



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 700 kW para
bombeo de riego agrícola a una superficie de 370 ha de vid
en Utiel

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Casado de Amezúa Ibáñez, Carlos

Tutor/a: Martínez Solano, Francisco Javier

Cotutor/a: Pons i Ausina, Josep Francesc

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



RESUMEN

Este trabajo académico abarca el diseño y dimensionado de una instalación fotovoltaica para abastecer el riego de 370 ha de vid en la zona de Utiel, Valencia. El sistema de bombeo dará apoyo a la red de pozos ya existentes, extrayendo agua del pozo y enviándola a una balsa para su posterior inyección en la red de canalizaciones.

El trabajo consta de varias fases. En primer lugar, se establecerán las necesidades hídricas del cultivo determinando así el volumen de agua necesario para regar en cada una de las fases de desarrollo de la planta. Se plantearon dos opciones: utilizar las recomendaciones de la FAO u optar por la metodología del IVIA (el Instituto Valenciano de Investigaciones Agrarias). Al tratarse en este último caso de cálculos pensados para riego de apoyo a cultivos de secano, se ha preferido tratar con las recomendaciones de la FAO, más exigentes en este punto.

En segundo lugar y en paralelo, se ha caracterizado la irradiancia solar de la zona. De este estudio se busca obtener dos datos: la potencia que se puede obtener por metro de superficie y el número de horas de sol disponibles cada día del año. El número de horas de sol debe permitir determinar los caudales medio y máximo a extraer por la bomba.

En tercer lugar, se ha de proyectar la tubería de impulsión para las condiciones más desfavorables, esto es, para este caudal máximo y seleccionando el trazado a seguir por la impulsión. Como resultado de este dimensionamiento se llegará a un diámetro comercial y unas pérdidas de carga que deben permitir seleccionar la bomba más adecuada para la instalación.

Una vez establecidas las condiciones de riego, energía solar e hidráulicas, se seleccionará el equipamiento y punto de funcionamiento energéticamente óptimo. Se realizará para ello un balance entre las necesidades de caudal y la aportación de radiación solar, teniendo en cuenta factores como el almacenamiento de energía y agua, o la posibilidad de compensación de energía eléctrica con la red.

Se analizará la viabilidad y coste de las distintas opciones, así como la versatilidad y resiliencia de la instalación en caso de posibles variaciones en su modo de explotación para de esta forma presentar un proyecto completo.

Palabras clave: Bombeo Solar, Regadío, Fotovoltaica, PVsyst, ahorro energético.



RESUM

Aquest treball acadèmic abasta el disseny i dimensionat d'una instal·lació fotovoltaica per a proveir el reg de 370 ha de vinya en la zona d'Utiel, València. El sistema de bombament donarà suport a la xarxa de pous ja existents, extraient aigua del pou i enviant-la a una bassa per a la seua posterior injecció en la xarxa de canalitzacions.

El treball consta de diverses fases. En primer lloc, s'establiran les necessitats hídriques del cultiu determinant així el volum d'aigua necessari per a regar en cadascuna de les fases de desenvolupament de la planta. Es van plantejar dues opcions: utilitzar les recomanacions de la FAO o optar per la metodologia de l'IVIA (l'Institut Valencià d'Investigacions Agràries). En tractar-se en aquest últim cas de càlculs pensats per a reg de suport a cultius de secà, s'ha preferit tractar amb les recomanacions de la FAO, més exigents en aquest punt.

En segon lloc i en paral·lel, s'ha caracteritzat la irradiància solar de la zona. D'aquest estudi es busca obtenir dues dades: la potència que es pot obtenir per metre de superfície i el nombre d'hores de sol disponibles cada dia de l'any. El nombre d'hores de sol ha de permetre determinar els cabals mitjà i màxim a extraure per la bomba.

En tercer lloc, s'ha de projectar la canonada d'impulsió per a les condicions més desfavorables, això és, per a aquest cabal màxim i seleccionant el traçat a seguir per la impulsió. Com a resultat d'aquest dimensionament s'arribarà a un diàmetre comercial i unes pèrdues de càrrega que han de permetre seleccionar la bomba més adequada per a la instal·lació.

Una vegada establides les condicions de reg, energia solar i hidràuliques, se seleccionarà l'equipament i punt de funcionament energèticament òptim. Es realitzarà per a això un balanç entre les necessitats de cabal i l'aportació de radiació solar, tenint en compte factors com l'emmagatzematge d'energia i aigua, o la possibilitat de compensació d'energia elèctrica amb la xarxa.

S'analitzarà la viabilitat i cost de les diferents opcions, així com la versatilitat i resiliència de la instal·lació en cas de possibles variacions en la seua manera d'explotació per a d'aquesta manera presentar un projecte complet.

Paraules clau: Bombament Solar, Regadiu, Fotovoltaica, PVsyst, Estalvi energètic



ABSTRACT

This academic work covers the design and sizing of a photovoltaic installation for the irrigation of 370ha of vine(s) near Utiel, Valencia. The pumping system will support the already existing network of wells, extracting water and sending it to a pond for subsequently injecting it into the piping network.

This work consists of several phases. First, the water needs of the crop will be established, setting then the water volume needed to irrigate in each growing phase. Two options were considered at this point: following the FAO recommendations or use the IVIA (Valencian Institute of Agrarian Research) methodology. As the IVIA calculations are intended for support irrigation in rainfed crops, it has been preferred to deal with the FAO recommendations, which are more demanding on this point.

Secondly, solar irradiance at the studied area has been characterized. From this step is pretended to obtain two pieces of information: the power that can be obtained per surface and the available sunshine hours each day of the year. The number of hours of sun must allow determining the average and maximum flow rates to be extracted by the pump.

Thirdly, the discharge pipeline must be designed for the most unfavourable conditions, that is, for this maximum flow rate and selecting the path to follow for the discharge. As a result of this sizing, a commercial diameter and pressure losses will be obtained, allowing to select the most suitable pump for the installation.

Once the irrigation, hydraulic and solar energy conditions have been established, the equipment and optimal operating point will be selected. For this, a balance will be made between the flow needs and the contribution of solar radiation, considering elements such as energy and water storage or the possibility of compensation of electrical energy with the network.

The feasibility and cost of the different options will be analysed, also versatility and resilience of the installation in case of variations in its mode of exploitation to present a complete project.

Palabras clave: Solar Pumping, Irrigation, Photovoltaic, PVsyst, Energy saving.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de
700 kW para bombeo de riego agrícola a una
superficie de 370 ha de vid en Utiel

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer, en primer lugar, a mi tutor Francisco Javier Martínez Solano y mi cotutor José Francisco Pons Ausina todo el apoyo, enseñanza y guiado a lo largo del proceso de desarrollo de este trabajo. No solo en el camino de realizar el proyecto, si no también en la ayuda a mi desarrollo profesional y personal que suponen las aptitudes obtenidas y puestas en práctica en el.

Más allá de esto, todo mi reconocimiento y agradecimiento a mis padres, mi familia y mi pareja, por toda la ayuda, paciencia y apoyo a lo largo de mis estudios y mi vida. sin cada uno de vosotros no habría sido posible llegar hasta aquí. Infinitas gracias a todos.



ÍNDICE

Memoria.....	6
Presupuesto.....	56
Planos	71
ANEXO 1. Hojas de datos.....	73
ANEXO 2. Optimización del esquema de bombeo en una aplicación agrícola utilizando el concepto de bombeo solar	106



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de
700 kW para bombeo de riego agrícola a una
superficie de 370 ha de vid en Utiel

Memoria



ÍNDICE DE LA MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN.....	1
1.2.	OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO	2
1.3.	AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)	3
2.	BOMBEO SOLAR	5
2.1.	CONCEPTO Y ELEMENTOS A CONSIDERAR	5
2.2.	VENTAJAS E INCONVENIENTES	7
3.	CASO DE ESTUDIO	9
3.1.	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	9
3.2.	CÁLCULO DE LAS NECESIDADES HÍDRICAS	10
3.3.	CARACTERIZACIÓN SOLAR DE LA ZONA Y ESTUDIO DE LA ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN ÓPTIMA	13
4.	DIMENSIONAMIENTO DE LA IMPULSIÓN.....	15
5.	SELECCIÓN DEL GRUPO DE BOMBEO	18
6.	DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	21
6.1.	DIMENSIONAMIENTO PARA UNA POTENCIA DE 1050kW	22
6.2.	DIMENSIONAMIENTO PARA UNA POTENCIA DE 700kW	25
6.3.	DIMENSIONAMIENTO PARA UNA POTENCIA DE 517kW	27
6.4.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS A DISTINTAS INCLINACIONES CON 700 kW DE POTENCIA....	30
7.	SELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN FINAL.....	34
7.1.	BALANCE HIDRAULICO Y SELECCIÓN DE LA POTENCIA FINAL A INSTALAR.....	34
7.2.	CÁLCULO DE LAS CANALIZACIONES Y PROTECCIONES ELÉCTRICAS	40
8.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	44
9.	CONCLUSIONES.....	46
10.	BIBLIOGRAFÍA	48



1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

En un contexto global en el que la eficiencia y sostenibilidad están entre las principales premisas a la hora de diseñar instalaciones industriales a pequeña, media o gran escala y en el que el coste y la demanda energética se encuentra en máximos históricos, es mandatorio buscar nuevas vías para garantizar la sostenibilidad energética y económica de dichas instalaciones, especialmente aquellas que necesitan un aporte constante y significativo de energía eléctrica.

Siguiendo este camino, desde las instituciones nacionales e internacionales, se ha promovido y empujado el tránsito hacia modelos de obtención de energía que se desliguen de la marcada dependencia histórica de este campo en los combustibles fósiles y otras fuentes no renovables y/o fuertemente contaminantes.

En lo que concierne al campo del riego, la búsqueda de alternativas energéticas es una realidad, ya que es habitual manejar importantes masas de agua lo que supone, por tanto, una gran cantidad de energía. Esto se suma a que estos caudales se manejan de forma continua por lo que toda optimización, por pequeña que sea, puede suponer un gran ahorro a largo plazo, ya sea económico, energético, de vida útil de la instalación o incluso de materiales.

En línea con el contexto general mencionado y teniendo en cuenta las ventajas que se ha reseñado que pueden llegar a suponer en las instalaciones de riego la inclusión de nuevas alternativas, se han impulsado en el ámbito europeo y nacional diferentes estrategias con la intención de modernizar y aumentar la productividad de los cultivos. En el PNR (Plan Nacional de Regadíos) se establecen cinco líneas de actuación para modernizar y mejorar los regadíos, así como estudios y formación orientados en esta dirección. También es destacable el Plan de Choque de Modernización de Regadíos propuesto en 2006, motivado por las sequías sufridas en los años anteriores en nuestro país y con el objetivo de implementar las lecciones aprendidas con tal de atenuar las consecuencias de posibles nuevas épocas de escasez.

La tendencia en estas transformaciones es alejarse de los sistemas de riego por gravedad y canales abiertos hacia otros sistemas como el riego por goteo, que requieren una red de canalizaciones presurizada. Esto conlleva que, generalizando, el uso de sistemas de riego más económicos en el consumo de agua requiere una cantidad de energía superior para su funcionamiento. Por tanto, teniendo en cuenta el contexto energético global expuesto anteriormente, diseñar una instalación más sostenible en cuanto al consumo de agua conlleva unos mayores costes de explotación.

Dada la contraposición entre los intereses económicos y energéticos con los hídricos, es necesario a la hora de diseñar una instalación de regadío buscar la fórmula que permita el mayor equilibrio entre estos parámetros, garantizando la elección de una alternativa globalmente óptima según los objetivos deseados y las características de la zona y cultivo, sin dejar de considerar las normativas vigentes.

En este contexto, las instalaciones híbridas que obtienen toda o parte de la energía necesaria para alimentar el circuito hidráulico mediante energías renovables se alzan como una alternativa competitiva en cuanto a sostenibilidad, rendimiento y coste económico. Entre este tipo de instalaciones, destacan las que aplican lo que se conoce como Bombeo Solar, consistentes en un grupo



de bombeo alimentado mediante un campo fotovoltaico. Resultan especialmente competitivas ya que, en muchos tipos de cultivo, las necesidades hídricas durante el año son relativamente paralelas a la evolución de la irradiación solar. Esto significa que los meses en los que es necesario bombear mayor volumen de agua coinciden con los meses en los que la instalación fotovoltaica proporciona una mayor cantidad de energía, lo cual agrega una ventaja notable frente al uso de otras fuentes de energía renovable.

A todo el contexto presentado, conviene agregar algo de información acerca de las directrices impuestas por la Conselleria de Agricultura en relación con las instalaciones de autoconsumo, y a las que ha de atenerse por tanto este proyecto. Estas suponen que la instalación que se va a diseñar no tiene permitido vender sus excedentes a la red eléctrica, con el fin de proteger los terrenos agrícolas frente a sistemas que busquen la venta de electricidad como actividad económica. Estas condiciones suponen que la instalación a diseñar solo puede verter a red para compensar sus costes energéticos, nunca para generar un beneficio económico.

1.2. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO

La finalidad de este proyecto es el estudio de viabilidad, técnico y económico de una instalación de bombeo solar ubicada en el municipio de Utiel, Valencia. El objetivo es agregar dicha instalación a la red de bombeo existente, regando una parte de la superficie equivalente a unas 370 hectáreas del total de 2225ha existente. Se utilizarán bombas sumergibles y se alimentarán las mismas mediante energía obtenida de paneles solares, previo paso por un inversor. Para el diseño de la instalación en primer lugar se escogerá el cultivo a regar y, en función de este, se estimarán las necesidades de riego para la superficie de la instalación.

Una vez determinadas las necesidades hídricas, se seleccionará el trazado de la impulsión, obteniendo con esto la distancia a recorrer, así como el desnivel que la bomba debe vencer. Con estos datos de partida se procederá, a continuación, a dimensionar la tubería de impulsión, escogiendo para ello el caso de diseño más crítico (máximo caudal a bombear) y se obtendrá un diámetro comercial a instalar en la tubería de impulsión.

Llegado este punto se podrán caracterizar las pérdidas y, por tanto, obtener la curva resistente de la instalación, punto de partida para la selección del grupo de bombeo. Este supone uno de los puntos clave del diseño de la instalación y se evaluarán varias alternativas en lo que respecta al número y tamaño de las bombas a emplear. Dentro del alcance de este proyecto está el determinar la opción óptima para el caso de estudio en cuanto al número de bombas, la potencia de estas o el incluir una unidad extra para dotar a la instalación de mayor seguridad ante eventualidades, práctica usual en este campo.

En función del grupo de bombeo y la irradiancia solar de la zona, se dimensionará la instalación fotovoltaica. De igual forma que con el grupo de bombeo, se deberán considerar todas las alternativas para garantizar la elección más favorable a las características del caso de estudio. Constituyen por tanto parte de los objetivos del proyecto dirimir si es preferible dimensionar para alimentar la totalidad del grupo de bombeo o apoyar la producción fotovoltaica con la red eléctrica. A su vez, se deberá seleccionar el panel comercial a instalar, así como la distribución y cantidad de los mismos, sin dejar de



lado el resto de dispositivos y protecciones que la instalación eléctrica debe equipar. Por tanto, se considera parte del alcance de este trabajo el estudio de la inclinación y orientación de los paneles solares o la selección del inversor a instalar entre otras cuestiones.

Para todo este procedimiento, no se debe perder de vista el punto comentado inicialmente, se apunta a diseñar un bombeo fotovoltaico para una parte de la superficie total de 2225, esto supone que la instalación total ya esta siendo regada mediante energía de la red. Por tanto al agregar el apoyo solar se convierte esta en una instalación híbrida, lo cual supone ciertas ventajas como el uso de los excedentes para el riego del resto de superficie, dando una utilidad a estos.

Por último, una vez definido todo lo anterior, un objetivo esencial del proyecto es, como no podía ser de otra manera, el establecer un balance general de toda la instalación dimensionada. Esto es, una vez calculada toda la parte energética e hidráulica y con todos los alcances definidos, establecer como y cuando se bombea agua, la velocidad de trabajo de las bombas y todos los parámetros de la instalación para su rendimiento global óptimo. Con todo esto se obtendrán unas conclusiones sobre la utilidad de la instalación que, junto con el análisis de costes económicos y beneficios, permitirán emitir un juicio sobre la viabilidad, utilidad e idoneidad de la instalación y solución escogida.

1.3. AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Como se ha introducido en el marco de los antecedentes y justificación, el contexto global nos empuja e insta a no perder de vista la búsqueda de un horizonte más sostenible a la hora de diseñar instalaciones industriales o renovar las existentes. Esta es una cuestión que debe estar, si cabe, aún más marcada en el campo de la agricultura ya que, entre otras cosas, el efecto del cambio climático sobre las prácticas agrícolas en general y el regadío en concreto es marcadamente perjudicial debido a la influencia de las condiciones climatológicas.

En esta línea, la Organización de las Naciones Unidas (ONU), la mayor organización internacional existente, marca en su resolución Agenda 2030, (2015) los objetivos y el camino a seguir para conseguir un mundo más sostenible a medio plazo. Los objetivos principales de dicha resolución se enmarcan en cinco áreas principales de actuación para acercar al mundo a:

- Erradicar la pobreza
- Lograr la paz mundial
- Revitalizar la solidaridad global
- Asegurar la prosperidad económica social y tecnológica
- Proteger el planeta, sus recursos naturales y tomar acciones urgentes contra el cambio climático

El presente proyecto es confluyente con la consecución de estas premisas, especialmente las últimas dos listadas, así como con varios de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que la propia ONU presenta en esta resolución. Por tanto, la idea que se pretende llevar a cabo se encuadra en un contexto que lo dota de una finalidad paralela a la de conseguir sus objetivos de abastecimiento de agua, la de conseguirlo de la forma más eficiente, sostenible, económica y beneficiosa para el medio ambiente posible.



De entre los ODS, la instalación propuesta va en consonancia con varios de ellos, con algunos de forma destacable, como es el caso del número 7 (*Energía asequible y no contaminante*), obteniendo la mayor parte de energía necesaria para la explotación de la instalación mediante energía renovable se consigue, al mismo tiempo, una gran reducción de coste y una importante reducción de las emisiones contaminantes derivadas indirectamente de la instalación. La energía supone el 73% de los gases de efecto invernadero causados por el ser humano, este dato evidencia el gran cambio que se puede alcanzar virando a formas de obtención de energía más sostenibles, más allá del beneficio inmediato económico.

Los ODS 9 y 11, *Industria, innovación e infraestructura* y *Ciudades y comunidades sostenibles*, respectivamente, guardan una relación evidente con la idea presentada. La unión entre energía solar y regadío representa una sinergia vanguardista e innovadora que abre un futuro esperanzador en cuanto a instalaciones sostenibles en el campo del riego. Lo mismo sucede con el objetivo número 12, *Producción y consumo responsable*. El tipo de infraestructura propuesta enlaza a la perfección estos conceptos, más allá de lo obvio y ya reseñado acerca de la forma de producción de energía, esta instalación abandera el consumo responsable utilizando energía limpia para un fin sostenible a la par que reduciendo los costes, pérdidas e inconvenientes de realizar largos transportes de energía al producir y utilizar la misma en un mismo lugar.

Todo ello sin pasar por alto el aporte a otros ODS como pueden ser el número 6 (*Agua limpia y saneamiento*), que busca fomentar el uso sostenible de uno de nuestros recursos más preciados, el agua, para así reducir la escasez de dicho bien, que afecta a más del 40% de la población mundial. O el 13 (*Acción por el clima*), que incide en la importancia de reducir los gases de efecto invernadero, así como seguir trabajando en la sustitución del uso de combustibles fósiles por fuentes renovables y sostenibles.

2. BOMBEO SOLAR

2.1. CONCEPTO Y ELEMENTOS A CONSIDERAR

Se conoce como bombeo solar a la técnica o sistema de bombeo que utiliza energía solar como fuente de energía principal. Esencialmente, consiste en utilizar paneles solares para generar electricidad a partir de la radiación solar y utilizar esta electricidad para alimentar bombas de agua. Por tanto, una instalación de este tipo incluye intrínsecamente un sistema de generación de energía solar y un grupo de bombeo, así como dispositivos derivados de estos como protecciones para la instalación eléctrica entre otros. En el caso estudiado, se bombea para extraer agua de un pozo subterráneo y elevar la misma a una balsa para su posterior uso de regadío.

Por tanto, los elementos que obligatoriamente se deben considerar para el diseño de la instalación son:

- Paneles solares: Se componen de células fotovoltaicas, que convierten la luz solar en corriente continua. Una vez la luz solar incide sobre estas células, los fotones transportan energía y son absorbidos por los electrones del material semiconductor, habitualmente silicio. Dado que se colocan adyacentemente un conductor de tipo P y otro de tipo N, al excitarse estos electrones se liberan de sus átomos originales generando pares electrón-hueco. Se crea, por tanto, una diferencia de potencial que resulta en un flujo de electrones a través del circuito conectado a la celda, siendo esta la corriente eléctrica generada. Según las características de la zona y de la instalación a alimentar, se dispone una cantidad determinada de paneles solares distribuidos en serie y paralelo, orientados de forma que se optimice la energía generada para la aplicación y época del año pretendida.

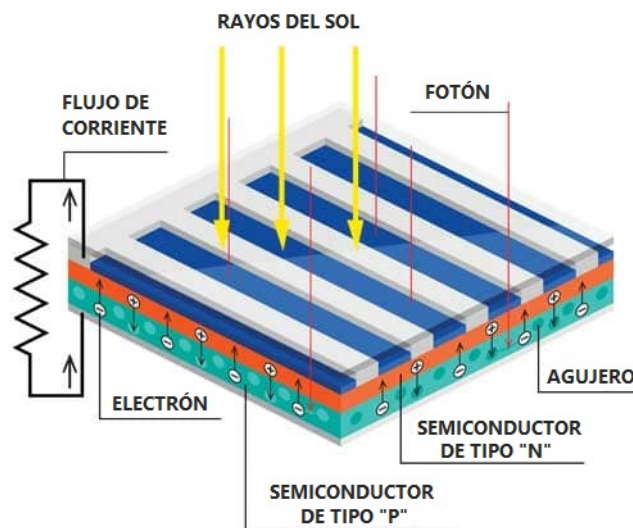


Figura 1. Estructura interna de los paneles solares. Fuente: mikitsolar.es

- Inversor: Este dispositivo es esencial para el desempeño de la instalación. Cumple la función de convertir la corriente continua generada en corriente alterna apta para verter a red o para la gran mayoría de dispositivos que consumen electricidad. Según la potencia fotovoltaica



instalada se debe seleccionar un inversor, o varios, adecuados a la cantidad de energía que se genera.

- Grupo de bombeo: Este es un elemento clave en el diseño de una instalación de bombeo solar. Se debe definir el tipo de bomba a utilizar, sus características y la cantidad de unidades a instalar. Según el tipo de bombeo que necesitemos desempeñar y, por tanto, el tipo de bomba, deberemos considerar limitaciones como el espacio a la hora de seleccionar las bombas. En el caso de estudio escogido se deben instalar bombas sumergibles para bombear desde el pozo, por lo que se debe buscar bombas con capacidad de impulsar un caudal significativo, ya que no podemos instalar un gran número de bombas en paralelo. Hay diversos criterios que se pueden seguir a la hora de elegir el número de bombas a instalar, así como la posibilidad de incluir una unidad más de las necesarias para así disponer de un refuerzo en caso de avería.
- Protecciones y cableado de la instalación eléctrica: Como en cualquier instalación eléctrica, aún más tenido en cuenta las potencias que pueden manejar en una instalación fotovoltaica, se deben considerar una serie de protecciones a instalar para garantizar la seguridad de las personas, así como cumplir con las normativas y leyes vigentes. Se deberá por tanto estudiar la obligación y/o adecuación de incluir fusibles, interruptores automáticos y demás dispositivos de protección, sin olvidar dimensionar el cableado y su sección, así como la del conductor neutro o de protección, según los estándares de seguridad e intensidad admisible.

Sin excluir otros elementos que se puede considerar incluir para dotar de mayor versatilidad o una mejor explotación de la instalación como los siguientes:

- Variador de frecuencia: Es una opción interesante a estudiar la posibilidad de incluir variadores de frecuencia para permitir la operación de las bombas a velocidad variable. Dependiendo de las características de la instalación, y si esta tiene apoyo de la red u otro tipo de generación eléctrica, será más o menos mandatoria esta consideración. Si se pretende operar las bombas siempre en régimen nominal, independientemente de la generación de nuestra instalación de autoconsumo, esto es aportando la energía que reste para llegar a este punto de funcionamiento desde la red u otro apoyo, no es necesario considerar este punto. En cambio, si la premisa es bombear según la energía que se produzca en cada momento, priorizando esto sobre bombear el máximo caudal durante las horas de funcionamiento, es de vital importancia incluir variadores de frecuencia para así operar el grupo de bombeo a potencia variable.
- Sistema de almacenamiento de agua: Siendo que la irradiancia solar es un recurso intrínsecamente oscilante e intermitente, es ampliamente común contar en este tipo de instalación con medios de almacenamiento de agua, valiéndose de los mismos como margen de seguridad ante intermitencias en el caudal impulsado, sea por falta de sol, averías o cualquier otra eventualidad. Habitualmente muchas instalaciones de riego ya poseen un elemento que utilizar para este fin, como una balsa. En cualquier caso, se cuente en las inmediaciones de la instalación con una o no, se puede valorar la posibilidad de utilizar tanques de almacenamiento de agua, crear un embalse artificial u otras alternativas.
- Sistema de almacenamiento de energía: Es habitual considerar la inclusión de medios de almacenamiento de energía en las instalaciones de autoconsumo. Su fin es análogo al de los sistemas de almacenamiento de agua, dotar la instalación de una estabilidad y seguridad ante periodos de falta de energía. Su instalación se puede estudiar tanto si la instalación está



conectada a red como si no, siendo mucho más evidente su necesidad en el segundo caso. Generalizando, este elemento deberá estar constituido por baterías de almacenamiento, controlador de carga y regulador de voltaje. Se deberá dimensionar y seleccionar las baterías según la potencia que demanda nuestra instalación y la estabilidad que se quiera asegurar. El controlador de carga y el regulador de voltaje garantizarán que las baterías se encuentren siempre en el intervalo óptimo de nivel de carga, evitando que sobrecarguen o descarguen en exceso, manteniendo la eficiencia del sistema y prolongando su vida útil.

- Sistemas de generación de energía de apoyo: Otro eventual elemento a incluir según los criterios de diseño y necesidades es un apoyo a la generación eléctrica. Esta posibilidad es de mayor importancia en instalaciones que se encuentran aisladas de la red, por lo que no pueden contar con este eventual apoyo. Entre los sistemas de este tipo que se pueden incluir destacan los grupos electrógenos, ya que son un dispositivo de uso común para situaciones donde se necesita una fuente confiable de energía de manera puntual. Dado que su funcionamiento se basa en la conversión de energía mecánica en eléctrica mediante inducción y el motor que proporciona esta energía mecánica suele ser alimentado por gasolina, diésel o gas, no es la opción que se encuentra más en línea con la búsqueda de sostenibilidad y eficiencia que motiva el diseño de este tipo de instalaciones pero, pese a ello, se trata de un elemento de seguridad o apoyo y que, idealmente, no debería ser necesario poner en funcionamiento de forma habitual.

Entre los elementos listados se ha obviado ahondar en elementos como canalizaciones eléctricas, tuberías, soportes de los paneles solares y demás elementos constructivos derivados de los descritos y que, evidentemente, forman parte de la instalación. Los elementos listados conforman, generalizando, los componentes fundamentales a incluir en el sistema y los que podrían ser considerados en función de las variantes constructivas o de diseño.

2.2. VENTAJAS E INCONVENIENTES

Dado el contexto global introducido, así como las limitaciones generales, el bombeo solar presenta diversas ventajas según la aplicación escogida, así como desventajas, siendo algunas de estas mitigables incluyendo otros componentes u optimizando y adecuando el diseño.

Las principales ventajas se cuentan entre las referentes al impacto ambiental y la sostenibilidad. Es un concepto que se basa en el uso de una energía renovable como es la energía solar, esto, de por sí, dota al sistema de un carácter sostenible en la actualidad y, a la vez, desliga la instalación de dependencia a modos de generación de energía basados en el uso de combustibles fósiles, que producen emisiones contaminantes y que, además, depende de recursos limitados cuya disponibilidad y precio a medio y largo plazo es variable y puede aumentar exponencialmente los costes de explotación de las instalaciones dependientes de ellos. En línea con esto, el sistema proporciona independencia energética en el sentido descrito, pero aún más para instalaciones aisladas, garantizando el suministro eléctrico aún en lugares remotos o con imposibilidad de conexión a la red. A su vez, presenta costes operativos o de explotación reducidos, al reducir o eliminar el aporte de energía externo necesario, esto es una gran ventaja, pero trae asociado el inconveniente obvio de la inversión inicial, por lo que



se debe analizar la viabilidad económica y ver el impacto inicial de esta alternativa frente al coste que supondría la obtención de energía durante toda su vida útil.

Además, el bombeo solar presenta una alta adaptabilidad según el contexto al que aplicarlo, en el caso estudiado en este proyecto se trata de una gran instalación, pero es un concepto utilizado para aplicaciones más sencillas como el suministro de agua para un edificio o el riego de un pequeño terreno o jardín. Es decir, una de las ventajas del bombeo solar es su modularidad, pudiendo dimensionarse un campo solar y grupo de bombeo según las necesidades concretas a analizar.

Otro beneficio que se puede destacar va en línea con la eficiencia y hace referencia al consumo de agua. En este tipo de aplicaciones se realiza un control preciso del bombeo, reduciendo pérdidas de agua respecto a instalaciones de riego con diseño clásico y evitando la sobreexplotación excesiva de las fuentes de agua.

Aparte de lo reseñado acerca de la inversión inicial, los inconvenientes más comunes de este tipo de instalaciones van relacionados con la dependencia de la radiación solar y el manejo del almacenamiento de agua y/o energía, ya que estos sistemas aumentan significativamente la complejidad y costes de la instalación, siendo mucho más notable esto para los de energía.

Además, conviene recordar que en este tipo de instalaciones pueden distinguirse dos variantes principales, las que están aisladas de la red y las que están apoyadas por esta. Una instalación aislada presenta como principal ventaja un diseño mucho más sencillo, que representa precisamente el contra más reseñable para una instalación con abastecimiento híbrido, para cuyo diseño se deben tener en cuenta varias consideraciones en lo que respecta a los dispositivos y conexionado eléctrico.

3. CASO DE ESTUDIO

3.1. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

La instalación se pretende ubicar en las inmediaciones del municipio de Utiel, Valencia. Entre los elementos a considerar en la zona de riego y que pueden ser utilizados se cuentan varios pozos y dos balsas. Ambas balsas se encuentran a una distancia reducida y es posible plantear el uso de una, otra o ambas. Se decide diseñar un bombeo para abastecer la de mayor tamaño de ambas, señalada en rojo sobre la figura 2, y regar por gravedad desde esta, sin detrimento de posteriormente poder incluir la de menor tamaño según el desarrollo del proyecto y las necesidades constructivas. Una vez decidido el uso de esta balsa, se selecciona un pozo con la capacidad de abastecimiento necesaria y ubicado a una distancia de aproximadamente 1km de la balsa.



Figura 2. Emplazamiento de las balsas y pozo escogido. Fuente: Google Earth

Como ya se ha introducido anteriormente, este proyecto consiste en agregar esta instalación de bombeo solar al sistema de riego existente, por lo que el sistema de riego desde la balsa ya está activo y dimensionado para regar las 2225ha totales. En relación con esto, es de interés comentar que, además del seleccionado para este proyecto, en las inmediaciones de la balsa existen tres adicionales a este, desde los cuales se está bombeando actualmente con energía obtenida de la red eléctrica. Por tanto, estos ayudarán al balance de la instalación diseñada, ya que el fin de esta, además de la obtención de energía mediante fotovoltaica, es reducir el estrés de dichas fuentes de agua. Queda entonces, independientemente de lo que finalmente aporte el bombeo del presente proyecto, asegurado el abastecimiento del total de la comunidad de regantes.

Por tanto, se calculará las necesidades hídricas para la superficie de 370ha que se pretende regar y alimentaremos la balsa con el volumen de agua necesario para ello. La red de riego desde la balsa y el balance del nivel de agua en la misma no se dimensionará y calculará ya que forma parte de la instalación ya existente y está fuera del alcance a diseñar. Si se decidiera incluir la balsa de menor tamaño, si se realizarán estos cálculos.

Se pretende emplazar los paneles solares en una de las parcelas adyacentes al pozo, inicialmente se propone la parcela destacada según figura presentada a continuación, siendo la superficie de esta de 4528 metros cuadrados.



