



UNIVERSITAT JAUME I

ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES

EXPERIMENTALS

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Instalación de riego con bombeo solar fotovoltaico en Benlloch

TRABAJO FIN DE GRADO

AUTOR

Alejandro Calero Agut

DIRECTOR

Antonio Fabian Vela Gasulla

Castellón, Julio de 2017

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 CONTEXTO HISTÓRICO DEL AGUA.....	1
1.2 CONTEXTO ACTUAL DEL AGUA.....	2
1.3 CONTEXTO HISTÓRICO ENERGIA SOLAR.....	3
1.4 CONTEXTO ACTUAL ENERGIA SOLAR.....	5
2. ELEMENTOS QUE COMPONEN UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR....	8
2.1 CELULAS FOTOVOLTAICAS.....	9
2.2 GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	14
2.3 BOMBA ELÉCTRICA.....	15
2.4 SISTEMA DE ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA.....	17
2.5 SISTEMAS DE ACUMULACIÓN.....	19
3. VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO...20	
SOLAR	
4. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.....	22
5. OBJETO DEL PROYECTO.....	24

CAPÍTULO 2. MEMORIA DE DISEÑO

6. CONDICIONES DE USO DE LA INSTALACIÓN.....	27
6.1 CÁLCULO DE LAS NECESIDADES HÍDRICAS.....	27
6.2 ELECCIÓN DEL VOLUMEN DE ACUMULACIÓN.....	34
7. ESTUDIO SOLAR PREVIO.....	35
7.1 EVALUACIÓN DE LA ENERGIA SOLAR DISPONIBLE Y ORIENTACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	35
7.2 SELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS.....	36
7.3 EFECTO DE SOMBRAS Y DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE MÓDULOS.....	38
8. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	38
8.1 CÁLCULO DE LA ALTURA HIDRÁULICA DE BOMBEO.....	38
8.2 CÁLCULO DE LA ENERGÍA HIDRAULICA Y DE LA POTENCIA....40	
ELÉCTRICA	
8.3 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LA BOMBA.....	41
8.4 CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	42
8.5 SELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA BOMBA	44
8.6 SELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LOS MÓDULOS.....	45

8.7 DISEÑO Y JUSTIFICACIÓN DE LA ESTRUCTURA PARA LOS MÓDULOS.....	47
8.8 DISEÑO DEL CONTROL EXTERNO.....	48
8.9 CÁLCULO Y SELECCIÓN DE LA TUBERIA.....	50
8.10 CÁLCULO DEL CABLEADO DE LA INSTALACIÓN.....	52
8.11 PROTECCIONES.....	55
9. ESTUDIO AGRONÓMICO.....	58
9.1 OBTENCIÓN DEL TIPO Y CANTIDAD DE ABONO.....	58
9.2 DISEÑO DE LOS SECTORES DE RIEGO.....	61
9.3 SIMULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DEL VOLUMEN DE AGUA MEDIANTE EPANET.....	62
10. SIMULACIÓN DEL SISTEMA MEDIANTE SOFTWARE PVSYSY.....	63

CAPÍTULO 3. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

11. INTRODUCCIÓN.....	74
12. REGLAMENTOS Y NORMAS DE APLICACIÓN.....	74
13. ELEMENTOS DEL SISTEMA Y MONTAJE DE LOS MISMOS.....	75
13.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	75
13.2 ESTRUCTURA DE LOS MÓDULOS.....	76
13.3 BOMBA.....	78
13.4 UNIDAD DE CONTROL.....	79
13.5 ACUMULADORES/DEPÓSITOS.....	80
13.6 CABLEADO.....	81
13.7 PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA.....	82
14. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.....	82
15. INSTRUMENTOS DE MEDIDA ESPECÍFICOS.....	83

CAPÍTULO 4. ESTRUCTURA DEL PROYECTO

16. INTRODUCCIÓN.....	86
17. FLUJO DE CAJA.....	86
17.1 INGRESOS ANUALES.....	87
17.1.1 PROYECCIÓN OPTIMISTA.....	90
17.1.2 PROYECCIÓN REALISTA.....	90
17.1.3 PROYECCIÓN PESIMISTA.....	91
17.2 COSTOS FIJOS.....	91
17.3 COSTOS VARIABLES.....	92
17.3.1 ESCENARIO OPTIMISTA.....	93
17.3.2 ESCENARIO REALISTA.....	94
17.3.3 ESCENARIO PESIMISTA.....	95
17.4 INVERSIÓN.....	96
17.5 CAPITAL DE TRABAJO.....	96
17.6 FINANCIAMIENTO MEDIANTE CRÉDITO.....	97

17.6.1	POSIBILIDAD DE PEDIR EL CRÉDITO CON CARENCIA...	98
17.8	CÁLCULO DE FLUJOS DE CAJA.....	101
17.8.1	ESCENARIO OPTIMISTA.....	101
17.8.2	ESCENARIO REALISTA.....	102
17.8.3	ESCENARIO PESIMISTA.....	103
18.	VALOR ACTUAL NETO (VAN) Y PERIODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN (PRI).....	104
18.1	ESCENARIO OPTIMISTA.....	105
18.2	ESCENARIO REALISTA.....	105
18.3	ESCENARIO PESIMISTA.....	106
19.	ANÁLISIS MEDIANTE TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	107
19.1	ESCENARIO OPTIMISTA.....	107
19.2	ESCENARIO REALISTA.....	108
19.3	ESCENARIO PESIMISTA.....	108
	CONCLUSIÓN.....	109

BIBLIOGRAFÍA

ANEXO I: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

ANEXO II: PLANOS

RESUMEN DEL PROYECTO

El bombeo de agua, es una necesidad básica para la población rural o agrícola. Dado que la mayoría de esta población vive en el trópico o el subtrópico, el uso de sistemas solares es una vía muy atractiva para obtener energía. El presente proyecto se realizó con la finalidad de diseñar un sistema adecuado para riego usando energía solar fotovoltaica. La ubicación sería para una parcela situada en Benlloch con una extensión total de 0,9058 hectáreas compuesta de 5 bancales destinados al cultivo de la patata y el tomate.

Se ha pensado que la realización de este proyecto en dicho emplazamiento es idónea porque, actualmente, el agricultor se abastece de una vieja bomba alimentada por un generador diésel, el cual que tiene un gran consumo energético y sin tener la capacidad de satisfacer la demanda necesaria, ya que en las épocas que necesita mayor volumen de agua no es suficiente y necesita importar agua para poder satisfacer sus necesidades hídricas. Es una zona con una gran incidencia solar con disponibilidad de un terreno plano para la colocación de los módulos, es decir, se puede realizar la instalación de una manera relativamente sencilla y sin problemas de sombreado.

Se decidió cambiar el sistema de riego antiguo, a riego por goteo, dado que es más eficaz y eficiente, regando los cinco sectores o bancales de forma consecutiva, ya que dadas las características del producto a plantar se ha diseñado el sembrado para el mismo día del año y el periodo de crecimiento hasta la cosecha tanto de la patata como del tomate es el mismo, entonces, siempre se regarán ambos productos consecutivamente hasta el momento de la recolecta.

Con lo anterior, y gracias al software CROPWAT 8.0 se determinan las necesidades de agua mes por mes que va a demandar la plantación. Mediante el software PVSYST se ha hecho el diseño y cálculo de la parte del sistema fotovoltaico que se observa que coinciden con los cálculos teóricos y finalmente con el software EPANET se han obtenido los cálculos de presiones y caudales del sistema, para asegurarnos que el sistema va a funcionar correctamente.

CAPÍTULO I:
MEMORIA
DESCRIPTIVA

1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO HISTÓRICO DEL AGUA

Las civilizaciones más antiguas de la historia crecieron en las llanuras de los grandes ríos: Amarillo (China), Tigris y Éufrates (en la antigua Mesopotamia, el actual Irak), Nilo (en Egipto) e Indo (en Pakistán).

En aquellas sociedades no tenían problemas de agua, ya que era abundante y ampliamente utilizada en la agricultura, sector que por entonces era el más significativo.

Sin embargo, no todos los asentamientos humanos estaban cerca de grandes recursos hídricos y tuvieron que crear mecanismos para la obtención de agua, como el caso de Irán, los cuales diseñaron e implantaron en el siglo V a.C los llamados “qanats”, que permiten la extracción de aguas subterráneas mediante un sistema de galerías muy sofisticado.

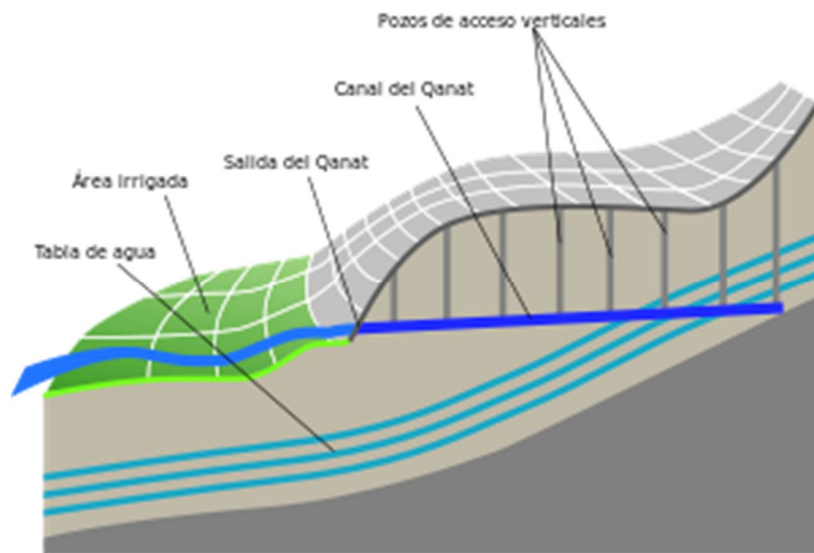


Fig 1: Qanat. Fuente: Wikipedia

También excavaban pozos, donde desviaban el curso de los ríos construyendo embalses con canales de drenaje y sistemas de distribución de agua para riego agrícola.

Así pues, a lo largo de la historia, el hombre ha evitado y ha hecho frente a obstáculos ambientales, como las sequías e inundaciones, y al inexorable crecimiento de la población adoptando medidas para controlar o dominar el agua.

1.2 CONTEXTO ACTUAL DEL AGUA

Pese a que se denomina “Planeta Azul” debido a su aparente cantidad de agua que lo compone, la escasez de agua potable es un problema grave en el mundo.

De toda esta agua que lo forma, la gran cantidad (97,5% de la total) es agua salada. Por lo tanto solo se puede aprovechar directamente como potable el 2,5% de la total.

De este pequeño porcentaje, el 68,9% se encuentra en forma de hielo en los polos, o nieves en las altas cumbres. El 30,5% se encuentra bajo tierra, en los llamados ríos subterráneos, como humedad en el terreno o como pantanos líquidos.

Por consiguiente, el volumen de agua a la que se tiene fácil acceso (lagos y ríos) es el menor de todos, ya que representa solo el 0,3% del total del agua potable. Si además tenemos en cuenta la contaminación o contaminación que se puede encontrar en dichas aguas y el aumento exponencial de la población a nivel mundial, no es tan descabellado que los expertos hablen de una crisis mundial en el 2030 debida a la escasez de agua.

A continuación veremos qué pasaría si juntáramos el agua existente en todo el “Planeta Azul” y la comparáramos con la extensión del mismo planeta.

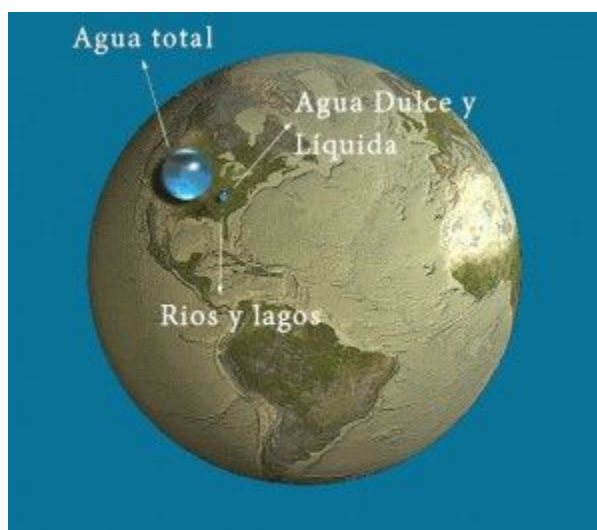


Fig 2: Comparación del agua en la tierra frente a su extensión total. Fuente: <http://www.hidrologiasostenible.com>

Otros factores como la deforestación, los cambios climáticos, la ineficiencia de los métodos tradicionales de riego o la falta de conciencia de los usuarios por el uso de agua corriente pueden contribuir a la disminución del volumen de agua disponible.

Un tema del cual se habla poco pero es muy trascendental es la adquisición del agua, tan abundante y malgastado en unos países y tan buscado en otros. Las

grandes potencias mundiales quieren hacerse con este preciado recurso para convertirse en los vendedores casi exclusivos para comercializar libremente. Históricamente ha habido y se visualizan guerras (tanto militares como económicas) en países por los que los ríos atraviesan varios países entre su nacimiento y desembocadura (como puede ser el caso del río Nilo en África o lagos compartidos por dos o más países como los grandes entre la frontera de EEUU y Canadá).

1.3 CONTEXTO HISTÓRICO DE LA ENERGÍA SOLAR

La utilización de sistemas energéticos mediante la luz solar es algo que ya usaban las antiguas civilizaciones romanas, chinas y griegas mediante espejos curvos, la mayoría de estas para aplicaciones bélicas, ya que su objetivo era focalizar los rayos provenientes del Sol sobre un objeto para hacerlo arder. Esta podría ser la aplicación más similar a la solar térmica que conocemos actualmente.

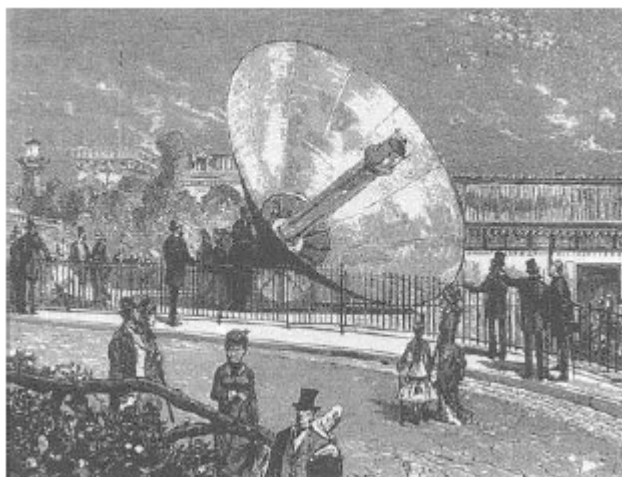


Fig 3: Refectorio del siglo XVIII. Fuente: Wikipedia

En el siglo XVIII apareció, gracias a De Saussure, la primera forma de concentrar el calor del Sol, mediante la construcción de un invernadero en miniatura, conocido como caja caliente. A partir de cinco cajas cuadradas de vidrio, las cuales van disminuyendo de tamaño desde 12 pulgadas hasta 2 pulgadas de alto. Esta caja caliente se convirtió en el prototipo para los colectores solares. A finales del siglo XIX estos colectores eran capaces de suministrar la energía, en forma de vapor, necesaria para mover diversas maquinarias, en ese periodo se realizaron las primeras instalaciones de bombeo solar

En 1860, el ingeniero francés Augustin Mouchot, comenzó sus estudios sobre la energía solar. Sus experimentos, plasmados en el libro “La chaleur Solaire”, buscaban la capacidad calorífica proveniente del Sol para evaporar agua en recipientes cerrados, para elevar la presión en el interior y aprovechar ésta para

generar movimiento. Su objetivo era el de sustituir el combustible (carbón o leña) de las calderas de las máquinas de vapor por el calor solar.

Su sistema fue capaz de mover una máquina de vapor de medio caballo de potencia. En la prueba, esta máquina fue utilizada para bombear agua a 2000 l/h.

Existieron otros varios intentos dirigidos para hacer funcionar maquinarias de vapor a base de la energía obtenida por el calor solar, teniendo siempre como objetivo final el bombeo de agua.

En el año 1839 fue la primera vez que se observó el efecto fotovoltaico, consistente en la producción de electricidad debido a un material que absorbía la luz solar. La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio de la transformación directa de la energía del solar a energía eléctrica. Se produce cuando incide la luz sobre materiales semiconductores que pueden convertir la luz del sol directamente en electricidad gracias al efecto fotoeléctrico, esto es, la emisión de electrones por un material al incidir sobre él una radiación electromagnética, como la que proviene del Sol.

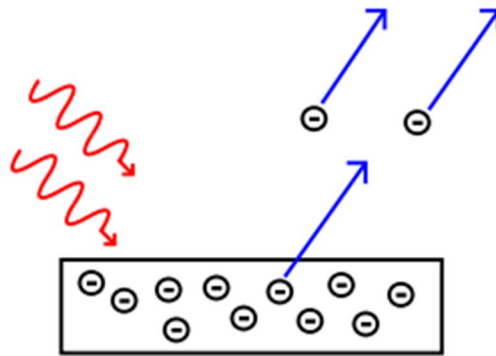


Fig4: Efecto fotoeléctrico. Fuente: Wikipedia

En 1885, Charles Fritts fue el que construyó el primer módulo fotoeléctrico, extendiendo una capa de selenio sobre un soporte metálico y recubriéndola con una fina capa de oro.

En 1941 se construyó la primera célula fotovoltaica de silicio (material que se emplea en la actualidad y a principios de los años 60 se empezaron a implementar en la industria, siendo la pionera la industria espacial para alimentar a los satélites artificiales. A mediados de la siguiente década se volvió a investigar para sus aplicaciones en tierra.

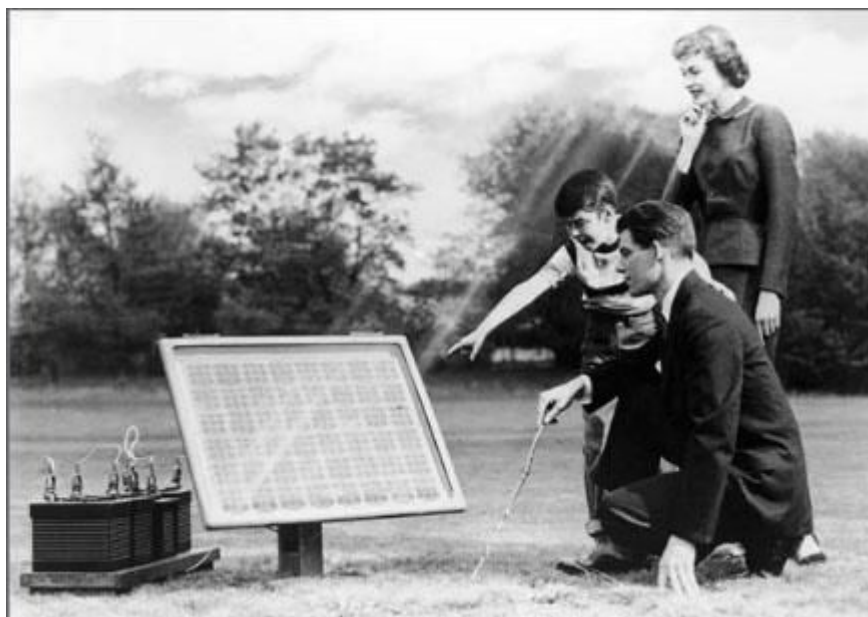


Fig 5: Primera célula fotovoltaica en modo trabajo. Fuente: <http://static.soliclima.es>

1.4 CONTEXTO ACTUAL DE LA ENERGÍA SOLAR

Actualmente encontramos varios sistemas consolidados que aprovechen la radiación proveniente del Sol. Se tienen primer lugar las tecnologías activas, las cuales aprovechan de manera directa la energía del Sol, como pueden ser la fotovoltaica (la más desarrollada en la actualidad, mediante el uso módulos fotovoltaicos) y la solar térmica o termo-solar, mediante colectores solares térmicos.

También están siendo implementadas a gran escala las técnicas pasivas, que se encuentran enmarcadas en la arquitectura bioclimática. Estas técnicas arquitectónicas pasivas pueden ser: la orientación de los edificios al Sol, la selección de materiales con una masa térmica favorable para el aprovechamiento de la radiación solar o con propiedades para la dispersión de la luz y espacios diseñados para que se facilita la ventilación natural.

Debido a la necesidad de fuentes de energías limpias, no contaminantes, con bajo impacto ambiental y facilidad de instalación en zonas donde no hay acceso a la electricidad, los sistemas solares se ponen en un muy buen lugar en cuanto a la generación de energía.

En España, desde el año 2004 hasta el 2007, el primer Gobierno de Zapatero hizo una apuesta firme por esta fuente de energía, aferrándose a los Reales Decretos 436/2004 y 661/2007, los cuales establecían primas a los que producían energía mediante sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, se critica el diseño del sistema de retribuciones establecido en 2007, ya que no se pusieron límites a la capacidad instalada, hecho que provocó el boom de las instalaciones del año 2008 y todo el caos regulatorio que vino con posterioridad. A continuación podemos ver la potencia instalada año a año en España

observando ese gran crecimiento hasta el año 2007 y su posterior decremento en cuanto a instalación de energía fotovoltaica:

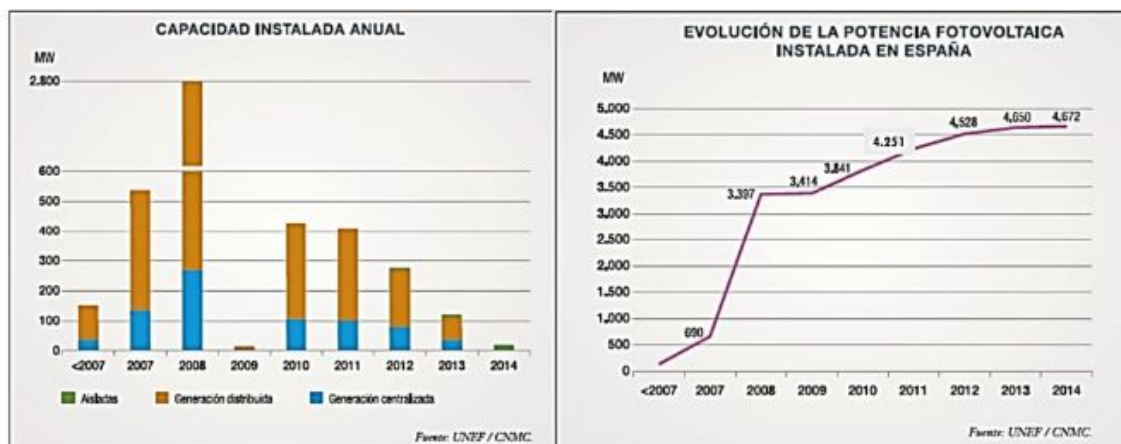


Fig 6: Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada anualmente (izquierda) y acumulada (derecha) en España, expresada en MW. Se aprecia el boom del año 2008, el corte brusco en 2009 debido a la mala planificación y el freno en nuevas instalaciones desde el año 2012. En 2015 se instalaron 49 MW. Fuente: Unión Española Fotovoltaica, Informe Anual 2015.

Desde la llegada del Partido Popular al gobierno en 2011, han aparecido una serie de normas y leyes destinadas a recortar de las primas a las energías renovables, con el pretexto de reducir el déficit de la tarifa eléctrica. Este freno se ha visto en los números. Mientras durante el 2015 se instalaron 51000 MW de energía fotovoltaica en el mundo (4000 MW en el Reino Unido, 1400 MW en Alemania o 1100 MW en Francia) en España solo se añadieron 49 MW

Fuera de nuestro país, la energía solar fotovoltaica ha logrado alcanzar la característica de tecnología global. Ya no es solo una apuesta europea, sino una realidad creciente a escala mundial.

Debido a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el coste de la energía solar fotovoltaica se ha reducido considerablemente, llegando a tener un precio de generación competitivo con las energías no renovables.

Hasta julio del 2013, cuando el Gobierno hizo la reforma eléctrica, la normativa encargada de regular el autoconsumo fotovoltaico en España estaba en un limbo legal. Dicha normativa se encontraba dispersa en la Ley 54/1997, en el Real Decreto 661/2007, en el Real Decreto Ley 1/2012, en el Real Decreto 1955/2000, en el Real Decreto 1699/2011, en el Real Decreto 842/2002, y en el Real Decreto 1110/2007.

El nuevo BOE del Sábado de Octubre de 2015 muestra que se puede tener una instalación completamente aislada, en la que te vuelves una isla y te olvidas de estar conectado a red (las instalaciones desconectadas de red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se considerarán aisladas a efectos de la aplicación de dicho decreto) o generas y consumes instantáneamente tú electricidad y estas conectado a red pagando el “peaje de respaldo”.

En España, la posibilidad de producir tu propia electricidad utilizando recursos renovables es algo muy atractivo en los hogares españoles. Pero la tendencia que tiene la factura de la luz a la tarifa plana, en la que hay que pagar cada vez una mayor cantidad de fijo y menos por el gasto energético, y las tasas específicas impuestas por el decreto de autoconsumo, que todavía sigue sin aprobar, encarece esta alternativa frente al consumo convencional (en el caso de que no tengamos energía fotovoltaica completamente aislada). Instalar placas solares en casa es legal siempre que se inscriba en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo como establece el Real Decreto 413/2014. También deberán disponer de sistemas que midan la energía producida de la instalación, así como estar adscritas a un centro de control que actúe como interlocutor con el operador del sistema para garantizar que el sistema eléctrico funciona correctamente. Si decidimos estar también conectados a la red aunque no se use se deberá pagar un “peaje de respaldo”.

Esta autarquía energética está más consolidada en otros países como son Japón y Estados Unidos aunque muchos países europeos la tienen implantada con diferentes fórmulas: Permite generar tu propia electricidad con energías renovables y darle un descanso al medio ambiente y al bolsillo. Existe la posibilidad de ceder la energía que no se utilice o sobrante a compañías eléctricas y recuperarla cuando se necesite o vendérsela directamente, algo conocido como autoconsumo con balance neto. En España antes esto estaba permitido, se podía vender o ceder el excedente, con la nueva ley esto no es posible.

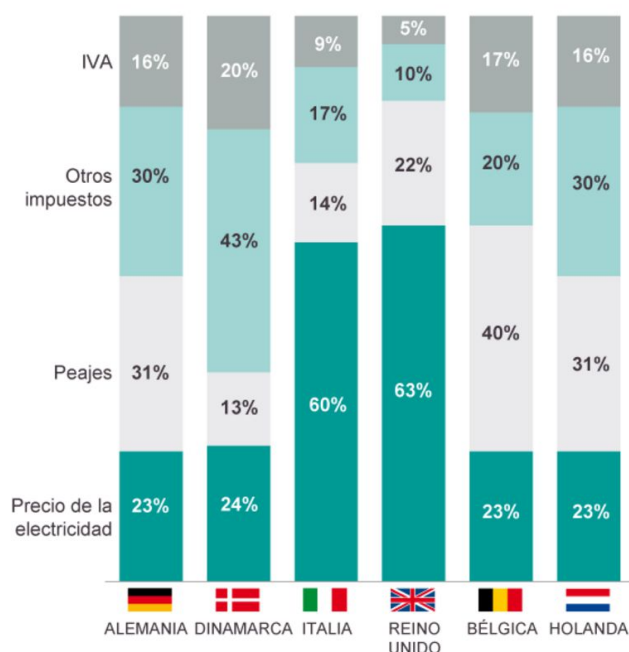


Fig 7: Componentes de la tarifa doméstica. Fuente: El País

1. ELEMENTOS QUE COMPONEN UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR

Un sistema de bombeo fotovoltaico está compuesto principalmente por un generador fotovoltaico (paneles solares compuestos de varias células fotovoltaicas) que alimentan a un motor/bomba, un sistema de almacenamiento (puede ser bien por baterías como un sistema aislado o en forma de agua en un depósito situado a mayor altura que el suministro), un pozo o balsa de donde extraer el agua, un sistema de tuberías y puede incluirse también un sistema de acondicionamiento de potencia. El sistema de acondicionamiento puede ser un controlador DC/DC, para mejorar la curva de trabajo, un convertidor DC/AC, si la bomba trabaja en régimen alterno, u otro tipo de dispositivos electrónicos. A pesar de que a veces se instalan bombas de superficie o flotantes, la configuración más habitual en un sistema de bombeo solar es con bomba sumergible en un pozo de sondeo, quedando el esquema de la siguiente manera:

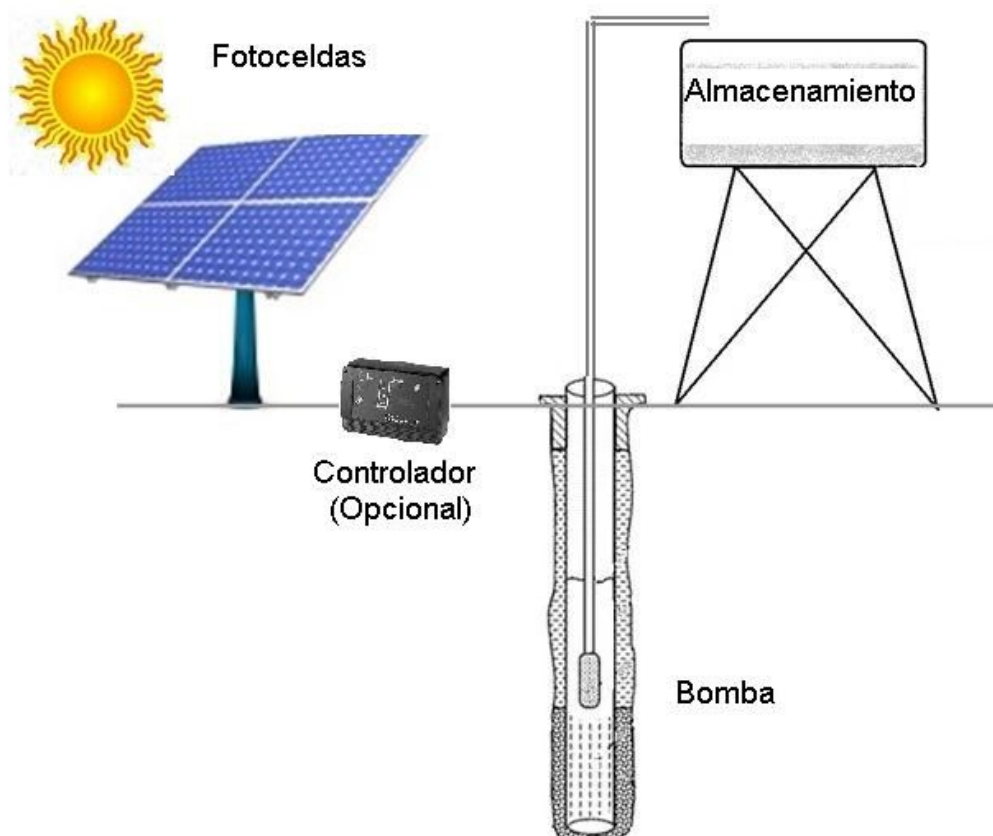


Fig 8: Descripción gráfica de las partes que componen un sistema de bombeo solar.
Fuente: enalmex.com

2.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Las células fotovoltaicas son las responsables de la conversión de la radiación solar en una corriente de electrones. Están formadas por una delgada placa de un material semiconductor tratado previamente, suelen ser de silicio. Este tratamiento previo consta de varios procesos químicos en los que se “dopan”, insertando en su estructura impurezas (átomos de boro y fósforo) para generar un campo eléctrico y poniendo a disposición las cargas necesarias para la formación de la corriente eléctrica.

La energía que es posible utilizar depende de las características del material que la constituye: la eficiencia de la conversión (porcentaje de energía contenida en la radiación solar que es transformada en energía eléctrica disponible a los bornes) de las células de silicio disponibles en el mercado normalmente está comprendido entre el 13% y el 20% aunque en laboratorio se hayan alcanzado eficiencias de hasta 44,4%, como vemos el caso de la siguiente tabla en las “Multijunction Cells”

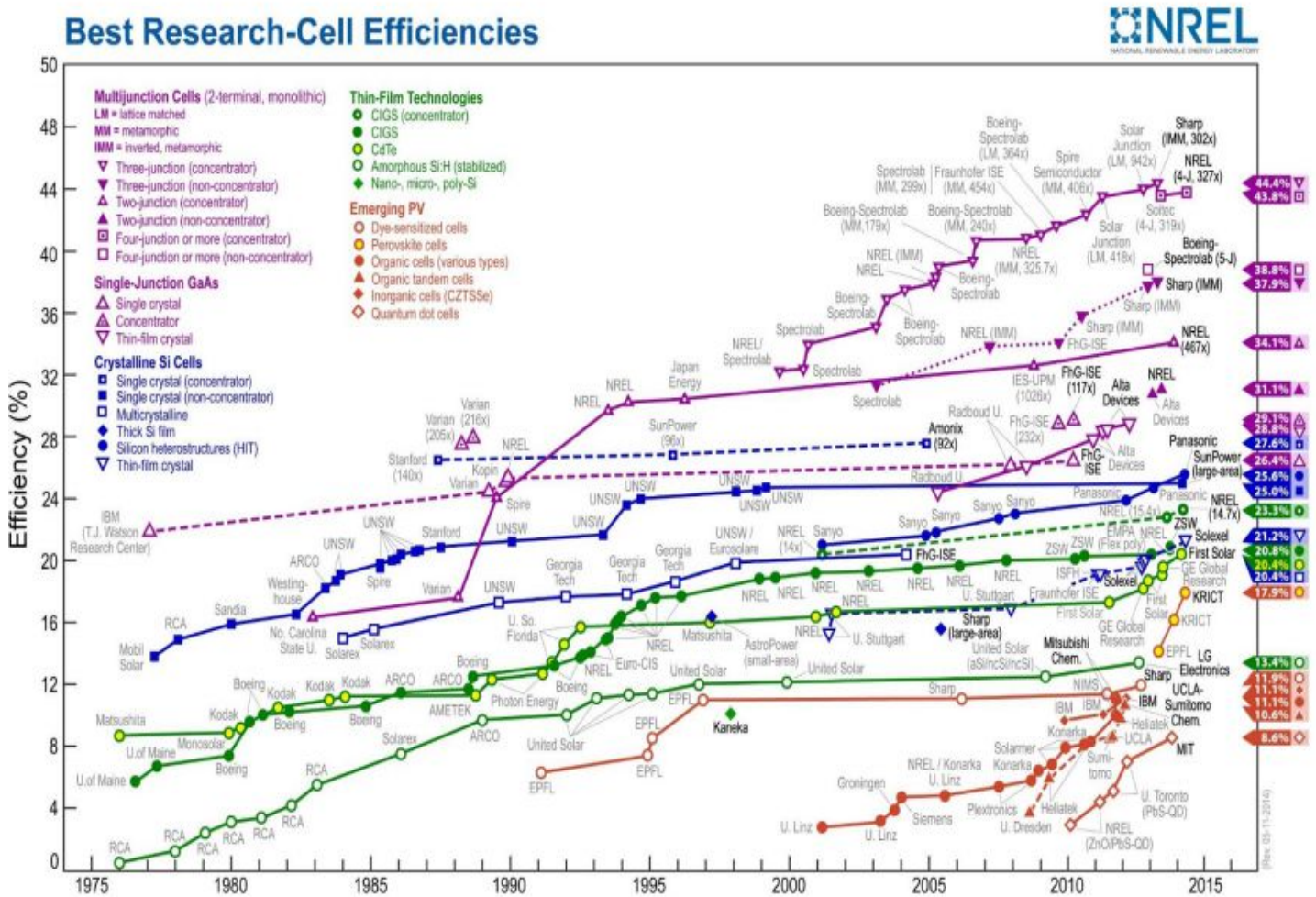


Fig 9: Evolución de la eficiencia para diferentes materiales. Fuente: Asignatura de Nuevas Tecnologías Energéticas

A pesar de las nuevas tecnologías fotovoltaicas que se acaban de ver, que llegan a grandes rendimientos, la gran mayoría de las células comerciales están fabricadas de silicio con la adición de ciertas impurezas que las hacen mejorar. Son capaces de generar de 2 a 4 amperios de corriente a una tensión de medio volt y una potencia que puede variar de 1,2 a 2 Wp en un área de 100 cm^2 , utilizando como fuente la radiación luminosa (Irradiancia 1000 W/m^2 a una temperatura de 25°C)

Existen diferentes tipos de células dependiendo de la naturaleza y las características de los materiales utilizados en la industria. Se hablarán de monocristalinas, policristalinas y amorfas.

