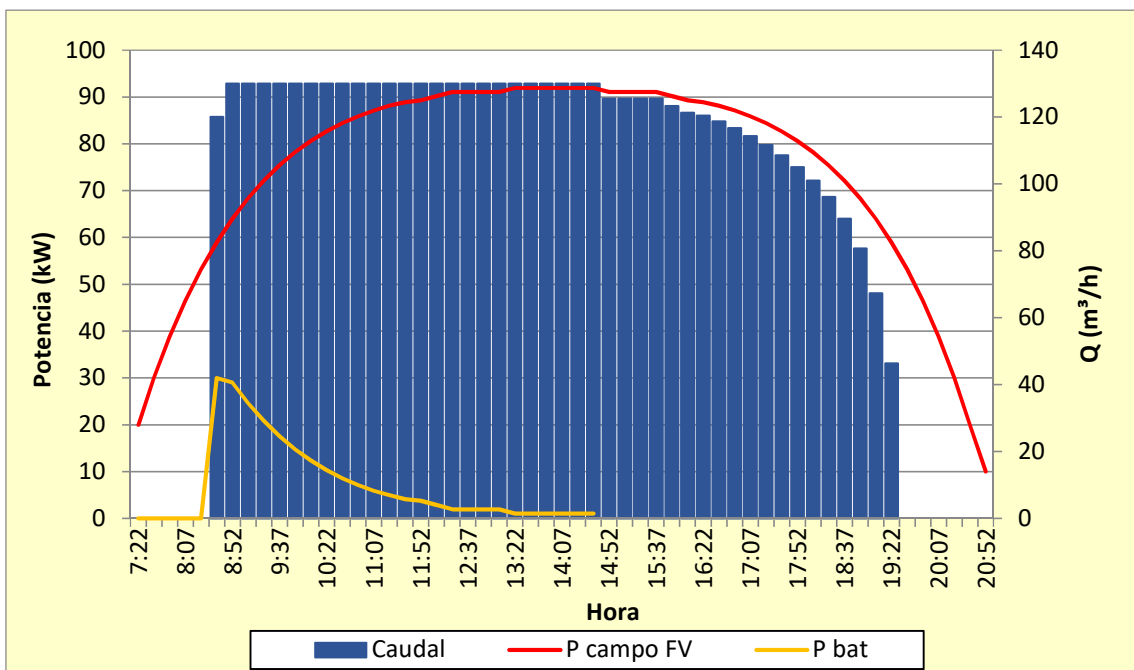
En esta alternativa se utiliza la bomba SXT 125/8 de 93 kW. Se utiliza el mismo coeficiente de pérdidas por desgaste y los mismos paneles que en la alternativa anterior. Esta bomba se estima que arranque, cumpliendo el caudal mínimo necesario, a los 42,2 Hz que suponen alrededor de 55,9 kW. Se puede observar en la siguiente figura la curva de caudal diaria para un día soleado de mayo.





**Figura 9.** Caudal suministrado para un día de mayo sin nubes con bomba de 93 kW. Fuente: realizado con Excel.

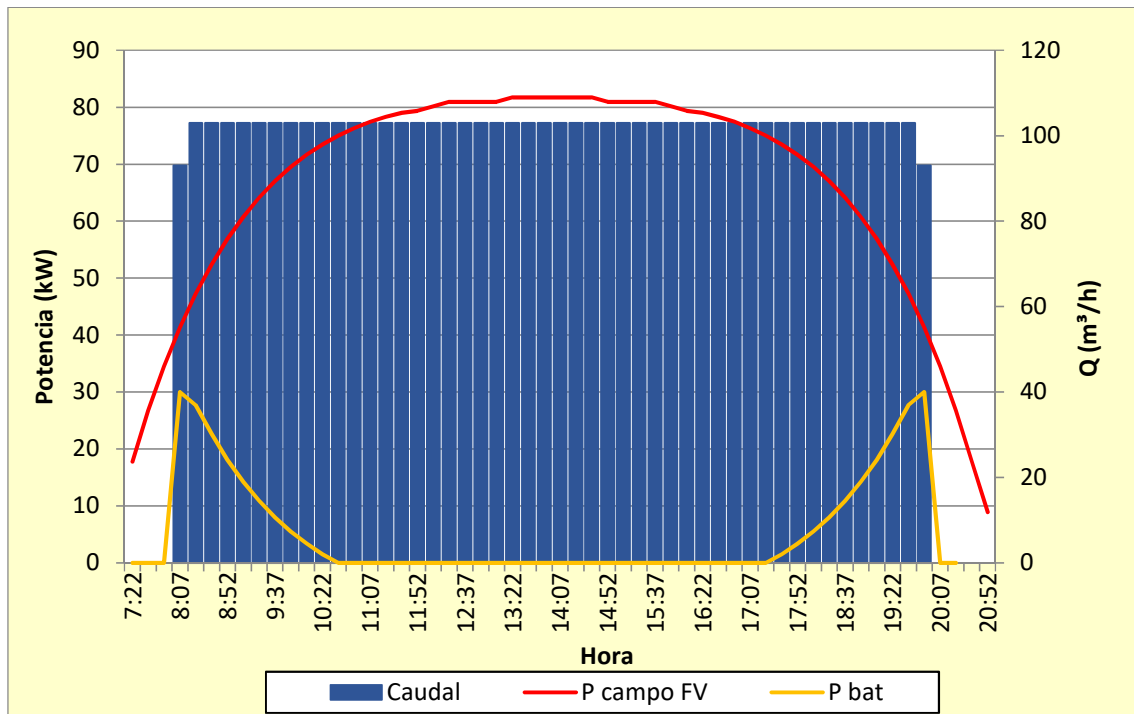
En este escenario se bombea 1203 m<sup>3</sup> al día, es inferior a los 1250 m<sup>3</sup> diarios requeridos por lo que se necesitaría renovar los paneles antes de tiempo o utilizar las baterías para incrementar el caudal bombeado de cada día. Si utilizamos las baterías para que la bomba empiece a trabajar a potencia nominal antes y compensar las pequeñas variaciones de radiación se obtiene la siguiente figura, donde el volumen de agua bombeada asciende a los 1315,7 m<sup>3</sup>.



**Figura 10.** Caudal suministrado para un día de mayo con bomba de 93 kW y baterías. Fuente: realizado con Excel.

### 3ª Alternativa – Bomba de 75 kW

En esta alternativa se utiliza la bomba SXT 125/7 de 75 kW. Se utiliza el mismo coeficiente de pérdidas por desgaste que en la alternativa anterior, pero al haber reducido la potencia nominal disminuye el número de placas necesarias, en este caso 480 de 290 W. Esta bomba tiene una frecuencia y potencia de arranque de 45 Hz y 54,7 kW respectivamente. Estudiaremos directamente el escenario usando baterías, ya que sin ellas solo se alcanzan 1002,5 m<sup>3</sup> al día en mayo. Gracias a ellas se puede cumplir la demanda, en esta situación se consigue bombear 1251 m<sup>3</sup> de agua al día, pero con poco margen de seguridad.



**Figura 11.** Caudal suministrado para un día de mayo con bomba de 75 kW y baterías. Fuente: realizado con Excel.

## 5.4. Análisis de las alternativas

Partiendo de los resultados del apartado anterior podemos llegar a las siguientes conclusiones:

En la primera alternativa se alcanza la mayor fiabilidad del sistema, ya que el uso de las baterías solo es necesario para periodos nublados. La vida útil de las baterías será

mayor que en las otras dos alternativas. Gracias a ello también se puede justificar una reducción del volumen del depósito, lo más común es utilizar uno que garantice al menos dos días de autonomía que este caso sería alrededor de 2500 m<sup>3</sup>, si se utiliza uno de 2000 m<sup>3</sup> se consiguen 1,6 días de autonomía y una reducción del coste de este.

Cuando se utilizan las baterías para reducir la potencia nominal de la bomba como en las alternativas 2 y 3 se debe tener en cuenta que su uso será diario en vez de puntual. Por ello en estas alternativas no se ha trabajado con energías extraídas de las baterías que superen la que pueden llegar a cargar diariamente, además en los periodos nublados no se puede garantizar de la misma manera que en la primera alternativa que la bomba siga funcionando. La reducción del coste de la bomba y el variador es despreciable (<15 %) porque se necesita aumentar el coste invertido en las baterías. Aun así, la segunda alternativa alcanza un equilibrio mejor que la tercera siendo más rentable.

Para trabajar con la opción más segura y fiable elegimos la primera alternativa con la bomba SXT 160/10 de 110 kW. El uso de las baterías se centra en corregir las reducciones de irradiancia, por tanto, el coste del conjunto baterías y reguladores de carga es más barato que para las alternativas 2 y 3.

En cuanto al tipo de batería que más se ajusta a esta instalación hay dos entre los que elegir: baterías de plomo-ácido convencional o baterías de litio. Las baterías de plomo-ácido son más baratas y su uso en aplicaciones fotovoltaicas esta muy extendido, pero en esta aplicación tienen un inconveniente que es la baja potencia que pueden suministrar sin poner en riesgo su vida útil. Por ejemplo, la capacidad de descarga más rápida que soportan suele ser un C<sub>10</sub>, lo que para la primera alternativa supone un sobredimensionamiento ya que son pocas horas las que se necesita que trabaje. De esto resulta:

$$C_{10} = \frac{P}{V \times \eta} \times t = \frac{30000}{48 \times 0,92} \times 10 = 6793 \text{ Ah}$$

Hay que recordar que en estas baterías es aconsejable dejar una profundidad de descarga mínima de un 70 %, por lo que la autonomía con unas baterías de esa capacidad sería como mucho de 7 horas. Se podría reducir la profundidad de descarga para aumentar los ciclos de vida útil de la batería, con una profundidad del 50 % resultan 3000 ciclos (apartado 2.6. del anexo).

Las baterías de litio ofrecen cargas y descargas más rápidas que nos permite ajustar más esta autonomía. Sin embargo, para que el coste de estas sea ventajoso tenemos que sacrificar bastante su capacidad. Por consiguiente, y dado que su uso no está lo suficientemente extendido en aplicaciones fotovoltaicas se ha decidido no optar por esta opción en este proyecto.

## **6. Diseño de la instalación**

En este apartado del trabajo se justifica la elección de los distintos elementos de la instalación y se presentan los resultados. Los cálculos realizados para su diseño y la documentación técnica para poder buscar elementos equivalentes se encuentran en el anexo del trabajo.

### **6.1. Bomba**

Se justifica la elección de la bomba SXT 160/10 de 110 kW a partir de las conclusiones del apartado anterior. La frecuencia de arranque de la bomba tiene que ser igual o superior a 40,10 Hz para poder superar el caudal mínimo de 525 l/mín, de no ser así, se pondría en riesgo la bomba por falta de refrigeración. El fabricante además recomienda el uso de una camisa de refrigeración, en los casos donde el pozo tenga un diámetro mayor del requerido o que la aportación sea por encima del colador de la bomba. Si fuera necesario un mayor control sobre la temperatura del motor también se recomienda el uso de sondas PTC o PT-100 en el bobinado de este.

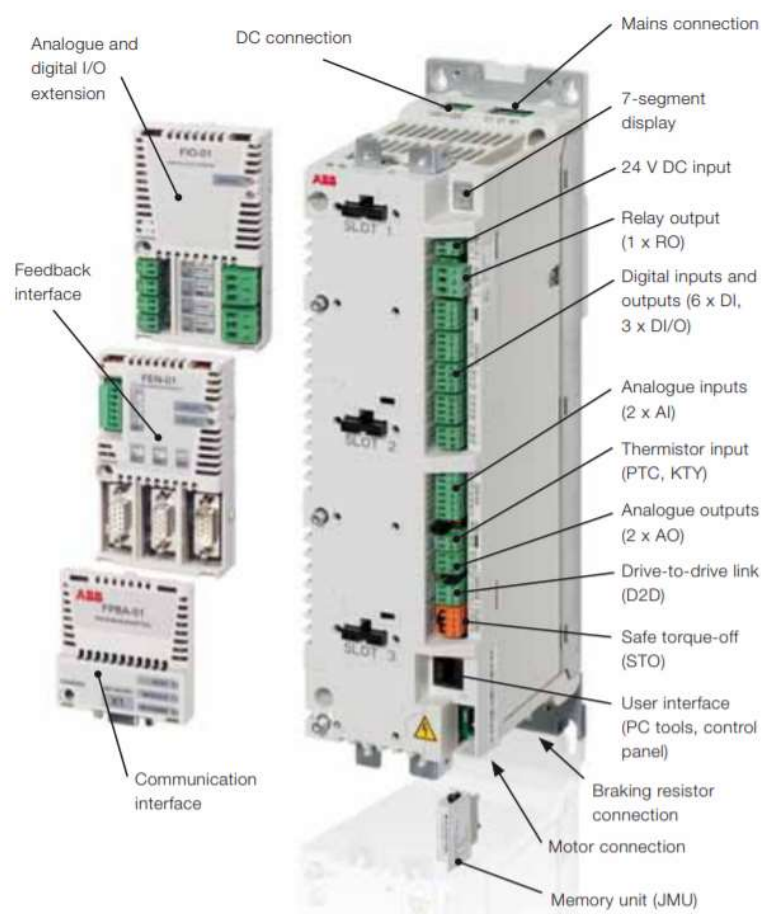
### **6.2. Variador de frecuencia**

El variador tiene que ser capaz de soportar la potencia nominal del motor (110 kW) al mismo tiempo que estar adecuado para el uso en aplicaciones de bombeo

Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica

fotovoltaico. De los diferentes encontrados en catálogos el más adecuado para este trabajo es el modelo ACSM1-04AS-210A-4 de ABB (ver **figura 12**), por las siguientes razones:

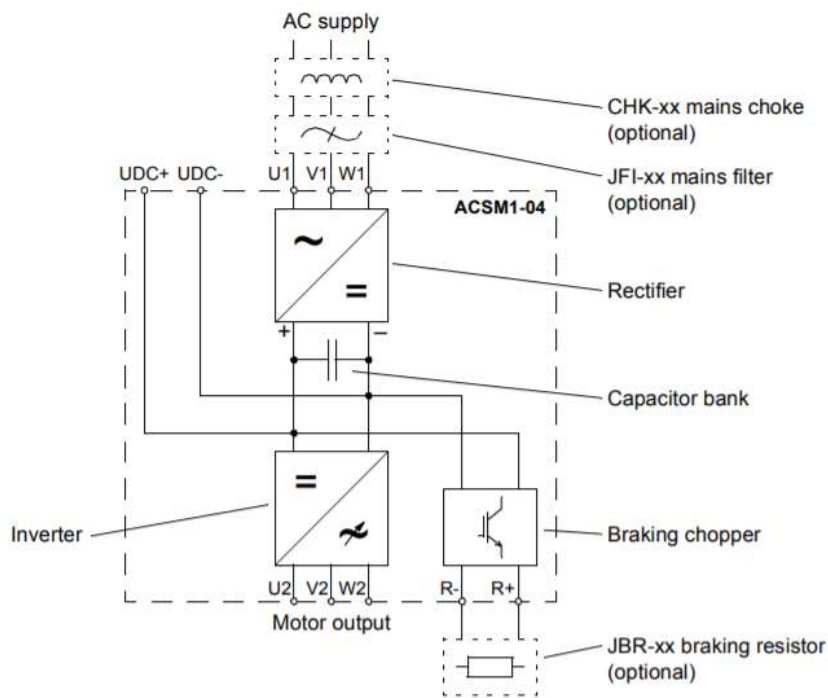
- Tiene un rango de tensión admisible a la entrada del bus de continua más amplio, entre 270 y 800 V.
- Admite hasta 210 A, con una potencia nominal de 110 kW.
- Desarrollado para el bombeo fotovoltaico en conjunto con un autómata que proporciona el mismo fabricante.



**Figura 12.** Partes del variador de la serie ACSM1 de ABB. Fuente: catálogo de ABB.

El variador de frecuencia de ABB se instala añadiéndole un autómata programable (PLC) diseñado para aumentar las funciones del variador en esta aplicación de bombeo. Para la monitorización y control de este se incorpora un módem que permite el acceso WEB desde un PC y la obtención de informes económicos de consumo.

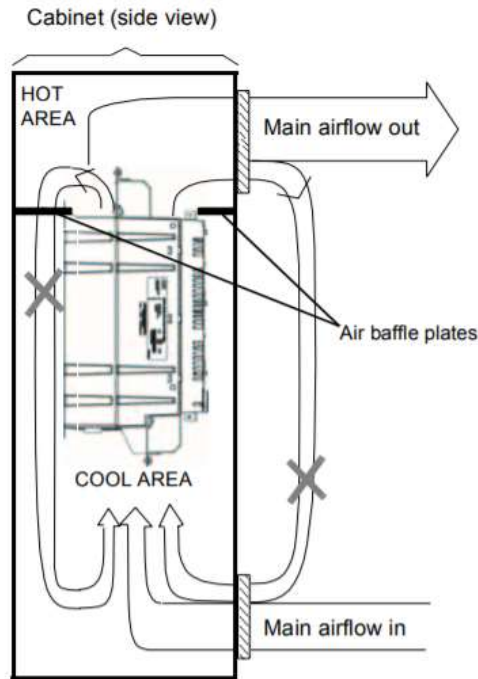
La conexión al variador de frecuencia se realiza con corriente continua, por ello se utilizarán los terminales disponibles del bus de CC de este. En la **figura 13** podemos observar un esquema de conexión, donde el puente rectificador no es utilizado para esta aplicación. Se ha intentado buscar variadores de frecuencia que no lo incluyeran para reducir su coste, no obstante, no se ha encontrado ninguno que cumpliera todos los requisitos principales.



**Figura 13.** Esquema eléctrico interno del variador. Fuente: catálogo de ABB.

Cuando se instale en variador dentro del armario se procurará que este bien ventilado para disipar el calor, en la **figura 14** el fabricante muestra los flujos de aire de entrada y de salida de este. Es necesaria una correcta ventilación para no disminuir la vida útil del aparato y pérdidas de potencia o *derating*. Las principales precauciones que hay que seguir son:

- Evitar la recirculación del aire caliente a la toma del frío, dirigiendo el aire caliente al exterior mediante rejillas de ventilación bien colocadas.
- Evitar la recirculación de aire caliente dentro del armario, mediante el uso de placas desviadoras del aire a prueba de fugas.



**Figura 14.** Flujos de aire y zonas calientes del variador. Fuente: catálogo de ABB.

Siguiendo una guía para el ajuste de variadores de frecuencia en sistemas de bombeo fotovoltaico de Power Electronics<sup>[3]</sup>, podemos clasificar el tipo de arranque necesario en función de:

- Si existe válvula antirretorno en la bomba o en la base del pozo.
- Si existen orificios de alivio de agua.

Para esta instalación, la bomba si cuenta con válvula antirretorno pero no hay orificios de alivio de agua. La solución la extraemos de la misma guía, donde tanto el arranque como el paro se realiza con la tubería llena, los tiempos de aceleración y desaceleración para el correcto funcionamiento de la bomba son:



**Figura 15.** Rampas de aceleración y parada configuradas en el variador. **Fuente:** bombeo solar de Power Electronics.

De esta manera, en las zonas problemáticas de arranque hasta la velocidad nominal y parada se utilizan rampas lentas, se previene contra fenómenos de golpe de ariete en las tuberías al desacelerar suavemente hasta que la válvula antirretorno queda cerrada, entonces la rampa pasa a ser rápida para que el tiempo por debajo de la frecuencia mínima sea corto; y contra la impulsión de arena al acelerar suavemente una vez ya se ha alcanzado la velocidad mínima. También hay que configurar otros parámetros del variador, los principales siendo las características del motor utilizado y el tipo de control. Además, para esta aplicación de bombeo fotovoltaico los variadores pueden incorporar algunos específicos (ver **tabla 6**).