Figura 3. Detalle pozo y parcela propuesta. Fuente: Google Earth

3.2. CÁLCULO DE LAS NECESIDADES HÍDRICAS

Para el cálculo de las necesidades hídricas de la superficie a regar, se dispone principalmente de dos alternativas de estimación en las que basarse, las recomendaciones de la FAO o la metodología del IVIA (Instituto Valenciano de Investigaciones Agrarias). Dado que la segunda de las opciones está más orientada al riego de apoyo a cultivos de secano, se ha escogido para el diseño de la instalación seguir las recomendaciones de la FAO (Allen et al., 1998) Según las mismas se obtienen las necesidades hídricas para cada fase de desarrollo del cultivo, así como la época óptima de siembra. Se ha caracterizado según esto las necesidades de agua para cada época del año y varios cultivos, a fin de contar con una visión de conjunto de varias opciones, pese a ser la vid el cultivo para el que se diseña.

$$N_n = E_{T_o} \cdot K_c - P \quad (1)$$

La estimación propuesta por la FAO se fundamenta en la ecuación (1), en la que N_n representa las necesidades hídricas netas, P la precipitación y el producto $E_{T_o} \cdot K_c$ engloba la evapotranspiración del cultivo. Siendo E_{T_o} la evapotranspiración de referencia, dependiente de la zona climática y temperatura media diaria, y siendo K_c un coeficiente propio de cada cultivo, característico de cada una de sus etapas de crecimiento.

Por tanto, previo al cálculo de las necesidades de riego se ha de caracterizar las condiciones climáticas de la zona, para lo que se han utilizado datos de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). De entre todos los datos obtenidos, son relevantes y se presentan a continuación los relativos a la temperatura media, las precipitaciones y las horas de sol.

TABLA 1. DATOS CLIMÁTICOS DE LA ZONA. FUENTE: AEMET

Mes	Temperatura Media (°C)	Precipitación (mm)	Horas de sol
Enero	11.8	37	171
Febrero	12.5	36	171
Marzo	14.4	33	215
Abril	16.2	38	234
Mayo	19.0	39	258
Junio	22.9	22	276
Julio	25.6	8	314
Agosto	26.1	20	288
Septiembre	23.5	70	234
Octubre	19.7	77	202
Noviembre	15.3	47	167
Diciembre	12.6	48	155
Anual	18.3	475	2696

TABLA 2. VALORES DE ET_0 . FUENTE: FAO

Zona climática	Precipitación Anual (mm)	Temperatura media diaria		
		< 15° C	15 - 25 °C	> 25°C
Árida	< 400	4 - 6	7 - 8	9 - 10
Semiárida	400 - 600	4 - 5	6 - 7	8 - 9
Subhúmeda	600 - 1200	3 - 4	5 - 6	7 - 8
Húmeda	> 1200	1 - 2	3 - 4	5 - 6

Una vez obtenidas las condiciones climáticas de la zona, de los datos necesarios para el cálculo, se dispone de la precipitación mensual y de la temperatura media mensual, necesaria para obtener el valor de ET_0 . Dado que se dimensiona para el caso crítico, en este caso la época veraniega, tomaremos que la temperatura media es superior a 25°C. La zona climática de la instalación es de tipo semiárido, lo cual deja un valor de ET_0 de entre 8 y 9 mm/día, siguiendo los criterios de la FAO resumidos en la Tabla 2). Según los mismos, se han considerado los siguientes cultivos, coeficientes y duraciones para las etapas inicial, de desarrollo, media y final de crecimiento de cada uno de ellos:

TABLA 3. COEFICIENTES K_c Y DURACIÓN DE LAS ETAPAS DE CRECIMIENTO

CULTIVO		E. inicial	E. des	E. med	E. final	Siembra
CÍTRICOS	L (días)	60	90	125	95	Enero
	K_c	0,65		0,6	0,65	
BERENJENA	L (días)	30	45	40	25	Mayo /Junio
	K_c	0,6		1,05	0,9	
TOMATE	L (días)	30	40	45	30	Abril/Mayo
	K_c	0,6		1,15	0,8	
OLIVO	L (días)	20	90	60	90	Marzo *(de dic a feb $K_c=0,5$)
	K_c	0,65		0,7	0,7	
VID	L (días)	30	60	40	80	Abril
	K_c	0,3		0,7	0,45	

Con todos estos datos de partida, mediante la ecuación (1) y utilizando un valor de ET_0 de 9 mm/día, se han calculado las necesidades hídricas mensuales para varios cultivos a considerar cultivar, siendo los resultados obtenidos los presentados a continuación remarcando el mes crítico (por tanto el mes a dimensionar) para cada uno de ellos:

 TABLA 4. NECESIDADES HÍDRICAS NETAS CALCULADAS, N_N (MM/DÍA)

	CÍTRICOS	BERENJENA	TOMATE	OLIVO	VID
Enero	4,656	0,000	0,000	3,306	0,000
Febrero	4,564	0,000	0,000	3,214	0,000
Marzo	4,785	0,000	0,000	4,785	0,000
Abril	4,583	0,000	0,000	4,583	1,433
Mayo	4,592	4,142	4,142	4,592	1,442
Junio	4,667	4,667	4,667	5,117	1,967
Julio	5,142	7,167	7,617	6,042	6,042
Agosto	4,755	8,805	9,705	5,655	4,305
Septiembre	3,067	5,767	4,867	3,967	1,717
Octubre	3,366	0,000	0,000	3,816	1,566
Noviembre	4,283	0,000	0,000	4,733	0,000
Diciembre	4,302	0,000	0,000	2,952	0,000

3.3. CARACTERIZACIÓN SOLAR DE LA ZONA Y ESTUDIO DE LA ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN ÓPTIMA

La zona definida para la instalación de las placas solares es la indicada en la Figura 3, adyacente al pozo, con las siguientes características geográficas:

- Latitud: 39, 64°
- Longitud: -1, 32°
- Superficie: 4528 m²
- Altitud: 866,5 m

Se debe caracterizar la irradiancia solar en dicha parcela para así seleccionar la orientación e inclinación óptima para instalar los paneles solares maximizando la energía recibida según las necesidades de la instalación. Dado que se quiere priorizar la explotación en el periodo veraniego, la orientación debe ser sur. Para estudiar el efecto de las diferentes inclinaciones para esta orientación, se utiliza la plataforma PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), obteniéndose irradiancias por mes para diferentes inclinaciones. Los datos obtenidos se representan gráficamente a continuación:

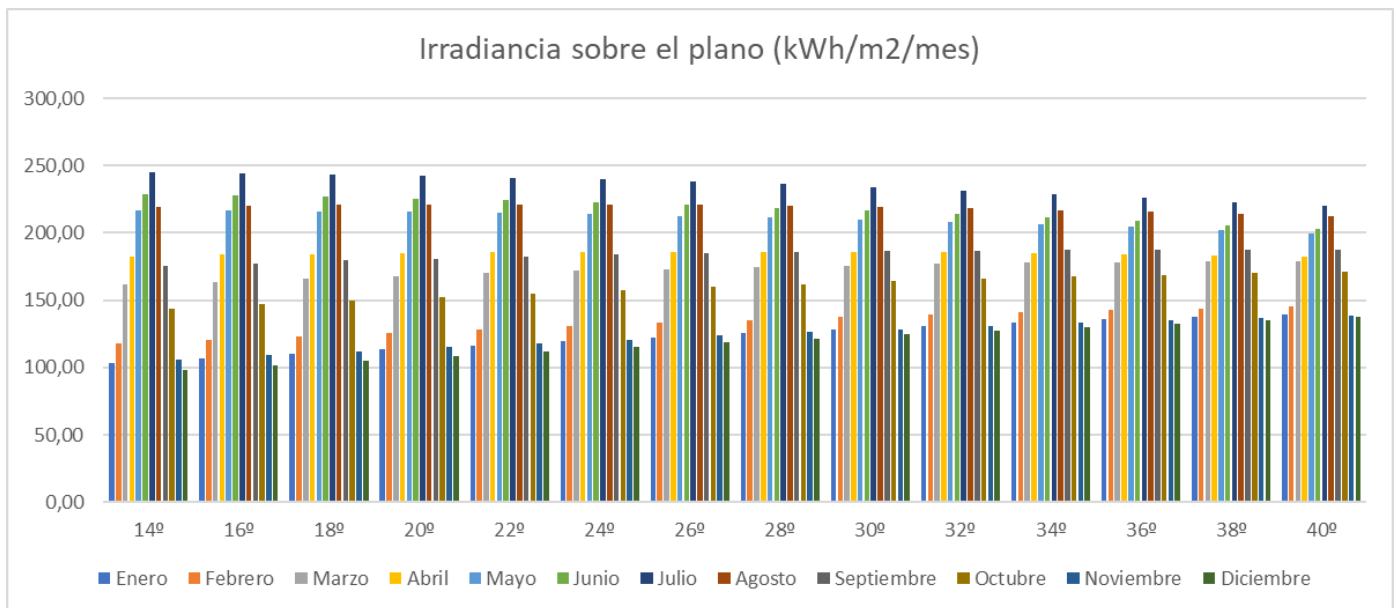


Figura 4. Irradiancia solar por inclinación y mes. Fuente: PVGIS

De este tratamiento de los datos de PVGIS, se infiere que la configuración óptima está entre las alternativas con menos inclinación en el plano, siendo la más beneficiosa para el mes de julio 14°, con ínfima diferencia hasta 20°, por lo que cualquier inclinación entre estos dos valores será aceptable según los criterios de diseño y la posibilidad de materializar una de las cuatro inclinaciones incluidas en este rango. Es de gran importancia contrastar estos datos con los de la irradiancia total en el año para cada inclinación, ya que se busca optimizar para los meses de verano sin descuidar el obtener una cantidad razonable de energía en el cómputo global del año.

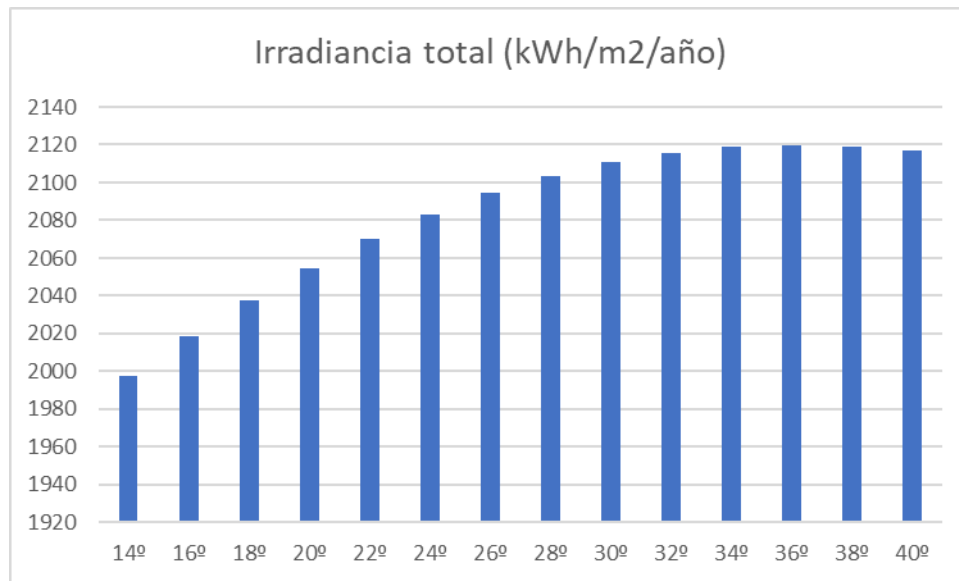


Figura 5. Irradiancia anual por inclinación. Fuente: PVGIS

Se debe considerar que gran parte de la diferencia de irradiancia anual recibida al reducir la inclinación se concentra en los meses en los que la instalación objeto de estudio no requiere suministro (noviembre a marzo), en cualquier caso, dada la poca diferencia de irradiancia en el mes de julio dentro del rango comprendido entre 14 y 20 grados de inclinación, se puede llegar a un punto de encuentro entre ambos parámetros seleccionando una inclinación de 20°.

4. DIMENSIONAMIENTO DE LA IMPULSIÓN

Para el dimensionamiento de la impulsión, en primer lugar, se debe seleccionar un trazado a seguir. Se ha propuesto el trazado valiéndose de los caminos existentes según figura a continuación para así facilitar la instalación de las tuberías.



Figura 6. Trazado de la impulsión

Siendo la longitud de dicho trazado de 1021,8 metros, valor que se considerará para los cálculos. Adicionalmente a esto, se ha caracterizado el perfil del terreno a lo largo del camino descrito, obteniéndose una altura de rasante en el pozo de 863,98 metros y una altura en el final de la impulsión (desembocadura a balsa) de 902,36.

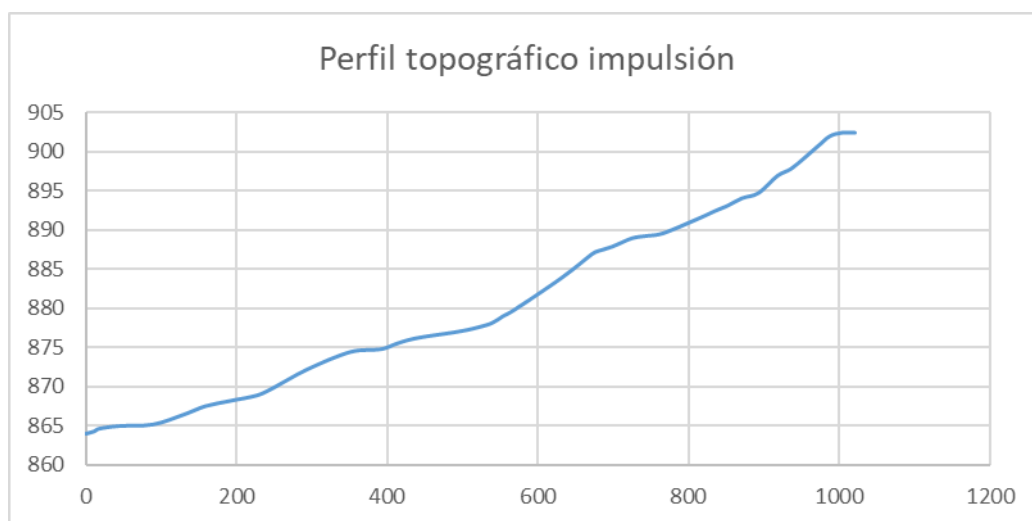


Figura 7. Perfil del terreno



Se dimensionará el caudal a impulsar según el mes con más demanda, julio, por lo que los datos de partida para el cálculo son los siguientes:

- Necesidades hídricas: 187,3 mm/mes = 1873 m³/ha/mes
- Área: 370ha
- Longitud de la impulsión: 1021,815m
- Altura rasante pozo: 863,977m
- Altura rasante balsa: 902,36
- Nivel del agua del pozo: 65m bajo el terreno
- Horas de sol diarias: 12
- Rendimiento global de la instalación hidráulica: 75%

De los dos primeros se obtiene un caudal mensual necesario de 693010 m³/mes, lo que para un bombeo de 12h diarias durante los 31 días del mes de julio supone un caudal a bombear de 1862,93 m³/h, al que se aplica un rendimiento global del 75% con el fin de salvar pérdidas y dimensionar con un margen de seguridad. Por tanto, el caudal total de diseño a considerar es $Q_{dis} = 2483,9$ m³/h.

Para el dimensionamiento de la tubería se consideran dos métodos de cálculo alternativos, uno fijando la velocidad máxima del flujo y otro estableciendo una pendiente hidráulica límite, para la segunda alternativa, además, se deberá tomar un factor de fricción:

1. Dimensionamiento para $v = 1$ m/s

$$D_t = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{dis}}{\pi \cdot v_{max}}} \quad (2)$$

A partir de la ecuación de continuidad se llega a la ecuación (2), en la que se toma el caudal de diseño ya calculado anteriormente y el valor de velocidad máxima del fluido escogido para dimensionar, 1 m/s en este caso. El resultado es un diámetro mínimo de tubería necesario igual a 0,937m, para cumplir con este valor, se selecciona un diámetro comercial DN1000.

2. Dimensionamiento para $j = 5$ m/km y $f=0,02$

$$j = \frac{\Delta h}{L} = \frac{8 \cdot f}{D^5 \cdot g \cdot \pi^2} \cdot Q_{dis}^2 \quad (3)$$

$$D_t = \sqrt[5]{\frac{8 \cdot f \cdot Q_{dis}^2}{\pi \cdot g \cdot j}} \quad (4)$$

El segundo método considerado se basa en el fijado de unas pérdidas de carga máximas por longitud de tubería, obteniéndose el diámetro mínimo necesario para no superarlas. Estimando un factor de fricción de 0,02 (adimensional) y fijando el valor admisible de pérdidas en 5mca por kilómetro de tubería. Se ha llegado a la expresión utilizada (4) a partir de la ecuación de Darcy-Weisbach (3), sustituyendo los valores indicados, además del caudal de

diseño, se calcula un diámetro necesario de 0,69 metros. Esto supone seleccionar una tubería comercial DN700.

Se escoge diseñar la instalación según el segundo criterio, por tanto, se selecciona tubería DN700 para la impulsión. Una vez definido esto, se procede a calcular las pérdidas de carga, así como la curva resistente de la instalación.

$$H^{(r)} = H_g + \frac{8 \cdot f \cdot L}{D^5 \cdot g \cdot \pi^2} \cdot Q^2 \quad (5)$$

La ecuación (5) representa la curva resistente de la instalación, siendo H_g el desnivel total a vencer y el segundo término las pérdidas de carga según el caudal transportado. El desnivel considerado incluye la diferencia de cotas entre el inicio de la impulsión y el final de esta, así como la diferencia entre el nivel de agua real y el rasante del pozo (inicio de la impulsión). Las pérdidas calculadas suponen $10,047 \text{ m}/(\text{m}^3/\text{s})^2$ y, para el punto de dimensionado de la instalación ($Q=Q_{\text{dis}}$), la curva resistente toma un valor de 108,166mca.

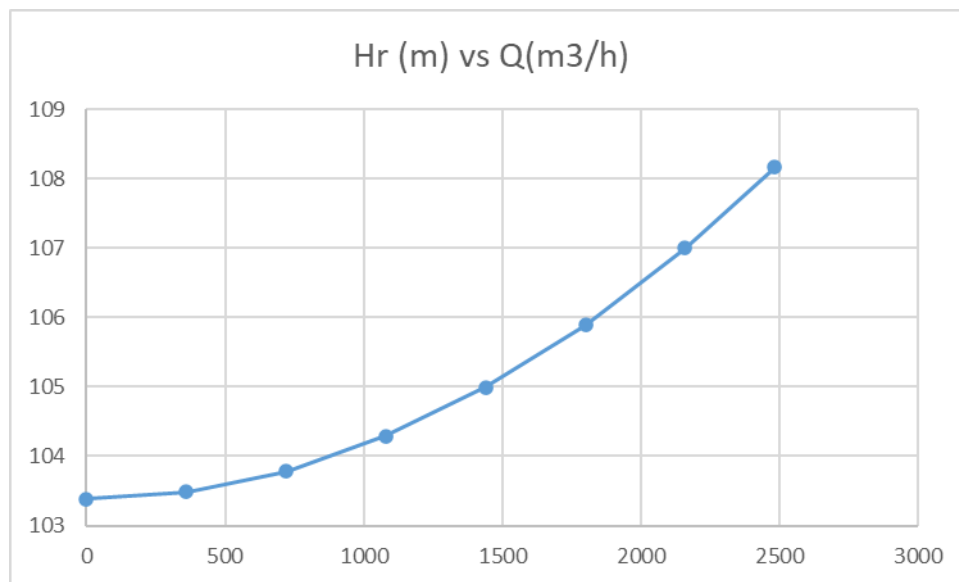


Figura 8. Curva resistente

5. SELECCIÓN DEL GRUPO DE BOMBEO

Para la selección del grupo de bombeo se cuenta con los siguientes datos de partida, justificados en apartados anteriores de este documento:

- Caudal de diseño: 2483,9 m³/h
- Altura resistente: 108,166 m

Por tanto, se debe seleccionar una bomba, o bombas, que en conjunto consiga impulsar dicho caudal y vencer la curva resistente planteada. Dado el elevado caudal a considerar, se plantea inicialmente la instalación de 3 bombas iguales, por lo que se deberá buscar un modelo que alcance, redondeando al alza, los siguientes parámetros:

- Caudal de diseño: 828 m³/h
- Altura resistente: 108,2 m

Se selecciona el siguiente conjunto de la marca KSB: **UPA 350-180/04GB + UMA 300-400/22G** y se dimensionará la instalación para dicho modelo, considerando tres unidades idénticas, sin detrimento de que posteriormente se pueda decidir incluir una bomba adicional como factor de seguridad u otras decisiones de diseño en esta línea.

De los datos facilitados por el fabricante, queda definida la potencia en el punto de funcionamiento (Q= 828 m³/h), siendo esta 349,85 kW, así como el mínimo caudal de funcionamiento recomendado debido a razones de refrigeración, vida útil e integridad del dispositivo (Q_{min}=268,07 m³/h). Se presentan a continuación las curvas características de la bomba escogida, así como el error resultante en el cálculo de dichas expresiones:

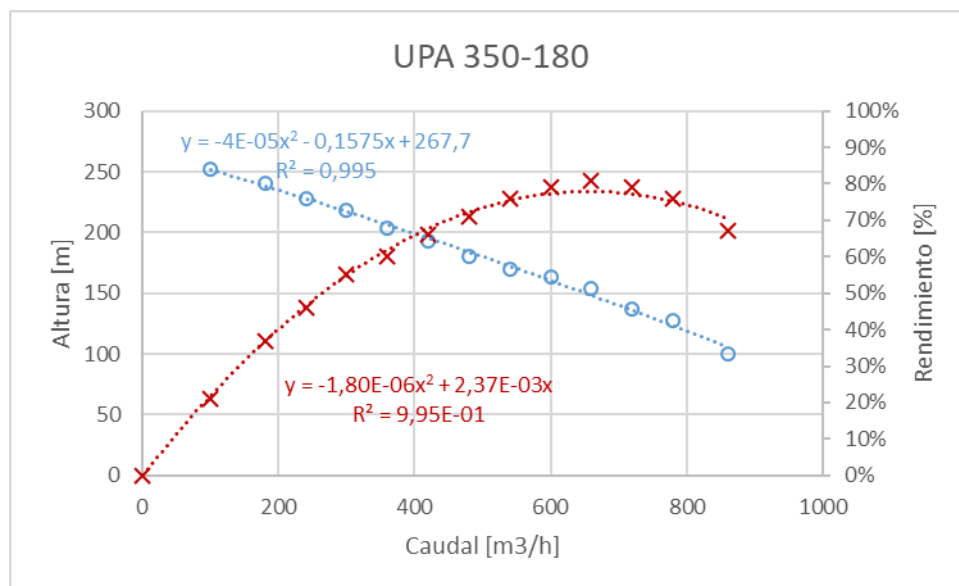


Figura 9. Curvas características de altura y rendimiento de la bomba

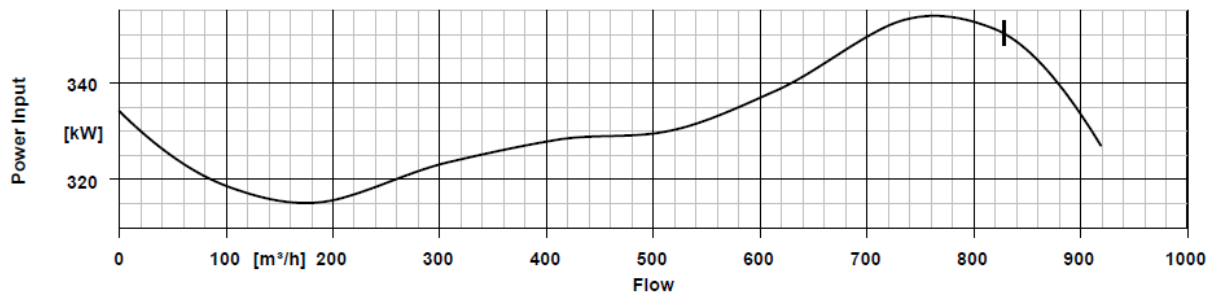


Figura 10. Curva característica de potencia de la bomba

TABLA 5. CURVAS CARACTERÍSTICAS

	Y = A + B·x + C·x ²		
	A	B	C
Altura	267,7	-0,1575	-4,00E-05
Rendimiento	0,00	2,37E-03	-1,80E-06
Potencia	322,62	7,00E-04	4,00E-05

A partir de estas curvas se han realizado más cálculos y se han adaptado las expresiones para el trabajo a velocidad variable, ya que, de partida, se pretende diseñar para trabajar según la potencia obtenida de las placas solares durante cada hora del día.

$$H = \alpha^2 \cdot A + \alpha \cdot B \cdot Q + C \cdot Q^2 \quad (6)$$

$$\eta = \frac{E}{\alpha} \cdot Q + \frac{F}{\alpha^2} \cdot Q^2 \quad (7)$$

$$P = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{\eta} \quad (8)$$

$$P = \gamma \cdot \alpha^2 \cdot \frac{\alpha^2 \cdot A + \alpha \cdot B \cdot Q + C \cdot Q^2}{\alpha \cdot E + F \cdot Q} \quad (9)$$

Sustituyendo las ecuaciones (6) y (7) en la (8), se llega a la expresión (9), la cual permite, mediante iteración, obtener el caudal impulsado y la velocidad de giro para una potencia dada. De esta forma se realiza el cálculo inverso necesario para obtener el caudal impulsado por las bombas para cada potencia entregada por el campo solar durante el año

De las curvas y ecuaciones presentadas se obtienen otros datos relevantes que se resumen a continuación:

- Rendimiento en el punto de diseño (Q=828 m³/h): η=70,9%
- Punto de rendimiento óptimo: Q=660 m³/h
- Altura resistente para Q_{min}: H_{min} = 103,44m
- Potencia consumida para Q_{min}: P_{min}=118,78 kW



- Relación de velocidad para Q_{\min} : $\alpha_{\min} = 71,4\%$
- Rendimiento para Q_{\min} : $\eta_{\min} = 63,6\%$

El caudal total impulsado en función de la potencia facilitada por la instalación fotovoltaica, obtenido mediante el proceso de iteración escrito, así como el balance hidráulico general se presentará en apartados posteriores de esta memoria.

6. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Para el dimensionado de la instalación fotovoltaica se ha utilizado el software PVsyst, especializado en el cálculo, diseño, simulación, análisis de sombras y financiero de este tipo de instalaciones, tanto para proyectos residenciales como industriales. Se ha diseñado mediante esta herramienta para el cálculo de la disposición de los paneles solares, la selección de los paneles e inversores y las estructuras de montaje, no así para el análisis económico ya que el presente proyecto engloba también la parte hidráulica y de protección, entre otras, y se analizará económicamente en conjunto. De igual forma, se ha utilizado el software para confirmar el acierto en el estudio previo de la inclinación y orientación óptimas y afinar los últimos matices previos a la selección final.

Dadas todas las características obtenidas de la instalación en los apartados presentados anteriormente se simulan varias alternativas a considerar, facilitando este estudio también la selección de la potencia final a instalar, así como la comparación entre diferentes potencias e inclinaciones. Las simulaciones realizadas se listan a continuación:

- Potencia instalada 1050 kW, inclinación 20º
- Potencia instalada 700 kW, inclinación 20º
- Potencia instalada 500 kW, inclinación 20º
- Potencia instalada 700 kW, inclinación 40º
- Potencia instalada 700 kW, inclinación 14º

El procedimiento seguido para la obtención de los resultados de cada una de estas simulaciones es análogo y se resume a continuación, posteriormente se presentarán los resultados obtenidos en cada una de las variantes.

En primer lugar, se introduce la base de datos climática de la parcela escogida en el software de simulación y se escoge la potencia nominal que se desea instalar. El siguiente paso es definir el modelo comercial de los paneles solares a instalar, para el caso de estudio y todas las variantes consideradas se ha decidido utilizar un modelo del fabricante JA Solar, con las siguientes características:

TABLA 6. CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO ESCOGIDO

Fabricante	JA Solar
Modelo	JAM78-S30-605-MR
Potencia Nominal	605 W
Voltaje	45,53 V
Dimensiones	2465x1134x35 mm
Peso	31,1 kg

Seguidamente, se deberá seleccionar un inversor solar, o varios, capaces de soportar el suministro eléctrico dimensionado. Por tanto, este alcance será diferente para cada variante de potencia planteada. Una vez definido el inversor, panel solar a instalar y potencia total objetivo, se deberá seleccionar una distribución de módulos en serie y paralelo dentro de las limitaciones del inversor escogido. Para ello se atiende a dos aspectos principales, que la intensidad de cortocircuito de los módulos dispuestos en serie no supere la máxima admisible por el inversor y que las temperaturas alcanzadas en el punto de máxima potencia se encuentren dentro del rango de funcionamiento del inversor.



De esta forma, para cada simulación de las propuestas, se desglosará a continuación el número de módulos fotovoltaicos a instalar, el inversor seleccionado y número de ellos, la disposición de los módulos, las pérdidas y el rendimiento global, así como balance de energía, volumen bombeado final y excedentes.

6.1. DIMENSIONAMIENTO PARA UNA POTENCIA DE 1050kW

Para obtener una potencia de 1050 kW, equivalente a la necesaria para hacer funcionar las tres bombas para las que se dimensiona cuando se obtenga la máxima potencia, se deberán instalar un total de 1736 módulos. A su vez, se decide utilizar un modelo de inversor del fabricante Power Electronics, siendo necesario disponer de tres unidades de este para alcanzar la potencia necesaria. Se resume en las tablas presentadas a continuación las decisiones tomadas en cuanto a disposición de los módulos, características del inversor y número a instalar.

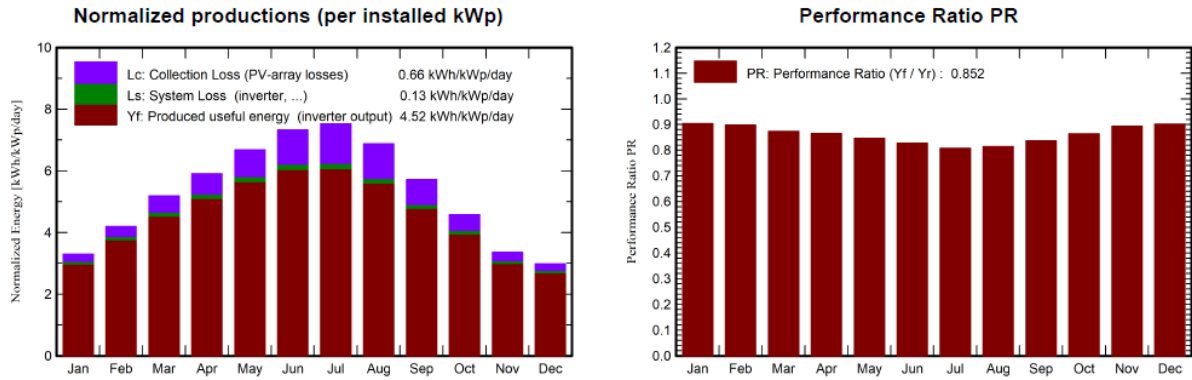
TABLA 7. DISTRIBUCIÓN PROPUESTA (1050 kW)

Número de módulos	1736
módulos en serie	14
módulos en paralelo	124
Superficie ocupada	4853 m ²

TABLA 8. INVERSOR ESCOGIDO (1050 kW)

Fabricante	Power Electronics
Modelo	FS0380 HES 330V
Potencia Nominal	380 kWac
Rango de Voltaje	520-820 V
Unidades a instalar	3
Potencia Total	1140 kWac
Ratio conversión DC-AC	0,92

Los resultados obtenidos, así como rendimientos y pérdidas se resumen en las siguientes figuras:



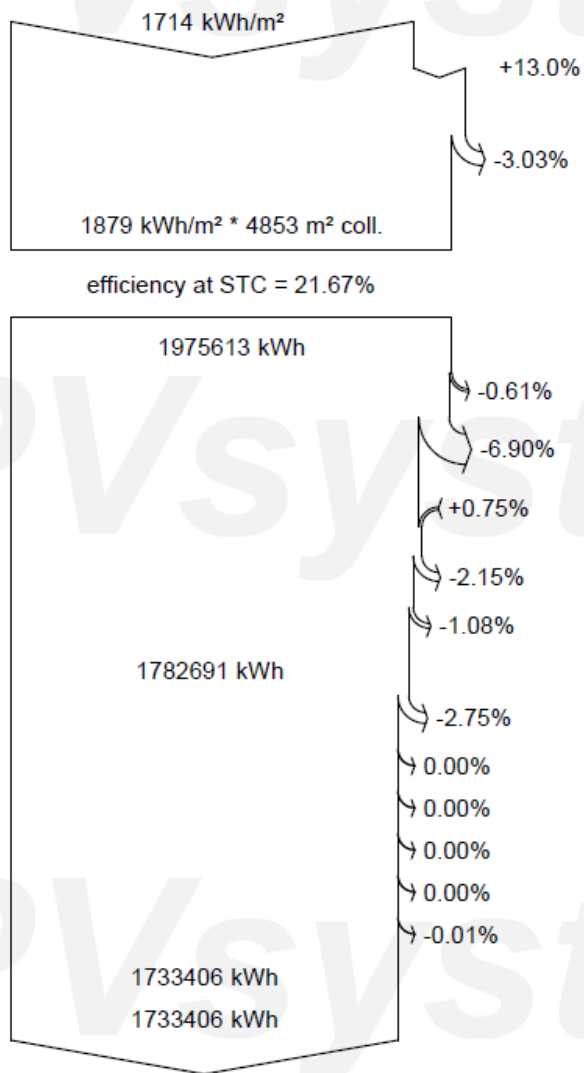
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	69.9	27.50	4.79	102.2	98.8	99967	97076	0.904
February	88.0	31.80	6.19	117.4	113.9	113988	110731	0.898
March	135.4	50.50	9.60	160.9	156.2	151863	147616	0.874
April	164.2	62.40	12.32	177.2	171.7	165632	161024	0.865
May	205.2	64.60	16.88	207.1	201.1	189280	184078	0.846
June	223.2	73.40	22.63	219.6	213.2	196017	190761	0.827
July	233.2	62.90	27.09	233.2	226.4	203325	197916	0.808
August	200.9	57.70	26.31	213.2	207.0	187406	182414	0.815
September	149.8	54.50	20.51	171.5	166.2	154862	150661	0.837
October	110.8	42.20	15.50	141.9	137.6	132449	128811	0.864
November	71.9	31.30	8.59	100.8	97.4	97457	94649	0.894
December	61.8	24.90	5.42	92.5	89.3	90268	87669	0.902
Year	1714.3	583.70	14.71	1937.5	1878.9	1782515	1733406	0.852

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 11. Resultados de la simulación para 1050 kW



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

Figura 12. Diagrama de pérdidas para 1050 kW



6.2. DIMENSIONAMIENTO PARA UNA POTENCIA DE 700kW

En este caso se dimensiona para una potencia de 700 kW, equivalente a la necesaria para hacer funcionar dos unidades de la bomba dimensionada, se deberán instalar un total de 1157 módulos. Se decide, de nuevo, instalar un modelo de inversor del fabricante Power Electronics (diferente al seleccionado en el caso anterior), siendo necesarias igualmente tres unidades de este para alcanzar la potencia necesaria. Se presenta en las siguientes tablas, de forma análoga a la variante anteriormente analizada, la información referente a disposición de los módulos, características del inversor y número de unidades a instalar.