Módulos de silicio monocristalino: este tipo de célula, de las que se pueden encontrar comercialmente, es la que más eficiencia tiene, aproximadamente del 15% al 20%. Se componen de secciones de silicio puro, que se refunde en un crisol junto con una pequeña proporción de boro a una temperatura de 1500°C . Cuando este material se encuentra en estado líquido se introduce en él una varilla de cristal germen de silicio, que se va haciendo crecer con nuevos átomos produciendo líquido, quedando orientado siguiente la estructura del cristal. Así, se obtiene un monocristal que se corta en forma de obleas. Es el proceso más costoso, por lo que no son los más utilizados.



Fig 10: Módulo monocristalino. Fuente: www.distribucionessolares.es

Módulos de silicio multicristalino o policristalino: tienen una eficiencia media, de alrededor de un 12%, y son los más extendidos a nivel comercial, ya que su producción está muy estandarizada. Están hechas de silicio fundido que, posteriormente, se solidifica y se cristaliza en lingotes. Los tamaños de los cristales que lo forman están determinado por cómo o cuánto tiempo ha sido enfriado el lingote. Una vez el lingote ha sido enfriado, se corta en láminas finísimas, obteniendo las células.



Fig 11: Módulo policristalino. Fuente: maraliz.wordpress.com

Módulos de silicio amorfos: Son las más baratas, ya que son relativamente fáciles de fabricar y las menos eficientes, usadas para aplicaciones donde la alta eficiencia o el espacio no son factores importantes ya que su rendimiento ronda el 6%. Están hechas de una delgada capa de sílice no cristalino puesto en una base rígida o flexible.



Fig 12: Módulo amorfo. Fuente: www.construuario.com

Células	Rendimiento en Laboratorio	Rendimiento Real	Características	Fabricación
Monocrystalino	30%	18-25%	Color azul homogéneo en toda la celda y conexión de las células individuales entre sí	Se obtiene del silicio puro fundido y dopado con boro
Policristalino	19-20%	12-15%	Se pueden diferenciar los cristales en su superficie, apreciando diferentes tonos de azul	Proceso igual que el monocrystalino, pero disminuyendo las fases de cristalización
Amorfo	12%	4-8%	Tiene un color marrón homogéneo en toda la célula pero no existe conexión visible entre sus células	Se deposita una capa fina de sílice en una base, que puede ser de vidrio o plásticos.

Fig 13: Comparación distintas tecnologías fotovoltaicas. Fuente: www.energiasrenovablesinfo.com

Desde que se empezaron a fabricar hasta ahora, gracias a las mejoras en la tecnología de fabricación y a su producción en masa, el costo de las celdas fotovoltaicas se ha reducido hasta un 90% a día de hoy (y seguirá bajando), haciéndola realmente una forma de energía muy competente con las antiguas ya consolidadas.

A continuación veremos un estudio de la posible evolución económica sobre la implantación de la energía fotovoltaica, tanto en suelo como en tejado.

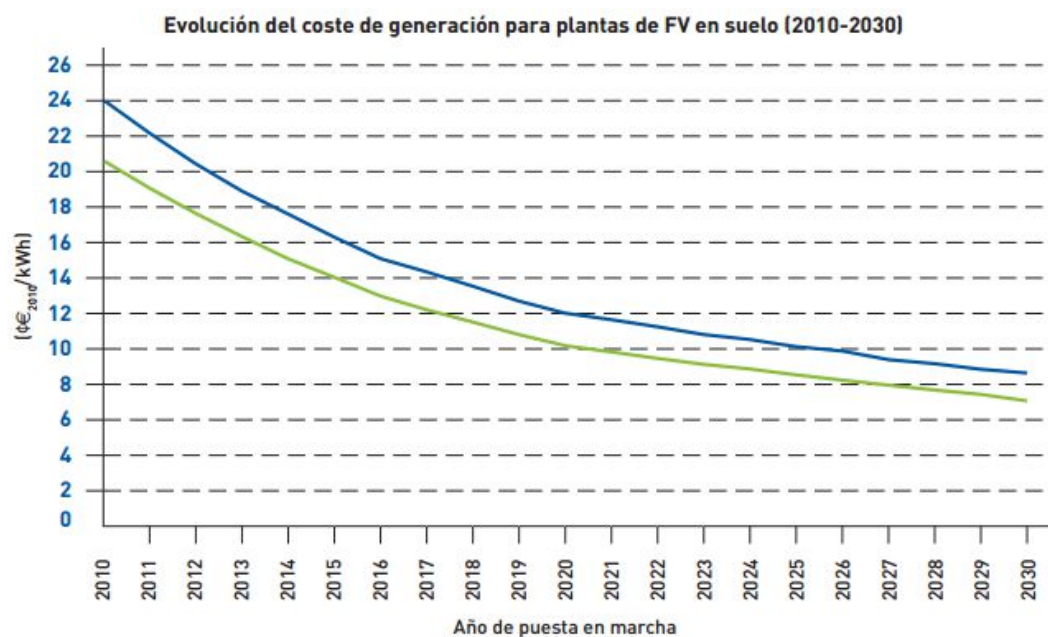


Fig 14: Evolución del coste de generación para plantas de FV en el suelo. Fuente: Evolución Tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables (Estudio técnico per 2011-2020)

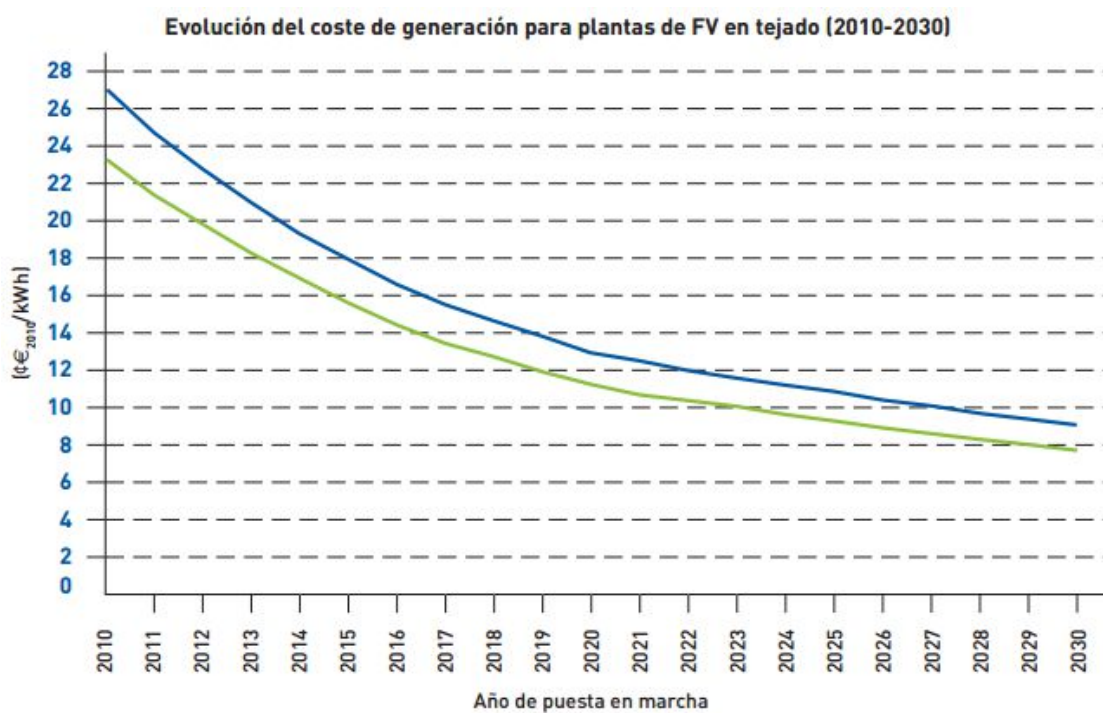


Fig 15: Evolución del coste de generación para plantas de FV en tejado. Fuente: Evolución Tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables (Estudio técnico per 2011-2020)

2.2 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Los paneles fotovoltaicos son los encargados de generar la potencia. Están compuestos por varias células solares, descritas anteriormente. Generan electricidad en corriente continua (DC) gracias al efecto fotoeléctrico cuando se exponen a la luz solar, esta puede ser almacenada en baterías si el uso de la energía va a ser para horas en las cuales no haya radiación solar o ser utilizada instantáneamente: vertiéndola a la red o, como el caso de este proyecto, alimentando directamente una bomba si trabaja en corriente continua (si la bomba trabaja en corriente alterna será necesario un inversor que transforme la salida de los paneles de corriente continua (DC) en corriente alterna (AC), como este proyecto tratará de una bomba en corriente continua, no se entrará en detalle en el tema de inversores)

La capacidad real de un módulo fotovoltaico difiere considerablemente de su capacidad nominal, debido a que bajo condiciones reales de operación, la cantidad de radiación que incide sobre las celdas es menos que bajo condiciones óptimas. Por ejemplo, si tenemos un panel solar de 100Wp será capaz de producir $100W \pm 10\%$ de tolerancia en condiciones estandarizadas, es decir, cuando recibe por parte del Sol una radiación de 100 W/m^2 a una temperatura de 25°C. En un día normal de trabajo, esas condiciones no se cumplirán a la perfección, por eso, los paneles tenderán a producir una potencia menor de 100W

Los paneles pueden conectarse en serie o en paralelo. Si los conectamos en serie lo que variará será la tensión, el voltaje de salida será la suma de los voltajes del número de paneles conectados en serie. Si se conectan en paralelo, variará la corriente, la corriente de salida será la suma de la corriente individual de cada panel del número de paralelos que tenga el sistema. La potencia del sistema también variará con la conexión en paralelo, esta será la suma de las potencias individuales del número de paneles en serie que tenga el sistema.

Depende de qué tengamos que alimentar, se diseñarán las conexiones serie/paralelo para abastecer las demandas de corriente y tensión. Por ejemplo en las aplicaciones de sistemas fotovoltaicos grandes en los cuales se inyecta la energía a red y debe pasar previamente por un inversor, se hacen cadenas o “strings” de paneles acordes a las características de los inversores para tener un control mayor del diseño y ajustar la cantidad de energía que les llega a los inversores, ya que son uno de los elementos más caros de las instalaciones.

Los paneles (generador) deben ser instalados correctamente para recibir la máxima cantidad posible de radiación proveniente del Sol. Por esta razón hay que tener en cuenta que se deberán instalar en una zona libre de obstáculos que puedan crear sombras, como árboles o edificios.

Si la instalación se encuentra en el hemisferio norte (como es el caso de España) la inclinación de los paneles deberá ser hacia el Sur, y si se encuentra en el

hemisferio Sur, la inclinación será hacia el norte con el fin de aprovechar la salida del Sol para obtener las máximas horas de Sol posibles.

Si los paneles tienen gran importancia estacionalmente, como es el caso de los sistemas de bombeo solar, dependiendo de la estación del año, el panel estará inclinado de una manera u otra. Por ejemplo, en los meses de verano que el Sol se encuentra más bajo, la inclinación de los paneles será menor que en los meses de invierno. Si no es posible cambiar la inclinación del ángulo se deberá hacer un estudio para ver con qué inclinación se recibe una radiación media mayor a lo largo del año, y en qué meses va a ser más necesaria.

2.3 BOMBA ELÉCTRICA

Es el elemento encargado en convertir la energía eléctrica generada por el generador fotovoltaico en energía mecánica para poder hacer ascender el agua al depósito. Como se ha dicho antes, depende del tipo de bomba, puede ser alimentado directamente mediante los paneles (si la bomba trabaja en corriente continua) o precisará de un inversor si esta trabaja en corriente alterna. Estas bombas deben ser muy eficientes y con un arranque muy bajo y rápido, ya que debido a que un sistema fotovoltaico es irregular se deben maximizar los litros de agua bombeados por unidad de electricidad usada.

Dependiendo de los requerimientos del sistema hay disponibles varios tipos de bombas para estos tipos de sistemas. Primero se encuentran las bombas centrífugas sumergibles multipaso, las cuales se adaptan muy bien cuando el volumen del fluido y la carga dinámica son proporcionales. Si hay que desplazar grandes masas de agua con poca altura, las ideales serán las centrífugas de succión, o si por el contrario se necesita impulsar poco caudal a mucha altura, será la de diafragma o de desplazamiento positivo de pistón.

También cabe destacar que si el volumen a bombear y la altura son muy bajos, lo más económico y adecuado es una bomba manual.

A continuación se verá de forma gráfica lo explicado anteriormente, donde se observa para que relación altura/caudal es mejor usar un tipo de bomba u otra.

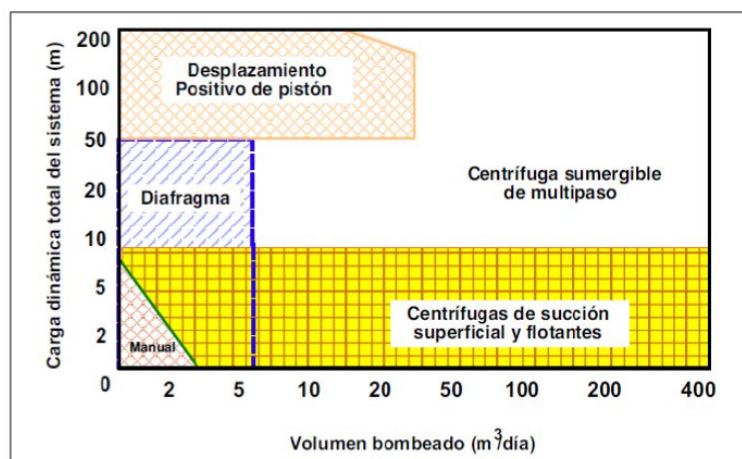


Fig 16: Intervalos comunes donde se aplica los diferentes tipos de bomba solares. Fuente: www.solar.nmsu.edu

A continuación se verán resumidas sus ventajas e inconvenientes, para así conocer cada una por separado y hacer una mejor elección sobre el tipo de bomba a usar en este proyecto.

Tipo de bomba	Ventajas	Desventajas
Centrífugas sumergibles	<ul style="list-style-type: none"> - Fácil disponibilidad - Puede tolerar pequeñas cantidades de arena - Pueden utilizar el agua como lubricante - Cuenta con motores de CC o CA - Manejan grandes flujos y cargas dinámicas - Diseño modular 	<ul style="list-style-type: none"> - Rango de eficiencia menor que otras - No pueden trabajar en seco - Precisan de un mayor mantenimiento - Si el fluido es corrosivo sufre gran desgaste
Centrífugas de succión	<ul style="list-style-type: none"> - Fácil disponibilidad - Puede tolerar pequeñas cantidades de arena - Fácil operación y mantenimiento - Cuenta con motores de CC o CA - Manejan grandes flujos 	<ul style="list-style-type: none"> - Rango de eficiencia menor - Si el fluido es corrosivo sufre gran desgaste - Pueden dañarse por temperaturas frías - No trabajan a cargas dinámicas muy grandes
Desplazamiento positivo de pistón	<ul style="list-style-type: none"> - Soportan cargas dinámicas muy grandes - Producción ajustable con la carrera del pistón 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere mantenimiento continuo - No tolera arena o sedimentos - No se pueden bombear grandes caudales
Diafragma	<ul style="list-style-type: none"> - Operan a cargas dinámicas relativamente altas - Son muy económicas 	<ul style="list-style-type: none"> - No toleran arenas o sedimentos - No pueden bombear grandes caudales

Fig 17: Comparación distintos tipos de bomba. Fuente: “Mecánica de fluidos aplicada”

2.4 SISTEMA DE ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA

Los sistemas de acondicionamiento de potencia son opcionales, pero permiten obtener el máximo rendimiento y un mejor funcionamiento del generador con el conjunto motor-bomba. La cantidad de energía generada a partir de una instalación fotovoltaica depende principalmente de la temperatura e irradiancia solar. Es conveniente operar en el punto de máxima potencia (MPPT), que cambia con la intensidad luminosa solar o con las variaciones de carga. Para ello se usan seguidores de máxima potencia MPPT. A continuación se va a ver la diferencia en la que trabaja un módulo con estos tipos convertidores o sin ellos.

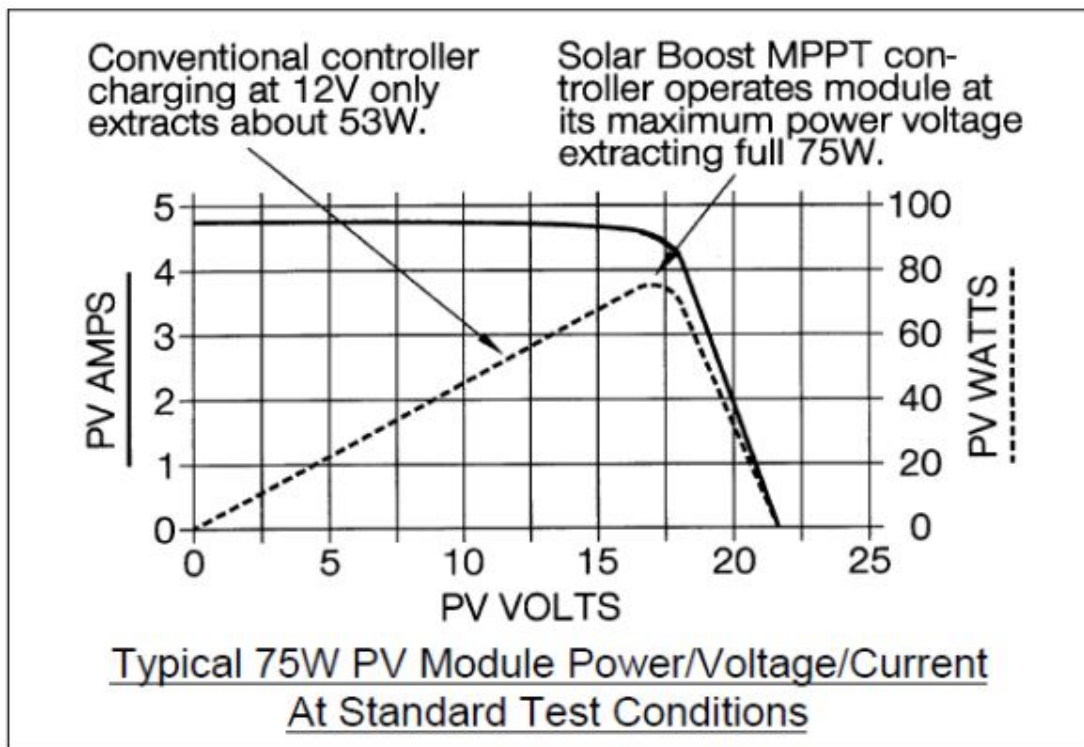


Fig 18: Curva característica de una placa fotovoltaica con el seguidor de máxima potencia MPPT. Fuente: Libro Manual de bombeo solar

Convertidor DC-DC: la función de un convertidor DC-DC en un sistema fotovoltaico es recibir la corriente en DC e ir variando la V e I mientras sigue siendo DC buscando el punto de máxima potencia (PMP) en función de las características climatológicas.

El seguimiento del punto de máxima potencia consiste en determinar, ante una misma irradiación solar a la salida del convertidor, el punto de máxima potencia en función de la tensión e intensidad de salida del campo fotovoltaico o generador.

Se aplica a circuitos convertidores de continua a continua con una implementación en el circuito de control para el seguimiento del punto de

máxima potencia. Lo más interesante es que ofrecen un rendimiento mayor del sistema. Con ello se consigue un mejor funcionamiento de la instalación, además, aceptan valores de entrada de tensión mayores con lo que se podrán usar módulos fotovoltaicos preparados para instalaciones de conexión a la red (mayor tensión). Dichos módulos ofrecen menos intensidad a una misma potencia, con su correspondiente efecto sobre la sección de los conductores a utilizar. También esta mayor utilización de módulos fotovoltaicos de mayor potencia comporta una mayor eficiencia.

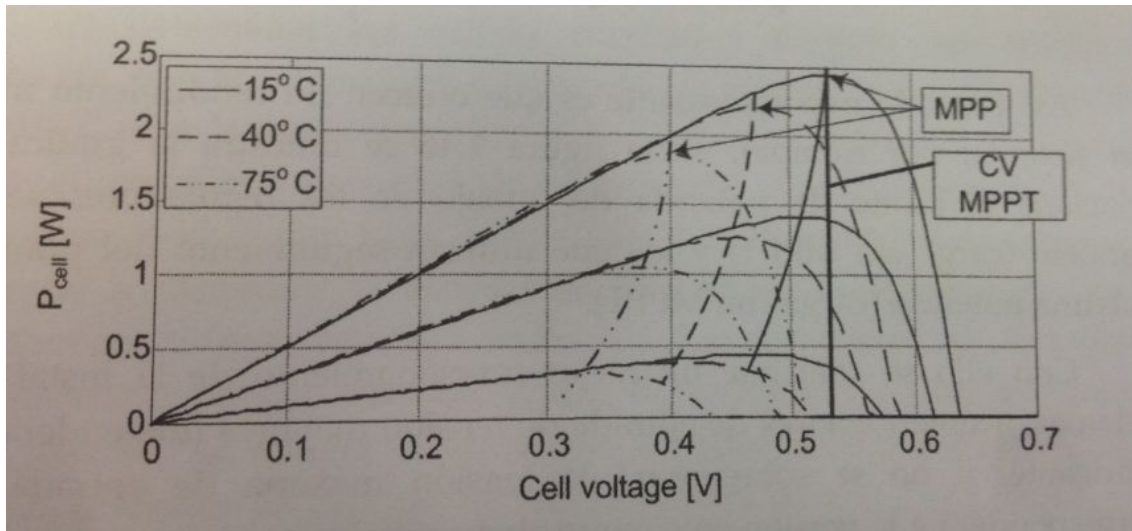


Fig 19: Gráfica del punto de máxima potencia. Fuente: Libro Manual de bombeo solar

Convertidor DC-AC: O también llamado inversor. Es necesario usarlo para alimentar bombas que trabajan con corriente alterna, ya que es necesario convertir la corriente continua en alterna. Mantiene la frecuencia y la tensión constantes, según el motor puede tener salida trifásica o monofásica.

Convertidor de frecuencia: es similar al inversor citado anteriormente, pero permite una modificación de la frecuencia variando la velocidad de trabajo del motor. Al aumentar la velocidad, se puede aumentar el caudal reduciendo la potencia del motor, lo que se puede traducir en un mayor rendimiento del sistema y aumentando la disponibilidad de potencias en sistemas de bombeo fotovoltaico. Como desventaja encontramos que tiene un precio muy elevado en comparación al inversor simple y principalmente han sido diseñados para tensiones de entrada constantes, que no es el caso de un generador fotovoltaico, ya debido a la irradiancia y a la temperatura sus tensiones de entrada pueden ser variables debido a la naturaleza del sistema.

2.5 SISTEMAS DE ACUMULACIÓN

Para una aplicación como la fotovoltaica se precisa de sistemas de acumulación debido a la naturaleza del Sol, bien con sistemas de baterías cuando se usa en instalaciones donde la demanda de energía es durante todo el día y por lo tanto se necesita energía cuando no se puede producir instantáneamente o bien, mediante acumulación en depósitos de agua para casos como el de este proyecto, el de bombeo solar. Se van a explicar los dos tipos de acumulación extrapolados a un uso de bombeo solar.

Acumulación mediante un sistema de baterías: serían idóneas para sistemas de uso ocasional o rural donde el bombeo es un complemento a otros suministros eléctricos. Como ventaja tenemos que actúa como sistema de acondicionamiento entre el generador y el conjunto motor-bomba evitando variaciones de tensión y como principal desventaja tenemos el coste, el uso de baterías encarece en gran medida el coste del sistema, necesitando un aumento del mantenimiento y reguladores de carga.

Acumulación mediante depósitos: este método de almacenamiento es idóneo para el riego solar. Usualmente se riega de noche, así, durante el día se bombea agua a depósitos a cierta altura para soltar el agua más tarde. Su almacenamiento de energía es en forma de volumen de agua, situando el depósito más alto que el suministro y así se obtiene un aumento de presión para regar. Como principales ventajas es que es más eficiente que las baterías y existen gran cantidad de depósitos para casi todo tipo de riegos y a un precio mucho más económico que el de las baterías. Tenemos la desventaja de que ocupan mucho espacio y la energía que se acumula no es en forma de electricidad.

2. VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO SOLAR

En la mayoría de países en vía desarrollo no se tiene acceso a la red eléctrica, y la construcción y mantenimiento de redes de distribución aún es impensable por lo que la solución suele ser el uso de grupos electrógenos con su correspondiente contaminación y gasto de combustible, por lo que la instalación de sistemas solares es la mejor opción para estas zonas donde no llega la electricidad, suministrando electricidad para iluminación, o diferentes aplicaciones agrícolas, como puede ser la obtención de agua para bombeo.

Es por eso que el bombeo de agua mediante energía fotovoltaica es muy interesante y está teniendo una fuerte repercusión. A continuación veremos qué ventajas e inconvenientes presenta.

Ventajas	Desventajas
No es necesario una red distribuidora de energía eléctrica para funcionar	El volumen extraído es menor que el de una bomba de varios CV que trabaja conectada a red o mediante grupos electrógenos
No es necesario de generadores eléctricos portátiles No requiere de un banco de baterías (se puede almacenar energía en forma de agua en depósitos)	Necesita de un depósito de agua para almacenar para los días de baja o nula radiación solar
Las bombas modernas trabajan a grandes profundidades y tienen una gran eficiencia	Alto costo inicial del sistema
En épocas de sequía, que es necesario más bombeo de agua, es cuanta más radiación se obtiene.	Baja eficiencia de paneles fotovoltaicos

Fig 20: Ventajas y desventajas del uso de bombeo solar. Fuente: Libro Manual de bombeo solar

Hay varios estudios (Sandia National Laboratory de los Estados Unidos) indicando que cuando la potencia instalada para el sistema de bombeo solar oscila entre un mínimo de 100W y un máximo de 1100W el sistema resulta económicamente viable. Esto se puede traducir aproximadamente en un rango de los $20 \frac{m^3}{dia}$ a $150 \frac{m^3}{dia}$

A continuación veremos un gráfico indicativo de la tecnología más adecuada para alimentar las bombas en función del caudal diario y la altura, pudiendo observar la gran área que ocupa el uso de la fotovoltaica para aplicaciones a pequeña y mediana escala, como puede ser el de agricultores que tienen pequeñas hectáreas de terreno.

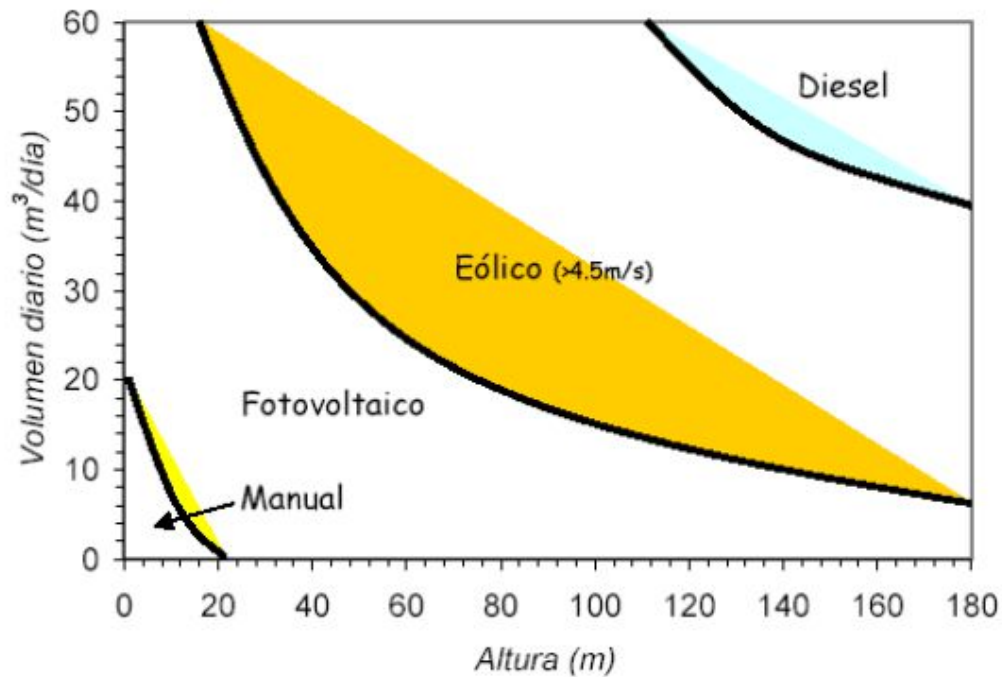


Fig 21: Recomendación de tecnología a usar en función de la aplicación. Fuente: Libro Manual de bombeo solar

3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento se situará en un pequeño municipio del interior de Castellón, Benlloch, donde un agricultor dispone de 5 bancales con una extensión total de 0,9058 hectáreas para el cultivo de 0,4529 hectáreas de tomate y 0,4529 hectáreas de patata. Actualmente, el agricultor en cuestión practica el riego directo gracias a un pozo que se encuentra en medio de las parcelas, a una profundidad estática de 10 metros, mediante una pequeña bomba trabajando en corriente alterna, que es alimentada por un motor diésel.

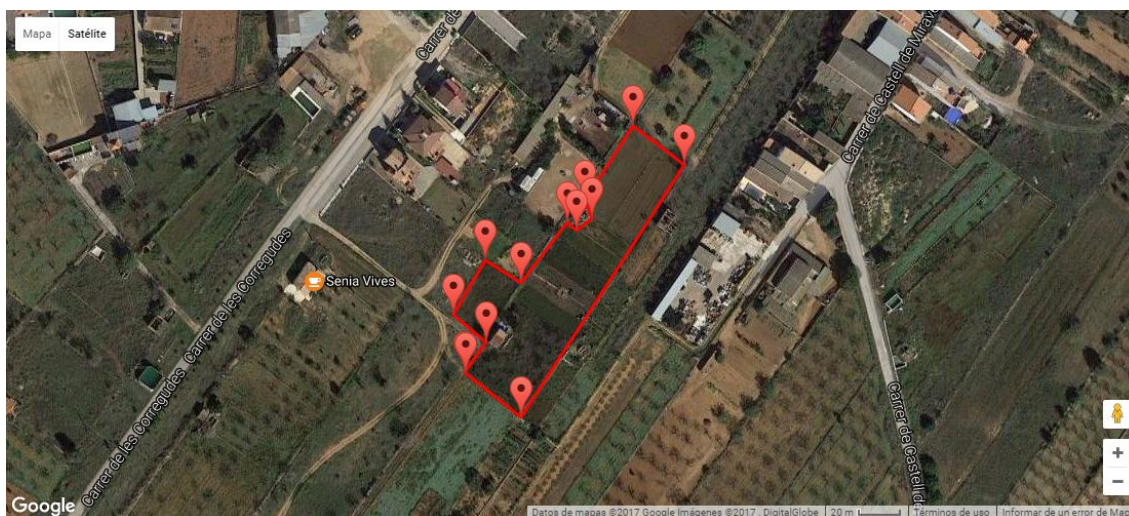


Fig 21: Ubicación de la parcela. Fuente: Google Earth

Al encontrarse en la zona del Mediterráneo se aconseja que la siembra tanto del tomate como la de la patata sea en el mes de Abril-Mayo.

Ya que ambas cosechas tienen un periodo de 145 días, se realizará la plantación el mismo día, fijando el 15 de Mayo como inicio del periodo. Al tener ambos cultivos los mismos tiempos de evolución van a facilitar la gestión de los mismos y se podrá optimizar en el cálculo y uso de los recursos.

Al haber espacio para la colocación de los módulos, teniendo el pozo a una distancia excelente tanto de la colocación de los paneles como de las superficies a regar, hace de la ubicación un emplazamiento ideal para el uso de esta tecnología.



Fig 22: Ubicación del pozo. Fuente: Google Earth

5. OBJETO

El presente proyecto se realiza bajo el tutelaje de D. Antonio Fabián Vela Gasulla, profesor de la ESTCE de la Universidad Jaume I. El objetivo proyecto es el cálculo y dimensionado de una instalación fotovoltaica para un grupo de impulsión con el objetivo de abastecer de agua un campo para el correspondiente riego de tomates y patatas.

Para ello, es muy importante conocer las necesidades hídricas, y a partir de ahí se podrán conocer las necesidades de potencia y tiempo para llevar a cabo dicho trabajo satisfactoriamente y con un suministro suficiente, permitiendo reducir los costes y emisiones en comparación al sistema que se tiene actualmente. Mejorando su sistema actual se hará un análisis de la inversión, observando los costes que le supondría, así como el tiempo que necesitaría para que el capital invertido le sea devuelto.

También está implícito en el proyecto la justificación de aprovechar la energía proveniente del Sol para abastecer las necesidades de manera satisfactoria, las cuales no disponen de conexión directa a la red por su falta de viabilidad: bien porque no es posible físicamente, o porque la infraestructura tiene un presupuesto muy elevado.

Se observará que el uso de la energía fotovoltaica para este tipo de aplicaciones es ideal, más allá de usar la energía fotovoltaica como generadores de grandes potencias.

CAPÍTULO II:
MEMORIA DE
DISEÑO

6. CONDICIONES DE USO DE LA INSTALACIÓN

Es imprescindible conocer la cantidad de agua que será necesaria para satisfacer la demanda del proyecto, siendo este el punto de partida para comenzar el dimensionamiento de la instalación.

Primero se deberá saber que existen dos tipos de consumo:

- Consumo continuo: Se refiere al caso de una vivienda, que puede consumir agua en cualquier momento del día, tanto de día como de noche. En estos casos es necesario conocer las cantidades de agua por persona.
- Consumo estacional: Este será el consumo correspondiente a este proyecto. Es el tipo de consumo realizado para riego agrario. Una de las ventajas es que las mayores necesidades de agua corresponden con las mayores irradiaciones solares y por lo tanto, más energía se podrá generar.

6.1 CÁLCULO DE LAS NECESIDADES HÍDRICAS

En la página de la agencia estatal de meteorología obtenemos los datos correspondientes de temperaturas, humedad, viento y horas de Sol que usaremos en el programa Cromwat 8.0. Hemos elegido la estación de Castellón de la Plana (Almazora), ya que de las disponibles es la que más se acerca a dónde se ubicará la instalación, teniendo variaciones apenas notables de un lugar a otro.

Valores climatológicos normales. Castellón de la Plana, Almazora

Periodo: 1981-2010 - Altitud (m): 43

Latitud: 39° 57' 26" N - Longitud: 0° 4' 19" O - Posición: Ver localización

Exportar a csv

Mes	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DD	I
Enero	10.6	15.3	5.8	36	67	4.2	0.0	0.3	0.5	0.7	8.0	180
Febrero	11.3	16.2	6.4	31	66	3.5	0.0	0.2	1.2	0.7	6.3	179
Marzo	13.4	18.5	8.3	31	64	3.3	0.0	0.3	1.4	0.0	6.6	209
Abril	15.4	20.5	10.3	42	63	4.6	0.0	1.7	0.7	0.0	4.6	235
Mayo	18.5	23.4	13.6	44	63	4.7	0.0	2.3	0.2	0.0	5.0	272
Junio	22.5	27.3	17.6	19	63	2.8	0.0	2.7	0.1	0.0	8.4	296
Julio	25.3	30.0	20.6	9	64	1.4	0.0	2.1	0.0	0.0	11.7	329
Agosto	25.6	30.3	20.9	24	66	2.4	0.0	3.9	0.0	0.0	7.9	290
Septiembre	22.9	27.6	18.1	71	68	5.0	0.0	3.9	0.1	0.0	5.2	229
Octubre	19.0	23.5	14.4	70	69	5.0	0.0	2.7	0.2	0.0	4.8	203
Noviembre	14.3	18.8	9.8	49	68	4.2	0.0	0.8	0.1	0.0	5.1	173
Diciembre	11.4	15.8	7.0	42	68	4.4	0.0	0.3	0.3	0.1	7.0	164
Año	17.5	22.3	12.7	467	66	45.5	0.0	21.7	5.2	1.6	80.6	2755

Fig 23: Valores climatológicos. Fuente: Agencia Estatal de Meteorología

Una vez tenemos los datos, completamos la primera tabla para empezar los cálculos con dicho software.

