



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de estación de bombeo para riego agrícola con
alimentación basada en energía solar con una potencia
instalada de 468 kW. Aplicación a la Comunidad de
Regantes Murada Norte (Orihuela, Alicante)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Puchaes Ballester, Antonio

Tutor/a: Martínez Solano, Francisco Javier

Cotutor/a: Pons i Ausina, Josep Francesc

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

**TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

**Proyecto de estación de bombeo
para riego agrícola con
alimentación basada en energía
solar con una potencia instalada de
468kW. Aplicación a la Comunidad
de Regantes Murada Norte
(Orihuela, Alicante)**

AUTOR: Antonio Puchaes Ballester

TUTORES: Francisco Javier Martínez Solano y Josep Francesc Pons i Ausina

Curso Académico: 2022-2023

Documentos contenidos en el TFG e ÍNDICE

- Memoria.....pág 3
- Presupuesto.....pág 92
- Planos.....pág 104



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

**TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

**Proyecto de estación de bombeo
para riego agrícola con
alimentación basada en energía
solar con una potencia instalada de
468kW. Aplicación a la Comunidad
de Regantes Murada Norte
(Orihuela, Alicante)**

MEMORIA

AUTOR: Antonio Puchas Ballester

TUTORES: Francisco Javier Martínez Solano y Josep Francesc Pons i Ausina

Curso Académico: 2022-2023

Agradecimientos

Con este proyecto pongo fin al grado en ingeniería en tecnologías industriales. Querría agradecer primero de todo a mi familia. En especial, a mis padres por haber hecho el esfuerzo de darme la oportunidad de poder estudiar esta carrera fuera de casa. Sin ellos, esto no hubiera sido posible. Y a mi hermana por apoyarme en los momentos difíciles y ser siempre una persona a la que acudir cuando me he visto agobiado.

Dar las gracias a mis dos tutores, Francisco Javier Martínez Solano y Josep Francesc Pons i Ausina, los cuales me han apoyado y me han guiado a lo largo de este aprendizaje. Han hecho de este aprendizaje un camino más fácil y bonito.

También me gustaría acordarme de todos mis amigos y compañeros de clase que han contribuido a que hoy esté finalizando esta etapa tan costosa, pero a la vez tan maravillosa.

A mis profesores, que me han formado y han contribuido a mi desarrollo académico.

Y, por último, pero no por ello menos importante, quisiera acordarme de aquellas personas que me han acompañado a lo largo de este camino y que hoy ya no están a mi lado, sé que ellos también estarían muy orgullosos de lo que he conseguido.

Resumen

El objetivo principal que persigue este proyecto es el de proporcionar a la comunidad de regantes Murada Norte una forma de abastecer a su sistema de bombeo, al menos en una parte, de una fuente de energía renovable como suministro. Se va a utilizar la energía solar y placas fotovoltaicas. Para ello, primeramente, se determina el volumen de agua necesaria para satisfacer las necesidades hídricas del terreno dónde se va a cultivar.

Una vez tenemos los volúmenes necesarios, se calculan los caudales para determinar cuál es el caudal máximo de diseño. Con este caudal y con los criterios adecuados, se dimensionará el tramo de impulsión que transportará el agua del Canal del Traslase a la balsa de regulación. Además, se seleccionará el modelo de bomba y el número de bombas que van a impulsar el agua.

Las placas solares, proporcionarán la energía que hará que las bombas entren en funcionamiento. Se dimensiona la planta solar en función de los caudales que queremos obtener para satisfacer las necesidades.

La balsa de regulación existente se encargará de almacenar el agua para verterla en los meses en los que se necesita mayor volumen de agua.

Por último, se realiza un estudio de viabilidad para ver cuándo se recuperaría la inversión a realizar.

Palabras clave: bombeo, bomba, volumen, agua, caudal, fotovoltaica

Abstract

The main objective pursued by this project is to provide the Murada Norte irrigation community with a way to supply its pumping system, at least in a part, with a renewable energy source as supply. Solar energy and photovoltaic panels will be used. For this, firstly, the volume of water necessary to satisfy the water needs of the land where it is going to be cultivated is determined.

Once we have the necessary volumes, the flows are calculated to determine the maximum design flow. With this flow and with the appropriate criteria, the impulsion section that will transport the water from the Transfer Canal to the regulation pond will be dimensioned. In addition, the pump model and the number of pumps that will drive the water will be selected.

The solar panels will provide the energy that will make the pumps come into operation. The solar plant is sized based on the flows that we want to obtain to satisfy the needs.

The existing regulation pond will be in charge of storing the water to discharge it in the months in which a greater volume of water is needed.

Finally, a feasibility study is carried out to see when the investment to be made would be recovered.

Keywords: pumping, pump, volume, water, flow, photovoltaic.

Resum

L'objectiu principal que persegueix aquest projecte és proporcionar a la comunitat de regants Murada Nord una forma d'abastir el sistema de bombament, almenys en una part, d'una font d'energia renovable com a subministrament. S'utilitzarà l'energia solar i les plaques fotovoltaïques. Per això, primerament, es determina el volum d'aigua necessària per satisfer les necessitats hídriques del terreny on es cultivarà.

Un cop tenim els volums necessaris, es calculen els cabals per determinar quin és el cabal màxim de disseny. Amb aquest cabal i amb els criteris adequats, es dimensionarà el tram d'impulsió que transportarà l'aigua del canal del transvasament a la bassa de regulació. A més, se seleccionarà el model de bomba i el nombre de bombes que impulsaran l'aigua.

Les plaques solars proporcionaran l'energia que farà que les bombes entrin en funcionament. Es dimensiona la planta solar en funció dels cabals que volem obtenir per satisfer les necessitats.

La bassa de regulació existent s'encarregarà d'emmagatzemar l'aigua per abocar-la en els mesos en què cal més volum d'aigua.

Finalment, es fa un estudi de viabilitat per veure quan es recuperaria la inversió a realitzar.

Paraules clau: bombament, bomba, volum, aigua, cabal, fotovoltaica



ÍNDICE

1.	Introducción	1
1.1.	Justificación	1
1.2.	Antecedentes.....	1
1.3.	Objetivos.....	2
1.3.1	Objetivo principal	2
1.3.2	Objetivos específicos	2
1.4.	Limitaciones del proyecto.....	2
2.	Área de estudio	4
2.1.	Localización.....	4
2.2.	Características climatológicas	5
2.3.	Características agronómicas	6
3.	Determinación de las necesidades hídricas.....	8
3.1.	Cálculo basado en la evapotranspiración del cultivo	8
3.2.	Programación anual del riego	12
4.	Dimensionado de la instalación solar	16
4.1.	Cálculo de la irradiancia	16
4.2.	Cálculo del ángulo de inclinación óptimo	18
4.3.	Selección de las placas.....	21
4.4.	Estimación con PVGIS de la potencia obtenida con la instalación supuesta.....	23
5.	Dimensionado del Bombeo	28
5.1.	Alternativas de bombeo	28
5.2.	Cálculo del tramo de impulsión	30
5.2.1	Estudio de hipótesis de bombeo con bombas de cámara partida.....	40
5.2.2	Determinación de condiciones mínimas de bombeo.	48
6.	Definición del número de placas solares.....	53
6.1.	Introducción.....	53
6.2.	Diseño del campo solar.....	55
6.3.	Primera configuración del campo solar: 896 módulos.	55
6.4.	Segunda configuración del campo solar: 1200 módulos.	55
6.5.	Volumen anual impulsado por la bomba fotovoltaica	57



7.	Balsa de regulación y bomba eléctrica	61
7.1.	Balsa de regulación	61
7.2.	Bomba alimentada de red	63
8.	Elementos eléctricos y dispositivos de protección.	65
8.1.	Sistema de cableado eléctrico	65
8.1.1	Circuito de continua: Cableado	65
8.1.2	Circuito de alterna: Cableado	66
8.2.	Protecciones	66
8.2.1	Protecciones Eléctricas del lado de continua: Contacto indirecto.....	66
8.2.2	Protecciones Eléctricas del lado de alterna: Contacto indirecto y directo	66
8.3.	Toma de tierra.....	67
8.4.	Inversores de Potencia y Variadores de frecuencia	67
8.4.1	Variador de Frecuencia.....	67
8.4.2	Inversor de Potencia.....	67
9.	Estudio de viabilidad técnico-económica de la solución	68
9.1.	Costes energéticos de bombeo.....	68
9.1.1	Alimentación desde la red eléctrica	68
9.1.2	Alimentación desde campo solar y red eléctrica.....	70
9.2.	Costes de inversión	71
9.2.1	Coste de la instalación solar	71
9.2.2	Coste de la adquisición de bombas	71
9.3.	Estudio de viabilidad económica	72
10.	Solución final presentada y resumen del presupuesto	74
10.1.	Solución final presentada	74
10.2.	Resumen del presupuesto	75
11.	Conclusiones	76
12.	Bibliografía	78



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. EVAPOTRANSPIRACIÓN DE REFERENCIA	9
TABLA 2. MEDIAS ANUALES Y DIARIAS DE LA EVAPOTRANSPIRACIÓN	9
TABLA 3. COEFICIENTE DE CULTIVO Y EVAPOTRANSPIRACIÓN POR DÍA EN BASE A LA FAO	10
TABLA 4. TABLA RESUMEN DEL CÁLCULO DE NECESIDADES HÍDRICAS EN BASE A LA FAO	10
TABLA 5. RESUMEN DEL CÁLCULO DE NECESIDADES HÍDRICAS EN BASE AL IVIA.....	11
TABLA 6. NECESIDADES HÍDRICAS Y CAUDAL FICTICIO CONTINUO DEL MES DE JULIO.....	12
TABLA 7. CAUDALES MENSUALES SUPONIENDO RIEGO DIARIO Y VOLUMEN A REGAR POR MES.....	13
TABLA 8. FRECUENCIA DE RIEGO	13
TABLA 9. RESUMEN DE LA HIPÓTESIS DE RIEGO VARIABLE.....	14
TABLA 10. CAUDALES EN BASE A LA JER.	15
TABLA 11. IRRADIACIÓN POR MESES E IRRADIACIÓN ANUAL SEGÚN PLANOS DE TRABAJO.....	17
TABLA 12. CARACTERÍSTICAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO HS-B120 DSN390-B	21
TABLA 13. CARACTERÍSTICAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO HYUNDAI HiE-S390VG.....	22
TABLA 14. DATOS DE LA INSTALACIÓN DE 16 MÓDULOS DEL MODELO HS-B120 DSN390-B	23
TABLA 15. RADIACIÓN RECIBIDA Y ENERGÍA PRODUCIDA POR EL MÓDULO FOTOVOLTAICO	24
TABLA 16. GENERACIÓN DE ENERGÍA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.	26
TABLA 17. ENERGÍA GENERADA Y VOLUMEN NECESARIO DE BOMBEO POR MES	27
TABLA 18. VOLÚMENES DE AGUA QUE REGAR POR MESES.....	29
TABLA 19. COEFICIENTES DE FRICCIÓN EN BASE AL MATERIAL	31
TABLA 20. IRRADIACIÓN POR HORAS DEL DÍA 7 DE JULIO DE 2020	35
TABLA 21. LLENADO DE LA Balsa CON UN CAUDAL CONSTANTE	39
TABLA 22. RESUMEN DE LA EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN DE LA Balsa.	40
TABLA 23. BOMBEO DESDE RED ELÉCTRICA.....	43
TABLA 24. BOMBEO DE MANERA FOTOVOLTAICA	44
TABLA 25. RESÚMENES CAUDALES DE BOMBA DE RED Y BOMBA FOTOVOLTAICA.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA 26. CÁLCULO MEDIANTE SOLVER PARA ENCONTRAR EL CAUDAL TENTATIVO MÁXIMO.	51
TABLA 27. IRRADIACIÓN RECIBIDA EN EL DÍA 1 DE JULIO	54
TABLA 28. IRRADIACIÓN, POTENCIA Y CAUDAL PARA 896 MÓDULOS.....	55
TABLA 29. IRRADIACIÓN DÍA 1 DE JULIO, POTENCIA OBTENIDA CON 1200 MÓDULOS Y CAUDALES.....	56
TABLA 30. REFERENCIAS DE VOLÚMENES BOMBeadOS EN CONDICIONES NORMALES EXTRAPOLADO A UN MES DE JULIO	57
TABLA 31. VOLUMEN BOMBeadO POR AJUSTE CUADRÁTICO Y LINEAL DE LA RELACIÓN POTENCIA-CAUDAL	58
TABLA 32. VOLUMEN BOMBeadO POR AJUSTE CUADRÁTICO Y LINEAL DE LA RELACIÓN IRRADIACIÓN-CAUDAL	59
TABLA 33. CAUDALES FOTOVOLTAICOS A RAÍZ DE LAS IRRADIANCIAS.....	60
TABLA 34. BALANCE DE VOLUMEN EN Balsa Y VOLÚMENES BOMBeadOS POR RED Y POR SOLAR.....	62
TABLA 35. CAUDALES IMPULSADOS BOMBA ELÉCTRICA	63
TABLA 36. CAUDALES FOTOVOLTAICOS TRAS DETERMINARLOS CON EL VOLUMEN DE Balsa	64
TABLA 37. COSTE ECONÓMICO - HIPÓTESIS DE ALIMENTACIÓN TOTAL DESDE RED.	70
TABLA 38. HIPÓTESIS DE ALIMENTACIÓN HÍBRIDA: BOMBA CONECTADA A RED	71
TABLA 39. VIABILIDAD ECONÓMICA.....	73
TABLA 40. TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	73



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1. LOCALIZACIÓN DE LA MURADA.....	4
ILUSTRACIÓN 2. ESTACIÓN AGROMETEOROLÓGICA DE LA MURADA - A21.....	5
ILUSTRACIÓN 3. HORAS DE SOL MEDIA ANUAL EN LA ZONA DE ALICANTE.....	6
ILUSTRACIÓN 4. PVGIS: RADIACIÓN SOLAR MENSUAL ESTIMADA	18
ILUSTRACIÓN 5. INCIDENCIA DE LOS RAYOS SOLARES EN FUNCIÓN DE LA ESTACIÓN DEL AÑO	19
ILUSTRACIÓN 6. SEGUIDORES SOLARES A DISTINTOS EJES.....	20
ILUSTRACIÓN 7. DEGERTRACKER: DIFERENCIA ENTRE PLACAS FIJAS Y PLACAS CON UN SEGUIDOR	20
ILUSTRACIÓN 8. RADIACIÓN POR MESES CONSIDERANDO LAS PLACAS FIJAS.	25
ILUSTRACIÓN 9. GEOMETRÍA DE LA PARTE HIDRÁULICA	30
ILUSTRACIÓN 10. CURVAS RESISTENTES PARA UN CAUDAL DE DISEÑO DE 0,6763 m ³ /s.....	33
ILUSTRACIÓN 11. CURVAS MOTRIZ Y CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA GRUNDFOS 18AT0307 SP 215-7	36
ILUSTRACIÓN 12. SISTEMA PARALELO DE 4 BOMBAS GRUNDFOS SP 215-7 Y CURVAS RESISTENTES.....	38
ILUSTRACIÓN 13. CURVA DE LA BOMBA CPH 350-620 Y CURVA RESISTENTE PARA CAUDAL DE 0,5072 m ³ /s	41
ILUSTRACIÓN 14. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE IMPULSO.	42
ILUSTRACIÓN 15. CURVAS DE LA BOMBA CPH350-620	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ILUSTRACIÓN 16. CURVAS DE LA BOMBA CPH250-710	46
ILUSTRACIÓN 17. CURVAS RESISTENTES PARA NUEVO CAUDAL DE DISEÑO DE 0,25 m ³ /s	47
ILUSTRACIÓN 18. INTERSECCIÓN CURVA DE LA BOMBA CPH250-710 CON CURVA RESISTENTE. CRITERIO PÉRDIDAS DE CARGA	48
ILUSTRACIÓN 19. CURVA RELACIÓN CAUDAL - POTENCIA.....	50
ILUSTRACIÓN 20. AJUSTE TANTO LINEAL COMO CUADRÁTICO DE LA RELACIÓN POTENCIA - CAUDAL	58
ILUSTRACIÓN 21. AJUSTE TANTO LINEAL COMO CUADRÁTICO DE LA RELACIÓN IRRADIANCIA - CAUDAL.....	59
ILUSTRACIÓN 22. VOLUMEN EN Balsa DE REGULACIÓN.....	62
ILUSTRACIÓN 23. TÉRMINOS DE POTENCIA EN FUNCIÓN DE LA HORA PARA LA TARIFA ÓPTIMA 6.1TD	69
ILUSTRACIÓN 24. COSTE DE CADA TÉRMINO DE POTENCIA DE LA TARIFA ÓPTIMA 6.1TD	69



ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 1. NECESIDADES HÍDRICAS	8
ECUACIÓN 2. EVAPOTRANSPIRACIÓN DEL CULTIVO.....	8
ECUACIÓN 3. CAUDAL FICTICIO CONTINUO EN M ³ /DÍA·HECTÁREA	12
ECUACIÓN 4.CAUDAL FICTICIO CONTINUO EN M ³ /DÍA	12
ECUACIÓN 5. CAUDAL CONTINUO DE LA JER	15
ECUACIÓN 6. TEMPERATURA DE TRABAJO DE LA CÉLULA DEL MÓDULO SOLAR.....	17
ECUACIÓN 7. TEMPERATURA DE TRABAJO DE LA CÉLULA DEL MÓDULO SOLAR VALORES SUSTITUIDOS.	17
ECUACIÓN 8. TENSIÓN MÁXIMA DEL MODELO DE PLACA HS-B120 DSN390-B	22
ECUACIÓN 9. TENSIÓN MÁXIMA DEL MODELO DE PLACA HYUNDAI HIE-S390VG	22
ECUACIÓN 10. CAUDAL DE DISEÑO CON MARGEN DE SEGURIDAD	30
ECUACIÓN 11. FÓRMULA DEL CAUDAL.....	31
ECUACIÓN 12. PÉRDIDAS DE CARGA POR FRICCIÓN.....	31
ECUACIÓN 13. DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE R DE LA CURVA RESISTENTE	31
ECUACIÓN 14. CURVA RESISTENTE CRITERIO DE VELOCIDAD MÁXIMA PARA CAUDAL DE 0,6763 M ³ /s	32
ECUACIÓN 15. DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO PARA CRITERIO DE PÉRDIDAS DE CARGA	32
ECUACIÓN 16. DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO SUSTITUYENDO VALORES PARA CRITERIO DE PÉRDIDAS DE CARGA	32
ECUACIÓN 17. DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE R DE LA CURVA RESISTENTE DEL CRITERIO DE PÉRDIDAS DE CARGA	32
ECUACIÓN 18. CURVA RESISTENTE CRITERIO PÉRDIDAS DE CARGA.....	32
ECUACIÓN 19. POTENCIA CONSUMIDA POR BOMBA	33
ECUACIÓN 20. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE BOMBAS POR CRITERIO DE POTENCIA MÁXIMA Y MÍNIMA.....	34
ECUACIÓN 21. POTENCIA OBTENIDA POR CAMPO SOLAR	34
ECUACIÓN 22. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE BOMBAS SUSTITUYENDO VALORES DE POTENCIAS	35
ECUACIÓN 23. CAUDAL QUE TRASIEGA CADA BOMBA POR EL CRITERIO DE LA POTENCIA	35
ECUACIÓN 24. CURVA MOTRIZ DE LA BOMBA GRUNDFOS SP 215-7	36
ECUACIÓN 25. RENDIMIENTO DE LA BOMBA GRUNDFOS SP 215-7.....	36
ECUACIÓN 26. CURVA MOTRIZ DE UN SISTEMA DE BOMBEO CON BOMBAS EN PARALELO.....	38
ECUACIÓN 27. CURVA DE SISTEMA EN PARALELO CON LOS COEFICIENTES SUSTITUIDOS.....	38
ECUACIÓN 28. CURVA MOTRIZ DE LA BOMBA DE CÁMARA PARTIDA CPH 350-620	41
ECUACIÓN 29. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE BOMBAS ELÉCTRICAS Y FOTOVOLTAICAS PARA ABASTECER LAS NECESIDADES DE JULIO	43
ECUACIÓN 30. CAUDAL DE DISEÑO PARA SATISFACER LAS NECESIDADES HÍDRICAS DE JULIO	43
ECUACIÓN 31. CURVA RESISTENTE CRITERIO DE VELOCIDAD	47
ECUACIÓN 32. CURVA RESISTENTE CRITERIO PÉRDIDAS DE CARGA.....	47
ECUACIÓN 33. ECUACIÓN GENÉRICA DE CURVA RESISTENTE.....	48
ECUACIÓN 34. ECUACIÓN GENÉRICA DE CURVA MOTRIZ DE UNA BOMBA.....	49
ECUACIÓN 35. CURVA MOTRIZ DE LA BOMBA MODIFICADA POR EL ALFA	49
ECUACIÓN 36. IGUALACIÓN DE LA CURVA MOTRIZ CON LA VARIACIÓN DE VELOCIDAD Y LA CURVA RESISTENTE	49
ECUACIÓN 37.COEFICIENTES DE LA IGUALACIÓN DE LA CURVA MOTRIZ CON LA VARIACIÓN DE VELOCIDAD Y LA CURVA RESISTENTE	49
ECUACIÓN 38. ECUACIÓN DE DETERMINACIÓN LA VELOCIDAD DE GIRO MÍNIMA	49
ECUACIÓN 39. RENDIMIENTO DE LA BOMBA EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DE GIRO.....	49
ECUACIÓN 40. POTENCIA DE LA BOMBA DEPENDIENTE DE LA VELOCIDAD DE GIRO Y LOS COEFICIENTES DE LAS CURVAS MOTRICES Y DE RENDIMIENTO.....	50
ECUACIÓN 41. CÁLCULO DE LA SOMBRA DE LAS PLACAS	53



ECUACIÓN 42. POTENCIA OBTENIDA POR LOS MÓDULOS.	55
ECUACIÓN 43. ECUACIÓN CUADRÁTICA DE RELACIÓN DE LA IRRADIANCIA Y EL CAUDAL.....	59

1. Introducción

1.1. Justificación

La principal justificación por la que he elegido este proyecto es debido a los tiempos en los que nos encontramos. Hoy en día, la huella del carbono es bastante notable en el sector de la energía. La mayoría de las centrales energéticas se abastecen de combustibles fósiles y, una menor parte, de combustibles nucleares para la generación de energía. Los combustibles fósiles tienen un gran impacto en el cambio climático.

Hemos de estar concienciados con el cambio climático y contribuir en nuestra mayor medida con este fenómeno tan perjudicial para la vida en la tierra. Una forma de contribuir es utilizando energías limpias y renovables. Y la energía solar es una de ellas.

La energía solar es una energía que tiene un impacto positivo en la huella del carbono ya que sustituye energía de la red eléctrica obtenida por combustibles contaminantes, por energía del sol. Además, va acorde con el plan de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. En particular, con el ODS número 7: Energía no contaminante y asequible. Este ODS pretende, a corto plazo, garantizar el acceso universal a una energía asequible, segura, sostenible y moderna, para mejorar las condiciones de vida de millones de personas. Por lo tanto, tiene como objetivo principal el acceso universal a la electricidad para el año 2030.