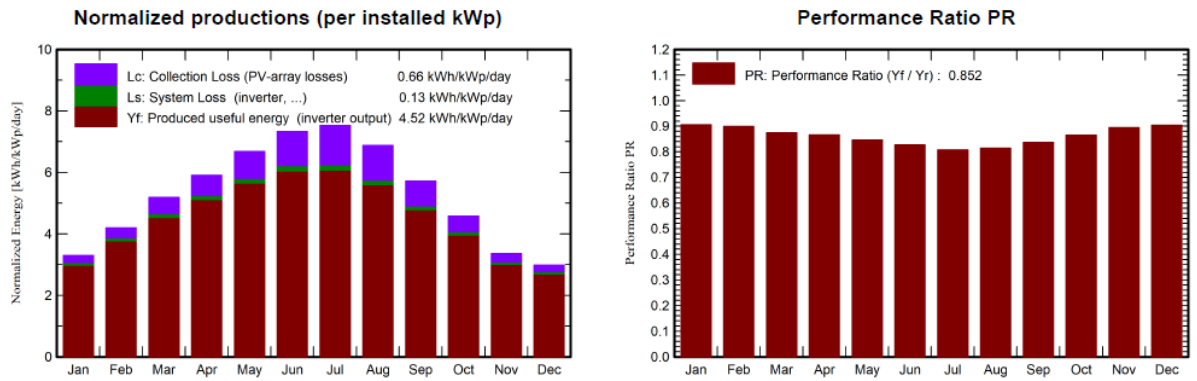
TABLA 9. DISTRIBUCIÓN PROPUESTA (700 kW)

Número de módulos	1157
módulos en serie	13
módulos en paralelo	89
Superficie ocupada	3234 m ²

TABLA 10. INVERSOR ESCOGIDO (700kW)

Fabricante	Power Electronics
Modelo	FS0230 HES 300V
Potencia Nominal	230 kWac
Rango de Voltaje	475-820 V
Unidades a instalar	3
Potencia Total	690 kWac
Ratio conversión DC-AC	1,01

Los resultados obtenidos, así como rendimientos y pérdidas se resumen en las siguientes figuras:



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	69.9	27.50	4.79	102.2	98.8	66626	64798	0.906
February	88.0	31.80	6.19	117.4	113.9	75970	73891	0.899
March	135.4	50.50	9.60	160.9	156.2	101213	98460	0.874
April	164.2	62.40	12.32	177.2	171.7	110389	107408	0.866
May	205.2	64.60	16.88	207.1	201.1	126143	122720	0.846
June	223.2	73.40	22.63	219.6	213.2	130646	127153	0.827
July	233.2	62.90	27.09	233.2	226.4	135574	131944	0.808
August	200.9	57.70	26.31	213.2	207.0	124932	121591	0.815
September	149.8	54.50	20.51	171.5	166.2	103211	100447	0.837
October	110.8	42.20	15.50	141.9	137.6	88274	85919	0.865
November	71.9	31.30	8.59	100.8	97.4	64952	63169	0.895
December	61.8	24.90	5.42	92.5	89.3	60161	58522	0.904
Year	1714.3	583.70	14.71	1937.5	1878.9	1188091	1156021	0.852

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 13. Resultados de la simulación para 700 kW

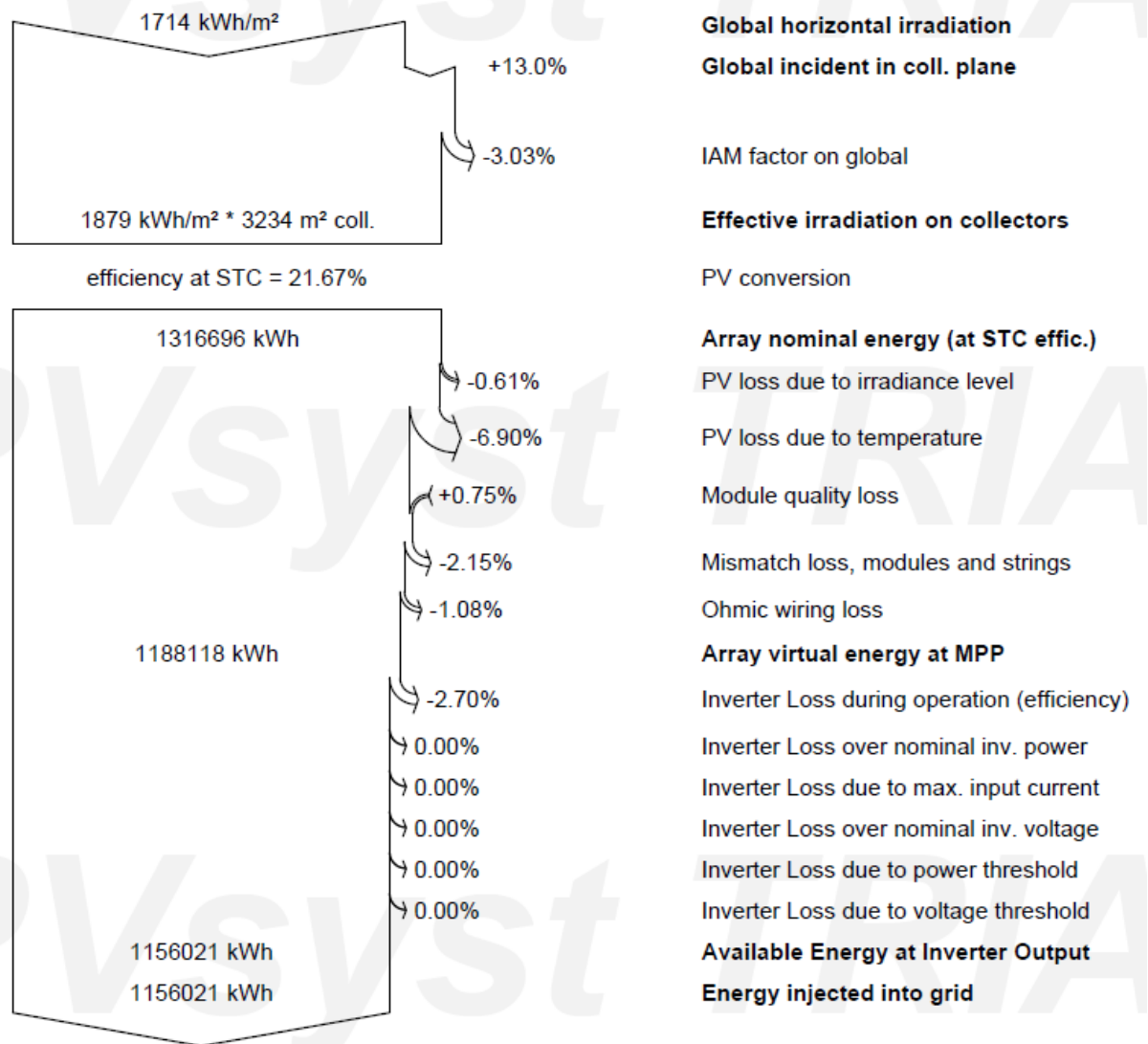


Figura 14. Diagrama de pérdidas para 700 kW

6.3. DIMENSIONAMIENTO PARA UNA POTENCIA DE 517kW

Esta variante se dimensiona para una potencia de 517 kW, como última variante de potencia escogida previa a la elección final del dimensionado, para su materialización se deberán instalar un total de 854 módulos. Se decide, una vez más, instalar un modelo de inversor del fabricante Power Electronics (diferente de nuevo a los otros), siendo necesarias dos unidades de este para la potencia requerida. Se resume en las siguientes tablas la disposición de los módulos, características del inversor y número de unidades a instalar.



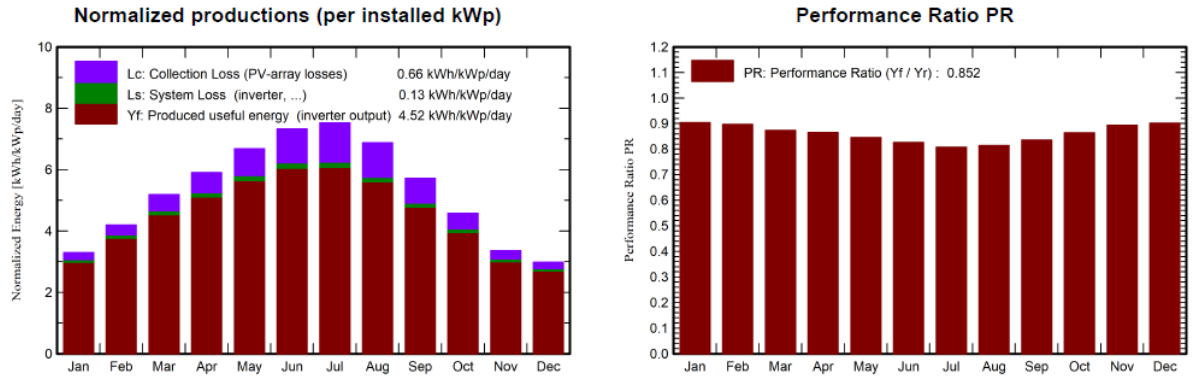
TABLA 11. DISTRIBUCIÓN PROPUESTA (517 kW)

Número de módulos	854
módulos en serie	14
módulos en paralelo	61
Superficie ocupada	2387 m ²

TABLA 12. INVERSOR ESCOGIDO (517 kW)

Fabricante	Power Electronics
Modelo	FS0250 HES 330V
Potencia Nominal	250 kWac
Rango de Voltaje	520-820 V
Unidades a instalar	2
Potencia Total	500 kWac
Ratio conversión DC-AC	1,03

Los resultados, rendimientos y pérdidas obtenidos se resumen en las siguientes figuras:



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	69.9	27.50	4.79	102.2	98.8	49177	47751	0.904
February	88.0	31.80	6.19	117.4	113.9	56075	54460	0.898
March	135.4	50.50	9.60	160.9	156.2	74707	72589	0.873
April	164.2	62.40	12.32	177.2	171.7	81480	79191	0.865
May	205.2	64.60	16.88	207.1	201.1	93101	90505	0.846
June	223.2	73.40	22.63	219.6	213.2	96428	93805	0.827
July	233.2	62.90	27.09	233.2	226.4	100023	97318	0.808
August	200.9	57.70	26.31	213.2	207.0	92192	89698	0.814
September	149.8	54.50	20.51	171.5	166.2	76182	74093	0.836
October	110.8	42.20	15.50	141.9	137.6	65156	63348	0.864
November	71.9	31.30	8.59	100.8	97.4	47942	46555	0.894
December	61.8	24.90	5.42	92.5	89.3	44406	43125	0.902
Year	1714.3	583.70	14.71	1937.5	1878.9	876870	852438	0.852

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 15. Resultados de la simulación para 517 kW

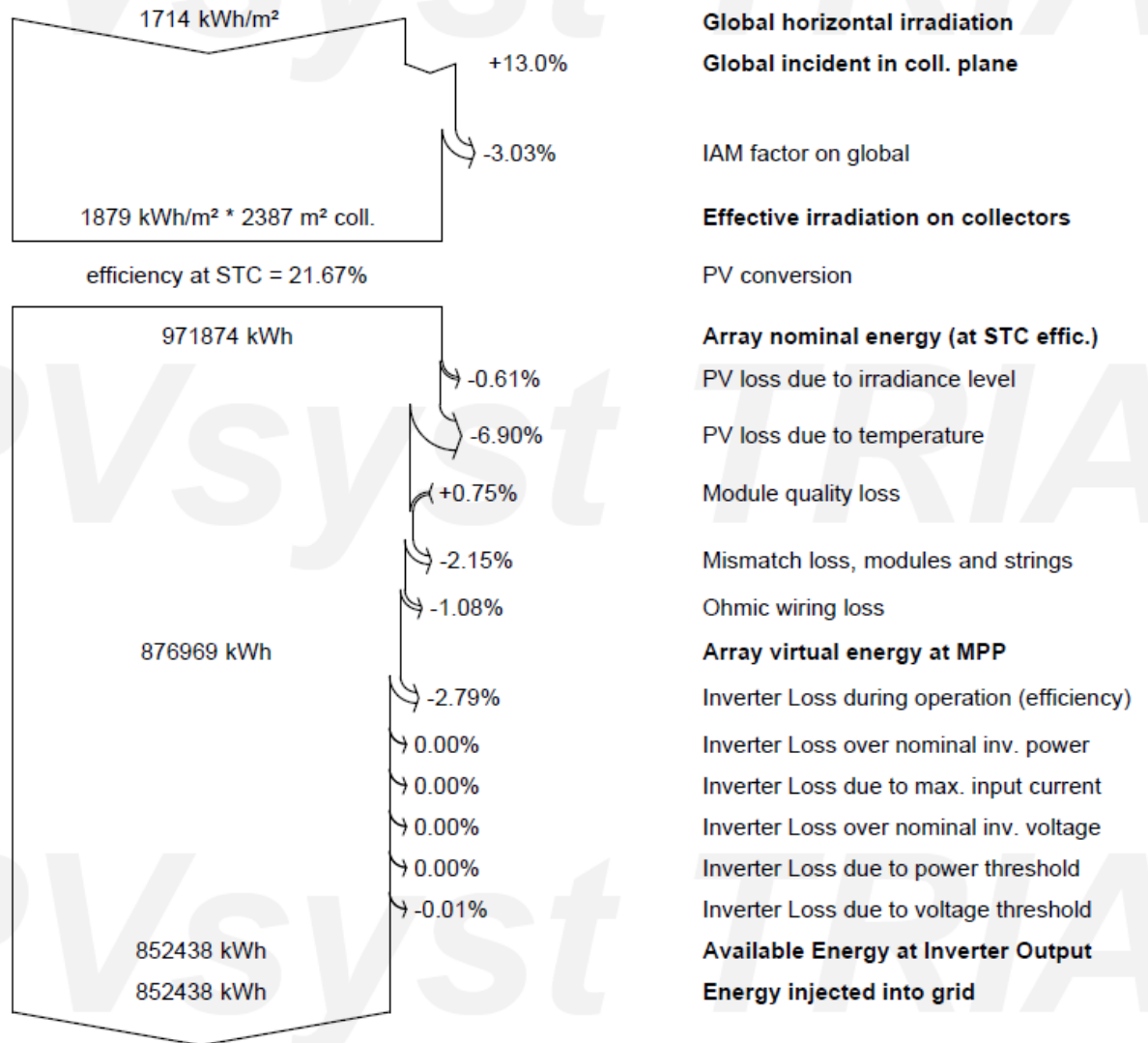


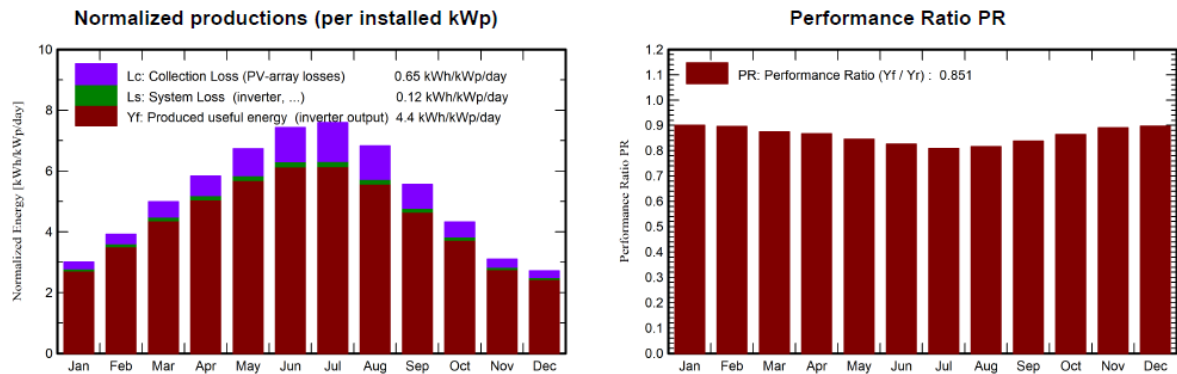
Figura 16. Diagrama de pérdidas para 517 kW

6.4. ANALISIS DE LOS RESULTADOS A DISTINTAS INCLINACIONES CON 700 kW DE POTENCIA

Para realizar un análisis más exhaustivo y comparar, a todos los niveles, los resultados obtenidos a distintas inclinaciones se ha realizado la simulación de la variante constructiva de potencia total igual a 700 kW a 14 y 40 grados de inclinación respectivamente. Se va a comparar los resultados obtenidos con los del apartado 6.2, en el que se ha dimensionado para esta misma potencia y 20 grados de inclinación. Para este estudio no se incluirán los resultados referentes a las pérdidas debido a su reducida relevancia para la comparación que se ilustra.

Los datos de la instalación tales como modelo de panel solar escogido, número de módulos, disposición, inversor y número de inversores son exactamente los mismos para las tres inclinaciones simuladas y se encuentran resumidas en las tablas 5, 8 y 9 de los apartados anteriores. Se presentan a continuación

los resultados obtenidos para la simulación del campo solar con potencia 700 kW e inclinaciones de 14 y 40 grados.



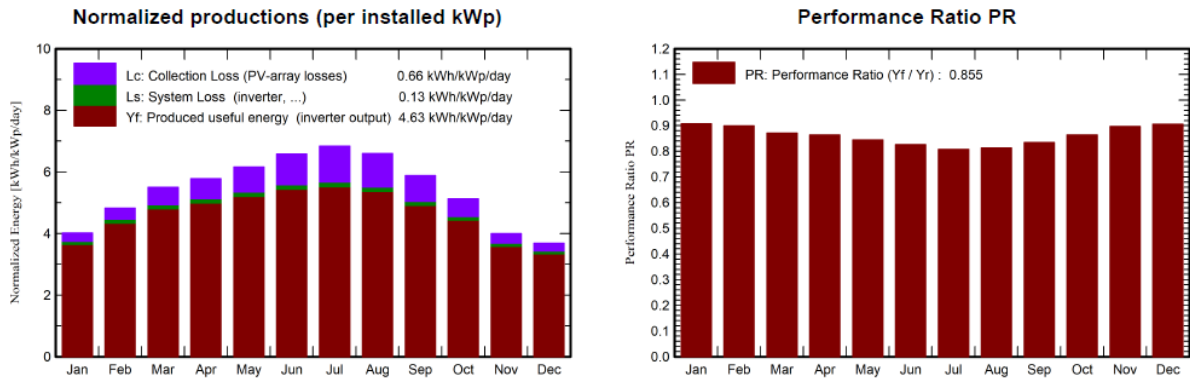
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	69.9	27.50	4.79	93.4	89.3	60538	58862	0.900
February	88.0	31.80	6.19	109.7	105.6	70764	68821	0.897
March	135.4	50.50	9.60	154.7	149.7	97429	94785	0.875
April	164.2	62.40	12.32	175.0	169.3	109153	106209	0.867
May	205.2	64.60	16.88	208.7	202.3	127019	123572	0.846
June	223.2	73.40	22.63	223.0	216.2	132551	129018	0.827
July	233.2	62.90	27.09	235.5	228.7	137055	133398	0.809
August	200.9	57.70	26.31	211.7	205.4	124258	120943	0.816
September	149.8	54.50	20.51	166.6	161.1	100409	97725	0.838
October	110.8	42.20	15.50	133.9	128.9	83157	80931	0.864
November	71.9	31.30	8.59	93.0	89.0	59626	57974	0.890
December	61.8	24.90	5.42	84.1	80.2	54294	52795	0.897
Year	1714.3	583.70	14.71	1889.3	1825.6	1156252	1125034	0.851

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 17. Resultados de la simulación para 700 kW e inclinación 14º



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	69.9	27.50	4.79	124.4	122.5	81313	79089	0.908
February	88.0	31.80	6.19	135.1	132.7	87441	85050	0.899
March	135.4	50.50	9.60	170.8	166.8	107113	104184	0.872
April	164.2	62.40	12.32	173.4	168.0	107841	104918	0.864
May	205.2	64.60	16.88	190.9	184.3	116078	112911	0.845
June	223.2	73.40	22.63	197.4	190.4	117324	114177	0.826
July	233.2	62.90	27.09	212.0	204.7	123187	119877	0.808
August	200.9	57.70	26.31	204.6	198.2	119634	116420	0.813
September	149.8	54.50	20.51	176.5	171.7	105972	103117	0.835
October	110.8	42.20	15.50	159.1	155.9	98867	96219	0.864
November	71.9	31.30	8.59	120.0	118.0	77467	75347	0.897
December	61.8	24.90	5.42	114.2	112.6	74450	72429	0.906
Year	1714.3	583.70	14.71	1978.3	1925.5	1216688	1183738	0.855

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 18. Resultados de la simulación para 700 kW e inclinación 40°

Analizando los resultados obtenidos, es inmediata la relación entre la potencia total generada por la instalación y la inclinación, es decir, a mayor inclinación se genera mayor energía anual. Esto es una conclusión a tener en cuenta, pero no excesivamente importante debido a que, para el caso de diseño de este proyecto, las necesidades de energía están fuertemente concentradas en los meses veraniegos. Si se pone el foco en estos meses, se observa un decremento en la producción de energía con una inclinación de 40° respecto a las otras dos variantes, claramente más eficientes en este aspecto. Es evidente por tanto que, para la aplicación objeto de estudio es preferible decantarse por una inclinación reducida, como ya se constató mediante el estudio de la irradiancia solar presentado en el apartado 3.3. Concentrando el análisis en las inclinaciones de 14° y 20° y los meses entre mayo y octubre, se detecta que la inclinación de 14° aporta más energía desde mayo hasta julio frente a la alternativa de una inclinación de 20° grados, que mejora la energía producida desde agosto a octubre, ambos incluidos. Se puede concluir por tanto que ambas opciones maximizan la energía producida por la instalación para los meses de más calor del año, obteniendo durante ellos una cantidad total de



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de
700 kW para bombeo de riego agrícola a una
superficie de 370 ha de vid en Utiel

energía prácticamente igual. La elección de una frente a otra dependerá, por tanto, del balance de necesidades hídricas entre mayo y octubre.

7. SELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN FINAL

Una vez estudiadas todas las alternativas y variantes constructivas posibles, se ha de decidir la potencia final a instalar, así como la adecuación o no de instalar sistemas de acumulación de energía y otros dispositivos que durante la memoria se ha considerado incluir. Además, una vez definidas todas estas variantes, se debe realizar el cálculo de las protecciones y canalizaciones de la instalación eléctrica. A modo de conclusión, se hará además un análisis de resiliencia de la instalación ante futuros cambios en la misma o su modo de explotación.

7.1. BALANCE HIDRAULICO Y SELECCIÓN DE LA POTENCIA FINAL A INSTALAR

Para la realización del balance hidráulico se ha catalogado como excedente toda la energía obtenida en los meses con necesidades hídricas nulas (noviembre a marzo), de igual forma, se ha aplicado el mismo criterio para la potencia obtenida en horas donde esta no alcanza el umbral mínimo para el funcionamiento de una bomba (118,78 kW).

Se ha dividido entre las bombas la potencia obtenida siguiendo las siguientes directrices:

TABLA 13. POTENCIAS ASIGNADAS

Rango que contiene a P		Potencias asignadas			
Límite inferior	Límite superior	Excedente	Pot. Bomba 1	Pot. Bomba 2	Pot. Bomba 3
0	P_{\min}	P	0	0	0
P_{\min}	P_{func}	0	P	0	0
P_{func}	$P_{\min}+P_{\text{func}}$	0	$P/2$	$P/2$	0
$P_{\min}+P_{\text{func}}$	$2 \cdot P_{\text{func}}$	0	P_{func}	$P-P_{\text{func}}$	0
$2 \cdot P_{\text{func}}$	$3 \cdot P_{\text{func}}$	0	$P/3$	$P/3$	$P/3$
$3 \cdot P_{\text{func}}$	∞	$P-3 \cdot P_{\text{func}}$	P_{func}	P_{func}	P_{func}

Siendo P la potencia obtenida de la instalación fotovoltaica para cada intervalo horario, P_{\min} la potencia mínima de funcionamiento para una bomba (118,78 kW) y P_{func} la potencia de funcionamiento nominal para una bomba (349,85 kW). Continuando con lo introducido en el apartado 5 de esta memoria acerca del procedimiento de cálculo del caudal impulsado por cada bomba, el proceso que se ha seguido se resume a continuación.

De la simulación de la instalación fotovoltaica realizada con el software PVsyst se obtiene un archivo de datos que contiene los valores horarios de funcionamiento. Esto es, para cada instante de tiempo durante todo el año, irradiancia en el plano del colector solar, parte efectiva de la misma (descontando pérdidas por sombras y otros), energía producida por los paneles solares y potencia efectiva inyectada en la red. Este último dato se trata según la tabla 12 para obtener la potencia disponible para cada bomba en cada momento y, mediante el cálculo iterativo inverso de la ecuación 9 utilizando herramientas de programación en bucle y el add-on Solver de Excel, se calcula para cada intervalo temporal y cada bomba el caudal impulsado y frecuencia de operación.

Posteriormente, se ha tratado estos datos de forma que puedan condensarse los resultados finales y presentarlos de forma mensual, para así poder analizar las distintas alternativas presentadas de manera más efectiva. Para ello se calcula, para cada mes del año, energía total producida, caudal total bombeado mediante energía solar, excedente y déficit, pudiendo expresarse estos últimos dos

parámetros bien en términos energéticos o bien en términos de volumen de agua. Se realiza este balance para los resultados de las simulaciones con 517 kW, 700 kW y 1050 kW a 20º de inclinación anteriormente analizadas y presentadas, dejando de lado las variantes a otras inclinaciones. Se presentan y comentan a continuación los resultados obtenidos.

TABLA 14. BALANCE INSTALACIÓN 1050 kW

	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL ANUAL
Nr (m3/mes)	0	0	0	159100	165390	218300	693010	493765	190550	179635	0	0	2099750
Potencia (kW)	99967,1	113988	151863	165632	189281	196017	203325	187406	154862	132449	97456,7	90268,1	1782515
Bombeo FV (m3)	0	0	0	424298	491314	511054	530147	481587	393603	343708	0	0	3175711
Excedente (m3)	0	0	0	265198	325924	292754	0	0	203053	164073	0	0	1251001
Excedente (kWh)	99967,1	113988	151863	102245	122299	106460	0	0	79201,3	59063,2	97456,7	90268,1	1022811
Déficit (m3)	0	0	0	0	0	0	162863	12177,9	0	0	0	0	175040
Déficit (h de 1 bombeo)	0	0	0	0	0	0	196,694	14,7076	0	0	0	0	211,4
Déficit (kWh)	0	0	0	0	0	0	68744,5	5140,29	0	0	0	0	73884,8

Analizando los datos de la instalación dimensionada para 1050 kW de potencia nominal, es inmediato notar que, exceptuando el mes de julio en el que es necesaria una aportación desde red u otro medio de casi 70 MWh, la potencia solar instalada es capaz de alimentar con la energía necesaria las bombas para así abastecer las necesidades hídricas de la superficie a regar. Por el contrario, se producen unos excedentes muy elevados, de más de la mitad de la energía producida por la instalación y una capacidad de bombeo sobredimensionada en aproximadamente un 50% respecto al volumen de agua requerido, con lo que no se estaría cumpliendo una de las premisas de diseño, la eficiencia. De instalar placas solares con potencia total igual a 1050 kW, sería prácticamente obligatorio explorar opciones complementarias de explotación de la instalación, como usar energía durante el invierno para abastecer a alguna población cercana o una superficie de regadío paralela con necesidades hídricas contrarias y complementarias a las de la vid, como puede ser una plantación de champiñón en invernadero. Sin perder de vista que, como se ha comentado anteriormente, estos excedentes se compensarían con el resto de pozos. En cualquier caso, esto no se enmarca en el alcance del presente proyecto.

Dados los resultados obtenidos del dimensionamiento para una potencia de 1050 kW, en los que en el cómputo general del año se ha observado un sobredimensionamiento significativo, así como un déficit reducido, resulta lógico estudiar a continuación los resultados de un dimensionamiento de aproximadamente la mitad de tamaño. De este, seguro que se extraerán unos números con un déficit mucho más elevado, a cambio de unos excedentes más comedidos.

TABLA 15. BALANCE INSTALACIÓN 517 kW

	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL ANUAL
Nr (m3/mes)	0	0	0	159100	165390	218300	693010	493765	190550	179635	0	0	2099750
Potencia (kWh)	47751,3	54459,8	72589,1	79191	90504,7	93805,4	97317,5	89697,5	74092,6	63348,5	46555	43125,2	852437
Bombeo FV (m3)	0	0	0	195753	226981	235728	247407	227783	184728	151224	0	0	1469604
Excedente (m3)	0	0	0	36653,5	61590,6	17428,3	0	0	0	0	0	0	115672
Excedente (kWh)	47751,3	54459,8	72589,1	18275	27064	8138,35	0	0	0	0	46555	43125,2	317958
Déficit (m3)	0	0	0	0	0	0	445603	265982	5822,09	28411,2	0	0	745818
Déficit (h de 1 bombeo)	0	0	0	0	0	0	538,168	321,234	7,03151	34,3131	0	0	900,75
Déficit (kWh)	0	0	0	0	0	0	188090	112271	2457,51	11992,4	0	0	314811

Como era de prever, este dimensionamiento ajusta bastante los excedentes respecto al anterior estudiado, pese a seguir representando aproximadamente un 37% de la energía producida por la instalación. En cambio, el volumen total bombeado durante los meses con necesidades de riego representa alrededor del 70% de las necesidades hídricas totales de nuestro cultivo, lo cual es un valor aceptable para los objetivos del proyecto. De los resultados obtenidos, cabe señalar como clara desventaja, de ser escogido este diseño de la instalación, la energía que se deberá aportar para cubrir las horas de bombeo no abarcadas por la generación fotovoltaica. Esta aportación necesaria durante los meses de julio, agosto, septiembre y octubre, estos dos últimos de forma prácticamente despreciable, asciende a un total de 314.810 kWh, por lo que sería necesario evaluar su impacto sobre el balance económico de la instalación al obtenerse esta energía de la red u otro medio de generación alternativo. Esta necesidad de energía corresponde a aproximadamente 901 horas de bombeo a régimen nominal para alcanzar las necesidades de riego de las 370ha. Cabe señalar que, para el diseño final de la instalación, esta aportación sería inferior a la dimensionada, ya que para el análisis de la selección de potencia a instalar no se ha considerado la ayuda al balance que suponen los medios de acumulación de agua existente, que serán utilizados para compensar parte del déficit de metros cúbicos existente en julio y agosto con los excedentes de bombeo.