Month	Min Temp	Max Temp	Humidity	Wind	Sun	Rad	ETo
	°C	°C	%	m/s	hours	MJ/m ² /day	mm/day
January	5.8	15.3	67	3.0	5.8	8.7	1.75
February	6.4	16.2	66	3.0	5.9	11.0	2.15
March	8.3	18.5	64	3.0	6.9	15.1	2.93
April	10.3	20.5	63	3.0	7.8	19.1	3.74
May	13.6	23.4	63	4.0	9.0	22.6	4.85
June	17.6	27.3	63	4.0	9.8	24.3	5.75
July	20.6	30.0	64	5.0	10.9	25.5	6.63
August	20.9	30.3	66	3.0	9.6	22.1	5.46
September	18.1	27.6	69	3.0	7.6	16.9	4.16
October	14.4	23.5	68	3.0	6.7	12.6	3.08
November	9.8	18.8	68	3.0	5.7	9.1	2.14
December	7.0	15.8	66	3.0	5.4	7.7	1.76
Average	12.7	22.3	66	3.3	7.6	16.2	3.70

Fig 24: Introducción de datos en software Cromwat. Fuente: Cromwat 8.0

Y los históricos de lluvias, también obtenidos anteriormente.

	Rain	Eff rain
	mm	mm
January	36.0	33.9
February	31.0	29.5
March	31.0	29.5
April	42.0	39.2
May	44.0	40.9
June	19.0	18.4
July	9.0	8.9
August	24.0	23.1
September	71.0	62.9
October	70.0	62.2
November	49.0	45.2
December	42.0	39.2
Total	468.0	432.7

Fig 25: Introducción de datos en software Cromwat. Fuente: Cromwat 8.0

Ahora ingresaremos la información para el cultivo de patatas y tomates. Necesitaremos los coeficientes Kc de cada cultivo y sus correspondientes desarrollos.

Para la obtención de dichos datos se ha usado la “Guía para la determinación de los requerimientos de agua de los cultivos” del Estudio de Riego y Drenaje.

Primero ponemos los datos de la patata extraídos de dicho estudio. Cogemos como fecha de inicio de la siembra la dicha anteriormente (15 de Mayo) y el programa automáticamente establecerá la fecha del fin de ciclo, gracias a los coeficientes que le hemos señalado.

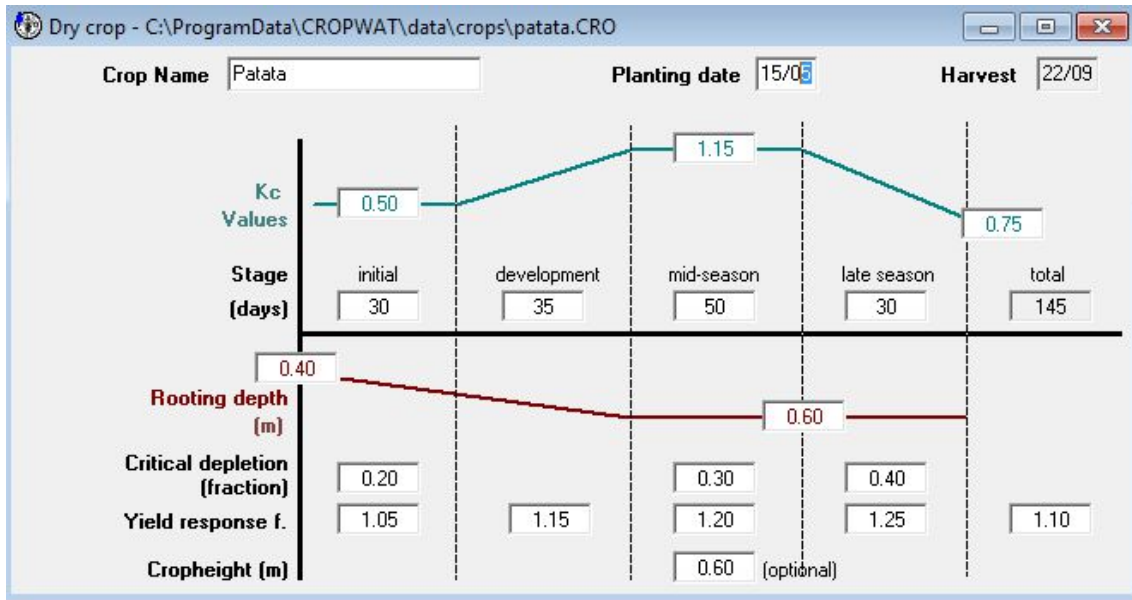


Fig 26: Introducción de datos en software Cromwat. Fuente: Cromwat 8.0

Y también introducimos los coeficientes correspondientes para el cultivo del tomate. Como ambos tienen los mismos días de desarrollo de cultivo el hecho de hacer la plantación el mismo día, también coincidirá en el momento de la colecta, simplificando la labor y facilitando la gestión.

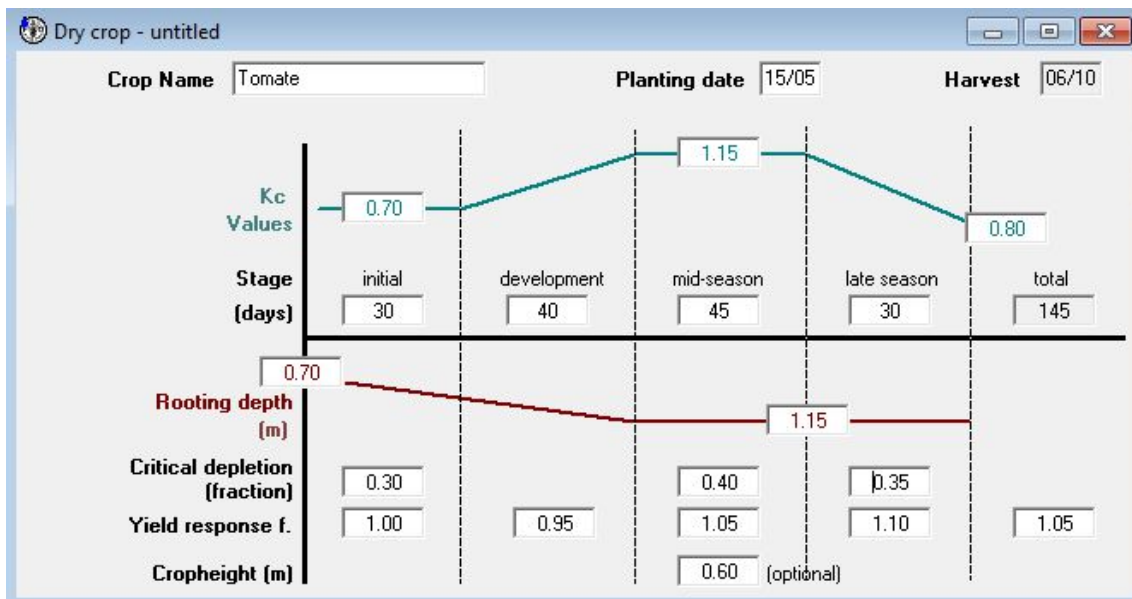


Fig 27: Introducción de datos en software Cromwat. Fuente: Cromwat 8.0

Introducimos las características del tipo de suelo en cuestión y del triángulo de texturas correspondiente al terreno donde se proyecta la instalación.

The screenshot shows a software window titled 'Soil - untitled'. It contains a 'Soil name' field with the value 'Franco'. Below this is a section for 'General soil data' with several input fields:

- Total available soil moisture (FC - WP): 150.0 mm/meter
- Maximum rain infiltration rate: 35 mm/day
- Maximum rooting depth: 100 centimeters
- Initial soil moisture depletion (as % TAM): 0 %
- Initial available soil moisture: 150.0 mm/meter

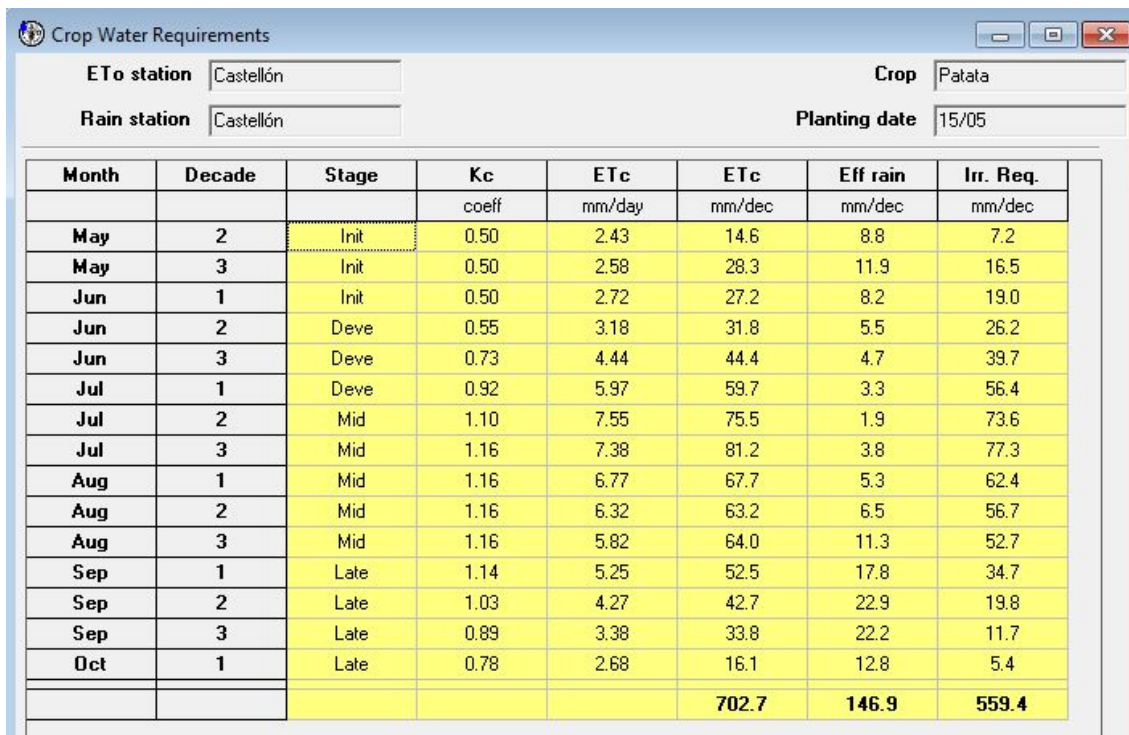
Fig 28: Introducción de datos en software Cromwat. Fuente: Cromwat 8.0

Y finalmente gracias al software obtenemos las necesidades de agua por décadas de cada mes para ambos cultivos.

The screenshot shows a software window titled 'Crop Water Requirements'. It has input fields for 'ETo station' (Castellón), 'Rain station' (Castellón), 'Crop' (Tomate), and 'Planting date' (15/05). Below these is a table with the following data:

Month	Decade	Stage	Kc	ETc	ETc	Eff rain	Irr. Req.
			coeff	mm/day	mm/dec	mm/dec	mm/dec
May	2	Init	0.70	3.40	20.4	8.8	13.0
May	3	Init	0.70	3.61	39.7	11.9	27.8
Jun	1	Init	0.70	3.81	38.1	8.2	29.9
Jun	2	Deve	0.73	4.21	42.1	5.5	36.5
Jun	3	Deve	0.84	5.09	50.9	4.7	46.2
Jul	1	Deve	0.96	6.18	61.8	3.3	58.5
Jul	2	Deve	1.07	7.30	73.0	1.9	71.1
Jul	3	Mid	1.15	7.33	80.7	3.8	76.8
Aug	1	Mid	1.15	6.75	67.5	5.3	62.2
Aug	2	Mid	1.15	6.30	63.0	6.5	56.5
Aug	3	Mid	1.15	5.80	63.8	11.3	52.5
Sep	1	Late	1.14	5.24	52.4	17.8	34.6
Sep	2	Late	1.04	4.33	43.3	22.9	20.4
Sep	3	Late	0.92	3.50	35.0	22.2	12.8
Oct	1	Late	0.83	2.84	17.0	12.8	6.4
					748.5	146.9	605.2

Fig 29: Resultados obtenidos del cultivo tomate mediante el software Cromwat. Fuente: Cromwat 8.0



Month	Decade	Stage	Kc	ETc	ETc	Eff rain	Irr. Req.
			coeff	mm/day	mm/dec	mm/dec	mm/dec
May	2	Init	0.50	2.43	14.6	8.8	7.2
May	3	Init	0.50	2.58	28.3	11.9	16.5
Jun	1	Init	0.50	2.72	27.2	8.2	19.0
Jun	2	Deve	0.55	3.18	31.8	5.5	26.2
Jun	3	Deve	0.73	4.44	44.4	4.7	39.7
Jul	1	Deve	0.92	5.97	59.7	3.3	56.4
Jul	2	Mid	1.10	7.55	75.5	1.9	73.6
Jul	3	Mid	1.16	7.38	81.2	3.8	77.3
Aug	1	Mid	1.16	6.77	67.7	5.3	62.4
Aug	2	Mid	1.16	6.32	63.2	6.5	56.7
Aug	3	Mid	1.16	5.82	64.0	11.3	52.7
Sep	1	Late	1.14	5.25	52.5	17.8	34.7
Sep	2	Late	1.03	4.27	42.7	22.9	19.8
Sep	3	Late	0.89	3.38	33.8	22.2	11.7
Oct	1	Late	0.78	2.68	16.1	12.8	5.4
					702.7	146.9	559.4

Fig 30: Resultados obtenidos del cultivo de la patata mediante el software Cromwat. Fuente: Cromwat 8.0

Pasaremos los datos obtenidos a unidades que podamos usar más fácilmente, a m^3 usado por día y por hectárea de terreno disponible plantado.

Tomate					
Mes	Década	$\frac{mm}{dec} = \frac{l/m^2}{dec}$	$\frac{l}{m^2}$ día	$\frac{l}{ha}$ día	$\frac{m^3}{ha}$ día
Mayo	2	13	1,3	13000	13
Mayo	3	27,8	2,78	27800	27,8
Junio	1	29,9	2,99	29900	29,9
Junio	2	36,5	3,65	36500	36,5
Junio	3	46,2	4,62	46200	46,2
Julio	1	58,5	5,85	58500	58,5
Julio	2	71,1	7,11	71100	71,1
Julio	3	76,8	7,68	76800	76,8
Agosto	1	62,2	6,22	62200	62,2
Agosto	2	56,5	5,65	56500	56,5
Agosto	3	52,5	5,25	52500	52,5
Septiembre	1	34,6	3,46	34600	34,6
Septiembre	2	20,4	2,04	20400	20,4
Septiembre	3	12,8	1,28	12800	12,8
Octubre	1	6,4	0,64	6400	6,4

Fig 31: Datos obtenidos pasados a $m^3/ha/día$. Fuente: propia

Y el correspondiente cambio de unidades para el cultivo de la patata.

Patata					
Mes	Década	$\frac{mm}{dec} = \frac{l/m^2}{dec}$	$\frac{l/m^2}{día}$	$\frac{l/ha}{día}$	$\frac{m^3/ha}{día}$
Mayo	2	7,2	0,72	7200	7,2
Mayo	3	16,5	1,65	16500	16,5
Junio	1	19	1,9	19000	19
Junio	2	26,2	2,62	26200	26,2
Junio	3	39,7	3,97	39700	39,7
Julio	1	56,4	5,64	56400	56,4
Julio	2	73,6	7,36	73600	73,6
Julio	3	77,3	7,73	77300	77,3
Agosto	1	62,4	6,24	62400	62,4
Agosto	2	56,7	5,67	56700	56,7
Agosto	3	52,7	5,27	52700	52,7
Septiembre	1	34,7	3,47	34700	34,7
Septiembre	2	19,8	1,98	19800	19,8
Septiembre	3	11,7	1,17	11700	11,7
Octubre	1	5,4	0,54	5400	5,4

Fig 32: Datos obtenidos pasados a m³/ha/día. Fuente: Propia

Se tiene que tanto para la siembra del tomate como de la patata, la tercera década del mes de Julio es el que más agua va a necesitar, siendo la demanda de $76,8 \frac{m^3}{ha/día}$ para la patata y $77,3 \frac{m^3}{ha/día}$.

De manera gráfica observaríamos así las necesidades para ambos cultivos, y para el total.

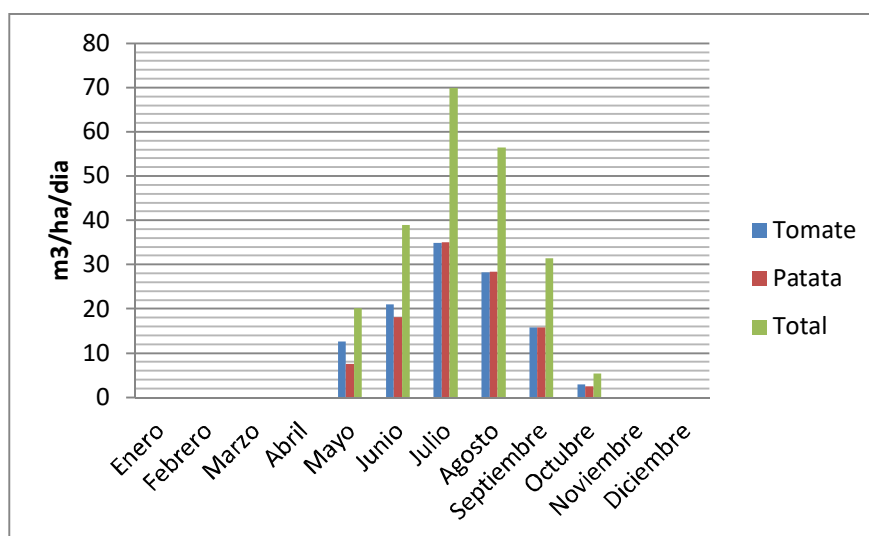


Fig 33: Gráfica de las demandas hídricas. Fuente: Propia

Como en lugar de tener una hectárea se tienen 0,4529 hectáreas de cada cultivo, se van a necesitar $34,78 \frac{m^3}{dia}$ de patata y $35,01 \frac{m^3}{dia}$ de tomate. Lo que hace que en la década de mayor demanda hídrica se necesite un total de $69,78 \frac{m^3}{dia}$.

Asumiendo que la bomba va a trabajar 8 horas en el mes de Julio, la bomba a elegir debe ser capaz de poder suministrar $8,72 \frac{m^3}{hora}$.

Se partirá de este valor para el dimensionamiento de la instalación.

6.2 ELECCIÓN DEL VOLUMEN DE ACUMULACIÓN

Como se ha observado en el cálculo anterior, en la década de mayor demanda hídrica se necesitarán $69,78 \frac{m^3}{dia}$, la cual será en Julio (el cual, afortunadamente, es un mes muy favorable para la obtención de radiación solar).

Se ha decidido dimensionar los depósitos un 80% más sobre las necesidades de un día, para tener así la autonomía de casi dos. La instalación constará de 5 depósitos de $25 m^3$ cada uno para así llegar a obtener una energía acumulada en forma de agua de $125 m^3$. El depósito elegido constará de las siguientes características.

Volumen (litros)	Diámetro (mm)	Altura (mm)
1.000	1.100	1.210
1.600	1.400	1.350
2.150	1.400	1.740
3.400	1.600	1.920
5.800	2.000	2.090
8.000	2.000	2.750
10.000	2.500	2.250
12.000	2.500	2.650
15.000	2.500	3.300
20.000	2.500	4.300
25.000	2.500	5.350
30.000	2.500	6.350
40.000	3.000	5.950
50.000	3.000	7.400
60.000	3.000	8.800
70.000	3.500	7.600
80.000	4.000	6.700
90.000	4.000	7.500
100.000	4.000	8.400
125.000	4.200	9.450
150.000	4.200	11.200
175.000	4.200	13.000
200.000	4.200	14.900

Fig 34: Características del depósito elegido. Fuente: Tadipol.es

Los depósitos elegidos, para optimizar el espacio, serán verticales y de base plana para su fácil colocación. Tendrán la toma de entrada para su llenado en la parte inferior del mismo con el fin de ahorrar en material y para que así la bomba impulse a menor altura hidráulica.

7. ESTUDIO SOLAR PREVIO

La obtención de energía solar será máxima cuando los rayos provenientes del Sol sean perpendiculares a la superficie de captación, entonces la orientación y la inclinación de los módulos va a ser un factor de vital importancia en una instalación solar.

7.1 EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR DISPONIBLE Y ORIENTACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Como normal general, hay que saber que en el hemisferio Norte los módulos fotovoltaicos deben orientarse hacia el Sur y en el hemisferio Sur deberán ser orientados hacia el Norte para aprovechar de manera más óptima la radiación solar recibida a lo largo de un día.

Son admisibles unas desviaciones máximas del 20% respecto al Sur geográfico. Esta desviación viene denominada con un ángulo α y se denomina azimuth, para buscar la optimización, será un valor de 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste. El ángulo azimuth de esta instalación será de 0° , ya que debido al terreno, no habrá problema para que los módulos pueden estar orientados completamente hacia el Sur y así maximizar su eficiencia.

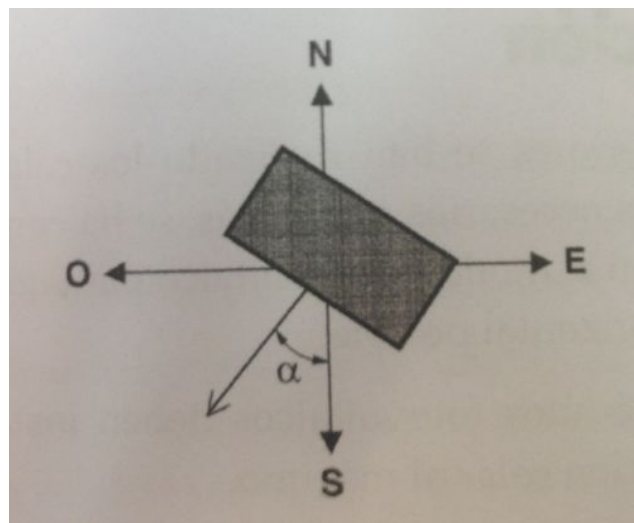


Fig 35: Ángulo azimuth. Fuente: Energía Solar Fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada

7.2 SELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS

La irradiación solar que incide sobre el módulo puede variar en función del ángulo que forme con la horizontal (inclinación). Así pues, en función de la inclinación, la captación de energía puede variar, siendo máxima cuando la posición de la placa sea perpendicular a la irradiación recibida.

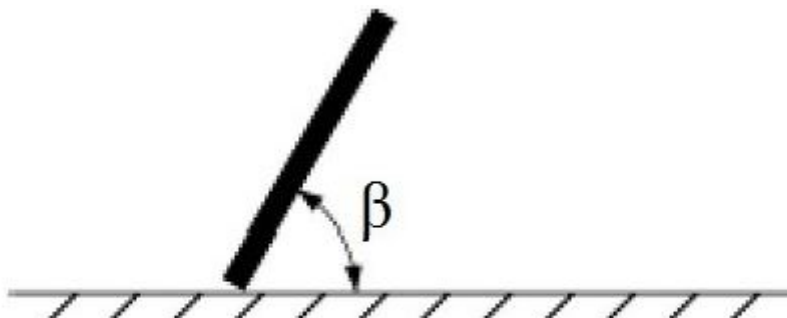


Fig 36: Inclinación. Fuente: Energía Solar Fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada

La inclinación óptima cambia a lo largo de un año debido a que la altura del Sol variará también, por lo tanto, para una instalación de módulos fijos (lo más usual en instalaciones solares aisladas), se suele escoger un valor de inclinación medio haciendo un estudio para obtener la máxima potencia a lo largo del año. Esto puede variar por ejemplo si se diseña para una instalación de uso solo en verano, en cuyo caso se escogerá un valor de inclinación para la máxima potencia media recibida en los meses de verano y los meses de invierno no se tendrán en cuenta.

Se puede elegir una inclinación u otra en función de la latitud del lugar (en grados) y de si su uso es en invierno (diciembre) o en verano (julio). En el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red del IDEA se muestra la siguiente tabla, clasificado en función del periodo de diseño.

Periodo de diseño	Inclinación óptima
Diciembre	Latitud + 10°
Julio	Latitud - 20°
Anual	Latitud - 10°

Fig 37: Inclinación óptima. Fuente: Energía Solar Fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada

Pero se va a profundizar más en el cálculo de la inclinación óptima. Existen softwares como PVGIS, que mediante la latitud del lugar, nos da una tabla para saber qué inclinación será la óptima para cada mes del año

Month	H_h	H_{opt}	I_{opt}
Jan	2210	3870	64
Feb	3180	4890	56
Mar	4700	5990	43
Apr	5510	5980	28
May	6540	6330	15
Jun	7340	6760	8
Jul	7300	6890	11
Aug	6290	6540	23
Sep	4840	5810	38
Oct	3650	5160	52
Nov	2500	4220	62
Dec	1950	3620	66
Year	4680	5510	36

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)
 H_{opt} : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)
 I_{opt} : Optimal inclination (deg.)

Fig 38. Ángulos óptimos e irradiación mensual. Fuente PVGIS

Se puede observar que en los meses de verano es más conveniente que el ángulo de inclinación sea menor, ya que el Sol está más alto, y en los meses de invierno, el ángulo de inclinación sea mayor, puesto que la posición del Sol es más baja. Esto es para buscar siempre la máxima perpendicular a la hora de recibir los rayos provenientes del Sol en la placa captadora.

El software PVGIS da un ángulo promedio óptimo de todos los meses de 36°, pero hay que tener en cuenta que el sistema se va a usar entre Mayo y Octubre, estando los principales meses de invierno la instalación parada, por lo que para este caso en concreto no tendría sentido considerar los meses en que el Sol está más alto.

Se buscará la inclinación promedio para los meses de uso, la inclinación elegida para este sistema de bombeo solar será de 24°.

7.3 EFECTO DE SOMBRAS Y DISTANCIA MÍNIMA ENTRE MÓDULOS

Como la instalación de este sistema (como se verá más adelante) solo tendrá una fila de módulos en serie, no habrá que tener este tipo de consideraciones.

8. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

Hemos obtenido anteriormente la demanda diaria que necesitaremos y la cantidad de $\frac{m^3}{h}$ que deberá poder impulsar una bomba para poder suplirla. Hay que tener en cuenta consideraciones como que se deberán vencer ciertas pérdidas e impulsar el caudal a ciertas alturas.

8.1 CALCULO DE LA ALTURA HIDRÁULICA DE BOMBEO

La altura hidráulica de bombeo o altura equivalente de bombeo H_{TE} , es la presión efectiva que debe de vencer la bomba para su correcto funcionamiento.

$$H_{TE} = H_d + H_g$$

Donde:

H_{TE} = Altura hidráulica (m)

H_g = Altura estática (m)

H_d = Altura dinámica (m)

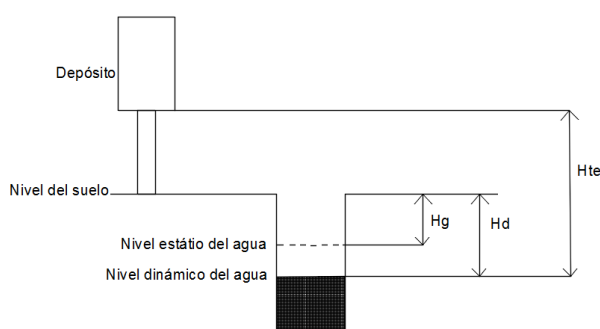


Fig 39. Definición gráfica de las alturas a calcular. Fuente: propia

Altura estática: es la distancia geométrica desde el nivel el agua en el pozo hasta el punto más elevado donde debe bombearse el agua, este valor debe ser medido y es de 10 m.

Nota: el nivel estático del agua corresponde a la distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel del agua antes de la prueba de bombeo.

Altura dinámica total de bombeo: representa todos los obstáculos que tendrá que vencer un líquido impulsado por una máquina para poder llegar hasta el punto específico considerado como la toma más desfavorable

Nota: el nivel dinámico del agua corresponde a la distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel final del agua después de extraerla.

$$H_d = 10,665 \cdot \left(\frac{Q^{1,852}}{C^{1,852}} \right) \cdot d^{-4,869} \cdot L = 10,665 \cdot \left(\frac{0,0024^{1,852}}{140^{1,852}} \right) \cdot 0,04^{-4,869} \cdot 15 = 1,53 \text{ m}$$

H_d = Altura dinámica (m)

Q = Caudal (m^3/s)

C = Coeficiente de Hazen – Williams

d = diámetro interno de la tubería (m)

L = Longitud de la tubería (m)

Material	Coeficiente
Asbesto-cemento (nuevo)	135
Cobre y Latón	130
Ladrillo de saneamiento	100
Hierro fundido, nuevo	130
Hierro fundido, 10 años de edad	107 – 113
Hierro fundido, 20 años de edad	89 – 100
Hierro fundido, 30 años de edad	75 – 90
Concreto, acabado liso	130
Concreto, acabado común	120
Acero galvanizado (nuevo y usado)	125
Acero remachado nuevo	110
Acero remachado usado	85
PVC	140
PE	150
Plomo	130 -140
Aluminio	130

Fig 40. Coeficiente de Hazen-Williams en función del material a usar. Fuente: Wikipedia

Obtenemos a siguiente altura hidráulica total

$$H_{TE} = H_d + H_g = 1,53 + 10 = 11,53 \text{ m}$$

8.2 CÁLCULO DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA Y DE LA POTENCIA ELÉCTRICA NECESARIA

Se realizará el cálculo de la energía (energía hidráulica, E_h) necesaria. Es la energía que deberemos aportar al sistema para poder impulsar a una altura h un volumen V de agua.

Nota: El volumen diario de agua a bombear (V), se mide en metros cúbicos diarios por día (m^3/dia) y la altura (h), en metros (m). Para la densidad del agua (ρ) se debe conocer en kilogramos por litro (kg/l), pero se puede considerar un valor aproximado a la unidad para los cálculos. Para la gravedad (g) se tomará la constante de $9,81 m/s^2$

$$E_H = \frac{\rho \cdot g \cdot h \cdot V}{3600} [Whd] = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 11,53 \cdot 69,78}{3600} = 2192,4353 Whd$$

Sabiendo las horas que tenemos para aportar esa energía y con las anteriores consideraciones, se podría calcular la potencia necesaria en vatios (W) que necesitamos para suplir dicha demanda de energía. Estamos tomando el mes de Julio para los cálculos, en este mes tenemos 8 horas diarias aprovechables de Sol.

$$P = \frac{E_h}{t} = \frac{2192,4353}{8} = 274,054 W$$

En dicha ecuación habría que incluir la eficiencia de la motobomba (debida a la conversión de la energía eléctrica en mecánica) en tanto por uno para calcular la potencia eléctrica necesaria que debe tener la motobomba P_{MB} , ya que una bomba no es ideal y tiene sus correspondientes pérdidas.

8.3 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LA BOMBA

En función de la configuración de la motobomba obtendremos los siguientes rendimientos.

Tipo	Valor medio	Mejor Valor
Superficial con motor CC y bomba centrífuga	25%	30%
Superficial con motor CC y bomba centrífuga multiestado	28%	40%
Motor Ac o CC sumergible con bomba centrífuga	32%	42%

Fig 41. Rendimientos medios y picos en función del tipo de bomba. Fuente: “Manual del bombeo solar”

Como la bomba elegida es de tipo centrífuga con motor trabajando en corriente continua sumergible, elegiremos el rendimiento un valor entre el valor medio que se da y el mejor valor que se puede llegar a tener, siendo este de 37%.

Nota: la eficiencia obtenida mediante catálogo de la bomba elegida para el sistema (ver más adelante) coincide con la del 37%

$$P_{MB} = \frac{P}{\eta_{MB}} = \frac{274,054}{0,37} = 740,687 \text{ W}$$

Para suplir la demanda, y con las anteriores consideraciones, la bomba elegida deberá ser como mínimo de 740,687 W.

8.4 CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Necesitaremos la energía o potencia necesaria. Una de las formas para proceder al dimensionado del generador (cantidad de módulos fotovoltaicos que se necesitarán en la instalación) será mediante el cociente entre la energía hidráulica E_H y el rendimiento de la motobomba η_{MB} .

$$E_{potmaxdiaria} = \frac{2192,4353}{0,37} = 5925,50 [Whd]$$

Una vez se ha calculado la energía o la potencia necesaria, se podrá realizar el dimensionado de la instalación generadora.

Para tener márgenes de seguridad y asegurar que siempre se va a tener demanda, se diseña para el mes que tendrá más desfavorable. Para obtenerlo usaremos de nuevo el software PVGIS, tomando como ángulo de inclinación para obtener la irradiancia el elegido anteriormente de 24°.

Month	H_h	H_{opt}	$H(24)$	I_{opt}
Jan	2210	3870	3430	64
Feb	3180	4890	4470	56
Mar	4700	5990	5750	43
Apr	5510	5980	6020	28
May	6540	6330	6610	15
Jun	7340	6760	7180	8
Jul	7300	6890	7260	11
Aug	6290	6540	6680	23
Sep	4840	5810	5680	38
Oct	3650	5160	4810	52
Nov	2500	4220	3770	62
Dec	1950	3620	3170	66
Year	4680	5510	5410	36

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)
 H_{opt} : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)
 $H(24)$: Irradiation on plane at angle: 24deg. (Wh/m²/day)
 I_{opt} : Optimal inclination (deg.)

Fig 42. Obtención de la irradiancia para un ángulo de 24°. Fuente: PVGIS

Para los sistemas de riego se tiene un consumo estacional, es decir, la cantidad de agua puede variar en función del cultivo y de la estación. El

volumen de agua necesaria dependerá de diferentes factores como: irradiancia recibida, temperatura, humedad, velocidad del viento, método de riego o nivel medio del agua recibida por la lluvia. En consecuencia, el consumo medio diario de agua puede variar de unos meses a otros, y no necesariamente el mes más desfavorable será el de menor irradiancia. Para ello, se elaborará una tabla con las necesidades diarias medias mensuales (obtenidas anteriormente con el software CROMWAT) y la irradiancia, y se elegirá el peor mes para la realización del dimensionado a partir de su cociente

Mes	Necesidades de Energía (Wh/día)	Irradiación a 24° (Wh/m ² /day)	Cociente Necesidades/Irradiación
Mayo	610,905	6610	0,092
Junio	1469,875	7180	0,204
Julio	2861,999	7260	0,394
Agosto	2310,333	6680	0,345
Septiembre	1284,752	5680	0,226
Octubre	199,93	4810	0,041

Fig 43. Cociente entre necesidad e irradianción para obtener el mes más desfavorable. Fuente: Propia

Observamos que el mes más desfavorable será el de Julio, y tomando 8 horas de Sol como las aprovechables para dicho mes obtenemos la potencia del generador se calculará de la siguiente forma.

$$P_{\text{generador}} = \frac{E_{\text{potmaxdiaria}}}{0,9 \cdot HPS \cdot K_T} [W] = \frac{5925,50}{0,9 \cdot 8 \cdot 0,8} [W] = 1028,732 [W]$$

Para bombeo directo donde no se utilizan baterías, el valor de K_T será 0,8. La bomba debe ser capaz de soportar un caudal pico (en litros/segundo) a partir de la potencia del generador, el rendimiento pico del subsistema motor-bomba (que será el usado anteriormente y correspondiente al de la bomba), la aceleración de gravedad g , y la altura h , tal y como se muestra en la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{P_{\text{generador}} \cdot \eta_{p-mb}}{g \cdot h} \left[\frac{l}{s} \right] = \frac{1028,732 \cdot 0,37}{9,8 \cdot 11,53} \left[\frac{l}{s} \right] = 3,368 \left[\frac{l}{s} \right] = 12,127 \frac{m^3}{h}$$

Observamos que teóricamente, nuestro generador será capaz de abastecer la demanda calculada anteriormente, que era $8,72 \frac{m^3}{h}$.

8.5 SELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA BOMBA

Visto las necesidades hídricas ($Q = 8,72 \frac{m^3}{h}$), la altura a elevar de 10 metros, y la potencia necesaria para suplir ese caudal ($P = 825,306 \text{ W}$) la bomba elegida será la bomba Lorentz PS1200 SJ8-5, pudiendo dar una potencia de hasta 1,2 kW. Esta bomba ya tiene instalado internamente un seguidor MPPT, maximizando la potencia llevando a su punto óptimo de funcionamiento y diseñada para arranque y parada en seco, como acepta un gran rango de entrada de tensiones e intensidades no será necesario un convertidor DC-DC ni similar. Otro punto a favor es que su mantenimiento es mínimo, ya que el motor está libre de escobillas.

Podemos ver en su curva de funcionamiento, que trabajando a 1kW, aproximadamente como ha sido diseñado el generador, abastecerá de sobra las necesidades.