El 7% de la energía consumida en el mundo está relacionada con el agua. El agua es un bien escaso y hemos de gestionarla correctamente. Su escasez está relacionada también con el cambio climático. De ahí que la generación limpia de energía afecte a la escasez o no del agua

1.2. Antecedentes

A partir de la aprobación de la aprobación del Real Decreto 244/2019 se eliminó el impuesto al sol y se fomentó la producción solar y el autoconsumo. Como consecuencia de esta eliminación del decreto, nació el fomento del autoconsumo fotovoltaico.

La Comunidad de Regantes Murada Norte cuenta con un total de 991,8 hectáreas brutas (800 hectáreas netas) de tierras regables, situadas al norte del Municipio de Orihuela (Alicante), cerca del Canal de la Margen Derecha del Acueducto Tajo-Segura. Esta comunidad suministra agua de riego a sus 200 miembros. Actualmente, el suministro de agua se realiza desde el Canal del Post-Trasvase Tajo-Segura, requiriendo una elevación de 120 metros para llevar los recursos hídricos a la zona de riego. Sin embargo, este proceso implica un elevado consumo energético constante a lo largo del año, independientemente de si se está realizando el riego o no. Esto resulta en un costo energético excesivo, además de una ineficiencia energética y los consiguientes costos medioambientales adicionales.

El constante crecimiento del desarrollo industrial y el nivel de bienestar de nuestra sociedad actual demanda grandes cantidades de energía, principalmente proveniente de combustibles fósiles como el carbón, petróleo y gas natural. Estos combustibles presentan desventajas, como el agotamiento gradual de los yacimientos existentes, así como la emisión de gases de efecto invernadero y partículas contaminantes. Por otro lado, las fuentes de energía renovable ofrecen una alternativa inagotable y más sostenible. Entre estas fuentes, la radiación solar destaca por su alto potencial. Los sistemas de generación fotovoltaica convierten directamente la radiación solar en energía eléctrica utilizable.

Con el objetivo de reducir los elevados costos eléctricos, se plantea la construcción de una nueva estación de bombeo que funcione con energía fotovoltaica. De esta manera, se podrá aprovechar la energía solar de la zona para elevar las aguas de riego hacia las balsas que la comunidad de regantes posee, asegurando así el suministro necesario. Esta iniciativa no solo contribuirá a disminuir los costos y mejorar la eficiencia energética, sino que también reducirá los impactos ambientales asociados al uso de combustibles fósiles.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo principal

El objetivo principal que persigue este proyecto no es otro que el dotar a la comunidad de regantes de, al menos en una parte del suministro, de una fuente de energía renovable como es la energía solar. De esta manera, estaríamos reduciendo los costes energéticos de la instalación y además estaríamos contribuyendo de una manera muy activa al Objetivo del Desarrollo Sostenible de Energía no contaminante y asequible.

A su vez, estaríamos reduciendo la huella del carbono y haciendo un mundo más amigable medioambientalmente hablando.

1.3.2 Objetivos específicos

En cuanto a los objetivos específicos de este trabajo, partiendo del objetivo general se pretende conseguir:

1. Determinar las necesidades hídricas
2. Dimensionar adecuadamente de la tubería de impulsión
3. Seleccionar adecuadamente de las bombas de impulsión
4. Calcular la potencia obtenida a raíz de la radiación solar

1.4. Limitaciones del proyecto

Este proyecto está centrado, por una parte, en el cálculo fotovoltaico y, por otra parte, en el cálculo hidráulico de la instalación. Con respecto a la parte fotovoltaica, nos centraremos tanto en el número de placas necesarias como en la energía que se puede obtener.

En relación con el cálculo hidráulico, nos centraremos en el dimensionado de la tubería de impulsión, selección del tipo y número de bombas, uso de la balsa de regulación y, por último, caudales a impulsar.

Este proyecto no incluiría ni el proyecto de la instalación eléctrica ni el cálculo de la estructura soporte de las placas solares. Sí que se va a considerar como partidaalzada el precio de la estructura basándonos en proyectos existentes con una estructura similar.

2. Área de estudio

2.1. Localización

El proyecto planteado para este trabajo final de grado toma lugar en la Comunidad Valenciana en la provincia de Alicante. Exactamente en La Murada, una pedanía perteneciente al municipio de Orihuela. Este bombeo fotovoltaico es realizado para la comunidad de regantes La Murada Norte.

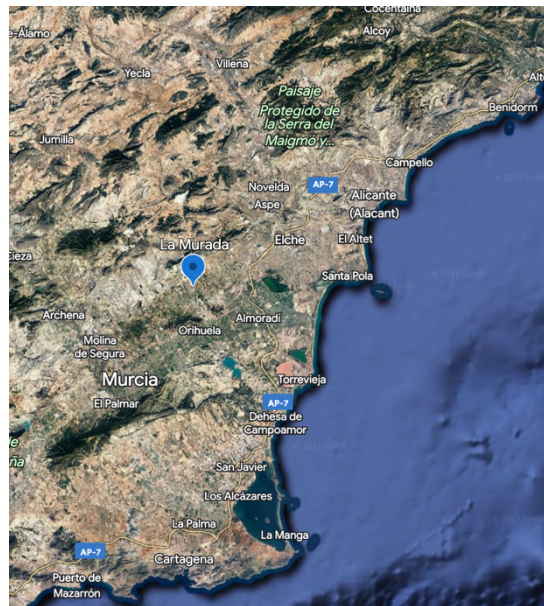


Ilustración 1. Localización de La Murada

Las instalaciones se encuentran en la siguiente parcela catastral:

- Paraje: Lo Reig. Orihuela (Alicante).
- Polígono: 6.
- Parcela: 66.
- Ref. Catastral 03099A006000660000TH
- Coordenadas: 38° 11'43.16"N 0°57'07.54"O a 123-126 m sobre el nivel del mar
- Clase: Rústico

- Uso principal: Agrario

La parcela es una segregación de 12.000 m² de la original situada al sur de esta. Se trata de una parcela plantada actualmente de cítricos en producción.

2.2. Características climatológicas

Orihuela - La Murada, pertenece a la Vega Baja del Segura, comarca de la Comunidad Valenciana. Esta zona tiene un clima mediterráneo seco cuyos rasgos generales la hacen considerarse una zona árida -ya que las precipitaciones anuales son inferiores a los 400 mm- subtropical, y bastante común en la cuenca del mediterráneo. Este tipo de clima hace que los veranos sean cálidos y húmedos con baja probabilidad de encontrar los cielos nublados y, por consecuencia, de tener lluvias. Los inviernos son ligeramente fríos y parcialmente nublados.

Para la determinación de la climatología de la zona, hemos tomado los datos de la estación agrometeorológica de Orihuela - La Murada. Estos datos están comprendidos en el periodo que va desde abril 2015 hasta diciembre 2022. Esta estación se encuentra activa desde 2015.



Ilustración 2. Estación agrometeorológica de La Murada - A21

Estación agrometeorológica de LA MURADA - A21

Provincia: Alicante/Alacant

Municipio: Orihuela

Paraje: Las Fuentes

Cuenca: Júcar

Fecha instalación: 09/04/2015

Fecha último dato: 27/03/2023

UTM X:678796 - Y:4227878 Huso: 30 - Altitud: 96

En cuanto a las características climatológicas, se trata de un área cuya temperatura media anual es de 18,1°C. Esta zona tiene en enero una temperatura media mensual de 10,4°C siendo la menor de todos los meses del año. En cambio, en julio se da la mayor temperatura media mensual del año con un valor de 26,5°C.

La humedad media anual de los alrededores de la instalación es de 65%. Esta cifra oscila a lo largo de los meses del año. Nos encontramos con junio siendo el mes con menos humedad relativa media mensual con 58%. Por otro lado, tenemos octubre con una humedad relativa media mensual de 72% que corresponde con el valor máximo del año.

Con respecto a las precipitaciones, observando los datos de los años de 2016 al 2022, la media anual de precipitación de la zona es de 362 mm teniendo como año con menos precipitaciones el 2017, con una precipitación de 181 mm. Además, hemos de tener en cuenta que, en septiembre de 2019, la Vega Baja sufrió una DANA en la cual llegaron a caer 316 litros de agua por metro cuadrado. Esto hace que en el año 2019 la precipitación total ascendiese a un valor de 562 mm.

Sin embargo, la mayoría de los años, la precipitación anual no supera los 400 mm. Esto nos hace considerar la zona como árida. Pese a tener uno de los desastres meteorológicos más importantes de la historia de España, es una de las zonas de la península ibérica que menos precipitaciones tiene anualmente. Esto limita el crecimiento de algunos tipos de cultivos forzando a la zona a llevar una agricultura de secano.

Finalmente, las horas de sol es un factor a tener en cuenta ya que juegan un papel clave en el buen funcionamiento de este proyecto. Orihuela - La Murada tiene un número medio anual de horas de sol de 2953 horas. Este valor nos indica que la zona es un lugar propenso para la instalación de placas fotovoltaicas debido a sus horas de sol y a la baja probabilidad de tener el cielo nublado. El sur de la Comunidad Valenciana es uno de los sitios dónde hay más horas de sol junto con Andalucía, gran parte de Murcia, Extremadura y parte de Castilla-La Mancha.

Aquí tenemos un mapa que representa las horas de sol de media anual en la zona de Alicante.

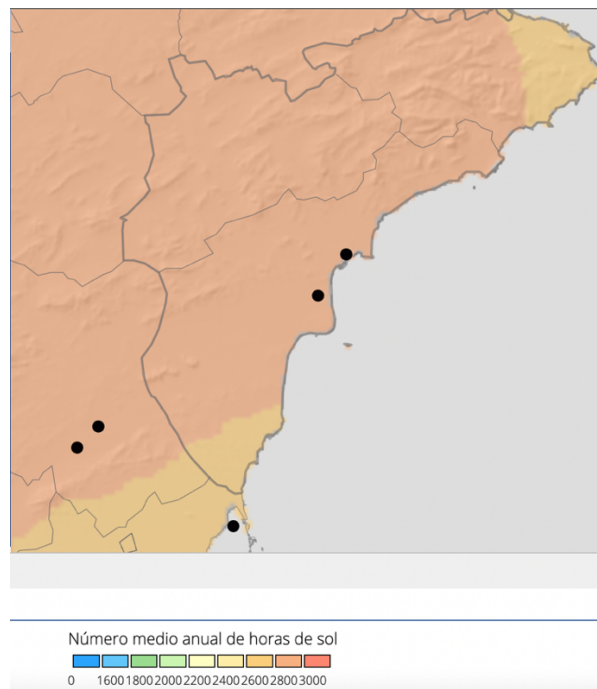


Ilustración 3. Horas de sol media anual en la zona de Alicante

2.3. Características agronómicas

La Comunidad General de Regantes Murada Norte, 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. El cítrico debe regarse cada 7 a 28 días según la época del año y también depende del suelo en el que está plantado.

3. Determinación de las necesidades hídricas

3.1. Cálculo basado en la evapotranspiración del cultivo

La Evapotranspiración es la cantidad de agua contenida en el suelo que acaba en la atmosfera debido a la evaporación y la transpiración de las plantas. El agente causante de la evapotranspiración es la atmósfera. Este dato, junto con la precipitación, son esenciales para el cálculo de las necesidades hídricas de los cultivos.

La Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO) establece un modelo basado en un balance hídrico:

$$N_n = ET_C - P$$

Ecuación 1. Necesidades hídricas

Dónde N_n representa las necesidades netas que necesita el cultivo. ET_C es la evapotranspiración del cultivo y la P es la precipitación.

A su vez, la evapotranspiración del cultivo es una expresión que tiene la siguiente forma:

$$ET_C = ET_O \cdot K_C$$

Ecuación 2. Evapotranspiración del cultivo

La evapotranspiración del cultivo de referencia (ET_O) es un factor que depende de la precipitación anual y de la temperatura media de la zona considerada. La ET_O va multiplicada por otro término denominado coeficiente de cultivo (K_C). Este coeficiente puede tener un valor variable dependiente de la época de crecimiento en la que se encuentre el cultivo. Además, en función del cultivo que sea y de si el clima es húmedo o seco, este coeficiente puede tomar diferentes valores.

Para la obtención de la evapotranspiración del cultivo de referencia hemos tomado los datos de la estación de Orihuela-La Murada. Con estos datos, hemos generado la siguiente tabla:

Mes	ETo (mm/mes)	ETo (mm/día)
Enero	48,87	1,58
Febrero	60,63	2,14
Marzo	87,13	2,81
Abril	102,62	3,57
Mayo	151,81	4,92
Junio	172,89	5,76
Julio	181,54	5,86
Agosto	156,56	5,07
Septiembre	105,13	3,68
Octubre	75,07	2,43
Noviembre	51,88	1,73
Diciembre	40,39	1,30

Tabla 1. Evapotranspiración de referencia

Y como resumen de esta tabla de datos, hemos sacado las medias anuales y diarias de la Evapotranspiración de referencia.

Total/anual	1234,51	mm
Media/día	3,40	mm

Tabla 2. Medias anuales y diarias de la Evapotranspiración

Para el cálculo del coeficiente del cultivo (K_C) debemos tener en cuenta que podemos utilizar como fuente de información La Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO) y el Instituto Valenciano de Investigaciones Agrarias (IVIA).

Haciendo el cálculo en base a la FAO, hemos de considerar que el cultivo es cítrico y que hay diferentes etapas de crecimiento. La fase inicial dura unos 60 días, la fase de desarrollo 90 días, la fase media 120 días y la fase final 95 días. Es decir, en total 365 días. Hay tres tipos de coeficiente del cultivo: K_C inicio, K_C med y K_C fin. Los valores de cada coeficiente para cultivos de cítricos son 0,7 para el de inicio, 0,65 para el medio y 0,7 para el final. El de inicio afectará a los meses de enero y febrero. El medio a los meses que van desde marzo a septiembre y, por último, el de fin de octubre a diciembre. Durante el período de crecimiento del cultivo, los distintos valores del coeficiente del cultivo K_C expresa los cambios en la vegetación y en el grado de cobertura del suelo.

Multiplicamos el valor de la evapotranspiración de referencia por el coeficiente del cultivo y obtenemos la evapotranspiración del cultivo, es decir, cuanta cantidad de agua devuelve el cultivo a la atmósfera.

Mes	Kc	ETc (mm/día)
Enero	0,70	1,10
Febrero	0,70	1,50
Marzo	0,65	1,83
Abril	0,65	2,32
Mayo	0,65	3,20
Junio	0,65	3,75
Julio	0,65	3,81
Agosto	0,65	3,29
Septiembre	0,65	2,39
Octubre	0,70	1,70
Noviembre	0,70	1,21
Diciembre	0,70	0,91

Tabla 3. Coeficiente de cultivo y Evapotranspiración por día en base a la FAO

Por último, necesitamos sacar las necesidades hídricas. Estas se calculan como la diferencia entre la ETc, que es la cantidad de agua que evapora el terreno donde se encuentra el cultivo, y las precipitaciones, que es el agua que se le aporta desde la atmósfera. La diferencia entre lo que se evapora y lo que se precipita es la cantidad de agua necesaria para el cultivo, es decir, las necesidades hídricas netas.

Mes	ETo (mm/día)	Kc	Etc (mm/día)	Precipitación (mm/día)	Necesidades hídricas netas (mm/día)
Enero	48,87	0,70	1,10	1,24	-0,14
Febrero	60,63	0,70	1,50	0,16	1,34
Marzo	87,13	0,65	1,83	2,07	-0,24
Abril	102,62	0,65	2,32	1,40	0,92
Mayo	151,81	0,65	3,20	0,69	2,51
Junio	172,89	0,65	3,75	0,60	3,15
Julio	181,54	0,65	3,81	0,12	3,68
Agosto	156,56	0,65	3,29	0,52	2,77
Septiembre	105,13	0,65	2,39	2,16	0,24
Octubre	75,07	0,70	1,70	0,67	1,03
Noviembre	51,88	0,70	1,21	1,03	0,18
Diciembre	40,39	0,70	0,91	0,95	-0,04

Tabla 4. Tabla resumen del cálculo de necesidades hídricas en base a la FAO

Como podemos observar en los datos proporcionados por la tabla resumen de arriba, en enero, marzo y diciembre las necesidades hídricas dan un valor menor que cero. Esto significa que en estos meses las precipitaciones superan a la evapotranspiración. Entonces, no se aplicará ningún caudal ya que es suficiente con las precipitaciones típicas de estos meses.

Por otro lado, tenemos el mes de julio. En este mes se alcanza una temperatura media mensual de 26,51°C. Es la temperatura media más alta de todos los meses del año. Este mes será el que más necesidades de caudal demandará debido a que cuanto mayor es la temperatura, mayor es la evapotranspiración. Además, es un mes con una media de precipitaciones de 0,12 mm al día. Este nivel de precipitación tan bajo hace necesario que haya que aportar una mayor cantidad de caudal con respecto a los demás meses.

Por otro lado, si tomamos en consideración el coeficiente de cultivo que nos proporciona el Instituto Valenciano de Investigaciones Agrarias (IVIA), tendríamos una Evapotranspiración distinta y por tanto unas necesidades hídricas diferentes a las que obtenemos por medio de la FAO.

Mes	ET _o (mm/día)	K _c	E _t (mm/día)	Precipitación (mm/día)	Necesidades hídricas netas (mm/día)
Enero	48,87	0,49	0,77	1,24	-0,47
Febrero	60,63	0,48	1,03	0,16	0,87
Marzo	87,13	0,49	1,38	2,07	-0,69
Abril	102,62	0,46	1,64	1,40	0,24
Mayo	151,81	0,41	2,02	0,69	1,33
Junio	172,89	0,46	2,65	0,60	2,05
Julio	181,54	0,50	2,93	0,12	2,81
Agosto	156,56	0,59	2,99	0,52	2,47
Septiembre	105,13	0,55	2,02	2,16	-0,14
Octubre	75,07	0,62	1,51	0,67	0,84
Noviembre	51,88	0,54	0,93	1,03	-0,10
Diciembre	40,39	0,47	0,61	0,95	-0,34

Tabla 5. Resumen del cálculo de necesidades hídricas en base al IVIA

Como podemos observar las necesidades hídricas son negativas en los meses de enero, marzo, septiembre, noviembre y diciembre. El coeficiente de cultivo en base al IVIA es menor que en base a la FAO. Esto repercute directamente en las necesidades hídricas haciendo que el mes con más necesidades hídricas siga siendo julio, pero con unas necesidades de 2,81 mm/día.

Finalmente, a la hora de decidir con que coeficientes de cultivo quedarnos vamos a elegir los coeficientes del IVIA. El principal motivo es que la FAO tiene una orientación más general mientras que el IVIA se enfoca de manera más específica en la zona de la Comunidad Valenciana. Por tanto, siguiendo la información del Instituto Valenciano de Investigaciones Agrarias, estaremos más cerca de la realidad debido a la especialización en el tratamiento de las distintas zonas de la Comunidad Valenciana.

3.2. Programación anual del riego

Los cítricos son cultivos que necesitan de un riego cada 7 a 28 días dependiendo de la época del año. Sin embargo, vamos a asumir una jornada efectiva de riego (JER) equivalente al número de horas de sol del día.

Haciendo uso de los datos de la estación de La Murada - Orihuela para calcular las necesidades hídricas netas y el caudal necesario en cada mes, y apoyándonos de la ayuda de un programa de asesoramiento de riego localizado (PARLoc) del IVIA vamos a calcular el caudal ficticio continuo.

Este caudal ficticio continuo (q_{fc}) se calcula a partir del mes con mayores requerimientos hídricos. En nuestro caso se trata del mes de julio en el cual hay unas necesidades hídricas netas de 2,81 mm/día.

$$q_{fc} = 2,81 \frac{mm}{día} \cdot \frac{1 m}{1000 mm} \cdot \frac{10000 m^2}{1 ha} = 28,1 \frac{m^3}{día \cdot ha}$$

Ecuación 3. Caudal ficticio continuo en m³/día-hectárea

Teniendo en cuenta que estamos ante una superficie de 800 hectáreas netas de cultivo, el caudal ficticio continuo resultante sería

$$q_{fc} = 28,1 \frac{m^3}{día \cdot ha} \cdot 800 ha = 22480 \frac{m^3}{día}$$

Ecuación 4. Caudal ficticio continuo en m³/día

Y pasando las unidades a metros cúbicos por hora nos sale un caudal de 936,67 m³ /h. Este es nuestro caudal ficticio continuo si regásemos todos los días del año.

Mes máx. Nn	Nn (mm/día)	q_{fc} (m ³ /día·ha)	Área (ha)	q_{fc} (m ³ /h)
Julio	2,81	28,1	800	936,67

Tabla 6. Necesidades hídricas y caudal ficticio continuo del mes de Julio

Hemos calculado los 12 caudales que se necesitarían aplicar si regásemos durante todos los días de cada mes.

Mes	Qfc (m3/día)	Qfc (m3/h)	Volumen total por regar en el mes (m3)
Enero	0,00	0,00	0,00
Febrero	6943,09	289,30	194406,40
Marzo	0,00	0,00	0,00
Abril	1933,00	80,54	57990,00
Mayo	10605,30	441,89	328764,30
Junio	16410,60	683,78	492318,00
Julio	22460,00	935,83	696260,00
Agosto	19764,50	823,52	612699,50
Septiembre	0,00	0,00	0,00
Octubre	6705,20	279,38	207861,20
Noviembre	0,00	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,00	0,00

Tabla 7. Caudales mensuales suponiendo riego diario y volumen a regar por mes.

En los meses de enero, marzo y diciembre no se aplicaría caudal debido a que las precipitaciones superan a la evapotranspiración y por tanto la tierra donde está el cultivo recibe más agua de la que necesita.

Una vez calculado el volumen necesario mensual, vamos a hacer un estudio sobre las veces que regaremos por semana y por mes el cultivo. Para ello nos hemos basado en la información del Instituto Valenciano de Investigaciones Agrarias (IVIA). Este, como hemos comentado anteriormente, tiene un conocimiento más en detalle de las características y propiedades de los terrenos y cultivos de la zona valenciana. Y, por tanto, vamos a estudiar la posibilidad de acogernos a su programa de recomendación de riego.

Mes	Número de Riegos a la semana	Número de riegos al mes
Enero	0	0
Febrero	1	4
Marzo	0	0
Abril	1	4
Mayo	2	8
Junio	3	12
Julio	4	16
Agosto	4	16
Septiembre	1	4
Octubre	2	8
Noviembre	1	4
Diciembre	0	0

Tabla 8. Frecuencia de Riego

Como observamos en la tabla ocho, la cantidad de veces que se riega por mes es mayor en los meses en los que la evapotranspiración es mayor. Esto es debido a las horas de sol y, sobre todo, a la temperatura media a la que se encuentra la zona en esos meses.

Hemos tomado la decisión de que vamos a regar el área durante las horas de sol, puesto que son las horas durante las cuales la bomba podrá funcionar debido a las placas fotovoltaicas. Por tanto, nuestra JER (Jornada Efectiva de Riego) dependerá de las horas de sol al día.

Con el volumen total que hay que verter por mes y el número de veces que se riega al mes, podemos calcular el caudal de riego necesario en cada mes del año. El volumen total de agua que necesita recibir el terreno se divide entre las veces que se riega al mes y obtenemos como resultado el Volumen aplicado por riego. Después, volvemos a dividir el volumen aplicado de riego entre el número de horas de riego y nos da definitivamente el caudal en m³ y por hora.