Con el fin de analizar si presenta una alternativa viable, que suponga un punto medio a las ventajas e inconvenientes de los dimensionamientos para 1050 kW y 500 kW, se presentan a continuación los resultados correspondientes a la simulación para una potencia total instalada de 700 kW.

TABLA 16. BALANCE INSTALACIÓN 700 kW

	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL ANUAL
Nr (m3/mes)	0	0	0	159100	165390	218300	693010	493765	190550	179635	0	0	2099750
Potencia (kWh)	64797,9	73891,2	98459,7	107408	122720	127153	131944	121591	100447	85918,7	63169,2	58522,1	1156021,634
Bombeo FV (m3)	0	0	0	268830	305173	315958	333348	304712	252344	214992	0	0	1995357,132
Excedente (m3)	0	0	0	109730	139783	97657,6	0	0	61793,8	35357,2	0	0	444322,3624
Excedente (kWh)	64797,9	73891,2	98459,7	45890,4	59778	41639,5	0	0	24714,4	14909,5	63169,2	58522,1	545771,95
Déficit (m3)	0	0	0	0	0	0	359662	189053	0	0	0	0	548715,2303
Déficit (h de 1 bombeo)	0	0	0	0	0	0	434,374	228,325	0	0	0	0	662,6995535
Déficit (kWh)	0	0	0	0	0	0	151814	79799,6	0	0	0	0	231613,4939

De los resultados resumidos en la tabla 16, es inmediato percatarse de que el volumen total bombeado desde abril hasta octubre prácticamente alcanza a cubrir las necesidades hídricas del cultivo elegido, esto significa que, con este dimensionamiento y disponiendo de medios suficientes de almacenamiento de agua, no sería necesario aportar apenas energía a la ya generada por nuestra instalación solar. Esto sería de especial interés de tratarse de una instalación aislada de la red, ya que para una cantidad reducida de energía se puede utilizar efectivamente un grupo electrógeno u otro medio de generación eventual de generación eléctrica. Más allá de este factor, este dimensionamiento presenta unos excedentes proporcionales respecto a los vistos en las otras dos variantes, en este caso inferiores al 50% de la energía producida anualmente. Respecto a este último punto comentado, se entrará más en detalle posteriormente en lo referente a como de negativamente debe ser considerado a la hora de valorar la idoneidad de la instalación, contextualizando de nuevo esta.

TABLA 17. COMPARATIVA RESULTADOS A DIFERENTES POTENCIAS

	Potencia total anual (kWh)	Excedente (kWh)	% Excedente respecto a total	Bombeo abril-oct (m3)	% Bombeado respecto a Nr	Déficit (h de bombeo)
500 kW	852437,5	317957,8	37,3	1469604,0	70,0	900,7
700 kW	1156021,6	545772,0	47,2	1995357,1	95,0	662,7
1050 kW	1782515,0	1022811,6	57,4	3175711,6	151,2	211,4

Con el objetivo de condensar de forma más efectiva la información y conclusiones presentadas a lo largo de este punto, se ha realizado una tabla comparativa entre las opciones de potencia a instalar planteadas para el diseño del proyecto. Reside especial interés en el análisis porcentual de los datos de



bombeo total y excedentes de energía respecto a las necesidades hídricas y la potencia total generada, respectivamente.

De estos valores expresados porcentualmente, junto a todo el análisis previo, es relativamente sencillo descartar el dimensionamiento para 1050 kW, que por otra parte era la opción inicial, es decir dimensionar potencia fotovoltaica para alimentar las tres bombas instaladas. Este diseño se ha visto lastrado por una de las características propias más relevantes del cultivo objeto de estudio, que no es otra que la gran concentración de las necesidades hídricas en los meses de la época estival, especialmente julio. Este factor, sumado al hecho de que las necesidades de riego son nulas para los meses comprendidos entre noviembre y marzo (incluidos), causa que al diseñar para el mes crítico se sobredimensione notablemente para el cómputo anual. Esta casuística precisamente es la que provoca la ineficiencia para el dimensionamiento “lógico” y motiva la exploración de variantes de diseño para la instalación que incorporen potencias instaladas menores, en la búsqueda de números más coherentes.

Siguiendo este camino, se presentan dos alternativas con menor cantidad de paneles solares. Ambas arrojan valores más que aceptables en lo que concierne al volumen bombeado respecto al necesario para el cultivo. En cuanto a los excedentes, ambas propuestas cuentan con una cantidad importante de potencia a priori “malgastada”, respecto a esto (como se ha anticipado arriba) conviene agregar algo de contexto. Se ha de recordar que el presente diseño surge como un agregado a una instalación ya existente, de tamaño mucho mayor. Por ende, pese a que a la hora de analizar económicamente la viabilidad de la instalación no se considerará esta potencia dentro de los ahorros que supone la realización del proyecto, se ha de puntualizar que esta generación extra respecto a lo necesario para regar las 370ha proyectadas no quedará sin usar. Se utilizará esta energía, al igual que los excedentes de bombeo, de haberlos, para apoyar el riego de la superficie total, ascendente a 2225ha. Además de considerar el llenado de los sistemas de acumulación de agua, en este caso la balsa, durante los meses con menor demanda o el posible apoyo energético a otras partes de la instalación general o poblaciones cercanas.

Dada la justificada menor influencia de los excedentes a la hora de decidir la potencia a instalar, ya que se catalogan como tal para el presente proyecto pero serán utilizados en realidad, se opta por priorizar como criterio el cubrir la mayor parte posible de las necesidades hídricas de la superficie de cultivo. Por tanto, se decide instalar una potencia fotovoltaica de 700 kW, distribuyendo para ello 1157 módulos.

Una vez definido esto y, sabiendo que se dispone de una balsa de gran volumen, se debe definir el número final necesario de bombas según las necesidades horarias de bombeo desde red. Esto se realiza sin perjuicio de finalmente instalar una bomba más de las necesarias, como se ha comentado anteriormente que es una práctica habitual en instalaciones de regadío. Como es evidente, valiéndose solo de la potencia obtenida del campo solar solo se llegará a hacer funcionar dos bombas, por lo que se va a analizar la simulación fotovoltaica para obtener las horas de funcionamiento efectivo de cada una de ellas durante los meses que la instalación presenta necesidades de riego.



TABLA 18. RESUMEN HORARIO DE USO DE LAS BOMBAS

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct
Bombeo B1 (h)	278	294	303	326	300	262	242
Bombeo B2 (h)	138	180	199	208	178	145	116
Bombeo total (h)	416	474	502	534	478	407	358
Bombeo disponible (h)	1440	1488	1440	1488	1488	1440	1488
% h bombeadas	28,89	31,85	34,86	35,89	32,12	28,26	24,06

De la tabla 17 se desprende claramente que, utilizando solo la energía obtenida por las placas solares, los equipos de bombeo están muy lejos de ser utilizados la totalidad de las horas disponibles, alcanzando en julio un máximo de casi el 36%. Este valor arroja a las claras que, en el caso de una eventualidad que impidiera el uso de una de las bombas, esto podría ser compensado bombeando con una sola bomba en las horas de inactividad fotovoltaica con apoyo de la red, por tanto el único perjuicio residiría en el no aprovechamiento de la potencia obtenida de la irradiación solar durante el tiempo de inutilización de una bomba. Por tanto, siendo que aún con una bomba inactiva, en ningún caso se dejaría de poder suministrar las necesidades volumétricas de nuestro cultivo a la balsa para su posterior inyección en la red de riego, se decide no instalar una unidad de bombeo adicional, resultando en un ahorro económico y simplificando la instalación. De esta forma, la potencia fotovoltaica a instalar y la potencia demandada por el grupo de bombeo coinciden, y en caso de ser necesario, se bombeará utilizando estos mismos equipos con apoyo energético de la red eléctrica durante las horas sin irradiación solar, a su vez coincidentes con los tramos horarios de menor coste de la electricidad, resultando un coste económico asumible y más reducido que el derivado de sobredimensionar la instalación de obtención de energía solar y de bombeo.

Las horas durante las que será necesario utilizar la energía de la red, vendrán definidas por la disponibilidad de almacenamiento de agua. En este caso el único medio disponible para este fin es la balsa, que presenta una idiosincrasia compleja en este caso ya que se “comparte” con el total de superficie a regar. Se va a partir de la base de que se priorizará el uso de la balsa por parte del bombeo proveniente de energía solar, siendo el resto de la instalación alimentada mediante energía de la red, resulta más interesante priorizar la eficiencia de la parte autosuficiente energéticamente. Siendo así, las necesidades de apoyo desde la red eléctrica serán las presentadas en la siguiente tabla, sin ser esto vinculante respecto a que en el desarrollo de la instalación en el tiempo se deba bombear durante más horas abasteciendo la energía de esta forma.

TABLA 19. NECESIDADES DE APORTE DESDE RED ELÉCTRICA

Necesidades de riego totales (m3)	2099750
Bombeo FV total abril-octubre (m3)	1995357,132
Déficit total (m3)	104392,8679
Bombeo necesario desde red (h)	126,0783429
Potencia a aportar desde red (kWh)	44064,38083

Por tanto, en resumen, la variante constructiva final elegida para la realización del proyecto incluye:

- Instalación fotovoltaica dimensionada con una potencia final de 700 kW, 1157 módulos y 3 inversores solares, según las características y componentes definidos en los apartados 6 y 6.2.
- Grupo de bombeo consistente en dos unidades del modelo comercial presentado en el apartado 5 de esta memoria.
- Tubería de impulsión DN700 dimensionada según los cálculos resumidos en el apartado 4.
- Balsa y red de riego desde la misma a la superficie a abastecer ya existentes previamente.
- Variador de frecuencia para la operación a frecuencia variable del grupo de bombeo
- Conexión a red de suministro eléctrico

Se ha decidido no incluir, por tanto, los siguientes elementos que han sido mencionado o considerados durante la fase de diseño de la instalación:

- Sistemas de generación alternativa de energía, tales como grupos electrógenos u otros.
- Sistemas de almacenamiento de energía.
- Sistemas de almacenamiento de agua adicionales a la balsa existente.

También se ha dejado fuera del alcance final el aprovechamiento o uso de la balsa adyacente a la considerada y de tamaño menor a esta. Queda, por último y una vez definido todo lo anterior, definir las canalizaciones eléctricas de la instalación, así como sus protecciones.

7.2. CÁLCULO DE LAS CANALIZACIONES Y PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Para el cálculo y dimensionado de la sección de cableado necesaria y las protecciones de la instalación se han seguido las directrices Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT_ITC-BT-40) y las recogidas en la norma UNE-HD 60364-7-712/2017. En dicho reglamento se establece que los conductores deberán estar dimensionados, al menos, *“para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad”* así como el valor máximo por el criterio de caída de tensión *“no será superior al 5%, para la intensidad nominal”*.



Se debe seleccionar un conductor que este de acuerdo con los estándares recogidos en la norma UNE EN 50618/2015, para lo que debemos distinguir entre la parte de canalizaciones en corriente continua y alterna. Las canalizaciones correspondientes al tramo entre los módulos, cuadro de protección e inversor conducen corriente continua, en cambio a partir de este punto hasta el cuadro general de baja tensión se conduce corriente alterna. Los modelos comerciales seleccionados para cada uno de estos tramos son indicados a continuación.

- Tramo DC: TECSUN - H1Z2Z2-K
- Tramo AC: RETENAX CPRO Flex - RV-K

Se debe a continuación dimensionar la sección de estos para cumplir con los requerimientos de las normas anteriormente mencionadas. Para ello hay dos criterios ampliamente extendidos de cálculo, el térmico y el de caída de tensión, se deben calcular ambos para asegurar la idoneidad del conductor instalado, seleccionando la sección mas restrictiva arrojada por los cálculos.

LADO DC

Para el criterio de máxima caída de tensión debemos asegurar que esta se encuentra por debajo del umbral del 1,5%

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{max, str}}{\varepsilon \cdot V_{string} \cdot \gamma} \quad (10)$$

Para ello se utiliza la expresión (10), en la que L es la longitud del cable, ε la caída de tensión máxima y γ la conductividad del cobre a la temperatura máxima de operación. Los datos de voltaje e intensidad corresponden al valor para cada string. La longitud se tomará la correspondiente al string más lejano del inversor. Se tiene, por tanto:

- $L=140\text{m}$
- $I_{max}=I_{sc}=14,08\text{ A}$
- $V_{string}= 89 \cdot 45,53=4052,17\text{ V}$
- $\varepsilon = 1,5\%$
- $\gamma = 44 (\Omega \cdot \text{mm}^2)^{-1}$

Se obtiene una sección mínima admisible de cable de $14,74\text{ mm}^2$

Si se calcula la sección de este conductor por criterio térmico, se tiene una corriente de diseño I_B del 125% de I_{sc} , esto es 17,6 A. Una vez definida la intensidad de diseño, debemos seleccionar una sección de cable tal que la intensidad admisible sea mayor a esta. Para ello, siguiendo las pautas establecidas en la norma UNE-HD 60364 y UNE-EN 50618, así como utilizando las tablas recogidas en estas.

Se corrige la intensidad admisible tabulada de los cables según los siguientes factores de corrección:

- K_A : Coeficiente de reducción por agrupación de conductores
- K_B : Coeficiente de reducción por temperatura

En el presente caso de estudio estudiado, tenemos 13 strings por lo que el coeficiente k_A valdrá 0,43 y tomamos una temperatura máxima en los conductores de 90° , lo que supone un valor de K_B igual a 0,75. Por tanto tenemos las siguientes condiciones:

$$I_z > I_B \quad (11)$$

$$I_z = k_A \cdot k_B \cdot I_{tabla} \quad (12)$$

Realizando los cálculos pertinentes, resulta un valor mínimo de intensidad a buscar en tabla de 54,57 A.

TABLA 20. INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES. FUENTE: UNE-EN 50618

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre	Un único cable sobre una superficie	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie
	A	A	A
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	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Teniendo en cuenta los resultados del dimensionamiento por caída de tensión, la mínima sección posible a escoger, 16mm², cumple los requerimientos del dimensionamiento térmico.

LADO AC

Análogamente a lo expuesto para el lado de corriente continua, se dimensiona el correspondiente a la línea de alterna. En cuanto al procedimiento de cálculo, la única diferencia reside en el cálculo de la caída de tensión, calculándose en este caso según la ecuación (13) presentada a continuación.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{INV}}{\varepsilon \cdot V \cdot \gamma} \quad (13)$$

En la que, en este caso, la intensidad corresponde a la de salida del inversor y la tensión es la del sistema. Por tanto:

- L=9m
- V= 400 V
- $\varepsilon = 1,5\%$
- $\gamma = 44 (\Omega \cdot \text{mm}^2)^{-1}$
- $I_{INV} = 338 \text{ A}$



Resultando una sección mínima a dimensionar de 199,56 mm².

Realizando los cálculos por criterio térmico, se tiene una I_B de 422,5 A, tres inversores y, por tanto, un k_A de 0,7 y un coeficiente de temperatura igual a la unidad. Resultando una intensidad objetivo a buscar en tabla de 603,57 A. Se selecciona por tan una sección de cable de 240 mm².

Se debe disponer, además del cableado, de las correspondientes protecciones frente a cortocircuitos y sobrecargas. Para proteger el tramo de corriente continua frente a sobrecargas se instalará un fusible de tipo gPV, para dimensionar el mismo se siguen los criterios de la norma UNE 60364,4-43, cuyas directrices indican que el fusible seleccionado debe cumplir lo siguiente:

$$I_B < I_n < I_Z \quad (14)$$

$$I_2 < 1,45 \cdot I_Z \quad (15)$$

Siendo:

- I_B : Corriente de diseño: 17,6 A
- I_n : Corriente nominal del fusible
- I_Z : Corriente máxima admisible: 40,31 A
- I_2 : Corriente que garantiza el funcionamiento efectivo del dispositivo de protección ($1,6 \cdot I_n$)

De los cálculos se infiere seleccionar un calibre de fusible de intensidad nominal igual a 25 A, se selecciona un modelo comercial del fabricante DF Electric con tamaño 10x85.

Además, se protegerá la instalación frente a contactos directos aislando las partes activas, tanto en el lado de corriente continua como en el de alterna. Asimismo, para la protección frente a contactos indirectos, los conductores de protección seguirán un esquema IT, lo cual implica conectar todas las masas de la instalación de continua a la misma toma de tierra y proceder de la misma forma con las de alterna. Adicionalmente también se incluirá un protector SPD para desviar a tierra las posibles sobretensiones por causas atmosféricas según lo recogido en la normativa ITC-BT-23.

8. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Para el análisis económico de la instalación diseñada, se realiza un presupuesto de las actuaciones a llevar a cabo y equipos a instalar. Cabe reseñar que para este no se han incluido los equipos de bombeo ni la tubería de impulsión, si se han considerado los variadores de frecuencia, canalizaciones eléctricas, protecciones y todos los elementos derivados de la instalación fotovoltaica. Se ha presupuestado de esta forma para poder estudiar el impacto económico de obtener la energía necesaria para el bombeo mediante energía solar, dando por descontado que, de simplemente conectar las bombas a la red, se debería igualmente instalar estas y su correspondiente red de tuberías.

El presupuesto de materiales y actuaciones a realizar se puede consultar en los anexos a esta memoria y asciende a un total de 793650,53 euros. Se debe contraponer esta inversión a los gastos que supondría obtener la energía aportada por el campo solar de la red durante toda la vida útil de la instalación. Para ello se ha supuesto una vida útil de la misma de 20 años, así como se ha tomado como precio de la energía de la red los valores del pasado mes de julio, siendo el importe medio de 0,14869 €/kWh. Dado que la instalación fotovoltaica aporta anualmente 1995357 m³ a nuestra instalación, esto equivaldría bombear a régimen nominal con una de las bombas dimensionadas durante 2401 horas, suponiendo un coste de alrededor de 125000€. Estos cálculos se resumen a continuación:

TABLA 21. EQUIVALENCIA BOMBEO-ENERGÍA

Bombeo FV (m ³)	1995357,1
Bombeo equivalente (h)	2409,9
Potencia equivalente (kWh)	842243,1
Precio eq. (€)	125233,1

Teniendo en cuenta los números obtenidos, resulta evidente la idoneidad del proyecto diseñado, ya que el retorno de la inversión inicial se producirá antes de 7 años, siendo su vida útil muy superior. A continuación, se calcula detalladamente el tiempo de retorno, así como se define el ahorro económico concreto. En estos números no se ha considerado algunos costes de mantenimiento u operativos, pero teniendo en cuenta el margen de ahorro, queda claro que estos en ningún caso supondrían la no viabilidad de la instalación objeto de estudio.

TABLA 22. RESULTADOS ECONÓMICOS

Inversión inicial (€)	793650,53
Ahorro anual (€)	125233,1
Retorno (años)	6,34
Ahorro total para la vida útil considerada (miles de €)	1953,5



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de
700 kW para bombeo de riego agrícola a una
superficie de 370 ha de vid en Utiel

Es relevante agregar a todo lo descrito que para estos cálculos no se ha considerado el excedente de energía de la propuesta, que se pretende utilizar para ayudar al suministro hídrico del resto de superficie de riego, si se agregara esta energía obtenida al cálculo, el ahorro final obtenido sería aún mayor.

9. CONCLUSIONES

Una vez definidos todos los parámetros de diseño, así como realizado el análisis de rentabilidad y retorno económico de la instalación, queda contrastado que la motivación de este proyecto, así como la solución final obtenida, representa una alternativa interesante, viable y con un gran rendimiento económico, con un retorno de la inversión cifrado en 6,34 años, valor que representa menos de un tercio de la vida útil estimada, para una inversión inicial total de casi 800.000 euros. Esto, si cabe, refuerza más la línea estudiada de incluir generación fotovoltaica en las instalaciones de riego, ya que el caso estudiado no representa el cultivo más idóneo para este tipo de diseño debido a lo concentrado de sus necesidades hídricas en comparación con la irradiancia solar. Esto es, si para un cultivo con necesidades tan evidentemente concentradas en los meses de verano respecto al resto del año y, por tanto relativamente desfavorables, se ha obtenido este rendimiento final, queda claro el potencial que es posible obtener de instalar generación fotovoltaica para riego.

Es interesante además conocer el desempeño de la instalación diseñada en el caso de realizar cambios en su modo de explotación, ya se ha comentado que con un aporte de generación de alrededor de 50000 kWh anuales por medio de un grupo electrógeno podría convertirse en una instalación aislada de la red, si fuera necesario debido a alguna circunstancia. Siguiendo con el análisis de estos conceptos, resulta interesante también conocer el comportamiento de la instalación se planteara cambiar el cultivo empleado en la zona de cultivo por uno de los propuestos al inicio del diseño. De ser así, el rendimiento obtenido se resume según la tabla presentada a continuación:

TABLA 23. RESILIENCIA DE LA INSTALACIÓN ANTE EL CAMBIO DE CULTIVO

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL ANUAL
Nr CÍTRICOS (m3)	534095	472860	548895	508750	526695	518000	589780	545380	340400	386095	475450	493395	5939795
Nr OLIVOS (m3)	379250	333000	548895	508750	526695	567950	693010	648610	440300	437710	525400	338550	5948120
Bombeo FV (m3)	162182	183749	244660	268830	305173	315958	333348	304712	252344	214992	158106	145529	2889581
Bombeo Cítricos (%)	30,3658	38,859	44,5731	52,8414	57,9412	60,9957	56,5207	55,8715	74,1315	55,6837	33,2539	29,4955	48,65
Bombeo Olivos (%)	42,7639	55,1798	44,5731	52,8414	57,9412	55,6312	48,1015	46,9792	57,3118	49,1175	30,0925	42,9861	48,58

De esta se desprende que, para cultivos con unas necesidades menos variables durante el año, con el dimensionamiento actual, se cubriría alrededor de la mitad de sus necesidades hídricas durante todos los meses del año, sin producirse excedentes ni déficit.

Por tanto, conviene añadir que, más allá de la solución final de diseño presentada y justificada en esta memoria para el presente proyecto, como ya se ha comentado repetidamente, las características de la instalación la dotan de utilidad ante cambios de cultivo o modo de explotación,



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de
700 kW para bombeo de riego agrícola a una
superficie de 370 ha de vid en Utiel

resultando por tanto una alternativa eficiente, útil y resiliente con un impacto positivo para su emplazamiento, así como justificación para su implantación.



10. BIBLIOGRAFÍA

Allen, R. G., Pereira, L. S., Raes, D., & Smith, M. (1998). Crop evapotranspiration. Guidelines for computing crop water requirements. FAO Irrigation and drainage paper 56. FAO, Rome, 300(9), D05109.

Christopher Kinkaid. (2014). Bombeo solar fotovoltaico. Solardyne, EEUU.

Jose Roger Folch, Martin Riera Guasp, Carlos Roldan Porta. (2001). Tecnología Eléctrica. Síntesis, Madrid.

MAPAMA. (2015). Plan de Choque de Modernización de Regadíos. Ministerio de Agricultura, Pesca, Alimentación y Medio Ambiente.

Naciones Unidas. (2015). Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development.

Pau Lillo Rodrigo, María García Osuna, Elena Hernández Abós. (2018). Manual de bombeo solar fotovoltaico. Ingeniería sin fronteras, Gobierno de Navarra

Pareja Aparicio, M. (2009). Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada. MARCOMBO, S.A. Barcelona

PVsyst. (2018). PVsyst Help. Preliminary Design.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de
700 kW para bombeo de riego agrícola a una
superficie de 370 ha de vid en Utiel

Presupuesto

Presupuesto parcial nº 1 EQUIPOS FOTOVOLTAICOS

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.1	u	<p>Suministro e instalación de panel solar fotovoltaico marca JA SOLAR modelo JAM78-S30 605 MR o modelo de similares características de marca equivalente, instalado sobre cubierta inclinada de hormigón (estructura no incluida), con las siguientes especificaciones técnicas:</p> <p>Datos Eléctricos (STC, 1000 W/m2, AM 1,5, temperatura de la célula, 25°C) Potencia pico del panel, Wp 605 Tensión nominal, Umpp 45V Intensidad nominal, Impp 14,08 Tensión de salida en circuito abierto, Uoc 53,61 Eficiencia del módulo, % 21,6 Tolerancia en la potencia máxima, W -0/+5</p> <p>Datos Eléctricos (NOCT, 800 W/m2) Coeficiente de temperatura NOCT (°C) 43 + - 2°C Coeficiente de temperatura Isc (%/°C) 0,045 Coeficiente de temperatura Uoc (%/°C) -0,275 Coeficiente de temperatura PMpp (%/°C) -0,350</p> <p>Datos mecánicos Marco de aluminio anodizado Dimensiones, Largo x ancho x espesor, mm 2465 x 1134 x 35 Peso, kgf 31,1 Cubierta frontal mm, vidrio fotovoltaico templado antirreflejo 3,2 Incluso medios de elevación (incluyendo protecciones antigolpes), accesorios de montaje y pequeño material de conexionado eléctrico. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento según reglamento de aplicación.</p>	1.154,000	228,88	264.127,52

Presupuesto parcial nº 1 EQUIPOS FOTOVOLTAICOS

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.2	u	<p>Suministro e instalación de inversor a red trifásico con marcado CE para instalación en conexión a red, de la marca Power Electronics modelo FreeSun FS0230 HES 300V o equivalente, contando con las siguientes especificaciones técnicas:</p> <p>Datos de Entrada</p> <p>Máx. corriente de entrada (Idc máx.) 720 A Rango de tensión de entrada CC (Udc mín. Udc máx.) 430 820 V</p> <p>Datos de Salida</p> <p>Potencia nominal CA (Pacr,r) 300.000 VA Acoplamiento a la red (rango de tensión) 400/820 Vac, 3W+N+PE Frecuencia (rango de frecuencia) 50/60 Hz Coeficiente de distorsión no lineal < 3,0 % Factor de potencia (cos φac,r) 0.9 ind. / cap.</p> <p>Datos Generales</p> <p>Dimensiones (altura x anchura x profundidad) 2100 x 2150 x 1020 mm Peso 1650 kg Tipo de protección IP 54 Consumo standby <120 W Margen de temperatura ambiente -25 a +60° C Humedad de aire admisible 0 a 100 % Máxima altitud 0-4,000 m</p> <p>Certificados y cumplimiento de normas EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2 G98, G99, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS 4777.2, C10/11, ABNT, VFR 2019, RD 1699, RD 661, PO 12.3, TOR D4, IEC61727, IEC62116, DEWA</p> <p>Medición del aislamiento CC Sí Seccionador CC Sí Portafusibles integrado para string Sí Protección contra polaridad inversa Sí Descargadores de sobretensión DC y AC Tipo 2</p> <p>Incluso programación, puesta en marcha y medios auxiliares de elevación . Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento según DB HE-5 del CTE.</p>	3,000	2.900,62	8.701,86
1.3	u	<p>Suministro e instalación de soporte de hormigón para paneles solares marca Solarbloc o similar, para instalación directa sobre el terreno. Contarán con un grado de inclinación de 20°. Su peso es de 71 kilogramos. Estas estructuras se ubicarán en la posición adecuada según documentación gráfica aportada.</p> <p>Además de incluir un lastre de refuerzo debido a la inclinación de 20° utilizada. Estos Lastres de refuerzo se colocan en la base de los soportes SOLARBLOC cuando se necesita ganar altura, o por la parte trasera para potenciar su eficacia y hacer más rígida la instalación en determinadas situaciones. Medidas aproximadas 100x22x10, peso 48 kg.</p> <p>Totalmente instalado, con los paneles solares anclados perfectamente y en correcta posición. Incluso pequeño material de conexión, anclajes al soporte, elevación a cubierta, transporte, carga y descarga.</p>	1.154,000	90,66	104.621,64

Presupuesto parcial nº 1 EQUIPOS FOTOVOLTAICOS

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.4	u	Suministro e instalación de par de conectores MC4 (macho y hembra) de 4/16mm ² para tensión nominal de 1.500V e intensidad nominal de hasta 90A, grado de protección IP67, especialmente diseñado para la conexión de paneles solares fotovoltaicos, misma marca y modelo que el disponible en los paneles suministrados. Totalmente instalado y conectado.	1.154,000	10,49	12.105,46
1.5	u	Suministro e instalación de conector salida inversor redondo para conductores de salida de hasta 10mm ² , para conexión del inversor con el conductor de alimentación. Grado de protección IP67 y tensión de funcionamiento nominal 230/400 V. Completamente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.	3,000	12,92	38,76
Total presupuesto parcial nº 1 EQUIPOS FOTOVOLTAICOS:					389.595,24

Presupuesto parcial nº 2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
2.1	m	Suministro y tendido de línea de distribución de corriente continua formada por 2 conductores de cobre tipo H1Z2Z2-K (1 positivo + 1 negativo) de 1,5/1,5kV de tensión nominal en corriente continua, constituidos por conductores de cobre flexible de 16mm ² de sección, con aislamiento de etileno-propileno (HEPR) y cubierta de PVC, instalada bajo tubo, canal protectora o bandeja (no incluidas en el precio), incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2002.	6.360,000	9,54	60.674,40
2.2	u	Suministro e instalación de cuadro de distribución para energía fotovoltaica formado por envoltorio de PVC con grado de protección IP65, puerta transparente y fijación de la caja de protección tipo mural. En el mismo, se instalarán las 3 protecciones portafusibles (2P) para la protección de los 3 strings del sistema FV, ubicado previamente a la entrada al inversor para la protección de las líneas eléctricas de corriente continua. La entrada y salida será válida para de la instalación de 2 circuitos de 4mm ² H1Z2Z2-K y 1 circuito de 6mm ² H1Z2Z2-K, incluidos fusibles característica según unifilar. Protección sobretensiones por limitador tipo 2 incluido: 20kA In/ 40kA I _{max} -1000VDC. Incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, terminales, tornillos, termoretráctil, etiquetas identificadoras, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2002. Ejecución del mismo tal y como se encuentra representado en el esquema unifilar de continua adjunto al presente documento.	1,000	502,99	502,99
2.3	m	Suministro y tendido de línea trifásica con neutro formada por 5 cables RV-K (AS) unipolares (3 fases+neutro+tierra) no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, de 0.6/1kV de tensión nominal, constituidos por conductores de cobre flexible de 240mm ² de sección para las fases y 240mm ² para el cable de tierra, con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina, instalada bajo tubo, canal protectora o bandeja (no incluidos en el precio), incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, accesorios para correcta conexión con salida del inversor, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	27,000	43,35	1.170,45
2.4	m	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 240 mm ² de sección. Incluso uniones realizadas con soldadura aluminotérmica cada tramo de bandeja, grapas y bornes de unión. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo del recorrido. Tendido del conductor de tierra. Conexionado del conductor de tierra mediante bornes de unión. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	108,000	21,82	2.356,56

Presupuesto parcial nº 2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
2.5	m	<p>Suministro e instalación de puesta a tierra de los elementos metálicos (marcos de paneles, estructuras metálicas auxiliares, canalización metálica cableado y otros elementos metálicos de la instalación FV).</p> <p>Los paneles fotovoltaicos se conectarán a tierra mediante mediante terminal de ojo M6, conectado al orificio específicamente preparado para la conexión de la toma de tierra ubicado en el propio panel. Todos los marcos se conectarán entre ellos mediante conductor amarillo-verde de 6mm². Además, se conectará este conductor de cobre a la bandeja metálica, la cuál estará puesta a tierra mediante conductor de cobre desnudo de 16mm² que recorrerá la longitud total de la misma (conductor de bandeja en partida independiente). Incluso conectores para el atornillado a las bandejas y marcos de los módulos FV para asegurar el correcto apriete y contacto del elemento metálico con el conductor, asegurando la continuidad de la totalidad de los elementos metálicos instalado, incluso parte proporcional de conductor de puesta a tierra hasta la conexión a la tierra general de la instalación. Totalmente instalada, comprobada y en correcto funcionamiento según normativa y reglamentos de aplicación. En la documentación gráfica anexa al presente documento se puede comprobar un esquema de puesta a tierra de la instalación fotovoltaica.</p>	125,000	9,06	1.132,50
2.6	u	<p>Red de toma de tierra para estructura metálica pérgola compuesta por 14 m de cable conductor de cobre desnudo recocido de 35 mm² de sección para la línea principal de toma de tierra del edificio, enterrado a una profundidad mínima de 80 cm, 21 m de cable conductor de cobre desnudo recocido de 35 mm² de sección para la línea de enlace de toma de tierra de los pilares metálicos a conectar y 4 picas para red de toma de tierra formada por pieza de acero cobreado con baño electrolítico de 15 mm de diámetro y 2 m de longitud, enterrada a una profundidad mínima de 80 cm. Incluso, grapas abarcón, soldaduras aluminotérmicas, registro de comprobación y puente de prueba. Totalmente montada, conexionada y probada.</p> <p>Incluye: Replanteo. Conexionado del electrodo y la línea de enlace. Montaje del punto de puesta a tierra. Trazado de la línea principal de tierra. Sujeción. Trazado de derivaciones de tierra. Conexionado de las derivaciones. Conexión a masa de la red. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	1,000	474,73	474,73
2.7	m	<p>Bandeja metálica perforada de acero galvanizado con tapa, de dimensiones 40x100mm, para canalización eléctrica suministrada en tramos de 2m de longitud y con un incremento sobre el precio de la bandeja del 30% en concepto de uniones, accesorios y piezas especiales, totalmente montada, sin incluir cableado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002. Se realizará conexión a puesta a tierra de la bandeja mediante conductor desnudo de cobre de sección 1x16mm² (en partida independiente) en cada uno de los tramos de la bandeja para asegurar la correcta conexión de la misma.</p>	52,000	59,63	3.100,76