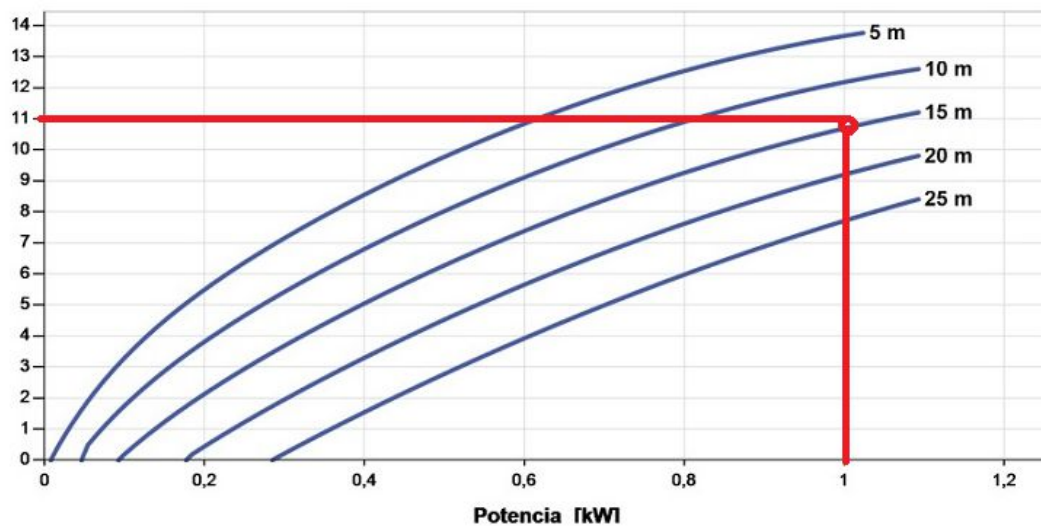


Fig 44. Curva de funcionamiento de la bomba Lorentz PS1200 SJ8-5. Fuente: Catálogo Lorentz

8.6 SELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LOS MÓDULOS

Calculada previamente la potencia que deberá tener el generador $P_{\text{generador}} = 1028,732 \text{ W}$, se ha elegido una combinación de 4 módulos fotovoltaicos en serie, concretamente el modelo CANADIAN CS6P-260P de 260Wp cada uno, aportando una potencia total de 1040Wp al generador, suficiente para suplir la demanda de energía del sistema.



Fig 48. Panel CANADIAN CS6P-260P. Fuente: Catálogo Canadian Solar.

El módulo en cuestión tiene las siguientes características eléctricas:

ELECTRICAL DATA STC*			
CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16 %	16.47 %	16.79 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3 % (Pmax).

Fig 49. Características eléctricas del Panel CANADIAN CS6P-260P. Fuente: Catálogo Canadian Solar.

Con sus correspondientes curvas de trabajo:

CS6P-265P / I-V CURVES

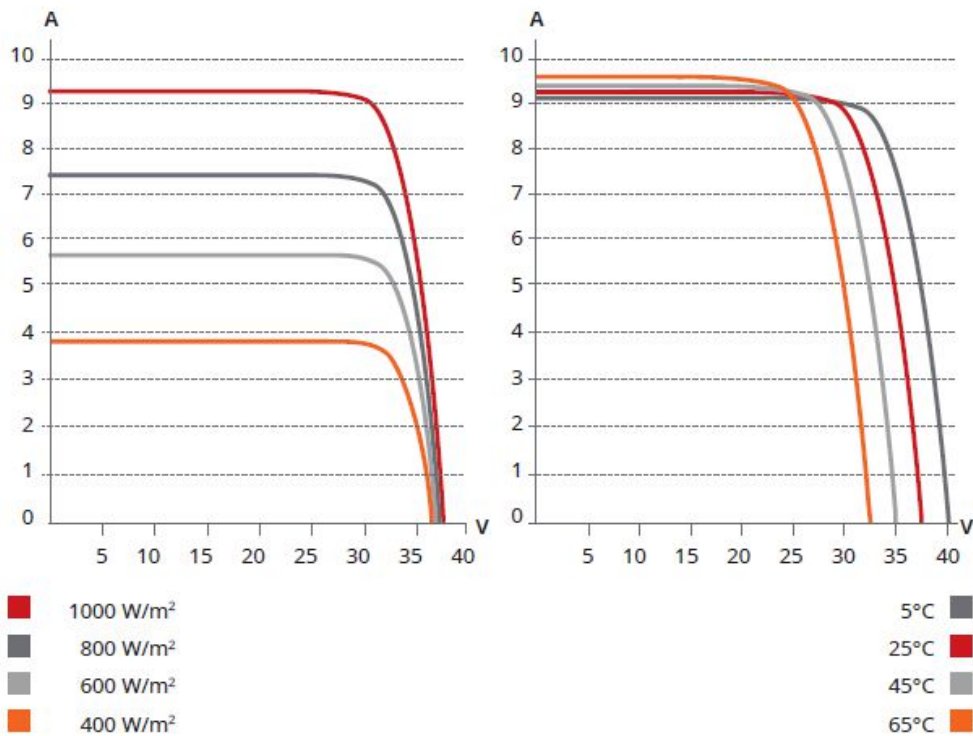


Fig 50. Curvas de trabajo del Panel CANADIAN CS6P-260P. Fuente: Catálogo Canadian Solar.

8.7 DISEÑO Y JUSTIFICACIÓN DE LA ESTRUCTURA PARA LOS MÓDULOS

Dado que el propietario del emplazamiento y del cultivo puede tener la necesidad de cambiar el tipo de plantación o cosechar en otra época del año, es decir, tener la necesidad de cambiar la inclinación de los módulos a fin de que sea la óptima, lejos de dejar una estructura fija se ha decidido realizar un diseño propio el cual permite variar el ángulo de inclinación. El método de cambio de inclinación se basa en que uno de los apoyos funciona como una tija telescópica, permitiendo subir o bajar, variando así el ángulo. Se pueden deslizar sobre raíles para facilitar que el módulo quede bien encuadrado y, en caso de ángulos bajos, el módulo no llegue a tocar al suelo. Para la fijación del soporte a los módulos cuenta también un tubo telescópico que permite girar la inclinación de la fijación.

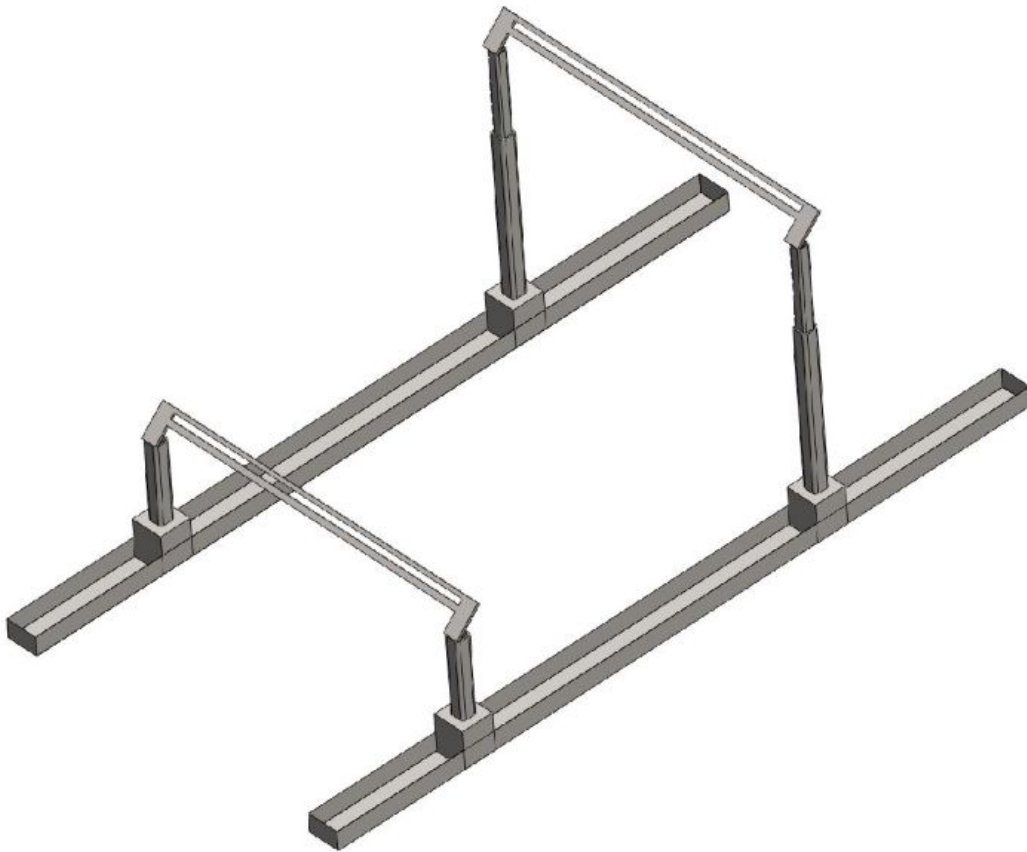


Fig 51. Estructura de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Propia

8.8 DISEÑO DEL CONTROL EXTERNO

Aunque la propia bomba tenga integradas funciones tales como seguidor MPPT y arranque y parada en seco, se dotará al sistema de un control externo en el cual se podrá visualizar si la bomba está trabajando o no, pudiendo activar/desactivar el sistema a placer o detección de fallos. También se le incorporará un sensor a nivel ubicado en el depósito para detectar cuando el depósito está lleno y parar automáticamente la bomba.

Se ha elegido el controlador CU200 de la casa “Grundfos” debido a su especial diseño para aplicaciones de bombeo solar.

El control Grundfos CU200 se comunica con la bomba y regula las condiciones de funcionamiento. La carátula indica fallas, funcionamiento en seco, estado de operación y consumo de energía. Utilizando un flotador (o sensor de llenado de depósito), el controlador apaga la bomba cuando el tanque está lleno. De una forma muy sencilla se procede a la instalación teniendo un gran control del sistema:

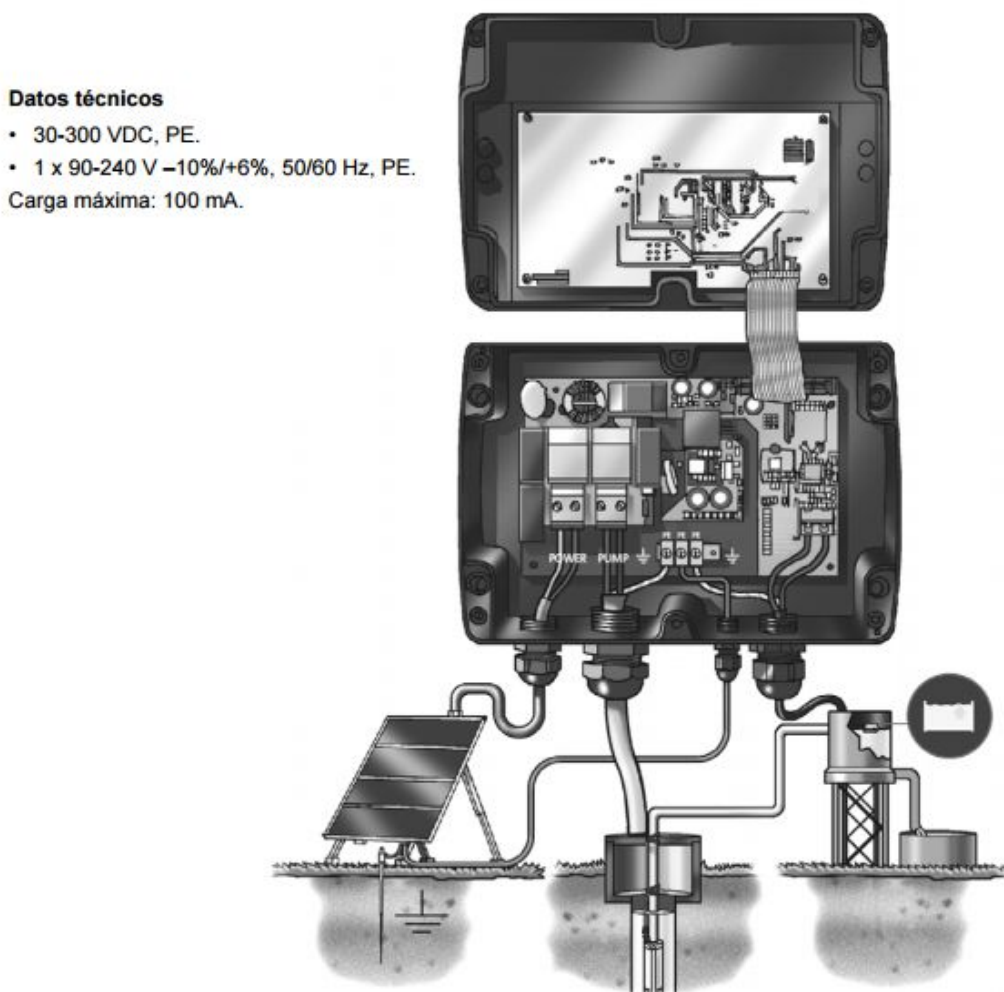


Fig 46. Conexión y datos técnicos de la unidad de control CU200 de Grundfos. Fuente: Grundfos Center

Se le ha definido como externo para diferenciarlo del sistema de control que la bomba lleva integrado y porque este sistema de control se ubicará fuera el pozo.

De todas las combinaciones posibles que ofrece la casa “Grundfos” la elegida será la siguiente: la unidad de control CU200 junto al sensor o interruptor de nivel.








Sistema	consta de los siguientes componentes							
	Bomba	Paneles solares *	Turbina eólica	Generador/ batería/ suministro de potencia	Controlador de carga	Caja de interruptores o caja de frenado	Unidad de control	Extras adicionales
SQFlex Solar Ver página 10.								
SQFlex Solar - con unidad de control CU 200 e interruptor de nivel Ver página 11.								(**)

Fig 47. Configuración elegida de controlador. Fuente: Grundfos Center

8.9 CÁLCULO Y SELECCIÓN TUBERÍA

El propietario de la finca tiene su instalación de tubería de PVC, como se encuentra en perfectas condiciones, se reutilizará. No obstante se realizarán los cálculos correspondientes para asegurar que las medidas son correctas. El PVC está muy extendido para este tipo de aplicaciones por sus diferentes características.

Es resistente y liviano: Su fortaleza ante la abrasión, bajo peso (1,4 g/cm³), resistencia mecánica, al impacto y a ambientes agresivos, son las ventajas técnicas claves.

Posee gran versatilidad: Gracias a la utilización de aditivos tales como estabilizantes, plastificantes y otros, el PVC puede transformarse en un material rígido o flexible, teniendo así gran variedad de aplicaciones.

Tiene una gran estabilidad: Es estable e inerte. Se emplea extensivamente donde la higiene es una prioridad. Los catéteres y las bolsas para sangre y hemoderivados están fabricados con PVC.

Posee una gran longevidad: Es un material excepcionalmente resistente. Los productos de PVC pueden durar hasta más de sesenta años como se comprueba en aplicaciones tales como tuberías para conducción de agua potable y sanitarios; de acuerdo al estado de las instalaciones se espera una prolongada duración de las mismas

Aporta seguridad a la instalación: Debido al cloro que forma parte del polímero PVC, no se quema con facilidad ni arde por si solo y cesa de arder una vez que la fuente de calor se ha retirado. Se emplea eficazmente para aislar y proteger cables eléctricos en el hogar, oficinas y en las industrias. Los perfiles de PVC empleados en la construcción para recubrimientos, cielorrasos, puertas y ventanas, tienen también esta propiedad de ignífugos.

Es altamente reciclable: Esta característica facilita la reconversión del PVC en artículos útiles y minimiza las posibilidades de que objetos fabricados con este material sean arrojados en rellenos sanitarios. Pero aún si esta situación ocurriese, dado que el PVC es inerte no hay evidencias de que contribuya a la formación de gases o a la toxicidad de los lixiviados.

Es rentable: Bajo costo de instalación y prácticamente costo nulo de mantenimiento en su vida útil, lo que permite lograr sustanciales ahorros. También presenta características de fácil procesado para alcanzar las especificaciones deseadas en el producto final, ya sean físicas, mecánicas o eléctricas. Por tanto, el PVC tiene un buen precio competitivo comparado con otros materiales.

Es un muy buen aislante eléctrico: No conduce la electricidad, es un excelente material como aislante para cables. Buenas propiedades eléctricas en un amplio rango de temperaturas.

El diámetro de las tuberías del sistema existente es de 40mm. Se van a proceder los cálculos para ver si es correcto su valor y por lo tanto, si podría funcionar sin necesidad de cambiarlo. Partiremos de la velocidad recomendada para el movimiento del fluido (1,2-2,1 m/s) y del caudal obtenido anteriormente (siendo $Q = 8,72 \frac{m^3}{h} = 2,4 \cdot 10^{-3} \frac{m^3}{s}$) para así calcular el área y posteriormente el diámetro.

Tomaremos una supuesta velocidad de 2 m/s para el diseño

$$A = \frac{Q}{v} = \frac{2,4 \cdot 10^{-3}}{2} = 1,2 \cdot 10^{-3} m^2$$

$$d = 2 \cdot \sqrt{\frac{A}{\pi}} = 0,039 m = 39 mm$$

Observamos que el valor del diámetro calculado es de 39mm. Deberíamos recurrir a un catálogo donde encontrar una medida disponible comercialmente, que sería a 40mm, la que ya está instalada en el sistema.

8.10 CALCULOS DEL CABLEADO DE LA INSTALACIÓN

Es importante elegir una sección adecuada, ya que una mala elección puede suponer una mayor caída de tensión en el conductor, lo que se traduce a un aumento de la corriente y el correspondiente aumento de la temperatura. Dicho aumento de la temperatura puede repercutir en un mayor riesgo de incendio o en el deterioro del material del aislante que recubre el cable, aumentando la posibilidad de un cortocircuito.

Para el cálculo de la sección de un cable se debe conocer: el material que lo compone (cobre o aluminio) y su conductividad (γ), la longitud del cable (l) en metros, la corriente que atravesará el conductor (I) en amperios y la caída de tensión entre sus extremos (U) en voltios.

La longitud del cable será de 13 metros, ya que las placas estarán ubicadas en la parte superior del pozo. Como estarán colocados en serie, la intensidad del sistema será la que proporcione un panel, entonces tomaremos la intensidad de cortocircuito que nos proporciona el catalogo del panel $I_{sc} = 9,12 A$. La conductividad teórica del cobre será de $28 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$ y la caída de tensión, la que proporcionarán los 5 paneles en serie, que será la suma de las tensiones, tomando las tensiones como las de circuito abierto obtenidas en el catálogo; $U = 5 \times 37,5 = 187,5 V$.

En la instrucción ITC-BT-40 del reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT) se indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador. En instalaciones fotovoltaicas es debido a que se debe dimensionar un 25% para asegurar que el cable será capaz de soportar condiciones de irradiancia muy favorables a temperaturas elevadas, puesto que los valores de cálculo elegido se basan en las CEM, además llevarán una malla y un plástico de polietileno para proteger de la agresividad del Sol.

Obtendremos la sección con la siguiente ecuación, dónde la longitud corresponderá a la distancia entre el generador y el receptor.

Esto es debido a que la longitud del cable estará compuesto en una instalación fotovoltaica por el cable positivo y el negativo. Es decir, si la distancia entre el generador y el regulador es de 10 metros, se necesitarán 20 metros para cerrar el circuito, siendo 10 metros de cable positivo y 10 metros de cable negativo.

$$S = 2 \cdot \frac{l \cdot I}{\gamma \cdot U} [mm^2] = 2 \cdot \frac{10 \cdot (1,25 \cdot 9,12)}{58 \cdot \left(187,5 \cdot \frac{1,5}{100}\right)} = 0,698 [mm^2]$$

Una vez calculada la sección del cableado, hay que escoger un valor normalizado, ya que no existen cables de todos los valores.

Se usará el modelo EXZHELLENT XXI 500 V de General Cable de $0,75 \text{ mm}^2$ de sección y las siguientes características:

General Cable Code	Cross section (mm ²)	Nominal overall diameter (mm)	Nominal weight (kg/km)	Minimum bending radius (mm)	Maximum current rating Air 30 °C * (A)	Voltage drop cos $\mu=0,8$ (V/A.km)
1660103	1x0.5	2.1	10	15	2	64.78
1660104	1x0.75	2.3	15	15	5	43.22
1660105	1x1	2.5	15	15	8	32.44



CONSTRUCTION:

1. CONDUCTOR

Copper class 5 to IEC 60228.

2. INSULATION

Halogen-free thermoplastic polyolefin type TI7 to EN 50363-7.

Fig 52. Características del cable elegido. Fuente: Catálogo General Cable

Una vez se ha elegido la sección y sabiendo la corriente que pasará por el conductor, hay que comprobar que la corriente sea admitida por dicha sección

La máxima intensidad admisible por un cable depende de la sección del conductor, la temperatura ambiente (si el cable no se encuentra enterrado), la temperatura del terreno si es que sí lo está o el método de instalación entre otros.

Así pues, la siguiente tabla proporciona dichos valores máximos para el caso de cables de instalación generadora (utilizados para el circuito de corriente continua y utilizada para la conexión entre módulos fotovoltaicos hasta el regulador)

Sección mm ²	Tipos de instalación		
	Al aire a 60°C [A]	Sobre superficie [A]	Adyacente a superficie [A]
0,75	27	21	18
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	105
25	176	167	142
35	218	207	176

Fig 53. Intensidad máxima admisible en cables eléctricos para el conexionado de módulos fotovoltaicos. Fuente: Norma AE0038

Como observamos cumple perfectamente, ya que nuestro sistema tiene una sección de $0,75 \text{ mm}^2$ y una intensidad de cortocircuito de $9,12 \text{ A}$

8.11 PROTECCIONES

Los elementos de protección que tendrá el sistema serán los fusibles, magnetotérmicos y toma de tierra. Tomando como referencia el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red, editado por el Departamento de Energía Solar del IDEA, el Instituto de Energía Solar de la UPM y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, se indica que:

- Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectado (como mínimo) la estructura de 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 la misma.
- 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 o disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

En aquellas instalaciones donde las tensiones sean bajas y trabajen en corriente continua, se deberá tener en cuenta la ITC-BT-24 para los sistemas de protección. Se deberá seguir el siguiente sistema de protección, según el reglamento electrotécnico para baja tensión.

Interruptor diferencial: El interruptor diferencial consta de un sistema que permite detectar contactos indirectos y proteger de ellos cortando el suministro eléctrico.

Magnetotérmico: es un dispositivo de protección ante cortocircuitos y sobrecargas. También se denomina disyuntor, aunque en instalaciones de viviendas se suele denominar PIA (pequeño interruptor automático).

Su funcionamiento está basado en los efectos que se producen por la circulación de corriente eléctrica: magnético y térmico

Circuito magnético: formado por un electroimán y su función es la de protección ante posibles cortocircuitos, cortando el paso de la corriente cuando se alcanza un valor ya definido (por fabricante)

Circuito térmico: está formado por una lámina bimetálica y su función es la de protección ante posibles sobrecargas. Dicha lámina se deforma al pasar cierta corriente durante un tiempo según el diseño del mismo. Por ello, cuando se alcanza cierta temperatura (efecto Joule por el paso de la corriente) corta el paso de la corriente

Se ha observado previamente que el conjunto del controlador con la bomba Lorentz PS1200 admite una corriente máxima admisible de 9,5 A. Como la intensidad máxima (Corriente de cortocircuito) que se podría obtener en el generador fotovoltaico es de 9,12 A, no sería necesaria la instalación de un magnetotérmico, ya que al no alcanzar nunca la corriente máxima admisible no sería necesaria ningún tipo de protección frente al sistema. Pero, por seguridad, el magnetotérmico debe ser capaz de poder llegar a actuar frente intensidades un 125% mayor que la corriente de cortocircuito. Dicha intensidad tendría el siguiente valor:

$$I_{\text{magnetotérmico}} = 1,25 \cdot 9,12 = 11,4 \text{ A}$$

El magnetotérmico deberá ser capaz también de soportar la tensión máxima que le llegará por parte del generador fotovoltaico. Esta tensión máxima será la del voltaje en circuito abierto. Se ha visto anteriormente que el conjunto de paneles que forman el generador darían un voltaje total en circuito abierto de 187,5 V. Se elegirá el MUN 116A de la casa Hager, de 16 A

Toma de tierra: Es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos en el suelo.

En cuanto a la puesta a tierra se pueden considerar el uso de electrodos, formados por placas enterradas, picas verticales o conductores enterrados horizontalmente

El tipo de enterramiento y la profundidad a la que se encontrará deben ser correctos de manera que la pérdida de humedad del suelo, el hielo que se forme a bajas temperaturas u otros factores, no alteres la resistencia de toma de tierra prevista.

El valor de la resistencia de tierra se calculará teniendo en cuenta la longitud de la pica/conductor " L ", la resistividad del terreno " ρ " (Ω/m), o el perímetro " P " si se trata de una placa enterrada.

Para el cálculo de la toma a tierra se recurrirá al ITC BT 18 del reglamento de baja tensión, en el que se utilizará como puesta a tierra un electrodo combinado (4 picas y un anillo de cobre).

El cálculo de la resistencia de cada pica y de la longitud del cobre que forma el anillo se hará en función a coeficientes experimentales.

Anillo de cobre: La longitud del anillo de cobre deberá abarcar la superficie que ocupan los paneles formando un rectángulo. Dicho cuadrado será de 3 metros de largo por 2 metros de ancho, necesitando un total de 6 metros de conductor.

Picas: Se utilizaran 4 picas de 2 metros de longitud cada una.

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a
Limo	30
Humus	20 a 100
Turba húmeda	10 a 150
Arcilla plástica	5 a 100
Margas y Arcillas compactas	50
Margas del Jurásico	100 a 200
Arenas arcillosas	30 a 40
Arenas silíceas	50 a 500
Suelo pedregoso cubierto de césped	200 a 3.000
Suelo pedregoso desnudo	300 a 5.000
Calizas blandas	1500 a 3.000
Calizas compactas	100 a 300
Calizas agrietadas	1.000 a 5.000
Pizarras	500 a 1.000
Roca de mica y cuarzo	50 a 300
Granitos y gres procedente de alteración	800
Granito y gres muy alterado	1.500 a 10.000
	100 a 600

Fig 54. Resistividad en función del terreno. Fuente: Fluke.com

Nos encontramos ante un suelo pedregoso cubierto de césped, en el cual se recomiendan valores de entre 300 a 5000. Se tomará un valor de 600

$$R_{anillo} = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 600}{6} = 200 \Omega$$

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L} = \frac{600}{2} = 300 \Omega$$

Para obtener la resistencia total realizaremos el paralelo de ambas resistencias.

$$R_{total} = \frac{1}{\frac{1}{200} + \frac{1}{300 \cdot 4}} = 171,428 \Omega$$

9. ESTUDIO AGRONÓMICO

Para proceder a un cálculo más exacto a la hora de realizar presupuestos se necesitará saber el tipo de fertilizantes químicos y cantidades necesarios. Así como las extensiones reales del sistema y la división de las parcelas. También se comprobará si el diseño de tuberías es adecuado para suplir la demanda de agua en todos los puntos.

9.1 OBTENCIÓN DEL TIPO Y CANTIDAD DE ABONO

Se usará el software del cual dispone “Fertiberia” para obtener cantidades y tipos necesarios, posteriormente se consultará su precio en el mercado mayorista.

El cultivo pertenece a tipo herbáceo y mediante riego.

1 Tipo de cultivo

Selecciona una opción de cada columna

Comenzamos, primero selecciona el tipo de cultivo sobre que el quieres realizar los cálculos de fertilización.

Herbáceo

Leñoso

Secano

Riego

CONTINUAR

Fig 55. Introducción de datos en el software para el cálculo del tipo de abono y cantidad. Fuente: Fertiberia.

Se deberá introducir el tipo de cultivo.

Cultivo

Selecciona tu cultivo

Muy bien, ahora haciendo clic en el desplegable selecciona el cultivo concreto sobre el que vamos a trabajar.

Tomate verano

VOLVER A EMPEZAR

ATRÁS

CONTINUAR

Fig 56. Introducción de datos en el software para el cálculo del tipo de abono y cantidad. Fuente: Fertiberia.

Y la producción esperada por hectárea, ya obtenida previamente.

Producción esperada

Introduce ahora, cuántos kilos por hectárea tienes previsto obtener. Este dato es determinante para definir las cantidades de producto que deberás aplicar tanto en fondo como en cobertera. **NOTA:** Ten cuidado al introducir los datos, los miles debes expresarlos sin puntos ni comas. (ejemplo: 1000 Kg/ha).

Espero producir

kg/ha

VOLVER A EMPEZAR
ATRÁS
CONTINUAR

Fig 57. Introducción de datos en el software para el cálculo del tipo de abono y cantidad. Fuente: Fertiberia.

La elección del producto a emplear será de Mg-S en el fondo y una solución de abono nitrogenado para la superficie

Fondo	Cobertera
NPK (Mg-S) 10-12-24 (3-16) con zinc	Nitraliq 20 Sol. de abono nitrogenado 20
NPK (S) 8-15-15 (6)	Nitromagnesio 22 (5)
NPK (Mg-S) 8-22-8 (2-6)	Nitrato amónico 24 con azufre
NPK (S) 8-24-8 (17)	Nitrosulfato amónico 26 (37)
NPK (S) 8-20-8 (21)	Nitrato amónico cálcico 27 con magnesio
NPK (S) 8-24-16 (5)	Sulfaliqu Sol. de nitrato amónico-urea 28
NPK (S) 9-18-27 (6)	NGreen Sol. de nitrato amónico-urea 30
NPK (Mg-S) 10-12-24 (3-16) con zinc	Nitraliq 32 Sol. nitrato amónico-urea 32
NPK (S) 12-24-12 (8)	Nitrato amónico 33,5
NPK (Mg-S) 12-8-16 (3-32) con boro, hierro y zinc	Urea
NPK (S) 15-15-15 (20)	

Fig 58. Introducción de datos en el software para el cálculo del tipo de abono y cantidad. Fuente: Fertiberia.

Se va a necesitar los siguientes kilogramos por hectárea de cada producto:

Para fondo, necesitarás...

NPK (Mg-S) 10-12-24 (3-16) con zinc

550 kg/ha

VER FICHA

Para cobertera, necesitarás...

Nitraliq 20 | Sol. de abono nitrogenado 20

880 kg/ha

VER FICHA

Fig 59. Obtención de cantidad de abono necesario para el cultivo de tomate. Fuente: Fertiberia.

Volvemos a programar el software, pero esta vez para la cosecha de la patata, necesitando la siguiente cantidad de producto fertilizante:

Para fondo, necesitarás...

NPK (Mg-S) 10-12-24 (3-16) con zinc

140 kg/ha

VER FICHA

Para cobertera, necesitarás...

Nitraliq 20 | Sol. de abono nitrogenado 20

230 kg/ha

VER FICHA

Fig 60. Obtención de cantidad de abono necesario para el cultivo de patata. Fuente: Fertiberia.

A continuación veremos qué precio de fertilizantes deberemos pagar para suplir las necesidades del producto.

	Kg/hectárea		Kg en terreno a proyectar		€/kg		Subtotal	
	Producto fondo	Producto cobertera	Producto fondo	Producto cobertera	Producto fondo	Producto cobertera	Producto fondo	Producto cobertera
Tomate	550	880	249,095	398,552	3	5,5	747,29 €	2.192,04 €
Patata	140	230	63,406	104,167			190,22 €	572,92 €
			312.496	502,719			937,50 €	2.764,95 €
							3.702,46 €	

Fig 61. Precio total por los consumos químicos. Fuente: A partir de lo obtenido mediante "Fertiberia" y consultando el precio a mayoristas en la misma empresa.

9.2 DISEÑO DE LOS SECTORES DE RIEGO

El diseño del sistema de riego dividido en 5 sectores será el siguiente: con una matriz principal que viene directamente del depósito, y cinco submatrices que alimentan a 6 hileras la primera y la cuarta, a dos hileras la segunda, y a cinco hileras la tercera y la quinta, quedando el esquema de la siguiente manera.

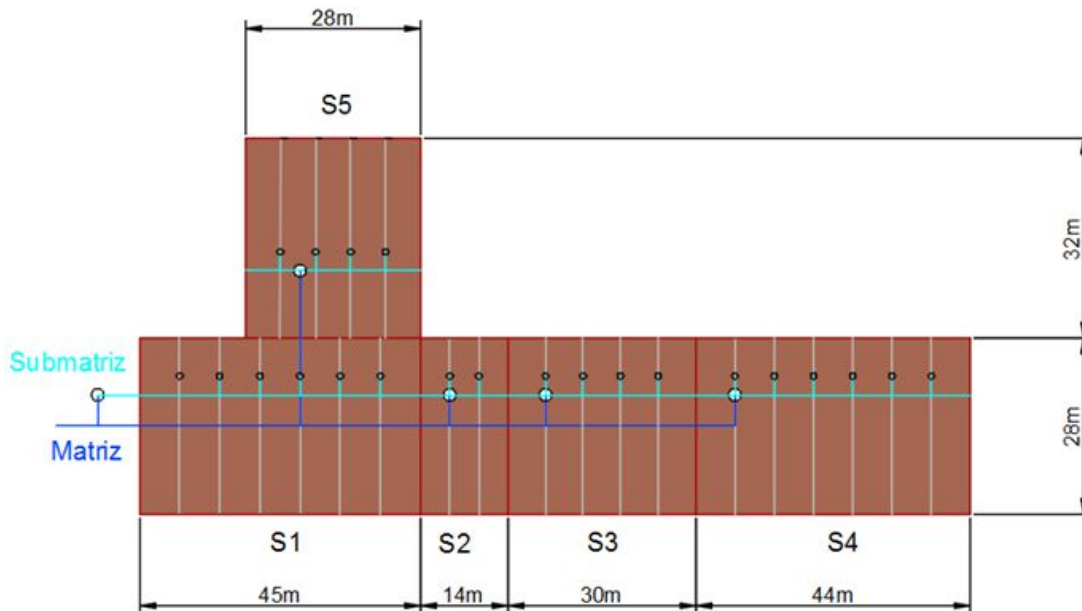


Fig 62: Distribución del sistema de riego. Fuente: Propia

9.3 SIMULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DEL VOLUMEN DE AGUA MEDIANTE EPANET

Mediante el software Epanet, se hará una simulación del sistema de tuberías para comprobar si las presiones son las adecuadas y los caudales los deseados.

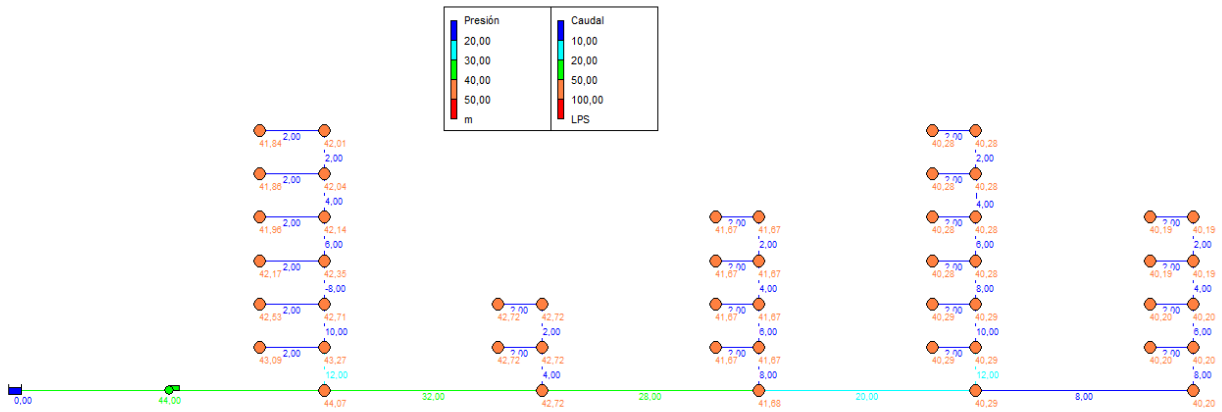


Fig 63. Simulación del sistema para la obtención de presiones y caudales. Fuente: Epanet

Se observa que aunque el caudal de la última tubería sea menor, así sigue estando por encima del caudal obtenido para el diseño de la tubería por lo que la simulación del sistema y el diseño serían correctos.

10. SIMULACIÓN DEL PROYECTO MEDIANTE PVSYS

Se va a proceder a la simulación mediante el software PVSYS 5.0 usando los elementos elegidos reales durante la redacción de dicho proyecto y se comprobará que los valores elegidos y/o calculados coinciden con los que nos da el software.