Parámetro	Descripción	Valor
P100	Tensión mínima intento arranque (V)	500
P101	Frecuencia mínima funcionamiento motor (Hz)	40,10
P102	Oscilación máxima tensión bus CC (V)	20
P103	Tiempo espera desconexión por debajo $f_{\min}$ (s) [10-20]	15
P104	Tiempo reintentos arranque (s)	120
P105	Tiempo encendido sin presión (s)	0
P106	Tiempo espera reposición pozo vacío (s)	600
P107	Int. detección funcionamiento vacío motor a $f_{\max}$ (x100)	0
P108	Tiempo espera reset automático (s)	120

**Tabla 6.** Parámetros adicionales de un variador para bombeo fotovoltaico. **Fuente:** obtenido a partir de los datos de RiegoSolar.



### 6.3. Seguidor solar y paneles

Como ya se ha comentado previamente, se utiliza un seguidor solar para aumentar el caudal máximo que entrega la bomba al día, sin tener que aumentar el número de paneles y utilizar más espacio del necesario, ya que el suelo es un recurso valioso en las explotaciones agrícolas. Hay dos tipos principales entre los que elegir: seguimiento en un eje y en dos ejes. Asimismo, dentro de los de un eje existen tres subgrupos: polar, azimutal y horizontal. Siendo este último en el que nos centraremos para este proyecto.

La principal ventaja del seguimiento en dos ejes frente a los de un eje es que siempre se consigue que la superficie del panel sea perpendicular al sol, independientemente del mes del año. No obstante, al tratarse de una instalación de bombeo para riego este no es un factor determinante, ya que el mes más desfavorable es mayo y, la relación entre las HSP con seguimiento en dos ejes y en uno horizontal resulta de 0,95 para este mes. Por estas razones, para este caso es mejor optar por un seguimiento en un eje horizontal ya que se reducen los costes. Para otro tipo de instalaciones de bombeo donde los meses más desfavorables sean los de invierno esta opción no sería válida, ya que se aumenta el coeficiente "Cmd" para estos meses en comparación con una inclinación fija óptima o un seguimiento en dos ejes (ver **tablas 3, 4 y 5**).

Comparando varios seguidores de un eje horizontal al final elegimos el modelo ML 3HX20 de AXIAL, permite colocar hasta 60 placas de 72 células en cada bloque y tiene un seguimiento E-O de  $\pm 60^\circ$ . Debido a ello, el modelo seleccionado de los paneles tiene que ser de 72 células. Los módulos fotovoltaicos utilizados son el modelo A-290P de Atersa. Se colocarán siguiendo una disposición de 15 placas en serie, siendo 4 *strings* por bloque. De los cálculos se obtiene que son necesarias 540 placas y 9 bloques de seguidores. La potencia pico en el campo fotovoltaico equivale a 156,6 kW, la distancia entre los bloques de seguidores se puede ver en el plano de la parcela. Los cálculos justificativos de la potencia necesaria y las distancias para no producir sombras se encuentran en el anexo.

## 6.4. Baterías y reguladores

La tensión nominal utilizada en las baterías es de 48 V, se consigue mediante la unión de 24 vasos de 2 V. Hay reguladores de carga capaces de trabajar con baterías a 60 V, pero no se ha podido encontrar alguno que también tenga una tensión de entrada elevada. Es conveniente trabajar con las tensiones más elevadas posibles, ya que se reducen las pérdidas debidas a la intensidad y las secciones de cable necesarias. En definitiva, las baterías utilizadas son del tipo OPzS (plomo-ácido) con una capacidad de  $C_{10} = 2290$  Ah. Se necesitan tres líneas en paralelo lo que supone un total de 72 vasos para obtener una capacidad de  $C_{10} = 6870$  Ah a 48 V.

Los reguladores de carga utilizados para el cálculo son del modelo XW MPPT 80 600 de Schneider Electric, dado que son de los pocos del mercado capaces de soportar tensiones de 600 V, esta tensión es la que limita el número de placas en serie como hemos comentado anteriormente. Son necesarios 9 en paralelo para cumplir con los cálculos realizados en el anexo. Este tipo de regulador utiliza un algoritmo de barrido rápido para alcanzar el punto de máxima potencia en los paneles, dado que en condiciones normales es difícil que el punto de trabajo de la curva V-I del panel coincida con este máximo, esta curva varía en función de la irradiancia y la temperatura principalmente. Se estima que gracias a este método se consigue un aumento de potencia entre un 10-15 %.

Para la instalación de los reguladores se deben tener las mismas precauciones que con el variador para que puedan disipar el calor correctamente, además dado que se utilizan baterías de plomo-ácido la estancia donde se coloquen debe de estar bien ventilada, para que los gases que emanan de las baterías (hidrogeno y oxigeno) no se concentren en la habitación y den lugar a riesgo de incendio/explosión debido a alguna chispa.

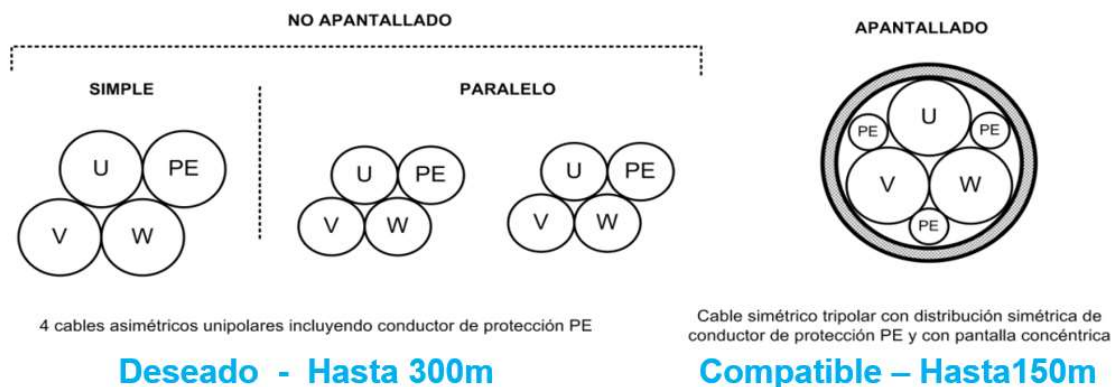
## 6.5. Cableado

Todo el cable utilizado en la instalación es de cobre y tienen la sección adecuada con tal de que las caídas de tensión en la parte de continua no superen el 1,5 % (valor

recomendado por el IDAE) y cumplan con el criterio de intensidad máxima admisible.

Los tipos de cable utilizado son:

- **Tipo ZZ-F:** especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas, se utilizará para las conexiones entre los módulos hasta el cuadro de los *strings*. Es un cable con conductor de cobre electrolítico y aislamiento de goma tipo EI6. Destaca su flexibilidad de clase 5 y su resistencia a los rayos ultravioleta ya que es probable que se encuentre expuesto al sol. La única sección utilizada es de 6 mm<sup>2</sup>.
- **Tipo RV-K:** es un cable de alta flexibilidad pensado para la distribución en general, tanto en interiores como subterráneo. Tiene un conductor de cobre electrolítico y aislamiento de XLPE. Varias secciones son utilizadas en esta instalación, consultar planos unifilares y anexo.
- **Tipo DN-F BOMBAS SUMERGIDAS:** es un cable flexible diseñado para la alimentación de bombas sumergidas utilizadas para la elevación de aguas de pozos y puede trabajar permanentemente sumergido. Tiene un conductor de cobre electrolítico y aislamiento de EPR. Como podemos apreciar en la **figura 16**, trabajaremos con tres cables asimétricos unipolares de 95 mm<sup>2</sup> y el conductor de protección dado que la longitud hasta el motor es de 150 m.



**Figura 16.** Cableado recomendado entre el variador y la bomba. Fuente: bombeo solar de Power Electronics.

Hay que destacar que el cableado entre los cuadros de los *strings* y los reguladores de carga se entierra bajo tubo en la zanja descrita en el plano de la parcela y el presupuesto.

## 6.6. Filtros eléctricos

Para el caso de aplicaciones de bombeo fotovoltaico la longitud del cable entre el variador y la bomba puede alcanzar valores altos (>50 m), dándose lugar un efecto donde la señal llega a la carga, pero es parcialmente reflejada y crea una sobretensión en los terminales del motor. Estos picos pueden llegar hasta el doble de la tensión en el bus de continua del variador (ver **figura 17**), como resultado dañan el aislamiento de los devanados y reducen la vida útil del motor. Las soluciones dependen de la gravedad de estas sobretensiones, si las ordenamos de menor a mayor son: reactancias de salida, filtros LC (dV/dt) y filtros senoidales.



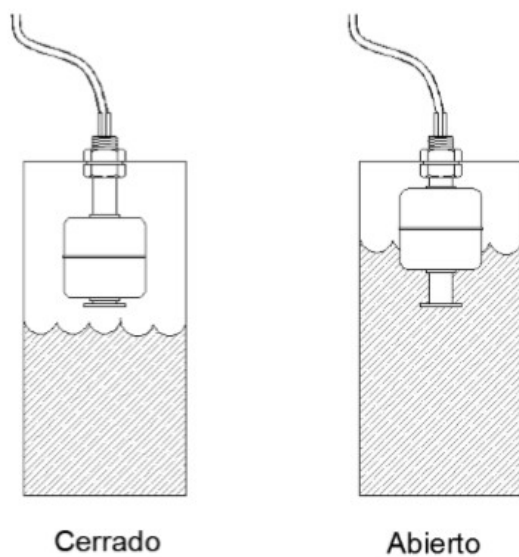
**Figura 17.** Picos de tensión para una longitud de 200 m y 400 V. Fuente: bombeo solar de Power Electronics.

Para nuestro caso, la longitud del cable hasta el motor se estima de 150 m por lo que un filtro LC es recomendado. Si no se incluyera en el variador de frecuencia se tendrá que pedir a parte, en principio la misma casa del variador debería ser capaz de proporcionar uno adecuado.

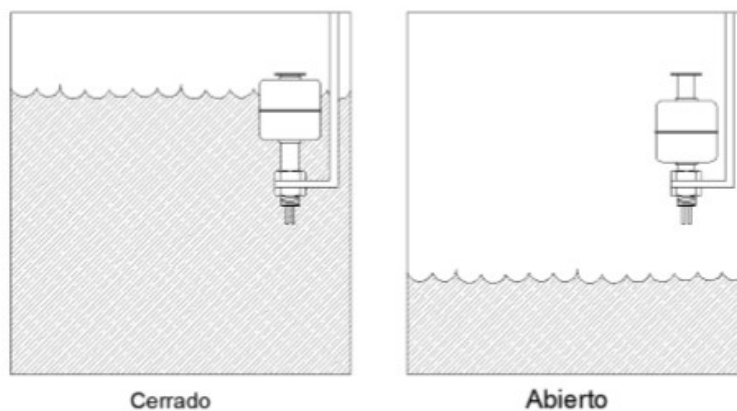
## 6.7. Depósito de agua y sondas

El depósito necesita tener un volumen de 2000 m<sup>3</sup> como mínimo para poder tener 1,6 días de autonomía en los meses de diseño. La cota inferior del depósito se instalará en una zona con al menos 10 m de altura de diferencia con el abastecimiento de riego, para poder aprovechar la altura proporcionada por la bomba. Estos parámetros sirven únicamente como recomendación debido a que el diseño final del depósito no se incluye

en este proyecto, ya que depende principalmente del sistema de riego y la obra civil necesaria, quedando fuera del objeto de este proyecto y por tanto no se tiene en cuenta en el presupuesto. Por otra parte, sí que se tiene en cuenta las sondas de nivel que limitan el funcionamiento de la bomba. Una se instala en la parte superior del depósito para evitar desbordar agua y la otra en el pozo para prevenir que la bomba funcione en vacío (ver **figura 18 y 19**). Ambas sondas van conectadas mediante relés al variador de frecuencia o al autómatas programable según indique el fabricante.



**Figura 18.** Esquema de la sonda en el pozo. Fuente: guía de bombeo de RiegoSolar.



**Figura 19.** Esquema de la sonda en el depósito. Fuente: guía de bombeo de RiegoSolar.

## 7. Protecciones y seguridad

### 7.1. Cuadros de protección y seccionamiento de *strings*

Los cuadros utilizados en los *strings* pueden conectar hasta 4 líneas en paralelo, de esta manera se necesitan 9 para los 36 *strings* que hay en total. Cada uno cuenta con un fusible interruptor de 16 A para cada línea (positivo y negativo) y un interruptor seccionador de 40 A. La protección frente a sobretensiones viene garantizada con un protector de clase II (varistor) de hasta 1000 V<sub>dc</sub>. Dado que se situarán a la intemperie su índice de protección es IP65, lo que asegura una protección completa contra el polvo y frente el agua proyectada. El cuadro tiene la denominación STC4 40A, como no se ha podido encontrar una imagen de este se utiliza la **figura 20** para ver uno de 5 *strings* como referencia.



**Figura 20.** Detalle del cuadro de protección STC5 100A como referencia. **Fuente:** catálogo de AMB Green Power.

### 7.2. Cuadro para la protección de los reguladores y baterías

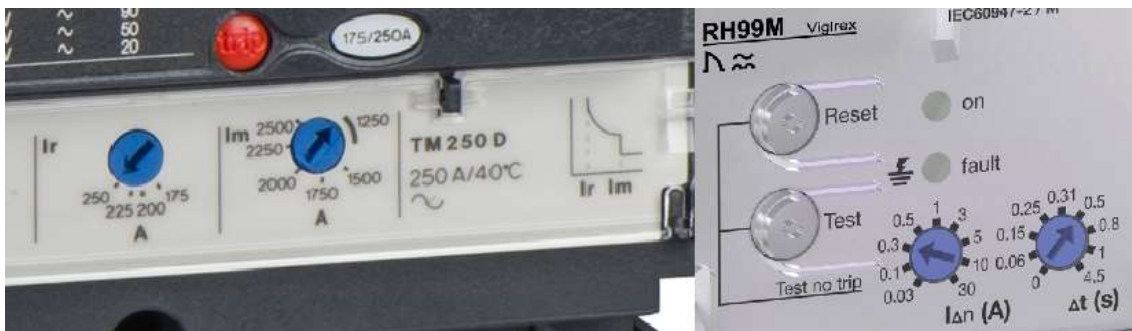
Los reguladores de carga utilizados cuentan con protecciones de sobretensiones y sobreintensidades tanto a la entrada como a la salida, además de una protección para evitar la realimentación a la salida de este. No obstante, para poder realizar un

Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica

seccionamiento de cada línea de baterías se dispone de tres interruptores seccionadores aptos para CC hasta 125 V<sub>DC</sub> y 320 A, de esta manera a cada interruptor se le asignan tres reguladores. Además, cada línea entre el regulador y el interruptor se protege con fusibles tipo gG 22x58 125 V<sub>DC</sub> 100 A (polos positivo y negativo) cuya función principal es proteger frente a cortocircuitos.

### 7.3. Protecciones en CA: interruptor automático y relé diferencial

En la parte de corriente alterna de la instalación es necesaria la protección de la línea hasta el motor, se utiliza un interruptor automático MCCB de 250 A de categoría A. El modelo escogido es el NSX250F TM250D - 3P2R de Schneider que tiene un poder de corte de 36 kA, este lleva incorporada una unidad de control TM-D para regular el disparo térmico. La curva de disparo del interruptor viene dada a una temperatura de 40 °C, si se alcanzarán los 65 °C la intensidad nominal disminuye a los 220 A, por ello se ajusta la  $I_r$  a 200 A y la  $I_m$  a 1250 A (ver **figura 21**) para asegurar la protección de la línea frente a sobrecargas, la justificación se encuentra en el anexo. Además, para actuar también como diferencial se le equipa con el relé RH99M, al que se le ajusta el disparo a sensibilidad de 300 mA con un retardo de 60 ms (ver **figura 21**) para evitar disparos ante rayos.



**Figura 21.** Detalle del interruptor automático NSX 250 con TMD 250 D y del relé diferencial RH99. Fuente: catálogo de Schneider Electric.

### 7.4. Sistema de puesta a tierra

La puesta a tierra de la instalación debe de limitar las tensiones con respecto a tierra que aparecen en las masas metálicas, de esta forma garantizar la actuación de las protecciones y la seguridad de las personas. Su diseño se realiza siguiendo la ITC-BT-18

del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Asimismo, se utiliza aislamiento de clase II para prevenir contra contactos directos en los siguientes elementos: los módulos fotovoltaicos, los cuadros de conexión, el cableado, los reguladores de carga, el variador de frecuencia y las baterías.

Dentro de los tipos de electrodos utilizados para la toma de tierra escogemos una hilera de picas cilíndricas de acero-cobre ( $D=14,2$  mm) unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de  $50$  mm<sup>2</sup> siguiendo el método UNESA. El código de la configuración es 8/82, lo que indica que cuenta con 8 picas hincadas de 2 m de longitud a una profundidad de 0,8 m y separadas entre sí 3 m. Utilizando esta configuración y con una resistividad del terreno de  $1000$   $\Omega \cdot m$  se obtiene una resistencia de puesta a tierra de  $55,6$   $\Omega$ , la justificación de estos cálculos se encuentra en el anexo. Se ha tenido en cuenta que el valor de la resistividad del suelo aumenta con la sequedad y al bajar la temperatura, por ello se ha reducido la tensión de contacto a  $16,68$  V ( $<24$  V) gracias al diferencial con una sensibilidad de 300 mA y la resistencia de tierra. No obstante, es necesario comprobar el valor de tanto la resistividad del terreno como la resistencia de puesta a tierra

Al borne principal de tierra se deben de unir los conductores de tierra, los de protección, los de unión equipotencial principal y los de puesta a tierra funcional. Todas las masas de las estructuras de los módulos fotovoltaicos están unidas a la toma de tierra. Además, se dispone de una pica adicional junto a la arqueta de cada seguidor para asegurar la puesta a tierra unida a dichas masas, de esta manera, aunque se produzca una desconexión con la toma de tierra principal sigue estando unida a tierra por la pica. Esto es debido a que se utiliza una tensión nominal superior a 48 V, la toma de tierra de la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos tienen que estar conectadas a la misma toma de tierra que el resto de la instalación, siguiendo el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE. En la **figura 22** podemos ver el esquema de puesta a tierra de la ITC-BT-18.