Mes	Número de Riegos a la semana	Número de riegos al mes	Horas de Sol (h/día)	Volumen total por regar en el mes (m3)	Volumen aplicado por riego (m3)	Volumen por riego/horas de riego (m3/h)
Enero	0	0	7,12	0,00	0,00	0,00
Febrero	1	4	8,56	194406,40	48601,60	5679,65
Marzo	0	0	9,28	0,00	0,00	0,00
Abril	1	4	10,33	57990,00	14497,50	1403,61
Mayo	2	8	11,94	328764,30	41095,54	3442,20
Junio	3	12	12,51	492318,00	41026,50	3278,51
Julio	4	16	12,33	696260,00	43516,25	3528,23
Agosto	4	16	11,43	612699,50	38293,72	3350,28
Septiembre	1	4	10,10	0,00	0,00	0,00
Octubre	2	8	8,96	207861,20	25982,65	2901,47
Noviembre	0	0	7,71	0,00	0,00	0,00
Diciembre	0	0	6,97	0,00	0,00	0,00

Tabla 9. Resumen de la hipótesis de riego variable

Estudiando la tabla nueve podemos llegar a la conclusión de que el mayor caudal a suministrar sería de 5679,65 m³/h durante 8,56 horas una vez a la semana durante el mes de febrero. Valorando la magnitud de estos caudales, podemos sacar en conclusión que se trata de grandes caudales. Esta situación, a la hora de la selección de bomba, nos va a forzar a elegir una bomba de mayores dimensiones y por tanto un mayor coste.

Vamos a estudiar como alternativa la opción del riego diario durante las horas de sol en los meses en los cuales se vaya a regar.

Recuperando los caudales calculados en la tabla ocho y retomando el significado de la jornada efectiva de riego, podemos calcular el caudal continuo que se va a entregar durante el tiempo de riego. Este tiempo de riego (JER) va a ser equivalente a las horas de sol. Para calcular el caudal continuo nos acogemos a la siguiente expresión.

$$Q_c JER = \frac{24 h}{horas\ de\ sol} \cdot Q_{fc}$$

Ecuación 5. Caudal continuo de la JER

Mes	Q _{fc} (m ³ /h)	Horas de Sol	Coficiente JER (Jornada Efectiva de Riego)	Q _c JER (m ³ /h)
Enero	0,00	7,12	3,37	0,00
Febrero	289,30	8,56	2,80	811,38
Marzo	0,00	9,28	2,59	0,00
Abril	80,54	10,33	2,32	187,15
Mayo	441,89	11,94	2,01	888,31
Junio	683,78	12,51	1,92	1311,41
Julio	935,83	12,33	1,95	1821,02
Agosto	823,52	11,43	2,10	1729,18
Septiembre	0,00	10,10	2,38	0,00
Octubre	279,38	8,96	2,68	748,77
Noviembre	0,00	7,71	3,11	0,00
Diciembre	0,00	6,97	3,44	0,00

Tabla 10. Caudales en base a la JER.

Finalmente, con esta forma de riego, salen caudales algo más asequibles pese a seguir habiendo magnitudes altas en los meses de más demanda hídrica. Esto nos hará ahorrar en la inversión de la bomba, pero aumentará el coste eléctrico ya que se va a bombear agua durante más horas. Pero hemos de tener en cuenta que la energía eléctrica proviene del sistema energético de autoconsumo constituido a base de placas fotovoltaicas alimentadas de la energía solar.

Para concluir, la programación del riego queda organizada en base a las horas de sol. La jornada efectiva de riego es mayor en la época central del año ya que hay más horas de sol. Esto hace que el coeficiente que multiplica el caudal sea menor. Sabemos que el mes que más demanda hídrica tiene es julio y a su vez el que más horas de sol tiene.

4. Dimensionado de la instalación solar

4.1. Cálculo de la irradiancia

La irradiancia es una medida de la cantidad de energía electromagnética que se emite por unidad de área de una fuente radiante. Es decir, es una medida de la intensidad de la fuente radiante, y puede variar dependiendo de la distancia entre la fuente y la superficie receptora. Se expresa en vatios por metro cuadrado (W/m^2). En el espacio, la irradiancia solar es de aproximadamente $1361 W/m^2$. Esta cantidad se conoce como constante solar, y representa la cantidad de energía radiante que el sol emite por unidad de área en todas las direcciones.

Mientras tanto, la irradiación se utiliza para describir la cantidad de energía que llega a una superficie, como la tierra o una célula solar. La cantidad de energía que llega a la superficie depende de varios factores, como la distancia entre la fuente de energía y la superficie, el ángulo de incidencia de la radiación y la absorción y reflexión de la energía por la atmósfera o la superficie.

La irradiación es una medida importante en muchas áreas, incluyendo la energía solar, la agricultura y la investigación médica. En la energía solar, la irradiancia se utiliza para determinar la cantidad de energía que puede producir un panel solar en una ubicación determinada. En la agricultura, la irradiancia se utiliza para determinar la cantidad de luz que llega a las plantas y cómo esto afecta su crecimiento y producción.

En nuestro caso vamos a calcular la irradiación para ver cuál sería la energía solar que podríamos aprovechar para alimentar la bomba. Para ello, vamos a usar la herramienta online llamada PVGIS que nos permite obtener datos de la irradiación tanto directa y difusa como la reflejada.

Para la toma de datos hemos tomado el intervalo de años que va desde el 2005 hasta el 2020, que es el intervalo en el cual hay datos.

Mes	Irradiación en plano horiz. (W/m ²)	Irradiación en plano óptimo (35°) (W/m ²)	Irradiación en plano siempre normal a los rayos (W/m ²)	Irradiación difusa/general	Temperatura media del día (°C)
Enero	83,76	148,17	150,51	0,32	9,81
Febrero	99,66	147,66	139,71	0,35	11,09
Marzo	146,15	182,28	168,27	0,34	13,80
Abril	176,32	188,03	179,94	0,34	16,71
Mayo	216,88	207,80	212,06	0,32	20,51
Junio	232,30	210,72	231,58	0,29	24,72
Julio	239,06	221,66	246,44	0,27	27,25
Agosto	210,20	214,94	222,70	0,29	26,88
Septiembre	159,14	186,58	174,26	0,34	23,35
Octubre	123,73	171,34	158,65	0,35	19,22
Noviembre	85,47	140,19	133,42	0,36	13,54
Diciembre	74,82	137,33	136,56	0,35	10,18
ANUAL	153,96	179,73	179,51	0,33	18,09

Tabla 11. Irradiación por meses e irradiación anual según planos de trabajo.

Tomando en consideración los datos obtenidos a través del PVGIS, sacamos la tabla resumen anterior. De la tabla 10, observamos que tenemos 4 columnas sobre la irradiación en función del plano de trabajo que consideramos. En la columna de la irradiación en un plano horizontal, obtenemos una irradiación máxima en el mes de julio. Hay que recordar que este mes es el que más horas de sol tiene y mayor temperatura media mensual. Además, que sea el mes con mayor irradiación se debe a que, en este mes, la posición del sol debido al giro de la tierra alrededor del sol hace que la incidencia de los rayos de sol sea más cercana a la perpendicular sobre plano de inclinación 0°.

La temperatura de trabajo de la célula es dependiente de la irradiación y de la temperatura ambiente mediante la siguiente expresión lineal:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800}$$

Ecuación 6. Temperatura de trabajo de la célula del módulo solar.

Siendo T_c la temperatura de trabajo de la célula (°C), T_a la temperatura ambiente. TONC corresponde a la temperatura de operación nominal de la célula (°C) y la G hace referencia a la irradiancia en W/m². El valor de la TONC de los módulos es de 45°C y la temperatura ambiente máxima considerada es 40°C:

$$T_c = 40 + 250 \cdot \frac{45 - 20}{800} = 47,8 \text{ °C}$$

Ecuación 7. Temperatura de trabajo de la célula del módulo solar valores sustituidos.

Por lo que la temperatura más crítica de funcionamiento es de alrededor de 50°C. Considerando que en una placa de características medias la temperatura de funcionamiento se encuentra en un rango de entre -40°C y 85°C, podemos decir que las condiciones permiten un buen funcionamiento de la célula fotovoltaica.

Con respecto al plano de trabajo, llegamos a la conclusión de que en el plano horizontal es el que menos optimiza la radiación que proviene del sol, pese a ser en ciertos meses el plano que más radiación capta como por ejemplo en mayo y junio. Otra situación que debemos tener en cuenta es que colocando la placa con una inclinación de 35° no se optimiza al máximo la irradiación incidente en el mes de máxima irradiación, es decir en el mes de julio. Por lo tanto, lo ideal sería poder orientar la placa fotovoltaica en función de la época del año y de la hora del día para mantener la máxima perpendicularidad durante todas las horas de sol.

De esta reflexión de buscar siempre la máxima perpendicularidad frente a los rayos de sol, nace la incógnita de cuál es la inclinación ideal.

4.2. Cálculo del ángulo de inclinación óptimo

Según el PVGIS el ángulo óptimo es de 35°. Sin embargo, como podemos observar en la siguiente gráfica, la gráfica naranja que representa las placas situadas a una inclinación de 35°, se queda siempre un poco por debajo de la gráfica roja. La gráfica roja representa la irradiación directa en un plano siempre perpendicular a los rayos de sol. Los meses de máxima irradiación no llegamos a obtener ese nivel con las placas orientadas a 35°.

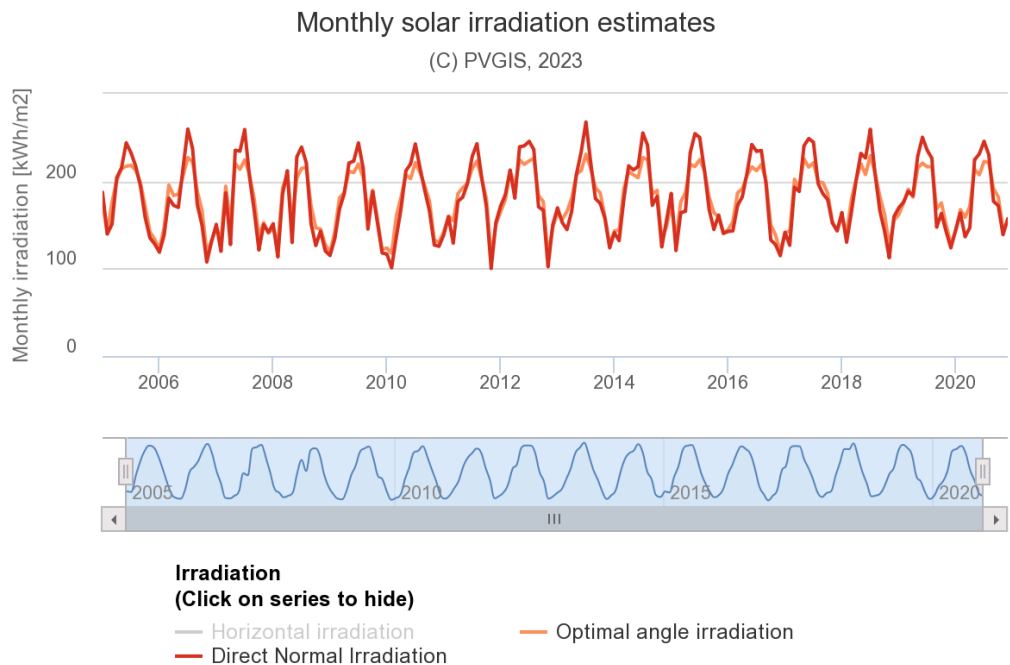


Ilustración 4. PVGIS: Radiación solar mensual estimada

Esto nos hace sacar en conclusión que en los meses de mayor irradiación no sacamos el máximo partido de toda esa energía. Para obtener una mayor cantidad de energía solar en esa época del año podríamos probar inclinando las placas de tal manera que los rayos de sol queden más perpendiculares en los meses centrales del año. Sin embargo, esta inclinación no es óptima para todas las épocas del año.

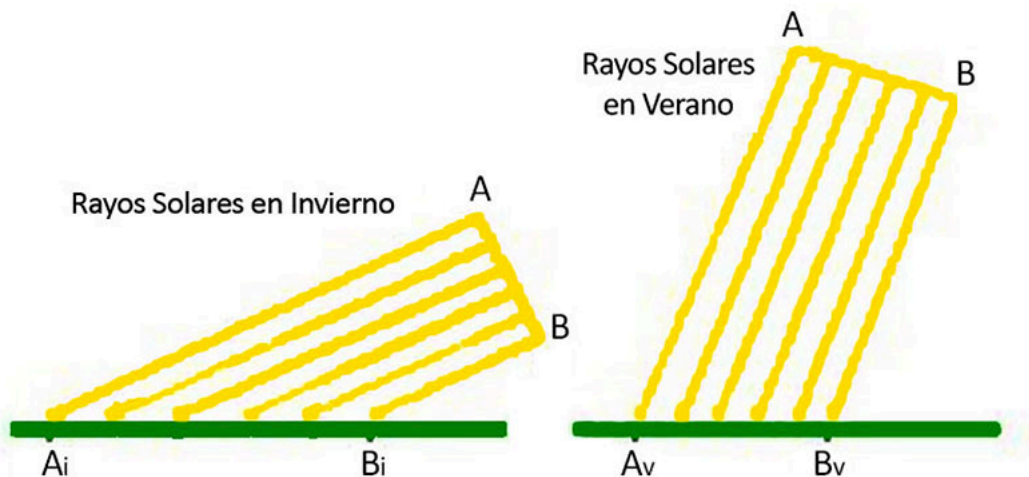


Ilustración 5. Incidencia de los rayos solares en función de la estación del año

Para optimizar al máximo la irradiación que puede captar la célula fotovoltaica durante todas las horas de sol y en todas las épocas del año, vamos a utilizar una tecnología llamada seguidores solares. Esta tecnología es una tecnología en desarrollo y no está muy extendida en el sector solar, por el momento.

Esta tecnología permite hacer un seguimiento a la posición del sol durante el día alrededor de un solo eje. Se coloca el eje horizontal en la dirección Norte-Sur. Sobre este eje rotará la placa solar orientándose de Este a Oeste. La velocidad de giro es de 15° por hora, como la del reloj.

Lo ideal sería tener un seguidor solar de dos ejes. Sin embargo, su relativa novedad y los altos inconvenientes que tiene esta tecnología que todavía está en desarrollo, junto a su alto coste, hace que sea una tecnología que va a tardar en hacerse común en el sector solar.

En el contexto de las placas solares, el ángulo azimutal se refiere al ángulo horizontal entre el panel solar y el norte geográfico. Este ángulo es importante para maximizar la cantidad de energía solar que se puede capturar con el panel solar.

Para un panel solar ubicado en el hemisferio norte, el ángulo azimutal óptimo es generalmente hacia el sur, ya que esto maximiza la cantidad de luz solar directa que llega al panel. Si el panel solar está ubicado en el hemisferio sur, entonces el ángulo azimutal óptimo sería hacia el norte.

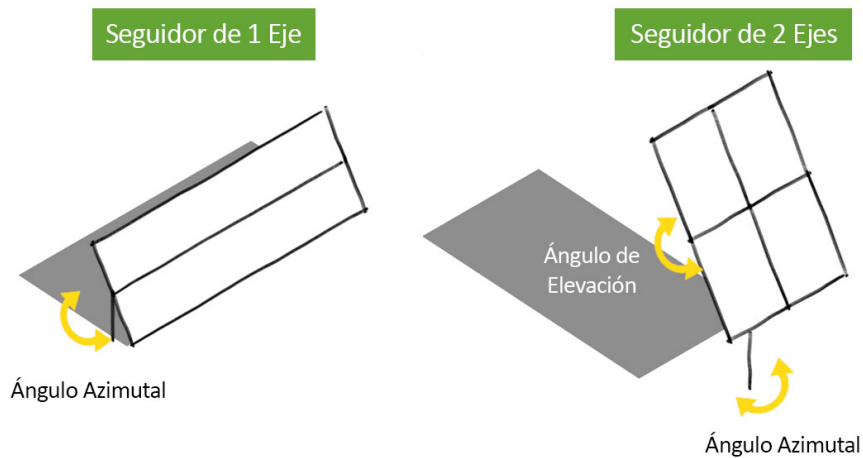


Ilustración 6. Seguidores solares a distintos ejes

Es importante tener en cuenta que el ángulo azimutal óptimo para un panel solar puede variar según la ubicación geográfica, la estación del año y las condiciones climáticas locales. Los paneles solares se van a montar en soportes ajustables para permitir la optimización del ángulo azimutal según las condiciones cambiantes.

Aquí tenemos una imagen comparativa del porcentaje de kWh que se obtiene con un panel fijo en comparación con un panel de seguimiento en un eje con el ángulo azimutal.

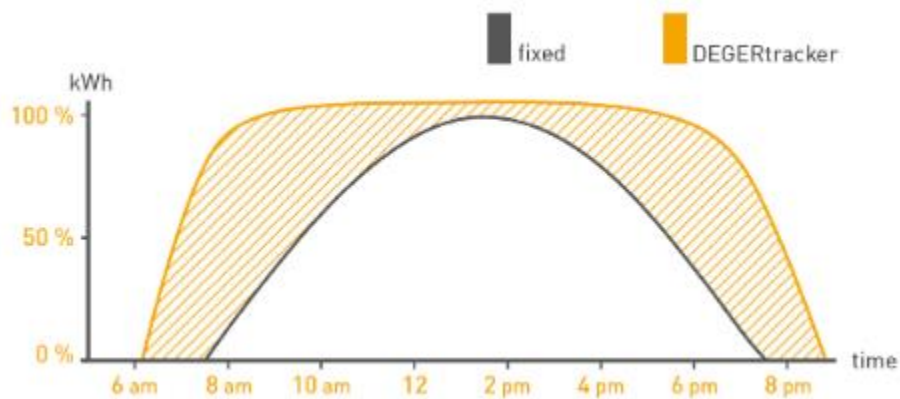


Ilustración 7. DEGERtracker: Diferencia entre placas fijas y placas con un seguidor

En esta gráfica podemos ver que hay una gran diferencia en el área bajo cada curva. La curva amarilla "DEGERtracker", es la curva de la tecnología de seguidores solares mientras que la curva gris, es la curva de una placa fija.

Podemos observar que con los seguidores solares desde bien pronto, se comienza a optimizar la energía que transmite el sol en las primeras horas del día, llegando a maximizar esta energía durante un largo periodo de horas. Sin embargo, tratando la información que nos aporta la curva de las placas fijas, podemos ver que la energía alcanza un máximo durante un corto periodo de tiempo y tan solo en las horas centrales del día. Estos datos se han tomado en un mes con casi 13 horas de sol. Es decir, en julio.

4.3. Selección de las placas

En este apartado vamos a realizar los cálculos necesarios para determinar cuál es el modelo apropiado para realizar el bombeo fotovoltaico.

Para la selección de las placas vamos a coger un par de modelos a partir de los cuales se van a estudiar las propiedades de estas placas y se van a establecer cuáles son las características mínimas que debe cumplir.

El primer modelo que vamos a tomar para el estudio es de la empresa HUASUN, que es una empresa China especializada en el sector fotovoltaico. En cuanto al modelo es el HS-B120DSN y tiene las siguientes características:

Modelo	HS-B120 DSN390-B
Potencia Máxima	390W
Eficiencia del Módulo (%)	21.4%
Voltaje óptimo de funcionamiento (Vmp)	37,23V
Intensidad óptima de funcionamiento (Imp)	10,49A
Voltaje circuito abierto (Voc)	44,67V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	10,92A
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40 ~ +85°C
Máxima Tensión del Sistema TUV/UL	DC 1500V
Tolerancia de Potencia (W)	0 ~ +5W
Bifacialidad	90% ± 5%
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula °C	44 ± 2
Coef. Temp. de I_{sc}	0,04%/°C
Coef. Temp. de V_{oc} (TK Voc)	0,24%/°C

Tabla 12. Características del panel fotovoltaico HS-B120 DSN390-B

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C. Tolerancias medida STC: ±3% (Ppm); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

Estos módulos fotovoltaicos irán unidos en serie para aumentar la tensión hasta el nivel necesario para el correcto funcionamiento del sistema convertidor de tipo de corriente. Este convertidor se limita a 800 Vcc en las condiciones en las que el módulo proporciona mayor diferencia de potencial. Estas condiciones coinciden con la temperatura más baja de funcionamiento considerada (0°C).

La tensión máxima de cada placa será de:

$$\Delta V = (25^{\circ}\text{C} - 0^{\circ}\text{C}) * 0,24 = 6\%$$

$$V_{oc} (0^{\circ}\text{C}) = 44,67 * 1,06 = 47,35 \text{ Vcc}$$

Ecuación 8. Tensión máxima del modelo de placa HS-B120 DSN390-B

Como hemos comentado anteriormente, a la entrada del variador no se pueden superar los 800 Vcc por lo tanto utilizaremos cadenas de 16 módulos puesto que esto generará un voltaje de 757,6 Vcc.

El segundo modelo que vamos a estudiar es de la empresa Hyundai, que es una empresa surcoreana que principalmente fabrica automóviles. Sin embargo, también tiene fabricación de material fotovoltaico. Con respecto al modelo, es el HiE-S390VG y tiene las siguientes características:

Modelo	HYUNDAI HiE-S390VG
Potencia Máxima	390W
Eficiencia del Módulo (%)	19,90%
Voltaje óptimo de funcionamiento (Vmp)	38,5
Intensidad óptima de funcionamiento (Imp)	10,13A
Voltaje circuito abierto (Voc)	46,3V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	10,87A
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40 ~ +85°C
Máxima Tensión del Sistema TUV/UL	DC 1500V
Tolerancia de Potencia (W)	0 ~ +5W
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula °C	42,3 ± 2
Coef. Temp. de I _{sc}	0,04%/°C
Coef. Temp. de V _{oc} (TK Voc)	0,27%/°C

Tabla 13. Características del panel fotovoltaico HYUNDAI HiE-S390VG

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C. Tolerancias medida STC: ±3% (Ppm); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

La tensión máxima de cada placa será de:

$$\Delta V = (25^{\circ}\text{C} - 0^{\circ}\text{C}) * 0,27 = 6,75\%$$

$$V_{oc} (0^{\circ}\text{C}) = 46,3 * 1,0675 = 49,43 \text{ Vcc}$$

Ecuación 9. Tensión máxima del modelo de placa HYUNDAI HiE-S390VG

A la entrada del variador no se pueden superar los 800 Vcc como hemos comentado varias veces anteriormente. Por lo tanto, utilizaremos cadenas de 16 módulos en serie puesto que esto generará un voltaje de 790,8 Vcc.

Entre los dos paneles fotovoltaicos, el modelo HS-B120 DSN390-B y el modelo HYUNDAI HiE-S390VG hemos de elegir con cuál de los dos nos quedamos para proseguir con los cálculos de

las características mínimas que han de cumplir la estación fotovoltaica. Hablando del modelo HYUNDAI HiE-S390VG, su eficiencia del módulo es menor que la del modelo HS-B120 DSN390-B. Además, carece de la característica de Bifacialidad con respecto al HS-B120 DSN390-B. Por tanto, de aquí en adelante tomaremos como referencia para el cálculo de características el modelo de la empresa HUASUN, con modelo HS-B120 DSN390-B

4.4. Estimación con PVGIS de la potencia obtenida con la instalación supuesta

Para el cálculo de las pérdidas de potencia hemos hecho una estimación en la cual hemos estimado con el PVGIS que las pérdidas por temperatura y baja radiación son del 11%. Las pérdidas por reflectancia son del 3,5%. Y las pérdidas por cables, filtros, inversores y demás componentes son del 6%. En total un 20% aproximado.