Como se ha dicho anteriormente, se usarán 4 depósitos de 25 m³ pero en la simulación se pondrá uno solo de 100 m³, que a efectos prácticos de cálculo en el software será lo mismo.

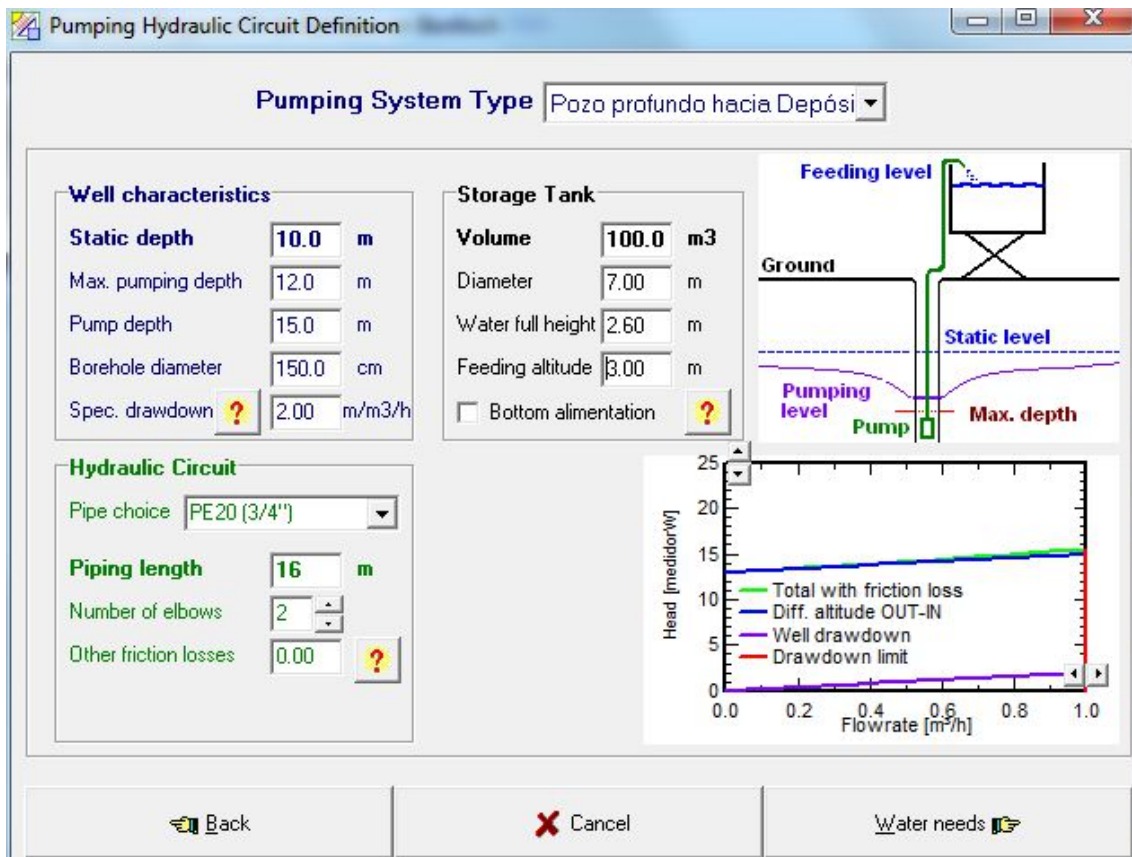


Fig 64. Introducción de datos. Fuente: PVSYS

Para dicho cálculo, dibujaremos el perfil real que se tiene de la demanda de agua

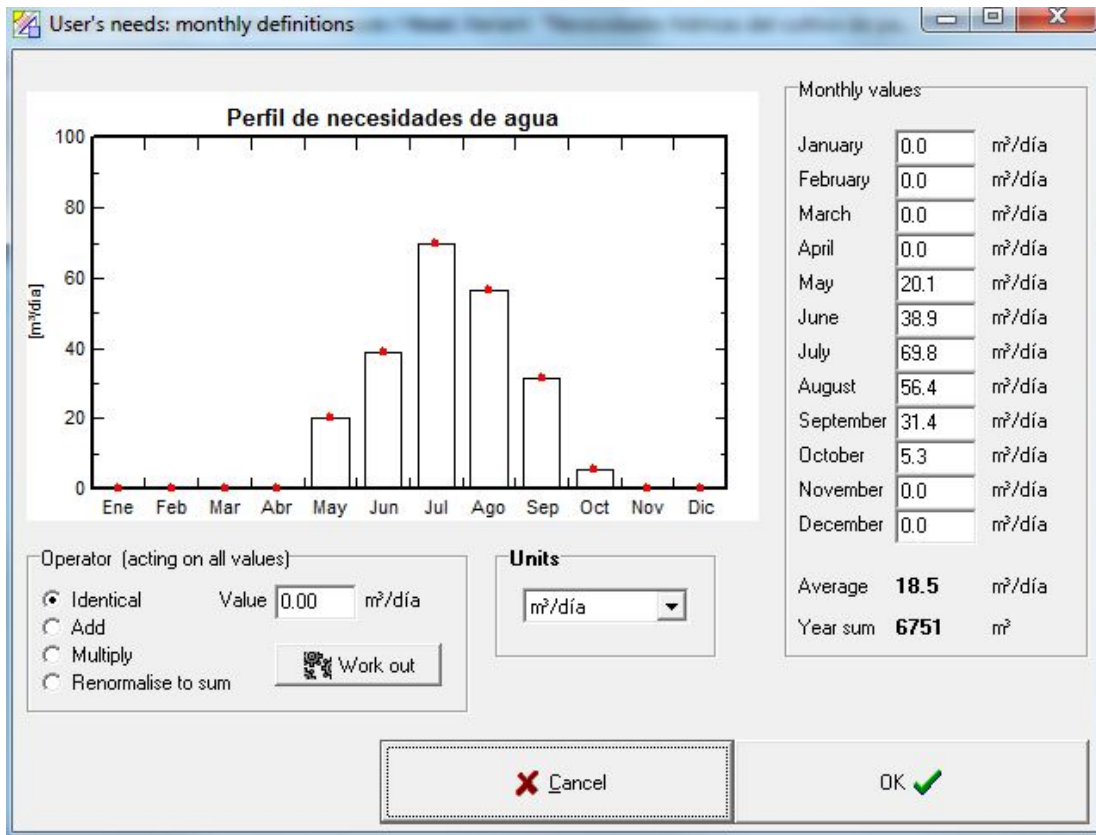


Fig 65 Introducción de datos. Fuente: PVSYST

Cargaremos en el sistema los elementos elegidos para dicho proyectos: los 4 paneles solares Canadian CS6P-260M y la bomba de Lorentz PS1200 SJ8-5

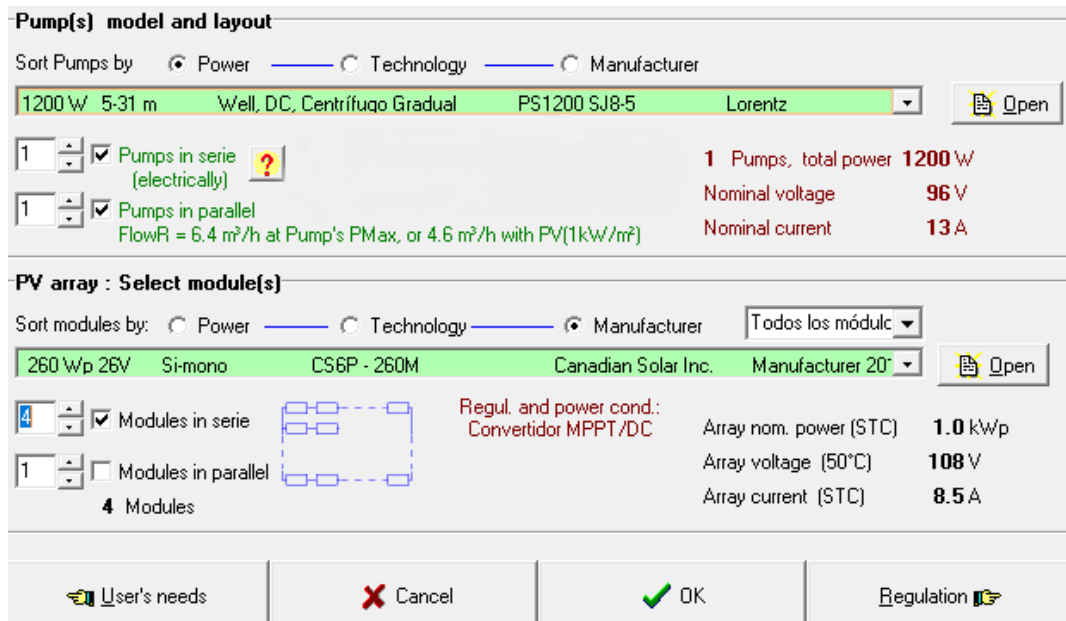


Fig 66 Introducción de datos. Fuente: PVSYST

Y como convertidor, pondremos el DC/DC con seguimiento MPPT, ya que es el que tiene integrado la bomba. Como la bomba elegida trabaja en continua, no se requerirá de inversor.

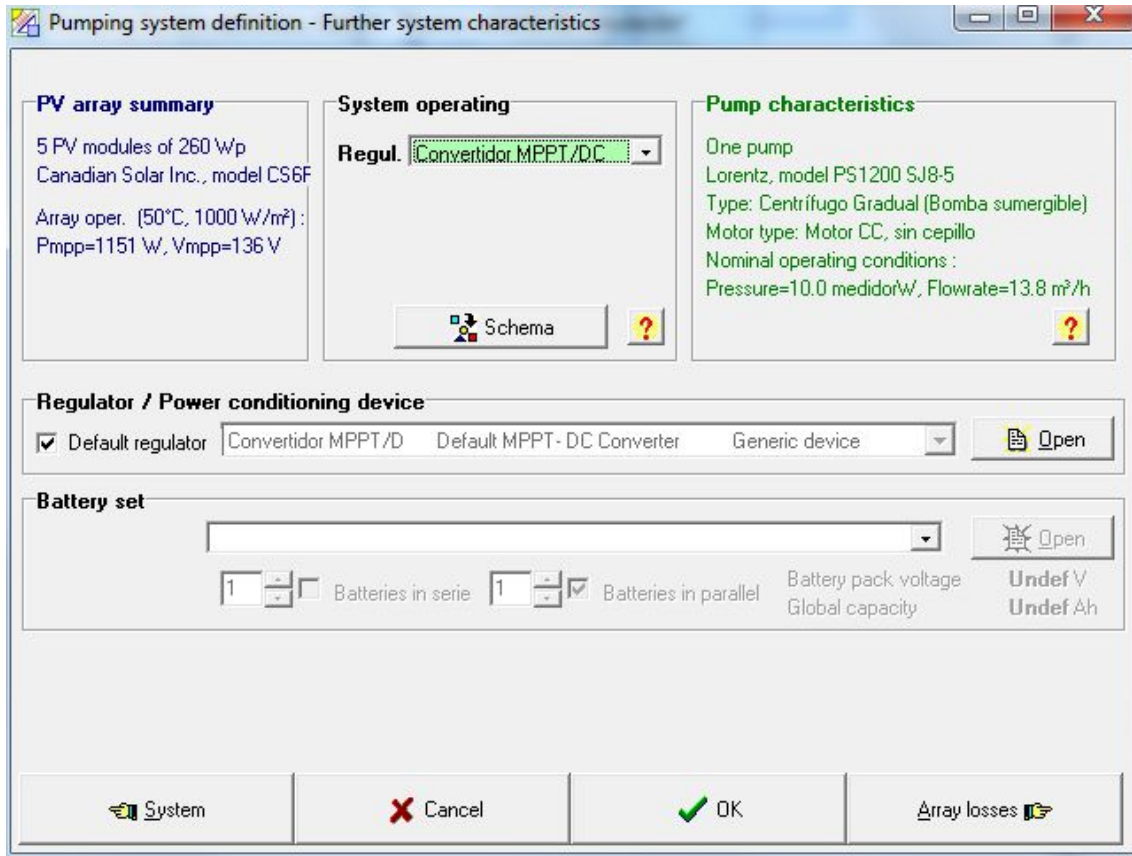


Fig 67. Introducción de datos. Fuente: PVSYST

A continuación veremos el informe obtenido del programa.

PVSYST V5.55		02/02/17	Página 1/4
Sistema de Bombeo FV: Parámetros de simulación básica			
Proyecto :	Proyecto FV de Bombeo en Benlloch		
Lugar geográfico	Benlloch	País	España
Ubicación	Latitud 40.2°N	Longitud	0.0°E
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT+1	Altitud	300 m
	Albedo 0.20		
Datos climatológicos :	Benlloch, Síntesis datos por hora		
Variante de simulación : Nueva variante de simulación			
	Fecha de simulación	02/02/17 12h50	
Parámetros de la simulación			
Parámetros Sistema de bombeo	Tipo de sistema	Lago o Río hacia Depósito	
Lago o Río hacia Depósito	Profundidad nivel	14.0 m	
	Profundidad de la bomba	25 m	Profundidad máx bombeo 24 m
Depósito de almacenamiento	Volumen	25.0 m ³	Diámetro 3.3 m
Alimentación por arriba	Altitud de alimentación	1.0 m	Altura (nivel lleno) 3.0 m
Circuito hidráulico	Largo tubería	15 m	Tubos PE32 (1"1/4) Dint = 35 mm
	Nº de codos	1	
Necesidades de agua	Promedio anual	18.65 m ³ /día	Distribución Mensual Ver página siguiente
Bomba	Modelo	PS1200 SJ8-5	
	Fabricante	Lorentz	
Tecnología de bombas	Centrifugo Gradual	Bomba sumergible	Motor Motor CC, sin cepillo
Convertidor Asociado o Integrado	Tipo	MPPT	Gama de tensión 64 - 108 V
Cond. de funcionamiento		Presión min	Presión nom
		5.1	20.4
Caudal máximo correspondiente		16.15	10.47
Potencia requerida		1200	1200
			30.6 mWater
			6.41 m ³
			1200 W
Orientación Plano Receptor	Inclinación	24°	Acimut 0°
Características generador FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS6P-260
		Fabricante	CanadianSolar
Número de módulos FV		En serie	4 módulos
Nº total de módulos FV		Nº módulos	4
Potencia global generador		Nominal (STC)	1040 Wp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	124 V
Superficie total		Superficie módulos	6.4 m²
			En paralelo 1 cadenas
			Pnom unitaria 260 Wp
			En cond. funciona. 1070 Wp (50°C)
			1 mpp 8.6 A
Dispositivo de control	Modelo	Dispositivo genérico (optimizado para el sistema)	
	Configuración del Sistema	Convertidor MPPT/DC	

Fig 68. Informe final 1/4. Fuente: PVSYST

PVSYST V5.55		02/02/17	Página 2/4										
Sistema de Bombeo FV: Parámetros de simulación detallada													
Proyecto :		Proyecto FV de Bombeo en Benlloch											
Variante de simulación :		Nueva variante de simulación											
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Lago o Río hacia Depósito											
Requisitos del Sistema	Presión básica	15.0 medidorW	Necesidades de agua 18.7 m³/día (med.)										
Bomba	Modelo/Fabricante	PS1200 SJ8-5 / Lorentz											
Generador FV	Modelo/Fabricante	CS6P-260 / CanadianSolar											
	Nº de módulos	4 en serie	P del generador 1040 Wp										
Configuración del Sistema	Estrategia de Control	Convertidor MPPT/DC											
Necesidades de agua: valores mensuales													
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
0.00	0.00	0.00	0.00	20.1	38.9	69.8	56.4	31.4	5.30	0.00	0.00	18.6	m³/día
Control de Funcionamiento del Sistema				(Dispositivo genérico, parámetros ajustados según el sistema)									
Unidad condicionamiento de potencia				Convertidor MPPT/DC									
Cond. de funcionamiento		Tensión MPP Mínima	64 V	potencia nominal	1128 W								
		Tensión MPP Máxima	108 V	Umbral Potencia	56 W								
		Tensión Máxima Generador	200 V	Eficiencia máx.	94.0 %								
		Corriente Entrada Máxima	15.0 A	Eficiencia EURO	92.0 %								
Factores de pérdida Generador FV													
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s								
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)				TONC	56 °C								
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	215 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC								
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	3.0 %								
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	2.0 % en MPP								
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo	0.05								

Fig 69. Informe final 2/4. Fuente: PVSYST

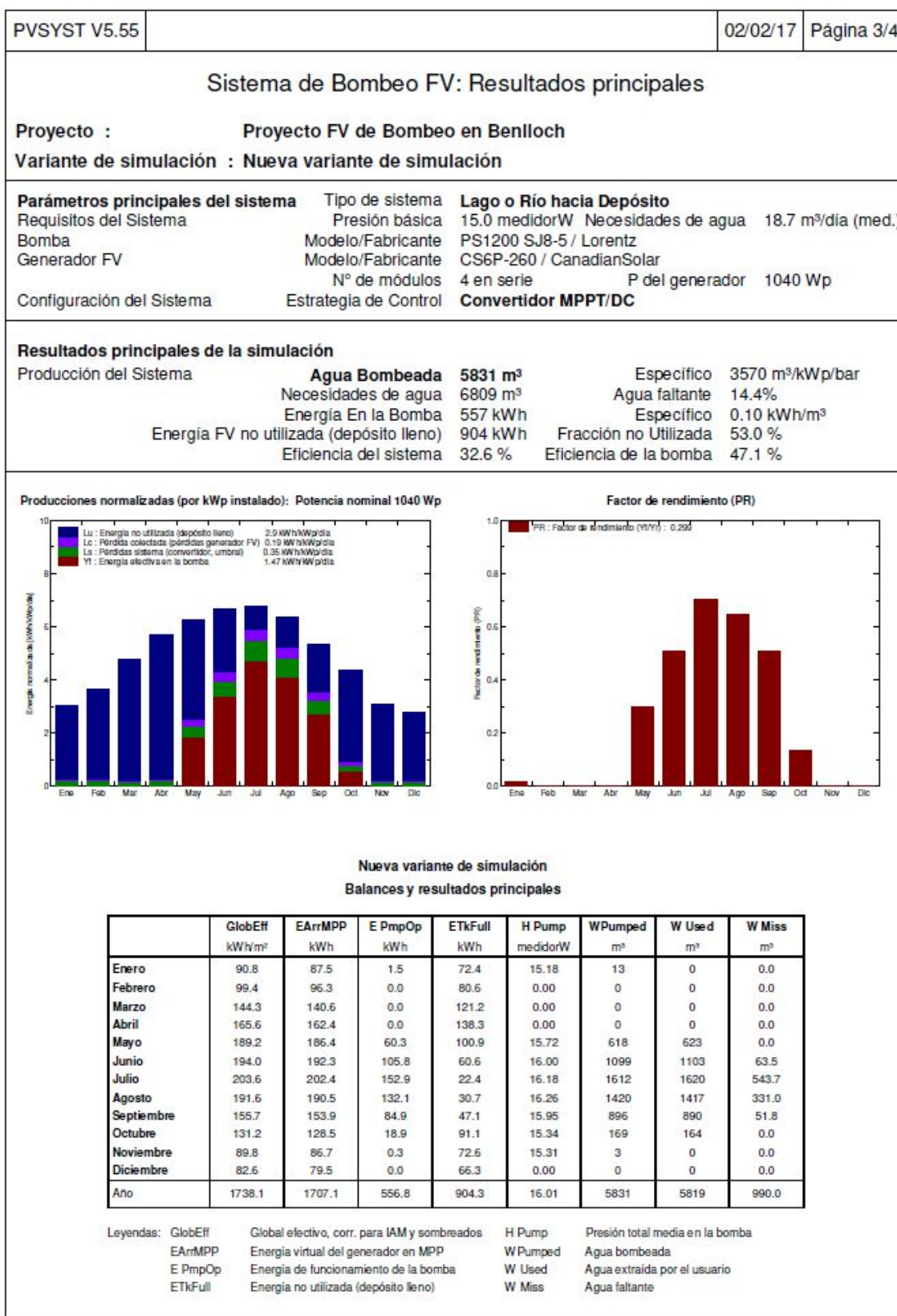


Fig 70. Informe final 3/4. Fuente: PVSYST

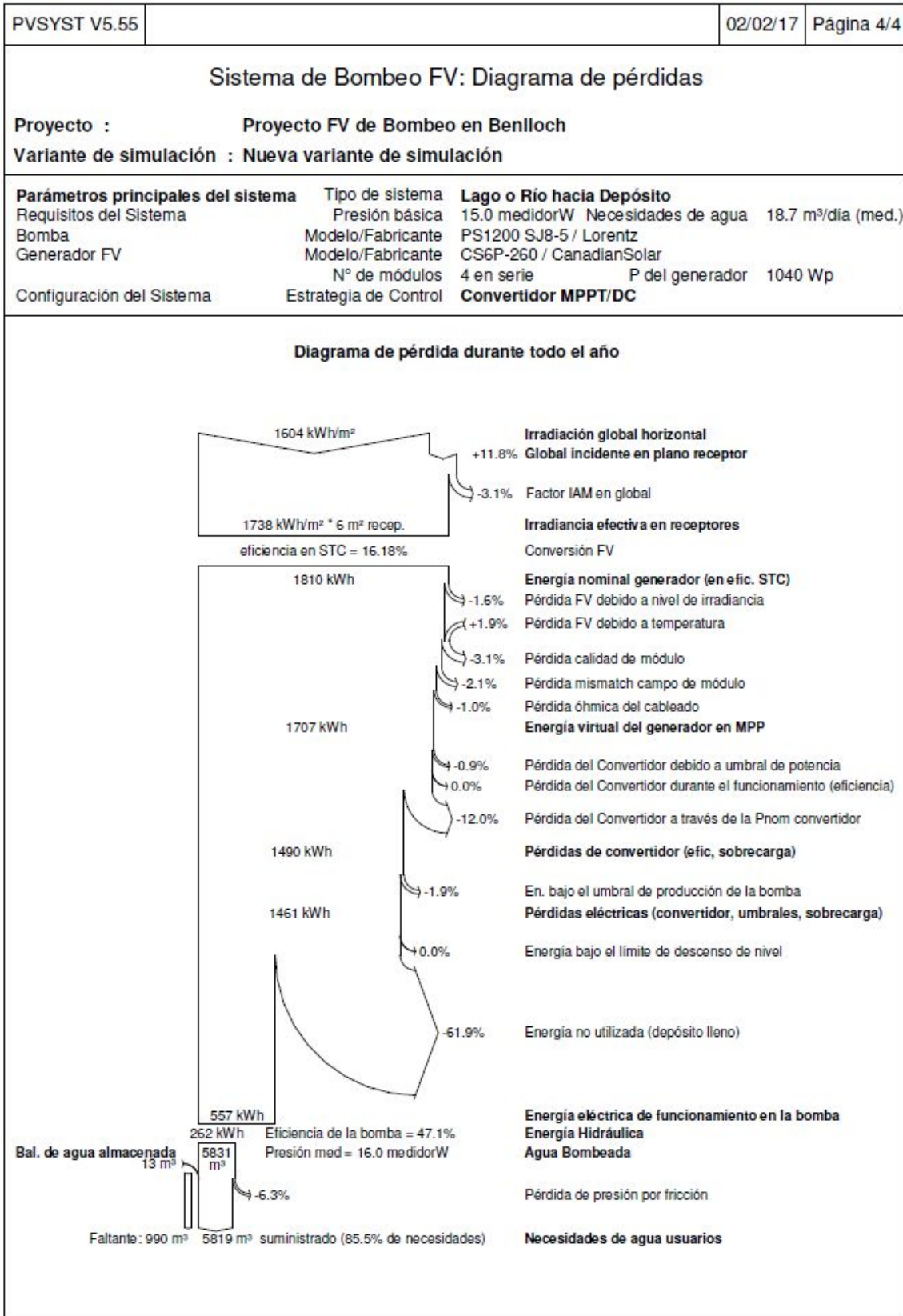


Fig 71. Informe final 4/4. Fuente: PVSYST

Como observamos, la eficiencia obtenida del sistema es aproximadamente la misma que se ha tenido en cuenta a la hora de la realización de los cálculos teóricos.

Se observa que durante los meses de uso (desde Mayo hasta Octubre) el porcentaje de energía usada es la esperada y que hay un gran porcentaje de energía sin utilizar correspondiente a los demás ya que no existe demanda de agua, en esos meses, la bomba no estaría en funcionamiento.

También se puede observar que la elección del ángulo es correcta para esos meses, ya que se pueden ver unas pérdidas relativamente bajas.

CAPÍTULO III:
PLIEGO DE
CONDICIONES
TÉCNICAS

11. INTRODUCCIÓN

En este punto del trabajo se definirán los elementos comerciales que componen dicho proyecto y que se ajustan a los valores obtenidos en los diseños que se han hecho anteriormente, así como los elementos de protección y regulación necesarios para que el funcionamiento del sistema sea correcto.

12. REGLAMENTOS Y NORMAS DE APLICACIÓN

A continuación se incluirán las normativas que afectan al diseño del sistema fotovoltaico.

Legislación aplicable:

- Ley 54/1997 de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico
- Real Decreto 842/2002, en el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como sus instrucciones complementarias.
- RD 436/2004 sobre producción de energía eléctrica para instalaciones alimentadas por recursos o fuentes de energías renovables.
- RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción eléctrica en régimen especial.
- Corrección de errores del RD 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD 1565/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Corrección de errores del RD 1565/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Pliego de condiciones técnicas del Instituto para el Desarrollo y el Ahorro Energético, IDEA, para instalaciones aisladas de la red.

Además, también se aplicaran normas UNE y recomendaciones UNESA.

13. ELEMENTOS DEL SISTEMA Y MONTAJE DE LOS MISMOS

Los materiales y elementos constructivos deberán ser de la calidad contractada y se ajustarán al diseño y elección de los mismos que se ha hecho previamente

13.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los 4 módulos fotovoltaicos que se ajustan al diseño se corresponden al modelo Canadian CS6P-260P, con las siguientes características.

- Potencia pico: 260 W
- Tipo de célula: Silicio policristalino
- Voltaje a la máxima potencia: 30,4 V
- Intensidad a la máxima potencia: 8,56 A
- Intensidad de cortocircuito: 9,12 A
- Voltaje en vacío: 37,5 V
- Eficiencia del módulo: 16,16%

El módulo deberá llevar de manera que se vea el modelo y nombre o logotipo de fabricante, y un número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos al venir de fábrica deberán tener las siguientes características técnicas mínimas:

- Deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías en las células y sus circuitos por sombreados parciales. También tendrán un grado de protección IP65
- Si el modelo viene con marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable
- Deberá ser rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de la alineación de las células o burbujas en el encapsulante.

La orientación de los módulos será hacia el Sur, con una inclinación de 24°. Aunque la inclinación media óptima anual es de 36°, como su uso se centrara desde los meses previos a verano y posteriores, con una menor inclinación se potenciará la eficiencia para esos meses.

Los 4 módulos se conectarán en serie para asegurar un trabajo cercano a la corriente nominal y pudiendo trabajar con una tensión máxima de 150V, estando dentro del rango en el que trabajará la bomba elegida.

Al estar conectados en serie se obtiene una potencia pico del sistema de 1,04 kW, que es ideal para alimentar la bomba.

Se debe tener en cuenta que para que un módulo sea susceptible de implementarse, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidos a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen de $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Deberá incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. Los módulos también deberán cumplir con la norma UNE-EN 61730, acerca de la calidad de la seguridad de los módulos fotovoltaicos y la norma UNE-EN 50380 sobre la información de las hojas de datos y placas características de cada módulo. El módulo elegido en particular, al tratarse de silicio policristalino deberá satisfacer la norma UNE-EN 61215 sobre módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para uso terrestre, cualificación de diseño y homologación.

13.2 ESTRUCTURA DE LOS MÓDULOS

Como se ha visto anteriormente, la estructura permitirá variar el ángulo en caso de que sea necesario. Subiendo o bajando la parte trasera del acople se podrá variar el ángulo y acabar de ajustar mediante raíles. El acople donde esté el contacto entre el módulo y el soporte tendrá movimiento rotatorio mediante una bisagra para poder aguantar las variaciones de los ángulos. Para mejorar la eficiencia, y por temas de comodidad, se ajustará el ángulo del soporte/módulo a la deseada calculada previamente y no se cambiará hasta que sea necesario por causa de fuerza mayor.

Estas consideraciones para la variación de los ángulos podrá observarse en los planos adjuntos, no obstante se verá a continuación las partes más significativas de dicha estructura. Estos pequeños acoples permitirán sufrir la variabilidad de los ángulos en la fijación.

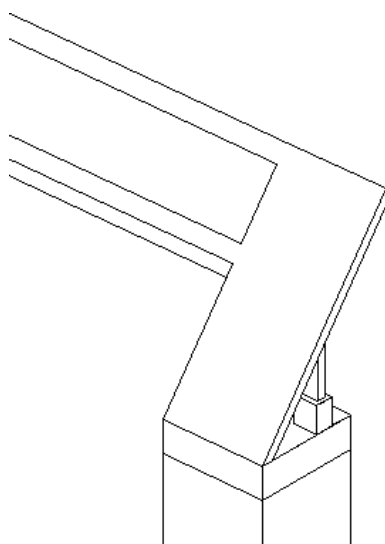


Fig 72. Brazo telescópico para variar el ángulo en la fijación del módulo. Fuente: Propia

El siguiente brazo será el encargado de variar el ángulo, aumentando o disminuyendo su longitud. Posee un gran recorrido para abarcar ángulos desde 10° a 50°

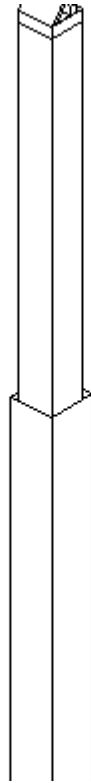


Fig 73. Brazo telescópico para variar el ángulo total del módulo. Fuente: Propia

Los raíles mediante los que se podrán deslizar, para facilitar el posicionado serán los siguientes.

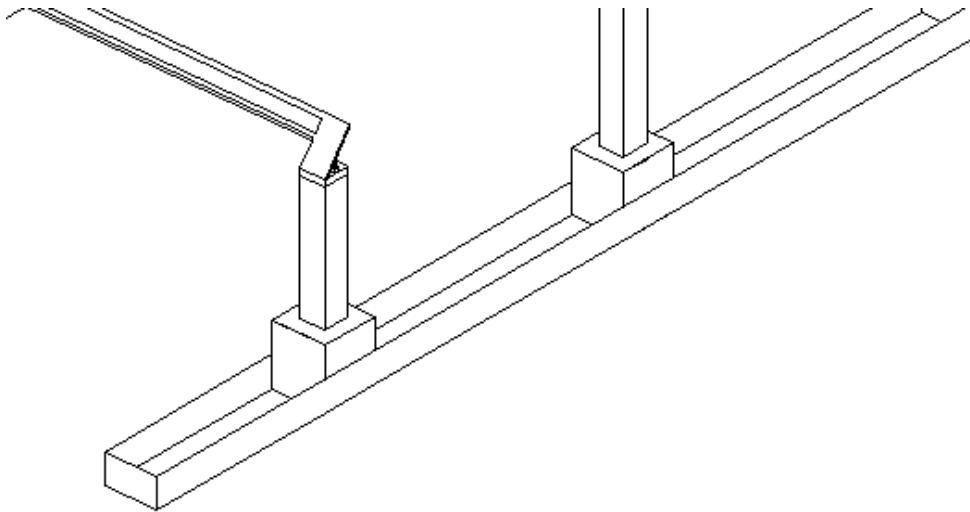


Fig 74. Raíles del soporte para facilitar la colocación. Fuente: Propia

13.3 BOMBA

La bomba que se ajusta al diseño del proyecto es el modelo PS1200 SJ8-5 de Lorentz, la cual cuenta con las siguientes características.

Potencia (W): 1200

Altura máxima bombeo (m): 25

Voltaje de trabajo (V): 20-200

Corriente del motor (A): 9,5

Peso (kg): 25,7

Altura (mm): 609,6

Ancho (mm): 96,52

Todo el personal que vaya a manejar, mantener, inspeccionar e instalar el equipo debe estar cualificado para realizar ese tipo de tarea.

La instalación de la bomba será dentro del pozo y no se recomienda que trabaje en seco. Como trabaja en continua y el generador está diseñado para su rango de trabajo se conectarán los cables positivos y negativos del generador directamente al controlador, y de este directamente a la bomba, como aparece en la siguiente imagen.

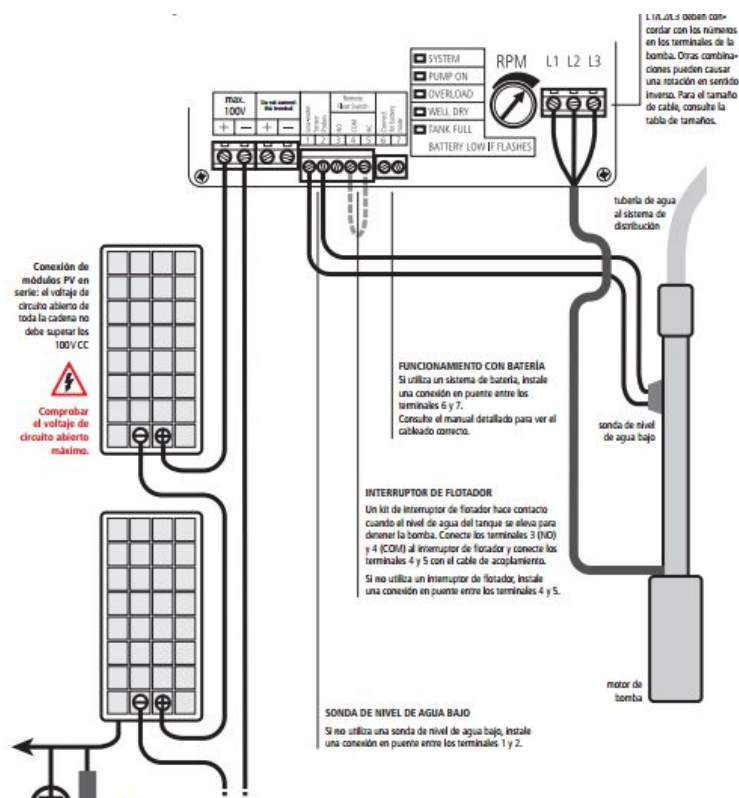


Fig 75. Conexión de la bomba junto al controlador y generador. Fuente: Catálogo de Lorentz

13.4 UNIDAD DE CONTROL

Como se ha dicho anteriormente, se usará una unidad de control CU200 de la casa “Grundfos” la cual llevará como complemento un interruptor a nivel.

La instalación se hará de la siguiente manera.

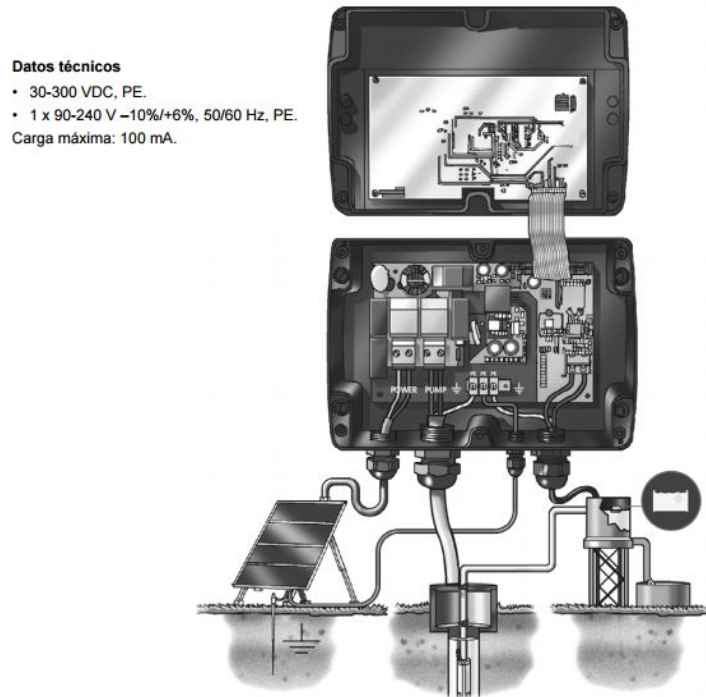


Fig 76. Conexión de la unidad de control. Fuente: Catálogo Grundfos

La lectura del sistema es muy dinámica y simplificada, facilitando su uso y proporcionando dinamismo a su control.