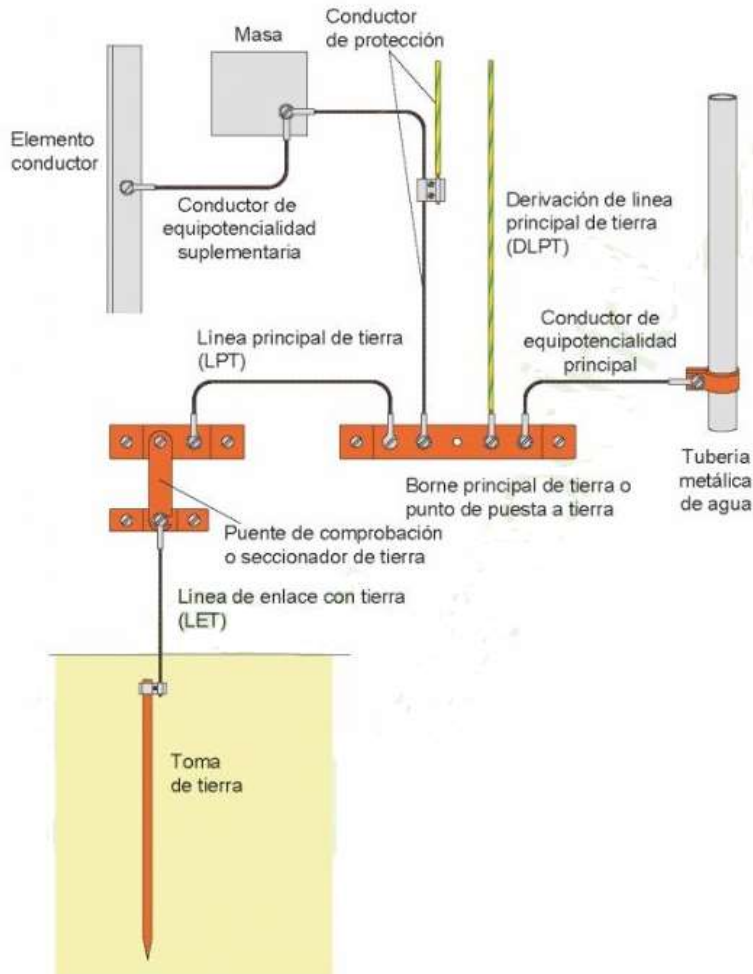


Figura 22. Representación de un circuito de puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-18.

## 8. Estudio económico

### 8.1. Coste del $W_{PICO}$ de la instalación

Un parámetro útil para comparar los costes de instalaciones fotovoltaicas es el coste en euros de un watio pico instalado en placas. A partir del presupuesto de ejecución material de 194.578,16 € utilizamos la siguiente expresión para calcularlo:

$$\text{Coste } W_p = \frac{\text{Coste total}}{\text{Potencia pico en placas}} = \frac{194.578,16 \text{ €}}{156.600 W_p} = 1,24 \text{ €/}W_p$$

Hay que tener en cuenta que sale un precio más bajo que otras instalaciones fotovoltaicas aisladas dado que no se ha incluido el coste del depósito, que conlleva el coste principal en almacenamiento de energía.

Por otro lado, en instalaciones de bombeo solar también es común calcular el coste del watio pero referido a la potencia nominal de la bomba<sup>[4]</sup>. Aplicando la misma expresión anterior resulta:

$$\text{Coste } W_p = \frac{\text{Coste total}}{P_N \text{ bomba}} = \frac{194.578,16 \text{ €}}{110.000 \text{ W}} = 1,77 \text{ €/W}_{\text{bomba}}$$

Este precio también es algo inferior porque solo estamos teniendo en cuenta la instalación eléctrica para suministrar energía a la bomba y no todo el sistema de riego. En conclusión, estos costes no nos dan información suficiente para poder determinar la viabilidad económica de la instalación, por ello se procede a comparar los costes con otras alternativas en el apartado 8.3.

## 8.2. Costes a los 25 y 40 años

Para calcular el coste del kWh a futuro hay que tener en cuenta los elementos de la instalación que necesitan ser repuestos y las pérdidas de producción de los paneles solares con el tiempo. Además, se descuenta el coste anual del seguro y mantenimiento que para esta instalación se puede estimar de 5.000 €/año. La capacidad de producción se obtiene a partir de las radiaciones del PVGIS, teniendo en cuenta el rendimiento de la instalación del 80 % y la pérdida de producción de los módulos fotovoltaicos con el tiempo.

Mes	Rad. (kWh/m <sup>2</sup> día)	Rad. (kWh/m <sup>2</sup> mes)	Energía η=80 % (kWh)
Enero	3,46	107,26	13.438
Febrero	4,71	131,88	16.522
Marzo	6,58	203,98	25.555
Abril	7,40	222,00	27.812
Mayo	8,59	266,29	33.361
Junio	9,76	292,80	36.682
Julio	9,98	309,38	38.759
Agosto	8,67	268,77	33.672
Septiembre	6,76	202,80	25.407
Octubre	5,21	161,51	20.234
Noviembre	3,70	111,00	13.906
Diciembre	2,99	92,69	11.612
<b>TOTAL</b>	-	<b>2.370,36</b>	<b>296.959</b>

**Tabla 7.** Capacidad de producción del primer año. Fuente: realizado con Excel a partir de los datos del PVGIS.

Por lo general, a los 25 años ya se habrá cambiado los reguladores, las baterías, el variador de frecuencia y la bomba. Para el cálculo de producción, el fabricante garantiza una pérdida de rendimiento igual o inferior a un 20 % en los paneles a los 25 años. Por tanto, el coste resulta de:

$$\begin{aligned} \text{Coste}_{25 \text{ años}} &= C_{\text{inicial}} + C_{\text{bat}} + C_{\text{reg}} + C_{\text{var}} + C_{\text{bom}} + 25 \times C_{s+m \text{ anual}} \\ &= 194.578,16 + 37.990,80 + 8.213,04 + 10.189,83 + 13.994,15 \\ &\quad + 125.000 = 390.052,38 \text{ €} \end{aligned}$$

$$\text{Coste kWh}_{25 \text{ años}} = \frac{\text{Coste}_{25 \text{ años}}}{C. \text{Producción}_{25 \text{ años}}} = \frac{390.052,38 \text{ €}}{6.681.578 \text{ kWh}} = 5,84 \text{ cts./kWh}$$

A los 40 años, las pérdidas de rendimiento no serán superiores a un 30 %. Se estima necesario otro cambio de los aparatos anteriores, los paneles en principio deberían de seguir funcionando correctamente.

$$\begin{aligned} \text{Coste}_{40 \text{ años}} &= C_{25 \text{ años}} + C_{\text{bat}} + C_{\text{reg}} + C_{\text{var}} + C_{\text{bom}} + 15 \times C_{s+m \text{ anual}} \\ &= 535.440,20 \text{ €} \end{aligned}$$

$$\text{Coste } kWh_{40 \text{ años}} = \frac{\text{Coste}_{40 \text{ años}}}{C. \text{Producción}_{40 \text{ años}}} = \frac{535.440,20 \text{ €}}{10.086.406 kWh} = 5,31 \text{ cts./kWh}$$

Por otro lado, al tratarse de una instalación aislada la energía útil es únicamente la que absorbe la bomba. Por lo que podemos calcular estos mismos costes, pero utilizando la energía absorbida por el motor a los 25 y 40 años. Primero, calculamos la energía anual que consumiría si estuviera conectada a la red trabajando únicamente a potencia nominal y suministrando el caudal mínimo necesario:

$$E_{\text{anual}} = 30 \times (795 \times 4 + 509 \times 2 + 382 \times 2 + 254 \times 4) = 179.340 kWh$$

Segundo, procedemos a calcular los costes a 25 y 40 años. Suponemos que se cubre totalmente la demanda anual de la bomba.

$$\text{Coste } kWh_{25 \text{ años}} = \frac{\text{Coste}_{25 \text{ años}}}{\text{Consumo}_{25 \text{ años}}} = \frac{390.052,38 \text{ €}}{4.483.500 kWh} = 8,70 \text{ cts./kWh}$$

$$\text{Coste } kWh_{40 \text{ años}} = \frac{\text{Coste}_{40 \text{ años}}}{\text{Consumo}_{40 \text{ años}}} = \frac{535.440,20 \text{ €}}{7.173.600 kWh} = 7,46 \text{ cts./kWh}$$

Con estos valores podemos comparar rápidamente si compensa realizar la instalación con energía solar fotovoltaica en vez de una con conexión a red. Por ejemplo, si el coste del kWh calculado a los 25 fuera inferior al coste del kWh que ofrece la compañía eléctrica indicaría que es viable. En el siguiente apartado 8.3. se realiza una comparación con los costes de ambas a distintos precios del kWh, con el fin de estimar cuanto tarda la instalación fotovoltaica en generar el ahorro.

### 8.3. Comparación de costes con otras alternativas

Finalmente, para poder comprobar que la instalación diseñada es la mejor alternativa económicamente se comparan los costes anuales con otra conectada a red que satisface las mismas necesidades. Si estimamos un precio del kWh medio en torno a los 14 cts./kWh el coste total del consumo equivale a 25.108 € al año, utilizando la energía anual del apartado anterior. Se estiman los costes (sin IVA) de los materiales y mano de obra utilizando una base de precios<sup>2</sup> para aquellos que no se han estudiado anteriormente. El coste de cada elemento de esta instalación conectada a red es:

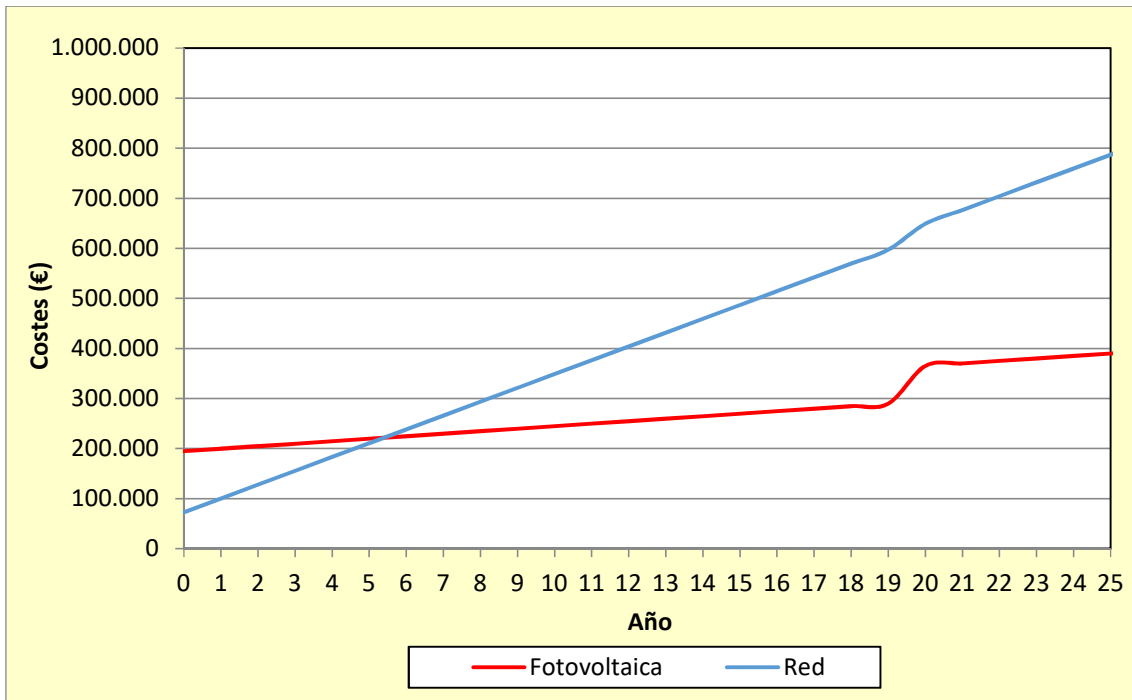
- Un centro de transformación de 160 kVA con un coste de 35.000 €.
- Línea aérea de corta distancia y línea subterránea hasta la caseta de bombeo con un coste de 5.000 €.
- El coste de la bomba y el variador, iguales a los utilizados en la instalación fotovoltaica, en conjunto 24.183,98 €.
- El resto del material aproximadamente un 13 %, resulta de 8.500 €.
- Un coste de la energía eléctrica anual de 25.108 €/año.
- Un seguro y mantenimiento anual de 2.500 €/año.

En total el coste inicial resulta de 72.683,98 € y los gastos anuales ascienden a 27.608 €/año, también se tiene en cuenta que entorno a los 20 años la bomba y el variador deberán ser reemplazados. Con estas condiciones, se elabora la siguiente **figura 23**, donde podemos ver claramente que a partir de los 5,5 años la instalación fotovoltaica aislada tiene unos costes inferiores.

---

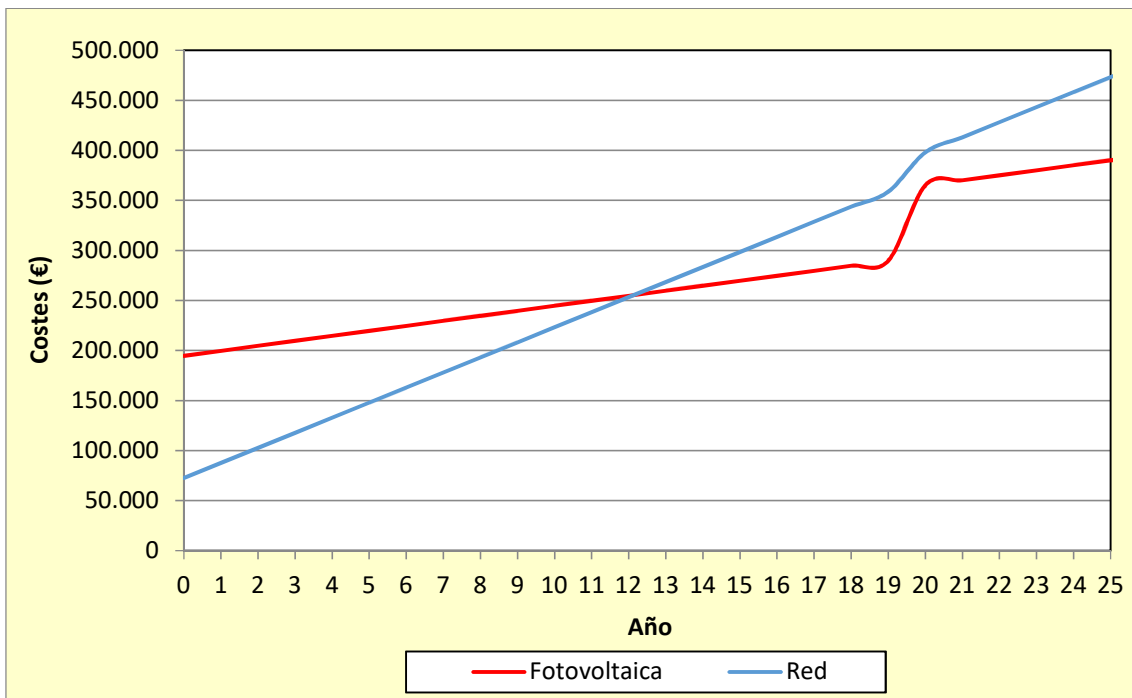
<sup>2</sup> Generador de precios de CYPE.

## Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica



**Figura 23.** Comparativa entre los costes de las dos alternativas: fotovoltaica aislada y conexión a red.

Podemos también plantearnos una situación donde la instalación conectada a red consume energía eléctrica en las horas valle, vamos a suponer que el precio del kWh facturado resulta de 7 cts./kWh. Como podemos ver en la siguiente figura, la instalación fotovoltaica resulta más rentable a partir de los 12 años en esta situación.



**Figura 24.** Comparativa entre los costes de las dos alternativas con un precio del kWh de 7 cts.

En conclusión, en este estudio económico realizado con distintas hipótesis todas indican que la instalación es competitiva frente a otras alternativas. Su punto fuerte es el bajo coste anual, aunque es cierto que para hacer frente la inversión inicial se suele requerir un préstamo con intereses, en comparación con instalaciones con un grupo electrógeno o con conexión a red es inferior. Si por ejemplo se plantea suministrar a una bomba en un lugar de difícil conexión a la red, que hace que la inversión inicial sea equiparable o incluso superior a la fotovoltaica, entonces la solución es aún más clara.

## 9. Espacio ocupado

El campo fotovoltaico tiene unas dimensiones de 115x51,45 m, incluyendo los márgenes dejados hasta la valla, lo que supone un área utilizada de 5.916,75 m<sup>2</sup> o redondeando 0,6 ha. Con el volumen de agua bombeado al día se pueden regar hasta 50 ha de cultivo (apartado 3.), por lo que la inversión del espacio utilizado es buena (1,2 %). Para más información de las distancias utilizadas y sus cálculos ver el apartado 1.1 del anexo y el plano de la parcela.

Dividiendo entre el número de placas podemos calcular el espacio medio que ocupa cada una, resultando que se necesitan 10,96 m<sup>2</sup> por placa. Es entorno al doble de espacio que necesita una placa sobre una estructura fija normal, pero hay que tener en cuenta que el método utilizado para la separación de las filas de seguidores no está tan optimizado como la fórmula del IDAE para casos con orientación fija al sur. Por otro lado, gracias al uso de los seguidores se ha podido reducir el número de placas necesario, por lo que se ha aumentado el espacio utilizado pero reducido el coste.

Se estima aproximadamente que el número de placas si se hubiera realizado la instalación con estructura fija a 15° sería de 750. Se necesitarían 50 estructuras fijas para 15 paneles cada una, lo que supone un coste aproximado de 25.000 €. Si utilizamos el mismo precio para los módulos fotovoltaicos que en el presupuesto se obtiene un total de 82.395 €. En definitiva, utilizar la estructura con seguimiento ha supuesto un ahorro de 10.796,92 €, lo que compensa los 2.000 m<sup>2</sup> de diferencia (placa fija a 5 m<sup>2</sup> aprox.). También supone un ahorro indirecto dado que se utiliza menor potencia pico.

## 10. Referencias

- [1] M. Pérez García, M. Castro Gil, A. Colmenar Santos, R. P. Fiffe Verdecia, Ó. Perpiñán Lamigueiro, y J. M. Perulero Castaño, *Sistemas de bombeo eólicos y fotovoltaicos*, 2ª ed.. Mairena del Aljarafe, Sevilla: Progensa, 2011.
  
- [2] M. A. Abella, F. Chenlo, J. Blanco, y A. U. L. L. T. España, «Optimización del uso de convertidores de frecuencia con bombas centrífugas y motores trifásicos en sistemas de bombeo fotovoltaico», 2003.
  
- [3] Power Electronics, «Bombeo solar», 2014.
  
- [4] J. M. N. Berrozpe, R. M. Rodríguez, J. L. E. González, y L. A. G. Bes, «Guía técnica para la utilización de la energía solar fotovoltaica en instalaciones de abastecimiento de agua potable», p. 48, 2015.



## Documento 2

# Anexo



## 1. Cálculos justificativos

A continuación, se detalla el conjunto de cálculos que se han realizado para diseñar la instalación a partir de los datos obtenidos de los fabricantes, toda la documentación técnica utilizada se encuentra en el apartado 2 del anexo. El conjunto de cálculos que se han realizado cumple la normativa y legislación especificada en la memoria.