Las características generales que quedarían de la instalación de los 16 módulos fotovoltaicos sería las expresadas en la siguiente tabla.

Tensión Máxima Potencia Vmp	596,32 V
Tensión de Circuito Abierto Voc	714,72 V
Tensión de Circuito Abierto Voc a 0º	757,6 V
Potencia Máxima Pmax	6240 Wp
Potencia Máxima útil (20% pérdidas) Pmax	4992 Wp
Corriente Máxima Potencia Imp	10,49 A

Tabla 14. Datos de la instalación de 16 módulos del modelo HS-B120 DSN390-B

Usaremos el software del Institute for Energy and Transport PVGIS que es un software bastante contrastado. Con este software obtendremos la radiación por meses que podrá captará uno de los módulos. Además, con las curvas de irradiación diaria que se nos facilita este programa, podemos obtener la curva correspondiente a la de un seguidor en un eje.

Latitud (grados decimales): 38.195					
Longitud (grados decimales): -0.952					
Base de datos de Radiación: PVGIS-SARAH2					
Potencia nominal del sistema Fotovoltaico (c-Si) (kW p): 0.4					
Pérdidas del sistema (%): 20.0					
Ángulo fijo de los módulos (grados.): 0					
Orientación (azimut) de los módulos (grados): 0					
Ángulo fijo					
Mes	E día	E mes	H(i) día	H(i) mes	SD mes
Enero	0.76	23.57	2.7	83.76	2.13
Febrero	1.01	28.4	3.56	99.66	2.51
Marzo	1.33	41.31	4.71	146.15	3.06
Abril	1.63	48.92	5.88	176.32	3.32
Mayo	1.9	58.89	7.0	216.88	5.09
Junio	2.06	61.67	7.74	232.3	1.95
Julio	2.03	62.8	7.71	239.06	1.55

Agosto	1.79	55.51	6.78	210.2	1.8
Septiembre	1.43	42.91	5.3	159.14	2.24
Octubre	1.1	33.96	3.99	123.73	2.46
Noviembre	0.79	23.8	2.85	85.47	2.13
Diciembre	0.67	20.9	2.41	74.82	1.26
Anual	1.38	41.89	5.06	153.96	0.97
Pérdidas por ángulo de incidencia (%)	Efectos Espectrales (%)		Temperatura y baja radiación (%)		Pérdidas totales(%)
Ángulo fijo	-3.59	0.39	-9.9		-30.24
E día: Producción de energía media por día por el sistema dado (kWh/día)					
E m: Producción de energía media por mes por el sistema dado (kWh/mes)					
H(i) día: Suma diaria promedio de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m ² /día)					
H(i) mes: Suma mensual promedio de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m ² /mes)					
SD mes: Desviación estándar de la producción de energía mensual debido a la variación anual de año a año (kWh)					

Tabla 15. Radiación recibida y energía producida por el módulo fotovoltaico

Esta tabla la hemos obtenido del PVGIS introduciendo las siguientes condiciones:

- Módulo de 390 W de silicio cristalino.
- Orientación de la placa fija a 0° girando con el eje N-S de Este-Oeste.
- Unas pérdidas por temperatura y baja radiación de 11%
- Pérdidas por reflectancia de 3,5%
- Pérdidas por cables, inversores, filtros y demás elementos eléctricos del 6%

Por lo tanto, estimamos inicialmente unas pérdidas aproximadas del 20%.

En la primera columna podemos ver el valor de la energía producida por día generada por un módulo con las condiciones establecidas. Se llega a producir hasta 2.06 (kW/día modulo) En la segunda columna, tenemos la energía producida por mes con las condiciones anteriormente mencionadas. Encontramos un máximo de producción de energía en el mes de julio con 62.8 kWh y una media anual de 41,89 kWh. Estas cantidades de energía son muy bajas como para poder mover los caudales anteriormente calculados. Necesitaremos poner más módulos. Si seguimos analizando los datos de la tabla vemos que se maximiza la producción en los meses centrales del año, cuando más horas de sol hay. La tercera columna se trata de la radiación media recibida por metro cuadrado y por módulo.

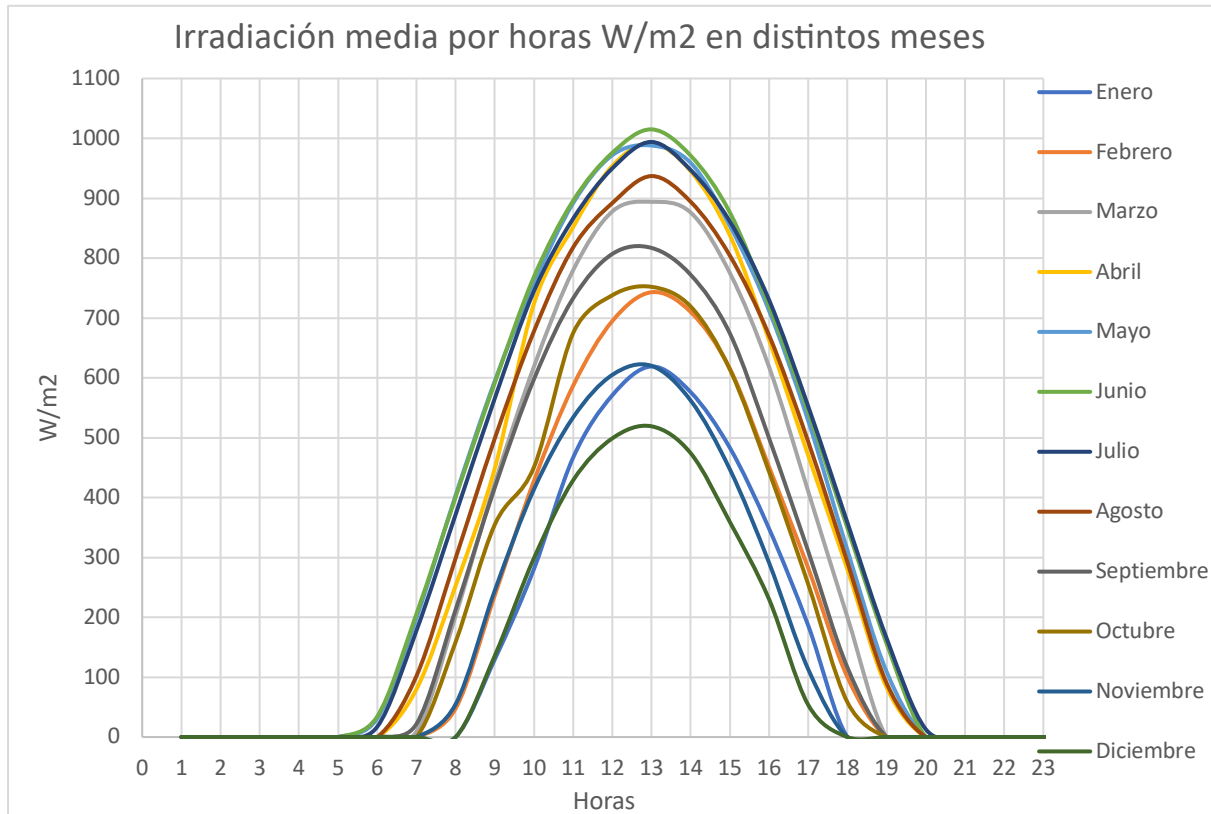


Ilustración 8. Radiación por meses considerando las placas fijas.

Gracias al PVGIS, hemos obtenido una tabla con la irradiación en el lugar de la ubicación de los paneles fotovoltaicos por horas durante todos los días del año 2020. Con estos 8760 datos los hemos introducido en una hoja de cálculo y hemos realizado la gráfica de arriba con la irradiación que se produce en un día medio de cada mes del año.

Como podemos ver, las curvas de irradiación que tienen un máximo más alto son mayo, junio y julio. Estos meses, a la 13:00 es cuándo mayor irradiación hay de todo el año. Esta curva tiene esta forma porque es considerando que las placas están fijas. Sin embargo, la curva tomará una forma plana por la parte de arriba debido a los seguidores, como hemos representado anteriormente.

La potencia nominal de una placa no es la potencia pico. Esta potencia pico solo se consigue en laboratorio con unas condiciones idóneas y se utiliza estos datos como patrón de medición.

Todos estos datos que hemos tratado anteriormente en este apartado eran en base a un módulo fotovoltaico. Sin embargo, vamos a proponer un sistema con una gran cantidad de módulos fotovoltaicos.

La instalación proyectada supuesta originalmente dispone de 14 mesas con cuatro cadenas de 16 módulos cada una. Por lo tanto, el total de módulos fotovoltaicos a colocar es de $16 \times 4 \times 14 = 896$ uds.

Por tanto, la magnitud de la potencia pico que se puede conseguir con este sistema es de 896 unidades por 0,39 kW que da un valor total del sistema de 349,44 kW. Vamos a hacer el estudio de la energía que es capaz de generar el sistema con un seguidor.

Hemos de dejar claro que nuestro objetivo principal es el de bombear agua para riego, no producir energía. Por ello, debemos analizar la curva diaria de irradiación solar en las distintas épocas del año.

Volviendo a usar la herramienta del PVGIS, vamos a obtener la información de la energía que se podría obtener en base al sistema establecido con la potencia de 349,44kW de potencia nominal. En la siguiente tabla tenemos la energía producida en kWh por los 896 módulos fotovoltaicos:

Mes	Energía Producida (kWh)	Irradiación (kWh/m ²)
Enero	35059,7	130,8
Febrero	38896,4	147,1
Marzo	52922,9	205,2
Abril	60498,4	240,6
Mayo	70523,4	287,8
Junio	73831,6	308,4
Julio	76381,8	322,4
Agosto	69271,7	289,7
Septiembre	54177,9	221,2
Octubre	45103,7	178,5
Noviembre	33680,2	128,4
Diciembre	31252,2	116,4
Total	641599,9	2576,5

Tabla 16. Generación de energía del sistema fotovoltaico.

En la tabla vemos reflejado que el mes dónde más energía se genera con el sistema dado incluyendo el seguidor solar a un eje, es en julio. Esto es debido a que este es el mes que más horas de sol tiene del año y a su vez, el mes en que más irradiación se capta. Se alcanza una producción de la energía en julio de 76382 kWh.

La producción anual alcanza la cifra de 641600 kWh/año. Con esta cantidad de energía producida hemos de bombear una cantidad de 2590299,40 m³ de agua en total como suma total de todos los meses.

Mes	Energía Producida (kWh)	Volumen total por regar en el mes (m3)
Enero	35059,7	0,00
Febrero	38896,4	194406,40
Marzo	52922,9	0,00
Abril	60498,4	57990,00
Mayo	70523,4	328764,30
Junio	73831,6	492318,00
Julio	76381,8	696260,00
Agosto	69271,7	612699,50
Septiembre	54177,9	0,00
Octubre	45103,7	207861,20
Noviembre	33680,2	0,00
Diciembre	31252,2	0,00
Total	641599,9	2590299,40

Tabla 17. Energía generada y volumen necesario de bombeo por mes

El mes que más volumen de agua se ha de bombear es a su vez el mes de mayor producción de energía.

5. Dimensionado del Bombeo

El bombeo es una de las partes más importantes de este proyecto. Una vez calculado los caudales en el capítulo tres “Determinación de las necesidades hídricas”, tenemos ahora que estudiar las alternativas de bombeo, los costes energéticos, los costes de inversión y los costes globales. Por último, estudiaremos las alternativas y tomaremos una solución final.

5.1. Alternativas de bombeo

El objetivo principal de esta parte es elegir la forma de bombeo con el criterio del coste mínimo posible. Para la selección del equipo de bombeo tenemos que determinar una hipótesis con respecto al caudal y el número de horas de bombeo.

Para esta hipótesis, si elegimos un número bajo de horas de bombeo, entonces aumentará el caudal. A mayor caudal, mayor ha de ser la bomba lo que implica mayor coste de inversión. A su vez, al tener un caudal mayor las horas de bombeo son menores y, por tanto, el coste energético es menor. Hemos de tener en cuenta el mantenimiento cuyo coste sería menor debido a las bajas horas de bombeo. Esto nos podría permitir aprovechar el periodo valle de la tarifa eléctrica. Por otra parte, hemos de tener en cuenta el volumen de almacenamiento. Si se bombea durante un tiempo menor, necesitaremos un volumen de almacenamiento mayor.

Luego tenemos la hipótesis contraria en la que decidimos bombear un número de horas más alto y como consecuencia, un menor caudal. Que se bombee menos caudal implica que podemos escoger una bomba más pequeña. Esta bomba supondrá un menor coste de inversión. Sin embargo, el coste energético aumentaría. Además, el bombeo coincidirá con horas punta de la tarifa eléctrica. Por último, al disminuir el tiempo de bombeo vamos a necesitar un menor volumen de almacenamiento. Esto supone una menor inversión en la balsa de regulación.

Las alternativas de estudio son las siguientes:

- Funcionamiento continuo de bomba (24 horas al día)
- Bombeo evitando el funcionamiento en horas punta (20 horas al día)
- Bombeo exclusivo en horas valle (8 horas al día)
- Bombeo durante las horas de sol (Dependiendo de la época del año habrá más horas de sol o menos)
- Bombeo mediante bomba fotovoltaica durante horas de sol junto con bombeo de red eléctrica española.

En el apartado 3.2 Programación anual de riego, hicimos el estudio sobre la alternativa del riego durante las horas de sol.

En este apartado, calculamos los volúmenes de agua a bombear en cada mes y los caudales en base a las necesidades hídricas de los cultivos. Este valor de volumen de agua a bombear nos va a servir para las demás hipótesis, ya que la cantidad de agua que necesitan los cultivos son dependientes de las condiciones medioambientales.

Mes	Volumen total por regar en el mes (m3)
Enero	0,00
Febrero	194406,40
Marzo	0,00
Abril	57990,00
Mayo	328764,30
Junio	492318,00
Julio	696260,00
Agosto	612699,50
Septiembre	0,00
Octubre	207861,20
Noviembre	0,00
Diciembre	0,00
TOTAL	2590299,40

Tabla 18. Volúmenes de agua que regar por meses

Otra de las alternativas que hemos de valorar es si el bombeo se va a hacer directo para riego. O bien, se va a bombear el agua a una balsa para después hacer el riego por gravedad.

Teniendo en cuenta qué si hacemos un bombeo directo a riego, tenemos el inconveniente de que, al depender del sol, se puede dar el caso de que en un día de riego nos encontremos con un cielo con nubes densas que no nos permita poner la bomba funcionar nos quedaríamos sin riego.

Sin embargo, el bombeo a balsa también tiene sus inconvenientes que es el coste de inversión de crear la balsa. Este coste se ahorraría en caso de hacer un bombeo directo a riego.

Por otro lado, el bombeo a balsa tiene ventajas las cuales nos hacen decantarnos por esta alternativa. El hecho de que en meses como enero, marzo, noviembre y diciembre no haya que regar no implica que no podamos aprovechar estos meses para bombear el agua y almacenarla para los siguientes meses dónde sí se necesita regar.

Por lo tanto, nos vamos a decantar por la alternativa de bombeo solo durante las horas de sol. Y este bombeo, hacerlo a balsa y después, realizar un riego por gravedad desde la balsa.

5.2. Cálculo del tramo de impulsión

La impulsión es la parte más importante y determinante para la selección de la bomba. En este tramo se decide la curva resistente y por tanto la altura geométrica que ha de aportar la bomba.

Una vez tenemos los volúmenes, pasamos a estudiar las características de la instalación para determinar la altura geométrica que deberá aportar la bomba. Para determinar la altura geométrica que debe proporcionar la bomba para vencer las pérdidas por conducción y la diferencia de cotas, utilizaremos la ecuación de Bernoulli.

Antes de determinar la altura geométrica que ha de proporcionar la bomba, vamos a establecer la geometría del sistema.

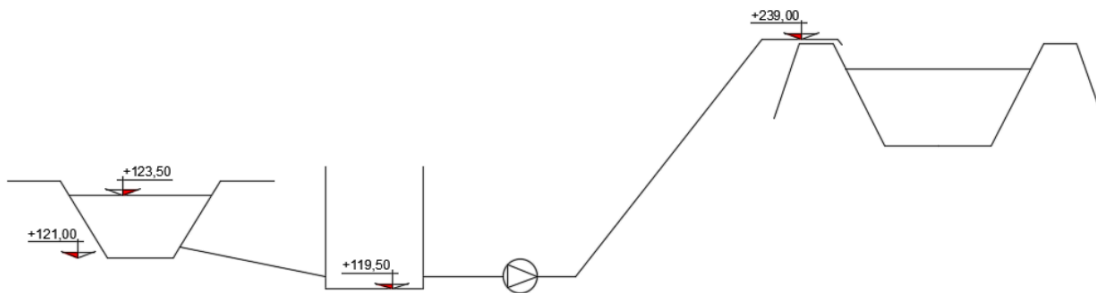


Ilustración 9. Geometría de la parte hidráulica

- Cota de la solera de la estación de bombeo +119,5 msnm
- Cota de la lámina de agua del canal del A.T.S. +123,5 msnm
- Cota del nivel medio de aspiración +121,0 msnm
- Cota de la entrega +239,0 msnm
- Altura geométrica +118,0 m
- Longitud de la conducción 3.438 m
- Material de la conducción Acero

Con los caudales determinados en los capítulos anteriores, calculados mediante el volumen necesario a abastecer y con las horas de sol de cada mes, ya tenemos una parte importante para comenzar con los cálculos de la impulsión.

Para el dimensionamiento del tramo de impulsión hemos de tomar una decisión acerca del caudal. Para empezar el estudio y calcular la impulsión, tomaremos el caudal máximo a bombear. Es decir, el caudal del mes de julio. Sin embargo, vamos a establecer un margen de seguridad. Por tanto, el caudal de bombeo máximo que se da en el mes de julio, $Q_b = 0,5072 \text{ m}^3/\text{s}$, lo vamos a dividir por un margen de seguridad del 75%. Por consiguiente, el caudal de diseño será:

$$Q_{\text{diseño}} = \frac{Q_{\text{Bombeo}}}{0,75} = \frac{0,5072}{0,75} = 0,6763 \text{ m}^3/\text{s}$$

Ecuación 10. Caudal de diseño con margen de seguridad

Antes de continuar con los cálculos, hemos de seguir determinando algunos factores importantes en el cálculo del sistema hidráulico.

Una de las cosas que hemos de determinar para continuar con los cálculos para la selección de la bomba, es el diámetro de la impulsión. Para ello hay dos criterios que podemos usar.

El primer criterio es el criterio de velocidad de diseño. En este se establece una velocidad a la que deseas que vaya el agua bombeada. Se despeja el diámetro de la siguiente expresión:

$$Q = v \cdot A = v \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}$$

Ecuación 11. Fórmula del caudal

En nuestro caso, vamos a suponer una velocidad de 1 m/s. Esto hace que al despejar en la ecuación de arriba el diámetro y sustituyendo la velocidad por 1 m/s nos da un diámetro de 0,928 metros. Aproximando al inmediatamente superior más cercano, nos quedamos con un diámetro nominal de 1000 mm.

Además, para el cálculo de la curva resistente hemos de determinar el coeficiente de fricción de la tubería. Para ello vamos a acudir a la norma UNE 805 la cual nos comenta que según el tipo de material del cual esté hecho la conducción hidráulica, tendrá un valor u otro. En nuestro caso, la tubería está hecha de acero por lo tanto cogemos el valor de 0,02.

Material de la tubería	Coefficiente de fricción
PVC	0,015
Cobre	0,015
Hierro fundido	0,025
Polietileno	0,01
Acero	0,02

Tabla 19. Coeficientes de fricción en base al material

Una vez determinado el coeficiente de fricción de la conducción hidráulica, ya podemos determinar la curva resistente en base al criterio de la velocidad de diseño.

Para el cálculo de la curva resistente hemos de tener en cuenta la diferencia de cotas entre la impulsión y la balsa. Esta diferencia es de 118 metros y se ha de sumar a las pérdidas por fricción.

Con respecto al cálculo de las pérdidas de fricción hemos utilizado la ecuación de Darcy que es la siguiente expresión:

$$\Delta H_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} = \frac{8fL}{\pi^2 g D^5} \cdot Q^2$$

Ecuación 12. Pérdidas de carga por fricción

Al término que precede al caudal no varía ya que está compuesto por valores constantes que no varían. Vamos a denominar a este término con la letra r.

$$\Delta H_f = \frac{8fL}{\pi^2 g D^5} \cdot Q^2 = r \cdot Q^2 = \frac{8 \cdot 0,02 \cdot 3438}{\pi^2 \cdot 9,81 \cdot 1^5} \cdot Q^2 = 5,6814 Q^2$$

Ecuación 13. Determinación del coeficiente r de la curva resistente

A este término cuadrático hay que sumarle el término independiente de 118 metros de diferencia de cota y ya tendríamos la ecuación de la curva resistente del sistema:

$$H(r) = 118 + 5,6814 Q^2$$

Ecuación 14. Curva resistente criterio de velocidad máxima para caudal de 0,6763 m³/s

Y sustituyendo el caudal de diseño del mes de julio que hemos calculado arriba, nos da una altura resistente de $H(r) = 120,6$ mca

El segundo criterio que podemos tomar para la elección del diámetro es el criterio de las pérdidas de carga por longitud. Mediante este método fijamos las pérdidas en 5 mca/km de conducción. Nos quedaría la siguiente ecuación:

$$\Delta H_f = 5 \frac{mca}{km} = \frac{8f}{\pi^2 g D^5} \cdot Q^2 = 0,005 \frac{mca}{m} = \frac{8 \cdot 0,02}{\pi^2 \cdot 9,81 \cdot D^5}$$

Ecuación 15. Determinación del diámetro para criterio de pérdidas de carga

Despejando de la ecuación de las pérdidas de carga por fricción el diámetro queda la siguiente expresión.

$$D = \sqrt[5]{\frac{8 \cdot f \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g \cdot \Delta H_f}} = \sqrt[5]{\frac{8 \cdot 0,02 \cdot 0,5072^2}{\pi^2 \cdot 9,81 \cdot 0,005}} = 0,6853 \text{ m} = 685 \text{ mm}$$

Ecuación 16. Determinación del diámetro sustituyendo valores para criterio de pérdidas de carga

Estos 685 mm de diámetro nominal redondearían al diámetro nominal inmediatamente superior que son 700 mm. Volvemos a hacer los cálculos para averiguar el término cuadrático de la curva resistente que obtendríamos con este criterio:

$$\Delta H_f = \frac{8fL}{\pi^2 g D^5} \cdot Q^2 = r \cdot Q^2 = \frac{8 \cdot 0,02 \cdot 3438}{\pi^2 \cdot 9,81 \cdot 0,7^5} \cdot Q^2 = 33,804 Q^2$$

Ecuación 17. Determinación del coeficiente r de la curva resistente del criterio de pérdidas de carga

A este término cuadrático hay que sumarle el término independiente que corresponde a los 118 metros de diferencia de cota entre la balsa y la aspiración. Entonces, nos quedaría la siguiente ecuación de la curva resistente determinada por el criterio de las pérdidas de carga:

$$H(r) = 118 + 33,804 Q^2$$

Ecuación 18. Curva resistente criterio pérdidas de carga

Y sustituyendo el caudal de diseño del mes de julio que hemos calculado arriba, nos da una altura resistente de $H(r) = 133,46$ mca.