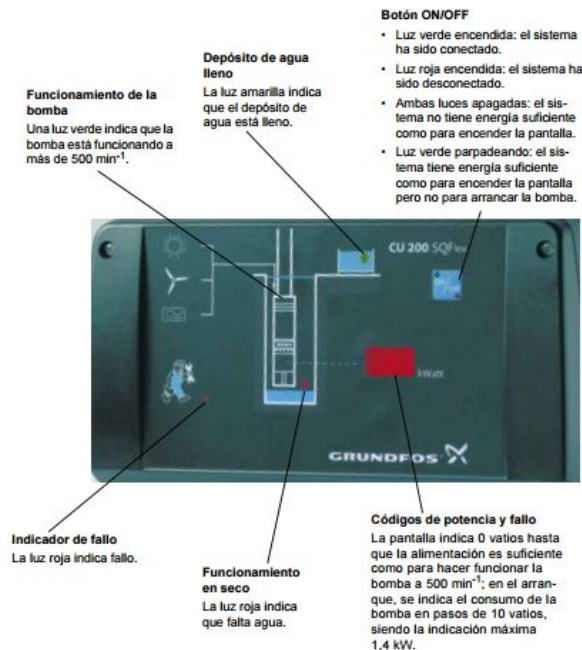


Fig 77. Indicadores de la unidad de control. Fuente: Catálogo de Grundfos

Un esquema final de cómo sería quedaría la disposición sería el siguiente.

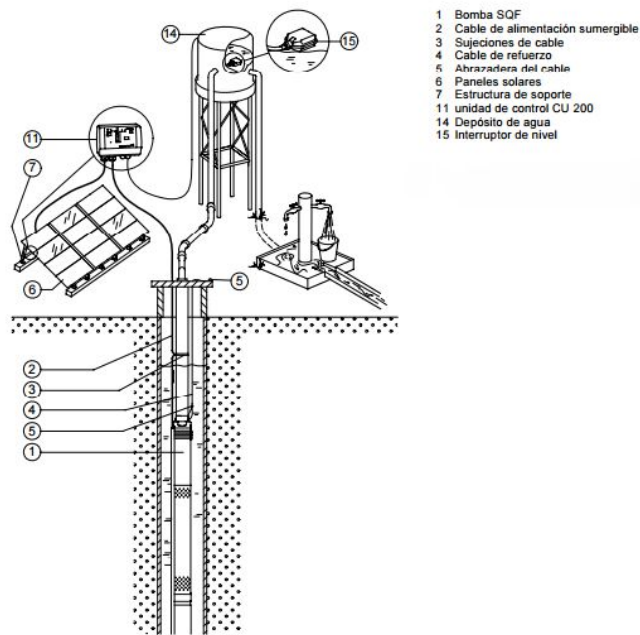


Fig 78. Disposición del sistema. Fuente: Catálogo Grundfos de la unidad de control CU200

13.5 ACUMULADORES

Como se ha dicho anteriormente, se ha querido evitar el uso de baterías, dado su mantenimiento, pérdidas y precio. La acumulación se realizará mediante 4 depósitos de agua de $25 m^3$

Las características más relevantes de la acumulación son:

- Número de depósitos: 4
- Volumen total acumulación (m^3): 125
- Diámetro (mm): 2500
- Altura (mm): 5350
- Material depósito: Poliéster reforzado con fibra de vidrio
- Peso total en vacío (kg): 950

Cada acumulador será colocado a una altura máxima para el agua de 2,6m, para que se pueda realizar el riego por gravedad con una presión adecuada. El llenado del depósito se realizará por una toma ubicada en la parte inferior del mismo, para así hacer más corto el trayecto desde la bomba hasta el depósito, con su correspondiente ahorro económico en material y disminución de pérdidas de carga durante el bombeo. También dispondrá de una boca en su parte superior para la recogida de aguas pluviales.

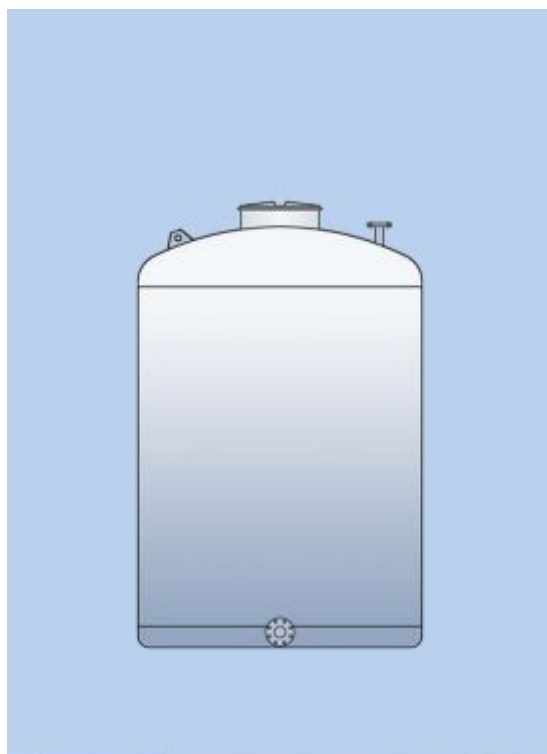


Fig 79. Depósito plano y vertical. Fuente: Tadipol.es

13.6 CABLEADO

Las características del cable de toda la instalación son las siguientes:

Sección (mm^2): 75

Diámetro (mm): 2,3

Peso nominal ($\frac{kg}{km}$): 15

Los cables positivos y negativos, debidamente identificables por su color, se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores de cobre tendrán la sección adecuada, previamente calculada en el apartado () para evitar caídas de tensión y calentamientos. Como la bomba elegida no trabaja en alterna, todo el cableado (que será en continua) deberá ser de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado,

de acuerdo con la norma 21123. Este aislamiento también deberá tener un recubrimiento especial para aguantar la agresividad del Sol.

La tensión de trabajo de la bomba no superará nunca los 150 V, ya que podría dañar el controlador PS200.

13.7 PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA

Las protecciones presentes en la instalación serán:

Magnetotérmico: se instalarán en una caja con cubierta de plástico estanca en el exterior para que el propietario pueda acceder a él sin problemas.

Interruptor diferencial: al igual que el magnetotérmico se instalará en una caja con cubierta de plástico.

Puesta a tierra: Como se ha visto en el apartado de diseño, la puesta a tierra la compondrán 4 picas y un anillo de cobre. Los elementos que disponen de puesta a tierra serán son todos aquellos que están reflejados en el esquema unifilar, y conectados a tierra de la manera más eficiente y económica con la sección adecuada según la tabla aportada en la descripción del proceso

14. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

Los paneles son el elemento principal de la instalación, pero en cambio su mantenimiento es mínimo, reduciéndose a su limpieza, que se efectuará periódicamente por productos que no sean abrasivos, para así no dañar el cristal de vidrio templado de protección.

En las instalaciones ubicadas en los campos suele depositarse menos suciedad, ya que el ambiente está más limpio.

Las operaciones de mantenimiento en los paneles solares fotovoltaicos serán:

Semanal o cada mes	Cada 6 meses
Inspección visual	Inspección visual
Limpieza	Comprobar conexión eléctrica
Eliminación de sombras	Comprobar características de los paneles

Fig 80. Programa de mantenimiento. Fuente: "Instalaciones Solares Fotovoltaicas"

Como norma general, se sabe que las capas de polvo que hay en el ambiente reducen la intensidad de radiación, aunque lo más frecuente y peligroso son los excrementos de aves.

Cuando mediante la inspección, se observe suciedad, se podrá proceder a la limpieza con agua a una presión baja, mezclándose con detergentes no abrasivos y procediendo, a continuación, al secado de los paneles solares.

Otro problema que puede presentarse es la existencia de sombras debido al crecimiento de los árboles colindantes, en este caso se procederá a la poda de las ramas.

También pueden existir fracturas en el panel, debido a golpes, piedras..., en este caso lo más adecuado es cambiar el panel dañado.

Un caso especial es la oxidación de los terminales eléctricos, en este caso se efectuará un seguimiento para observar por donde entra la humedad, si en la observación se encuentra que es irreversible, lo más rentable es cambiar el o los paneles oxidados.

Regularmente también se revisará el grado de inclinación de las estructuras de los módulos, ya que al ser regulables es posible que su ángulo varíe por efecto del tiempo.

15. INSTRUMENTOS DE MEDIDA ESPECÍFICOS

Los instrumentos de medida forman parte de las instalaciones fotovoltaicas. Actualmente tenemos todo tipo de instrumentos como los que miden: radiación solar, densidad de baterías, medidores de intensidad, tensión, resistencia, etc. Los más usados son:

Solarímetro: Encargado de medir la radiación solar total. Está formado por un fotodiodo de silicio calibrado para el espectro solar que capta la radiación solar, incorpora un vatímetro para la lectura directa de radiación en W/m^2

Heliógrafo: Este instrumento mide la insolación, es decir, las horas de solar que tiene el día con más radiación.

Actinómetro: Es capaz de medir la radiación directa comparando entre una lámina metálica, que se calienta por medio de los rayos solares y una corriente eléctrica.

Polímetro: El más conocido y usado por instaladores. Muy amplia gama de medición como intensidad, voltaje, resistencia, comprobación de continuidad, comprobación de diodos y transistores...etc.

Pinza amperimétrica: otra forma de averiguar de manera muy rápida y sencilla la intensidad que pasa por un cable

CAPÍTULO IV:
ESTRUCTURA
DEL PROYECTO

16. INTRODUCCIÓN

Cuando se invierte en un proyecto se espera recuperar esa inversión y obtener unas ganancias. Se necesita evaluar económicamente el proyecto para conocer dichos interrogantes, y a partir de esta evaluación se puede decidir si puede llegar a ser viable o no invertir en el proyecto.

Hay varias formas de hacer dicha evaluación. El criterio de evaluación principal que se tomará será el flujo de caja, y después se profundizará más mediante el VAN, el TIR y el PRI.

17. FLUJO DE CAJA

Es un informe financiero que presenta en detalle el flujo de dinero que entra (ingresos) y el flujo de dinero que sale (egresos) en una empresa en un periodo dado.

La diferencia entre los ingresos y los egresos es el flujo neto o saldo, por lo tanto es un indicador importante de la empresa. Si el flujo neto es positivo, significa que hubo más ingresos que egresos, si es negativo, los egresos fueron mayores que los ingresos.

No se utilizan términos como “beneficio” o “pérdidas”, ya que no tiene relación con el Estado de Resultados. Sin embargo, la importancia del flujo de caja es que nos permite conocer en forma rápida la liquidez de la empresa.

Existen un gran número de variables que deben manejarse para realizar una evaluación económica. A continuación se realizará una breve descripción de los conceptos involucrados en la formulación del proyecto, que serán posteriormente evaluados.

Inversión inicial: Es la cantidad de dinero que se desembolsa al principio para la adquisición de equipamiento, mobiliario, vehículos, construcciones físicas, etc. Esta inversión debe ser al inicio del proyecto, el cual se llama tiempo cero. Para este proyecto en cuestión se refiere al sistema de bombeo, que incluye el generador fotovoltaico, la bomba, el controlador, protecciones, pequeñas obras de adecuación, etc.

Tiempo de evaluación del proyecto: El tiempo de evaluación del proyecto se refiere a los años para el que se hará el análisis en la formulación del proyecto. Este tiempo puede ser el tiempo de duración de la inversión, aproximadamente se considera entre 5 y 10 años para un proyecto agronómico.

Costos fijos: Es el capital que se desembolsa controladamente, en periodos fijos de tiempo, como la mano de obra directa de los operarios, los servicios básicos y mantenimientos del equipo.

Costos variables: Es el dinero desembolsado por cantidad de producto producida, es decir, el que varía en función de la evolución de diversos factores, como las cajas de embalaje o mano de obra utilizada en meses de cosecha.

Valor de desecho: Es el valor de mercado que tendría la totalidad de las inversiones al término del proyecto

Ingresos de la operación: Son todos los valores obtenidos mediante la comercialización de los productos, en el caso de este proyecto, de los tomates y las patatas.

17.1 INGRESOS ANUALES

Primero de todo necesitaremos saber sobre qué se está trabajando, es decir, para analizar el flujo de caja inicial necesitamos saber ingresos y gastos que se tienen. Para aproximar más a un caso real, se realizará el estudio sobre tres posibles casos: real, pesimista y optimista.

Para saber los supuestos ingresos anuales que se van a tener, es necesario saber el precio de mercado. Para ello, a través de la oficina de estudios y políticas agrarias, se obtiene la evolución de los precios a mayoristas del tomate y de la patata de los últimos 10 años.

Precio por kilo patata (€)					
Meses	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	0,36465	0,2618	0,3179	0,3179	0,25245
Febrero	0,42075	0,2805	0,4114	0,2992	0,2431
Marzo	0,38335	0,30855	0,34595	0,30855	0,25245
Abril	0,30855	0,3553	0,34595	0,38335	0,2431
Mayo	0,3366	0,4301	0,3366	0,36465	0,2992
Junio	0,4114	0,4488	0,3553	0,3366	0,3366
Julio	0,43945	0,43945	0,374	0,38335	0,34595
Agosto	0,5236	0,4301	0,36465	0,5049	0,374
Septiembre	0,75735	0,58905	0,3553	0,4675	0,32725
Octubre	0,8415	0,71995	0,3366	0,5236	0,32725
Noviembre	0,4488	0,70125	0,30855	0,5236	0,2992
Diciembre	0,30855	0,2992	0,28985	0,36465	0,19635
Promedio anual	0,462046	0,438671	0,345171	0,398154	0,291408

Fig 81. Ingresos anuales debidos al cultivo de la patata. Fuente: "Oficina de estudios y políticas agrarias"

Lo veremos de manera gráfica.

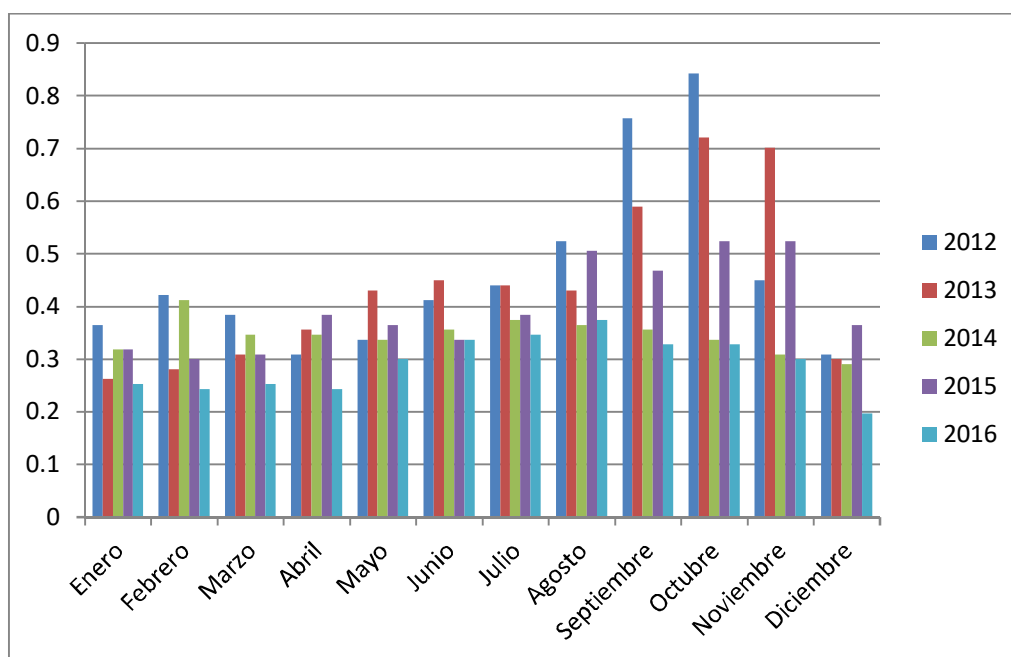


Fig 82. Gráfico de la evolución de los ingresos anuales debidos al cultivo de la patata. Fuente: “Oficina de estudios y políticas agrarias”

El precio promedio por kilo de patata es de 0,382 €, que como se puede observar, es aproximadamente el que está actualmente al mercado

Precio por kilo tomate (€)					
Meses	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	0,36465	0,57035	0,374	0,45815	0,42075
Febrero	0,4862	0,4488	0,3553	0,36465	0,38335
Marzo	0,49555	0,47685	0,3553	0,34595	0,374
Abril	0,4301	0,3553	0,5049	0,42075	0,43945
Mayo	0,5049	0,5236	0,4301	0,49555	0,6545
Junio	0,4675	0,8415	0,43945	0,45815	0,66385
Julio	0,58905	0,8228	0,34595	0,51425	0,5049
Agosto	0,68255	0,6358	0,4488	0,49555	0,83215
Septiembre	1,0285	0,8041	0,9163	0,71995	1,20615
Octubre	0,98175	1,0285	1,13135	0,5984	0,88825
Noviembre	0,71995	0,51425	0,6732	0,49555	0,45815
Diciembre	0,5049	0,40205	0,4862	0,4301	0,36465
Promedio anual	0,604633	0,618658	0,538404	0,483083	0,599179

Fig 83. Ingresos anuales debidos al cultivo del tomate. Fuente: “Oficina de estudios y políticas agrarias”

Con su correspondiente gráfica

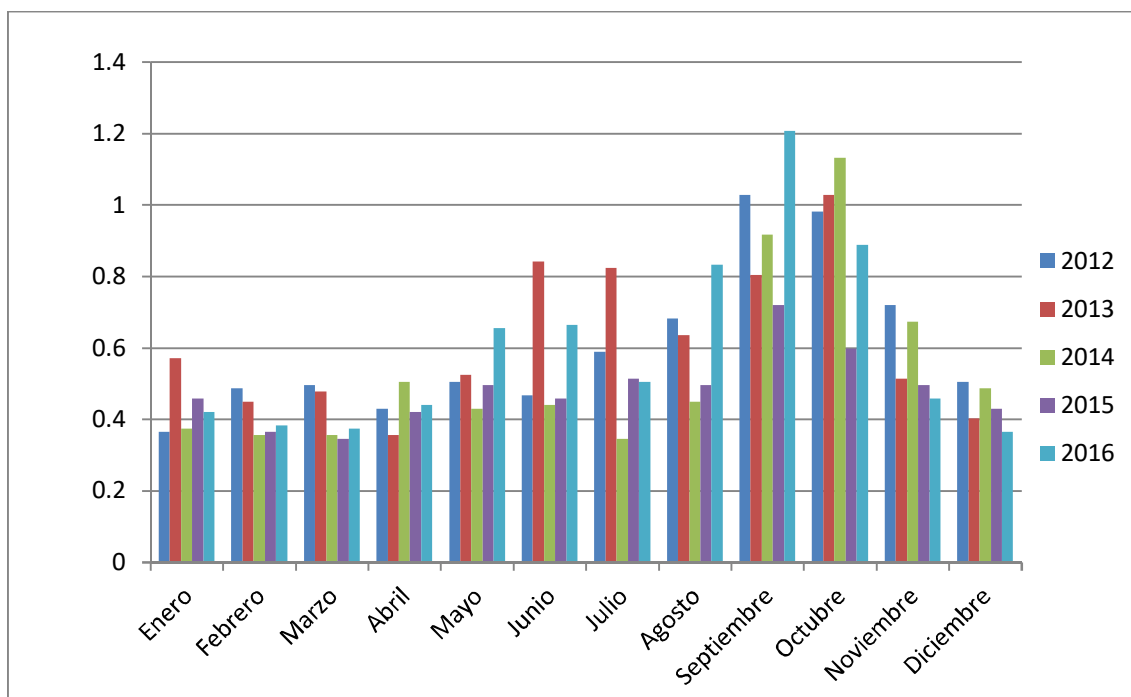


Fig 84. Gráfico de la evolución de los ingresos anuales debidos al cultivo del tomate. Fuente: “Oficina de estudios y políticas agrarias”

El precio promedio por kilo de tomate es de 0,562, que es también aproximadamente el precio actual de mercado a mayoristas. Una vez sabeos el precio por kilo de cada uno de nuestros productos se puede pasar al siguiente paso.

Necesitaremos saber qué cantidad de producto obtendremos, en función del terreno del que se dispone. Para eso, obtenemos mediante la página de “Agromática” el rendimiento de cada producto por hectárea, para hacer una estimación de cuantos kilos se van a obtener

Producto	Rendimiento (kg/hectárea)	Kg en 0,4529 ha
Tomate	72800	32971,12
Patata	15809	7159,89

Fig 84. Rendimiento teórico de los cultivos. Fuente: “Agromática”

Una vez ya tenemos los precios en el mercado y las cantidades que recolectaremos de producto, procedemos a estudiar los tres escenarios posibles.

Es necesario hacer varias predicciones, ya que una postura puramente optimista puede ocasionar riesgos y obtenciones económicas no deseadas produciendo graves desilusiones, por eso se analizan varios escenarios.

17.1.1 INGRESOS ANUALES. PROYECCIÓN OPTIMISTA

Se considerará que la producción de tomates y patatas será la máxima que podemos obtener: de 32,971 Ton y 7,159 Ton respectivamente. Asumimos la máxima obtenida ya debido a que el sistema está diseñado mediante riego por goteo, en lo que se amplía la superficie plantada y la bomba va a tener un suministro estable e independiente.

Se considerará que todos los años, los ingresos serán los siguientes.

	Total kilos	Precio por kilo	Valor (€)
Patatas	7159,89	0,382	2735,077
Tomate	32971,12	0,562	18529,769
Total			21264,846

Fig 85. Ingresos teóricos por el cultivo en un escenario optimista. Fuente: Propia

17.1.2 INGRESOS ANUALES. PROYECCIÓN REALISTA

Se considera una producción más real en el tiempo, ya que se va a considerar una producción variable durante los dos primeros años, estabilizándose a partir del tercer año, con los kilos vistos anteriormente

Patata										
Colecta (Ton)	6,5	7	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Desglose (Años)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio por kilo (€)	0,382	0,382	0,382	0,382	0,382	0,382	0,382	0,382	0,382	0,382
Ingresos (€)	2483	2674	2750,4	2750,4	2750,4	2750,4	2750,4	2750,4	2750,4	2750,4

Fig 86. Ingresos teóricos para la patata en un escenario realista. Fuente: Propia

Tomate										
Colecta (Ton)	25	30	33	33	33	33	33	33	33	33
Desglose (Años)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio por kilo (€)	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562
Ingresos (€)	14050	16860	18546	18546	18546	18546	18546	18546	18546	18546

Fig 87. Ingresos teóricos para el tomate en un escenario realista. Fuente: Propia

17.1.3 INGRESOS ANUALES. PROYECCIÓN PESIMISTA

En la proyección pesimista se considerará que el total de kilos obtenidos es aproximadamente un 50% del que se obtiene con una proyección optimista.

	Total kg	Precio por kg	Valor (€)
Patatas	3500	0,382	1337
Tomate	15000	0,562	8430
Total			9767

Fig 88. Ingresos teóricos para el cultivo en un escenario pesimista. Fuente: Propia

17.2 COSTOS FIJOS

Los costos fijos no van a depender de agentes externos, es decir, tanto en un escenario optimista, pesimista como real los costos fijos serán los mismos. Los costos fijos anuales serían las semillas, los almácigos y las diferentes labores de limpieza.

Gastos tales como el riego no se tienen en cuenta, ya que el agua proviene de un pozo al que el propietario tiene acceso libre a él

Producto	Cantidad	Unidad	Valor/unidad	Sub total
Semillas	0,4589	ha	500,00 €	229,45 €
Limpieza	0,4589	ha	120,00 €	55,07 €
Costo administración	6	meses	30,00 €	180,00 €
Insumos básicos	6	meses	35,00 €	210,00 €
			Total	674,52 €

Fig 89. Costos fijos del proyecto. Fuente: Propia

17.3 COSTOS VARIABLES

Este tipo de costos están relacionados directamente con la producción, es por eso que pueden variar, por eso se analizará para los tres escenarios posibles. Se subdividirán en tres etapas: plantación, preparación del suelo y cosecha. La cantidad de elementos químicos a utilizar, así como su precio se ha calculado previamente.

Plantación: se consideran los gastos anuales de insumos químicos y la limpieza correspondiente de las hileras. Como insumos químicos se tendrán las siguientes sustancias:

- Fertilizante: es un tipo de sustancia (nutrientes), en forma química y asimilada directamente por la raíz de la planta
- Herbicidas: producto químico responsable en la eliminación de plantas no deseadas. Algunos de ellos actúan interfiriendo en el crecimiento de las malas hierbas, basándose en las hormonas de las plantas
- Fungicidas: Son sustancias químicas tóxicas, similares a los herbicidas, pero estas se encargan de impedir el crecimiento o eliminar los hongos y mohos perjudiciales para las plantas, los animales o el hombre. Utilizado en exceso puede ser perjudicial para la planta.

Preparación del suelo: Para la preparación del suelo se ha de tener en cuenta la aradura, que en otras palabras es la penetración y volteo completo del suelo, donde las capas más profundas se mezclan con las superficiales

Cosecha: en la cosecha se incluye la recolección, el acarreo y envasado en respectivos cajones, también se deja un ítem a otros, que suma un 5% de imprevistos.

En los costos variables sí que se deberán tener en cuenta los tres escenarios.

17.3.1 COSTOS VARIABLES. ESCENARIO OPTIMISTA

COSTOS DE OPERATIVOS VARIABLES: ESCENARIO OPTIMISTA					
Ítem	Desglose	Cantidad	Unidad	Valor/unidad	Sub Total
1	<i>Plantación</i>				
	<i>Limpieza</i>	22	hileras	2	44,00 €
	<i>Fertilizante (1)</i>	312,496	kg	3	937,49 €
	<i>Fertilizante (2)</i>	502,719	kg	5,5	2.764,95 €
2	<i>Preparación del suelo</i>				
	<i>Aradura</i>	0,4589	Ha	90	41,30 €
	<i>Rastroje</i>	0,9178	Ha	45	41,30 €
	<i>Aplicación Fertilizante</i>	0,4589	Ha	12	5,51 €
3	<i>Cosecha</i>				
	<i>Recolección</i>	40131,01	kg	0,1	4.013,10 €
	<i>Acarreo y envasado</i>	2112	cajas	0,15	316,80 €
	<i>Carga camión</i>	2112	cajas	0,1	211,20 €
4	<i>Otros</i>				418,78 €
				TOTAL	8.794,44 €

Fig 90. Costos variables del proyecto en un escenario optimista. Fuente: Propia

En este caso se ha considerado que hay una buena producción por lo que los fertilizantes se han usado en el 100% de la extensión, este aumento de la producción se verá reflejado en la cosecha.

17.3.2 COSTOS VARIABLES. ESCENARIO REAL

COSTOS OPERATIVOS VARIABLES: ESCENARIO REAL									
Costos variables	31,5	37	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2
Desglose	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Plantación									
Fertilizante 1	734,58 €	862,84 €	937,46 €	937,46 €	937,46 €	937,46 €	937,46 €	937,46 €	937,46 €
Fertilizante 2	2.166,57 €	2.544,86 €	2.764,96 €	2.764,96 €	2.764,96 €	2.764,96 €	2.764,96 €	2.764,96 €	2.764,96 €
Valor total plantación	2.945,15 €	3.451,70 €	3.746,42 €	3.746,42 €	3.746,42 €	3.746,42 €	3.746,42 €	3.746,42 €	3.746,42 €
Preparación de suelo	88,11 €	88,11 €	88,11 €	88,11 €	88,11 €	88,11 €	88,11 €	88,11 €	88,11 €
Cosecha									
Cantidad de Recolección (kg)	31500	37000	40200	40200	40200	40200	40200	40200	40200
Valor por recolección	3.150,00 €	3.700,00 €	4.020,00 €	4.020,00 €	4.020,00 €	4.020,00 €	4.020,00 €	4.020,00 €	4.020,00 €
Acarreo y envasado (cajas)	1655	1944	2112	2112	2112	2112	2112	2112	2112
Valor por caja	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Valor total acarreo	248,24 €	291,58 €	316,80 €	316,80 €	316,80 €	316,80 €	316,80 €	316,80 €	316,80 €
Carga camión (cajas)	1655	1644	2112	2112	2112	2112	2112	2112	2112
Valor por caja	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Valor total carga camión	165,50 €	164,40 €	211,20 €	211,20 €	211,20 €	211,20 €	211,20 €	211,20 €	211,20 €
Valor total cosecha	3.563,74 €	4.155,98 €	4.548,00 €	4.548,00 €	4.548,00 €	4.548,00 €	4.548,00 €	4.548,00 €	4.548,00 €
Otros 5% del Total	329,8499403	384,7896045	419,1265	419,1265	419,1265	419,1265	419,1265	419,1265	419,1265
Total costos variables	6.926,85 €	8.080,58 €	8.801,66 €	8.801,66 €	8.801,66 €	8.801,66 €	8.801,66 €	8.801,66 €	8.801,66 €

Fig 91. Costos variables del proyecto en un escenario real. Fuente: Propia

17.3.3 COSTOS VARIABLES. ESCENARIO PESIMISTA

COSTOS DE OPERATIVOS VARIABLES: ESCENARIO PESIMISTA					
Ítem	Desglose	Cantidad	Unidad	Valor/unidad	Sub Total
1	<i>Plantación</i>				
	<i>Limpieza</i>	22	hileras	2	44,00 €
	<i>Fertilizante (1)</i>	234,372	kg	3	703,12 €
	<i>Fertilizante (2)</i>	377,03925	kg	5,5	2.073,72 €
2	<i>Preparación del suelo</i>				
	<i>Aradura</i>	0,4589	Ha	90	41,30 €
	<i>Rastroje</i>	0,9178	Ha	45	41,30 €
	<i>Aplicación Fertilizante</i>	0,4589	Ha	12	5,51 €
3	<i>Cosecha</i>				
	<i>Recolección</i>	30098,2575	kg	0,1	3.009,83 €
	<i>Acarreo y envasado</i>	1584	cajas	0,15	237,60 €
	<i>Carga camión</i>	1584	cajas	0,1	158,40 €
4	<i>Otros</i>				315,74 €
				TOTAL	6.630,51 €

Fig 91. Costos variables del proyecto en un escenario pesimista. Fuente: Propia

En el escenario pesimista se considera que solo se va a aprovechar un 75% de la plantación, y de ese 75% de la plantación se obtendría un 50% de la cosecha respecto a un escenario optimista, por lo que los fertilizantes y la cosecha va a tener un ligero cambio respecto a la situación anterior.

17.4 INVERSIÓN

Son los costos a largo plazo, se consideran después de impuestos en el flujo neto de caja, ya que estos egresos no son susceptibles a rebajas de impuestos. La buena definición de las inversiones va a incurrir para dar soluciones a problemas o aprovechar oportunidades estratégicas. En la inversión inicial se tienen en cuenta los equipos para llevar a cabo la instalación.

A continuación se muestra la inversión inicial, que al igual que los costos fijos es igual en todos los escenarios.

INVERSIÓN INICIAL					
Ítem	Desglose	Cantidad	Unidad	Valor	Subtotal
1	Red hidráulica				
	Cinta de riego	50	m	13	650
	Tuberías (1)	18	m	10	180
	Tuberías (2)	10	m	15	150
				Subtotal	980
2	Elementos varios de regadío				
	Varios	1	c/u	770	770
				Subtotal	770
3	Equipo de bombeo				
	Bomba solar	1	c/u	1335	1335
	Convertidor DC/DC	1	c/u	150	150
	Controlador	1	c/u	30	30
	Módulos solares	5	c/u	240	1200
	Protecciones	1	c/u	30	30
	Depósitos	5	c/u	900	4500
				Subtotal	7245
				TOTAL	8995€

Fig 92. Inversión inicial de los elementos que forman el proyecto. Fuente: Catálogos comerciales.

17.5 CAPITAL DE TRABAJO

Esto va a corresponder a los gastos cíclicos que se producen en una empresa debido al desfase que ocurre entre los cobros a clientes y los pagos que se deben realizar por los gastos operacionales. La incertidumbre que se produce en los cobros hace necesario tener un capital para cubrir dichos desfases.

Una manera de estimarlo es en función de un porcentaje de los costos operacionales. Por esto, en el escenario optimista y realista se utiliza un 15% de los costos operacionales y en el escenario pesimista se considera un 20%.

17.6 FINANCIAMIENTO MEDIANTE CRÉDITO

Para obtener la inversión inicial se va a proceder mediante la obtención de un préstamo de 9000€. La obtención de este crédito, junto a la devolución de los intereses debe ser tomado en cuenta en el flujo de caja.

Esto consiste en la obtención de un capital inicial, por el cual se pagará una cuota periódica que incluye el pago de intereses y la devolución de parte del capital. Esta devolución parcial del capital se conoce como amortización.

Para el cálculo de la cuota de un crédito la fórmula es la siguiente:

$$Cuota = K \cdot i \cdot (1 + i)^{n-1}$$

Siendo K, el total del crédito y n el número total de años.

Se va a suponer que para dicho proyecto se solicita un crédito de 9000€ al 4% anual a 5 años. En el quinto año el saldo del capital es cero, ya que se extingue la deuda

Teniendo el valor de la cuota, se forma el siguiente cuadro:

N	Cuota	Interés	Amortización	Saldo Capital
0				9.000,00 €
1	2.021,64 €	360,00 €	1.661,64 €	7.338,36 €
2	2.021,64 €	293,53 €	1.728,11 €	5.610,25 €
3	2.021,64 €	224,41 €	1.797,23 €	3.813,01 €
4	2.021,64 €	152,52 €	1.869,12 €	1.943,89 €
5	2.021,64 €	77,76 €	1.943,89 €	-

Fig 93. Cálculo del crédito. Fuente: Propia

- En la columna saldo capital se incluye el monto del crédito en el periodo cero
- En la columna interés del periodo 1 se coloca el monto por interés, esto es la tasa de interés por el saldo del capital al periodo anterior. Es decir, el 4% se multiplica por el saldo del capital al n-1
- En la columna de amortización se calcula del periodo 1. La cuota está formada por el interés y el capital. Si la cuota es de 2.021,64€ y el interés es de 360 €, el saldo correspondiente a la amortización será la diferencia, de 1.661,64€.
- Se calcula sucesivamente los siguientes periodos hasta los 5 años.

17.6.1 PEDIR EL CRÉDITO CON CARENCIA

Aunque se realizará una financiación mediante crédito común calculada anteriormente, también existiría la posibilidad de pedir dicho crédito con un periodo de carencia, es decir, en ese periodo solo se pagará por el interés y no por el capital. Este tipo de crédito es interesante para proyectos que comienzan de cero. Se hará el análisis de ver como se obtendría.

Importe del préstamo:	9.000,00 €
Tasa de interés anual:	4,000%
Plazo del préstamo en años (1-30):	5,00
Plazo de carencia en meses:	12,00
Fecha inicial del préstamo:	15/02/2017
% Comisión apertura	0,00%
Pago mensual programado:	165,75 €
Nº de pagos totales:	72
Nº de cuotas de amortización:	60
Importe comisión apertura	0,00 €
Interés pagado total:	1.304,37 €

Fig 94. Resumen de las características del crédito con carencia. Fuente: Propia

En el siguiente gráfico podemos observar los intereses que se generarían frente al total.