Presupuesto parcial nº 2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
2.8	m	<p>Cable multipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 5x16 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Incluso accesorios y elementos de sujeción.</p> <p>Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	7,700	19,01	146,38
2.9	u	<p>Suministro e instalación de un cuadro de mando y protección para la instalación fotovoltaica, instalando los circuitos necesarios para el correcto funcionamiento de esta, tal y como se encuentra detallado en el esquema unifilar AC adjunto al presente documento. Esta partida incluye distribuidor para conexión de instalación fotovoltaica en la nueva envolvente (repartidor modular para instalación tetrapolar de intensidad nominal como mínimo 100 A), protecciones, elementos indicadas en el esquema unifilar, instalación de elemento de protección frente a sobretensiones en cabecera. Con una reserva de espacio de al menos 30% efectiva, incluso certificación de ensayos, declaración CE y etiquetaje de circuitos.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Todas las salidas de los cuadros de fases, neutro y conductor de protección estarán dotados de bornas. - Todos los elementos de protección incluidos, según esquema unifilar. - En los cuadros se instalarán todos los contactos y circuitos auxiliares de control necesarios para el perfecto funcionamiento de la instalación. - Se dejará un 30 % de espacio de reserva para apartamenta. <p>Totalmente instalada la unidad, probada y funcionando según Normativa vigente, según planos de detalle y cuantos trabajos, medios y materiales sean precisos a juicio de la DF.</p>	1,000	2.134,68	2.134,68
2.10	m	<p>Canaleta de PVC con tapa y tabique separador para canalización de todo tipo de cables de señal o baja tensión, con posibilidad de colocación de mecanismos empotrados en la canal, de dimensiones 300x50mm, suministrada en tramos de 2m de longitud y con un incremento sobre el precio de la bandeja del 30% en concepto de de uniones, accesorios y piezas especiales, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002. Incluso accesorios para fijación en pared.</p>	12,000	33,76	405,12

Presupuesto parcial nº 2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
2.11	m	Toma de corriente de calidad media para instalaciones de superficie, 2 polos+tierra lateral, con mecanismo completo de 10/16A, 230 V, incluso marco, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002. Incluso cableado desde caja de registro realizado con conductores de CU 2.5mm ² de sección monofásico en colores normalizados hasta cuadro eléctrico, canalizado en montaje superficie bajo tubo de PVC rígido 25mm diámetro, con parte proporcional de cajas de registro, pequeño material y soportes. Incluso medios auxiliares y de elevación. Totalmente instalada y comprobada.	1,000	30,46	30,46
2.12	m	Base RJ45 calidad media para instalaciones de superficie, con mecanismo completo, incluso marco, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento. Incluso cableado UPT Categoría 6 hasta rack, canalizado en montaje superficie bajo tubo de PVC rígido 25mm diámetro, con parte proporcional de cajas de registro, pequeño material y soportes. Incluso medios auxiliares y de elevación. Totalmente instalada y comprobada.	1,000	13,42	13,42
Total presupuesto parcial nº 2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA:					72.142,45

Presupuesto parcial nº 3 SISTEMA DE GESTIÓN, CONTROL Y MONITORIZACIÓN

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
3.1	u	Suministro e instalación de central de control y gestión de energía tipo Meter con comunicación Modbus modelo Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H 250A/50mA o modelo equivalente de marca similar para sistema de monitorización de la instalación fotovoltaica. Incluso 3 pinzas amperimétricas modelo CT 250 A / 50 mA, cable Ethernet UTP CAT.6 libre de halógenos y alimentación. Incluso puesta en marcha y programación. Completamente instalada y en funcionamiento.	1,000	366,13	366,13
3.2	u	Programación inversores para sistema de generación con vertido acogido a compensación, incluido el ajuste e instalación de monitorización del equipo en el servidor. Integrado por una central de control y gestión de la energía y la integración al sistema. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.	1,000	87,47	87,47
3.3	u	Suministro e instalación de pantalla LED de 40" instalada en pared, para mostrar la monitorización en tiempo real de la instalación fotovoltaica y ahorros energéticos obtenidos. Incluso accesorio de fijación en pared, medios auxiliares de elevación, pequeño material de conexión, cableado para conexión con la toma de red próxima a la pantalla. Totalmente instalada y en correcto funcionamiento.	1,000	599,15	599,15
3.4	m	Cable rígido U/UTP no propagador de la llama de 4 pares trenzados de cobre, categoría 6, reacción al fuego clase Dca-s2,d2,a2 según UNE-EN 50575, con conductor unifilar de cobre, aislamiento de polietileno y vaina exterior de poliolefina termoplástica LSFH libre de halógenos, con baja emisión de humos y gases corrosivos, de 6,2 mm de diámetro. Incluso accesorios y elementos de sujeción. Incluye: Tendido de cables. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	43,000	2,17	93,31
3.5	3	Inversor Power Electronics SD750 de 400 V y 400 A de Intensidad nominal, para motor de 220 kW. Tarjeta de Comunicaciones Ethernet IP SD75ET. Incluye instalación y reglaje.	3,000	23.690,00	71.070,00
3.6		Filtro Senoidal Torytrans, modelo LCB500, 400 V 220 kW 500 A IP23.	3,000	4.635,00	13.905,00
Total presupuesto parcial nº 3 SISTEMA DE GESTIÓN, CONTROL Y MONITORIZACIÓN:					86.121,06

Presupuesto parcial nº 4 Estudio de seguridad y salud

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
4.1	PA	Partida alzada. Elementos de protección, según estudio básico de seguridad y salud.	1,000	265,23	265,23
Total presupuesto parcial nº 4 Estudio de seguridad y salud:					265,23

Presupuesto parcial nº 5 OBRA CIVIL

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
5.2	PA	Suministro e instalación de casetón prefabricado para paso de instalaciones existente. Totalmente instalado, incluyendo pequeño material auxiliar del mismo y adecuación del terreno.	1,000	1.000,00	1.000,00
Total presupuesto parcial nº 5 OBRA CIVIL:					1.000,00

Presupuesto parcial nº 6 LEGALIZACIÓN

Núm.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
6.1	u	Legalización de una instalación fotovoltaica para autoconsumo con excedentes: -Gestiones con la compañía distribuidora para la solicitud del punto de conexión -Redacción del proyecto de la instalación fotovoltaica para autoconsumo -Emisión del certificado final de la instalación fotovoltaica -Legalización de la instalación ante el Servicio Territorial de Industria y Energía de Valencia	1,000	1.700,00	1.700,00
6.2	u	Inspección inicial de local mojado > 25 kW por Organismo de Control Autorizado	1,000	360,50	360,50
Total presupuesto parcial nº 6 LEGALIZACIÓN:					2.060,50

Presupuesto de ejecución material

	Importe (€)
1 EQUIPOS FOTOVOLTAICOS	389.595,24
2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA	72.142,45
3 SISTEMA DE GESTIÓN, CONTROL Y MONITORIZACIÓN	86.121,06
4 Estudio de seguridad y salud	265,23
5 OBRA CIVIL	1.000,00
6 LEGALIZACIÓN	2.060,50
Total	551.184,48

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de **QUINIENTOS CINCUENTA Y UN MIL CIENTO OCHENTA Y CUATRO EUROS CON CUARENTA Y OCHO CÉNTIMOS.**

Proyecto: PRESUPUESTO TFG COMPLETO

Capítulo	Importe
Capítulo 1 EQUIPOS FOTOVOLTAICOS	389.595,24
Capítulo 2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA	72.142,45
Capítulo 3 SISTEMA DE GESTIÓN, CONTROL Y MONITORIZACIÓN	86.121,06
Capítulo 4 Estudio de seguridad y salud	265,23
Capítulo 5 OBRA CIVIL	1.000,00
Capítulo 6 LEGALIZACIÓN	2.060,50
Presupuesto de ejecución material	551.184,48
13% de gastos generales	71.653,98
6% de beneficio industrial	33.071,07
Suma	655.909,53
21% IVA	137.741,00
Presupuesto de ejecución por contrata	793.650,53

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de SETECIENTOS NOVENTA Y TRES MIL SEISCIENTOS CINCUENTA EUROS CON CINCUENTA Y TRES CÉNTIMOS.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

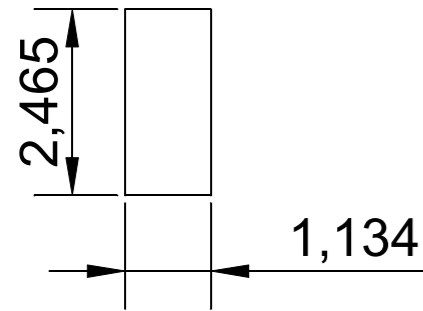


ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

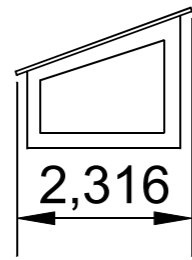
Proyecto de instalación solar fotovoltaica de
700 kW para bombeo de riego agrícola a una
superficie de 370 ha de vid en Utiel

Planos

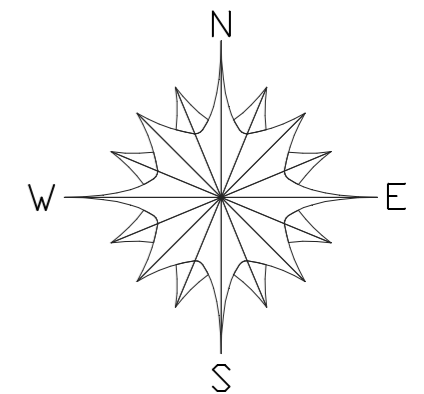
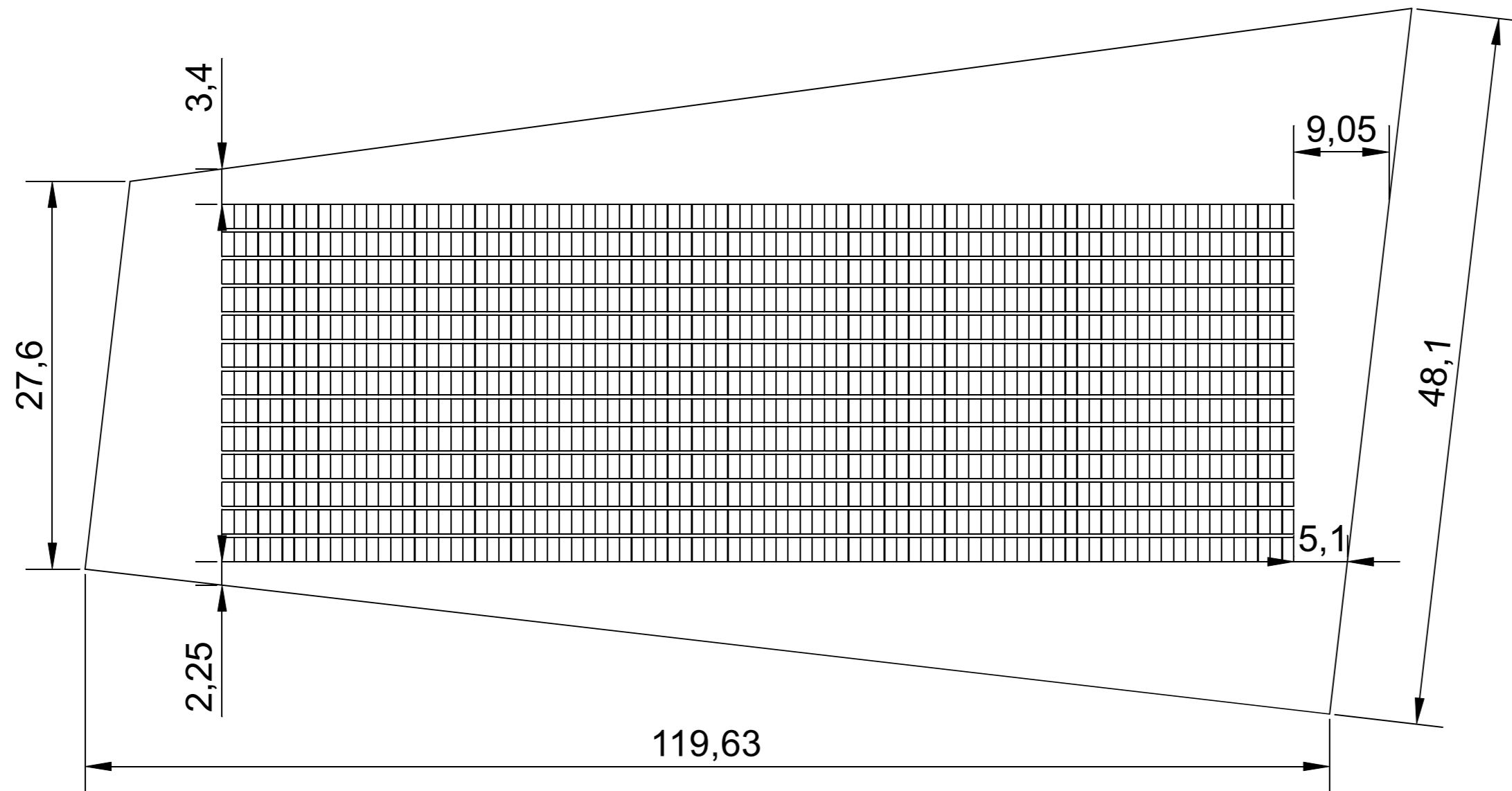
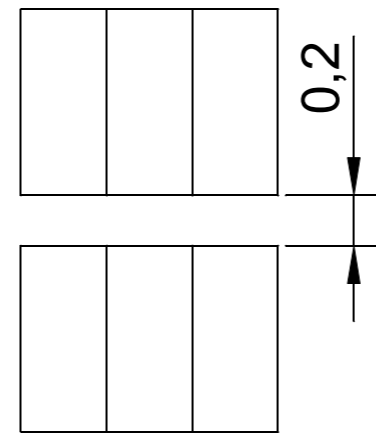
Detalle módulo (1:100)

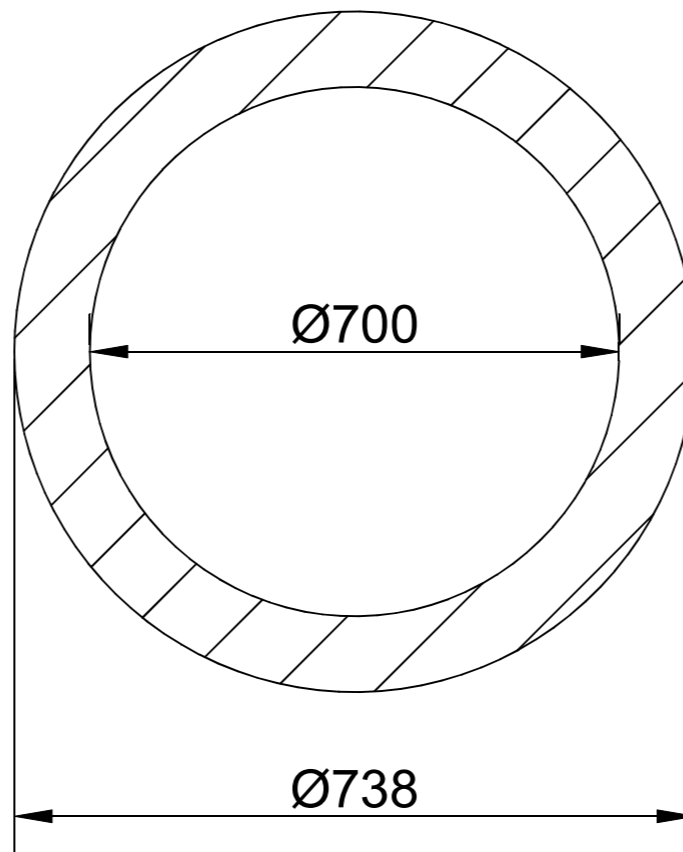


Detalle módulo inclinado (1:100)



Detalle distribución (1:100)







UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de
700 kW para bombeo de riego agrícola a una
superficie de 370 ha de vid en Utiel

ANEXO 1. Hojas de datos

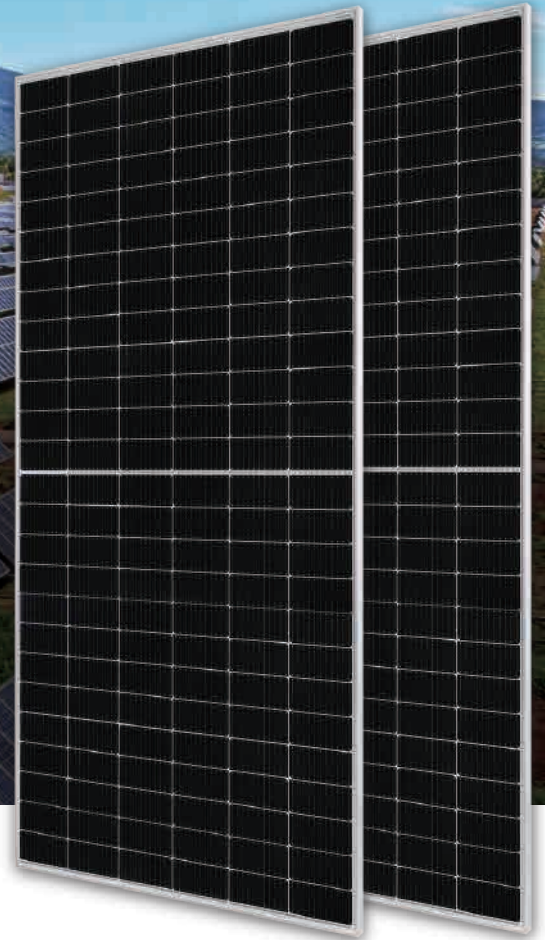
DEEP BLUE 3.0

Mono

605W MBB Half-cell Module
JAM78S30 580-605/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

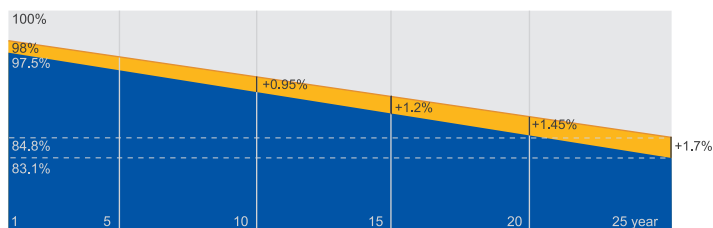


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



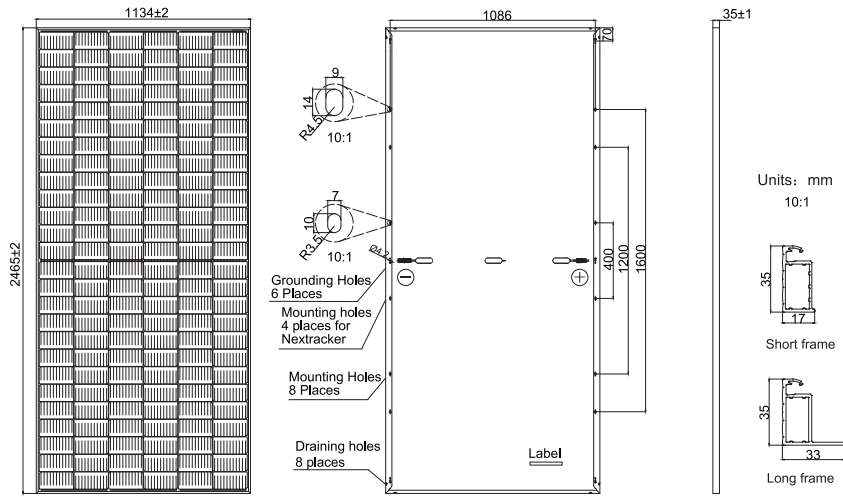
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.1kg
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4-EVO2/ QC 4.10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 496pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.11	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.35	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.84	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.08	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29
Module Efficiency [%]	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5	21.6
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	438	442	446	450	454	458
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.45	50.59	50.72	50.86	51.01	51.17
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42.55	42.69	42.82	42.94	43.07	43.21
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.02	11.07	11.13	11.19	11.25	11.30
Max Power Current(Imp) [A]	10.30	10.36	10.42	10.48	10.54	10.60
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

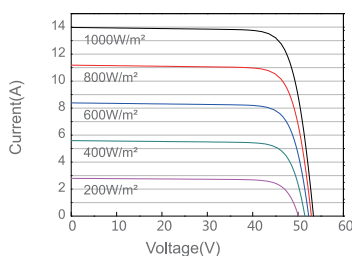
*The mounting installation by 400mm spaced holes is not applicable for JAM78S30 MR.

OPERATING CONDITIONS

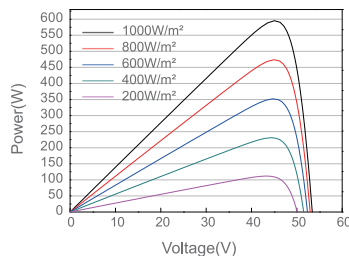
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 °C ~+85 °C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2 °C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

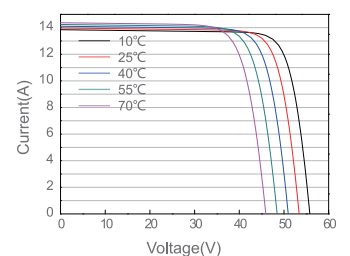
Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Power-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Data sheet



UPA 350-180/04GB+UMA 300-400/22G

Number: ES 5736981

Item no.: 100

Date:

Page: 1 / 9

Operating data

Version no.:

Requested flow rate	828.00 m ³ /h	Actual flow rate	828.00 m ³ /h
Requested developed head	108.20 m	Dev. head without non-return valve	110.17 m
Pumped medium	Water, surface water River water	Efficiency without non-return valve	70.9 %
Pumped medium details	Not containing chemical and mechanical substances which affect the materials	Power absorbed	349.85 kW
Ambient air temperature	40.0 °C	Pump speed of rotation	2942 rpm
Fluid temperature	20.0 °C	Shutoff head	263.61 m
Fluid density	998 kg/m ³	Max. power on curve	354.56 kW
		Min. allow. flow for short term operation	67.02 m ³ /h
Fluid viscosity	1.00 mm ² /s	Min. allow. flow for continuous stable operation	268.07 m ³ /h
Dev. head with non-return valve	110.17 m	Max. allow. flow rate	920.00 m ³ /h
Flow velocity around motor	0.2 m/s	Design	Single system 1 x 100 %

Design

Pump standard	Submersible bore hole pumps	Min. fluid level above pump	5.12 m
Design	Close-coupled	Non return valve	With
Orientation	Vertical	Suction Strainer	With
Design according to standard	Drinking water acc. to ACS	Valve plate drilled	No
Connection standard	Please select	Suction hood	Without
discharge		Bearing pedestal	Without
Discharge nominal dia.	Please select	Max. outside diameter	346.0 mm
Discharge nominal pressure	Please select	Total length of unit	3881.0 mm
Wear ring	Casing wear ring		
Impeller diameter	213.0 mm		

Driver, accessories

Motor size	300D	Type of current	Three phase (3~)
Motor speed	2939 rpm	Drinking water filling	No
Frequency	50 Hz	J2 Winding	Yes
Designed for operation with frequency inverter	No	Cable extension	Connect extension cable in factory
Rated voltage	400 V	Short cable	6xR1+E parallel
Rated power P2	370.00 kW	Short cable cross section	95.00 mm ²
Available reserve	12.81 %	Length of short cable	12.00 m
Rated current	687.5 A	Extension cables designed for installation in open air, laid along a surface.	
Motor enclosure	IP68	Cable shielding	Without
Cos phi at 4/4 load	0.87	Shroud type	Without
Motor efficiency at 4/4 load	89.6 %		
Starting mode	Direct-on-line starting		

Data sheet

The configuration is inconsistent; this printout is possibly incorrect.



Customer item no.:
Communication dated:
Doc. no.: Quick quote
Quantity: 1

Number: ES 5736981
Item no.: 100
Date:
Page: 2 / 9

UPA 350-180/04GB+UMA 300-400/22G

Version no.:

Materials Pump G - Materials Driver G

Notes

General criteria for a water analysis: pH-value $\geq 6,5$; chloride content (Cl) ≤ 250 mg/kg. Chlorine (Cl₂) ≤ 0.6 mg/kg. Ammonium (NH₄⁺) ≤ 2 mg/kg, free of H₂S; Chlorine (Cl₂) ≤ 0.6 mg/kg.

Suction casing (106)	Cast iron EN-GJL-200+without protective coating
Stage casing (108)	Cast iron EN-GJL-200+without protective coating
Pump shaft (211)	Chrome steel 1.4021+QT800
Clockwise impeller (232)	CC480K DW
Thrust bearing housing (354)	Grey cast iron EN-GJL-250

Casing wear ring (502)
Bearing sleeve (529)
Bearing bush (545)
Valve body (751)

Stator (81-59)
Rotor (818)
Motor cable (824)

CrNiMo steel 1.4404
Chrome steel 1.4021+QT800
KHT
Cast iron EN-GJL-200+without protective coating
Stainless steel 1.4571
X2CRNIMON22-5-2-C45+N
CU-rubber

Number: ES 5736981

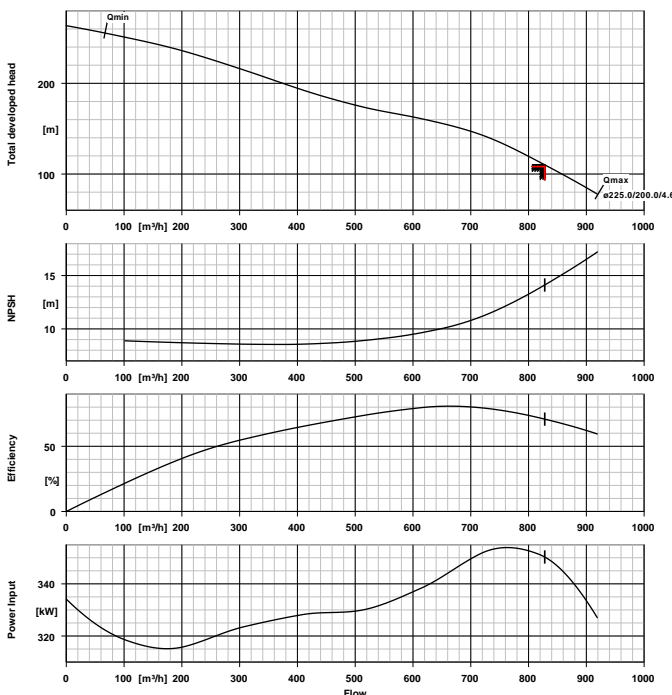
Item no.:100

Date:

Page: 3 / 9

UPA 350-180/04GB+UMA 300-400/22G

Version no.:



Operating data

Pumped medium	Water, surface water River water
Pumped medium details	Not containing chemical and mechanical substances which affect the materials
Ambient air temperature	40.0 °C
Fluid temperature	20.0 °C
Actual flow rate	828.00 m³/h
Dev. head without non-return valve	110.17 m
Efficiency without non-return valve	70.9 %
Power absorbed	349.85 kW
Pump speed of rotation	2942 rpm
Operating pressure (for indicated duty conditions)	25.80 bar.g
Design	Single system 1 x 100 %

Driver, accessories

Motor speed	2939 rpm
Frequency	50 Hz
Designed for operation with frequency inverter	No
Rated voltage	400 V
Rated power P2	370.00 kW
Available reserve	12.81 %
Rated current	687.5 A
Motor enclosure	IP68
Starting mode	Direct-on-line starting
Drinking water filling	No
J2 Winding	Yes
Short cable	6xR1+E parallel
Short cable cross section	95.00 mm²
Length of short cable	12.00 m
Extension cables designed for installation in open air, laid along a surface.	
Cable shielding	Without
Shroud type	Without

Design

Pump standard	Submersible bore hole pumps
Design	Close-coupled
Orientation	Vertical
Design according to standard	Drinking water acc. to ACS
Connection standard discharge	Please select
Discharge nominal dia.	Please select
Discharge nominal pressure	Please select
Impeller diameter	213.0 mm
Min. fluid level above pump	5.12 m
Non return valve	With
Suction Strainer	With
Valve plate drilled	No
Suction hood	Without
Bearing pedestal	Without
Max. outside diameter	346.0 mm
Total length of unit	3881.0 mm

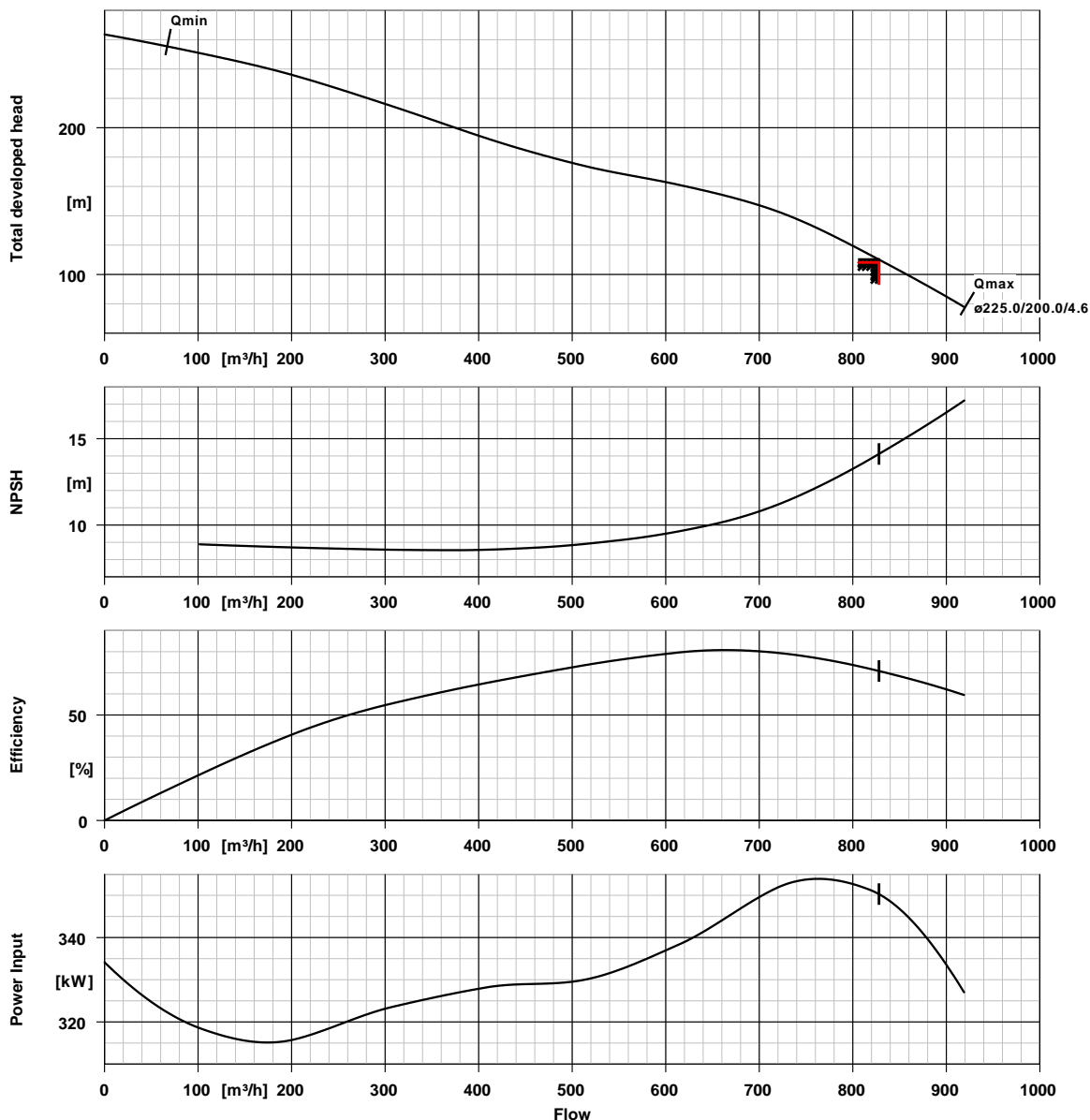
Materials Pump G - Materials Driver G

Notes	
Suction casing (106)	Cast iron EN-GJL-200+without protective coating
Stage casing (108)	Cast iron EN-GJL-200+without protective coating
Pump shaft (211)	Chrome steel 1.4021+QT800
Clockwise impeller (232)	CC480K DW