Como podemos ver hay una diferencia notable en los diámetros y en las curvas resistentes que hemos calculado. Ahora nos queda razonar y decidir cuál de los dos criterios puede ser el más adecuado para nuestra instalación.

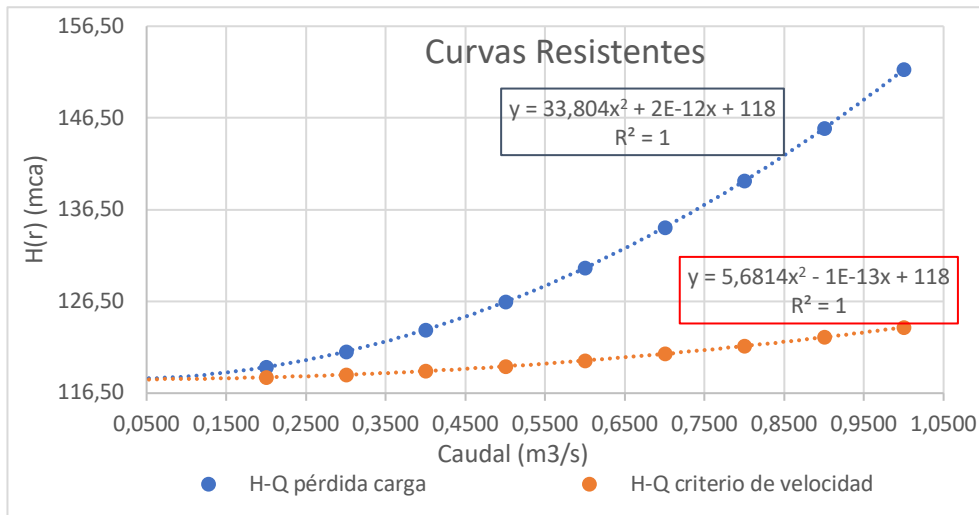


Ilustración 10. Curvas resistentes para un caudal de diseño de 0,6763 m³/s

Como podemos observar, la curva del criterio de velocidad es más de tendencia plana frente a la curva del criterio de pérdidas de carga que tiene un crecimiento exponencial. Esto, nos permite analizar la curva azul y sacar en conclusión que, a mayores caudales, mayor será la altura resistente que ha de vencer la bomba. Mientras que, con la curva de la velocidad, no hay tanta diferencia con caudales grandes debido a lo plana que es la curva.

Sabiendo que los caudales que vamos a usar son bastante grandes, que hay pocas bombas que trasieguen ese caudal y que proporcionen una altura tan elevada, vamos a seleccionar el criterio de velocidad porque nos acercará a un mayor abanico de posibilidades en la selección de la bomba.

Esto supondrá un mayor coste de inversión puesto que a mayor diámetro de la conducción, más cara se vuelve el coste de la instalación. Desde el punto de vista energético, ahorraremos más energía ya que la potencia de la bomba se ve reflejada con una expresión dependiente del caudal, de la altura que proporciona la bomba y del rendimiento de esta.

Ahora vamos a determinar mediante la fórmula de la potencia útil de una bomba, la energía que necesitamos aplicar para bombear un determinado caudal y una determinada altura teniendo en cuenta el rendimiento de la bomba.

$$P = \frac{\gamma \cdot Q_b \cdot H}{\eta}$$

Ecuación 19. Potencia consumida por bomba

Para hacer el cálculo de la potencia necesaria vamos a estimar un rendimiento del 100%. Esta potencia corresponde con la potencia útil, es decir la potencia necesaria a aplicar si no hubiera pérdidas de energía.

Sin embargo, el rendimiento nunca va a ser del 100% y, por tanto, deberemos aplicar más energía para que, restando las pérdidas, se nos quede la energía neta necesaria

Con el peso específico de 9810 N/m³, los caudales, las alturas resistentes y un rendimiento del 100% de la bomba obtenemos la siguiente tabla resumen con la energía calculada:

La máxima potencia que debe proporcionar el sistema de bombeo para abastecer en julio, mes de mayor demanda, es de alrededor de unos 600 kW con un rendimiento del 100%. Sin embargo, hemos de recordar que ninguna bomba opera al 100% de rendimiento. Esto implica que necesitaremos potencias más altas ya que los grupos de bombeo operan con unos rendimientos comprendidos entre el 70-85% en sus puntos óptimos de funcionamiento.

Es muy difícil encontrar una bomba de tal calibre que sea capaz de entregar 676 litros de agua por segundo y que proporcione una altura geométrica de 121 metros de columna de agua. Por tanto, no solo por la peculiaridad de la dificultad para cumplir las condiciones de abastecimiento sino también por tema de funcionamiento, vamos a estudiar el colocar más de una bomba en paralelo.

Al colocar las bombas en paralelo, el caudal que trasegará cada bomba será menor. Sin embargo, la suma de los tres caudales proporcionará el caudal total necesario.

Además, cada bomba deberá aplicar una altura geométrica de 121 mca para que en el punto dónde las tres bombas unifiquen los caudales, los tres caudales estén a la misma altura piezométrica.

Para el cálculo del número de bombas, nos guiaremos por la siguiente expresión:

$$n = \frac{P_{\text{máx}}}{P_{\text{mín}}} + 1$$

Ecuación 20. Determinación del número de bombas por criterio de potencia máxima y mínima

El más uno es uno es para tener una bomba más de las que realmente necesitas para tenerla en funcionamiento y preparada por si una de las que estaba en funcionamiento, requiere hacer una parada por mantenimiento o por reparación.

Para calcular la potencia máxima que se genera con las placas solares se calcularía con la siguiente fórmula:

$$\text{Potencia} = \text{Irradiancia} \times \text{Área}$$

Ecuación 21. Potencia obtenida por campo solar

De la fórmula sacamos que el área es constante y por tanto solo variará la irradiancia. Por lo tanto, en la fórmula del número de bombas el término del área en el numerador se simplifica con el término del área del denominador y lo que nos deja irradiancia partido por irradiancia.

En cuanto a la irradiancia, sabemos que la irradiancia mínima es 0 cuando el sol se ha puesto. Sin embargo, no podemos usar este dato como irradiancia mínima ya que un valor de irradiancia partido por cero da resultado de infinito. Entonces, vamos a tomar los valores a partir del cual habría suficiente radiación como para comenzar con el bombeo.

Tomando como referencia un día del mes de julio, mes el cuál lo hemos tomado como la referencia para el diseño de la instalación, sacamos la siguiente tabla de irradiación del día 7 de julio de 2020:

Horas	Irradiación
05	17,38
06	178
07	372
08	566
09	745
10	866
11	950
12	994
13	947
14	861
15	730
16	552
17	358
18	165
19	13

Tabla 20. Irradiación por horas del día 7 de julio de 2020

Tomamos como valor mínimo de potencia el valor de la irradiación de las 18 horas con 165 w/m² ya que consideramos que el riego se va a hacer de 06:00 de la mañana a las 18:00 de la noche.

Y como valor máximo tomamos el valor de 994 w/m² que nos permite completar la ecuación para el cálculo del número de bombas:

$$n = \frac{994}{165} + 1 = 7,02 \cong 7$$

Ecuación 22. Determinación del número de bombas sustituyendo valores de potencias

Entonces tenemos que colocar un total de 7 bombas. 6 bombas principales más una bomba de reserva que también funcionará para que, llegado el momento en el que se necesite para sustituir a otra bomba, esta bomba no haya estado parada y se desconozca si al intentar ponerse en marcha funcionará.

Finalmente, para la selección de la bomba ya tenemos el primer parámetro que es de la altura geométrica que deberá vencer la bomba. Es un total de 121 mca.

Para el cálculo del caudal que trasiega cada bomba utilizaremos la siguiente fórmula:

$$Q_b = \frac{Q_{diseño}}{n - 1} = \frac{0,676}{6} = 0,1127 \text{ m}^3/\text{s}$$

Ecuación 23. Caudal que trasiega cada bomba por el criterio de la potencia

Por lo que con los datos de H(r)= 121 mca y un caudal de 0,1127 m³/s hemos de encontrar la bomba y a su vez, la configuración de las bombas, que nos permita abastecer el sistema con las condiciones demandadas.

La bomba que vamos a estudiar ahora es una bomba producida por Grundfos modelo 18AT0307 SP 215-7 50 Hz. Esta bomba es capaz de entregar los 121 mca de altura geométrica que demanda el funcionamiento del sistema.

A base de puntos de la gráfica de la bomba hemos determinado la ecuación que mejor se ajusta a la curva de la altura geométrica. También hemos determinado la ecuación del rendimiento. Con estas ecuaciones, podemos calcular la altura que proporcionará la bomba y el rendimiento para un caudal determinado.

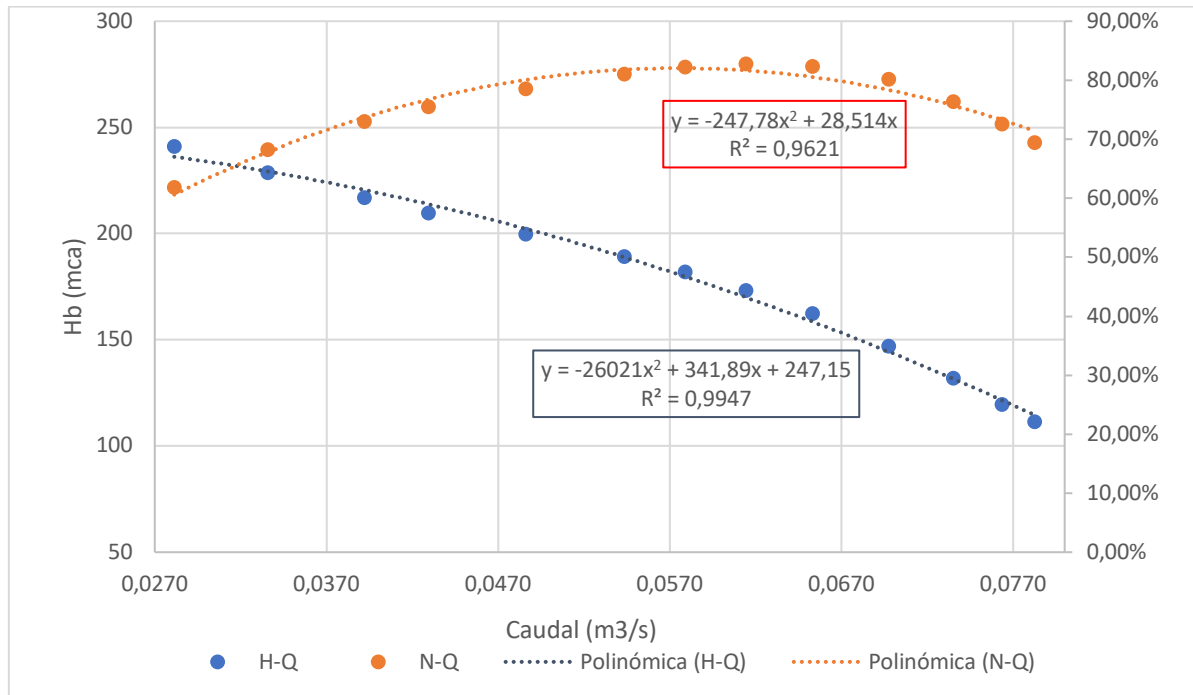


Ilustración 11. Curvas motriz y curva de rendimiento de la bomba Grundfos 18AT0307 SP 215-7

De la gráfica podemos ver que hay un buen ajuste a la ecuación polinómica de la bomba para la curva altura y caudal. La curva de la bomba sería la siguiente:

$$H(b) = -26021Q^2 + 341,89Q + 247,15$$

Ecuación 24. Curva Motriz de la bomba Grundfos SP 215-7

Y la curva del rendimiento sería la siguiente:

$$\eta = -247,78Q^2 + 28,514 Q$$

Ecuación 25. Rendimiento de la bomba Grundfos SP 215-7

Sin embargo, esta bomba no es capaz de trasegar los 0,148 m³/s que hemos calculado para 6 bombas. El máximo caudal que puede impulsar la bomba es de 78 l/s y proporciona una altura para ese caudal de 111,5 mca.

Vamos a determinar el número de bombas que necesitaríamos tomando como criterio el bombear el caudal calculado para el mes de julio. Recordando cifras, tenemos que en julio hemos de bombear un caudal ya mayorado de 0,6763 m³/s. Este caudal lo hemos de proporcionar a una altura de 121 mca.

Para 121 mca, la bomba mueve un caudal de 76,5 l/s. Vamos a dividir los 0,6763 m³/s entre los 0,0765 m³/s. Esto nos da una cantidad de 8,84 bombas lo que redondearía a 9 bombas. Esta es la cantidad de bombas en paralelo que habría que colocar para proporcionar el caudal demandado y a la altura requerida.

Como podemos llegar a razonar, es una cantidad poco razonable. Entonces, vamos a valorar otras opciones para hacer más viable el sistema de bombeo.

Hemos llegado a esta solución adoptando el caudal del mes más desfavorable. Sin embargo, tenemos otras opciones que podemos poner en estudio. Una de las otras opciones sería seguir considerando para el diseño de las bombas, el volumen a regar en el mes de julio y en vez de regar solo durante las 12,3 horas de sol, añadir las 8 horas de riego durante la hora valle alimentado las bombas desde la Red Eléctrica Española (REE).

Con esta estrategia trataríamos de bombear agua durante las horas que no hay sol. En estas horas valle, utilizaremos el suministro de la red eléctrica y con ello aumentamos el tiempo de bombeo. Por consecuencia, disminuye el caudal a entregar y por tanto el número de bombas necesarias en paralelo.

Haciendo los cálculos, recordamos que en julio hemos de entregar un volumen de 696260 m³. El número de horas de sol por día es de 12,3 horas. Les sumamos las 8 horas de bombeo de red eléctrica y tenemos 20,3 horas diarias de bombeo. Estas horas multiplicado por 31 días que tiene el mes nos da 629 horas de bombeo. Los 696260 m³ entre 629 horas nos da un caudal de 1106,4 m³/h. Aplicando el 75% para el margen de seguridad nos da un caudal final de 1474,6 m³/h. Este es el caudal que tendría que bombear el sistema de bombeo. Teniendo en cuenta que una bomba puede entregar 0,0765 m³/s a 121 mca, necesitaríamos en este caso una cantidad de 5,36 bombas. Lo que nos haría tener que instalar 6 bombas.

Por otro lado, tenemos otra opción para valorar y reducir el número de bombas a usar. Esta hipótesis se basa en dividir el volumen total de m³ de agua que se necesitan aportar por año entre las horas de sol que haya lo largo del año. Esta operación nos da como resultado un caudal. El caudal diario es de 0,201729 m³/s. A este caudal, hemos de aplicar el margen de seguridad del 75%.

Finalmente, nos queda un caudal de 0,268972 m³/s. Por poner en contexto, este caudal si se bombease durante todos los días del año, se abastecerían los m³ de agua necesarios. Para poder satisfacer la demanda de este caudal hacen falta bombas en paralelo y una balsa que almacene el agua sobrante de los meses en los que se bombea a balsa más caudal del que sale. A la hora de realizar el cálculo del número de bombas necesarias, retomamos el dato del caudal que proporciona la bomba. El caudal de 76,5 l/s a 121 mca. Dividiendo los 0,26897 m³/s del caudal anual que se necesitaría, entre 0,0765 m³/s nos da una cantidad de 3,52 bombas. Lo que nos hace que con 3 bombas nos quedaríamos cortos por tanto se necesitaría 4 bombas.

Esta última opción es la opción que necesitamos menos bombas. Al ser la opción que menos bombas nos requiere, va a ser la hipótesis con la que vamos a continuar el estudio.

Pasamos a calcular la ecuación del sistema de bombeo con 4 bombas del tipo SP 215-7. Como bien sabemos, cuando se colocan bombas en paralelo, la ecuación de la curva de bombeo se acoge a la siguiente expresión:

$$H(b) = A + \frac{B}{n} Q + \frac{C}{n^2} Q^2$$

Ecuación 26. Curva Motriz de un sistema de bombeo con bombas en paralelo

Siendo “n” el número de bombas que se colocan en paralelo. A, B y C son los términos de la bomba que se dividen entre el número de bombas en paralelo. Entonces, la ecuación de la curva de bombeo del sistema es la siguiente:

$$H(b) = 247,15 + 85,4725 Q - 1626,3125 Q^2$$

Ecuación 27. Curva de sistema en paralelo con los coeficientes sustituidos.

Para esta ecuación y para una altura de 121 mca, que es la altura resistente que tiene que vencer el sistema de bombeo, nos da un caudal de 0,306025485 m³/s. Esta sería la gráfica sistema de bombeo y curva resistente:

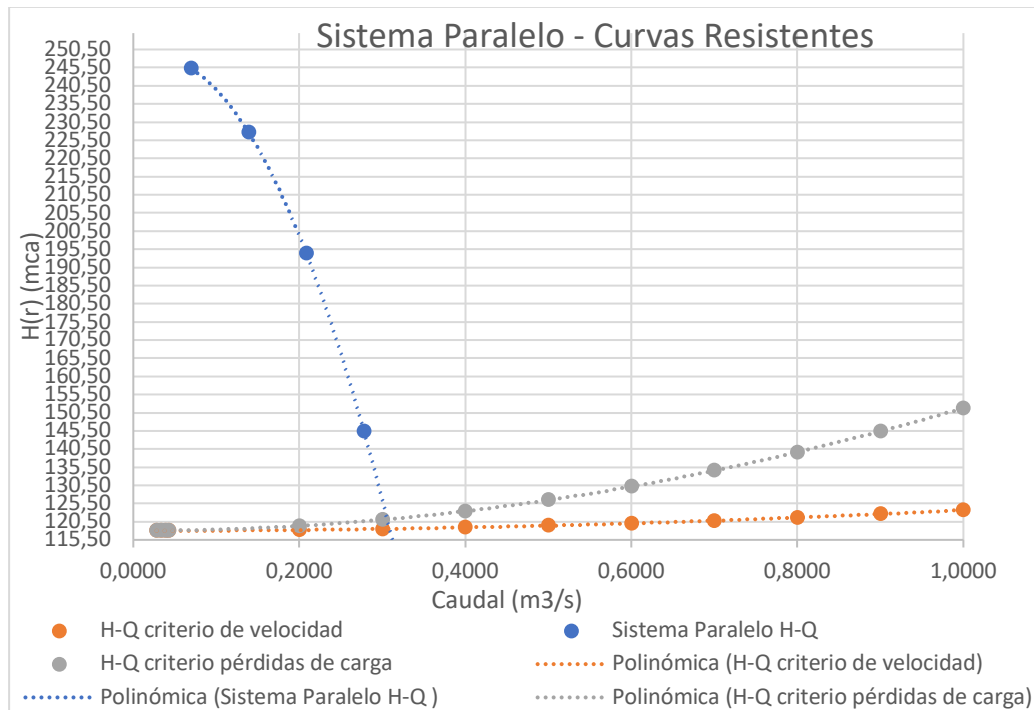


Ilustración 12. Sistema Paralelo de 4 bombas Grundfos SP 215-7 y Curvas Resistentes

Este caudal de 0,306 m³/s aproximadamente, es superior a algunos caudales de los calculados por mes. Esto implica que, si bombeásemos ese caudal, estaría entrando más agua que saliendo de la balsa. Esto nos hace tener que incluir en el estudio el volumen que puede almacenar la balsa. Vamos a utilizar la balsa que ya tiene la comunidad de regantes. Esta balsa dispone de una capacidad de almacenamiento de unos 228.000 m³ de agua.

Por otro lado, en los meses en los que los 0,306 m³/s que puede trasegar como máximo el sistema de bombas sea menor que el caudal que requiere el mes se requerirá tirar de agua almacenada en la balsa. Esta situación nos fuerza a tener ya almacenada el agua antes de llegar a estos meses de alta demanda.

A continuación, vamos a mostrar una tabla con la diferencia de caudales calculada como la entrada menos la salida. Este balance másico nos estaría aportando la información de que la

balsa estaría llenándose siempre que la diferencia sea positiva. Estaría vaciándose si la diferencia es negativa.

Esta tabla que vamos a ver a continuación es teniendo en cuenta el caso en que se bombease un caudal constante durante todos los meses. Con esta configuración de condiciones de contorno estaríamos estudiando el caso más desfavorable para conocer el cálculo del volumen del agua y si somos capaces de abastecer la demanda con los 228.000 m³ de agua que se pueden almacenar.

Mes	Caudal necesario por mes	Diferencia de Caudales	Volumen Almacenado a final de mes (m3)
Enero	0	0,3060	242462
Febrero	0,224259874	0,0817	313321
Marzo	0	0,3060	630912
Abril	0,052130529	0,2539	913317
Mayo	0,247556022	0,0584	990933
Junio	0,36468	-0,0587	911715
Julio	0,507226739	-0,2012	635495
Agosto	0,481591131	-0,1756	412101
Septiembre	0	0,3060	745885
Octubre	0,206950617	0,0990	845371
Noviembre	0	0,3060	1099840
Diciembre	0	0,3060	1338887

Tabla 21. Llenado de la balsa con un caudal constante

Como podemos analizar, se trata de valores desorbitados porque necesitaríamos tener una balsa de 1,3 millones de m³ de agua. Cantidad que aparte de desorbitada excede en casi 6 veces la balsa con la que podemos manejarnos para compensar la demanda.

Además, esta cantidad iría aumentando exponencialmente con los años puesto que son más los meses que se acumula que los que se vacía. Por lo tanto, hemos de tomar una decisión que implique el estudio de otras alternativas ya que es inviable teniendo en cuenta que necesitaríamos una balsa infinita y nosotros tenemos una balsa de 228000 m³ de almacenamiento.

Una de las hipótesis que podemos barajar para minimizar el volumen de la balsa es intentar que en la mayoría de los meses el caudal de entrada sea igual al de salida y así no se tendrá que almacenar tanta agua.

Sin embargo, en los meses de junio, julio y agosto el caudal necesario es mayor que el que puede entregar el sistema de bombeo. Es decir, en estos meses como máximo se puede bombear 0,306 m³/s. En junio se necesitan 0,3647 m³/s, en julio 0,5072 m³/s, y en agosto 0,4816 m³/s. Por tanto, la diferencia de caudales que hay se ha de compensar con el agua acumulada en la balsa gracias a otros meses.

Si entregásemos el caudal demandado durante todo el año salvo en los meses de junio, julio y agosto que se entregaría el caudal máximo del sistema de bombeo, nos quedarían unos 578730 m³ de volumen de agua que nos faltaría aportar para cumplir con la demanda de agua. Esta

cantidad la deberíamos suplir teniéndola almacenada en la balsa antes de la época central del año. Para ello, bombearemos en enero y en marzo 0,30604 m³/s ya que son meses en los cuales no hay necesidades hídricas y podemos aprovechar para almacenar agua.

En los meses centrales del año, las bombas van a trabajar a su máximo funcionamiento. Pese a trabajar a su máximo funcionamiento nos falta caudal para suplir las necesidades hídricas. De ahí que nuestro objetivo sea estudiar si se puede tener ese volumen de agua ya almacenado en la balsa antes de que lleguen estos meses.