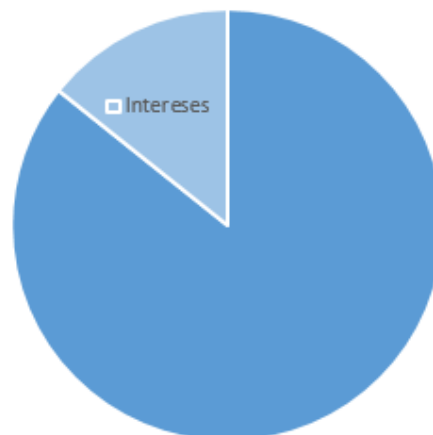


Fig 95. Intereses generados frente al total. Fuente: Propia

Y observaríamos como se devolvería el crédito mes a mes, teniendo un periodo de carencia de 1 año

Nº	Fecha de pago	Saldo inicial	Pago programado	Capital	Intereses	Saldo final
1	15/02/2017	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €
2	15/03/2017	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €

Instalación de riego con bombeo solar fotovoltaico en Benlloch

3	15/04/2017	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €
4	15/05/2017	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €
5	15/06/2017	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €
6	15/07/2017	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €
7	15/08/2017	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €
8	15/09/2017	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €
9	15/10/2017	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €
10	15/11/2017	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €
11	15/12/2017	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €
12	15/01/2018	9.000,00 €	30,00 €	0,00 €	30,00 €	9.000,00 €
13	15/02/2018	9.000,00 €	165,75 €	135,75 €	30,00 €	8.864,25 €
14	15/03/2018	8.864,25 €	165,75 €	136,20 €	29,55 €	8.728,05 €
15	15/04/2018	8.728,05 €	165,75 €	136,66 €	29,09 €	8.591,39 €
16	15/05/2018	8.591,39 €	165,75 €	137,11 €	28,64 €	8.454,28 €
17	15/06/2018	8.454,28 €	165,75 €	137,57 €	28,18 €	8.316,72 €
18	15/07/2018	8.316,72 €	165,75 €	138,03 €	27,72 €	8.178,69 €
19	15/08/2018	8.178,69 €	165,75 €	138,49 €	27,26 €	8.040,20 €
20	15/09/2018	8.040,20 €	165,75 €	138,95 €	26,80 €	7.901,26 €
21	15/10/2018	7.901,26 €	165,75 €	139,41 €	26,34 €	7.761,84 €
22	15/11/2018	7.761,84 €	165,75 €	139,88 €	25,87 €	7.621,97 €
23	15/12/2018	7.621,97 €	165,75 €	140,34 €	25,41 €	7.481,63 €
24	15/01/2019	7.481,63 €	165,75 €	140,81 €	24,94 €	7.340,82 €
25	15/02/2019	7.340,82 €	165,75 €	141,28 €	24,47 €	7.199,54 €
26	15/03/2019	7.199,54 €	165,75 €	141,75 €	24,00 €	7.057,79 €
27	15/04/2019	7.057,79 €	165,75 €	142,22 €	23,53 €	6.915,56 €
28	15/05/2019	6.915,56 €	165,75 €	142,70 €	23,05 €	6.772,87 €
29	15/06/2019	6.772,87 €	165,75 €	143,17 €	22,58 €	6.629,69 €
30	15/07/2019	6.629,69 €	165,75 €	143,65 €	22,10 €	6.486,05 €
31	15/08/2019	6.486,05 €	165,75 €	144,13 €	21,62 €	6.341,92 €
32	15/09/2019	6.341,92 €	165,75 €	144,61 €	21,14 €	6.197,31 €
33	15/10/2019	6.197,31 €	165,75 €	145,09 €	20,66 €	6.052,22 €
34	15/11/2019	6.052,22 €	165,75 €	145,57 €	20,17 €	5.906,64 €
35	15/12/2019	5.906,64 €	165,75 €	146,06 €	19,69 €	5.760,58 €
36	15/01/2020	5.760,58 €	165,75 €	146,55 €	19,20 €	5.614,04 €
37	15/02/2020	5.614,04 €	165,75 €	147,04 €	18,71 €	5.467,00 €

Instalación de riego con bombeo solar fotovoltaico en Benlloch

38	15/03/2020	5.467,00 €	165,75 €	147,53 €	18,22 €	5.319,47 €
39	15/04/2020	5.319,47 €	165,75 €	148,02 €	17,73 €	5.171,46 €
40	15/05/2020	5.171,46 €	165,75 €	148,51 €	17,24 €	5.022,95 €
41	15/06/2020	5.022,95 €	165,75 €	149,01 €	16,74 €	4.873,94 €
42	15/07/2020	4.873,94 €	165,75 €	149,50 €	16,25 €	4.724,44 €
43	15/08/2020	4.724,44 €	165,75 €	150,00 €	15,75 €	4.574,44 €
44	15/09/2020	4.574,44 €	165,75 €	150,50 €	15,25 €	4.423,94 €
45	15/10/2020	4.423,94 €	165,75 €	151,00 €	14,75 €	4.272,94 €
46	15/11/2020	4.272,94 €	165,75 €	151,51 €	14,24 €	4.121,43 €
47	15/12/2020	4.121,43 €	165,75 €	152,01 €	13,74 €	3.969,42 €
48	15/01/2021	3.969,42 €	165,75 €	152,52 €	13,23 €	3.816,90 €
49	15/02/2021	3.816,90 €	165,75 €	153,03 €	12,72 €	3.663,88 €
50	15/03/2021	3.663,88 €	165,75 €	153,54 €	12,21 €	3.510,34 €
51	15/04/2021	3.510,34 €	165,75 €	154,05 €	11,70 €	3.356,29 €
52	15/05/2021	3.356,29 €	165,75 €	154,56 €	11,19 €	3.201,73 €
53	15/06/2021	3.201,73 €	165,75 €	155,08 €	10,67 €	3.046,66 €
54	15/07/2021	3.046,66 €	165,75 €	155,59 €	10,16 €	2.891,06 €
55	15/08/2021	2.891,06 €	165,75 €	156,11 €	9,64 €	2.734,95 €
56	15/09/2021	2.734,95 €	165,75 €	156,63 €	9,12 €	2.578,32 €
57	15/10/2021	2.578,32 €	165,75 €	157,15 €	8,59 €	2.421,16 €
58	15/11/2021	2.421,16 €	165,75 €	157,68 €	8,07 €	2.263,49 €
59	15/12/2021	2.263,49 €	165,75 €	158,20 €	7,54 €	2.105,28 €
60	15/01/2022	2.105,28 €	165,75 €	158,73 €	7,02 €	1.946,55 €
61	15/02/2022	1.946,55 €	165,75 €	159,26 €	6,49 €	1.787,29 €
62	15/03/2022	1.787,29 €	165,75 €	159,79 €	5,96 €	1.627,50 €
63	15/04/2022	1.627,50 €	165,75 €	160,32 €	5,43 €	1.467,18 €
64	15/05/2022	1.467,18 €	165,75 €	160,86 €	4,89 €	1.306,32 €
65	15/06/2022	1.306,32 €	165,75 €	161,39 €	4,35 €	1.144,92 €
66	15/07/2022	1.144,92 €	165,75 €	161,93 €	3,82 €	982,99 €
67	15/08/2022	982,99 €	165,75 €	162,47 €	3,28 €	820,52 €
68	15/09/2022	820,52 €	165,75 €	163,01 €	2,74 €	657,51 €
69	15/10/2022	657,51 €	165,75 €	163,56 €	2,19 €	493,95 €
70	15/11/2022	493,95 €	165,75 €	164,10 €	1,65 €	329,85 €
71	15/12/2022	329,85 €	165,75 €	164,65 €	1,10 €	165,20 €

Fig 96. Devolución del crédito mes a mes durante los años de devolución. Fuente: Propia

17.7 CÁLCULO FLUJO DE CAJA

17.7.1 CÁLCULO FLUJO DE CAJA. ESCENARIO OPTIMISTA

Periodo	ESCENARIO OPTIMISTA										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos		21.264,86 €	21.264,86 €	21.264,86 €	21.264,86 €	21.264,86 €	21.264,86 €	21.264,86 €	21.264,86 €	21.264,86 €	21.264,86 €
Costos Variables		-8.794,44 €	-8.794,44 €	-8.794,44 €	-8.794,44 €	-8.794,44 €	-8.794,44 €	-8.794,44 €	-8.794,44 €	-8.794,44 €	-8.794,44 €
Costos Fijos		-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €
Intereses		-360,00 €	-345,60 €	-331,78 €	-318,50 €	-305,76 €					
Utilidad		11.435,90 €	11.450,30 €	11.464,12 €	11.477,40 €	11.490,14 €	11.795,90 €	11.795,90 €	11.795,90 €	11.795,90 €	11.795,90 €
Impuesto		-2.858,98 €	-2.862,58 €	-2.866,03 €	-2.869,35 €	-2.872,54 €	-2.948,98 €	-2.948,98 €	-2.948,98 €	-2.948,98 €	-2.948,98 €
Utilidad neta		8.576,93 €	8.587,73 €	8.598,09 €	8.608,05 €	8.617,61 €	8.846,93 €	8.846,93 €	8.846,93 €	8.846,93 €	8.846,93 €
Inversión inicial	-8.995,00 €										
Amortización préstamo		-2.021,64 €	-2.021,64 €	-2.021,64 €	-2.021,64 €	-2.021,64 €					
Capital de trabajo		-1.420,34 €	-1.420,34 €	-1.420,34 €	-1.420,34 €	-1.420,34 €	-1.420,34 €	-1.420,34 €	-1.420,34 €	-1.420,34 €	-1.420,34 €
Valor de desecho											
Préstamo	9.000,00 €										
Flujo de caja	8.995,00 €	5.134,94 €	5.145,74 €	5.156,11 €	5.166,07 €	5.175,62 €	7.426,58 €	7.426,58 €	7.426,58 €	7.426,58 €	7.426,58 €

Fig 97. Cálculo del flujo de caja para el escenario optimista. Fuente: Propia

Se realiza una comparación de los ingresos y los egresos a una proyección de 10 años, observamos que el flujo es positivo todos los años, existiendo un excedente

17.7.2 CÁLCULO FLUJO DE CAJA. ESCENARIO REALISTA

ESCENARIO REALISTA											
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos		16.533,00 €	19.534,00 €	21.296,40 €	21.296,40 €	21.296,40 €	21.296,40 €	21.296,40 €	21.296,40 €	21.296,40 €	21.296,40 €
Costos Variables		-6.926,85 €	-8.080,58 €	-8.801,66 €	-8.801,66 €	-8.801,66 €	-8.801,66 €	-8.801,66 €	-8.801,66 €	-8.801,66 €	-8.801,66 €
Costos Fijos		-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €
Intereses		-360,00 €	-345,60 €	-331,78 €	-318,50 €	-305,76 €					
Utilidad		8.571,63 €	10.433,30 €	11.488,44 €	11.501,72 €	11.514,46 €	11.820,22 €	11.820,22 €	11.820,22 €	11.820,22 €	11.820,22 €
Impuesto		-2.142,91 €	-2.608,33 €	-2.872,11 €	-2.875,43 €	-2.878,62 €	-2.955,06 €	-2.955,06 €	-2.955,06 €	-2.955,06 €	-2.955,06 €
Utilidad neta		6.428,72 €	7.824,98 €	8.616,33 €	8.626,29 €	8.635,85 €	8.865,17 €	8.865,17 €	8.865,17 €	8.865,17 €	8.865,17 €
Inversión inicial	-8.995,00 €										
Amortización préstamo		-2.021,64 €	-2.021,64 €	-2.021,64 €	-2.021,64 €	-2.021,64 €					
Capital de trabajo		-1.140,21 €	-1.313,27 €	-1.421,43 €	-1.421,43 €	-1.421,43 €	-1.421,43 €	-1.421,43 €	-1.421,43 €	-1.421,43 €	-1.421,43 €
Valor de desecho											
Préstamo	9.000,00 €										
Flujo de caja	8.995,00 €	3.266,88 €	4.490,07 €	5.173,26 €	5.183,22 €	5.192,78 €	7.443,74 €	7.443,74 €	7.443,74 €	7.443,74 €	7.443,74 €

Fig 98. Cálculo del flujo de caja para el escenario realista. Fuente: Propia

Se observa que comparando los ingresos versus los egresos a una proyección de 10 años, que el flujo de caja va variando, pero siempre es positivo, por lo que va a existir un excedente todos los años.

17.7.3 CÁLCULO FLUJO DE CAJA. ESCENARIO PESIMISTA

ESCENARIO PESIMISTA											
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos		9.767,00 €	9.767,00 €	9.767,00 €	9.767,00 €	9.767,00 €	9.767,00 €	9.767,00 €	9.767,00 €	9.767,00 €	9.767,00 €
Costos Variables		-6.630,51 €	-6.630,51 €	-6.630,51 €	-6.630,51 €	-6.630,51 €	-6.630,51 €	-6.630,51 €	-6.630,51 €	-6.630,51 €	-6.630,51 €
Costos Fijos		-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €	-674,52 €
Intereses		-360,00 €	-345,60 €	-331,78 €	-318,50 €	-305,76 €					
Utilidad		2.101,97 €	2.116,37 €	2.130,19 €	2.143,47 €	2.156,21 €	2.461,97 €	2.461,97 €	2.461,97 €	2.461,97 €	2.461,97 €
Impuesto		-525,49 €	-529,09 €	-532,55 €	-535,87 €	-539,05 €	-615,49 €	-615,49 €	-615,49 €	-615,49 €	-615,49 €
Utilidad neta		1.576,48 €	1.587,28 €	1.597,64 €	1.607,60 €	1.617,16 €	1.846,48 €	1.846,48 €	1.846,48 €	1.846,48 €	1.846,48 €
Inversión inicial	-8.995,00 €										
Amortización préstamo		-2.021,64 €	-2.021,64 €	-2.021,64 €	-2.021,64 €	-2.021,64 €					
Capital de trabajo		-1.461,01 €	-1.461,01 €	-1.461,01 €	-1.461,01 €	-1.461,01 €	-1.461,01 €	-1.461,01 €	-1.461,01 €	-1.461,01 €	-1.461,01 €
Valor de desecho											
Préstamo	9.000,00 €										
Flujo de caja	8.995,00 €	-1.906,17 €	-1.895,37 €	-1.885,00 €	-1.875,04 €	-1.865,49 €	385,47 €	385,47 €	385,47 €	385,47 €	385,47 €

Fig 99. Cálculo del flujo de caja para el escenario pesimista. Fuente: Propia

Se observa que pese a tener unas ganancias muy reducidas, siempre se obtiene un flujo de caja positivo.

Mediante los análisis de flujo de caja hecho anteriormente se puede tener un estudio preliminar. Va a indicar nominalmente si existe un excedente (o suma positiva) y por lo tanto, habrá ganancias económicas. Pero este análisis es muy superficial, ya que el dinero tiene un valor en el tiempo, por ejemplo, no vale lo mismo el primer año que el último, por lo que no se puede sumar dinero de distintos periodos. Para ir más allá de lo que nos ofrece el flujo de caja tenemos que hacer otro tipo de estudios.

18. VALOR ACTUAL NETO (VAN) Y PERIODO RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FCN_t}{(1+i)^t} - I$$

Dónde:

- VAN: Valor Actual Neto
- FCN: Flujo de caja evaluado para cada año
- I: Ingreso inicial
- i: Tasa de interés
- n: tiempo de duración del proyecto

Caso	Renta	Explicación
VAN < 0	Negativa	Los ingresos no recuperan los costos Los ingresos recuperan los costos, pero son menores a los que se recibirían si los fondos se colocarán a la tasa i
VAN = 0	Cero	Los ingresos recuperan los costos pero, son iguales a los que se recibirían si los fondos se colocaran a la tasa i
VAN > 0	Positiva	Se recuperan los costos y los ingresos netos son mayores que los que se recibirían a la tasa i

Fig 100. Distintos tipos de VAN. Fuente: "Introducción a las finanzas empresariales"

Esta tasa permite actualizar los valores futuros a valores actuales. El Instituto de Desarrollo Agropecuario (INDAP) usa una tasa de descuento del 12% para proyectos agrícolas. El Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) se define como el número de años o periodos requeridos que hacen falta para que la empresa recupere su inversión inicial mediante la ejecución del proyecto, o como el número de periodos requeridos para que la suma acumulada de los ingresos netos no actualizados sea igual a cero.

El criterio de decisión toma en este caso la forma de un número máximo de años o periodo de corte, por encima del cual las propuestas deberían ser rechazadas. Cuanto más corto sea el periodo de recuperación, mejor es el proyecto. Si los flujos anuales fuesen todos iguales, entonces el Periodo de Recuperación del Capital se expresaría matemáticamente de la siguiente forma:

$$PRI = \frac{I_0}{FCN}$$

18.1 ESCENARIO OPTIMISTA

VAN ESCENARIO OPTIMISTA											
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujo de caja	-8.995,00 €	5.134,94 €	5.145,74 €	5.156,11 €	5.166,07 €	5.175,62 €	7.426,58 €	7.426,58 €	7.426,58 €	7.426,58 €	7.426,58 €
Valores actuales	-8.995,00 €	4.584,77 €	4.102,15 €	3.670,01 €	3.283,13 €	2.936,79 €	3.762,54 €	3.359,41 €	2.999,47 €	2.678,10 €	2.391,16 €
VAN	-8995	-4.380,23 €	-278,08 €	3.391,93 €	6.675,06 €	9.611,85 €	13.374,39 €	16.733,80 €	19.733,27 €	22.411,37 €	24.802,53 €

Fig 101. VAN para un escenario optimista. Fuente: Propia

Se observa que el van deja de ser negativo a partir del tercer año, a partir de ahí el proyecto comienza a ser rentable. Tendría un periodo de retorno de 3 años.

18.2 ESCENARIO REALISTA

VAN ESCENARIO REALISTA											
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujo de caja	-8.995,00 €	3.266,88 €	4.490,07 €	5.173,26 €	5.183,22 €	5.192,78 €	7.443,74 €	7.443,74 €	7.443,74 €	7.443,74 €	7.443,74 €
Valores actuales	-8995 €	2916,854 €	3579,4563 €	3682,22 €	3294,0319 €	2946,521 €	3771,229 €	3367,169 €	3006,400 €	2684,2865 €	2396,684 €
VAN	-8995 €	-6.048,15 €	-2.468,69 €	1.213,54 €	4.507,57 €	7.454,09 €	11.225,32 €	14.592,49 €	17.598,89 €	20.283,18 €	22.679,86 €

Fig 102. VAN para un escenario realista. Fuente: Propia

En el escenario realista el VAN también pasa a ser positivo a partir del tercer año, teniendo el mismo periodo de retorno que el escenario anterior, aunque los beneficios sean ligeramente menores.

18.3 ESCENARIO PESIMISTA

VAN ESCENARIO PESIMISTA											
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujo de caja	-8995 €	-1.906,17 €	-1.895,37 €	-1.885,00 €	-1.875,04 €	-1.865,49 €	385,47 €	385,47 €	385,47 €	385,47 €	385,47 €
Valores actuales	-8995	- 1701,93616 1	- 1510,97616 4	- 1341,70825 8	- 1191,62404 2	- 1058,52827 4	195,29185 82	174,36773 06	155,68547 37	139,00488 72	124,11150 65
VAN	-8995	-10.666,94 €	-12.177,91 €	-13.519,62 €	-14.711,24 €	-15.769,77 €	-15.574,48 €	-15.400,11 €	-15.244,43 €	-15.105,42 €	-14.981,31 €

Fig 103. VAN para un escenario pesimista. Fuente: Propia

Observamos que en los primeros 5 años se tienen pérdidas, y las ganancias de los 5 años siguientes no son suficientes para igualar las pérdidas. Se puede observar que a partir del sexto año la deuda comienza a reducirse, pero no es suficiente para que sea rentable, ya que tendría un periodo de retorno muy largo.

19. ANALISIS MEDIANTE TASA INTERNA DEL RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno es aquella tasa que iguala los flujos de ingresos y egresos futuros de una inversión, correspondiendo a la rentabilidad que obtendría un inversionista de mantener el instrumento financiero hasta su extinción, bajo el supuesto que reinvierte los flujos de ingresos a la misma tasa.

También puede ser definido como la tasa de descuento que hace que el VAN del proyecto sea igual a cero, y se obtiene resolviendo la siguiente ecuación en i:

$$0 = -I + \frac{FCN_1}{(1+i)} + \dots + \frac{FCN_t}{(1+i)^n}$$

Dicha ecuación significa que la tasa interna de retorno evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual.

19.1 ESCENARIO OPTIMISTA

TIR: ESCENARIO OPTIMISTA				
Año	Flujo de caja			
0	-9000			
1	5134,94			
2	5145,74			
3	5156,11			
4	5166,07			
5	5165,72			
6	7426,58			
7	7426,58			
8	7426,58			
9	7426,58		TIR (5 años)	50%
10	7426,58		TIR (10 años)	59%

Fig 104. TIR para un escenario optimista. Fuente: Propia

Se observa una tasa interna de retorno muy alto, esto es debido a que enseguida se recupera la inversión. Apostar por un proyecto con este TIR sería apostar seguro.

19.2 ESCENARIO REALISTA

TIR: ESCENARIO REALISTA				
Año	Flujo de caja			
0	-9000			
1	3266,88			
2	4490,07			
3	5173,26			
4	5183,22			
5	5192,78			
6	7443,74			
7	7443,74			
8	7443,74			
9	7443,74		TIR (5 años)	39%
10	7443,74		TIR (10 años)	51%

Fig 104. TIR para un escenario optimista. Fuente: Propia

Se observa una TIR un poco más baja que la anterior, pero sigue siendo buena, por lo que el proyecto proyecta una buena rentabilidad.

19.3 ESCENARIO PESIMISTA

Para el escenario pesimista se obtienen TIR negativas, por lo que no sería un indicador razonable para apostar por el proyecto.

CONCLUSIÓN

El uso de la energía fotovoltaica es ideal para este tipo de aplicaciones que no demandan grandes potencias eléctricas, ya que su implementación es relativamente sencilla y existen zonas donde la conexión a la red eléctrica tiene un grado de dificultad muy elevado, siendo esta una de las maneras de obtenerla.

Otro punto muy a favor tener en cuenta en el bombeo solar es que el sistema tiene como fin llenar depósitos a una cierta altura para abastecer más tarde los cultivos con agua mediante riego por gravedad. El porcentaje de éxito será muy elevado ya que cuando se reciba radiación por parte del Sol el sistema trabajará y, en caso de que esté nublado, es muy probable que sea porque vaya a haber precipitaciones, por lo que no sería necesario el uso de la instalación.

Debido al simple mantenimiento periódico y la sencillez del sistema de los soportes de los módulos para variar el ángulo, el propio agricultor puede llevar a cabo dichas labores sin necesidad de contactar con un tercero. Con esto no se limita el diseño del sistema a que esté potenciado solamente para los meses desde Mayo hasta Octubre, sino que con un simple estudio se puede elegir la inclinación adecuada para cualquier época del año y variar los paneles con ella.

Se ha visto en la parte de la estructura del proyecto que partiendo de una inversión de 8995€ se podría llevar a cabo el proyecto y que tanto para un escenario realista como para uno optimista el proyecto presenta un periodo de retorno relativamente corto, y el gran beneficio no es que a partir de unos pocos ya esté amortizado, sino que se dejará de consumir combustible fósil, con sus correspondientes emisiones de gases de efecto invernadero, usando en su lugar una fuente de energía limpia e inagotable.

BIBLIOGRAFÍA

- ALLEN RICHARD, G. PEREIRA, L. RAES, D. SMITH, M. (2006). *Guía para la determinación de los requerimientos de agua de los cultivos*. Estudio FAO Riego y Drenaje
- BOSWELL, M.J. (1990) *Manual de diseño y manejo de sistemas de microirrigación*. Hardie Irrigation.
- DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE LA APARAMENTA A UTILIZAR
- KENNA, J. GILLET, B. (1985). *Solar Water Pumping. A Handbook*. Practical Action Publishing
- L. MOTT, R. (1996). *Mecánica de Fluidos Aplicada*. Prentice Hall
- MARTIL I. (2016). *Evolución y perspectivas para la energía solar fotovoltaica*. En *Público 1 de Abril*.
<http://blogs.publico.es/econonuestra/2016/04/01/evolucion-y-perspectivas-para-la-energia-solar-fotovoltaica/>
- MORA, C. (2014). *La regulación del agua en la historia de los pueblos y su identidad cultural*. En *iagua*, 21 de Enero.
<http://www.iagua.es/blogs/consuelo-mora/la-regulacion-del-agua-en-la-historia-de-los-pueblos-y-su-identidad-cultural>
- PARAMIO JOAQUÍN, J. (2002.) *Prevención de riesgos eléctricos*. Tecnos
- PAREJA APARICIO, M. (2015). *Energía Solar Fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada*. Marcombo.
- PARTAL UREÑA, A. MORENO BONILLA, F. CANO RODRIGUEZ, M. GOMEZ FERNANDEZ-AGUADO, P. (2016). *Introducción a las finanzas empresariales*. Pirámide
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red del IDAE
- THE BOUSTON CONSULTING GROUP. (2011) *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio técnico Per 2011-2020*. IDAE
- TOBAJAS VÁZQUEZ, M.C (2011). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Cano Pina
- VIUDEZ J. (2013). “El Sol ya no es gratis” en *El País* el 20 de Julio.
http://sociedad.elpais.com/sociedad/2013/07/20/actualidad/1374338420_206181.html

**ANEXO I:
HOJAS DE
CARACTERÍSTICAS**

1.3 Cajas de control y de conexiones

1.3.1 Unidad de control SQFlex CU 200

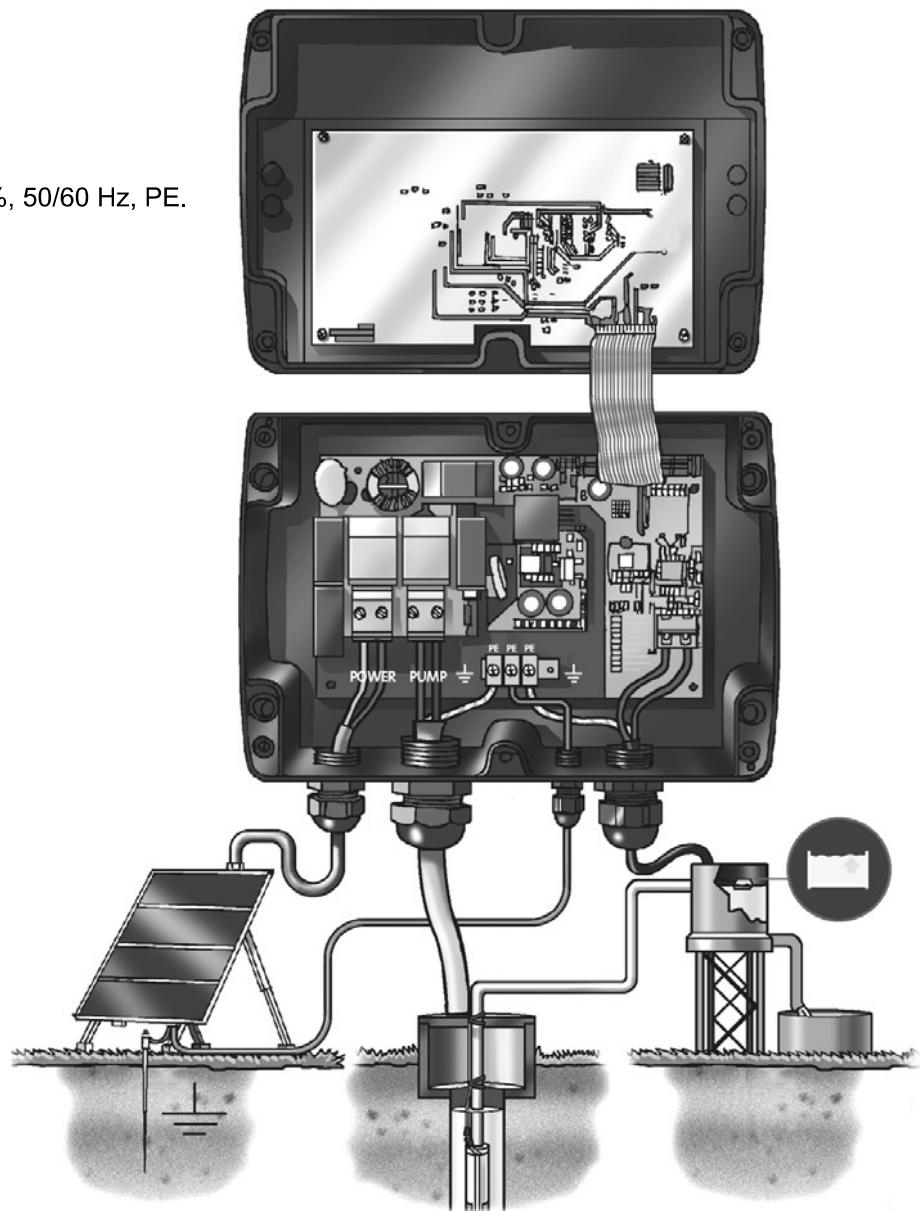


La unidad de control SQFlex CU 200 permite:

- monitorización del sistema basado en las señales de los sensores
- control del sistema basado en las señales de los sensores
- monitorización del funcionamiento de la bomba e indicación de alarmas.

Datos técnicos

- 30-300 VDC, PE.
 - 1 x 90-240 V $-10\%/+6\%$, 50/60 Hz, PE.
- Carga máxima: 100 mA.



Cableado interno (y externo) de la unidad de control SQFlex CU 200

Pantalla y luces de indicación del CU 200 SQFlex

La tapa frontal del CU 200 incorpora un botón y varios indicadores:

Funcionamiento de la bomba

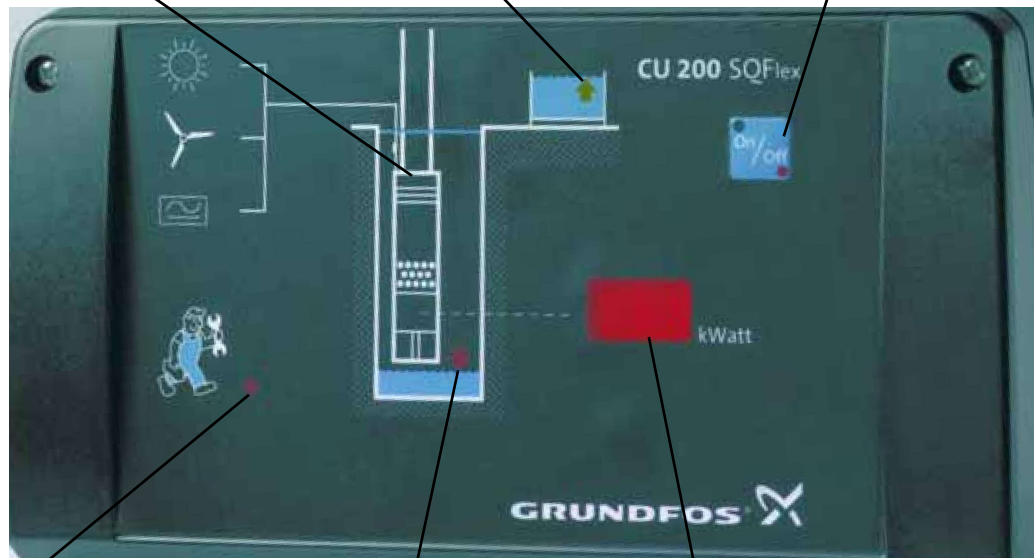
Una luz verde indica que la bomba está funcionando a más de 500 min⁻¹.

Depósito de agua lleno

La luz amarilla indica que el depósito de agua está lleno.

Botón ON/OFF

- Luz verde encendida: el sistema ha sido conectado.
- Luz roja encendida: el sistema ha sido desconectado.
- Ambas luces apagadas: el sistema no tiene energía suficiente como para encender la pantalla.
- Luz verde parpadeando: el sistema tiene energía suficiente como para encender la pantalla pero no para arrancar la bomba.



Indicador de fallo

La luz roja indica fallo.

Funcionamiento en seco

La luz roja indica que falta agua.

Códigos de potencia y fallo

La pantalla indica 0 vatios hasta que la alimentación es suficiente como para hacer funcionar la bomba a 500 min⁻¹; en el arranque, se indica el consumo de la bomba en pasos de 10 vatios, siendo la indicación máxima 1,4 kW.

Cuando el indicador de fallo está encendido, la pantalla muestra los códigos de fallo, véase [Corrección de fallos por medio de la CU 200 en la pág. 8](#).

F1 = sobrevoltaje

F2 = sobretemperatura

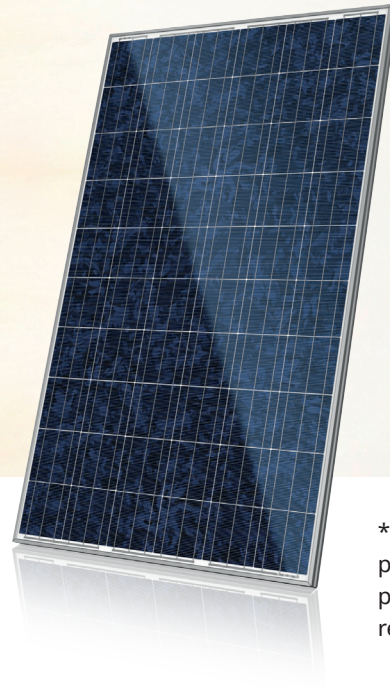
F3 = no hay contacto con la bomba

F4 = sobrecarga

Corrección de fallos por medio de la CU 200

Indicación/Fallo	Posible causa	Solución
1. No hay luz en la tapa frontal. La bomba no suministra agua.	No hay tensión de alimentación.	<ul style="list-style-type: none"> Restablecer la alimentación.
	El conector del cable plano está mal colocado o el cable está estropeado.	<ul style="list-style-type: none"> Corregir la posición del cable o reemplazarlo.
	No está montado el cable plano.	<ul style="list-style-type: none"> Colocar el cable plano.
2. No hay luz en la tapa frontal y la bomba no suministra agua. Los LEDs del interior de la unidad CU 200 indican que hay alimentación interna de 5 V, 10 V y 24 V, y el LED "INDICADOR DE CONTROL" no parpadea.	La unidad CU 200 está estropeada.	<ul style="list-style-type: none"> Sustituir la unidad CU 200.
3. La bomba no arranca. La luz verde en el botón ON/OFF está encendida. No hay indicación de fallo.	La unidad CU 200 o la bomba está estropeada.	<ul style="list-style-type: none"> Compruebe que el LED "INDICADOR DE CONTROL" esté parpadeando. Si no es así, sustituya la CU 200. Compruebe que hay suficiente tensión en los terminales de la BOMBA. Si no hubiese tensión, sustituya la CU 200. <p>Si se detecta tensión en la bomba, proceda de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> Desconecte la alimentación de tensión del equipo y espere durante un minuto. Vuelva a conectar la alimentación y observe lo que sucede: Si el indicador verde del botón ON/OFF está encendido y la bomba sigue sin arrancar, la bomba o el cable de la bomba están estropeados. Repare o sustituya la bomba o el cable.
		<ul style="list-style-type: none"> Pulse el botón ON/OFF en la unidad CU 200 para arrancar la bomba.
4. La luz verde en el botón ON/OFF está encendida.	La bomba se ha detenido.	<ul style="list-style-type: none"> Compruebe <ul style="list-style-type: none"> la conexión en la CU 200 el cable de la bomba la tapa posterior con enchufe de la bomba.
	La CU 200 está estropeada.	
5. La unidad CU 200 indica "F3 = no hay contacto con la bomba".	El cable de la bomba o las conexiones están estropeadas.	<ul style="list-style-type: none"> Repare o sustituya la bomba.
	La bomba está estropeada.	
6. La unidad CU 200 indica "F1 = sobrevoltaje".	La tensión de alimentación sobrepasa el máximo permitido.	<ul style="list-style-type: none"> Desconecte los módulos solares para permitir que descienda la tensión. Reconfigure los módulos y conéctelos. Si se utiliza una fuente de alimentación diferente, compruebe que la tensión está dentro de los límites recomendados. <p>Nota: Como la tensión se mide en el motor, tenga en cuenta la caída de tensión en el cable de la bomba.</p>

Indicación/Fallo	Posible causa	Solución
7. La unidad CU 200 indica "F2 = sobretensión".	Temperatura del agua demasiado elevada.	<ul style="list-style-type: none"> Asegúrese de que la temperatura del agua esté por debajo del nivel máximo permitido.
	Incrustaciones en el motor.	<ul style="list-style-type: none"> Retire las incrustaciones del motor.
	La bomba está estropeada.	<ul style="list-style-type: none"> Repare o sustituya la bomba.
8. La unidad CU 200 indic "F4 = sobrecarga".	Tensión de entrada demasiado baja.	<ul style="list-style-type: none"> Aumente la tensión de alimentación a 30 VDC o más.
	La bomba está estropeada.	<ul style="list-style-type: none"> Repare o sustituya la bomba.
	Sólo bombas helicoidales. El líquido de bombeo está contaminado con aceite o sustancias similares.	<ul style="list-style-type: none"> Limpie el líquido y sustituya la bomba.
	Insuficiente o falta de líquido en el motor.	<ul style="list-style-type: none"> Compruebe el nivel del líquido y rellene si es preciso.
9. El indicador verde del botón ON/OFF parpadea.	Alimentación eléctrica insuficiente.	<ul style="list-style-type: none"> Aumente el número de módulos solares, o conecte una fuente de alimentación alternativa, como turbina eólica, baterías o generador.
	La bomba está atascada.	<ul style="list-style-type: none"> Limpie la bomba.
10. Luz de marcha encendida en la unidad CU 200, pero se obtiene poca potencia.	El sistema no está puesto a tierra.	<ul style="list-style-type: none"> Compruebe que el sistema esté adecuadamente puesto a tierra.
	La bomba está estropeada.	<ul style="list-style-type: none"> Repare o sustituya la bomba. Si utiliza una bomba centrífuga: compruebe que la tubería vertical no esté bloqueada.
11. No hay luz en la tapa frontal. La bomba suministra agua.	La CU 200 está estropeada.	<ul style="list-style-type: none"> Sustituya la unidad CU 200.
	No está montado el cable plano.	<ul style="list-style-type: none"> Colocar el cable plano.
12. La bomba no se detiene cuando el depósito de agua se llena. El indicador de fallo en la CU 200 está apagado.	El interruptor de nivel está sucio o estropeado.	<ul style="list-style-type: none"> Limpie o sustituya el interruptor de nivel.
	El cable del interruptor de nivel está estropeado.	<ul style="list-style-type: none"> Sustituya el cable.
13. La bomba no se detiene cuando el depósito de agua se llena. El indicador de fallo en la CU 200 está encendido.	La unidad CU 200 está estropeada.	<ul style="list-style-type: none"> Sustituya la CU 200.
14. La bomba no arranca cuando el depósito de agua está vacío. El indicador del depósito de agua está encendido.	El interruptor de nivel está estropeado.	<ul style="list-style-type: none"> Sustituya el interruptor de nivel.
	El cable del interruptor de nivel está estropeado.	<ul style="list-style-type: none"> Sustituya el cable.
	La unidad CU 200 está estropeada.	<ul style="list-style-type: none"> Sustituya la unidad CU 200.