Number: ES 5736981
 Item no.:100
 Date:
 Page: 4 / 9

UPA 350-180/04GB+UMA 300-400/22G

Version no.:



Curve data

Speed of rotation	2942 rpm	Efficiency without non-return valve	70.9 %
Fluid density	998 kg/m ³	Power absorbed	349.85 kW
Viscosity	1.00 mm ² /s	NPSHR	14.12 m
Flow rate	828.00 m ³ /h	Curve number	K3400.52.27/st3
Requested flow rate	828.00 m ³ /h	Effective impeller diameter	213.0 mm
Requested developed head	108.20 m	Acceptance standard	Tolerance to ISO 9906 Cl. 2B
Dev. head without non-return valve	110.17 m		

Number: ES 5736981

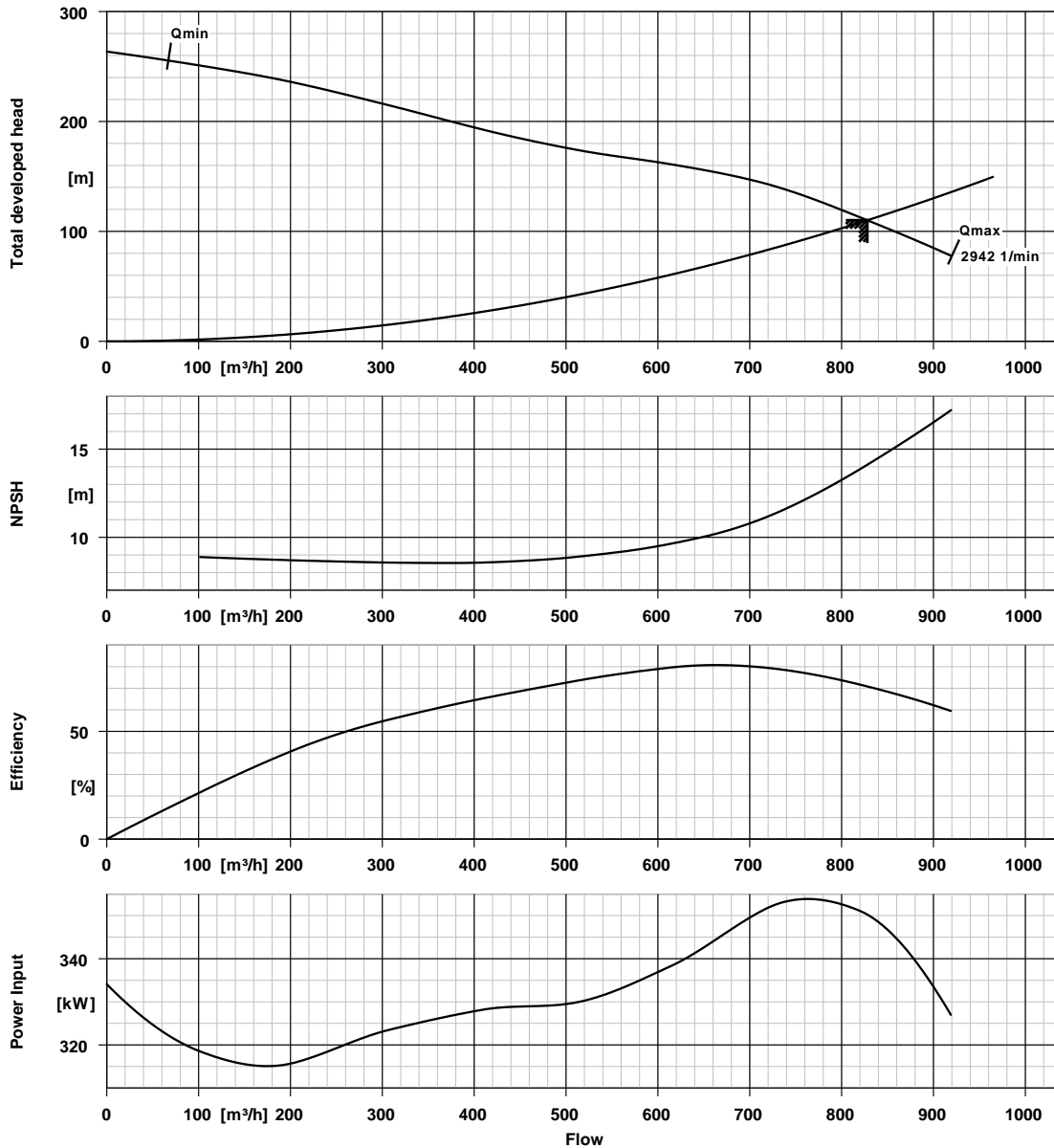
Item no.:100

Date:

Page: 5 / 9

UPA 350-180/04GB+UMA 300-400/22G

Version no.:



Curve data

Fluid density	998 kg/m^3	Requested flow rate	828.00 m^3/h
Viscosity	1.00 mm^2/s	Requested developed head	108.20 m
Flow rate	828.00 m^3/h	Effective impeller diameter	213.0 mm

Number: ES 5736981
 Item no.:100
 Date:
 Page: 6 / 9

UPA 350-180/04GB+UMA 300-400/22G

Version no.:

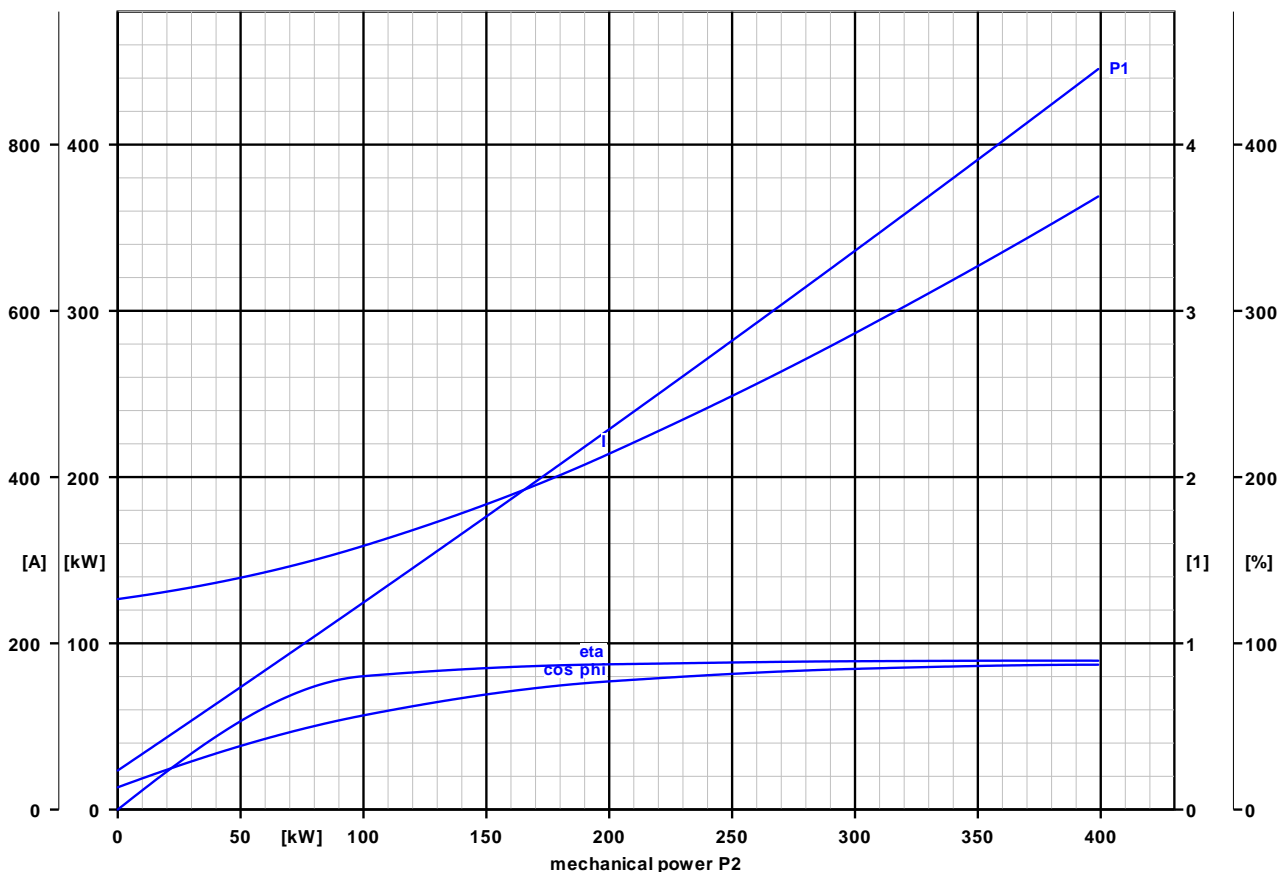
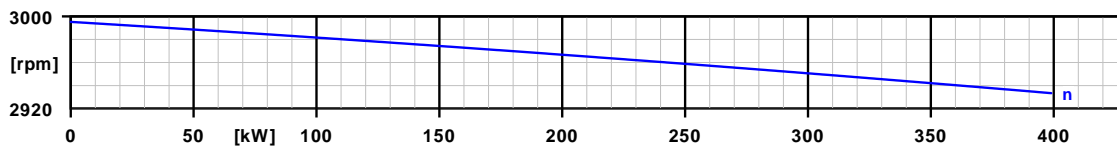
Motor data

Motor manufacturer	KSB	Rated current	687.5 A
Motor size	300D	Rated speed	2933 rpm
Motor construction type	Water-filled suble squirrel-cage motor	Starting mode	Direct-on-line starting
		Cable standard	VDE
Rated voltage	400 V	Switching frequency	5.00 1/h
Frequency	50 Hz		
Motor power	370.00 kW		

Curve data

The no-load point is not a guarantee point within the meaning of IEC 60034

Load	0.0 %	25.0 %	50.0 %	75.0 %	100.0 %
P2	0.00 kW	100.00 kW	200.00 kW	300.00 kW	400.00 kW
n	2995 rpm	2982 rpm	2967 rpm	2951 rpm	2933 rpm
P1	23.51 kW	124.60 kW	228.81 kW	336.14 kW	446.58 kW
I	253.3 A	317.3 A	428.2 A	573.1 A	739.5 A
Eta	0.0 %	80.3 %	87.4 %	89.2 %	89.6 %
cos phi	0.13	0.57	0.77	0.85	0.87



Installation plan



UPA 350-180/04GB+UMA 300-400/22G

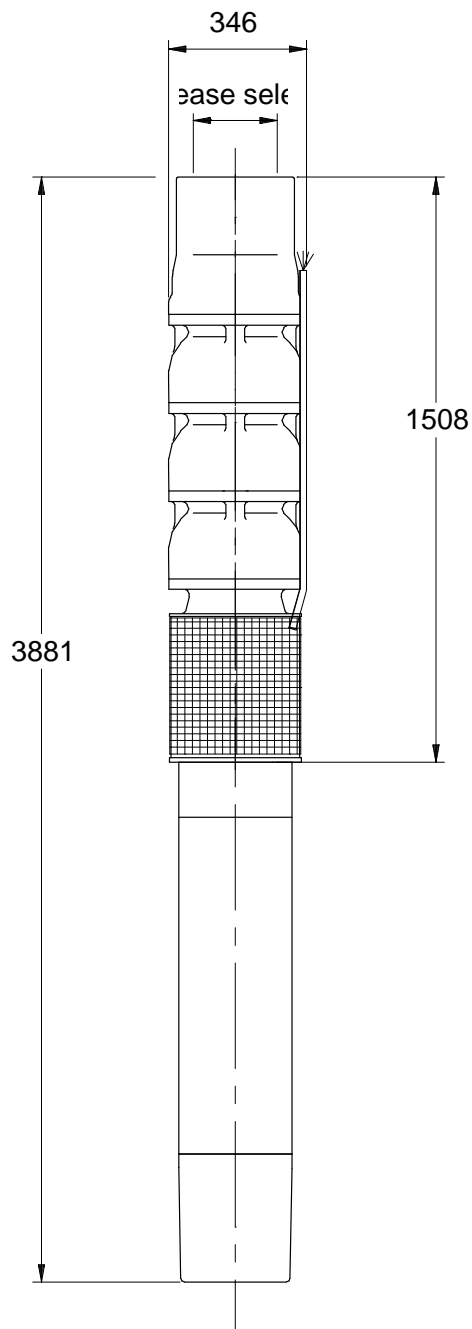
Number: ES 5736981

Item no.:100

Date:

Page: 7 / 9

Version no.:



Drawing is not to scale

Dimensions in mm



Number: ES 5736981

Item no.:100

Date:

Page: 8 / 9

UPA 350-180/04GB+UMA 300-400/22G

Version no.:

Motor

Motor manufacturer	KSB
Motor size	300D
Motor power	370.00 kW
Number of poles	2
Speed of rotation	2939 rpm

Note: The dimensions shown reflect the actual stage number. The drawing is only symbolic.

Connect pipes without stress or strain!

Connections

Discharge nominal size DN2	Please select / Please select
Rated pressure disch.	Please select

Weight net

shroud	0 kg
Pump	270 kg
Motor, cable	835 kg
Total	1105 kg

For auxiliary connections see separate drawing.

Connection plan



Number: ES 5736981

Item no.:100

Date:

Page: 9 / 9

UPA 350-180/04GB+UMA 300-400/22G

Version no.:

270VAC - MPPT range 430Vdc-820Vdc										
		FRAME 1 - FS		FRAME 2 - FS			FRAME 3 - FS			
Number of Modules		2	3	4	5	6	7	8	9	10
FREESUN HE		0200_H	0300_H	0400_H	0500_H	0600_H	0700_H	0800_H	900_H	1000_H
OUTPUT	Nominal AC Output Power(kVA) ^[1]	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
	Rated Output Power (+10%) (kVA) ^[2]	220	330	440	550	660	770	880	990	1100
	Operating Grid Voltage(VAC)	270VAC (± 10%)								
	Operating Range, Grid Frequency	50Hz – 60Hz								
	Voltage Ripple, PV Voltage	< 3%								
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% at nominal power								
	Power Factor (cosine phi)	0.90 leading ... 0.90 lagging adjustable								
INPUT	DC Voltage Range MPPT (VDC) ^[3]	430V-820V								
	Max. permissible DC voltage	900V, 1000V(Optional)								
	Max. permissible DC current (A)	480	720	960	1200	1440	1680	1920	2160	2400
	Max. Recommended PV peak power (kWp) (+20%)	240	360	480	600	720	840	960	1080	1200
	N° of DC connections (per pole)	8	12	16	20	24	28	32	36	40
	Max. cable section (mm ²) ^[4]	240 mm ²								
EFFICIENCY	Max. Efficiency P _{AC} , nom (η)	98.6%			98.6%			98.6%		
	Euroeta (η)	98.2%			98.3%			98.4%		
	Californian efficiency (η)	98.0%			98.1%			98.2%		
	Max. Standby Consumption (P _{night})	< approx. 120W			< approx. 240W			< approx. 400W		
AUXILIARY SUPPLY	Control Power	HE Series								
	Supply	HEC Series								
	Max. Power Consumption	1400W			2760W			4600W		
CABINET	Dimensions [WxHxD] mm	HE Series	2100 x 2150 x 1020			3372 x 2150 x 1020			5260 x 2150 x 1020	
		HEC Series	2440 x 2270 x 1319			3712 x 2270 x 1319			5600 x 2270 x 1319	
	Weight (kg)	HE Series	1650			2900			4500	
		HEC Series	1815			3190			4950	
	Air Flow	Intake through rear lower part blown out through upper side								
Type of ventilation	Forced									
ENVIRONMENT	Degree of protection	HE Series			Indoor IP21			HEC Series		
	Permissible Ambient Temperature ^[5]	-20°C ... +50°C								
	Relative Humidity, non-condensing	10% to 95%								
	Max. Altitude (above sea level) ^[5]	1000m; >1000m power derating 1% S _n (kVA) per 100m								
	Noise level ^[6]	< 79 dBA								
CONTROL INTERFACE	Communication	RS232 / RS485 / USB / Ethernet, (Modbus RTU Protocol, Modbus TCP/IP, Optional GSM / GPRS)								
	Digital Inputs	2 programmable inputs. Galvanically isolated.								
	Analogue Inputs	2 programmable and differential inputs; (0-20mA or ± 10mV to ± 10V) and PT100								
	String Supervisor Communication	RS485 / Modbus RTU								
	Digital Outputs	2 electrically-isolated programmable switched relays (250VAC, 8A or 30 VDC, 8A)								
	Analogue Outputs	1 Analogue output galvanically isolated.								
PROTECTIONS	Ground Fault Monitoring ^[7]	Standard built in								
	Heating Resistors	HE Series			Optional			HEC Series		
	Emergency Stop	Optional								
	General AC on-load switch disconn.	Standard								
	AC contactor	standard in each module								
	AC Circuit Breaker	standard in each module								
	DC Motorized Circuit Breaker	MCB. Motorized built in as standard in each module								
	General DC power switch	Optional								
	DC General Fuses	Optional								
	Overvoltage Protection	DC and AC Inverter and Auxiliary Supply type II - Internal Standard								
Lightning Protections	Optional (Integrated in the inverter)									

[1] Values at 50°C.

[2] Maximum ambient temperature 40°C.

[3] Values at 1.05·Vac nom and cos φ= 1.

[4] Maximum DC cable section per connection and pole. The installer must also consider for the cable selection the factors such as length of cable for each installation, environmental conditions, aluminium conductors, installation methods and requirements set out in current regulations applicable in the country of installation.

[5] Other characteristics consult with Power Electronics.

[6] Sound pressure level at a distance of 1m from the rear part.

[7] In cases where the installation has the positive pole or the negative pole earth connected, this protection will be disconnected.

		FREESUN HE & HEC SERIES
REGULATIONS	CE conformity	EMC Directive 2004/108/CE
	EMC	EN 61000-6-2,-4; EN 61000-3-4
	Safety	IEC/EN 62109-1; IEC 62109 -2
	Grid Connection	
	Germany	BDEW MV Guideline
	Spain	RD 1699/2011, P.O. 12.3
	Italy	CEI 0-16 [8]
	France	Arête du 23/04/08
	United Kingdom	G59/2
	Other countries and regulations [9]	Consult Power Electronics.

[8] For the entire fulfilment of regulation CEI 0-16 it is required to add the following external protection devices approved by ENEL, in the medium voltage side:

- General Protection Device (according to DK 5600)
- Interface Protection Device (according to DK 5740)

The customer is responsible of both the correct selection and installation of these devices.

[9] Israel Electrical Company listing on process.

2.CONFIGURATION TABLE

EXAMPLE. CODE: FS 0100 O T 09 A V 4 F R 20 1

		LVT SERIES	HE SERIES
FS	FREESUN SERIES		
0100	Output Power	080	80kW
		0100	100 kW
	
O	Inverter Location	I	Indoor
		O	Outdoor
		C	Outdoor - Concrete Cabinet HES Outdoor - Single Skin HEC
T	Isolating Transformer	T	Low Voltage Transformer (LVT Series)
		H	High Efficiency Inverter (HE SERIES)
09	Maximum input voltage	09	900VDC
		10	1000VDC
A	Isolating monitoring	A	Adjustable isolation between (+), (-) and earth.
		N	Negative of the photovoltaic installation earth connected.
		P	Positive of the photovoltaic installation earth connected.
V	Lightning and overvoltage protections	N	Without overvoltage protection
		V	With AC and DC overvoltage protection
		R	With AC and DC overvoltage protection and lightning protection
4	Maximum power point tracker range (MPPT)	1	- From 565-820V Transformer connection to 360 VAC
		2	- From 520-820V Transformer connection to 330 VAC
		3	- From 475-820V Transformer connection to 300 VAC
		4	From 430V to 820V - Transformer connection to 270VAC
		5	From 405 to 820V Transformer connection to 240VAC
		...	Under request ^[1]
F	String Supervisor supply	N	Not included
		F	With auxiliary 24VDC power supply for String Supervisor 8 (SFS08)
R	Heating Resistors	N	Not included
		R	With heating resistors
20	Medium Voltage Output	15	- 15kV
		20	- 20kV
		22	- 22kV
		24	- 24kV
		30	- 30kV
		...	Under request ^[1]
1	MPPT Configuration ^[2]	1	- 1MPPT
		2	- 2MPPT
	
		0	- 10MPPT

[1] For other voltages consult with Power Electronics.

[2] The maximum number of MPPTs depends on the number of modules implemented in each inverter with a maximum of one MPPT per module. This is an optional kit configured according to the MPPT number.

3. STANDARD RATINGS

FRAME	REFERENCE	INPUT			OUTPUT		
		Max. PV Power (P _{PV})	DC Voltage Range MPPT (VDC) [2]	Max. DC current (A)	Nominal AC Output Power (P _{AC}) [1]	Operating Grid Voltage ±10% (V _{AC})	Nominal AC Current (I _{AC, nom})
1	FS0200□H□□□4□□	240kWp	430V-820V	480A	200kVA	270V	428A
	FS0230□H□□□3□□	270kWp	475V-820V	500A	230kVA	300V	438A
	FS0250□H□□□2□□	300kWp	520V-820V	500A	250kVA	330V	438A
	FS0280□H□□□1□□	330kWp	565V-820V	500A	280kVA	360V	444A
	FS0300□H□□□4□□	360kWp	430V-820V	720A	300kVA	270V	642A
	FS0340□H□□□3□□	410kWp	475V-820V	750A	340kVA	300V	657A
	FS0380□H□□□2□□	450kWp	520V-820V	750A	380kVA	330V	657A
2	FS0420□H□□□1□□	500kWp	565V-820V	750A	420kVA	360V	667A
	FS0400□H□□□4□□	480kWp	430V-820V	960A	400kVA	270V	856A
	FS0460□H□□□3□□	550kWp	475V-820V	1000A	460kVA	300V	876A
	FS0501□H□□□2□□	600kWp	520V-820V	1000A	500kVA	330V	876A
	FS0560□H□□□1□□	670kWp	565V-820V	1000A	560kVA	360V	889A
	FS0500□H□□□4□□	600kWp	430V-820V	1200A	500kVA	270V	1070A
	FS0570□H□□□3□□	680kWp	475V-820V	1250A	570kVA	300V	1095A
	FS0630□H□□□2□□	750kWp	520V-820V	1250A	630kVA	330V	1095A
	FS0701□H□□□1□□	830kWp	565V-820V	1250A	700kVA	360V	1111A
	FS0600□H□□□4□□	720kWp	430V-820V	1440A	600kVA	270V	1284A
	FS0680□H□□□3□□	820kWp	475V-820V	1500A	680kVA	300V	1314A
3	FS0750□H□□□2□□	900kWp	520V-820V	1500A	750kVA	330V	1314A
	FS0830□H□□□1□□	1000kWp	565V-820V	1500A	830kVA	360V	1333A
	FS0700□H□□□4□□	840kWp	430V-820V	1680A	700kVA	270V	1498A
	FS0801□H□□□3□□	960kWp	475V-820V	1750A	800kVA	300V	1533A
	FS0880□H□□□2□□	1050kWp	520V-820V	1750A	880kVA	330V	1533A
	FS0970□H□□□1□□	1170kWp	565V-820V	1750A	970kVA	360V	1555A
	FS0800□H□□□4□□	960kWp	430V-820V	1920A	800kVA	270V	1712A
	FS0910□H□□□3□□	1090kWp	475V-820V	2000A	910kVA	300V	1752A
	FS1001□H□□□2□□	1200kWp	520V-820V	2000A	1000kVA	330V	1752A
	FS1110□H□□□1□□	1330kWp	565V-820V	2000A	1110kVA	360V	1778A
	FS0900□H□□□4□□	1080kWp	430V-820V	2160A	900kVA	270V	1926A
	FS1030□H□□□3□□	1230kWp	475V-820V	2250A	1030kVA	300V	1971A
	FS1130□H□□□2□□	1350kWp	520V-820V	2250A	1130kVA	330V	1971A
	FS1250□H□□□1□□	1500kWp	565V-820V	2250A	1250kVA	360V	2000A
	FS1000□H□□□4□□	1200kWp	430V-820V	2400A	1000kVA	270V	2140A
FS1140□H□□□3□□	1370kWp	475V-820V	2500A	1140kVA	300V	2190A	
FS1251□H□□□2□□	1500kWp	520V-820V	2500A	1250kVA	330V	2190A	
FS1390□H□□□1□□	1670kWp	565V-820V	2500A	1390kVA	360V	2222A	

# Modules	MPPT Range (VDC) [2]				Nominal AC Output Power (kVA)[1]
	430V-820V	475V-820V	520V-820V	565V-820V	
2	200kVA	230kVA	250kVA	280kVA	
3	300kVA	340kVA	380kVA	420kVA	
4	400kVA	460kVA	500kVA	560kVA	
5	500kVA	570kVA	630kVA	700kVA	
6	600kVA	680kVA	750kVA	830kVA	
7	700kVA	800kVA	880kVA	970kVA	
8	800kVA	910kVA	1000kVA	1110kVA	
9	900kVA	1030kVA	1130kVA	1250kVA	
10	1000kVA	1140kVA	1250kVA	1390kVA	
AC Output Voltage	270Vac	300Vac	330Vac	360Vac	

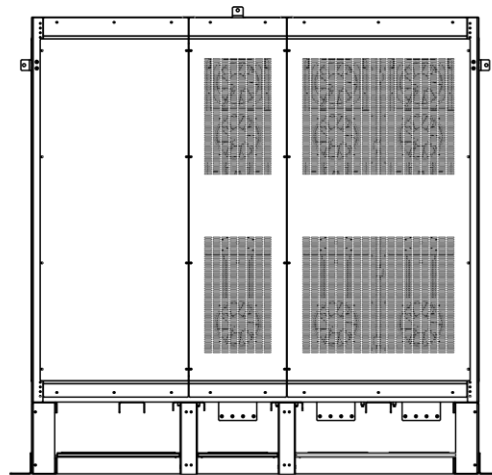
[1] Values at 50°C, 50Hz

[2] Values at 1.05·Vac nom and cos Φ= 1.

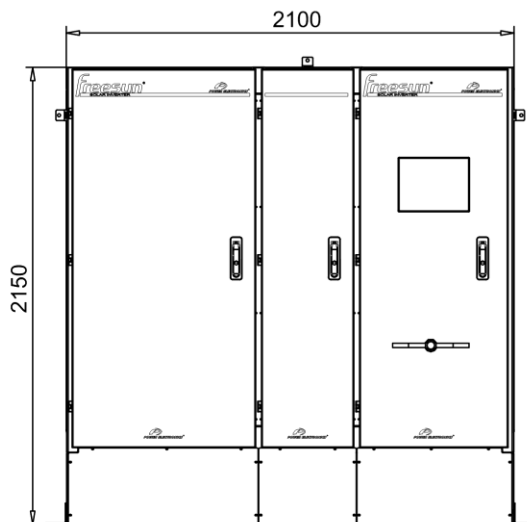
4. DIMENSIONS HE SERIES

4.1. Frame 1

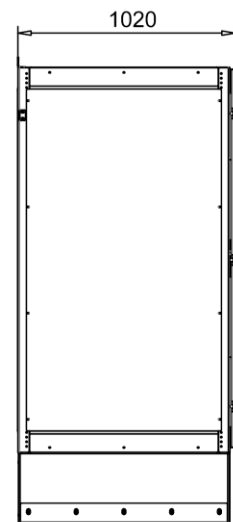
FRAME	REFERENCES	DIMENSIONS (mm)			WEIGHT (kg)
		HEIGHT (H)	WIDTH (W)	DEPTH (D)	
1	FS0200IH, FS0230IH, FS0250IH, FS0280IH, FS0300IH, FS0340IH, FS0380IH, FS0420IH	2150	2100	1020	1650



REAR VIEW



FRONT VIEW



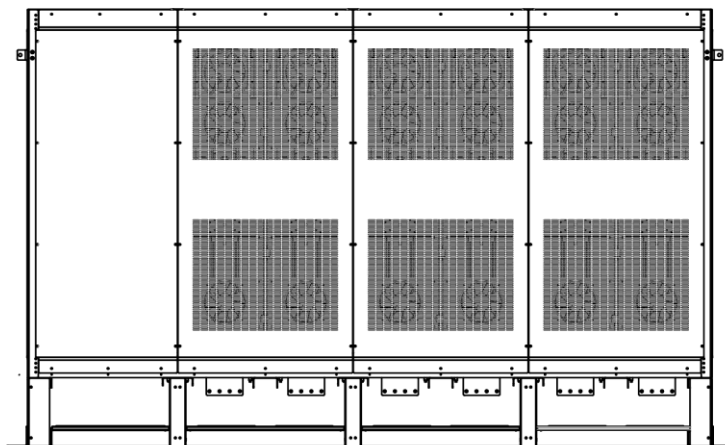
RIGHT SIDE VIEW

FSDTD0025CI

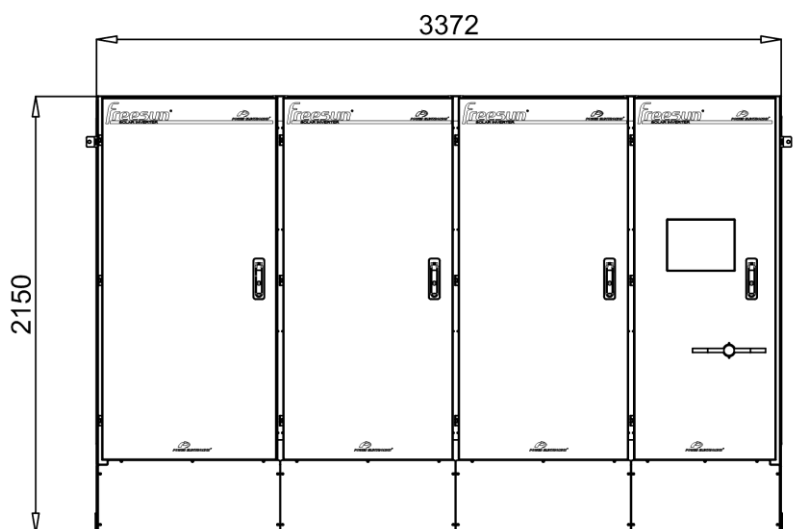
Figure 4.1 Dimensions Freesun HE Series Frame 1

4.2. Frame 2

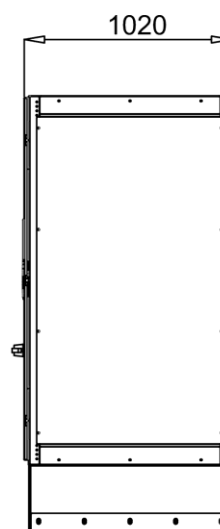
FRAME	REFERENCES	DIMENSIONS (mm)			WEIGHT (kg)
		HEIGHT (H)	WIDTH (W)	DEPTH (D)	
2	FS0400IH,FS0460IH,FS0501IH,FS0560IH,FS0500IH,FS0570IH,FS0630IH,FS0701IH,FS0600IH,FS0680IH,FS0750IH,FS0830IH	2150	3372	1020	2900



REAR VIEW



FRONT VIEW



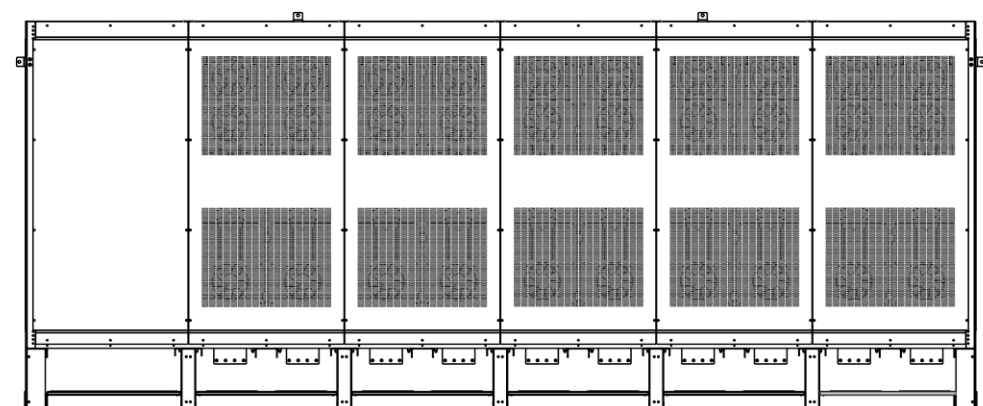
RIGHT SIDE VIEW

FSDTD0026BI

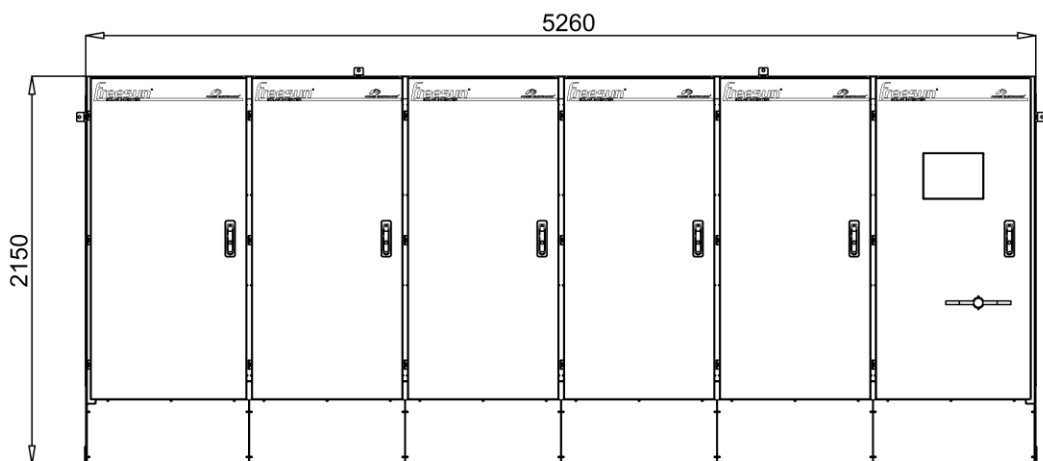
Figure 4.2 Dimensions Freesun HE Series Frame 2