Mes	Días por mes	Volumen necesario (m ³)	h sol	Caudal necesario por mes (m ³ /s)	Caudales entregados (m ³ /s)	Volumen de bombeo (m ³)	Volumen en balsa a final de mes (m ³)
Enero	31	0	7,1	0,0000	0,3060	242482	242482
Febrero	28	194406,4	8,6	0,2243	0,2243	194406	242482
Marzo	31	0	9,3	0,0000	0,3060	317618	560100
Abril	30	57990	10,3	0,0521	0,0689	76620	578730
Mayo	31	328764,3	11,9	0,2476	0,2476	328764	578730
Junio	30	492318	12,5	0,3647	0,3060	413134	499547
Julio	31	696260	12,3	0,5072	0,3060	420075	223362
Agosto	31	612699,5	11,4	0,4816	0,3060	389338	0
Septiembre	30	0	10,1	0,0000	0,0000	0	0
Octubre	31	207861,2	9	0,2070	0,2070	207861	0
Noviembre	30	0	7,7	0,0000	0,0000	0	0
Diciembre	31	0	7	0,0000	0,0000	0	0

Tabla 22. Resumen de la evolución del volumen de la balsa.

Como podemos ver, en el mes de julio se bombearía a la balsa con el caudal máximo posible que puede aportar el sistema de bombeo para 31 días y 12,5 horas que son 420075 m³. En febrero, se aplica el mismo caudal que sale a riego por lo tanto el volumen de agua en la balsa se mantiene constante. Luego en marzo se tendría que volver a llenar hasta los 560100 m³ y finalmente en abril se bombea más caudal de que se demanda. De esta manera, llegaríamos a los 578730 m³ que necesitamos tener almacenado antes de llegar a los meses centrales del año que son los que más demanda hídrica tienen.

Con este estudio estaríamos necesitando una capacidad de almacenamiento en la balsa de unos 580000 m³ cuando en nuestro caso, disponemos de una capacidad de almacenamiento de 228000 m³. Entonces, vamos a buscar una bomba alternativa con su estudio de hipótesis que nos cuadre con el volumen de almacenamiento disponible.

5.2.1 Estudio de hipótesis de bombeo con bombas de cámara partida.

Hemos valorado las bombas sumergibles y ahora vamos a valorar las bombas horizontales de cámara partida. Para dimensionar el sistema de bombeo vamos a comenzar con la idea de diseñar el sistema en base al caudal de más demanda. Este caudal es el de julio con 0,5072 m³/s. Este caudal es el que vamos a usar para seleccionar la bomba de cámara partida. La primera aproximación la vamos a hacer con la bomba CPH 350-620.

Al utilizar este caudal, y usando el mismo criterio elegido para el dimensionamiento de la tubería de impulsión el diámetro de la canalización no va a variar.

Seguidamente, vamos a sacar la ecuación de la altura que proporciona la bomba. Para ello tenemos que sacar los puntos gráficamente. Utilizando una hoja de cálculo y con los puntos de caudal y altura hemos sacado la siguiente ecuación de la curva de la bomba:

$$H(b) = 130,75 + 24,765 Q - 95,098 Q^2$$

Ecuación 28. Curva motriz de la bomba de cámara partida CPH 350-620

Con esta ecuación y retomando la ecuación de la curva resistente por el criterio de velocidad máxima podemos hallar el punto de la intersección de ambas curvas.

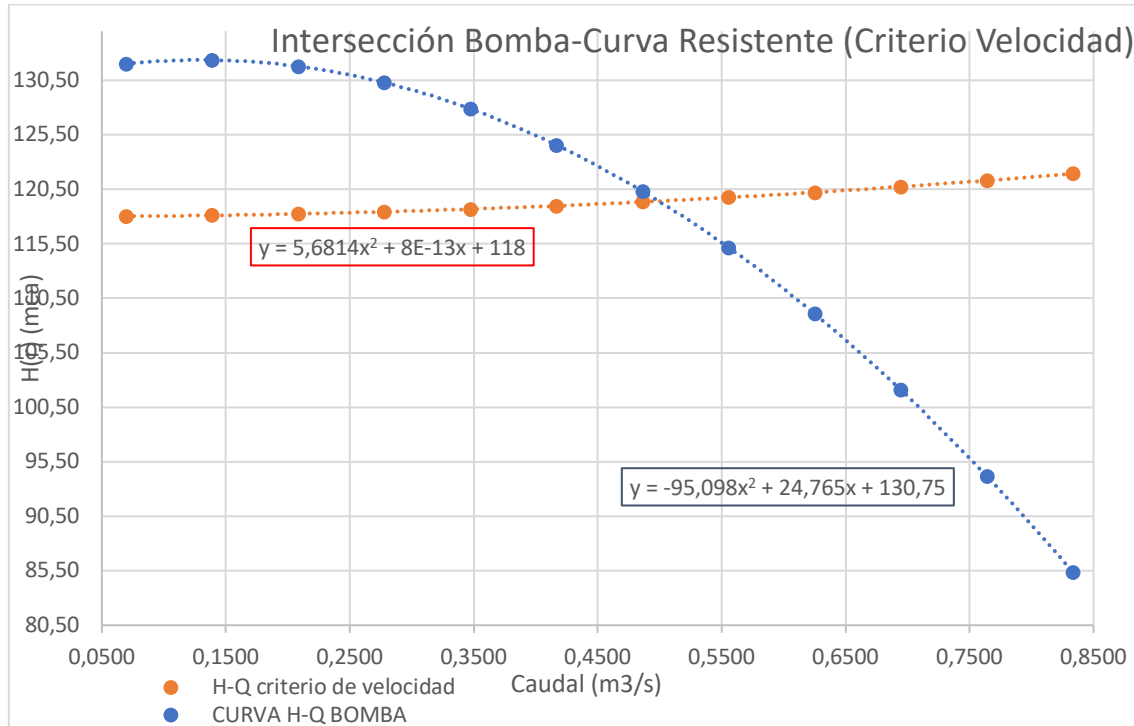


Ilustración 13. Curva de la bomba CPH 350-620 y curva resistente para caudal de 0,5072 m³/s

Como podemos sacar en conclusión es que la intersección de la curva de la bomba con la curva resistente se da alrededor de los 0,475 m³/s. Hemos de suponer que esta bomba va a ser alimentada de forma solar. Por lo tanto, hemos de suponer que el caudal entregado no va a ser siempre el mismo. Va a depender de la radiación. Sin embargo, calculamos el punto de funcionamiento.

Hemos de tomar en cuenta que el punto de funcionamiento es de unos 475 litros por segundo. Lo que implica que no cumpliríamos la demanda del mes de julio. Por lo tanto, la conclusión es que con una bomba no sería suficiente para cumplir con la demanda de julio.

A parte, otra de las razones de más peso por las que no podríamos tener solo una bomba es que si en algún momento tuviéramos que hacer un mantenimiento de la bomba nos quedaríamos sin suministro. Por consiguiente, lo ideal sería instalar dos bombas que estuvieran en funcionamiento.

Normalmente, las instalaciones de bombeo suelen tener una configuración en la que en el diseño del grupo de bombeo calculan las bombas necesarias y le suman una. De esta manera

para nosotros hemos calculado que necesitamos dos bombas solares. Si aplicamos la norma del $n + 1$ tendremos que instalar 3 bombas en paralelo. Esta sería la configuración del sistema:

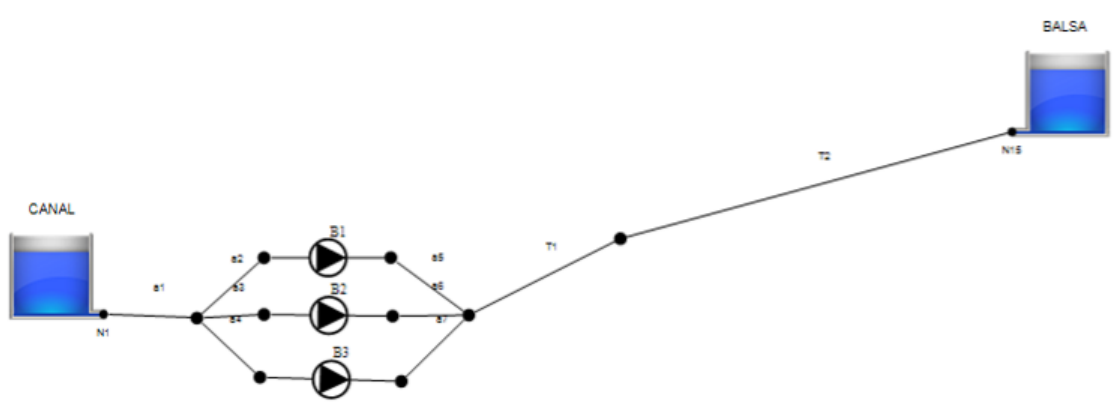


Ilustración 14. Configuración del sistema de impulso.

La tercera bomba se quedará de reserva activa. Es decir, nosotros hacemos el diseño para dos bombas y calculamos sus caudales, pero instalamos tres bombas.

Vamos a hacer los cálculos para dos bombas. Sabemos que el caudal de demanda crítica es julio y son 507 litros por segundo. Por tanto, cada bomba debe entregar un caudal a determinar y a una altura de 121 mca en el mes de julio. En los demás meses, al variar el caudal, variará también la altura geométrica del sistema de bombeo. Tampoco tendrá una variación muy significativa. La variación será de unos 2-3 mca de agua. Como es un bombeo a balsa no es una variación muy significativa.

De las bombas que vamos a instalar una es fotovoltaica, otra es alimentada con energía eléctrica de la red eléctrica española y otra va a ser mixta de tal forma que es la que se va a quedar de reserva activa. El tener una bomba del tipo mixta te permite que ambas bombas tengan un repuesto en caso de mantenimiento o de avería.

Una de las condiciones que vamos a tomar para el diseño de los caudales de las bombas es que vamos a almacenar la cantidad mínima de agua. Lo que significa que si podemos bombear el mismo volumen que sale para riego, mucho mejor.

Como hemos comentado antes, el caudal necesario a bombear en julio es de 507 litros por segundo. El volumen que supone, contando los 31 días que tiene el mes, son 696260 m³. En este mes tenemos una media de horas de sol al día de 12,3h. Lo que supone unas 381,3 horas de sol durante todo el mes de julio.

Por otro lado, vamos a suponer que la bomba alimentada a red va a bombear agua por la noche durante 8 horas. Si julio tiene 31 días por 8 horas de bombeo nocturno, da un total de 248 horas de consumo de red eléctrica.

Por tanto, tendríamos la bomba fotovoltaica que bombea agua durante 381,3 horas y la bomba alimentada de la red eléctrica que bombea agua durante 248 horas. Suponemos que la bomba de red y la bomba fotovoltaica durante el mes de Julio van a trasegar el mismo caudal ya que funcionarán a su máxima capacidad. Vamos a usar la siguiente ecuación para el cálculo del caudal de la bomba:

$$n_{fv} \cdot n_{hs} \cdot Q_{fv} + n_E \cdot n_{he} \cdot Q_E = \forall_{\text{Necesidades de julio}}$$

Ecuación 29. Determinación del número de bombas eléctricas y fotovoltaicas para abastecer las necesidades de julio

Siendo n_{fv} el número de bombas de carácter fotovoltaico, n_{hs} el número de horas de sol del mes de julio, Q_{fv} el caudal de la bomba fotovoltaica, n_E el número de bombas alimentadas de la red eléctrica, n_{he} número de horas de red eléctrica y, por último, Q_E es el caudal trasegado por la bomba alimentada desde la red eléctrica.

Con esta expresión, sacamos factor común el caudal y nos queda la siguiente expresión:

$$Q = \frac{\forall}{n_{fv} \cdot n_{hs} + n_E \cdot n_{he}} = \frac{696260}{1 \cdot 381,3 + 1 \cdot 248} = 1106,4 \text{ m}^3/\text{h}$$

Ecuación 30. Caudal de diseño para satisfacer las necesidades hídricas de julio

Este caudal es el que deberá trasegar durante el mes de julio cada bomba, tanto la alimentada de la red eléctrica como la fotovoltaica.

Como podemos ver, este cálculo es el realizado para el mes de julio. Sin embargo, con el variador de frecuencia, podremos alterar la cantidad de caudal a abastecer para cumplir las necesidades hídricas de cada mes.

Primero calculamos el volumen de agua máximo que se puede bombear cada mes solo con la bomba alimentada desde red eléctrica.

Mes	Días por mes	Horas de Electricidad	Volumen máximo que puede llegar por red (m3)	Volumen necesario m3
Enero	31	248	274388	0
Febrero	28	224	247834	194406,4
Marzo	31	248	274388	0
Abril	30	240	265537	57990
Mayo	31	248	274388	328764,3
Junio	30	240	265537	492318
Julio	31	248	274388	696260
Agosto	31	248	274388	612699,5
Septiembre	30	240	265537	0
Octubre	31	248	274388	207861,2
Noviembre	30	240	265537	0
Diciembre	31	248	274388	0

Tabla 23. Bombeo desde red eléctrica.

Observando la tabla, podemos ver que hay algunos meses de los doce totales que se podría abastecer solamente con la bomba de alimentación de la red eléctrica. Sin embargo, aparte de que el objetivo es el bombeo fotovoltaico y no el bombeo de red eléctrica, para los meses de mayor demanda, es totalmente necesaria otra bomba de características fotovoltaicas.

En la siguiente tabla tenemos un resumen del caudal que se necesitaría bombear mediante la bomba fotovoltaica para cumplir con las necesidades de cada mes:

Mes	Días por mes	Volumen máximo que se puede bombear fotovoltaicamente (m3)
Enero	31	243520
Febrero	28	266422
Marzo	31	318976
Abril	30	341879
Mayo	31	408152
Junio	30	414901
Julio	31	421872
Agosto	31	391003
Septiembre	30	335240
Octubre	31	308687
Noviembre	30	255579
Diciembre	31	240090

Tabla 24. Bombeo de manera Fotovoltaica

En el mes de julio podemos aportar, como máximo 421872 m³ de agua. Esta, es la misma cantidad que necesitamos aportar en este mes. Esto, es debido a que hemos diseñado el sistema de bombeo con el mes de julio como mes de diseño.

Con esta información de los volúmenes que han de bombear cada bomba en cada mes y dividido por las horas de bombeo, tenemos los caudales que han de aportar como mínimo durante el periodo de bombeo para satisfacer las necesidades. Estos caudales se ven en la siguiente tabla:

Mes	Días por mes	horas de sol día	Horas de sol Mes	Horas de Electricidad	Caudal por bomba fotovoltaica (m3/h)	Caudal por bomba de red (m3/h)
Enero	31	7,1	220,1	248	0,0	0,0
Febrero	28	8,6	240,8	224	867,9	0,0
Marzo	31	9,3	288,3	248	0,0	0,0
Abril	30	10,3	309	240	241,6	0,0
Mayo	31	11,9	368,9	248	1106,4	147,4
Junio	30	12,5	375	240	1106,4	604,7
Julio	31	12,3	381,3	248	1106,4	1106,4
Agosto	31	11,4	353,4	248	1106,4	957,3
Septiembre	30	10,1	303	240	0,0	0,0
Octubre	31	9	279	248	838,2	0,0
Noviembre	30	7,7	231	240	0,0	0,0
Diciembre	31	7	217	248	0,0	0,0

Tabla 25. Resúmenes caudales de bomba de red y bomba fotovoltaica

Observamos que en el mes de mayo casi cumplimos la demanda con la bomba fotovoltaica a pesar de que haya bombeo de red. Sin embargo, en los meses de junio, julio y agosto la bomba fotovoltaica va a tener que funcionar casi a su máximo junto con la de red

Como medida preventiva podríamos bombear caudal con la bomba fotovoltaica en los meses en los que las necesidades sean nulas. De esta manera, bombearíamos con la bomba de red solo para llenar los 228.000 m³ de embalse que tenemos. Así, tendríamos una cantidad de 228000 m³ de reserva por si en alguno de los meses con necesidad de uso de la bomba de red, hacer uso de esa cantidad de agua almacenada y así reducir el consumo de energía de red eléctrica.

Antes de ver cómo va a fluctuar el volumen almacenado en la balsa, vamos a hacer una comprobación de la potencia que necesitaríamos con la bomba CPH 350-620 con la instalación presupuesta inicialmente de 896 módulos de placas fotovoltaicas.

Con esta bomba para el diámetro del rodete de 610 y para un caudal de 1106 m³/h que es el de diseño máximo de la bomba podemos ver que estaría consumiendo una potencia de unos 500kW aproximadamente usando las curvas de potencia en la gráfica. Esto supone un gran problema puesto que con el campo solar proyectado de 896 módulos inicialmente tendríamos una potencia pico instalada de unos 350 kW. Por lo que no sería suficiente para abastecer a la bomba.

Sin embargo, esto no es un elemento determinante ya que siempre existe la posibilidad de aumentar el número de módulos. En cuanto a la altura, satisface las necesidades debido a las distintas posibilidades en función del diámetro del rodete.

Pero, sí que encontramos un elemento diferenciador que nos condiciona bastante el funcionamiento de la bomba y es el caudal mínimo. Estamos hablando que, para el diámetro de rodete seleccionado, el caudal mínimo que te recomienda el fabricante es de 990 m³/h. Se trata de un caudal bastante alto y muy cercano al caudal máximo de diseño. Este caudal es importante tenerlo en cuenta porque por debajo de este caudal se tendría bastantes problemas de refrigeración en la bomba.

Por lo tanto, hemos encontrado el tipo de bomba que necesitamos para nuestra instalación, pero hemos de hacer una última aproximación para encontrar una bomba con un menor caudal mínimo, que nos proporcione la altura necesaria que nos marca la curva resistente de la instalación y, por último, que la potencia sea la menor posible para tener más horas de bombeo.

Para decidir la bomba horizontal de cámara partida que vamos a seleccionar, vamos a tomar un criterio con respecto al caudal:

Para el cálculo del caudal a bombear, la bomba eléctrica va a jugar un papel clave. Y es que, durante la semana, la bomba eléctrica va a impulsar agua durante 8 horas de lunes a viernes y 24h de sábado a domingo. Esto, se debe a la nueva tarifa horaria de electricidad. Por lo tanto, estamos hablando de que tenemos un bombeo semanal de 88 horas semanales de agua impulsada gracias a energía de la red eléctrica.

En cuanto a la bomba fotovoltaica, vamos a coger julio que es el mes con más demanda y más horas de sol. Tenemos un total de 12,3 horas de sol al día. Lo que hace un total de 86,1 horas de sol a la semana.

El volumen de necesidades hídricas es 696620 m³ que a la semana sería un volumen de 157220 m³. Finalmente, dividiendo los 157220 m³ entre la suma de 86,1 más 88 horas de bombeo semanal sale un caudal de 903 m³/h. Lo que equivale a 0,250846 m³/s y que a su vez equivale a

251 litros por segundo. Con este dato ya podemos seleccionar la bomba para continuar con los cálculos.

Nos vamos al catálogo de bombas y vemos que la que mejor se ajusta es la bomba CPH 250-710. La elección de esta bomba se debe a que principalmente, la variante con el rodete de 622 nos aporta la altura necesaria estimada en un principio, la gráfica de potencia es más plana que en la bomba anterior por lo tanto el consumo será menor y necesitaremos menos placas. Y, por último, el caudal mínimo usado para la refrigeración de la bomba es mucho menor. Tiene un valor aproximado de unos 216 m³/h lo que equivale a unos 60 litros por segundo. Además, para un caudal de 250 litros por segundo aproximadamente, nos daría una altura de 130 mca. La altura necesaria para vencer la curva resistente.

Las gráficas de la curva son las siguientes:

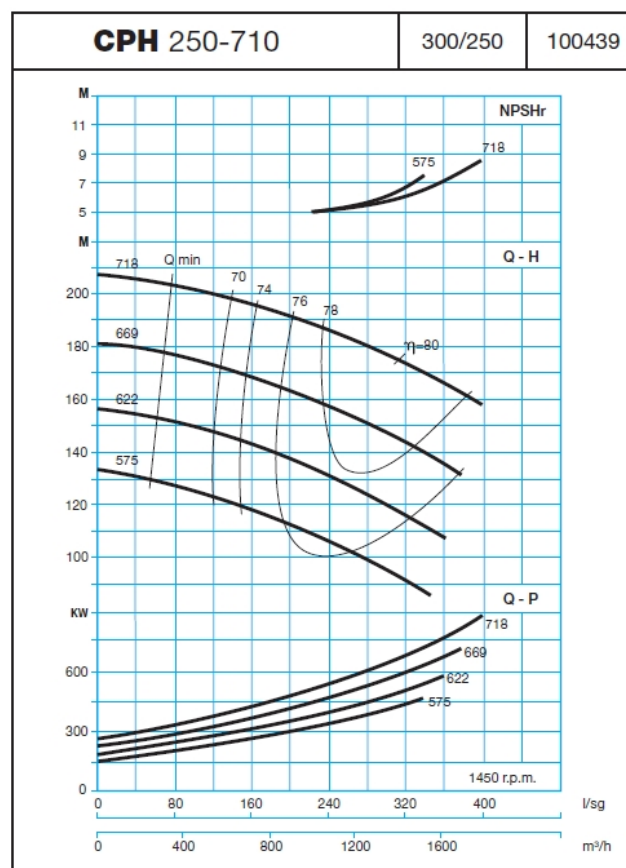


Ilustración 15. Curvas de la bomba CPH250-710

A continuación, observando el caudal nuevo de diseño podemos sacar en conclusión que se ha reducido prácticamente a la mitad con respecto a las hipótesis de las anteriores bombas. Esto nos va a provocar un cambio significativo en la curva resistente de la instalación ya que el diámetro de la conducción va a cambiar.

Tomando de nuevo en consideración los dos tipos de criterios para la determinación del diámetro de la tubería, para el criterio de la velocidad máxima de 1 m/s hemos obtenido un diámetro de 0,5651 metros. Lo que significa que estaríamos hablando de un diámetro nominal de 600 mm. Para el criterio de las máximas pérdidas de carga de 5mca/km se obtiene un

diámetro de 0,46089 es decir, un diámetro nominal de 500 mm. Con estos nuevos diámetros, ambos términos cuadráticos de la curva de resistencia variarán y con ella la altura.