### 1.1. Generador fotovoltaico

Para conocer cuantas placas se pueden colocar en serie como máximo se ha partido de la tensión máxima admisible en la instalación, en este caso es de 600 V y es limitada por la tensión en carga de los reguladores. Se tiene en cuenta que las placas puedan trabajar a menos de 25 °C y se comprueba la tensión pico a 0 °C utilizando el coeficiente de temperatura.

$$V_{p_{0^{\circ}\text{C}}} = V_{p_{25^{\circ}\text{C}}} + \Delta T \times \frac{\beta \times V_{oc_{25^{\circ}\text{C}}}}{100} = 35,93 - 25 \times \frac{-0,32 \times 44,67}{100} = 39,5 \text{ V}$$

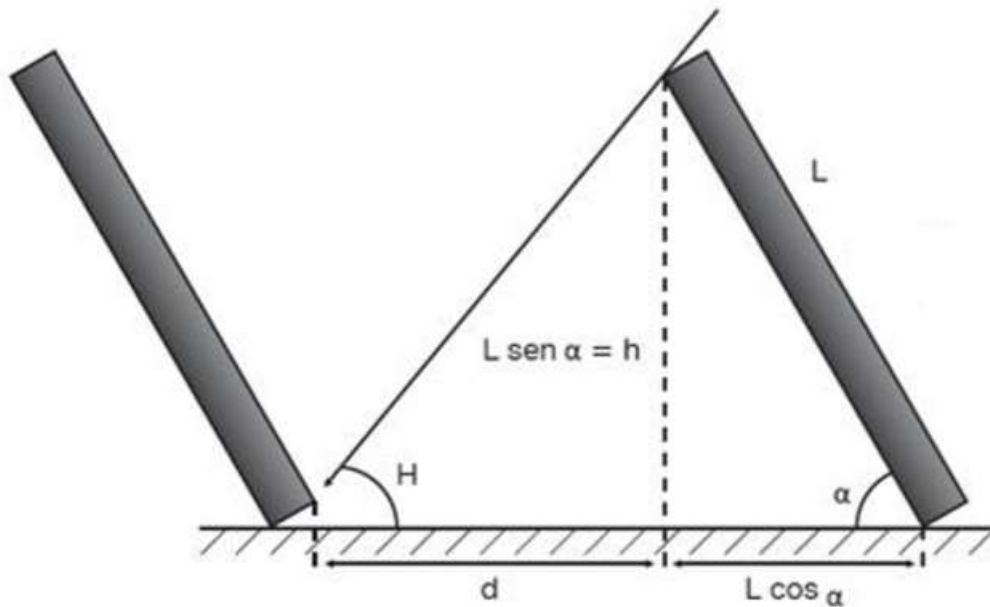
$$N_{ps_{\text{máx}}} = \frac{600 \text{ V}}{39,5 \text{ V}_p} = 15,19 \cong 15 \text{ placas en serie}$$

Como el seguidor utilizado tiene 60 placas se puede realizar una configuración de 4 *strings* de 15 placas en serie por bloque. Para el cálculo del número total de placas se ha considerado que las pérdidas de potencia a los 25 años serán iguales o inferiores a un 20 %, tal como especifica la garantía del fabricante. Se ha calculado con la alternativa utilizada añadiendo estas pérdidas, dando como solución final que se tienen que colocar 9 bloques de seguidores que suman un total de 540 placas. Se deja margen suficiente para garantizar el caudal necesario en el mes más desfavorable, siendo la potencia pico del campo fotovoltaico de:

$$P_{p_{FV}} = 540 \times 290 = 156,6 \text{ kW}_p$$

Para determinar el espacio que se tiene que dejar entre los bloques de seguidores no se pueden realizar los cálculos utilizando las fórmulas del IDAE por la siguiente condición: "Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.". Para el caso de las posiciones de los seguidores en filas de este a oeste y los laterales hasta la valla, hay que determinar a partir de que inclinación del sol se quiere aprovechar la energía al máximo, dado que el seguimiento es E-O.

Se realiza el cálculo para la posición de inclinación máxima del seguidor (60°) y con una inclinación del sol de 15°<sup>3</sup>, ya que es cuando se empieza a poder bombear agua (56,7 kW de potencia de arranque). De tal manera que:



**Figura 1.** Esquema de la posición de las placas con inclinación de 60°.

$$d_{filas} = L \times \left( \frac{\text{Sen}(\alpha)}{\text{Tan}(H)} \right) + L \times \text{Cos}(\alpha) = 3 \times \left( \frac{\text{Sen}(60^\circ)}{\text{Tan}(15^\circ)} \right) + 3 \times \text{Cos}(60^\circ) = 11,2 \text{ m}$$

<sup>3</sup> Se ha utilizado la página [sunearthtools.com](http://sunearthtools.com) para la obtención de esta inclinación.

La distancia entre filas utilizada finalmente es de 12 m, para evitar producir sombras cuando haya algo de radiación útil. La distancia hasta la valla del recinto, que tiene 2 m de altura, se calcula de la siguiente manera para las distancias E y O:

$$d_{valla} = \frac{h}{\tan(H)} = \frac{2}{\tan(15^\circ)} = 7,46 \text{ m}$$

De la misma manera, se redondea la distancia a 8 m. Las distancias N y S pueden ser inferiores, se calculan con el método del IDAE y resultan de 6 m. En el plano de la planta de la parcela se pueden ver todas las distancias respecto de los bloques de los seguidores.

## 1.2. Reguladores de carga

Para poder calcular el número necesario de reguladores a colocar es necesario conocer la intensidad máxima de la instalación. La intensidad pico de las placas utilizada es a 60 °C ya que es más desfavorable.

$$I_{p_{60^\circ\text{C}}} = I_{p_{25^\circ\text{C}}} + \Delta T \times \frac{\alpha \times I_{sc_{25^\circ\text{C}}}}{100} = 8,07 + 35 \times \frac{0,04 \times 8,67}{100} = 8,19 \text{ A}$$

$$I_{m\acute{a}x} = N_{lp} \times I_p = 36 \times 8,19 = 294,84 \text{ A}$$

El modelo de regulador seleccionado es capaz de soportar 35 A a la entrada, el paso siguiente es calcular el número máximo de líneas en paralelo por regulador.

$$N_{lp_{reg}} = \frac{I_{reg}}{I_{p_{60^\circ\text{C}}}} = \frac{35}{8,19} = 4,27 \cong 4 \text{ líneas por regulador}$$

De esta forma, de cada bloque de seguidores que tiene 4 *strings* va a conectar a un regulador. En total son necesarios 9 reguladores y se puede comprobar que soportan la corriente máxima de la instalación.

$$I_{m\acute{a}x_{reg}} = N_{reg} \times I_{reg} = 9 \times 35 = 315 \text{ A} > 294,84 \text{ A}$$

### 1.3. Baterías

El criterio principal para seleccionar la capacidad de las baterías en esta instalación es que sean capaces de suministrar la potencia calculada sin poner en riesgo su vida útil. Para las baterías de plomo-ácido la descarga más rápida recomendada es un  $C_{10}$ , aunque tan solo se requieran entre 2 - 4 horas para compensar la pérdida de irradiancia por las nubes.

$$C_{10} = \frac{P}{V \times \eta} \times t = \frac{30.000}{48 \times 0,92} \times 10 = 6793 \text{ Ah}$$

Utilizando tres líneas en paralelo con una  $C_{10} = 2290 \text{ Ah}$  resulta una capacidad total de 6870 Ah. No obstante, la autonomía real que tenemos con esta configuración es de como máximo 7 horas, ya que hay que dejar como mínimo una profundidad de descarga del 70 %.

### 1.4. Cableado

El cálculo para determinar la sección y el tipo de cable se ha realizado siguiendo las normas UNE-HD 60364-5-52, UNE 21144-3-1 y UNE 202002 IN. El criterio utilizado para la selección del cableado ha sido el de la seguridad y reducción de pérdidas. No es suficiente con cumplir con la intensidad máxima admisible y la caída de tensión, al tratarse de una instalación para generación de energía eléctrica auto consumida las pérdidas influyen directamente al usuario, por ello se escoge una sección de los cables que las minimicen ya que con el tiempo compensa la inversión. El primer paso es calcular la resistencia del tramo de cable, para el caso del cobre la resistividad a 20 °C es 0,01851  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ .

$$R = \frac{\rho_e \cdot l}{S \cdot N_{caf}} \quad (\Omega)$$

Donde:

- $\rho_e$  resistividad a la temperatura de diseño en  $\Omega \text{mm}^2/\text{m}$ .
- $l$  longitud del cable en m.
- $S$  sección del conductor en  $\text{mm}^2$ .
- $N_{caf}$  número de conductores activos por fase.

Para el cableado de corriente continua:

$$I_n = \frac{P}{U} \quad (A)$$

$$e = 2 \cdot I_B \cdot R \quad (V)$$

Para el cableado trifásico:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\phi)} \quad (A)$$

$$e = I_B \cdot (R \cdot \cos(\phi) + X \cdot \sin(\phi)) \quad (V)$$

Donde:

- $e$  caída de tensión en V.
- $U$  tensión nominal de la línea en V.
- $P$  potencia activa en W.
- $I_B$  corriente de diseño del cable en A.
- $R$  resistencia ( $\Omega$ ) del conductor.
- $X$  reactancia ( $\Omega$ ) a partir del valor de  $\lambda$  de las tablas 3 y 4 UNE 202002 IN.
- $\phi$  ángulo de desfase entre la tensión y la corriente, obtenido del fdp.

El cableado de la instalación se puede dividir en 6 tramos diferentes, utilizando las fórmulas anteriores comprobamos que las secciones de los cables seleccionados. En los tramos con varios cables similares se ha utilizado el de mayor longitud para el cálculo, ya que es más desfavorable para las caídas de tensión. Si fuera necesario, la conexión de los 9 reguladores al bus de continua del variador se pasaría primero por un cuadro con un embarrado de continua, cuyas pletinas deberían ser de cobre pintado con un acho y sección de 30x3 para conseguir una intensidad máxima admisible de 337 A.

Circuito	Cable	L (m)	I <sub>B</sub> (A)	I <sub>Z</sub> (A)	U <sub>1</sub> (V)	ΔU (%)
String – CC1	ZZ-F 0,6/1kV 2x1x6	40	9	33,9	539,0	0,40
CC1 – Regulador	RV-K 0,6/1kV 2x1x16	55	36	77,4	536,8	0,88
Reg. – Batería	RV-K 0,6/1kV 2x1x50	5	77	152,0	48,0	0,81
Reg. – Embarrado	RV-K 0,6/1kV 2x1x16	5	36	77,4	532,0	0,08
Emb. – Variador	RV-K 0,6/1kV 2x1x120	5	230	272,2	531,6	0,09
Var. – Bomba	DN-F BS 0,6/1kV 3x1x95	150	176	212,0	400,0	2,80

**Tabla 1.** Tabla resumen con las intensidades máximas admisibles y caída de tensión porcentual.

Con esta tabla podemos comprobar que se cumplen las dos condiciones que hacen el cable seleccionado válido. La intensidad de diseño ( $I_B$ ) es siempre menor que la intensidad máxima admisible ( $I_Z$ ) dejando el margen suficiente para colocar las protecciones. Además, la caída de tensión hasta el variador es de un 1,45 % que es inferior al 1,5 % establecido por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para la parte de continua. La caída de tensión en alterna que se produce hasta el motor es aceptable ya que se trata de una carga de 110 kW a una distancia relativamente larga.

La sección de los conductores de protección se escoge siguiendo la norma UNE-HD 60364-5-54, donde la siguiente tabla relaciona las secciones de los conductores de fases y los de protección.

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> )
$S \leq 16$	$S_p = S^*$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

\*Si no forma parte de la canalización de alimentación:  
 - Cu 2,5 mm<sup>2</sup>: si disponen de protección mecánica.  
 - Cu 4 mm<sup>2</sup>: si no disponen de protección mecánica.  
 Cuando sean comunes a varios circuitos, la sección debe dimensionarse en función de la mayor sección de los conductores de fase.

**Tabla 2.** Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.



## 1.5. Protecciones

Para justificar la validez de las protecciones empleadas contra sobreintensidades utilizamos las fórmulas de la norma UNE-HD 60364-4-43. Frente a sobrecargas estas deben de cumplir estas dos condiciones, donde  $I_2$  es igual a  $1,45 \cdot I_N$  para interruptores automáticos y  $1,6 \cdot I_N$  para fusibles tipo gG.

$$1) \quad I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$2) \quad I_2 \leq 1,45 \times I_Z$$

Donde:

- $I_B$  intensidad de diseño del circuito.
- $I_N$  intensidad nominal del dispositivo de protección.
- $I_Z$  intensidad máxima admisible del cable.
- $I_2$  intensidad que asegura el funcionamiento en el tiempo convencional del dispositivo de protección.

Primero, se determina la tensión nominal de los fusibles utilizando la misma expresión que en apartado 1.1 pero con la tensión de circuito abierto de los paneles, con los 15 paneles en serie se alcanza una  $V_{oc}$  de 777 V a  $-25 \text{ }^\circ\text{C}$ , para tener margen de seguridad se utilizan fusibles con una tensión máxima de 900  $V_{dc}$ . Los cartuchos utilizados para la protección del grupo de baterías tienen que soportar 48 V por lo que cualquier fusible tipo gG apto para corriente continua cumple la tensión admisible.

En instalaciones fotovoltaicas, es recomendable que los fusibles utilizados para proteger los *strings* cumplan la siguiente expresión:  $I_{N-Fusible} \geq 1,4 \cdot I_{SC}$ , ya que pueden alcanzar altas temperaturas por exposición al sol y la radiación en los paneles tener picos de hasta  $1200 \text{ W/m}^2$ . Se calcula sabiendo que  $I_{SC} = 8,67 \text{ A} \rightarrow 1,4 \cdot I_{SC} = 12,14 \text{ A}$ , por lo que el fusible con una intensidad nominal de 16 A es válido. También se puede comprobar por el coeficiente de reducción por temperatura ambiente de las curvas del fabricante, para una  $T^a$  de  $65 \text{ }^\circ\text{C}$  el coeficiente de este fusible es 0,79, por lo que su intensidad nominal corregida de 12,6 A es válida. Hay que utilizar fusibles gPV

por la tensión nominal en continua para las protecciones de los *strings*, se tiene en cuenta que  $I_2 = 2 \cdot I_N$  para estos.

Circuito	Protección	I <sub>B</sub> (A)	I <sub>N</sub> (A)	I <sub>Z</sub> (A)	I <sub>2</sub> (A)	1,45·I <sub>Z</sub> (A)
String – CC1	gPV 10x38 1000V <sub>DC</sub> 16A	9	16	33,9	32	49,2
Reg. – Batería	gG 22x58 125V <sub>DC</sub> 125A	77	100	152,0	160	220,4
Var. – Bomba	NSX250F TMD250D-3P2R	176	200	212,0	290	307,4

**Tabla 3.** Tabla resumen con las protecciones contra sobrecargas de las líneas.

Por otro lado, se tiene en cuenta que las baterías son un punto conflictivo para los cortocircuitos. Para las baterías utilizadas, pueden alcanzar los 17 kA en bornes de una línea de estas. Para prevenir contra estos fallos son utilizados los fusibles en el circuito entre los reguladores y las baterías, que tienen un poder de corte de 100 kA y garantizan que en estas condiciones funde en menos de 0,1 s. Falta determinar si el cable soporta la energía en el tiempo del cortocircuito, para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$t \leq \frac{k^2 \times S^2}{I_k^2} = \frac{143^2 \times 50^2}{8500^2} = 0,71 \text{ s}$$

Donde:

- $k$  es igual a 143 para conductor de cobre con aislamiento EPR.
- $S$  es la sección del conductor en mm<sup>2</sup>.
- $I_k$  es la corriente de cortocircuito en A.
- $t$  es el tiempo que soporta el conductor la  $I_k$  en segundos.

Como podemos apreciar, el tiempo resultante es mayor a 0,2 s por lo que la sección del conductor utilizado y la protección son válidas. Se podría comprobar también con la expresión  $I^2t < k^2S^2$ .

## 1.6. Puesta a tierra

Dado que parte de la instalación se encuentra a la intemperie se considera como un local húmedo, por ello la puesta a tierra tiene que garantizar una tensión de contacto inferior a los 24 V. Se supone una resistividad del terreno de 1000 Ω·m, valor desfavorable en zonas con cultivos poco fértiles. Con la configuración 8/82 se obtiene

Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica

una  $K_r$  de  $0,0556 \Omega/\Omega\cdot m$ , valor obtenido de las tablas del método UNESA para el cálculo de puesta a tierra.

$$R_{pat} = K_r \times \rho_{terreno} = 0,0556 \times 1000 = 55,6 \Omega$$

Utilizando un diferencial con una sensibilidad de 300 mA se cumple que:

$$V = R_{pat} \times I_d = 55,6 \times 0,3 = 16,68 V < 24 V$$

## 2. Documentación técnica

### 2.1. Placa fotovoltaica

Denominación y fabricante	A-290P de Atersa
<b>Parámetros eléctricos<sup>4</sup></b>	
Potencia pico (0/+5 W)	290 W
Eficiencia	14,91 %
Corriente pico ( $I_{mp}$ )	8,07 A
Tensión pico ( $V_{mp}$ )	35,93 V
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	8,67 A
Tensión circuito abierto ( $V_{oc}$ )	44,67 V
<b>Parámetros térmicos</b>	
Coeficiente de $T^{\circ}$ $I_{sc}$ ( $\alpha$ )	0,04 %/ $^{\circ}C$
Coeficiente de $T^{\circ}$ $V_{oc}$ ( $\beta$ )	-0,32 %/ $^{\circ}C$
Coeficiente de $T^{\circ}$ P ( $\gamma$ )	-0,43 %/ $^{\circ}C$
<b>Parámetros físicos</b>	
Dimensiones (mm $\pm$ 2 mm)	1965 x 990 x 40
Peso (kg)	22,5
Tipo de célula	Policristalina
Células en serie	72 (6x12)
<b>Rango de funcionamiento</b>	
Temperatura	-40 $^{\circ}C$ a +85 $^{\circ}C$
Máxima tensión admisible / protección	1000 V / Clase II
Máxima velocidad del viento (km/h)	130
Máxima corriente inversa (A)	15,1

**Tabla 4.** Datos de la placa utilizada obtenidos del fabricante.

<sup>4</sup> En condiciones STC de  $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ ,  $25 \text{ }^{\circ}C$  y masa de aire 1,5.

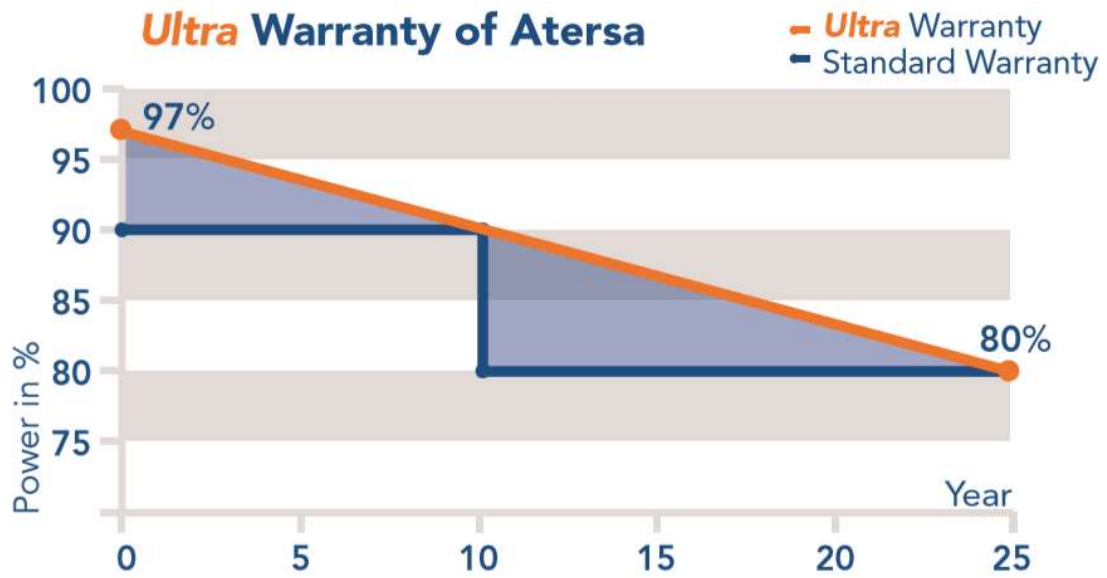


Figura 2. Garantía de potencia con el tiempo obtenida del fabricante.