4.3. Frame 3

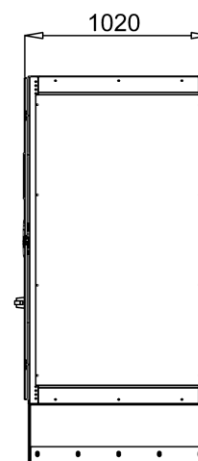
FRAME	REFERENCE	DIMENSIONS (mm)			WEIGHT (kg)
		HEIGHT (H)	WIDTH (W)	DEPTH (D)	
3	FS0700IH,FS0801IH,FS0880IH,FS0970IH,FS0800IH,FS0910IH,FS1001IH,FS1110IH,FS0900IH,FS1030IH,FS1130IH,FS1251IH,FS1000IH,FS1140IH,FS1250IH,FS1390IH	2150	5260	1020	4500



REAR VIEW



FRONT VIEW



RIGHT SIDE VIEW

FSDTD0022BI

Figure 4.3 Dimensions Freesun HE Series Frame 3

5. DIMENSIONS HEC SERIES

5.1. Frame 1

FRAME	REFERENCE	DIMENSIONS (mm)			WEIGHT (kg)
		HEIGHT (H)	WIDTH (W)	DEPTH (D)	
1	FS0200CH, FS0230CH, FS0250CH, FS0280CH, FS0300CH, FS0340CH, FS0380CH, FS0420CH	2270	2440	1319	1815

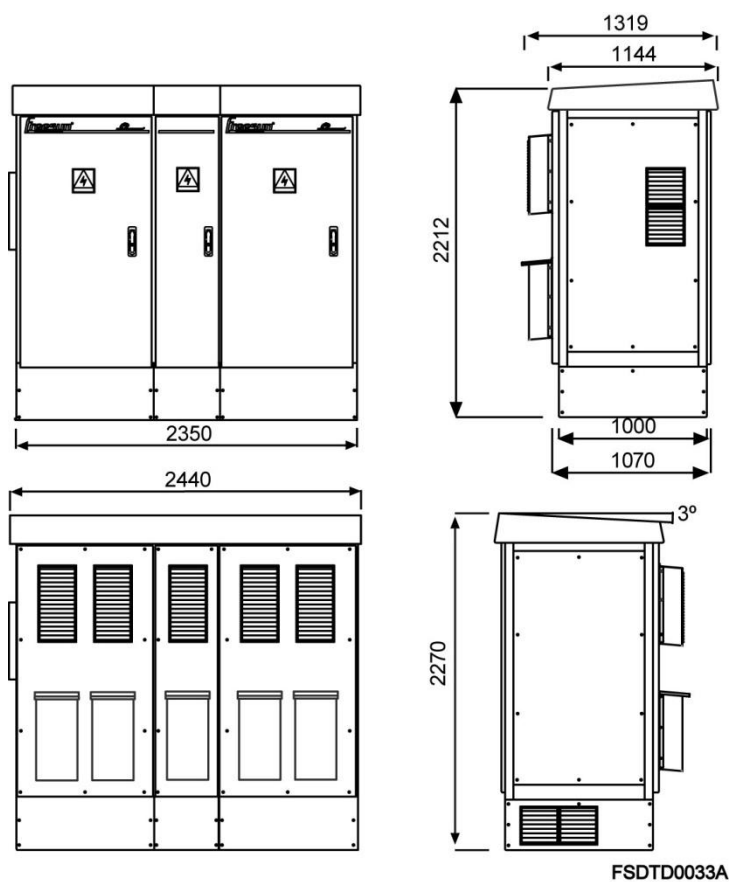


Figure 5.1 Freesun HEC Series – Frame 1: general dimensions

5.2. Frame 2

FRAME	REFERENCE	DIMENSIONS (mm)			WEIGHT (kg)
		HEIGHT (H)	WIDTH (W)	DEPTH (D)	
2	FS0400CH,FS0460CH,FS0501CH,FS0560CH,FS0500CH,FS0570CH,FS0630CH,FS0701CH,FS0600CH,FS0680CH,FS0750CH,FS0830CH	2270	3712	1319	3190

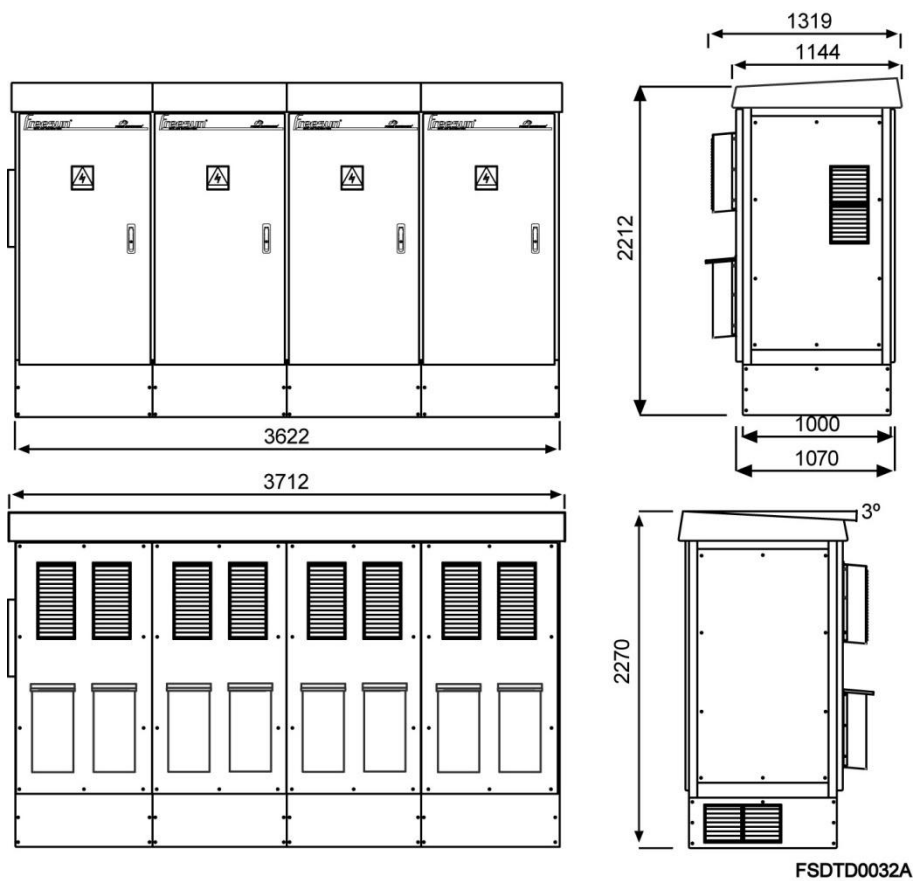


Figure 5.2 Freesun HEC Series – Frame 2: general dimensions

5.3. Frame 3

FRAME	REFERENCE	DIMENSIONS (mm)			WEIGHT (kg)
		HEIGHT (H)	WIDTH (W)	DEPTH (D)	
3	FS0700CH,FS0801CH,FS0880CH,FS0970CH,FS0800CH,FS0910CH,FS1001CH,FS1110CH,FS0900CH,FS1030CH,FS1130CH,FS1251CH,FS1000CH,FS1140CH,FS1250CH,FS1390CH	2270	5600	1319	4500

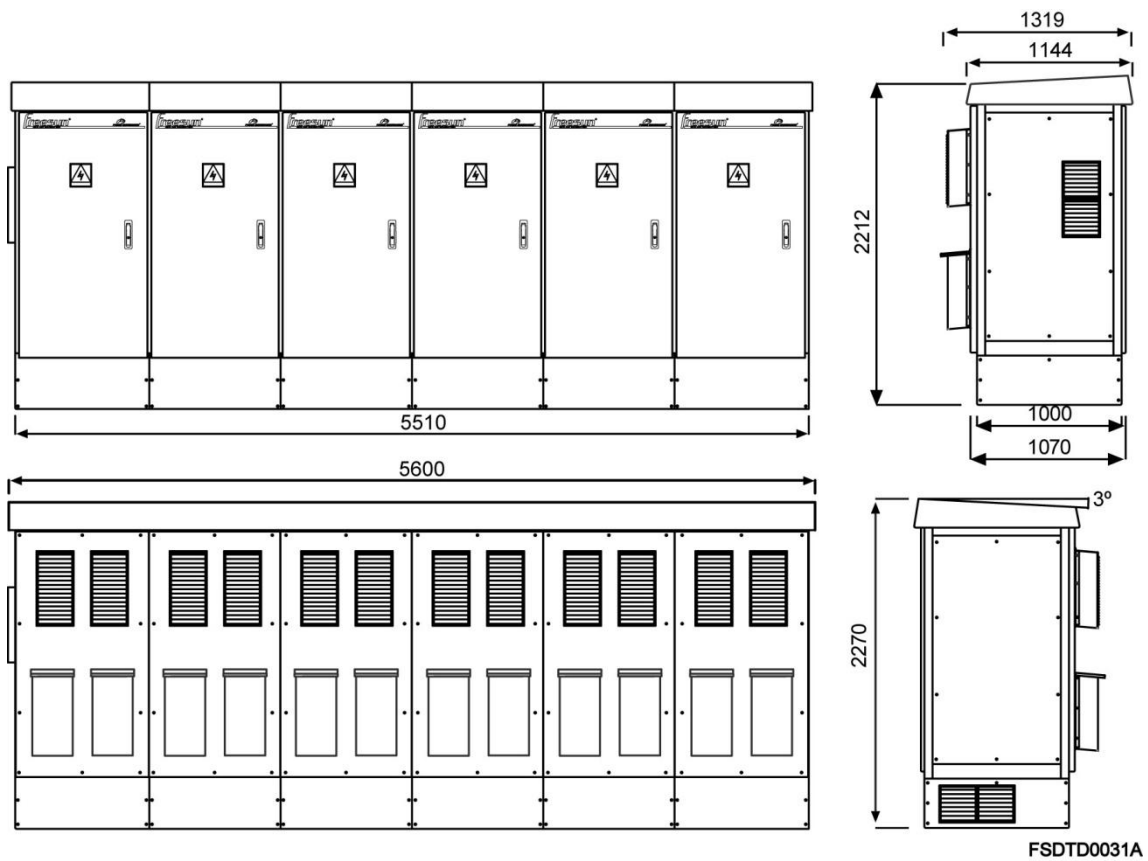
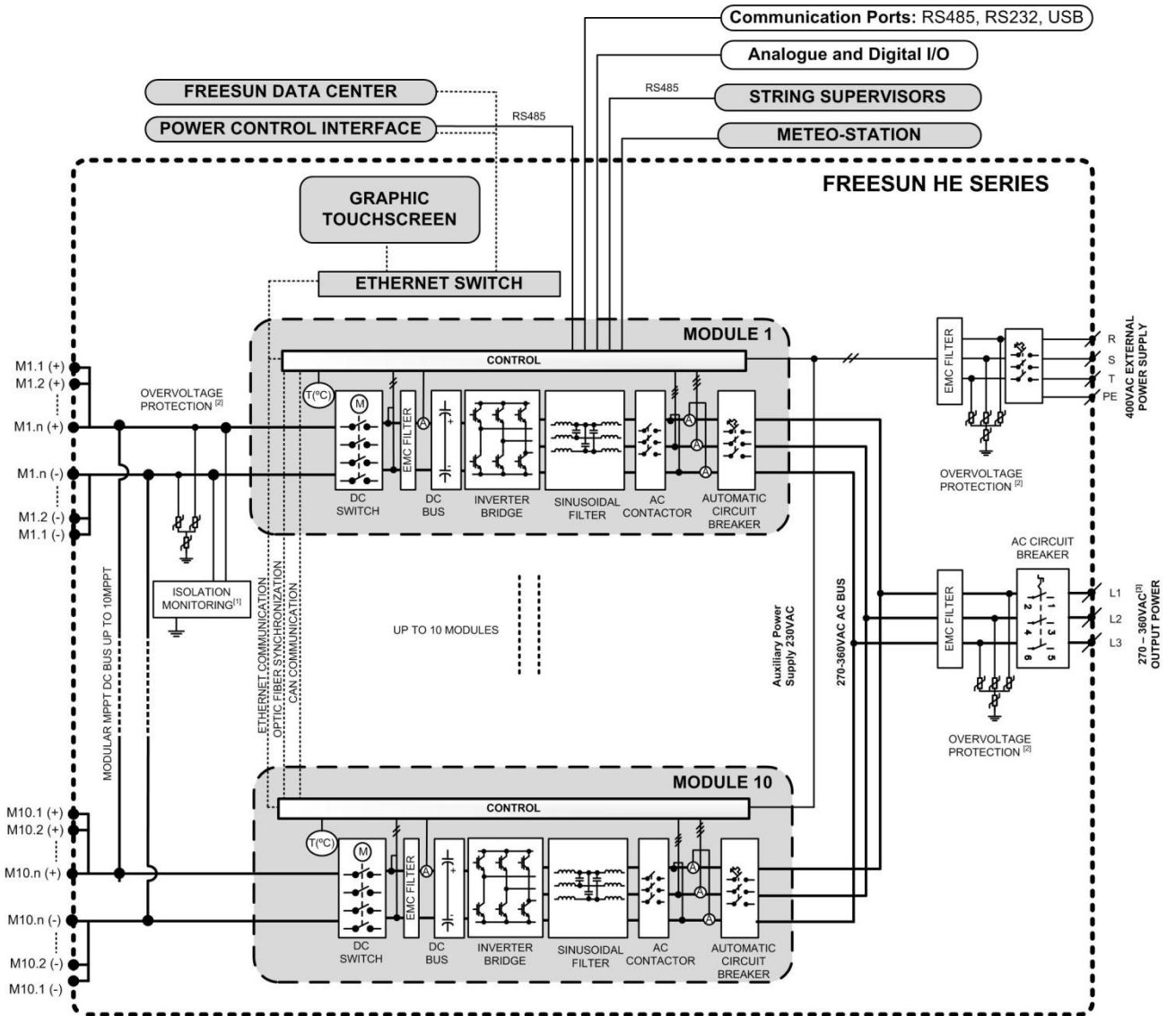


Figure 5.3 Dimensions Freesun HEC Series Frame 3

6. OPERATIONAL DIAGRAM

6.1. FREESUN HE



[1] In positive pole or negative pole earth connected installations, the protection must be disconnected.
 [2] Optional AC and DC lightning protection.
 [3] For higher output voltage, please consult Power Electronics.

FSDTG0007BI

Figure 6.1 Freesun HE Series Operational Diagram

6.2. FREESUN HEC

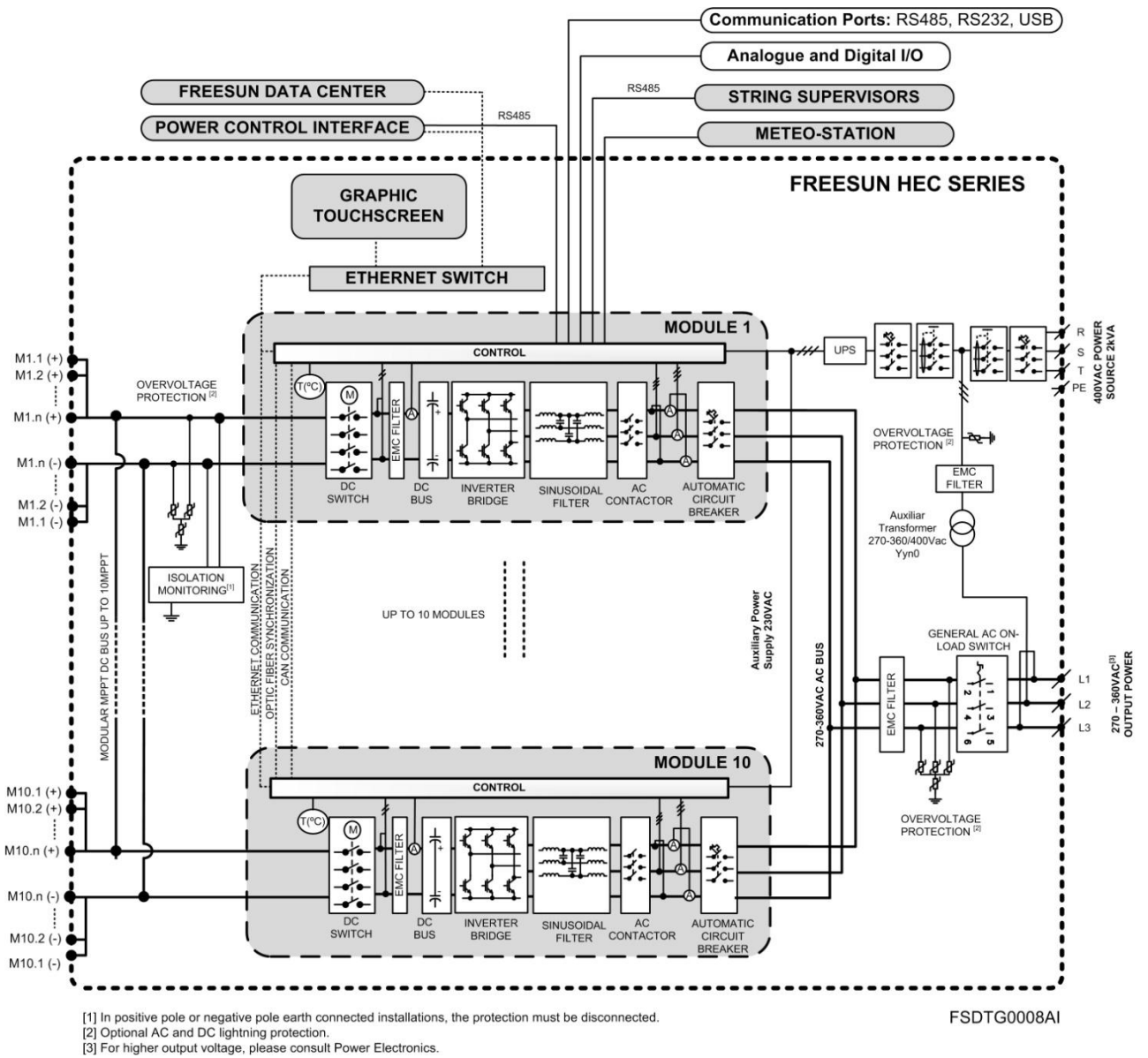


Figure 6.2 Freesun HEC Series Operational Diagram



POWER ELECTRONICS[®]

www.powerelectronics.es | www.power-electronics.com

24 Hours Technical Assistance 365 days a year

+34 96 136 65 57

HEADQUARTER • VALENCIA • SPAIN	
C/ Leonardo da Vinci, 24 – 26 • Parque Tecnológico • 46980 – PATERNA • VALENCIA • ESPAÑA Tel. 902 40 20 70 • Tel. (+34) 96 136 65 57 • Fax (+34) 96 131 82 01	
BRANCHES	
CATALONIA	BARCELONA • Avda. de la Ferrería, 86-88 • 08110 • MONTCADA I REIXAC Tel. (+34) 96 136 65 57 • Fax (+34) 93 564 47 52
	LLEIDA • C/ Terrasa, 13 • Bajo • 25005 • LLEIDA Tel. (+34) 97 372 59 52 • Fax (+34) 97 372 59 52
CANARY ISLANDS	LAS PALMAS • C/ Juan de la Cierva, 4 • 35200 • TELDE Tel. (+34) 928 68 26 47 • Fax (+34) 928 68 26 47
LEVANT	VALENCIA • Leonardo da Vinci, 24-26 • Parque tecnológico • 46980 • PATERNA Tel. (+34) 96 136 65 57 • Fax (+34) 96 131 82 01
	CASTELLÓN • C/ Juan Bautista Poeta • 2º Piso • Puerta 4 • 12006 • CASTELLÓN Tel. (+34) 96 136 65 57
	MURCIA • Pol. Residencial Santa Ana • Avda. Venecia, 17 • 30319 • CARTAGENA Tel. (+34) 96 853 51 94 • Fax (+34) 96 812 66 23
NORTH	VIZCAYA • Parque de Actividades • Empresariales Asuarán • Edificio Asúa, 1º B • Ctra. Bilbao • Plencia • 48950 • ERANDIO • Tel. (+34) 96 136 65 57 • Fax (+34) 94 431 79 08
CENTRE	MADRID • Avda. Rey Juan Carlos I, 98, 4º C • 28916 • LEGANÉS Tel. (+34) 96 136 65 57 • Fax (+34) 91 687 53 84
SOUTH	SEVILLA • C/Arquitectura, Bloque 6 • Planta 5ª • Módulo 2 • Parque Empresarial Nuevo Torneo • 41015 • SEVILLA Tel. (+34) 95 451 57 73 • Fax (+34) 95 451 57 73
INTERNATIONAL SUBSIDIARIES	
GERMANY	Power Electronics Solar GmbH • Dieselstrasse, 77 • D-90441 • NÜRNBERG • GERMANY Tel. (+49) 911 99 43 99 0 • Fax (+49) 911 99 43 99 8
AUSTRALIA	Power Electronics Australia Pty Ltd • U6, 30-34 Octal St, Yatala, • BRISBANE, QUEENSLAND 4207 • P.O. Box 6022, Yatala DC, Yatala Qld 4207 • AUSTRALIA Tel. (+61) 7 3386 1993 • Fax (+61) 7 3386 1993
BRAZIL	Power Electronics Brazil Ltda • Av. Imperatriz Leopoldina, 263 – conjunto 25 • CEP 09770-271 • SÃO BERNARDO DO CAMPO - SP • BRASIL • Tel. (+55) 11 5891 9612 • Tel. (+55) 11 5891 9762
CHILE	Power Electronics Chile Ltda • Los Productores # 4439 – Huechuraba • SANTIAGO • CHILE Tel. (+56) (2) 244 0308 • 0327 • 0335 • Fax (+56) (2) 244 0395
	Oficina Petronila # 246, Casa 19 • ANTOFAGASTA • CHILE Tel. (+56) (55) 793 965
CHINA	Power Electronics Beijing • Room 606, Yiheng Building • No 28 East Road, Beisanhuan • 100013, Chaoyang District • BEIJING • R.P. CHINA Tel. (+86 10) 6437 9197 • Fax (+86 10) 6437 9181
	Power Electronics Asia Ltd • 20/F Winbase Centre • 208 Queen's Road Central • HONG KONG • R.P. CHINA
KOREA	Power Electronics Asia HQ Co • Room #305, SK Hub Primo Building • 953-1, Dokok-dong, Gangnam-gu • 135-270 • SEOUL • KOREA Tel. (+82) 2 3462 4656 • Fax (+82) 2 3462 4657
INDIA	Power Electronics India • No 25/4, Palaami Center, • New Natham Road (Near Ramakrishna Mutt), • 625014 • MADURAI Tel. (+91) 452 452 2125 • Fax (+91) 452 452 2125
ITALY	Power Electronics Italia Srl • Piazzale Cadorna, 6 • 20123 • MILANO • ITALIA Tel. (+39) 347 39 74 792
MEXICO	P.E. Internacional Mexico S de RL • Calle Cerrada de José Vasconcelos, No 9 • Colonia Tlalnepantla Centro • Tlalnepantla de Baz • CP 54000 • ESTADO DE MEXICO Tel. (+52) 55 5390 8818 • Tel. (+52) 55 5390 8363 • Tel. (+52) 55 5390 8195
NEW ZEALAND	Power Electronics New Zealand Ltd • 12A Opawa Road, Waltham • CHRISTCHURCH 8023 • P.O. Box 1269 CHRISTCHURCH 8140 Tel. (+64 3) 379 98 26 • Fax.(+64 3) 379 98 27

TECSUN - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: EN 50618 / IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



D_{ca}-s2,d2,a2
 (secciones desde 1,5 a 10 mm²)



E_{ca}
 (secciones superiores a 10 mm²)



DESCÁRGATE la DoP
 (declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DoP 1016009 (D_{ca}-s2,d2,a2)
 Nº DoP 1007351 (E_{ca})

Ensayos de fuego que superan todas las secciones.



No propagación de la llama
 UNE-EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFCS2070-C2



No propagación de incendio
 UNE-EN 50305-9



Libre de halógenos
 UNE-EN 50525-1



Baja opacidad de humos
 UNE-EN 61034-2
 IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos
 UNE-EN 50305 (ITC<3)

Ensayos de fuego adicionales para cables con secciones inferiores a 16 mm² (D_{ca}-s2,d2,a2)



Libre de halógenos
 UNE-EN 60754-2
 UNE-EN 60754-1
 IEC 60754-2
 IEC 60754-1



Baja emisión de humos
 UNE-EN 50399



Baja emisión de gases corrosivos
 UNE-EN 60754-2
 IEC 60754-2



Baja emisión de calor
 UNE-EN 50399



Máxima resistencia al agua (ADB)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a los golpes



Resistencia a la abrasión



Apto para enterrar directamente

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea (secciones inferiores a 16 mm²):

- Clase de reacción al fuego (CPR): D_{ca}-s2,d2,a2.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:
[UNE-EN 60332-1-2](#); [UNE-EN 50399](#);
[UNE-EN 60754-2](#); [UNE-EN 61034-2](#).

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea) (secciones inferiores a 16 mm²):

- No propagación de la llama:
[UNE-EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2

- No propagación del incendio:
 UNE-EN 50305-9.
- Libre de halógenos:
[UNE-EN 60754-2](#); UNE-EN 50525-1.
- Baja emisión de humos:
[UNE-EN 50399](#).
- Baja opacidad de humos:
[UNE-EN 61034-2](#); IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:
[UNE-EN 60754-2](#).
- Baja emisión de gases tóxicos:
[UNE-EN 60754-2](#); UNE-EN 50305 (ITC<3).
- Baja emisión de calor:
[UNE-EN 50399](#).

TECSUN - H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: EN 50618 / IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea (secciones superiores a 10 mm²):

- Clase de reacción al fuego (CPR): E_{ca}
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:
[UNE-EN 60332-1-2.](#)

Normativa de fuego completa (incluidas normas

aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea) (secciones superiores a 10 mm²):

- No propagación de la llama:
[UNE-EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2
- No propagación del incendio:
 UNE-EN 50305-9.
- Libre de halógenos:
 UNE-EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos:
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases tóxicos:
 UNE-EN 50305 (ITC<3).

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C, 20 000 h;
 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

3. Cubierta

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro o rojo.

Aplicaciones

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Adecuado para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

Indicado para el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53).

TECSUN - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: EN 50618 / IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



Ensayos adicionales cable TECSUN	
Vida estimada	30 años
Certificación	TÜV y VDE
Apto para instalación directamente enterrado	Sí
Doble aislamiento (clase II)	Sí
Temperatura máxima del conductor	90°C (120 °C, 20000 h) 250°C (cortocircuito)
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)
Máxima tensión de tracción	50 N/mm ² durante el tendido 15 N/mm ² en operación (instalado)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo B Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según UNE-EN 50289-4-17, (Método A)
Resistencia a la absorción agua	EN 60811-402
Protección contra el agua	AD8 (sumersión permanente)
Resistencia a aceites minerales	VDE 0473-811-404, EN 60811-404 (24 h; 100 °C)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404)
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada de amoníaco.
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab. 21000h a 90 °C y 85 % de humedad para 85 % IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2014/35/UE de la Unión Europea

Penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado y alargamiento a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506
Presión a temperatura elevada	< 50% según UNE-EN 60811-508
Dureza Prysmian	Test interno Prysmian: Tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4649 <ul style="list-style-type: none"> • Contra papel abrasivo. • Cubierta contra cubierta. • Cubierta contra metal. • Cubierta contra plásticos.
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396

TECSUN - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. Ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible enterrado directamente o bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)
1x1,5	1,6	4,4	20	15	35	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	1,9	4,8	22	17	46	8,21	34	41	32	16,42
1x4	2,4	5,3	24	18	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	2,9	5,9	26	20	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	4	7,0	30	23	122	1,95	82	98	70	3,90
1x16	5,6	9,0	39	30	200	1,24	110	132	91	2,48
1x25	6,4	10,3	45	34	290	0,795	140	176	116	1,59
1x35	7,5	11,7	63	50	400	0,565	182	218	140	1,13
1x50	9	13,5	73	58	560	0,393	220	276	166	0,786
1x70	10,8	15,5	83	66	750	0,277	282	347	204	0,554
1x95	12,6	17,7	94	75	970	0,210	343	416	241	0,42
1x120	14,2	19,2	122	82	1220	0,164	397	488	275	0,328
1x150	15,8	21,4	136	91	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	17,4	23,7	151	101	1840	0,108	523	644	348	0,216
1x240	20,4	27,1	171	114	2400	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

(4) Instalación enterrada directamente o bajo tubo con (4) Instalación enterrada directamente o bajo tubo con resistencia térmica del terreno estándar de 2,5 K-m/W. XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) (monofofásica o continua).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

RETENAX CPRO Flex - RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-2
 Designación genérica: RV-K



Nº DoP 1003873



DESCÁRGATE la DoP
 (declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación de la llama
 UNE-EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2



Reducida emisión de halógenos
 UNE-EN 60754-1
 IEC 60754-1
 (emisión HCl < 14%)



Resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): E_{ca}.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:
[UNE-EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2
- Reducida emisión de halógenos:
[UNE-EN 60754-1](#); IEC 60754-1 (emisión HCl < 14 %).

RETENAX CPRO Flex - RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-2
 Designación genérica: RV-K



Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE) Tipo DIX 3, según HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1. Unipolares color natural.

3. Elemento separador

Cinta de papel longitudinal (opcional).

4. Relleno

Material: Si es necesario, mezcla termoplástica apropiada.

5. Cubierta

Material: policloruro de vinilo (PVC) tipo DMV-18 según HD 603-1.

Colores: negro o crema.

Aplicaciones

Cable de fácil pelado y alta flexibilidad para instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que se requiere una gran facilidad de manipulación y no es obligatorio AFUMEX Class (AS).

- Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
- Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).
- Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de AFUMEX Class (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267 / 2004).

Los cables RV-K no están permitidos en servicios provisionales en general (obras, ferias, stands... ITC-BT 33, 34 ...) ni para servicios móviles, ni prolongadores (ver Flextreme Max), ni para servicios sumergidos (ver Flextreme Max).

RETENAX CPRO Flex - RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-2
 Designación genérica: RV-K



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm ²)	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2) y (3)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	21	26,50	21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	54	7,98	30	27,5	15,92	12,88
1 x 4	0,7	6,6	70	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	7,2	91	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	8,3	135	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	9,4	191	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	11	280	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	12,5	389	0,554	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14,2	537	0,386	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	15,8	726	0,272	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	17,9	958	0,206	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	18,9	1170	0,161	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	21,2	1460	0,129	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	23,8	1830	0,106	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	26,7	2310	0,0801	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	29,3	3100	0,0641	630	380	0,14	0,19
2 x 1,5	0,7	8,7	95	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	9,6	125	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	10,5	165	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	11,7	215	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	13,9	330	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	16,9	503	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	20,6	775	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	23,6	1060	0,554	168	140	1,31	1,16
2 x 50	1	27	1470	0,386	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	9,2	110	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	10,1	150	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	11,1	200	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	12,3	270	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	14,7	415	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18	639	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	21,4	946	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	25,1	1355	0,554	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28,8	1900	0,386	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	32,3	2550	0,272	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	35,9	3290	0,206	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	39,2	4060	0,161	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	44,2	5070	0,129	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	50,3	6400	0,106	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	56,7	8200	0,0801	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	62,2	10450	0,0641	549	380	0,14	0,18 .../...