Los nuevos coeficientes serían de $73,064 Q^2$ para el criterio de velocidad y de $181,806 Q^2$ para el criterio de máximas pérdidas de carga. Esto dejaría la ecuación de ambas curvas resistentes de la siguiente manera

- Para la curva del criterio de velocidad:

$$H(r) = 118 + 73,064 Q^2$$

Ecuación 31. Curva resistente criterio de velocidad

- Para la curva del criterio de máximas pérdidas de carga:

$$H(r) = 118 + 181,806 Q^2$$

Ecuación 32. Curva resistente criterio pérdidas de carga

Ambas curvas las vamos a volver a representar y quedan graficadas de la siguiente manera

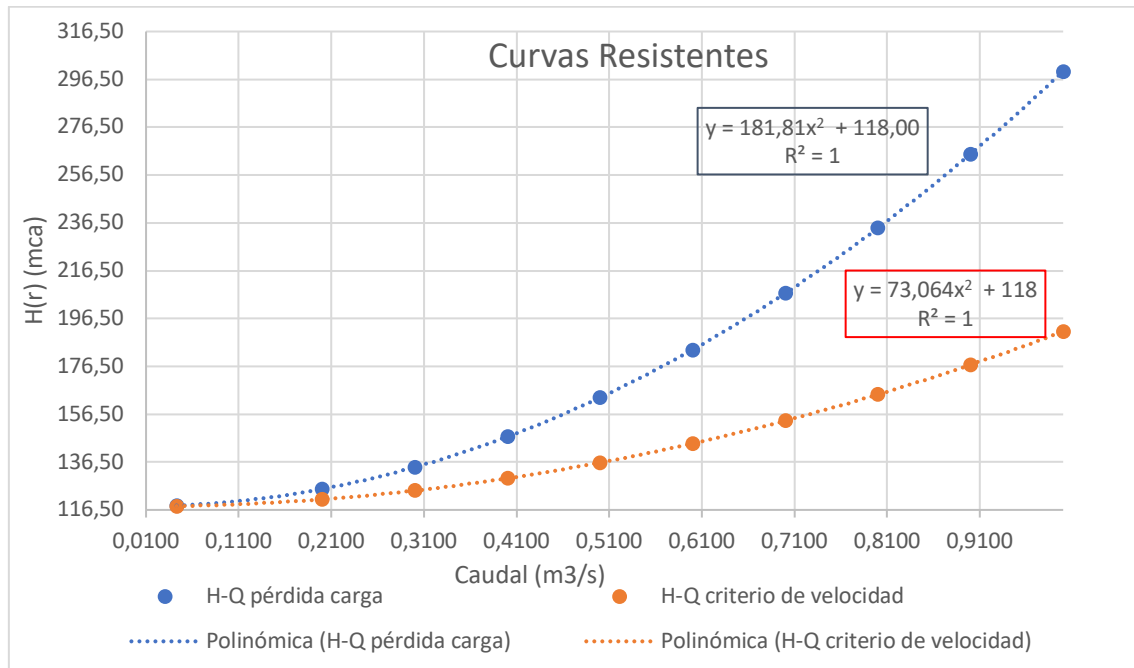


Ilustración 16. Curvas resistentes para nuevo caudal de diseño de 0,25 m3/s

Para la elección de que curva vamos a seleccionar volvemos a tener que mirar las diferentes características de cada curva. Finalmente, la elección de la curva del criterio de pérdidas de carga se debe a que, aún que repercutiría en un mayor consumo de las bombas ya que habría que aplicar mayor altura geométrica, esta nos compensa porque ese aumento del gasto energético lo vamos a compensar con las placas solares. Y, por otro lado, tendríamos otro diámetro más pequeño y el coste de la conducción sería mucho menor.

La intersección de la curva de la bomba con la curva resistente es la siguiente:

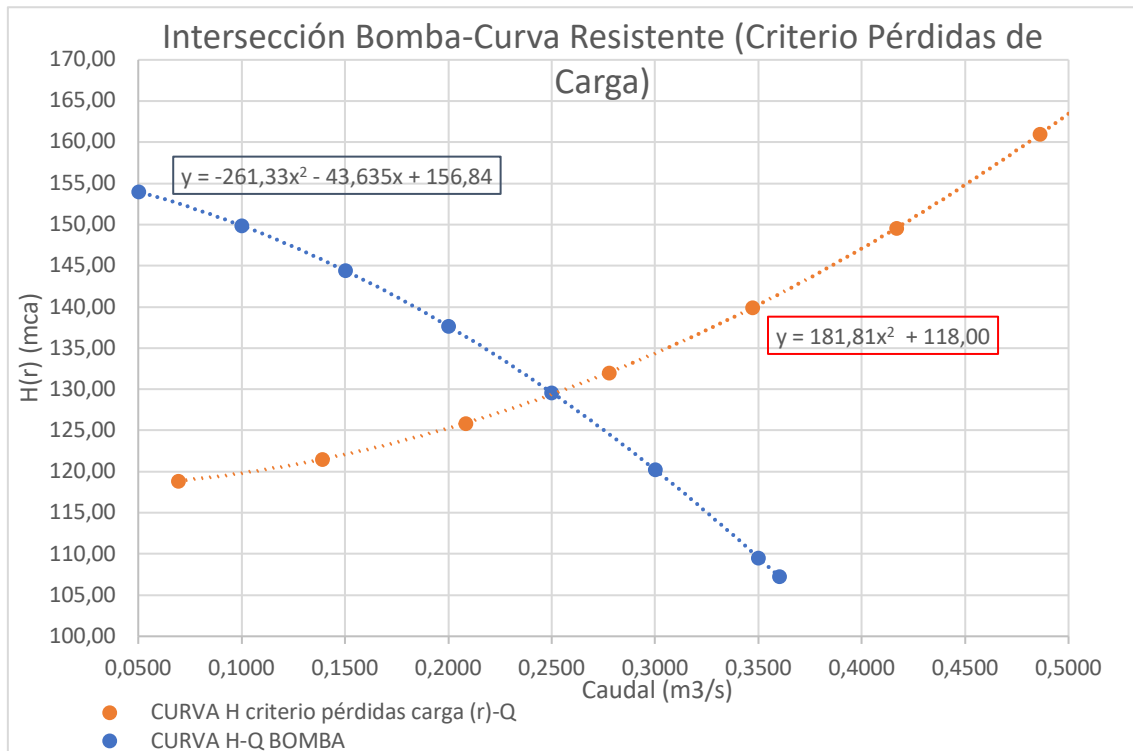


Ilustración 17. Intersección curva de la bomba CPH250-710 con curva resistente. Criterio pérdidas de carga

La intersección de ambas curvas se da en 130 mca. Lo que significa que con una bomba podríamos abastecer el caudal de diseño calculado para el mes de julio. Sin embargo, hemos de tener en cuenta que la bomba y su caudal es dependiente de la irradiación. Por lo tanto, en función de la radiación que le llegue a las placas solares y la potencia que estas generen, la bomba podrá arrancar antes o después. Pero, además sabemos que el caudal máximo lo aportarán durante un breve tiempo de unas dos o tres horas y serán en las horas centrales del día. En las horas en las cuales hay mayor radiación.

Una vez ya tenemos la bomba seleccionada, la curva de su altura y la curva de rendimiento nos faltaría los caudales para poder calcular la potencia. Con esta potencia podremos ver el consumo de la bomba y podremos estudiar si con la primera aproximación del campo solar sería suficiente para el abastecimiento energético.

5.2.2 Determinación de condiciones mínimas de bombeo.

Para calcular la potencia mínima hemos de determinar las condiciones mínimas para el bombeo fotovoltaico. Para ello hemos de sacar la velocidad de giro mínima de la bomba para abastecer el caudal mínimo.

La curva resistente de la ecuación se acoge a la expresión:

$$H(r) = H_g + R \cdot Q^2$$

Ecuación 33. Ecuación genérica de curva resistente

La curva de la bomba se representa de la siguiente manera:

$$H(r) = H_g + R \cdot Q^2$$

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

Ecuación 34. Ecuación genérica de curva motriz de una bomba

Dónde Hg es la diferencia de cotas entre la bomba y el depósito, R es el coeficiente cuadrático de las pérdidas de la instalación y A, B y C son los términos correspondientes a la ecuación de la curva motriz de la bomba.

Si queremos determinar las condiciones mínimas de bombeo esto significa que hemos de tratar con el caudal mínimo que ha de trasegar la máquina para así poder calcular la velocidad mínima a la que ha de ir la bomba para su correcto funcionamiento. Por lo tanto, Q será el Q mín.

Como sabemos, la ecuación de la curva motriz de la bomba viene modificada por alfa, que representa la velocidad de giro (α). La expresión es la siguiente:

$$\alpha^2 \cdot A + \alpha \cdot B \cdot Q_{min} - C \cdot Q_{min}^2$$

Ecuación 35. Curva motriz de la bomba modificada por el alfa

Esta ecuación se iguala a la ecuación de la curva resistente. La ecuación quedaría así:

$$\alpha^2 \cdot A + \alpha \cdot B \cdot Q_{min} - C \cdot Q_{min}^2 = Hg + R \cdot Q_{min}^2$$

Ecuación 36. Igualación de la curva motriz con la variación de velocidad y la curva resistente

Agrupando nos quedaría una ecuación de segundo grado

$$\alpha^2 \cdot A + \alpha \cdot B \cdot Q_{min} - C \cdot Q_{min}^2 - Hg - R \cdot Q_{min}^2 = 0$$

Ecuación 37. Coeficientes de la igualación de la curva motriz con la variación de velocidad y la curva resistente

Sabiendo que A vale 156,903, que B vale -0,0121208, que C vale 0,0000202, Hg vale 118 y R vale 118,81. Para el Q mínimo de 216 m³/h nos da una ecuación de segundo grado con incógnita la velocidad de giro:

$$156,903\alpha^2 - 2,62\alpha - 117,71 = 0$$

Ecuación 38. Ecuación de determinación la velocidad de giro mínima

Esta ecuación nos da dos soluciones de las cuales tomamos como válida la solución positiva que es $\alpha = 0,8745$, es decir, que la bomba debe girar al 87,45% de su máxima velocidad para garantizar que se bombea el caudal mínimo de la bomba. Toda velocidad de giro de la bomba va relacionada con la frecuencia. Si a máxima velocidad la bomba está funcionando a una frecuencia de 50 Hz, al 87,45% su frecuencia es de 43,73 Hz.

Una vez determinada la velocidad de giro mínima vamos a hacer el análisis energético de la bomba.

Las ecuaciones de la curva de la bomba y el rendimiento son dependientes de la velocidad de giro. La ecuación de la curva de la bomba ya la hemos comentado anteriormente. Sin embargo, la del rendimiento se acoge a la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{E}{\alpha} Q - \frac{F}{\alpha^2} Q^2$$

Ecuación 39. Rendimiento de la bomba en función de la velocidad de giro

Siendo en este caso E y F los coeficientes de la curva de rendimiento de la bomba seleccionada. En este caso, se trata de los valores 0,0018165 y -0,000001 respectivamente.

Una vez tenemos la curva de la bomba y la curva del rendimiento vamos a calcular la potencia de la bomba. Para ello utilizaremos la siguiente ecuación:

$$P = \frac{\gamma \cdot Q_b \cdot H}{\eta}$$

Dónde H es la ecuación de la bomba y η la ecuación de la curva de rendimiento. Si sustituimos las ecuaciones dentro de la fórmula de potencia y simplificamos, nos quedaría la siguiente expresión:

$$P = \gamma \cdot \alpha_{\min}^2 \cdot \frac{A \cdot \alpha_{\min}^2 - B \cdot \alpha_{\min} \cdot Q_{\min} - C \cdot Q_{\min}^2}{\alpha_{\min} \cdot E - F \cdot Q_{\min}}$$

Ecuación 40. Potencia de la bomba dependiente de la velocidad de giro y los coeficientes de las curvas motrices y de rendimiento

Como tenemos el caudal mínimo, la velocidad de giro mínima y los coeficientes de cada curva podemos calcular la potencia mínima. Esta nos da un valor de 180,16 kW. Es decir, necesitaremos una potencia neta proveniente del campo solar de 180,2 kW para que la bomba comience a funcionar. Hemos representado la curva de potencia en relación con el caudal:

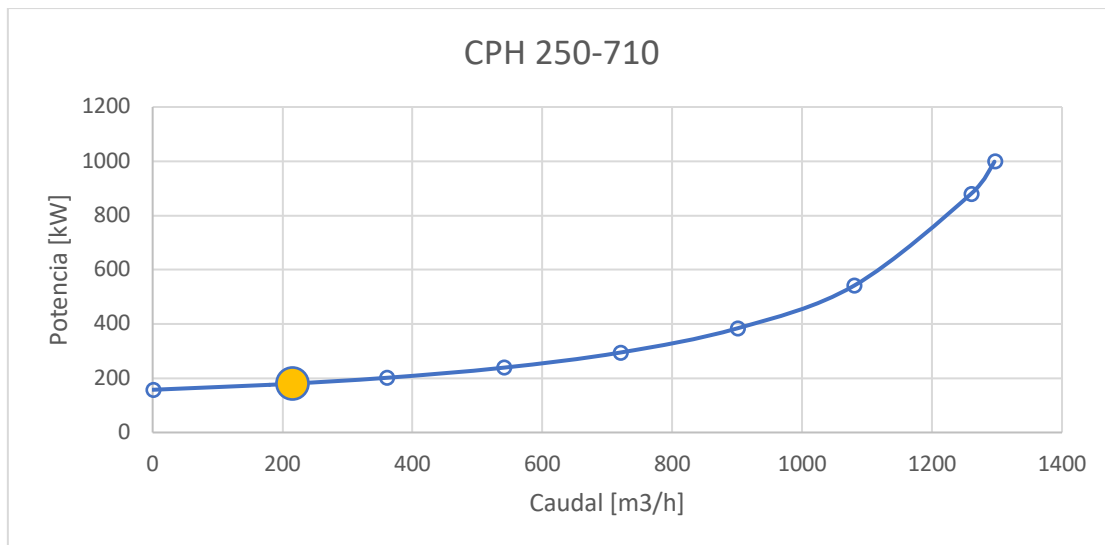


Ilustración 18. Curva relación Caudal - Potencia

Esa una función con forma logarítmica ya que crece hasta el infinito si siguiéramos aumentando el caudal. El punto amarillo representa el caudal mínimo y los 180 kW que se necesitan para poner la máquina en funcionamiento.

Para el cálculo la determinación del funcionamiento de la bomba para una potencia solar fotovoltaica determinada montamos este entramado en una hoja Excel:

Potencia solar recibida:	371,1824558	kW
Curva resistente		
Altura geométrica:	118,00	m
Coef. Resistencia:	181,81	m/(m ³ /s) ²
Curvas bomba		
$H = A + B \cdot Q + C \cdot Q^2$		
A	156,9033326	
B	-0,0121208	
C	0,0000202	
$\eta = E \cdot Q + F \cdot Q^2$		
E	1,82E-03	(m ³ /h) ⁻¹
F	-1,00E-06	(m ³ /h) ⁻²
Auxiliares		
Caudal tentativo:	868,18	m ³ /h
Altura de bombeo:	128,57	m
a	156,90	
b	-10,52	
c	-113,35	
Velocidad:	88,4%	adim
	44,2	Hz
Rendimiento:	81,9%	%
Potencia:	371,18	kW
Diferencia:	0,00	kW

Tabla 26. Cálculo mediante solver para encontrar el caudal tentativo máximo.

Con esta tabla y mediante la herramienta “solver” implementada en Excel hacíamos un proceso de optimización. Teníamos la potencia recibida del campo solar que era un valor variable y que, en función de esa potencia, podríamos obtener un caudal tentativo u otro. Los apartados Curva Resistente y Curvas bomba recuperan la información anteriormente comentada en esta memoria sobre los coeficientes de la curva resistente, de la curva de la bomba y de la curva de rendimiento de la bomba.

Con el caudal tentativo, celda de valor cambiante y que vamos a variar para encontrar nuestro objetivo, calculamos los valores de “Auxiliares”. Calculamos los coeficientes auxiliares cuya raíz de segundo grado nos da el valor de la velocidad a la que ha de girar la bomba para proporcionar el caudal tentativo introducido. Luego, con ese caudal cambiante calcula los valores de Rendimiento y Potencia. Finalmente, hay una casilla llamada “Diferencia” cuya función es bastante importante para el uso del solver. Es una casilla que calcula la diferencia entre la potencia que llega del campo solar y la que necesitaría la bomba para abastecer el caudal tentativo. Por tanto, vamos a usar el solver y vamos a establecer la casilla “Diferencia” como objetivo y que queremos que sea 0. Y para ello, va a cambiar la casilla caudal tentativo.

Finalmente, utilizando esta genial herramienta sacamos varios datos:

- Con 180,16 kW de entrada del campo solar se obtiene el caudal mínimo de 216 m³/h
- Con 371,18 kW se alcanza el máximo rendimiento de la bomba y se bombearían 868,18 m³/h al máximo rendimiento posible que es de 82%. A una velocidad de giro de 88,4 %

Ahora vamos a estudiar el campo solar para ver que energía podemos obtener y a raíz de esa energía ver a qué velocidad podría funcionar la bomba.

6. Definición del número de placas solares

6.1. Introducción

El campo solar se compone de módulos, cadenas y mesas. El módulo, es la unidad básica de captación solar y que inicia la transformación de energía solar (radiación) en energía eléctrica (corriente continua). El material semiconductor del que está recubierto es sensible a la luz y genera electricidad al recibir la radiación solar gracias al fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico.

Los módulos se agrupan en cadenas. Las cadenas o también llamadas strings, son conjuntos de módulos fotovoltaicos que están agrupados en serie. La conexión en serie de placas solares es útil cuando se requiere una mayor tensión para alimentar un inversor o cargar baterías. Al aumentar la tensión total, se puede optimizar la eficiencia del sistema y reducir las pérdidas en el cableado, ya que se puede transmitir la misma potencia con corrientes más bajas.

Por último, tenemos las mesas. Las mesas son las estructuras o soportes utilizados para montar y orientar las placas solares de manera adecuada para maximizar la generación de energía a partir de la radiación solar.

La forma de conexión es agrupando los módulos en cadenas de 16 unidades en serie. Y luego, conectar las cadenas entre sí en paralelo. Formando una mesa constituida por cadenas. Se realizarán cadenas de 16 módulos fotovoltaicos con el fin de establecer una tensión máxima en circuito abierto de 733 V.

Primeramente, hicimos una aproximación con mesas de 16 módulos que forman cadenas. La primera configuración, la cual era una aproximación, estaba organizada en 4 cadenas de 16 módulos. Cada mesa contenía 4 cadenas. Por lo tanto, hay 14 mesas. Esta organización hacía una configuración que albergaba 896 módulos. Cada módulo tiene una potencia pico de 0,39 kW. Los 896 módulos formaban un campo solar de 349,44 kW.

Sabemos que un módulo del tipo HS-B120 DSN390-B tiene las siguientes medidas: 1755mm de largo x 1038mm de ancho da un área de 1821690 mm² lo que equivale a 1,822 m² por módulo.

Con estas medidas vamos a calcular también la distancia que hemos de guardar entre mesas de módulos para que la sombra no afecte. Tenemos los módulos inclinados 35º y tienen una altura de 1,755m. Consideramos el triángulo formado por la placa solar, su sombra y los rayos del sol. De esta manera, aplicando trigonometría simple con la definición del coseno, obtenemos la longitud de la sombra.

$$\cos 35 = \frac{1,755}{\text{hipotenusa}}$$

Ecuación 41. Cálculo de la sombra de las placas

Finalmente, despejando, obtenemos que la sombra tiene una longitud de 2,14 metros.

Si multiplicamos el número de módulos por el área de un módulo tenemos el área total del campo solar. Estamos hablando de un área total de 1632 m². Ahora necesitaríamos dos datos que tenemos que son el rendimiento de la placa el cual es 21,4% y la irradiación en W/ m².

Como hemos reflejado anteriormente, del PVGIS obtuvimos los datos de la radiación que tendríamos en la zona dónde íbamos a instalar las placas solares haciendo uso de la tecnología de los seguidores solares. Estos datos se tomaban cada hora de cada día a lo largo de los 365 días del año 2020. Por lo tanto, los datos y cálculos del volumen que vamos a bombear en base a la radiación recibida van a estar particularizados para el año 2020.

Vamos a tomar la radiación del día 1 de julio que fue el día con mayor radiación del año 2020 y obtendremos los caudales que podríamos haber obtenido con la bomba alimentada de manera fotovoltaica. No hay que olvidar que aparte de la bomba fotovoltaica vamos a instalar otra bomba alimentada de red que nos ayudará a suplir las necesidades que no pueda completar con la bomba fotovoltaica

La radiación del día 1 de julio de 2020 fue registrada por PVGIS y fue la siguiente:

Hora	1 DE JULIO (W/m2)
05	25,34
06	187
07	384
08	582
09	753
10	887
11	965
12	992
13	966
14	868
15	732
16	561
17	371
18	175
19	14

Tabla 27. Irradiación recibida en el día 1 de julio

Hemos eliminado las horas de las 00:00 a las 04:00 puesto que no se ha captado radiación en esas horas ni tampoco de las 20 a las 23 horas. De esta tabla podemos sacar muchas conclusiones, como por ejemplo que a las 12 se obtiene una de las máximas radiaciones de todo el año que son casi 1kW/m². En las horas extremos, pese al uso de los seguidores solares, la radiación no es suficiente para iniciar la bomba, por lo tanto, estimamos que la bomba funcionará de las 06:00 a las 18:00.

6.2. Diseño del campo solar

Mediante Excel, aplicando el área del campo solar y el rendimiento de las placas, podríamos sacar la energía que podríamos obtener para la configuración proyectada siguiendo la siguiente expresión.

$$P \text{ (kW)} = \text{Irradiación} \cdot \text{Área de captación} \cdot \text{Eficiencia del módulo}$$

Ecuación 42. Potencia obtenida por los módulos.

6.3. Primera configuración del campo solar: 896 módulos.

Con la fórmula comentada en el apartado 6.2 podemos calcular la potencia para la configuración de 896 módulos. Esta configuración implica un área de 1632 m² de área de captación solar. Ahora vamos a ver si esta área es suficiente para obtener los caudales que deseamos para cumplir con las necesidades hídricas.

Con la tabla número 26, incluyendo la potencia del campo solar en la tabla y utilizando la herramienta solver obtenemos los caudales por horas. Estos caudales son los siguientes:

Horas	(W/m ²) DÍA 1 DE JULIO	POTENCIA OBTENIDA 896 módulos	CAUDAL (m ³ /h)
05	25,34	8,9	0
06	187	65,3	0
07	384	134,1	0
08	582	203,3	355,31
09	753	263,0	608,87
10	887	309,8	741,75
11	965	337,1	803,15
12	992	346,5	822,31
13	966	337,4	803,88
14	868	303,2	725,24
15	732	255,7	584,02
16	561	196,0	315,77
17	371	129,6	0
18	175	61,1	0
19	14	4,9	0

Tabla 28. Irradiación, Potencia y caudal para 896 módulos.

Cómo podemos ver, no llegamos a los 903 m³/h en la hora de máxima radiación en el día de mayor irradiancia del año. Por tanto, estamos muy lejos de los caudales estimados para abastecer las necesidades hídricas de cada mes. Hemos de replantearnos la reconfiguración del campo solar. El número de módulos por cadena no se puede variar debido a que tienen el voltaje aceptable para la entrada al inversor.

6.4. Segunda configuración del campo solar: 1200 módulos.

Hemos comentado que la configuración no era la deseada porque no obteníamos los caudales que nos gustaría. Sin embargo, tampoco podemos poner todas las placas que queramos.

Además, la configuración de las cadenas no debe variar por el voltaje en serie. Entonces, vamos a probar la configuración de placas solares siguientes:

- 16 módulos por cadena
- 5 cadenas por mesa
- 15 mesas con 5 cadenas de 16 módulos cada cadena.

Por consecuente, hemos aumentado en una cadena y hemos sumado una mesa más a las cadenas. Esto hace un total de 1200 módulos. Las medidas como bien hemos nombrado anteriormente se mantienen en las mismas ya que no hemos variado la placa solar, tan solo la configuración para que aumentara el área de captación solar

Volviendo a hacer cálculos, sabemos que el área de un módulo era 1,8217 m². Multiplicado por 1200 módulos nos da un área de captación solar de unos 2186 m². Esto supone un incremento de 304 módulos y por consecuente, un aumento de 554 m².

La potencia instalada va a aumentar también y va a alcanzar los 468kW pico. Unos 118,56 kW pico comparado con la anterior instalación.