*Black frame product can be provided upon request.

CS6P-260 | 265 | 270P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

25
years

linear power output warranty

10
years

product warranty on materials and workmanship

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.79 %



Outstanding low irradiance performance: 96.5 %



Positive power tolerance of up to 5 W



High PTC rating of up to 92.0 %



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



Salt mist, ammonia and blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments*

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system

ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / JET / SII / CEC AU / INMETRO / CQC

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS

Take-e-way / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

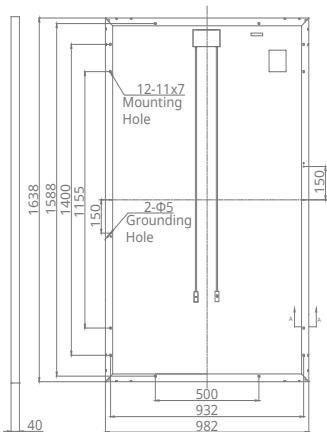


* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

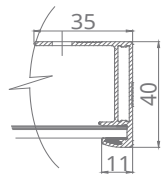
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with over 14 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

ENGINEERING DRAWING (mm)

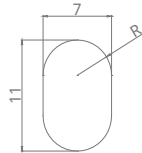
Rear View



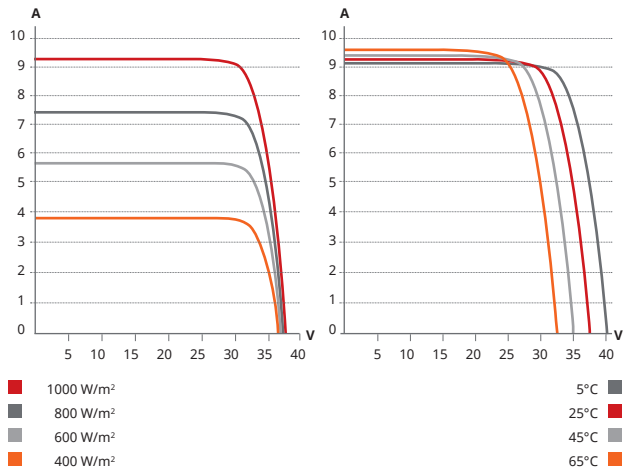
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6P-265P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16 %	16.47 %	16.79 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3 % (Pmax).

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.5 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1638×982×40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	MC KST4/X and KBT4/X
Standard	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs)
Packaging	(quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	728 pieces (40' HQ)

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



PS1200 C-SJ8-5

Solar submersible pump system for 4" wells

Applications

- Drinking water supply
- Pond management
- Irrigation
- Livestock watering
- Pressurizing systems


Characteristics


- Fast, failure-free installation
- Excellent serviceability
- High reliability and life expectancy
- Short Return of Investment (ROI) cycle
- Lower Total Cost of Ownership (TCO)

Technical data

Total dynamic head	max. 80 ft
Flow rate	max. 60 USG/min
Vmp*	> 102 V
Voc	max. 200 V

Standards

 2006/42/EC, 2004/108/EC, 2006/95/EC

 UL 508, 778, 1004
CSA C22.2 No. 14, 100, 108

The logos shown reflect the approvals that have been granted for this product family. Products are ordered and supplied with the approvals specific to the market requirements.



Components

Controller: PS1200

- Controlling and monitoring
- Control inputs for dry running protection, remote control etc.
- Protected against reverse polarity, overload and overtemperature
- Integrated MPPT (Maximum Power Point Tracker)
- Low voltage disconnect for battery operation

Motor: ECDRIVE 1200-C

- Maintenance-free brushless DC motor
- Water filled
- No electronics in the motor
- Submersion max. 820 ft, IP68

Pump end: PE C-SJ8-5

- High reliability and life expectancy
- Non-return valve
- Premium materials
- Optional: dry running protection

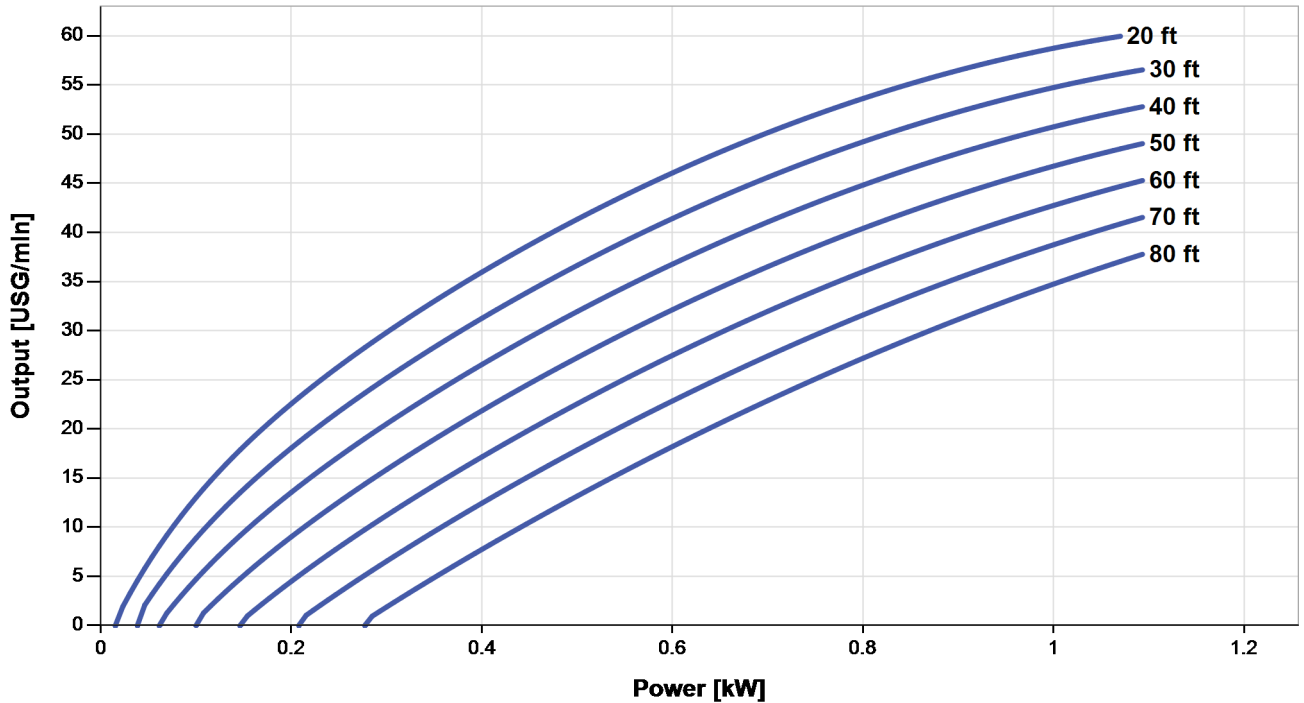


PS1200 C-SJ8-5

Solar submersible pump system for 4" wells

Pump chart

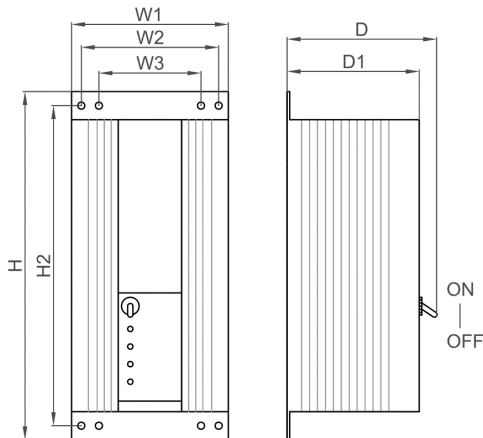
Vmp* > 102 V



Dimensions and weights

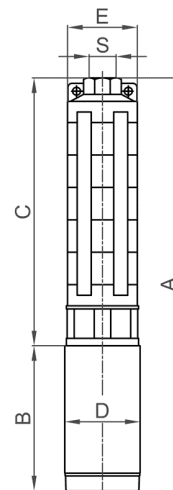
Controller

H = 16 in
 H2 = 14 in
 W1 = 7.0 in
 W2 = 6.1 in
 W3 = 4.6 in
 D = 6.5 in
 D1 = 5.9 in



Pump unit

A = 24 in
 B = 7.3 in
 C = 16 in
 D = 3.8 in
 E = 3.9 in
 S = 2 in



	Net weight
Controller	9.9 lbs
Pump unit	28 lbs
Motor	15 lbs
Pump end	13 lbs

*Vmp: MPP-voltage under Standard Test Conditions (STC): 1000 W/m² solar irradiance, 25 °C cell temperature





Int.aut. serie MU, 1P, 16A, curva C, 6KA

Interruptor automático magnetotérmico hager serie MU, 1P, 16A, curva C, poder de corte 6000A según UNE EN 60898-1. Certificado AENOR.

MUN116A

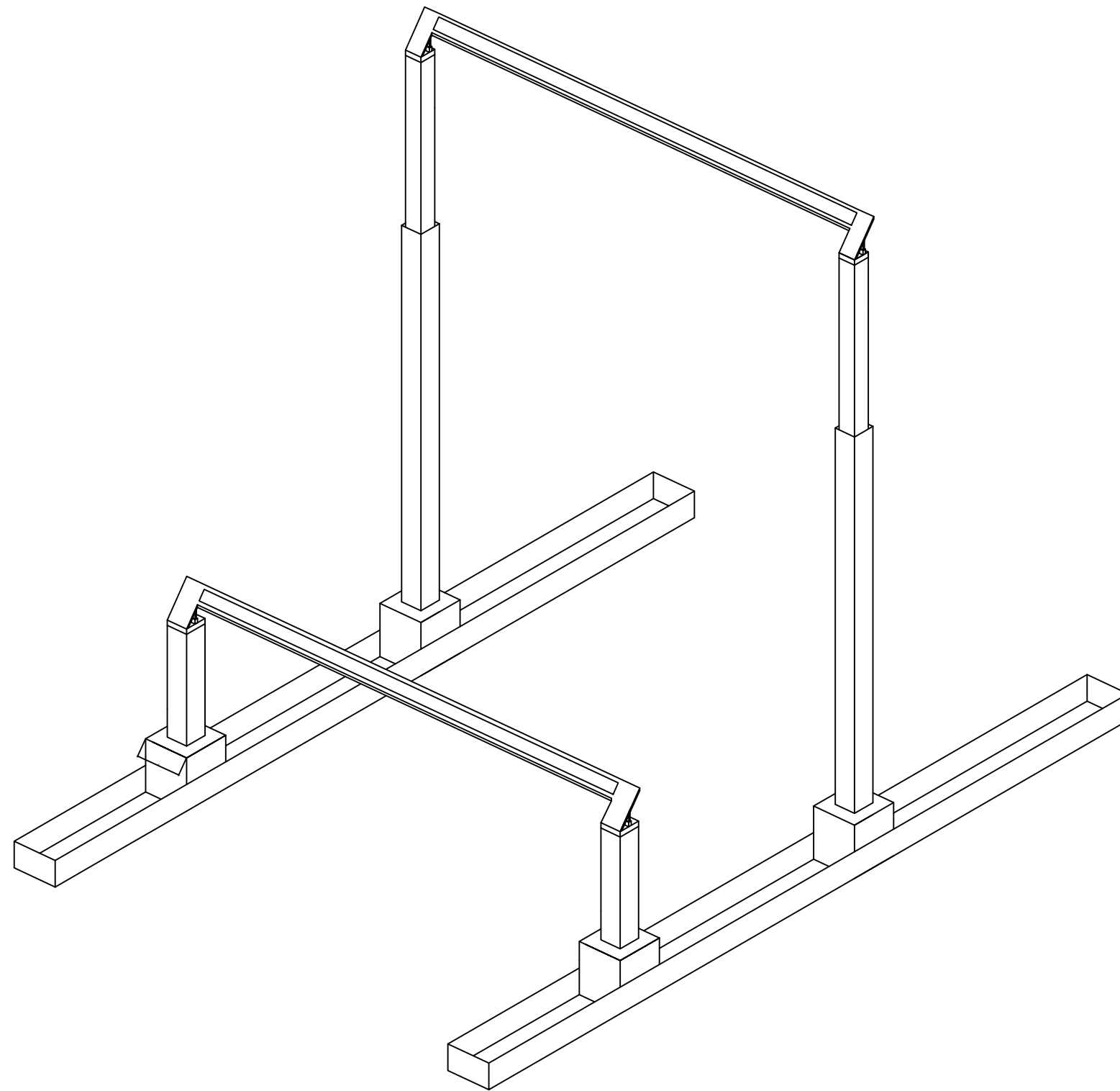
Características técnicas

Aparato de la familia	MU
Número de módulos	1
Número de semi módulos de 17,5mm sólo para aparato y kit	2
Número de polos	1 P
Índice de protección IP	IP20
Corriente asignada nominal	16 A
Corriente asignada a 20° C	17,3 A
Corriente asignada a 30° C	16 A
Corriente asignada a 35° C	15,4 A
Corriente asignada a 40° C	14,7 A
Corriente asignada a 45° C	14,1 A
Corriente asignada a 50° C	13,4 A
Corriente asignada a 55° C	12,8 A
Corriente asignada a 60° C	12,2 A
Corriente asignada a 70° C	10,9 A
Clase de limitación de energía I ² t	3
Curva	C
Poder de corte asignado	6 kA
Tensión asignada de empleo en alterna	230/400 V
Tensión asignada de aislamiento	500 V
Ten. asig. de aguante a los choques	4000 V
Frecuencia asignada	50/60 Hz
Tipo de conexión	Jaula con tornillo
Altura	2000 m
Sec. conex. born. sup. e inf. cable ríg.	1/25 mm ²
Sec. conex. bornes sup. cable flexible	1/16 mm ²
Altura del producto instalado	83 mm
Anchura del producto instalado	17,5 mm
Profundidad del aparato instalado	70 mm
	3
Calib. máx.fus. aguas arriba aM sel.CC	4 A
Calib. máx.fus. aguas arriba gL sel.CC	10 A
Grado de polución / IEC60664/IEC60947-2	2
Calib. mín.fus. aguas arriba aM sel.CC	20 A
Calib. mín.fus. aguas arriba gL sel.CC	25 A
Par de apriete	2, 8 Nm
Coef. correcc. corr. nom. 2 apar.yuxtap.	1
Coef. correcc. corr. nom. 3 apar.yuxtap.	0,95
Coef. correcc. corr. nom. 4 y 5 ap.yux..	0,9
Coef. correcc. corr. nom. 6 apar.yuxtap.	0,85
Coef. de correc. disparo magnético 200Hz	1,2

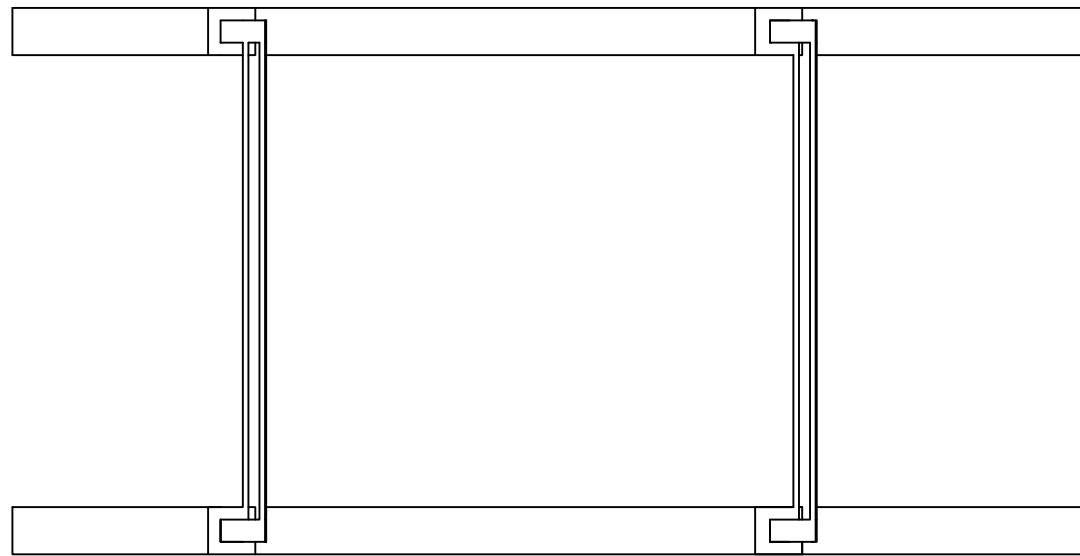
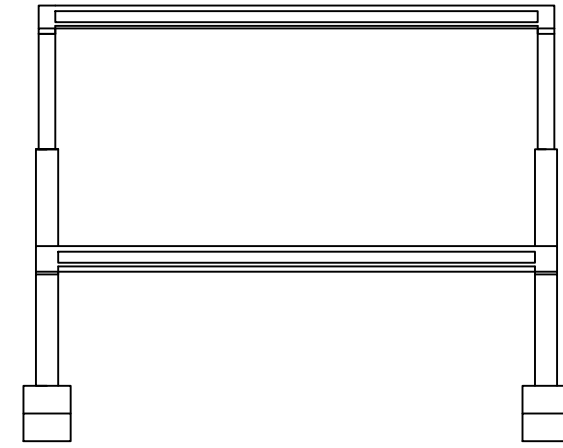
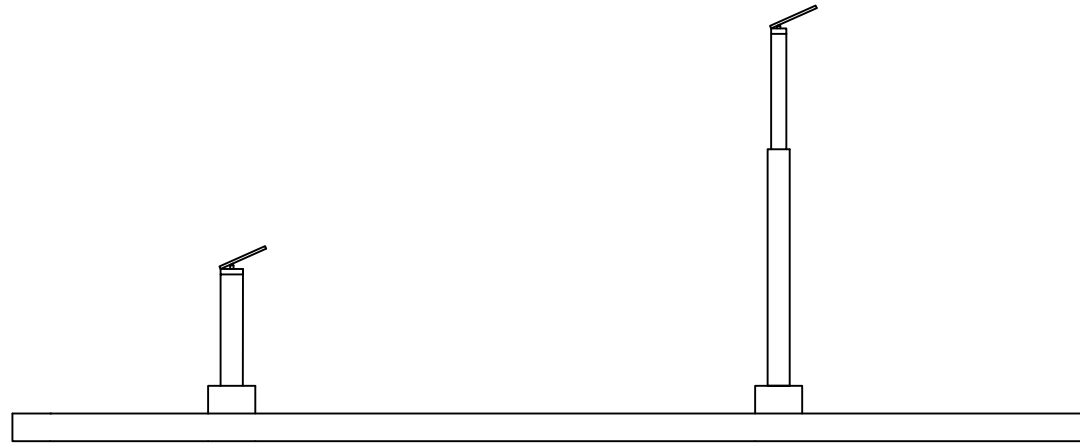
Características técnicas


Coef. de correc. disparo magnético 400Hz	1,5
Coef. de correc. disparo magnético 60Hz	1
Coef. correc. disparo magnético a 100Hz	1,1
Endurancia eléctrica en número de ciclos	4000
Endurancia mecánica en número maniobras	20000
Valor umbral min/máx relé magn. en c.a.	5/10 I _n
Valor umbral min/máx relé térmico en c.c	1,13/1,45 I _n
Valor umbral mín. relé térmico en c.a.	1,13/1,45 I _n
Valor umbral mín/máx funcion. térmico dc	7/15 I _n
Poder corte 1 Pol. IT400V (NF EN60947-2)	3 kA
Poder corte de servicio según NF EN60898	6 kA
Poder corte últ. CA. 230V(NF 60947-2)	6 kA
Poder de corte asignado	6 kA
Potencia disipada por polo	2,3 W
Potencia total disipada en IN	2,3 W
Temperatura de almacenamiento	-25 a 80 °C
Temperatura de funcionamiento	-25 a 60 °C

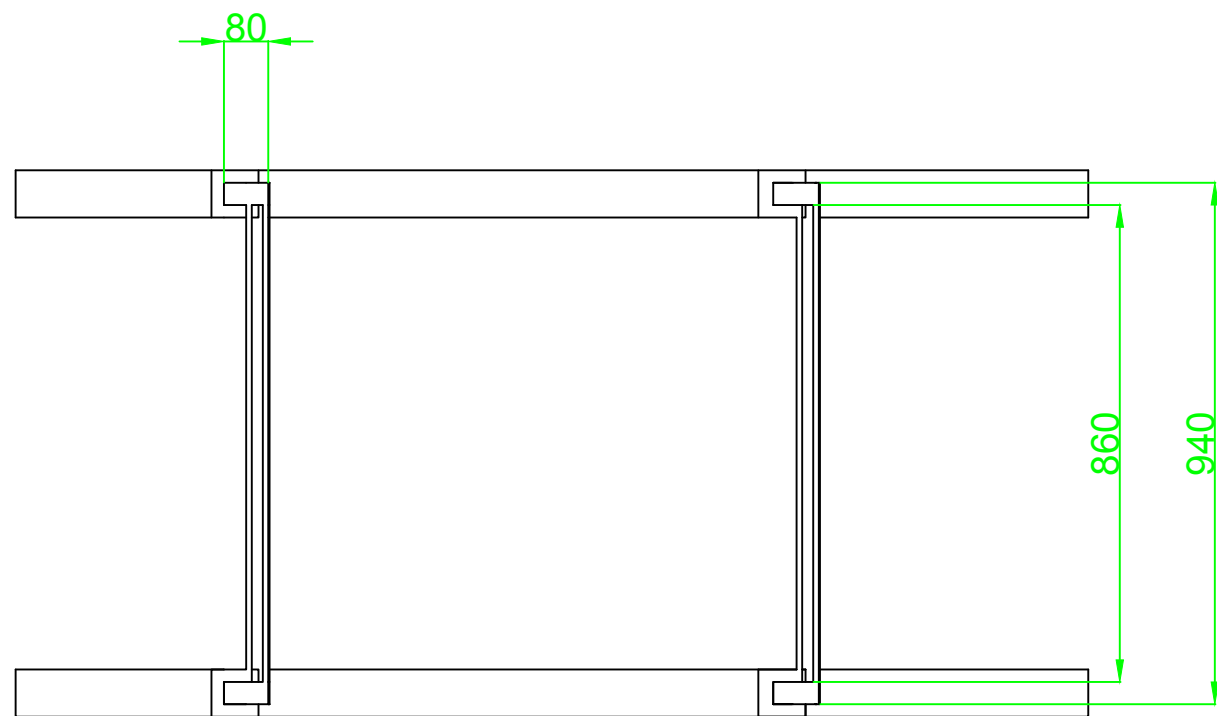
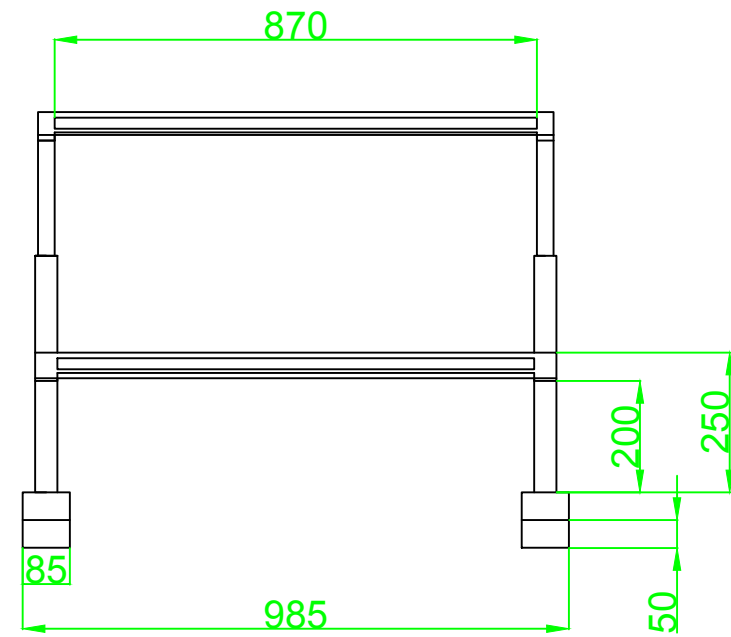
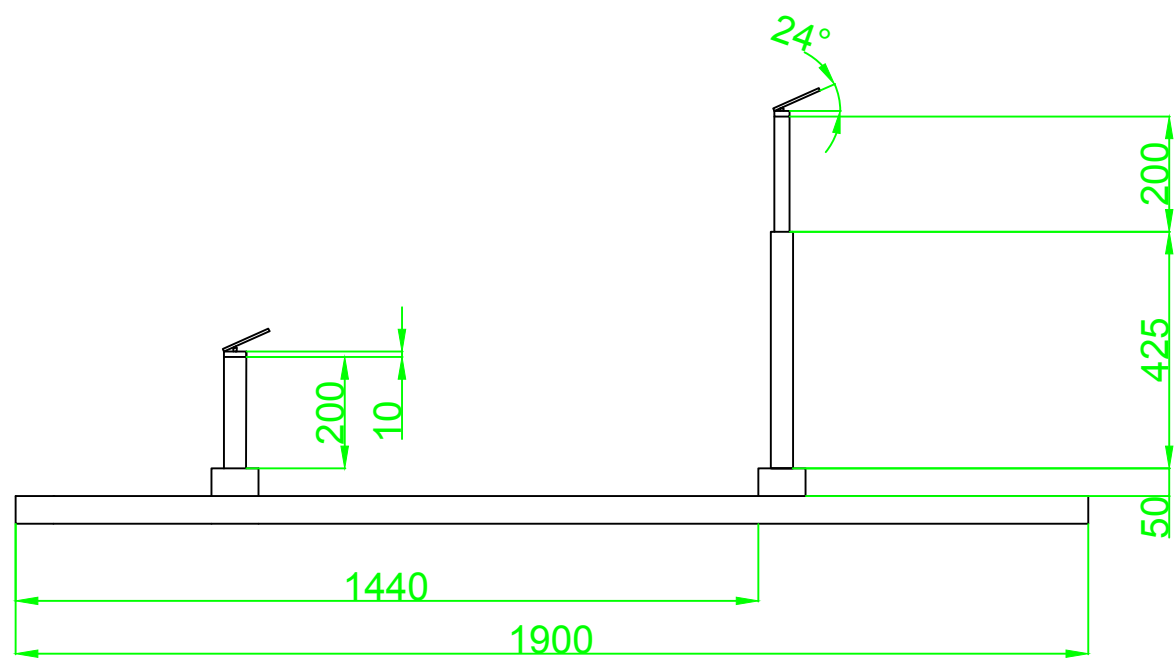
ANEXO II: PLANOS



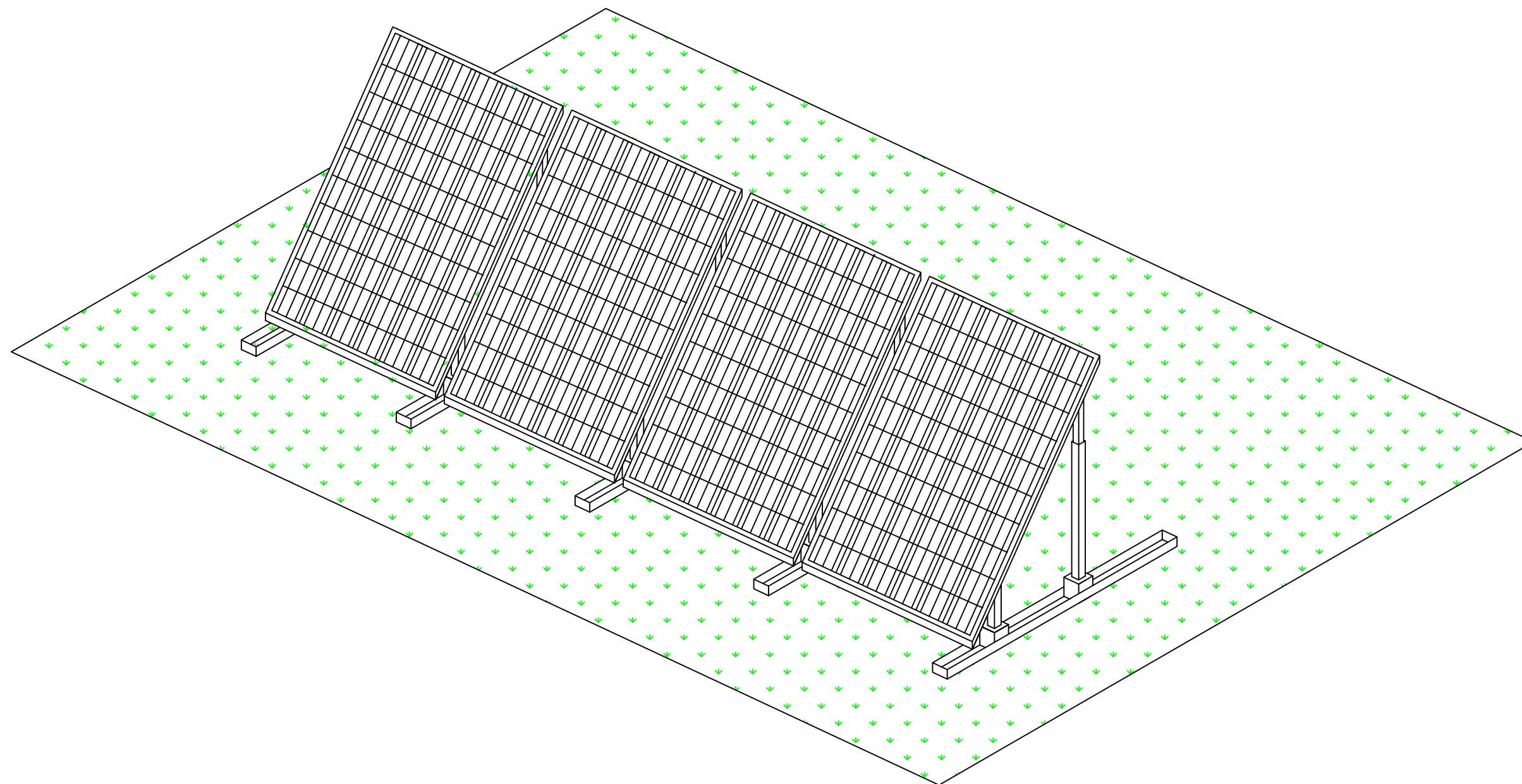
Escala	Unidades	Título	
1:9	mm	Estructura módulo fotovoltaico	
Sistema	Fecha	Autor	Nº Plano
	20/06/2017	Alejandro Calero Agut	1

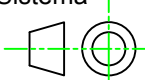


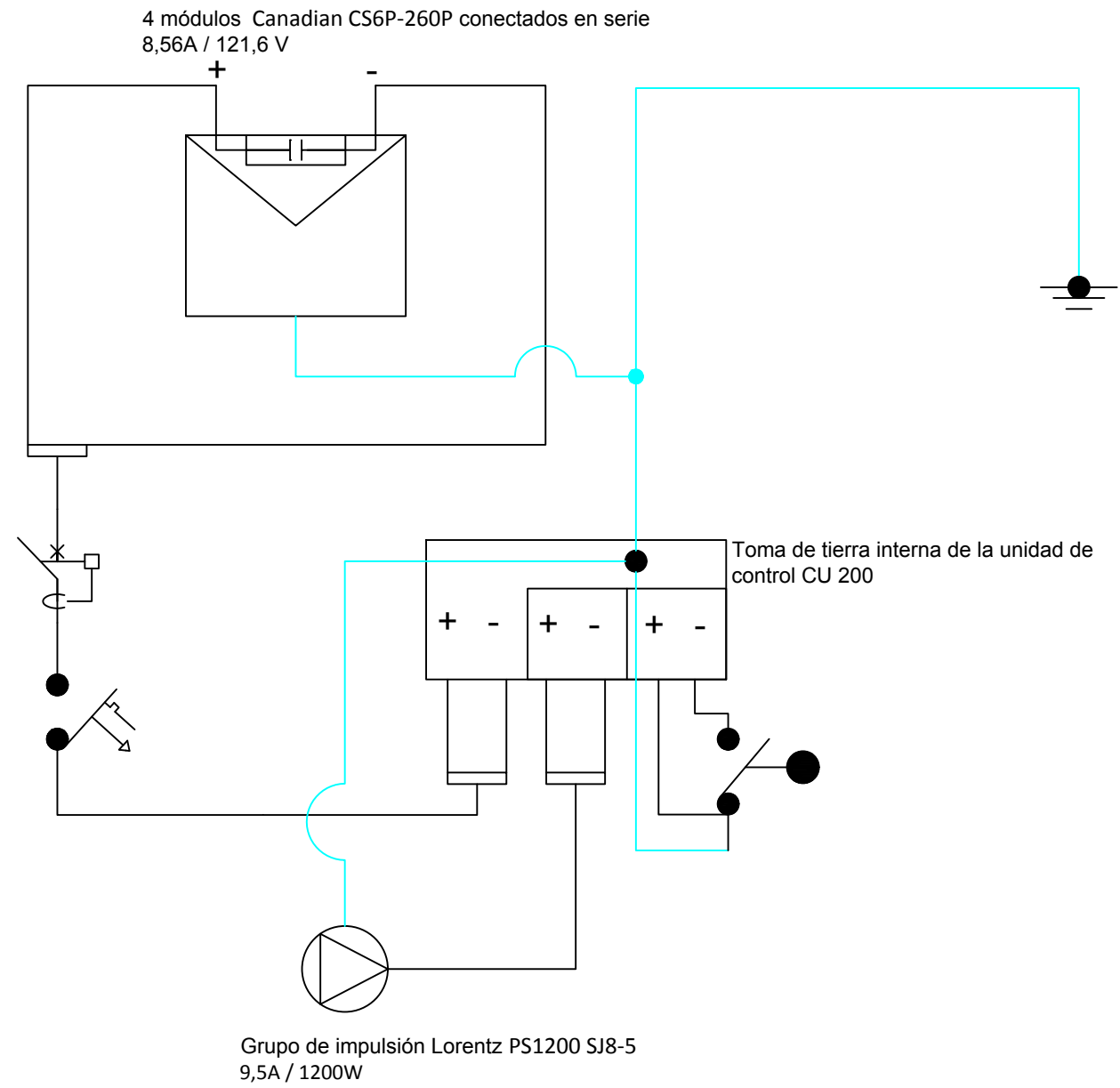
Escala 1:12	Unidades mm	Título Estructura módulo fotovoltaico. Vistas	
Sistema 	Fecha 20/06/2017	Autor Alejandro Calero Agut	N° Plano 2



Escala	Unidades	Título	
1:12	mm	Estructura módulo fotovoltaico. Vistas acotadas	
Sistema	Fecha	Autor	Nº Plano
	20/06/2017	Alejandro Calero Agut	3



Escala	Unidades	Título	
1:22	mm	Colocación módulos sobre estructura	
Sistema	Fecha	Autor	Nº Plano
	20/06/2017	Alejandro Calero Agut	4



LEYENDA	
	Interruptor diferencial
	Interruptor magnetotérmico
	Línea eléctrica
	Línea de tierra
	Generador fotovoltaico
	Unidad de control
	Bomba
	Toma de tierra
	Interruptor a nivel

Escala S/E	Unidades -	Título Esquema unifilar	
Sistema 	Fecha 20/06/2017	Autor Alejandro Calero Agut	Nº Plano 5