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 1x, 3x trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

RETENAX CPRO Flex - RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-2
 Designación genérica: RV-K



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm ²)	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2) y (3)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
.../... 4 G 1,5	0,7	9,9	135	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	11	180	7,98	28	27,5	16,23	13,1
4 G 4	0,7	12,1	245	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	13,5	330	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	16,2	520	1,91	68	58	4,06	3,34
4 x 16	0,7	19,9	796	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24	1240	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	27,7	1700	0,554	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,2	2430	0,386	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	35,8	3260	0,272	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	39,8	4210	0,206	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	43,7	5178	0,161	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	49,5	6476	0,129	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	56,1	8778	0,106	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	63,2	10526	0,0801	489	336	0,17	0,21
5 G 1.5	0,7	10,8	160	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	12	215	7,98	28	27,5	16,23	13,1
5 G 4	0,7	13,2	300	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	14,8	400	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	17,7	630	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	21,8	976	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,2	1460	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	30,6	2070	0,54	143	117	1,17	1,01

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.

→ XLPE3 con instalación tipo método D1/D2 (Cu) → 4x, 5G trifásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

Proyecto de instalación solar fotovoltaica de
700 kW para bombeo de riego agrícola a una
superficie de 370 ha de vid en Utiel

ANEXO 2. Optimización del esquema de bombeo en una aplicación agrícola utilizando el concepto de bombeo solar

Optimización del esquema de bombeo en una aplicación agrícola utilizando el concepto de bombeo solar

F. Javier Martínez-Solano^a, Josep Francesc Pons i Ausina^b, Antonio Puchaes Ballester^c y Carlos Casado De Amezúa Ibáñez^d

^{a, b, c, d} Departamento de Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, Universitat Politècnica de València. Camino de Vera, s/n, 46022, Valencia.

^a jmsolano@upv.es, ^b joponau@dihma.upv.es, ^c anpucbal@etsii.upv.es, ^d carcade1@etsii.upv.es

Línea temática | indicar el seleccionado por el comité científico: (i) Hidrología y dinámica fluvial, (ii) Usos y gestión del agua, (iii) Agua y ciudad, (iv) Estructuras hidráulicas o (v) Tema Monográfico “La Resiliencia de las Infraestructuras Hidráulicas frente al Cambio Climático”.

RESUMEN

La creciente preocupación por la sostenibilidad y la reducción del consumo energético ha impulsado la utilización de la energía solar para accionar las bombas utilizadas para riego agrícola. En el ámbito del riego agrícola se dispone de balsas que permiten bombear cuando hay energía disponible y regar cuando los protocolos agronómicos así lo sugieren.

Normalmente, los meses de mayor demanda de agua para riego coinciden con los de mayor número de horas de sol, esto es, julio y agosto. Por contra, los meses de invierno pueden servir para compensar la inversión necesaria para estos sistemas. El presente trabajo describe un proceso de optimización para la selección conjunta del grupo de impulsión y del aprovechamiento fotovoltaico. El método se basará en minimizar costes contemplando tanto los costes de amortización de equipos como los de explotación de la instalación, estudiando la posibilidad de comercializar o compensar los excedentes de energía eléctrica producidos en esos meses de menor necesidad hídrica.

El artículo se completa con un sencillo caso de estudio que permite comprobar los beneficios de la aplicación del bombeo solar para riego agrícola.

Palabras clave | separadas por punto y coma. Por ejemplo: demanda de agua; regresión lineal múltiple; análisis de Fourier; estación de bombeo.

INTRODUCCIÓN

El riego agrícola consume en torno al 70% del agua dulce existente. En muchas ocasiones, es necesario extraer y transportar esta agua desde sus fuentes (pozos, ríos, lagos y embalses) hasta los propios cultivos, lo cual implica en ocasiones el uso de bombas con el consiguiente consumo de energía. A esto hay que añadir que en muchas ocasiones la infraestructura eléctrica no llega hasta las zonas rurales donde se realizan los cultivos. Todos estos aspectos, unidos al precio creciente de la energía eléctrica y la preocupación por el medio ambiente y las emisiones de gases de efecto invernadero hacen que la opción de utilizar la energía solar para accionar las bombas utilizadas para el riego agrícola sea una tendencia cada vez más común y, al mismo tiempo, rentable. Son varias las instalaciones que han probado la viabilidad económica de estos proyectos (Calero Lara et al., 2023; Lopera Rodríguez et al., 2023; Omaña Álvarez et al., 2015; Van De Loo et al., 2023).

Los motivos de la utilización del bombeo solar en el riego agrícola son múltiples. Tradicionalmente, el bombeo para riego agrícola se cubría bien con alimentación eléctrica, bien con generadores diésel. En el primer caso, es necesario que exista una infraestructura eléctrica cercana. Meah et al., (2008) realizaron una encuesta en 90 instalaciones de bombeo solar en los EE.UU. De esta encuesta se calculó que llevar una línea eléctrica hasta la zona de riego costaba entre \$10.000 y \$16.000. Por el contrario, realizarla instalación de un aprovechamiento fotovoltaico para las potencias instaladas estaba entre \$3.000 y \$10.000. Por su parte, la instalación de un generador diésel se cuantificó en promedio entre \$1.000 y \$3.000. Estos datos ya sitúan de partida a la VII Jornadas de Ingeniería del Agua. 18 -19 de octubre. Cartagena

alimentación fotovoltaica en una posición ventajosa. A ello habría que añadir dos condicionantes adicionales: el coste de explotación, resumido en coste del kW·h, y el coste de mantenimiento, elevado en el caso del generador diésel. La conclusión a que llegaron estos autores es que, independientemente del obvio beneficio medioambiental que supone el bombeo solar, para pequeñas explotaciones agrícolas relativamente alejadas de las líneas eléctricas principales, el bombeo solar supone una solución económica a medio plazo en comparación con el generador diésel y en todo caso preferible a llevar la línea eléctrica hasta la plantación.

El problema está en las horas de radiación solar. Esto obliga a incluir una nueva variable en el análisis económico: el almacenamiento. Aquí se pueden barajar dos opciones: el método tradicional basado en la utilización de una balsa de riego o la utilización de baterías que permitan el almacenamiento de energía eléctrica excedente para hacer frente a los periodos de falta de sol por tratarse de horario nocturno o por no llegar a la intensidad necesaria. Si en la instalación ya existiese una balsa de riego, la solución sería evidente. Sin embargo, si aquélla no existiese, sería necesario plantearse cuál es la mejor solución. Por lo tanto, se trata de un problema que desde el punto de vista exclusivamente económico debe analizar el denominado Coste del Ciclo de Vida (LCC, Life Cycle Cost en su equivalente en inglés), ya que se ven envueltos tanto los costes de inversión iniciales como los costes de explotación correspondientes a las soluciones no basadas en la energía del Sol.

Como argumentos adicionales a favor del bombeo solar estarían aquellos dependientes de la sostenibilidad y el medio ambiente. Estos aspectos deberían ser igualmente importantes, aunque son difíciles de cuantificar en términos monetarios.

El objetivo último perseguido con este trabajo es el de comparar las distintas alternativas disponibles para el uso de la energía solar fotovoltaica como apoyo al riego agrícola buscando una solución competitiva económicamente por sí sola sin necesidad de utilizar el recurso de los beneficios medioambientales.

MATERIAL Y MÉTODOS

Casos de estudio

Para este trabajo se propone un caso de estudio para el cual se analizarán dos escenarios: alimentación exclusivamente desde placas solares y sistema híbrido con apoyo de la red eléctrica. En ambos casos se trata de bombear agua para riego disponiendo de una balsa. La presencia de la balsa permite acumular el agua bombeada durante las horas de sol para luego liberarla por gravedad cuando sea demandada. Sin embargo, en el primer caso la estación de bombeo debe garantizar el 100% de las necesidades de riego mientras que en el segundo caso se recurre al apoyo de la red eléctrica. Al tener una balsa ya existente, el volumen de ésta supone una limitación sobre todo para el primero de los escenarios.

La instalación se trata de la Comunidad General de Regantes Murada Norte, la cual se encuentra ubicada en la zona norte de Orihuela, junto al canal de la Margen Izquierda del Post-Trasvase Tajo-Segura. La zona por regar abarca una superficie de 991,8 hectáreas brutas (800 has netas) situadas en el término municipal de Orihuela. Los cultivos de la zona son cítricos (naranjos y limoneros) y otros cultivos (prácticamente despreciables). Por lo tanto, se considera la superficie de la Comunidad de Regantes es 100% cítricos. Se trata de cítricos, por lo tanto, el riego varía dependiendo del mes del año en que nos encontremos, tal y como se describe en la Figura 1. En esta misma figura se ha representado la irradiación solar en esa misma ubicación. Se puede observar que en los meses de mayor necesidad de riego se dispone además de mayor radiación solar. En otras palabras, la disponibilidad de la energía se alinea con la necesidad de la misma, mejorando la viabilidad de los proyectos.

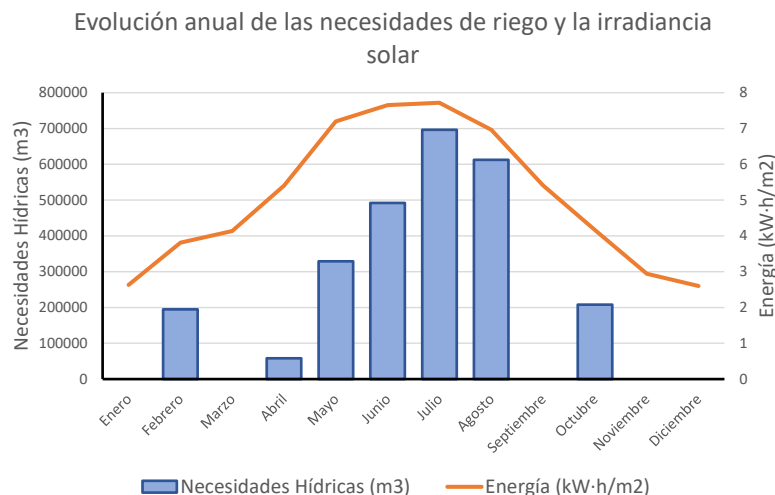


Figura 1 | Necesidades hídricas e irradiancia solar anuales en la CR Murada Norte (Orihuela, España)

Metodología

El procedimiento cubre cuatro fases:

- Determinación de las necesidades hídricas. Si bien no es un parámetro que tenga una repercusión directa sobre el coste de la instalación, sí fija las necesidades de agua y, por tanto, de bombeo. Además, permite evaluar la resiliencia de la instalación frente a cambios del cultivo.
- Dimensionamiento de la instalación solar. En esta fase se ha de determinar la superficie de placas necesaria. También se deben evaluar otros aspectos que sí tienen repercusión sobre el coste de la parte solar de la instalación, como es el hecho de la orientación de las placas, y si ésta será fija o no (a través de la utilización de seguidores solares).
- Dimensionamiento del grupo de bombeo. Conocidos el volumen de agua necesario y la cantidad de radiación que se puede obtener, se ha de determinar si se utilizará bombeo solar exclusivamente (autoconsumo) o apoyado con alimentación auxiliar, así como el número de bombas instaladas y su potencia.
- Por último, tomando como base el tamaño de la balsa de riego disponible, se analiza el régimen óptimo de explotación de la estación de bombeo y sus repercusiones energéticas y económicas.

En este artículo se prestará atención principalmente a la última fase del diseño. A continuación, se describe la parte hidráulica del problema y cómo se afronta según se disponga o no de apoyo procedente de la red eléctrica.

Planteamiento del problema

En ambos casos, la instalación hidráulica consta esencialmente de (ver Figura 1):

- Un punto de captación
- La estación de bombeo
- Una tubería de impulsión
- Un depósito o balsa de recepción

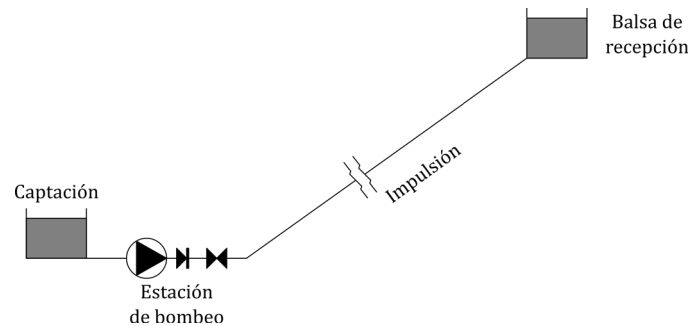


Figura 2 | Instalación de bombeo típica.

El comportamiento de la estación de bombeo viene caracterizado por la curva que relaciona la altura aportada por la bomba (H) y el caudal impulsado por ésta (Q):

$$H^{(m)} = A + B \cdot Q - C \cdot Q^2 \quad (1)$$

A esta expresión se la conoce como curva motriz de la bomba y en ella los coeficientes A , B y C se ajustan a partir de los datos proporcionados por el fabricante. Además de esta curva motriz, el rendimiento de la bomba también depende del caudal y se ajustará a la siguiente expresión:

$$\eta = E \cdot Q - F \cdot Q^2 \quad (2)$$

Por último, combinando la curva motriz con la curva de rendimientos se obtiene la potencia consumida por la bomba en función del caudal bombeado:

$$P = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{\eta} = \frac{\gamma \cdot (A + B \cdot Q - C \cdot Q^2)}{E - F \cdot Q} \quad (3)$$

Por su parte, la bomba debe vencer en primer lugar el desnivel existente entre la captación y la balsa de recepción donde verterá el agua bombeada. A este desnivel se le conoce también como altura geométrica de elevación (H_g). Además, debe vencer las pérdidas de carga existentes en la tubería de impulsión. Estas pérdidas tienen como expresión general la siguiente:

$$\Delta H_f = R \cdot Q^n \quad (4)$$

siendo R el coeficiente de resistencia hidráulica de la tubería y n un exponente que en general estará entre 1 y 2, siendo éste último el valor más habitual para un flujo turbulento completamente desarrollado. Por tanto, se puede asumir que la instalación presenta una curva resistente representada a través de la siguiente curva:

$$H^{(r)} = H_g + R \cdot Q^2 \quad (5)$$

En condiciones normales, el caudal impulsado por la bomba vendrá dado por el balance entre ambas curvas. A este caudal y a la altura correspondiente se le conoce como punto de funcionamiento. En resumen, la potencia consumida por la bomba depende no solo de sus características, sino también de las características de la instalación. Pues bien, cuando se pretende accionar la bomba aprovechando la energía del sol aparece una nueva restricción: la energía aportada por las placas solares depende de la irradiación que reciben. Las características hidráulicas de la instalación no afectan prácticamente a la energía captada. Aquí es donde se pueden describir dos soluciones distintas:

- Dotar a la estación de bombeo de una alimentación auxiliar conectada a la red eléctrica de forma que ésta compense el posible déficit de energía procedente de las placas solares.
- Incorporar un variador de frecuencia que haga que la energía consumida por la bomba se iguale a la energía procedente de las placas.

Los casos de estudio propuestos cubren ambas opciones.

Instalación con apoyo de la red eléctrica

En el caso de que se cuente con el apoyo de una conexión a la red eléctrica, la instalación solar solo contribuye a reducir el consumo energético y no condiciona el funcionamiento de las máquinas. En otras palabras, desde el punto de vista hidráulico las bombas pueden funcionar a su velocidad normal de trabajo (sea esta la nominal o no). Desde un punto de vista económico, el apoyo en la red eléctrica implica un coste económico adicional al precisar la contratación de una potencia (costes fijos) y, eventualmente, un coste variable asociado al uso de la energía procedente de la red. Cuenta con la ventaja de que cuestiones climáticas como la presencia de nubes pueden ser soslayadas con el apoyo de la red eléctrica. En resumen, en estos casos el estudio es básicamente económico y apenas tiene dificultades desde el punto de vista hidráulico. En este caso se puede admitir que el funcionamiento de la bomba es relativamente constante, impulsando un caudal Q . Así, para un volumen anual bombeado V será necesario que la bomba trabaje nh horas al año:

$$nh = \frac{V}{Q} \quad (6)$$

Para este número de horas de funcionamiento, la energía consumida vendrá dada por la siguiente expresión:

$$E = nh \cdot P = \frac{V}{Q} \cdot \frac{\gamma \cdot (A + B \cdot Q - C \cdot Q^2)}{E - F \cdot Q} = E_{SOLAR} + E_{RED} \quad (7)$$

En este caso el balance es fácil de realizar ya que cuanto mayor sea la energía aportada por las placas solares, menor será la energía procedente de la red eléctrica necesaria y, por tanto, menor la factura energética. En este caso se admite que el exceso de energía generada por las placas solares en épocas de poca demanda de riego se puede verter a la red eléctrica de forma que en ningún caso se pierde. Si esto no fuese así, este cálculo habría que realizarlo sobre una base diaria.

Instalación de autoconsumo

En el caso de que se proyecte una instalación de auto consumo, lo primero que hay que plantearse es la necesidad de alguna forma de almacenamiento (bien de agua, bien de energía) para hacer frente a posibles fallos del sistema (debidos, por ejemplo, a una presencia excesiva de nubes). Sin embargo, en este punto nos centraremos en las cuestiones estrictamente hidráulicas. Hay dos parámetros clave en este modo de funcionamiento:

a) Potencia mínima necesaria para poder activar el bombeo.

Por motivos principalmente de refrigeración, una bomba debe trabajar con un valor mínimo del caudal. Además, al trabajar contra una instalación, para este caudal mínimo Q_{min} la bomba debe aportar una altura mínima, H_{min} . La relación entre ambas magnitudes viene condicionada por la curva resistente de la instalación:

$$H_{min} = H_g + R \cdot Q_{min}^2 \quad (8)$$

Puesto que la bomba debe aportar esa altura H_{min} e impulsar ese caudal Q_{min} , es necesario determinar con ayuda de las leyes de la semejanza hidrodinámica la velocidad de giro a la que debe girar la bomba. La curva motriz de la bomba depende de la velocidad de giro según la expresión siguiente:

$$H(N) = \alpha^2 A + \alpha B \cdot Q - C \cdot Q^2 \quad (9)$$

Denominando α a la relación entre la velocidad de giro actual y la velocidad de giro nominal de catálogo, de la ecuación anterior podemos determinar el valor de la velocidad mínima de giro conociendo tanto el caudal como la altura mínimos que debe dar la bomba. Una vez determinado el valor de α_{min} se puede determinar la potencia mínima necesaria a la salida de la instalación solar:

$$H_{min} = \alpha_{min}^2 A + \alpha_{min} B \cdot Q_{min} - C \cdot Q_{min}^2 \quad (10)$$

$$\eta(Q_{min}) = \frac{E}{\alpha_{min}} Q_{min} - \frac{F}{\alpha_{min}^2} Q_{min}^2 \tag{11}$$

$$P_{min} = \frac{\gamma \cdot Q_{min} \cdot H_{min}}{\eta(Q_{min})} \tag{12}$$

b) Velocidad de giro para cada potencia captada

Por otra parte, en una instalación de autoconsumo, el caudal impulsado viene condicionado por la energía solar disponible en cada momento. Así, para una determinada potencia obtenida por el captador será necesario resolver las siguientes relaciones:

Punto de funcionamiento de la bomba, quedando como incógnitas el caudal Q , la altura de bombeo H y la relación de velocidades α :

$$H = H_g + R \cdot Q^2 = \alpha^2 \cdot A + \alpha \cdot B \cdot Q - C \cdot Q^2 \tag{13}$$

Potencia consumida por la bomba para estos valores de H , Q y α :

$$P = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{\frac{E}{\alpha} Q - \frac{F}{\alpha^2} Q^2} \tag{14}$$

Las ecuaciones (13) y (14) no son lineales y precisan de algún método numérico para su resolución. Es relativamente sencillo comprobar que el ajuste entre potencia y caudal se adapta bien a una parábola y simplifica notablemente las operaciones, por lo que podemos adoptar esta aproximación:

$$P = J \cdot Q^2 + K \cdot Q + L \tag{15}$$

De esta forma, para cada potencia disponible se obtiene el caudal que dará la bomba.

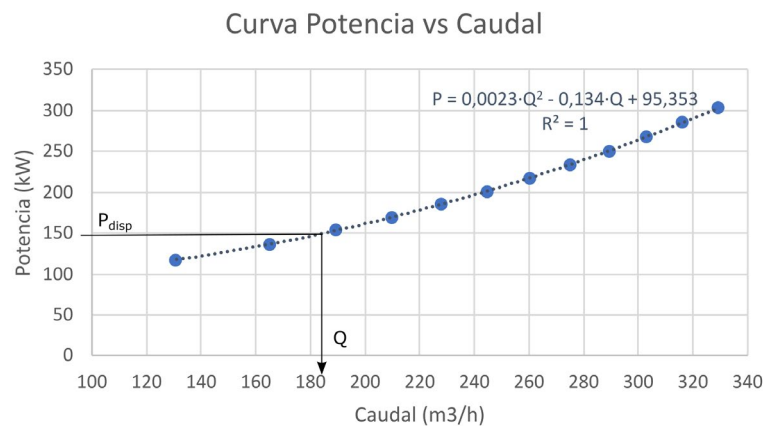


Figura 3 | Ajuste de la curva de potencia absorbida frente a caudal impulsado en una instalación con alimentación mediante placas fotovoltaicas y dotada de inversor de frecuencia.

Teniendo en cuenta lo descrito anteriormente, resulta obvio que la bomba alimentada mediante energía solar funcionará solo unas pocas horas al día. Por tanto, será necesario disponer de suficiente capacidad de almacenamiento para hacer frente al menos a un día de suministro. En este punto resulta obvio destacar que, cuanto mayor sea la balsa, más flexibilidad tendremos en la estación de bombeo y mayores probabilidades de rentabilizar esta instalación.

Utilización de la balsa como herramienta de regulación

Lo ideal sin duda sería disponer de balsas con capacidad suficiente para permitir el bombeo durante todos los meses del año de forma que en los meses de menor necesidad de riego (normalmente los meses invernales) la estación de bombeo llene dicha balsa y en los meses de mayores necesidades, dicha balsa se utilice para complementar el posible déficit de agua. Sin embargo, el tamaño de estas balsas puede resultar excesivo para la mayoría de las comunidades. Por lo tanto, para un determinado tamaño de balsa, lo primero será ver cuál ha de ser el periodo de referencia para el cálculo, T . La idea principal es bastante obvia: al comienzo de la época de mayores necesidades de riego, la balsa deberá estar prácticamente llena, quedando prácticamente vacía una vez que la capacidad de bombeo sea claramente superior a las necesidades de riego.

A continuación, se estudiará el comportamiento del depósito durante este periodo T . El volumen acumulado en el depósito se calcula como diferencia entre el caudal procedente de la bomba (Q_b) y el aportado a la red (Q_r):

$$V = \int_T (Q_b - Q_r) \cdot dt \quad (16)$$

Si la instalación no ha sido suficientemente sobredimensionada, se correrá el riesgo de vaciado del depósito y, por tanto, una situación de falta de agua para riego. Por este motivo, la solución de autoconsumo no es muy popular y se prefiere recurrir a soluciones híbridas, bien combinando distintas fuentes de energía, bien si existe la posibilidad, combinando distintas fuentes de agua.

RESULTADOS

Instalación de autoconsumo

Si se opta por una instalación de autoconsumo en la que el 100% de la energía procede de las placas solares, serían necesarios 1872 módulos fotovoltaicos para un total de 725 kW de potencia instalada. Considerando un precio unitario de 260 €/módulo y un precio de la energía eléctrica de 0,16 €/kWh, el balance quedaría de la siguiente forma:

Costes de inversión:

- $16 \times 117 = 1872$ módulos
- $1872 \times 0,39 = 730$ kW
- $1872 \times 260,50 = 487.656,00€$

Costes energéticos evitados:

- Potencia: 725 kW
- Volumen bombeado: 2,59 M m³
- Tiempo de bombeo: 3570 horas/año
- Energía consumida: 1029 MWh
- Coste energético ahorrado: 164.643,17 €

Con este balance y estos precios de referencia, la recuperación de la inversión se produciría aproximadamente a los 3 años. En este punto cabe señalar que la energía producida en los meses en los que no es necesario el riego no se puede monetizar ya que en la opción de autoconsumo no se contempla la venta de los excedentes energéticos.

Instalación con apoyo de la red eléctrica

El cálculo con apoyo de la red eléctrica es más complejo. Por una parte, se utilizará la balsa para acumular el agua bombeada en las franjas horarias en las que la energía resulta más barata (franja P6 en una tarifa 6.1). Esto obliga a contemplar ambas fuentes de energía (solar y eléctrica) de forma no simultánea. Además, si bien no es posible vender los excedentes

producidos, sí es posible acumular dicha energía en forma de descuentos. Por tanto, es necesario encontrar la mejor combinación entre alimentación solar y alimentación eléctrica procedente de la red.

La capacidad de la balsa es de 228000 m³. Este volumen equivale al consumo de cuatro días en el mes de máxima demanda (julio). Es decir, tenemos plena capacidad para aprovechar el depósito en una base diaria pero no en una base semanal. Puesto que la tarifa general 6.1 incluye un precio reducido de la energía eléctrica en los fines de semana, se ha de utilizar la balsa para optimizar la operación de las bombas, llegando a las 08:00 del lunes con la balsa completamente llena y regulando el volumen para que las bombas alimentadas desde la red eléctrica funcionen el tiempo mínimo necesario. Además, en los meses en los que la capacidad de bombeo mediante energía solar es suficiente para cubrir las necesidades hídricas, la balsa se intentará mantener siempre llena como medida de seguridad frente a inclemencias e imprevistos. De esta forma, la regulación utilizada utilizando las ecuaciones (13) a (16) descritas anteriormente dejan los siguientes resultados:

Tabla 1 | Balance mensual de volúmenes.

Mes	Necesidades IVIA	Volumen Solar	Volumen Red	Volumen Balsa
Enero	0	0	0	169000
Febrero	194406	93027	0	67621
Marzo	0	109868	0	177489
Abril	57990	108501	0	228000
Mayo	328764	214356	0	113592
Junio	492318	223838	268480	113591
Julio	696260	237388	458872	113591
Agosto	612700	211519	297588	10000
Septiembre	0	91219	0	101219
Octubre	207861	116642	0	10000
Noviembre	0	66227	0	76227
Diciembre	0	53112	39661	169000

Balance Anual en la Balsa (m³)

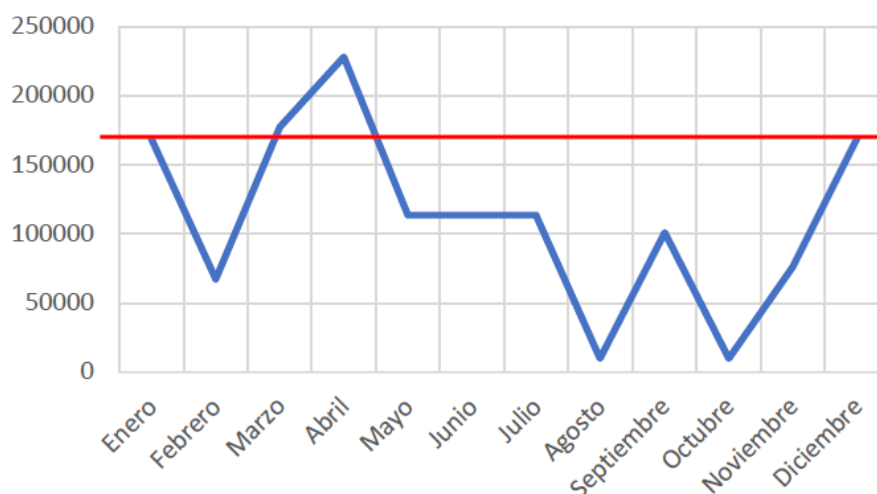


Figura 4 | Evolución del nivel en la balsa a lo largo del año.

A la vista de los resultados presentados en la Figura 4 y la Tabla 1, se observa que tan solo es necesario utilizar la energía procedente de la red eléctrica durante 4 meses al año. Además, se dispone de cierta flexibilidad al disponer de agua en la balsa

VII Jornadas de Ingeniería del Agua. 18 -19 de octubre. Cartagena

prácticamente durante todo el año. Se fijó en 10.000 m³ el volumen mínimo en la balsa para evitar el arrastre de partículas y tener cierta garantía de suministro en caso de presencia de nubes o inclemencias similares. Además, en los meses en los que se no se utilizan los paneles solares para bombear, esa energía se cederá a la red eléctrica para poder bonificar posteriormente el consumo de las bombas en los meses de mayor demanda. Por último, la instalación se ha ejecutado de forma que sea posible aprovechar el precio de venta de la energía eléctrica en periodo valle (P6), el cual se ha fijado en 0,11 €/kWh. De esta forma, manteniendo los mismos costes anteriores y adoptando un valor promedio de 0,05 €/kWh para los excedentes de energía inyectados a la red, se llega al siguiente balance:

Costes de inversión:

- 16 x 75 = 1200 módulos
- 1200 x 0,39 = 468 kW
- 1200 x 260,50 = 312.600,00€

Costes energéticos:

- Potencia: 725 kW
- Volumen bombeado: 1,06 M m³
- Tiempo de bombeo: 575 horas/año
- Energía consumida: 423 MWh
- Coste energético: 46.521,46 €

Venta de excedentes:

- Energía generada: 38 MWh
- Coste energético: 1.905,55 €

Costes energéticos evitados:

- Potencia: 725 kW
- Volumen bombeado: 2,59 M m³
- Tiempo de bombeo: 3570 horas/año
- Energía consumida: 1029 MWh
- Coste energético ahorrado: 164.643,17 €

Utilizando el apoyo de la red eléctrica se incrementan los costes energéticos de explotación, pero se reduce la inversión necesaria para la instalación fotovoltaica. Así, con esta solución el tiempo previsto de recuperación de la inversión se situaría en 2,6 años (algo inferior a la solución de autoconsumo). Además, esta solución tiene como ventaja adicional el disponer de capacidad de bombeo incluso si se dieran circunstancias muy adversas, como las asociadas a un incremento de la demanda o condiciones climatológicas adversas.

CONCLUSIONES

Se han comparado dos alternativas distintas para dotar de una alimentación alternativa basada en energía solar fotovoltaica a una Comunidad de Regantes. Estas alternativas son la de instalación solar para autoconsumo aislada de la red eléctrica e instalación solar híbrida combinando la energía fotovoltaica con aquella procedente de la red eléctrica.

El funcionamiento de la estación de bombeo se ha optimizado de forma que se aproveche la energía solar recibida, utilizando para ello un variador de frecuencia y calculando las velocidades de giro utilizando las leyes de semejanza para bombas.

Se ha realizado un estudio de la viabilidad económica de ambas propuestas y el resultado ha sido que la instalación aislada llevaría a recuperar la inversión en tres años, mientras que la instalación híbrida permitiría recuperar esta inversión en algo más de 2 años y 7 meses. Además, esta última solución presenta como ventaja adicional la posibilidad de poder utilizar las bombas incluso en caso de condiciones climatológicas adversas, por lo que ha de ser la finalmente seleccionada.

Más allá del caso concreto estudiado, el trabajo presentado da unas pautas para realizar un análisis riguroso y sistemático de la posibilidad de utilizar la energía solar como alternativa a las fuentes tradicionales.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del artículo quieren dejar patente su agradecimiento a las Comunidades de Regantes de Murada Norte (Orihuela), La Nevera (Catadau) y Las Cuevas (Utiel) por las facilidades puestas al permitir la visita a sus respectivas instalaciones.

REFERENCIAS

Calero Lara, M., Casares De La Torre, F. J., & López Luque, R. (2023, July). OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE UNA RED DE RIEGO A PRESIÓN CONSTANTE. *SEREA 2023*.

Lopera Rodríguez, M., Calero Lara, M., Fernández García, I. R., Montesinos Barrios, P., & García Morillo, J. (2023, July). DIMENSIONAMIENTO Y GESTIÓN ÓPTIMOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA EL SISTEMA DE BOMBEO EN LA ESTACIÓN ELEVADORA DE LUCENA (CÓRDOBA). *SEREA 2023*.

Meah, K., Fletcher, S., & Ula, S. (2008). Solar photovoltaic water pumping for remote locations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(2), 472–487. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.10.008>

Omaña Álvarez, J. M., Antonio de Castro, A., & Medrano Villalón, J. (2015). *BOMBEO SOLAR DE ALTA POTENCIA CON PRESION Y CAUDAL CONSTANTE. CASO DE ÉXITO*. 432–439. <https://doi.org/10.4995/cnriegos.2015.1515>

Van De Loo, M. R., Flores Cayuela, J. A., Fernández García, I., Rodríguez Díaz, J. A., & Camacho Poyato, E. (2023, July). ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y REGADÍO. EL CASO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES DEL VALLE INFERIOR DEL GUADALQUIVIR. *SEREA 2023*.