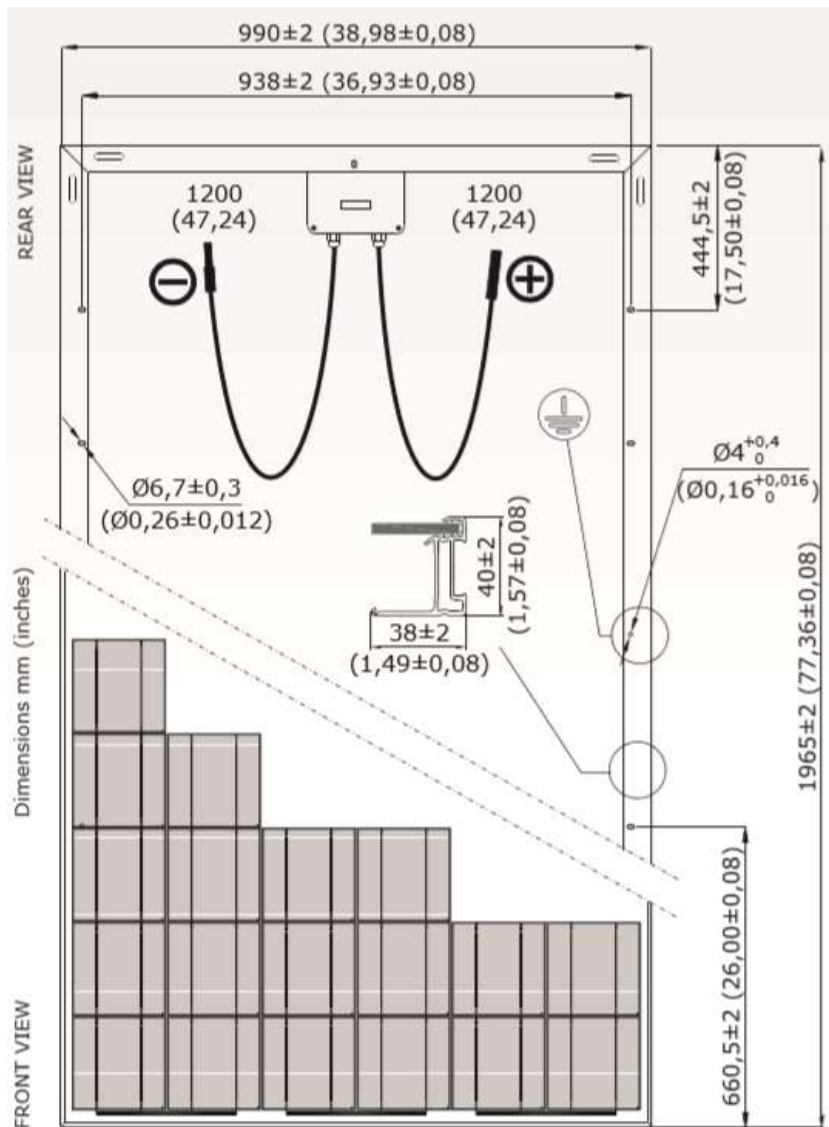


Figura 3. Esquema del panel obtenido del fabricante.

## 2.2. Seguidor solar

Denominación y fabricante	ML 3HX20 de AXIAL
<b>Características principales</b>	
Sistema de seguimiento	Horizontal eje E-O
Comunicaciones	Zigbee - RS485 - Bluetooth
Angulo máximo de seguimiento	±60°
Distancia al suelo	0,3 m (±60°) – 1,8 m (0°)
Dimensiones de las placas a colocar	1965 x 990 x 40
Número máximo de placas	60
Tipo de motor	Motor CC de 24 V
Fuente de alimentación	Sistema parásito
Resistencia al viento	60 km/h (±60°) – 150 km/h (0°)
Máxima pendiente N-S	8,7 %
Rango de temperatura	-20 °C a +70 °C
Dimensiones largo/ancho (m)	39,45 / 3
Garantía	5 años

**Tabla 5.** Datos del seguidor solar utilizado obtenidos del fabricante.

## 2.3. Bomba

Denominación y fabricante	SXT 160/10 de bombas IDEAL
<b>Características principales</b>	
Tipo de bomba	Sumergible y radial
Potencia nominal	110 kW / 150 HP
Tensión nominal (V)	400
Frecuencia y velocidad nominal	50 Hz – 2900 rpm
Caudal nominal (m <sup>3</sup> /h)	173
Altura nominal (m.c.a)	170
Sentido de rotación	Antihorario
Válvula de antirretorno	Incorporada
Dimensiones largo/diámetro (mm)	3560 / 231
G" y A	6" / 2050 mm
Temperatura máxima del líquido	30 °C
Caudal mínimo necesario (l/min)	525
Peso (kg)	391

**Tabla 6.** Datos de la bomba utilizada obtenidos del fabricante.

Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica

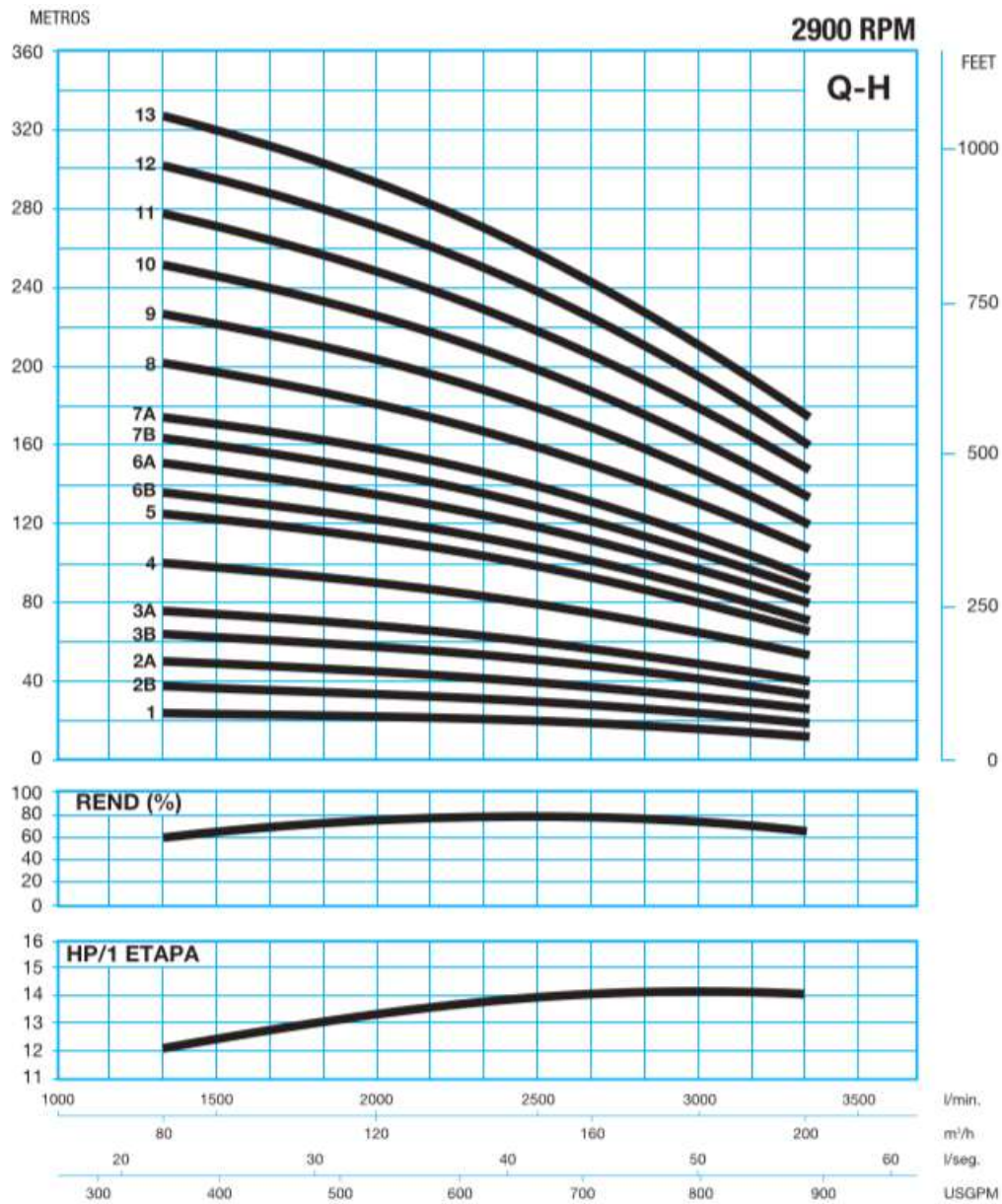


Figura 4. Curvas de la serie SXT 160 obtenidas del fabricante.

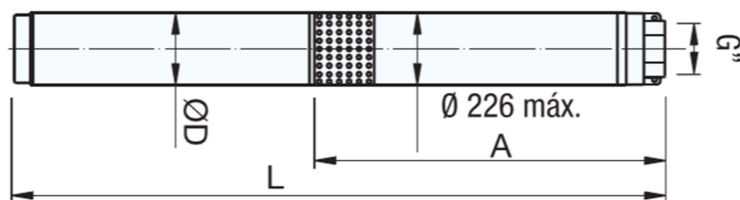


Figura 5. Esquema de la bomba obtenido del fabricante.

## 2.4. Variador de frecuencia

Denominación y fabricante	ACSM1-04AS-210A-4 de ABB
<b>Características principales</b>	
Rango de tensión bus CC (V)	270 - 800
Potencia nominal (kW)	110
Tensión nominal AC salida (V)	400
Corriente máxima (A)	210
Eficiencia a potencia nominal	98 %
MPPT bombeo máximo según radiación	Si
Protección contra marcha en seco	Si
Cálculo de caudal	Si
Dimensiones (mm)	700 x 314 x 398
Peso (kg)	67
Componentes adicionales	PLC / Módem

**Tabla 7.** Datos del variador de frecuencia utilizado obtenidos del fabricante.

Funcionalidad	Red o Placas Manual	Red o Placas Automático	Monitorización y control
Datos de instalación	NO	SI	SI
Datos de usuario	NO	SI	SI
Programación horaria de bombeo	NO	SI	SI
Configuración de alarmas y niveles	NO	SI	SI
Configuración de la presión del riego	NO	SI	SI
Histórico de alarmas	NO	SI	SI
Históricos de consumos de agua	SI	SI	SI
Histórico de consumos de electricidad de red	NO	SI	SI
Histórico de consumos de electricidad de placas	NO	SI	SI
Fijación del precio de la electricidad de red	NO	SI	SI
Informes económicos de consumo	NO	NO	SI
Acceso Local	NO	SI	SI
Acceso WEB (PC)	NO	NO	SI
Acceso WEB (smartphone + tablet)	NO	NO	NO
Diagnóstico de la instalación	NO	SI	SI
Configuración de los parámetros del convertidor	SI	SI	SI
MPPT. Bombeo máximo según irradiación	SI	SI	SI
PID de presión	NO	SI	SI
Conmutación red-pv Auto/manu	NO	SI	SI
Protección contra marcha en seco	SI	SI	SI
Tensión de bus CC	SI	SI	SI
Cálculo de caudal	SI	SI	SI
Limpieza de bomba	SI	SI	SI
Detección de rotor bloqueado	SI	SI	SI
<b>Producto</b>	<b>Convertidor</b>	<b>+PLC</b>	<b>+Módem</b>

**Figura 6.** Funcionalidad del sistema con los componentes adicionales.

## 2.5. Regulador de carga

Denominación y fabricante	XW MPPT 80 600 de Schneider
<b>Características principales</b>	
Tensión nominal de la batería (V)	24 y 48
Máxima tensión admisible (V)	600
Máxima intensidad de entrada (A)	35
Máxima intensidad de salida (A)	80
Método de regulación del cargador	Dos y tres etapas
Consumo nocturno	< 1 W
Eficiencia	96 %
Algoritmo MPPT	Barrido rápido
Protecciones de sobretensión entrada	Si
Protecciones de sobreintensidad entrada	Si
Sistema de puesta a tierra del campo FV	(+), (-) o aislado de tierra
Rango de temperatura	-20 °C a +65 °C
Dimensiones (mm)	760 x 220 x 220
Peso (kg)	13,5
Garantía	5 años

**Tabla 8.** Datos del regulador de carga utilizado obtenidos del fabricante.

## 2.6. Baterías

Denominación y fabricante	PVS 3230 de BAE
<b>Características principales</b>	
Tipo de batería	OPzS (plomo-ácido)
Capacidad en C <sub>10</sub> (Ah)	2290
Resistencia interna (mΩ)	0,12
Corriente de cortocircuito (kA)	16,91
Profundidad de descarga máxima	80 %
Tensión de flotación	2,23 V/célula
Rango de temperatura	-20 °C a +55 °C
Dimensiones (mm)	215 x 490 x 815
Peso (kg)	175,1

**Tabla 9.** Datos de las baterías utilizadas obtenidos del fabricante.



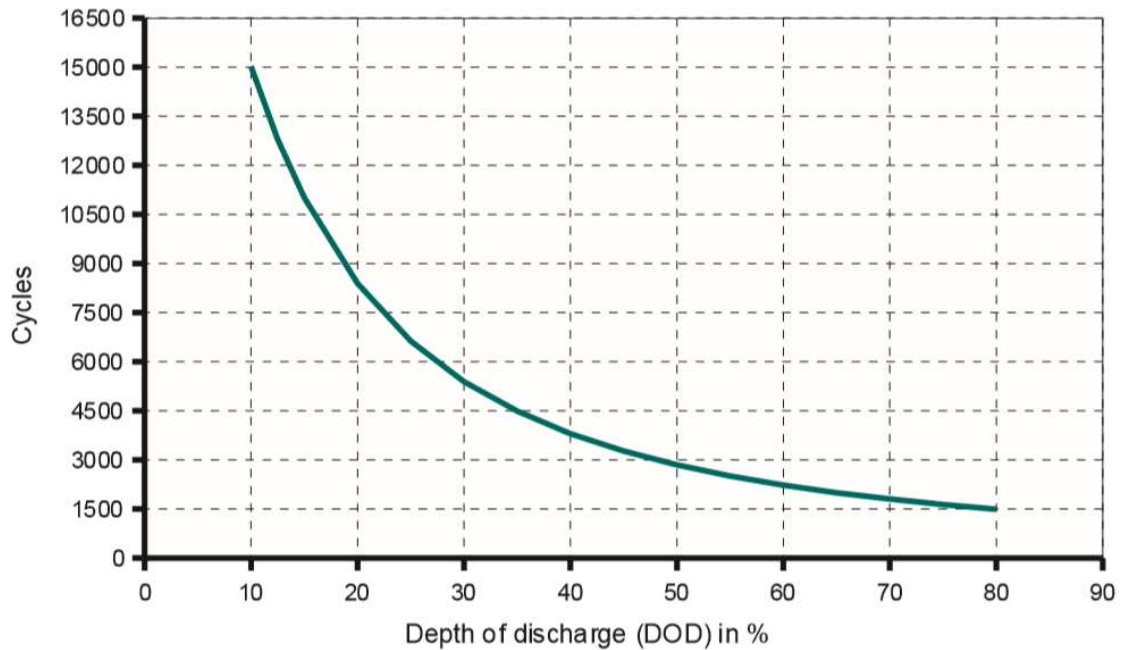


Figura 7. Número de ciclos en función de la profundidad de descarga obtenido del fabricante.

## 2.7. Cuadro de protección y seccionamiento de strings

Denominación y fabricante	STC4 40A de AMB Green Power
<b>Características principales</b>	
Tensión máxima de uso (V)	900
Corriente máxima de uso (A)	40
Tensión de aislamiento ( $V_{dc}$ )	1000
Capacidad de seccionamiento	Si, por interruptor de corte en carga
Protección por fusible	Si
Protección contra sobretensiones	Si
IP	65
IK	10
Prensaestopas	Si
Dimensiones (mm)	380 x 380 x 225
<b>Características del interruptor</b>	
Marca	Telergon / Socomec
Tensión máxima de corte ( $V_{dc}$ )	900
Corriente máxima de corte	40
Tensión de aislamiento ( $V_{dc}$ )	1000
Accionamiento	Por mando directo
Categoría de empleo	DC21

<b>Características de los fusibles</b>	
Marca	DF
Tensión máxima de uso ( $V_{dc}$ )	900
Corriente de fusión de fusible (A)	16
Tensión de aislamiento de la base ( $V_{dc}$ )	1000
Corriente máxima de la base (A)	32
Tipo de base	UTE
Calibre	10x38
Montaje	Carril
Conexión	Brida
<b>Características del protector contra sobretensiones</b>	
Marca	Weidmüller
Tipo	Tipo II (varistor)
Tensión de uso ( $V_{dc}$ )	1000
Intensidad de descarga (kA)	40

**Tabla 10.** Datos del cuadro utilizado obtenidos del fabricante.

## 2.8. Interruptor seccionador para las líneas de baterías

<b>Denominación y fabricante</b>	<b>Compact INS320 de Schneider Electric</b>
<b>Características principales</b>	
Tensión nominal ( $V_{DC}$ )	125
Corriente nominal (A)	320 (60 °C) 2 polos en serie
Capacidad de seccionamiento	Si
Número de polos	3P
Tipo de control	Mando rotativo
Tipo de red	AC / DC
Rango de temperatura ambiente (°C)	-25 a 70
Dimensiones (mm)	205 x 185 x 130

**Tabla 11.** Datos del interruptor seccionador utilizado obtenidos del fabricante.

## 2.9. Interruptor automático para CA

Denominación y fabricante	NSX250F TM250D de Schneider Electric
<b>Características principales</b>	
Tensión nominal ( $V_{AC}$ )	690
Corriente nominal (A)	250 (40 °C)
Tensión de aislamiento ( $V_{AC}$ )	800
Capacidad de seccionamiento	Si
Número de polos	3P
Descripción de los polos protegidos	2t
Poder de corte en servicio a 400 $V_{CA}$ (kA)	36
Categoría de empleo / tipo de red	Categoría A / AC
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Intervalo de ajuste de $I_r$	0,7...1 x $I_n$
Intervalo de ajuste de $I_{sd}$	5...10 x $I_n$
Ajuste de retardo de larga/corta duración	Fijo
Rango de temperatura ambiente (°C)	-35 a 70
Dimensiones (mm)	161x 105 x 86

**Tabla 12.** Datos del interruptor automático utilizado obtenidos del fabricante.

## 2.10. Relé diferencial

Denominación y fabricante	RH99M de Schneider Electric
<b>Características principales</b>	
Tensión nominal ( $V_{AC}$ )	380...415
Sistema de puesta a tierra	IT / TT / TN-S
Consumo de potencia (VA)	4
Tipo de ajuste de la temporización del disparo diferencial	Instantáneo 0,03 A 9 ajustes configurables hasta 30 A y 4,5 s
Función de prueba	Local / test remoto
Clase de protección contra fugas a tierra	Clase A si / Clase AC
Categoría de sobretensión	IV
Rango de temperatura ambiente (°C)	-35 a 70
Dimensiones (mm)	97 x 54 x 74

**Tabla 13.** Datos del relé diferencial utilizado obtenidos del fabricante.



# Documento 3

# Presupuesto



En este documento se incluyen los costes de la instalación diferenciando cada elemento que la compone. Los conceptos sombreados de la tabla se descomponen en los materiales, mano de obra, maquinaria y costes directos complementarios que sean necesarios para obtener una unidad de este. A continuación, a partir del número de unidades se calcula el coste total de cada concepto, al final del documento se encuentra un resumen del coste de los distintos capítulos y el presupuesto de ejecución material.

## Capítulo 1. Instalación fotovoltaica

Nº	Ud	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
<b>1</b>	<b>Ud</b>	<b>Módulo solar fotovoltaico totalmente instalado y comprobado</b>	<b>540</b>	<b>109,86 €</b>	<b>59.324,40 €</b>
1.1	Ud	Placa solar fotovoltaica con aislamiento de 1000 V de 72 células policristalinas, potencia pico 290 W, tensión pico 35,93 V e intensidad pico 8,07 A – Modelo A290P o equivalente	1	94,57 €	94,57 €
1.2	h	Oficial 1ª electricista	0,33	19,11 €	6,31 €
1.3	h	Ayudante electricista	0,33	17,50 €	5,78 €
1.4	%	Costes directos complementarios	3,00	106,66 €	3,20 €
<b>2</b>	<b>Ud</b>	<b>Estructura para los módulos fotovoltaicos con seguidor en un eje horizontal E-O instalada y comprobada</b>	<b>9</b>	<b>4.141,52 €</b>	<b>37.273,68 €</b>
2.1	Ud	Estructura para 60 módulos fotovoltaicos de 72 células con seguimiento en un eje horizontal hasta $\pm 60^\circ$ y dimensiones 39,45x3x1,8 m – Modelo ML 3HX20 o equivalente	1	3.654,79 €	3.654,79 €
2.2	h	Oficial 1ª electricista	10,00	19,11 €	191,10 €
2.3	h	Ayudante electricista	10,00	17,50 €	175,00 €
2.4	%	Costes directos complementarios	3,00	4.020,89 €	120,63 €
<b>3</b>	<b>Ud</b>	<b>Regulador de carga de baterías plomo-ácido totalmente instalado y comprobado</b>	<b>9</b>	<b>912,56 €</b>	<b>8.213,04 €</b>
3.1	Ud	Regulador maximizador con algoritmo MPPT, la tensión e intensidad de entrada son 600 V y 35 A, las de baterías son 48 V y 80 A – Modelo XW MPPT 80 600 o equivalente	1	849,37 €	849,37 €
3.2	h	Oficial 1ª electricista	1,00	19,11 €	19,11 €
3.3	h	Ayudante electricista	1,00	17,50 €	17,50 €
3.4	%	Costes directos complementarios	3,00	885,98 €	26,58 €

<b>4</b>	<b>Ud</b>	<b>Acumulador estacionario OPzS de plomo-ácido instalado y comprobado</b>	<b>72</b>	<b>527,65 €</b>	<b>37.990,80 €</b>
4.1	Ud	Vaso de 2 V OPzS de C <sub>10</sub> =2290 Ah para formar un banco de baterías de 48 V – Modelo PVS 3230 o equivalente	1	493,97 €	493,97 €
4.2	h	Oficial 1ª electricista	0,50	19,11 €	9,56 €
4.3	h	Ayudante electricista	0,50	17,50 €	8,75 €
4.4	%	Costes directos complementarios	3,00	512,28 €	15,37 €

## Capítulo 2. Bomba y variador de frecuencia

Nº	Ud	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
<b>5</b>	<b>Ud</b>	<b>Variador de frecuencia de 110 kW con filtro LC, PLC y módem. Totalmente instalado, programado y comprobado</b>	<b>1</b>	<b>10.189,83 €</b>	<b>10.189,83 €</b>
5.1	Ud	Variador de frecuencia de 110 kW con rango de tensión en el bus de continua de 270-800 V, corriente máxima de 210 A y control de bombeo máximo según radiación; se incluye filtro LC, PLC y módem – Modelo ACSM1-04AS-210A-4 o equivalente	1	9.673,38 €	9.673,38 €
5.2	h	Oficial 1ª electricista	6,00	19,11 €	114,66 €
5.3	h	Ayudante electricista	6,00	17,50 €	105,00 €
5.4	%	Costes directos complementarios	3,00	9.893,04€	296,79 €
<b>6</b>	<b>Ud</b>	<b>Bomba sumergible de 110 kW para la extracción de agua en el pozo a 145 m instalada y comprobada</b>	<b>1</b>	<b>13.994,15 €</b>	<b>13.994,15 €</b>
6.1	Ud	Bomba sumergible radial con motor trifásico de 110 kW, caudal y altura nominales de 173 m <sup>3</sup> /h y 170 m.c.a, tensión y velocidad nominal de 400 V y 2900 rpm, se incluye válvula antirretorno – Modelo SXT 160/10 o equivalente	1	11.873,03 €	11.873,03 €
6.2	h	Oficial 1ª electricista	4,00	19,11 €	76,44 €
6.3	h	Ayudante electricista	4,00	17,50 €	70,00 €
6.4	h	Oficial 1ª fontanero	3,00	19,11 €	57,33 €
6.5	h	Ayudante fontanero	3,00	17,50 €	52,50 €
6.6	h	Oficial 1ª construcción de obra civil	5,00	18,56 €	92,80 €
6.7	h	Ayudante construcción de obra civil	5,00	17,53 €	87,65 €
6.8	h	Camión con grúa	5,00	255,36 €	1.276,80 €
6.9	%	Costes directos complementarios	3,00	13.586,55 €	407,60 €



### Capítulo 3. Cableado

Nº	Ud	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
<b>7</b>	<b>m</b>	<b>Cableado en bandeja perforada al aire de los strings hasta el cuadro de superficie, totalmente instalado y comprobado</b>	<b>720</b>	<b>6,53 €</b>	<b>4.701,60 €</b>
7.1	m	Cable unipolar de cobre tipo ZZ-F 0,6/1 kV de 6 mm <sup>2</sup> – Modelo P-SUN CPRO o equivalente	2,00	0,72 €	1,44 €
7.2	m	Bandeja perforada de 60x75 mm con soportes de PVC para conducción de cables eléctricos	0,50	6,18 €	3,09 €
7.3	h	Oficial 1ª electricista	0,05	19,11 €	0,95 €
7.4	h	Ayudante electricista	0,05	17,50 €	0,86 €
7.5	%	Costes directos complementarios	3,00	6,34 €	0,19 €
<b>8</b>	<b>m</b>	<b>Cableado enterrado bajo tubo entre el cuadro del string y los reguladores de carga instalado y comprobado</b>	<b>400</b>	<b>7,97 €</b>	<b>3.188,00 €</b>
8.1	m	Cable unipolar de cobre tipo RV-K 0,6/1 kV de 16 mm <sup>2</sup>	2,00	2,04 €	4,08 €
8.2	h	Oficial 1ª electricista	0,10	19,11 €	1,91 €
8.3	h	Ayudante electricista	0,10	17,50 €	1,75 €
8.4	%	Costes directos complementarios	3,00	7,74 €	0,23 €
<b>9</b>	<b>m</b>	<b>Cableado al aire en bandeja perforada entre los reguladores de carga y el cuadro de protección de las baterías</b>	<b>27</b>	<b>15,58 €</b>	<b>420,66 €</b>
9.1	m	Cable unipolar de cobre tipo RV-K 0,6/1 kV de 50 mm <sup>2</sup>	2,00	6,28 €	12,56 €
9.2	h	Oficial 1ª electricista	0,07	19,11 €	1,34 €
9.3	h	Ayudante electricista	0,07	17,50 €	1,23 €
9.4	%	Costes directos complementarios	3,00	15,13 €	0,45 €
<b>10</b>	<b>m</b>	<b>Cableado al aire en bandeja perforada entre los reguladores de carga y el embarrado de continua totalmente instalado y comprobado</b>	<b>18</b>	<b>6,07 €</b>	<b>109,26 €</b>
10.1	m	Cable unipolar de cobre tipo RV-K 0,6/1 kV de 16 mm <sup>2</sup>	2,00	2,04 €	4,08 €
10.2	h	Oficial 1ª electricista	0,05	19,11 €	0,95 €
10.3	h	Ayudante electricista	0,05	17,50 €	0,86 €
10.4	%	Costes directos complementarios	3,00	5,89 €	0,18 €
<b>11</b>	<b>m</b>	<b>Cableado al aire en bandeja perforada entre el embarrado de continua y el variador de frecuencia debidamente instalado y comprobado</b>	<b>5</b>	<b>33,59 €</b>	<b>167,95 €</b>
11.1	m	Cable unipolar de cobre tipo RV-K 0,6/1 kV de 120 mm <sup>2</sup>	2,00	14,11 €	28,22 €

Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica

11.2	h	Oficial 1ª electricista	0,12	19,11 €	2,29 €
11.3	h	Ayudante electricista	0,12	17,50 €	2,10 €
11.4	%	Costes directos complementarios	3,00	32,61 €	0,98 €
<b>12</b>	<b>m</b>	<b>Cableado sumergido entre el variador de frecuencia y el motor trifásico totalmente instalado y comprobado</b>	<b>150</b>	<b>43,79 €</b>	<b>6.568,50 €</b>
12.1	m	Cable unipolar de cobre tipo DN-F bombas sumergidas 0,6/1 kV de 95 mm <sup>2</sup>	3,00	11,73 €	35,19 €
12.2	h	Oficial 1ª electricista	0,20	19,11 €	3,82 €
12.3	h	Ayudante electricista	0,20	17,50 €	3,50 €
12.4	%	Costes directos complementarios	3,00	42,51€	1,28 €

### Capítulo 4. Protecciones

Nº	Ud	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
<b>13</b>	<b>Ud</b>	<b>Cuadro de superficie para 4 strings totalmente instalado y comprobado</b>	<b>9</b>	<b>239,94 €</b>	<b>2.159,46 €</b>
13.1	Ud	Módulo de poliéster 380x380x225 mm, IP 65 con placa de montaje aislante y prensaestopas	1	15,41 €	15,41 €
13.2	Ud	Protector contra sobretensiones de corriente continua de clase 2 hasta 1000 V <sub>DC</sub> y descarga de 40 kA	1	38,14 €	38,14 €
13.3	Ud	Interruptor seccionador de corriente continua de 40 A y 900 V <sub>DC</sub> con mando manual	1	84,32 €	84,32 €
13.4	Ud	Base unipolar cerrada cilíndrica portafusible de 20 A y fusible 10x38 de 16 A 900 V <sub>DC</sub> – Clase gPV 10x38 1000 V <sub>DC</sub> 16 A o equivalente	8	5,02 €	40,16 €
13.5	h	Oficial 1ª electricista	1,50	19,11 €	28,67 €
13.6	h	Ayudante electricista	1,50	17,50 €	26,25 €
13.7	%	Costes directos complementarios	3,00	232,95 €	6,99 €
<b>14</b>	<b>Ud</b>	<b>Cuadro para la protección de las baterías y reguladores, instalado y comprobado</b>	<b>1</b>	<b>1.674,10 €</b>	<b>1.674,10 €</b>
14.1	Ud	Caja para protecciones y conexionado eléctrico de plástico con IP 40, dimensiones 600x400x200 mm, para empotrar	1	54,10 €	54,10 €
14.2	Ud	Interruptor seccionador de corriente continua de 320 A y 125 V <sub>DC</sub> con mando rotativo – Modelo Compact INS320 o equivalente	3	448,10 €	1.344,30 €
14.3	Ud	Base unipolar cerrada cilíndrica portafusibles y fusible 22x58 de 100 A y 125 V <sub>DC</sub> – Clase gG 22x58 125 V <sub>DC</sub> 100 A o equivalente	18	8,54 €	153,72 €
14.4	h	Oficial 1ª electricista	2,00	19,11 €	38,22 €
14.5	h	Ayudante electricista	2,00	17,50 €	35,00 €
14.6	%	Costes directos complementarios	3,00	1.625,34 €	48,76 €

Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica

<b>15</b>	<b>Ud</b>	<b>Cuadro para las protecciones en corriente alterna instalado y comprobado</b>	<b>1</b>	<b>1.794,33 €</b>	<b>1.794,33 €</b>
15.1	Ud	Caja para protecciones y conexionado eléctrico de plástico con IP 30, dimensiones 400x400x200 mm, para empotrar	1	29,27 €	29,27 €
15.2	Ud	Interruptor automático de caja moldeada de tres polos y 36 kA de poder de corte, tensión y corriente nominal de 400 V y 250 A, se incluye unidad de control TM-D – Modelo NSX250F TM250D o equivalente	1	1.250,79 €	1.250,79 €
15.3	Ud	Relé diferencial con ajuste de temporización y disparo diferencial, tensión nominal de 400 V – Modelo RH99M o equivalente	1	388,79 €	388,79 €
15.4	h	Oficial 1ª electricista	2,00	19,11 €	38,22 €
15.5	h	Ayudante electricista	2,00	17,50 €	35,00 €
15.6	%	Costes directos complementarios	3,00	1.742,07 €	52,26 €
<b>16</b>	<b>Ud</b>	<b>Puesta a tierra de configuración 8/82 del método UNESA, uniones mediante soldadura aluminotérmica, incluyendo registro de comprobación y puente de prueba instalada y comprobada</b>	<b>8</b>	<b>106,45 €</b>	<b>851,60 €</b>
16.1	Ud	Pica de acero cobrizado para toma de tierra de 2 m de longitud y 14,2 mm de diámetro	1	6,80 €	6,80 €
16.2	m	Conductor de cobre desnudo de 50 mm <sup>2</sup>	2,63	2,81 €	7,39 €
16.3	Ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro	1	55,00 €	55,00 €
16.4	Ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	1	25,00 €	25,00 €
16.5	h	Oficial 1ª electricista	0,25	19,11 €	4,78 €
16.6	h	Ayudante electricista	0,25	17,50 €	4,38 €
16.7	%	Costes directos complementarios	3,00	103,35 €	3,10 €

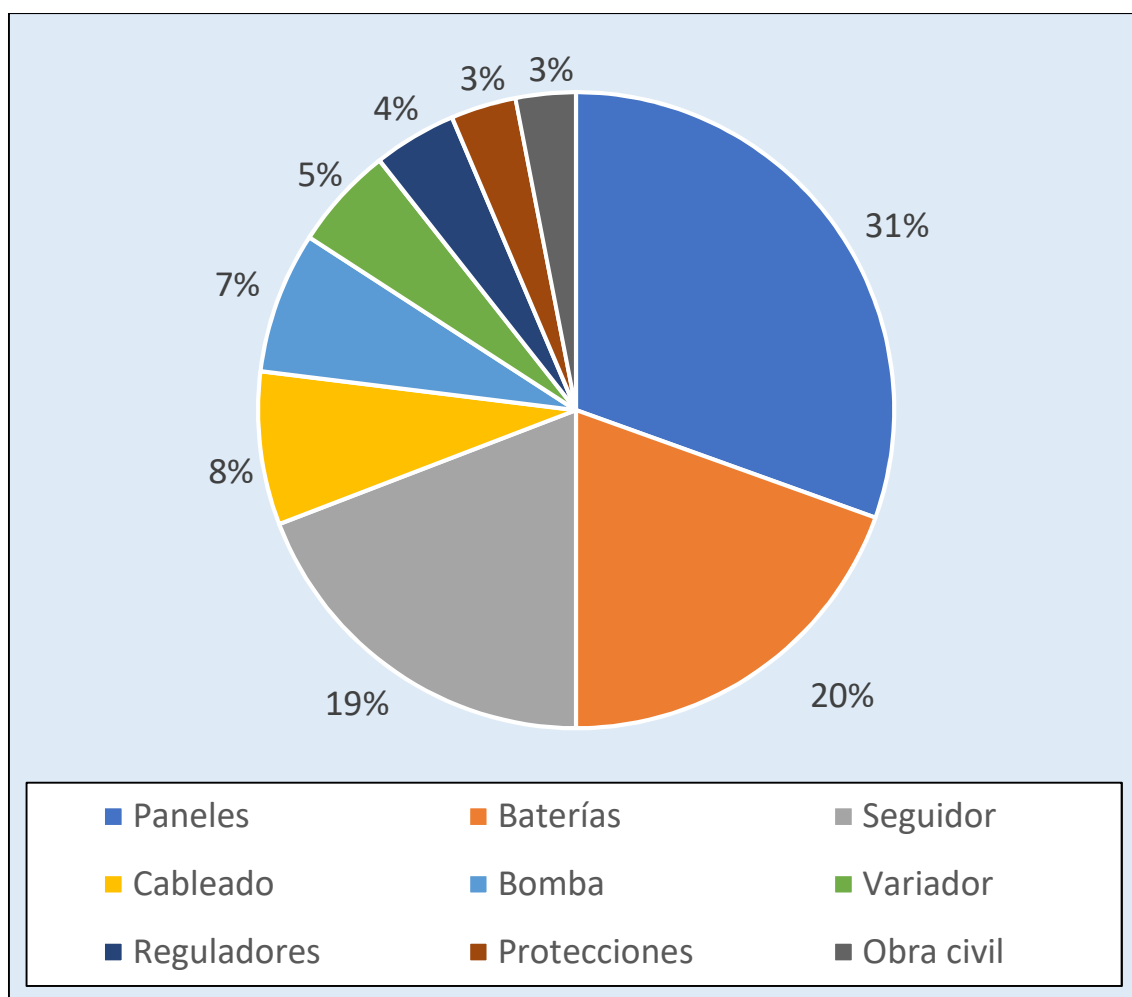
## Capítulo 5. Obra civil

Nº	Ud	Concepto	Rend.	Precio unitario	Importe
<b>17</b>	<b>m</b>	<b>Zanja con canalización para el cableado enterrado bajo tubo entre el cuadro del <i>string</i> y los reguladores de carga, totalmente ejecutada y acabada</b>	<b>120</b>	<b>39,57 €</b>	<b>4.748,40 €</b>
17.1	m	Zanja de 1 m de profundidad y 0,6 m de ancho, con excavación mecánica y espacio para albergar 3 tubos de PVC de Ø110 mm	1,00	18,35 €	18,35 €
17.2	m	Tubo curvable de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 90 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada	3,00	3,96 €	11,88 €
17.3	h	Equipo y maquinaria para la realización, relleno y compactación zanja	0,10	15,00 €	1,50 €
17.4	h	Oficial 1ª construcción	0,10	18,56 €	1,86 €
17.5	h	Peón ordinario construcción	0,10	17,28 €	1,73 €
17.6	%	Costes directos complementarios	3,00	38,42 €	1,15 €
<b>18</b>	<b>Ud</b>	<b>Arquetas de registro para la conexión del cableado de la zanja, totalmente ejecutada y acabada</b>	<b>12</b>	<b>100,70 €</b>	<b>1.208,40 €</b>
18.1	Ud	Arqueta de registro de 60x60 cm para conexionado de electricidad en exteriores, realizada de hormigón en masa	1	94,18 €	94,18 €
18.2	h	Oficial 1ª construcción	0,10	18,56 €	1,86 €
18.3	h	Peón ordinario construcción	0,10	17,28 €	1,73 €
18.4	%	Costes directos complementarios	3,00	97,77 €	2,93 €

## Resumen del presupuesto

Capítulo	Descripción	Importe
1	Instalación fotovoltaica	142.801,92 €
2	Bomba y variador de frecuencia	24.183,98 €
3	Cableado	15.155,97 €
4	Protecciones	6.479,49 €
5	Obra civil	5.956,80 €
<b>TOTAL DEL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>		<b>194.578,16 €</b>

El presupuesto de ejecución material de este proyecto asciende a la expresada cantidad de CIENTO NOVENTA Y CUATRO MIL QUINIENTOS SETENTA Y OCHO EUROS CON DIECISÉIS CÉNTIMOS (194.578,16 €).



**Figura 1.** Resumen del presupuesto con porcentajes.



# Documento 4

## Pliego de Condiciones





## 1. Objeto y especificaciones generales

El presente Pliego de Condiciones establece las condiciones técnicas, económicas, administrativas y legales para llevar a término el desarrollo, puesta en marcha y ejecución de este proyecto. Pretende servir de guía para los instaladores, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología. Este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se basa principalmente en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de la Red del IDAE, que incluye todos los principios para la elaboración de la instalación fotovoltaica.

Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.

El ámbito de aplicación de este PCT se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones. Constituyen las especificaciones contenidas en este el conjunto de normas que habrán de regir en las obras objeto del proyecto y que serán de aplicación. En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Instrucciones técnicas complementarias ITC BT, que se aplican en cada caso y en especial la ITC BT-40.
- Normas UNE de aplicación.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.
- Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.
- Normativa autonómica de aplicación y las ordenanzas municipales.
- Cualquier otra disposición legal que resulte de aplicación.

Las omisiones en los planos y el PTC, o las derivaciones erróneas de los detalles de la obra que sean indispensables para llevar a cabo la intención expuesta, o que por uso y costumbre deben ser realizados, no eximen al Contratista de la obligación de ejecutar estos detalles de obra omitidos o erróneamente descritos, estos deberán ser ejecutados como si hubiesen sido completos y correctamente especificados en los planos y el PTC.

## 2. Diseño

### 2.1. Orientación, inclinación y sombras

Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la **tabla 1**.

Pérdidas de radiación del generador	Valor máximo permitido (%)
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

**Tabla 1.** Pérdidas.

En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen estas las condiciones, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

### 2.2. Sistema de monitorización

El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Tensión y corriente CC del generador.
- Contador volumétrico de agua.
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de estas se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A”, Report EUR 16338 EN.

### **3. Componentes y materiales**

La instalación deberá cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente. Se utilizarán los componentes que se ajusten a las características técnicas descritas en el anexo de la memoria.

Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a  $50 V_{RMS}$  o  $120 V_{CC}$ . Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante). Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de estos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

### 3.1. Generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV. Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado. El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

Parámetros eléctricos	
Potencia pico (0/+5 W)	290 W
Eficiencia	14,91 %
Corriente pico (I <sub>mp</sub> )	8,07 A
Tensión pico (V <sub>mp</sub> )	35,93 V
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	8,67 A
Tensión circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	44,67 V
Parámetros térmicos	
Coeficiente de T <sup>2</sup> I <sub>sc</sub> (α)	0,04 %/°C
Coeficiente de T <sup>2</sup> V <sub>oc</sub> (β)	-0,32 %/°C
Coeficiente de T <sup>2</sup> P (γ)	-0,43 %/°C
Parámetros físicos	
Dimensiones (mm ± 2 mm)	1965 x 990 x 40
Peso (kg)	22,5
Tipo de célula	Policristalina
Células en serie	72 (6x12)
Rango de funcionamiento	
Temperatura	-40 °C a +85 °C
Máxima tensión admisible / protección	1000 V / Clase II
Máxima velocidad del viento (km/h)	130
Máxima corriente inversa (A)	15,1

**Tabla 2.** Características técnicas que se debes ajustar los módulos instalados.

En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 5\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.

Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación. Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

### 3.2. Estructura de soporte

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen. La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE). El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de esta.

La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable. Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.

Si esta construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química. Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

### 3.3. Acumuladores de plomo-ácido

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente. Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica

La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 70 %. La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes. La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Polaridad de los terminales.
- Capacidad nominal (Ah).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

### 3.3. Reguladores de carga

Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente. Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la

línea de consumo. Además, debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida. La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de  $-4\text{mV}/^{\circ}\text{C}$  a  $-5\text{ mV}/^{\circ}\text{C}$  por vaso, y estar en el intervalo de  $\pm 1\%$  del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros como, por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.



- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria de Solicitud.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía. El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Corriente máxima (A).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad de terminales y conexiones.

### 3.4. Variador de frecuencia

El variador de frecuencia se conectará a la salida del consumo del regulador de carga. Además, será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura especificado por el fabricante.

El variador deberá ser colocado debidamente en un lugar que cumpla con las especificaciones del fabricante para que trabaje dentro del rango de temperatura. Se evitarán las recirculaciones del aire caliente que sale de este.

### 3.5. Sistema de bombeo de agua

Se utilizará un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada, ya que se excede la potencia nominal de 500 W.

La bomba estará protegida frente a una posible falta de agua, ya sea mediante un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel u otro dispositivo dedicado a tal función.

Las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil proporcionada por la motobomba.

Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraíble del pozo cuando el generador fotovoltaico trabaja en CEM. Es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización de este.

### 3.6. Cableado

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente. Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea

Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica

inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo con la normativa vigente. Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

### 3.7. Protecciones y puesta a tierra

Se contará con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos. El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de esta.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

## 4. Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.

## Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica

Las pruebas para realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasarán a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario. Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional. No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

## 5. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

### 5.1. Programa de mantenimiento

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años. El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes. El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Variador de frecuencia: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.

Diseño de una instalación de bombeo con suministro mediante energía solar fotovoltaica

- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

## 5.2. Garantías

### Ámbito general de la garantía:

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

### Plazos:

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

### Condiciones económicas:

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante. Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales

necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

Anulación de la garantía:

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

Lugar y tiempo de prestación:

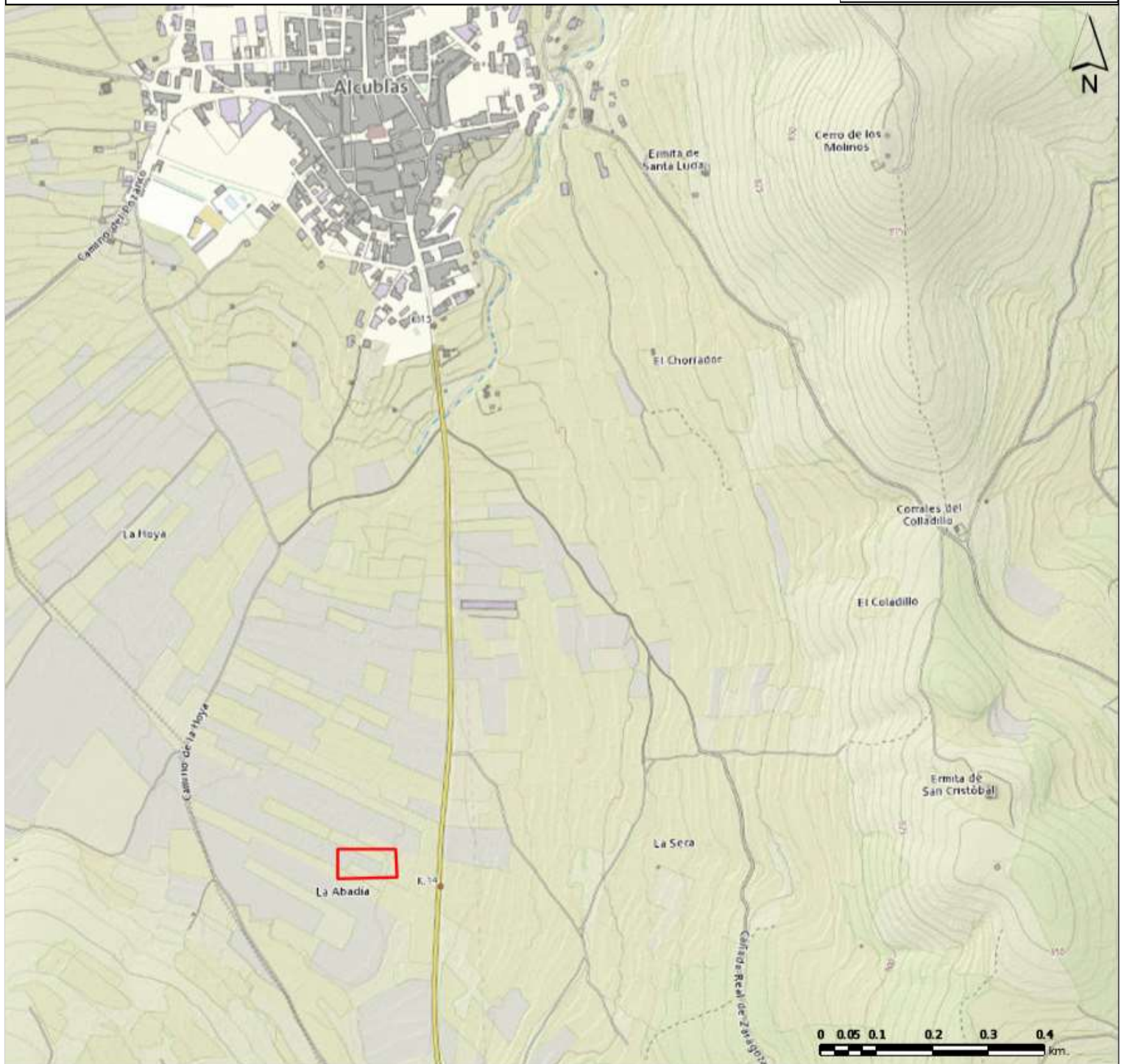
Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante. El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador. El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

Documento 5



Planos

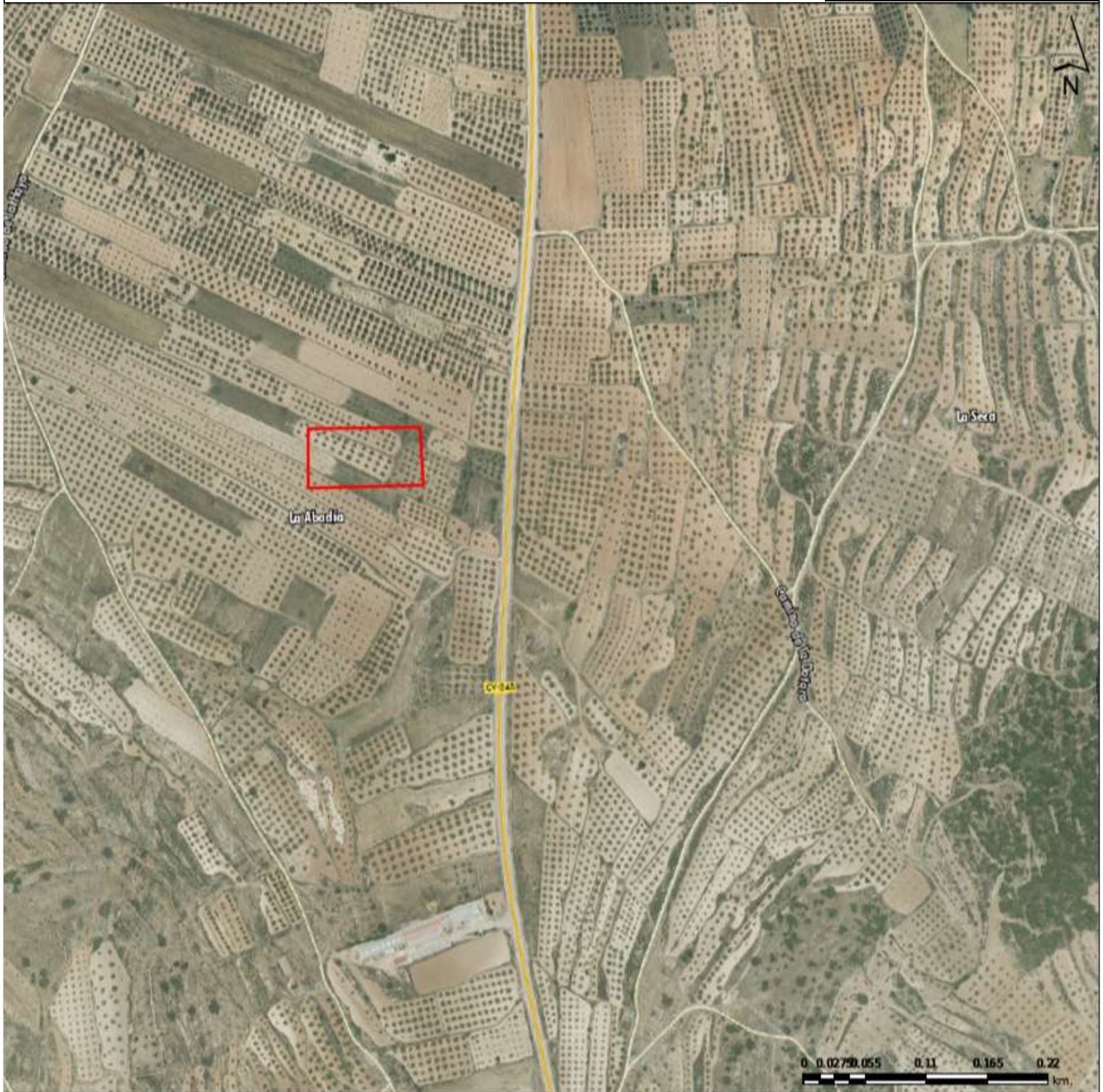




Sistema de Referencia: ETRS89-UTM Huso 30



Coordenadas: X(mín.)=695.626,66 m. Y(mín.)=4.406.128,08 m. X(máx.)=698.026,66 m. Y(máx.)=4.408.028,08 m.

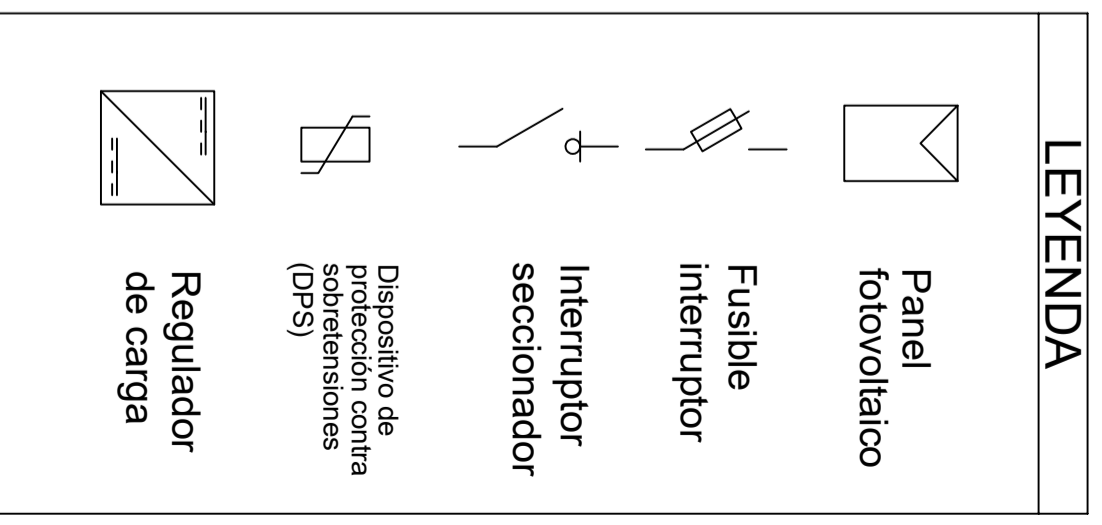
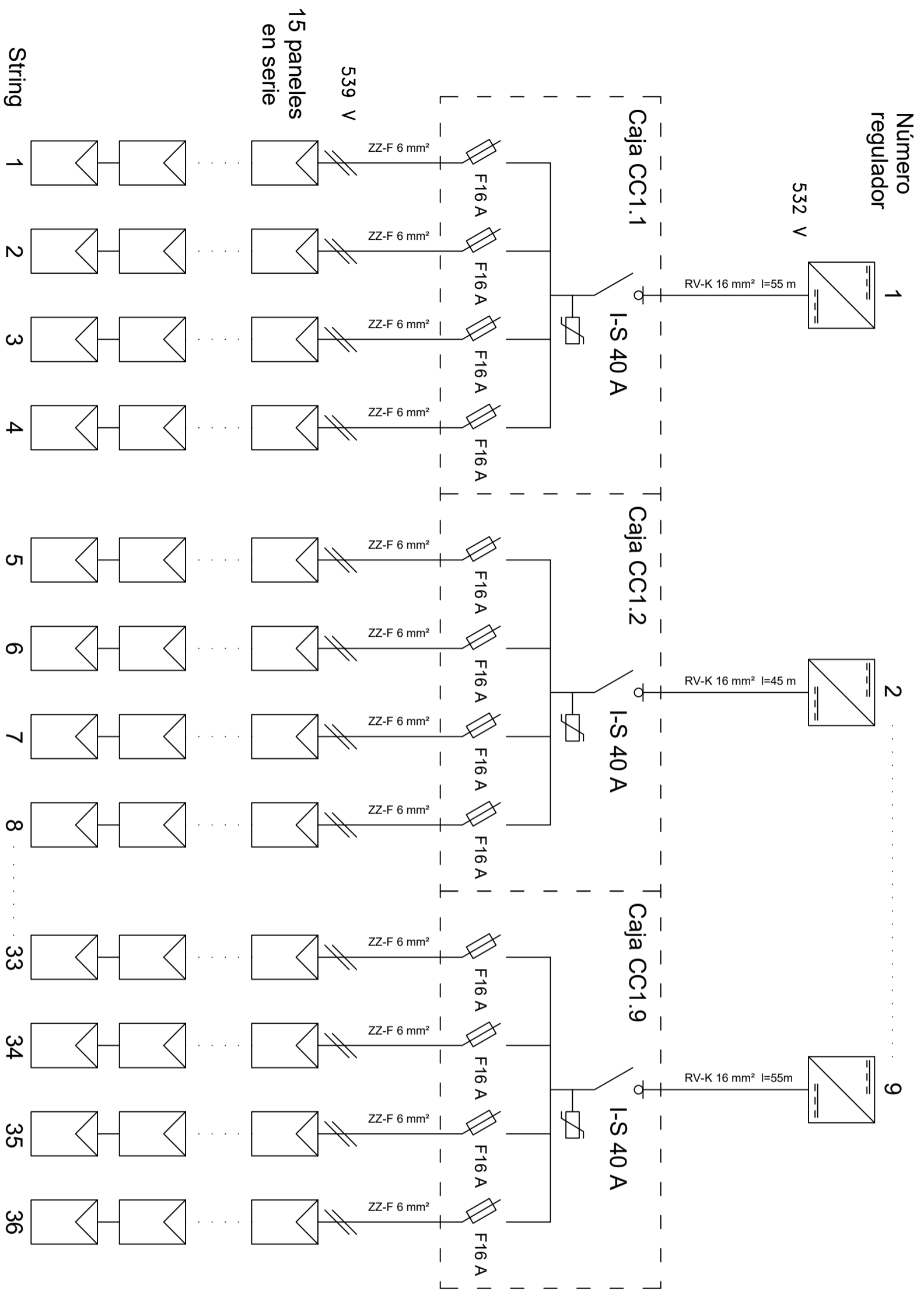
		FIRMA	FECHA	MODIF.	CONCEPTO	FECHA
	DIBUJADO	MIGUEL JESÚS SÁNCHEZ LASHERAS	14-ABR-2019	1		
	COMPROBADO			2		
	TRABAJO FINAL DE GRADO	PROVINCIA: VALENCIA TERMINO MUNICIPAL: ALCUBLAS		DESIGNACION		
	GRADO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA	ESCALA <b>1:10000</b>	HOJA <b>1</b>	<b>SITUACIÓN</b>		



Sistema de Referencia: ETRS89-UTM Huso 30

Coordenadas: X(mín.)=696.145,68 m. Y(mín.)=4.405.936,71 m. X(máx.)=697.345,68 m. Y(máx.)=4.406.886,71 m.

	FIRMA	FECHA	MODIF.	CONCEPTO	FECHA
DIBUJADO	MIGUEL JESÚS SÁNCHEZ LASHERAS	14-ABR-2019	1		
COMPROBADO			2		
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA   Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	TRABAJO FINAL DE GRADO	PROVINCIA: VALENCIA	DESIGNACION <b>EMPLAZAMIENTO</b>		
	GRADO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA	TERMINO MUNICIPAL: ALCUBLAS			
	ESCALA <b>1:5000</b>	HOJA <b>2</b>			



String 1

String 2

String 3

String 4

String 5

String 6

String 7

String 8

String 33

String 34

String 35

String 36

15 paneles en serie

539 V

ZZ-F 6 mm<sup>2</sup>

F16 A

I-S 40 A

Caja CC1.1

Caja CC1.2

Caja CC1.9

RV-K 16 mm<sup>2</sup> l=55 m

RV-K 16 mm<sup>2</sup> l=45 m

RV-K 16 mm<sup>2</sup> l=55 m

532 V

Número regulador

Módulos fotovoltaicos

$P_p = 290 \text{ W}$

$V_p = 35,93 \text{ V}$

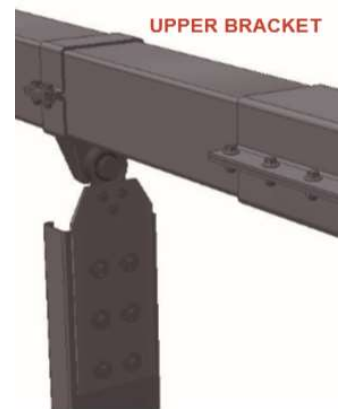
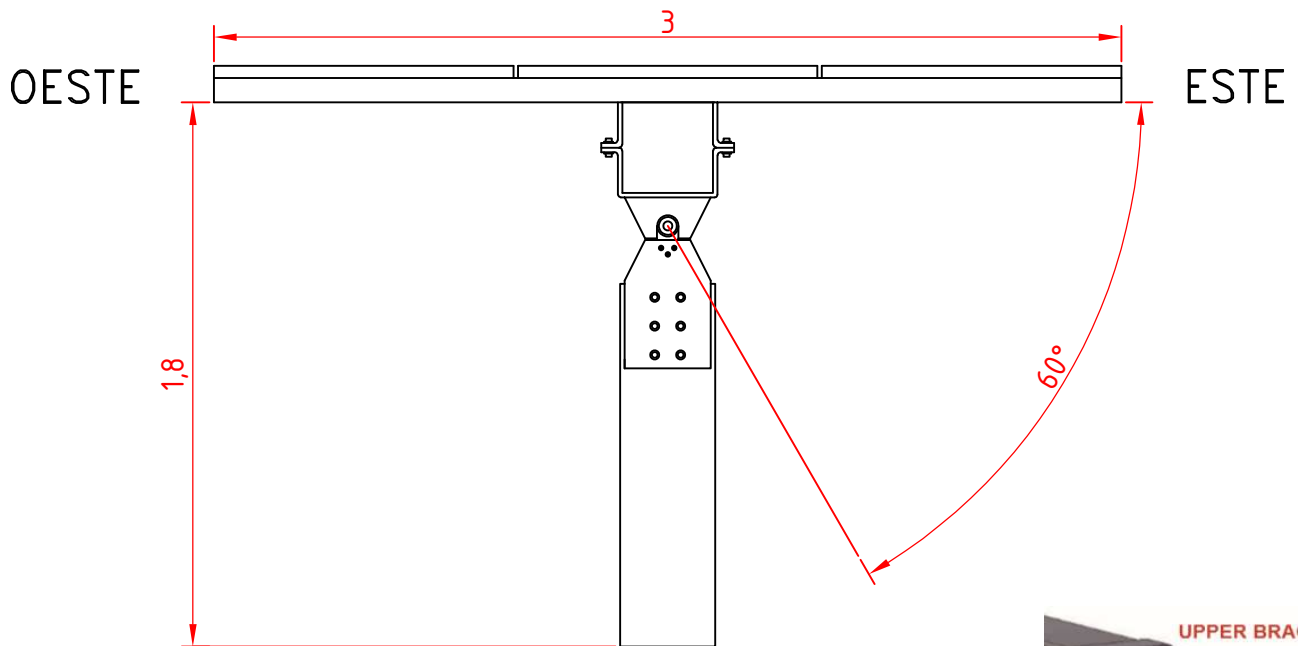
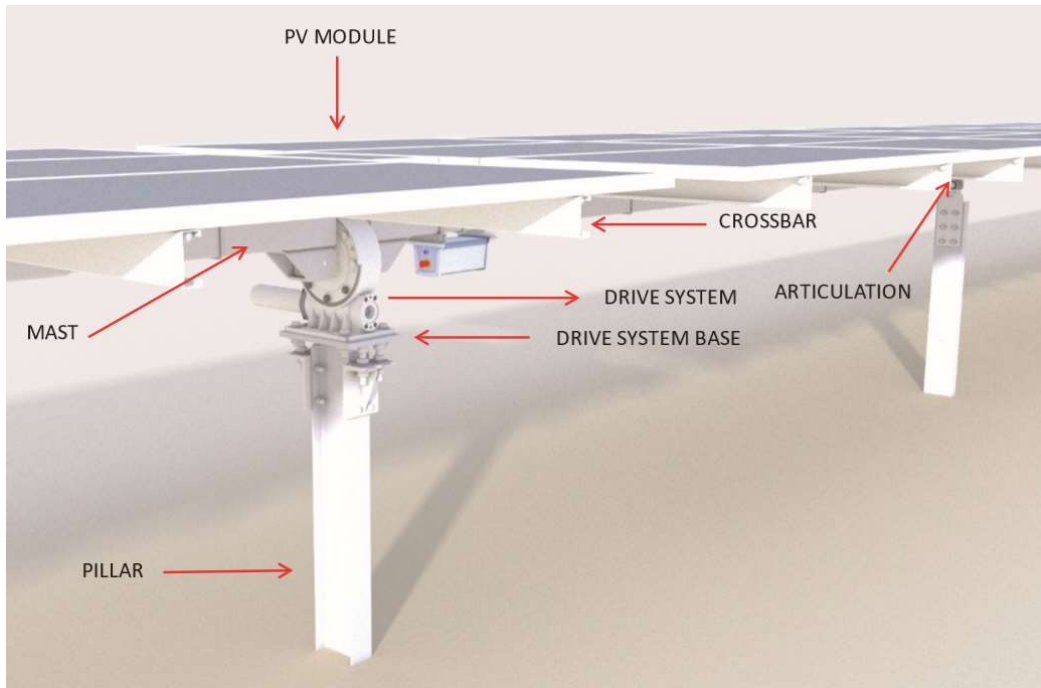
$I_p = 8,07 \text{ A}$



$V_{oc} = 44,67 \text{ V}$

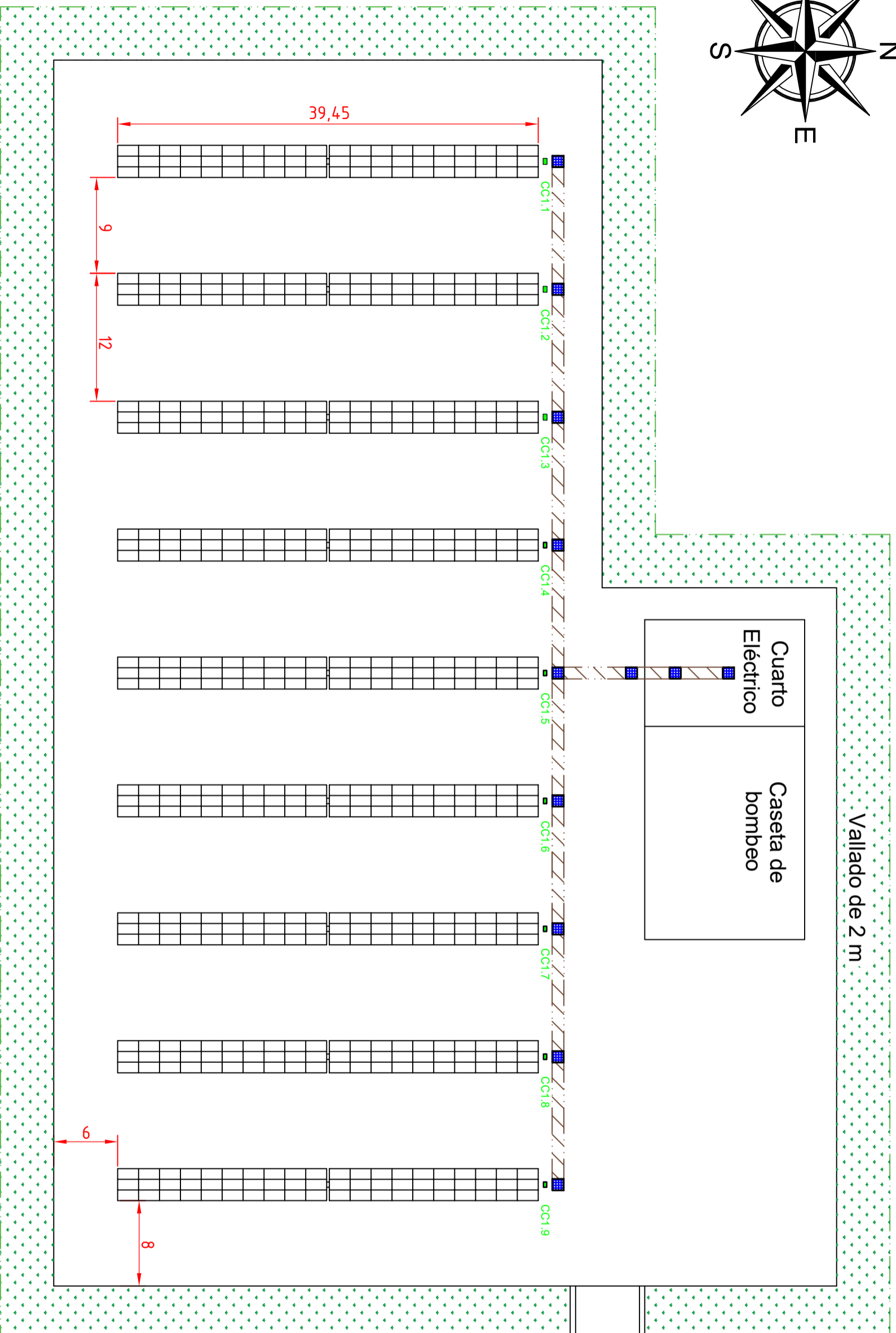
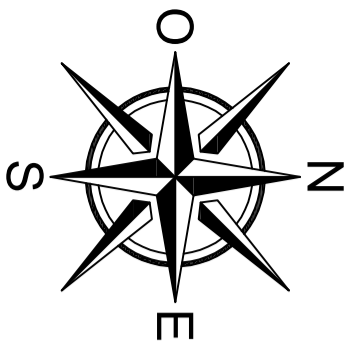
$I_{cc} = 8,67 \text{ A}$

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA Escola Tècnica Superior d'Ingenyeria elèctrica		FIRMA	FECHA
		DIBUJADO	16-ABR-2019
TRABAJO FINAL DE GRADO		MIGUEL JESÚS SANCHEZ LASHERAS	
GRADO DE INGENIERIA ELÉCTRICA		COMPROBADO	
ESCALA		MODIF.	CONCEPTO
HOJA 3		1	
		2	
DESIGNACION		PROVINCIA: VALENCIA	TERMINO MUNICIPAL: ALCUBLAS
ESQUEMA UNIFILAR 1			



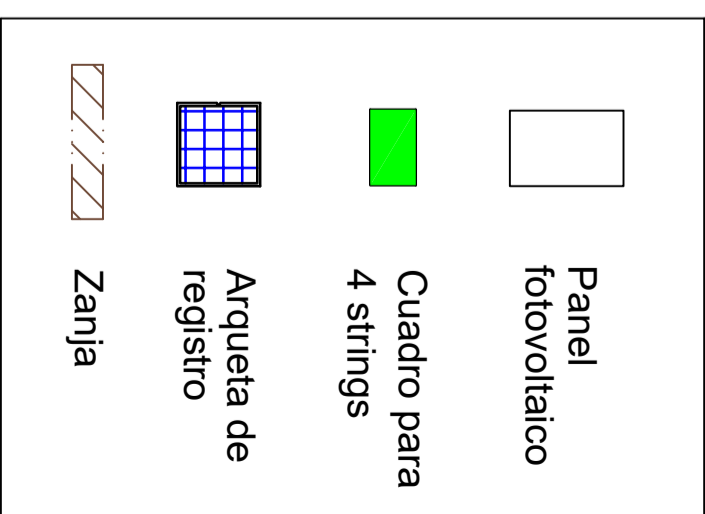




 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		FIRMA	FECHA	MODIF.	CONCEPTO	FECHA
	DIBUJADO	MIGUEL JESÚS SÁNCHEZ LASHERAS	13-ABR-2019	1		
	COMPROBADO			2		
 TRABAJO FINAL DE GRADO GRADO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA	PROVINCIA: VALENCIA TERMINO MUNICIPAL: ALCUBLAS		DESIGNACION <b>ALZADO DEL SEGUIDOR</b>			
	ESCALA <b>1:25</b>	HOJA <b>5</b>				



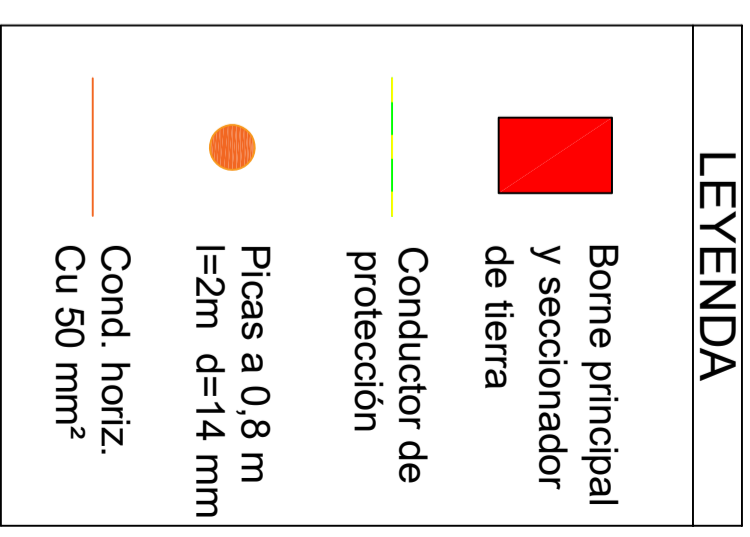
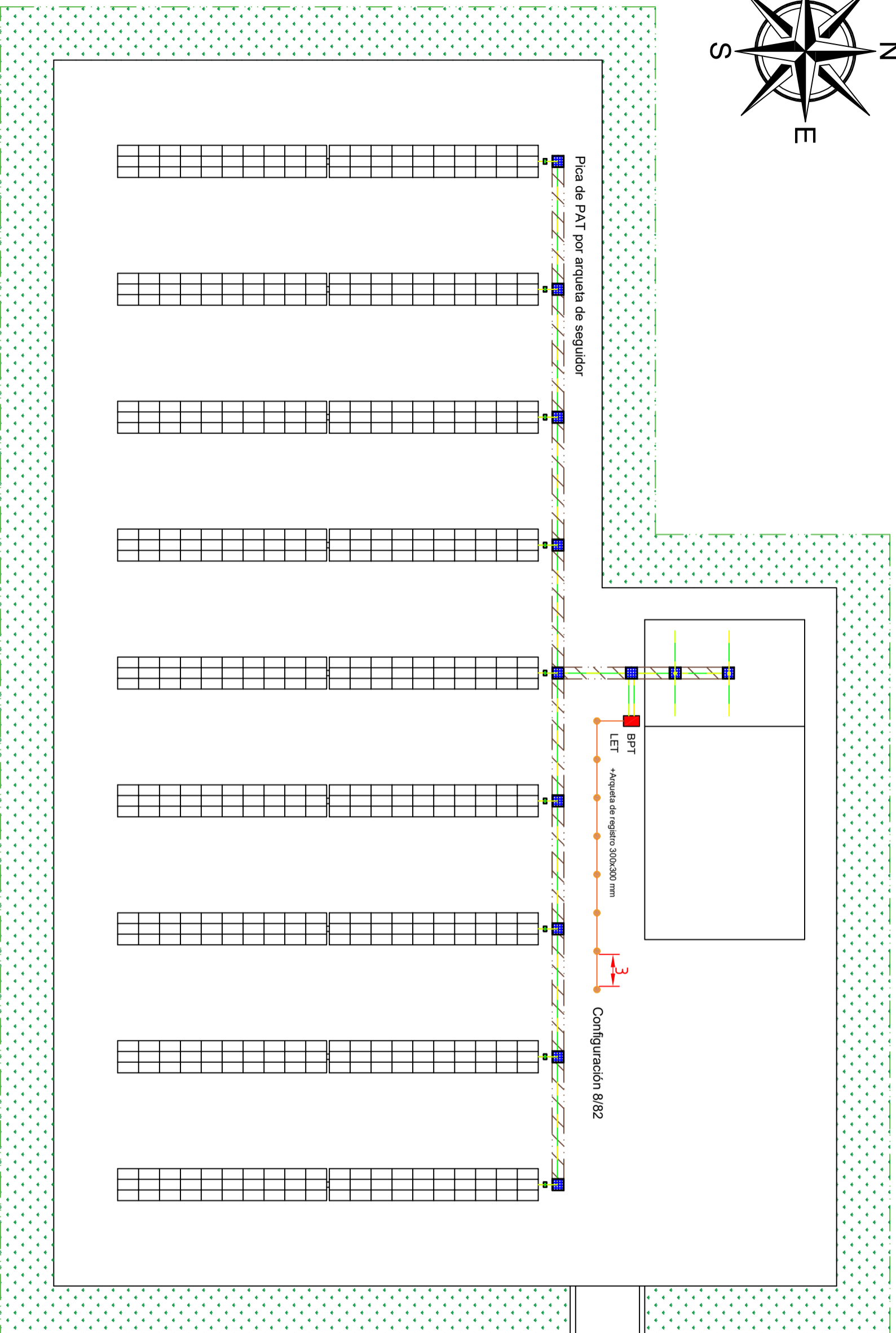
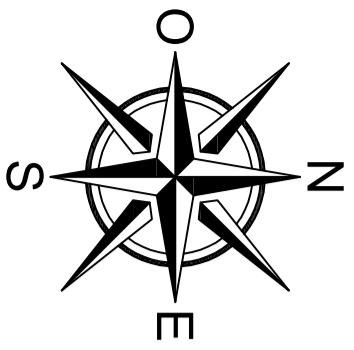
Camino de acceso

### LEYENDA



 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño		FIRMA	FECHA
DIBUJADO	MIGUEL JESÚS SANCHEZ LASHERAS	16-ABR-2019	
COMPROBADO			
MODIF.	CONCEPTO	FECHA	
1			
2			

TRABAJO FINAL DE GRADO	PROVINCIA: VALENCIA	TERMINO MUNICIPAL: ALCUBIAS
GRADO DE INGENIERIA ELÉCTRICA	DESIGNACION	
ESCALA 1:400	PLANTA DE LA PARCELA	
HOLA 6		



 <b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>		 <b>Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño</b>	
FIRMA	FECHA		
DIBUJADO	MIGUEL JESÚS SANCHEZ LASHERAS	22-ABR-2019	
COMPROBADO			
MODIF.	CONCEPTO	FECHA	
1			
2			

TRABAJO FINAL DE GRADO		PROVINCIA: VALENCIA		TERMINO MUNICIPAL: ALCUBIAS	
GRADO DE INGENIERIA ELÉCTRICA		DESIGNACION			
ESCALA		TOMAS DE TIERRA			
1:400	HOLA	7			