Volvemos a proceder de la misma manera que hemos comentado antes para calcular el caudal que se podría suministrar en el día de mayor radiación. La nueva tabla con las horas, la potencia obtenida con 1200 placas y el caudal que se podría obtener por cada hora es la siguiente:

Horas	(W/m2) DÍA 1 DE JULIO	Potencia Configuración 1200 módulos (kW)	CAUDAL (m3/h)
05	25,34	11,9	0
06	187	87,5	0
07	384	179,6	320,81
08	582	272,3	683,00
09	753	352,3	849,24
10	887	414,9	937,17
11	965	451,4	977,86
12	992	464,1	990,60
13	966	451,9	978,38
14	868	406,1	926,29
15	732	342,4	832,67
16	561	262,4	656,03
17	371	173,6	284,42
18	175	81,9	0
19	14	6,5	0

Tabla 29. Irradiación día 1 de julio, potencia obtenida con 1200 módulos y caudales

Con esta configuración, pese a tener mayor coste por el aumento del número de placas, podemos apreciar que se empieza a bombear agua mucho antes y entonces impulsaríamos mayores volúmenes y durante más horas.

A continuación, vamos a representar el cálculo total del volumen que se bombearía en julio si el resto de los días siguieran una tendencia igual que la de este día de julio. Estas condiciones son con el cielo despejado y con la radiación pertinente de cada día:

Volumen bombeado	8436,47	m3/día
Volumen bombeado	261530,57	m3 en mes de julio

Tabla 30. Referencias de volúmenes bombeados en condiciones normales extrapolado a un mes de julio

Comparando estos resultados con las necesidades hídricas, vemos que necesitaríamos unos 435.000 m³ más, ya sea por la bomba eléctrica o por almacenamiento de balsa, para compensar las necesidades hídricas.

6.5. Volumen anual impulsado por la bomba fotovoltaica

Finalmente, nos decantamos por la configuración del campo solar que tiene 1200 módulos solares. Son 304 módulos más, pero nos permiten alcanzar nuestros objetivos energéticos.

Una vez que ya tenemos una configuración adecuada del campo solar para obtener la energía necesaria para impulsar caudales cercanos a nuestros caudales de diseño, nos podemos disponer a calcular el volumen total anual impulsado por la bomba fotovoltaica.

Para calcular los caudales por horas del año 2020 vamos a utilizar los datos obtenidos del PVGIS, lo cual tenemos las 8760 irradiaciones que ser recibieron en el año 2020 en la ubicación de las placas solares. Para no calcular uno por uno mediante la herramienta solver vamos a intentar encontrar una manera de simplificar los cálculos y poder automatizar su cálculo. Podemos usar dos hipótesis para obtener los valores de los volúmenes a impulsar:

La primera hipótesis se basa en encontrar una relación entre la potencia generada por la placa solar y el caudal generado. Para ver esa relación, vamos a usar la tabla de valores anteriormente calculada para el 1 de julio de 2020.

Para esta primera hipótesis sacaríamos la gráfica x-y caudal-potencia para ver la relación que existe entre estas dos magnitudes y poder extrapolar esa relación sobre qué valor podría impulsar la bomba para cualquier caudal. La representación es la siguiente:

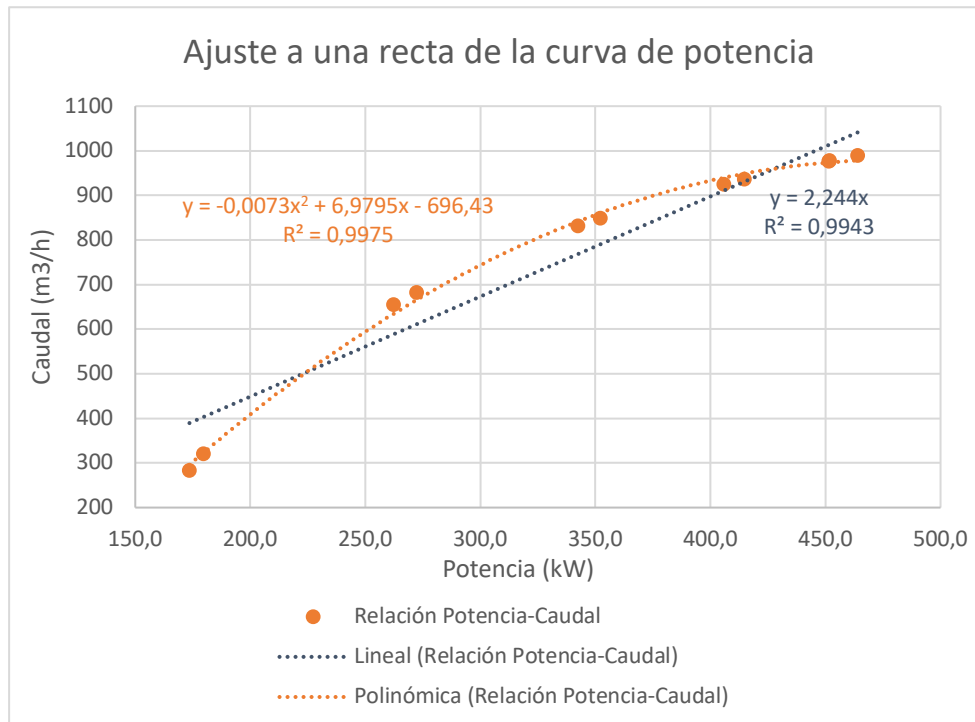


Ilustración 19. Ajuste tanto lineal como cuadrático de la relación Potencia - Caudal.

Se puede observar que la relación potencia-caudal sigue una tendencia polinómica de segundo grado. Esta ecuación está acotada su uso para caudales entre 216 m³/h y unos 1100 m³/h. Hemos incluido también la aproximación de tendencia lineal. Esta gráfica que tiene forma lineal pasa por el punto cero y como no está acotada es válida para todos los valores de potencia para los que se quisiera calcular el caudal.

Con el cálculo mediante la herramienta solver hemos sacado que el volumen total que se bombea es de 8436 m³/h. Esta va a ser nuestra referencia para saber que ecuación y que hipótesis se ajusta mejor al volumen que realmente se ha de bombear. La siguiente tabla representa el volumen que se bombearía tanto con el ajuste lineal como el cuadrático en base a la hipótesis número uno.

Volumen Bombeado ajuste lineal	8462,16	m3/h
Volumen Bombeado ajuste cuadrático	8386,64	m3/h

Tabla 31. Volumen bombeado por ajuste cuadrático y lineal de la relación Potencia-Caudal

Ahora vamos a hacer el estudio de la segunda hipótesis. Esta segunda hipótesis tiene las mismas bases que la anterior que es buscar una relación tanto cuadrática como lineal entre el caudal y la irradiación. En este caso vamos a buscar una relación directa entre la irradiación y el caudal. Para ello vamos a representar en una gráfica en el eje X la irradiación y en el eje Y el caudal.

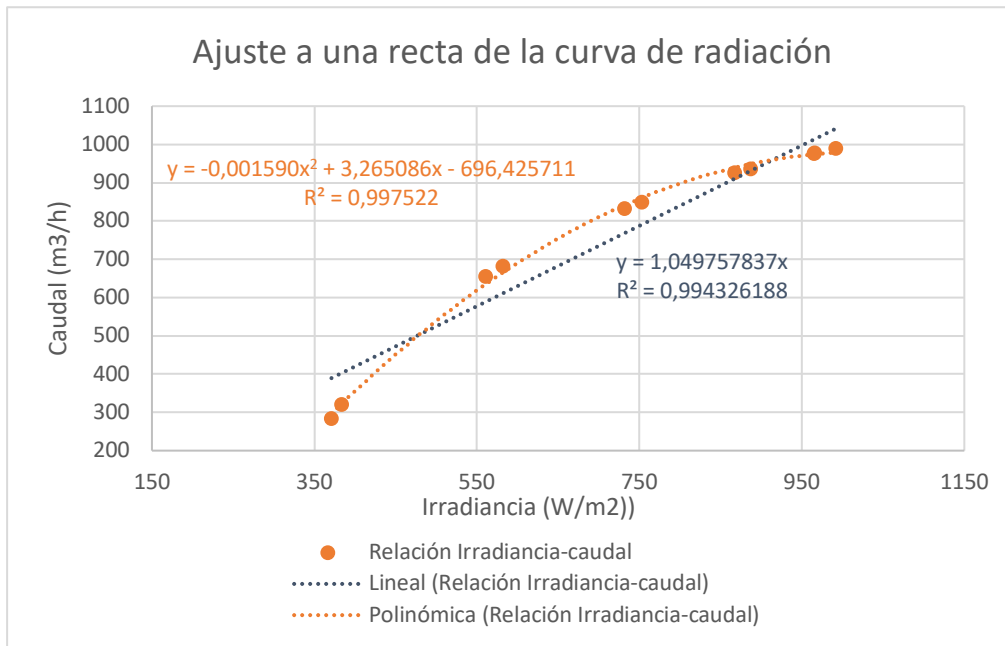


Ilustración 20. Ajuste tanto lineal como cuadrático de la relación Irradiancia - Caudal.

Finalmente, vamos a hacer el estudio de a ver que caudal se bombearía utilizando tanto la expresión cuadrática como la expresión lineal. Los caudales en la ecuación cuadrática también están acotados ya que solo sirven para cálculos de caudales mayores que 216 m³/h. Esta es la tabla resumen de qué volúmenes nos proporciona cada ajuste.

Volumen Bombeado ajuste lineal	8462,10	m3/h
Volumen Bombeado ajuste cuadrático	8435,45	m3/h

Tabla 32. Volumen bombeado por ajuste cuadrático y lineal de la relación Irradiación-Caudal

Tomando en valor las dos hipótesis podemos sacar en conclusión que el ajuste que se queda más cercano a los 8436,47 m³/h es el ajuste cuadrático de Irradiación-Caudal. Finalmente, es la relación que vamos a tomar. Para ello, tomaremos la siguiente ecuación que nos da el caudal en m³/h:

$$y = -0,001590x^2 + 3,265086x - 696,425711$$

Ecuación 43. Ecuación cuadrática de relación de la irradiación y el caudal

Siendo x la irradiación y solo tomando por válidos los valores de Y (caudal) cuando sea mayor a 216 m³/h.

Haciendo uso del Excel y de la ecuación de la relación irradiación-caudal, hemos obtenido la siguiente tabla resumen de los volúmenes bombeados en m³/h gracias a que tenemos los valores de la irradiación por día a lo largo del 2020. Este volumen que podría haber sido impulsado por la bomba fotovoltaica que representado en la siguiente tabla

Mes	Días por mes	Volumen (m3)	Caudal por mes (m3/h)	Caudal por mes teórico (m3/h)
Enero	31	54346,22	73,05	0,00
Febrero	28	93027,44	138,43	327,95
Marzo	31	109868,27	147,67	0,00
Abril	30	148609,73	206,40	84,52
Mayo	31	214356,20	288,11	433,37
Junio	30	223837,54	310,89	654,55
Julio	31	237387,96	319,07	903,04
Agosto	31	211519,19	284,30	824,50
Septiembre	30	157064,20	218,14	0,00
Octubre	31	116641,76	156,78	310,84
Noviembre	30	66226,84	91,98	0,00
Diciembre	31	53112,09	71,39	0,00
Volumen Total (m3)		1685997,44		

Tabla 33. Caudales fotovoltaicos a raíz de las irradiancias

Con estos datos vemos reflejado que no se cumple las necesidades de caudal para una bomba fotovoltaica. Por lo tanto, confirmamos que será necesario el instalar una bomba conectada a red para que bombee agua durante las horas valle en días laborales y los fines de semana durante 24 horas.

7. Balsa de regulación y bomba eléctrica

7.1. Balsa de regulación

Como hemos comentado anteriormente, nuestra instalación dispone de una balsa la cual vamos a usar para bombear el agua y hacer un riego por gravedad a los cultivos. Esta balsa en meses en los que el volumen bombeado iguala al volumen regado, hará función de una tubería. El caudal entrante será igual al saliente y, por tanto, no se estará almacenando agua.

La balsa de la que disponemos tiene un volumen de almacenaje de 228000 m³. Esta balsa regulará el volumen almacenado llegando a estar a un volumen mínimo de 10000 m³ y a un máximo de 228000 m³. Como consideramos el proceso de llenado vaciado cíclico a lo largo del año, hemos de partir de un volumen inicial en un mes del año. Vamos a establecer el mes en el que vamos a comenzar con la balsa con un cierto volumen y el mes en el cual la balsa va a estar a su nivel mínimo.

En cuanto al nivel mínimo de la balsa nunca va a ser cero puesto que no se aconseja que se vacíe la balsa por motivo de posibles sedimentaciones que precipiten y obstruyan la canalización de agua. Por lo tanto, el volumen más bajo que va a acumular la balsa va a ser de 10000 m³ y este va a ser en el mes de agosto, justo después de la época de máxima demanda de la instalación que son los meses de mayo, junio, julio y agosto.

Por otro lado, comenzaremos con la balsa en enero con un volumen de 169000 m³ de agua. Este volumen será el mismo con el que acabaremos el año en diciembre. Esto se debe a que el agua de la balsa tiene que seguir un ciclo y, sobre todo, ha de llenarse y vaciarse a lo largo del año para poder acomodar los volúmenes de caudales a suministrar durante el año.

Este es el plan de suministro que vamos a seguir y en el establecemos que cantidad de agua se ha de bombear mediante bomba conectada a la REE y cuánta agua se va a utilizar de la balsa para disminuir la cantidad de agua a bombear desde red.

Mes	Días por mes	Máximo Solar	Necesidades IVIA	Déficit	Solar	Red	Volumen Balsa Mes
Enero	31	54346,2	0	0	0,0	0	169000,0
Febrero	28	93027,4	194406,4	101379	93027,4	0	67621,0
Marzo	31	109868,3	0	0	109868,3	0	177489,3
Abril	30	148609,7	57990	0	108500,7	0	228000,0
Mayo	31	214356,2	328764,3	114408	214356,2	0	113591,9
Junio	30	223837,5	492318	268480	223837,5	268480	113591,9
Julio	31	237388,0	696260	458872	237388,0	458872	113591,9
Agosto	31	211519,2	612699,5	401180	211519,2	297588	10000,0

Mes	Días por mes	Máximo Solar	Necesidades IVIA	Déficit	Solar	Red	Volumen Balsa Mes
Septiembre	30	157064,2	0	0	91219,4	0	101219,4
Octubre	31	116641,8	207861,2	91219	116641,8	0	10000,0
Noviembre	30	66226,8	0	0	66226,8	0	76226,8
Diciembre	31	53112,1	0	0	53112,1	39661,1	169000,0

Tabla 34. Balance de volumen en balsa y volúmenes bombeados por red y por solar

Vamos a analizar la tabla anterior. En la primera columna podemos ver el volumen máximo que se puede bombear por energía solar. La siguiente columna representa las necesidades hídricas según el IVIA que hemos calculado en el apartado número 3 de este trabajo.

En la siguiente columna tenemos el déficit. Esta columna tiene algunos valores en amarillo y es porque se debe a que hay más necesidades de agua que volumen se puede aportar fotovoltaicamente y para suplir esas necesidades se va a vaciar la balsa. En este caso, nuestra intención es siempre que se puede abastecer de agua almacenada. Es el caso del mes de Febrero. Partimos de un mes de Enero con bastante almacenamiento de agua y en febrero vamos a utilizar la bomba fotovoltaica únicamente y el volumen almacenado.

Luego tenemos déficits los cuales no están coloreados de amarillo. Estos déficits son también negativos, pero en estos meses se utiliza la bomba de red para alimentar la balsa y, por tanto, el caudal que entra es igual al que sale y no hay almacenamiento ni vaciado en la balsa.

La columna solar representa que volumen en m³ de agua se va a bombear mediante energía fotovoltaica y en la columna red los m³ de agua, pero bombeados por red. En la columna solar está coloreado el mes de Diciembre debido a que no hay necesidades y se va a bombear el máximo volumen posible por solar y el restante hasta llegar a los 169000 por red.

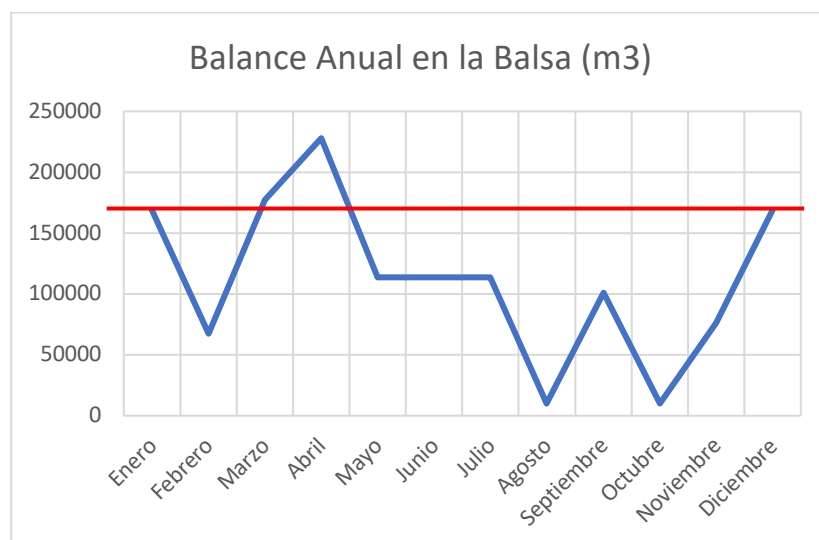


Ilustración 21. Volumen en balsa de regulación.

Esta gráfica representa la evolución del volumen de la balsa a lo largo del año. La diferencia entre el pico más alto y el mes con menos volumen en la balsa representa la capacidad de regulación de la balsa. En este caso, el mes con mayor volumen es en Abril con 228.000 m³ porque se llena la balsa hasta su límite y el mes con menos volumen es Agosto con 10.000 m³. En este mes se ha utilizado el almacenado del agua para que sea menor la cantidad a bombear. Así que, la capacidad de regulación de la balsa es de 218.000 m³.

7.2. Bomba alimentada de red

Con la tabla número 34 y la gestión del uso del agua almacenada queríamos llegar al estudio final de cuál es el volumen que ha de impulsar la o las bombas eléctricas. Se puede apreciar que la bomba eléctrica necesita aportar un gran volumen en el mes de julio. Este mes va a ser el más crítico debido al déficit de 458872 m³ de agua.

Tendremos que valorar el hecho de que la bomba de reserva activa, aparte de ser mixta para el posible mantenimiento y reemplazo de cualquiera de las dos bombas en cualquier momento del año, se tenga en funcionamiento durante el mes de julio de tal manera que sea una bomba que no esté parada. De esta forma, a la hora de usarla no nos encontraríamos con que la bomba no funcionara en el momento de necesidad.

Finalmente, la bomba eléctrica impulsaría el caudal total en todos los meses menos en julio dónde el caudal se dividiría entre la bomba de reserva y la bomba eléctrica. Estos son los caudales que impulsaran las bombas:

Mes	Caudal TOTAL (m ³ /h)	Caudal por bomba (m ³ /h)
Enero	0	0
Febrero	0	0
Marzo	0	0
Abril	0	0
Mayo	0	0
Junio	711,88	355,94
Julio	1177,46	588,73
Agosto	763,61	381,80
Septiembre	0	0
Octubre	0	0
Noviembre	0	0
Diciembre	101,77	50,88

Tabla 35. Caudales impulsados bomba eléctrica

En diciembre se gestionarán las horas de bombeo para que se cumpla que se impulsa siempre al menos el caudal mínimo de 216 m³/h. Entonces, en vez de bombear 88 horas, se bombeará durante menos tiempo y con más caudal.

Finalmente necesitábamos los volúmenes que podían impulsar como máximo fotovoltaicamente para poder calcular los caudales. Estos caudales finalmente se podrán asumir como los siguientes:

Mes	Volumen mensual	Horas de sol por mes	Caudal fotovoltaico (m3/h)
Enero	0,0	220,1	0,0
Febrero	93027,4	240,8	386,3
Marzo	109868,3	288,3	381,1
Abril	108500,7	309,0	351,1
Mayo	214356,2	368,9	581,1
Junio	223837,5	375,0	596,9
Julio	237388,0	381,3	622,6
Agosto	211519,2	353,4	598,5
Septiembre	91219,4	303,0	301,1
Octubre	116641,8	279,0	418,1
Noviembre	66226,8	231,0	286,7
Diciembre	53112,1	217,0	244,8

Tabla 36. Caudales fotovoltaicos tras determinarlos con el volumen de balsa

8. Elementos eléctricos y dispositivos de protección.

En este apartado vamos a tratar el sistema de cableado eléctrico, protecciones, toma de tierra e inversores de potencia y variadores de frecuencia.

8.1. Sistema de cableado eléctrico

Como norma general los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5 % tanto en la parte de CC como en la parte de CA, incluidas las posibles pérdidas por terminales intermedios, y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores, según se establece en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

El cableado desde el campo generador hasta el inversor se llevará inicialmente en intemperie grapado sobre la estructura metálica del generador y posteriormente enterrado hasta el cuadro general de continua en el interior del edificio. Desde el inversor se pasará al CGBT y posteriormente bajo tubo a la CGP, que se situará en el interior de la estación de bombeo. El cableado en interiores irá bajo tubo o sobre bandeja.

En cualquier caso, se respetará el REBT en lo que a conducciones de cable se refiere.

A continuación, se describe el tipo de cableado a utilizar en cada parte de la instalación fotovoltaica.

8.1.1 Circuito de continua: Cableado

A partir del generador fotovoltaico los positivos y negativos de la instalación se conducen separados, protegidos y señalizados de acuerdo con la normativa vigente.

El circuito de continua lo constituyen las conexiones de los módulos y las líneas principales que llegan desde los módulos hasta el inversor. La unión desde las conexiones a las cajas de conexión se realizará con conductores de 6 mm² de tipo 0,6/1kV de cobre, de tensión asignada 0,6/1kV.

Para el resto de los tramos se utilizarán conductores de tipo RV-K 0,6/1kV de cobre, con secciones de varios tipos según necesidades. El tipo de instalación será de conductores aislados enterrados directamente envueltos en arena y señalizados correctamente.

8.1.2 Circuito de alterna: Cableado

El circuito de alterna empieza a la salida del inversor y termina en el punto de conexión con los motores de las bombas. El cable utilizado será un conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado XLPE, tensión nominal no inferior a 1000 V. El sistema de instalación de los conductores será en cada caso el definido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

8.2. Protecciones

A la hora de diseñar correctamente una instalación fotovoltaica conectada a la red ha de garantizarse, por un lado, la seguridad de las personas, tanto usuarios como operarios de la red, y por otro, que el normal funcionamiento del sistema fotovoltaico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos y sistemas conectados a dicha red.

A continuación, se detallan las medidas de seguridad y protecciones en función de los riesgos asociados y teniendo en cuenta las características específicas de la instalación fotovoltaica objeto del proyecto.

8.2.1 Protecciones Eléctricas del lado de continua: Contacto indirecto.

El contacto con tensiones superiores a 100 V DC, como va a ocurrir en la instalación considerada, puede resultar fatal para las personas, por lo que los elementos activos de una instalación deben ser inaccesibles.

Para prevenir un hipotético caso de contacto indirecto de alguien con alguna parte de la instalación, se ha proyectado un sistema de protección de acorde con el reglamento de baja tensión.

- Cables dotados con aislamiento y cubierta, aptos para tensiones de hasta 1.000 V según UNE 21-123 IEC 502 90.
- Existirá un controlador permanente de aislamiento que detecte la aparición de un primer fallo de aislamiento cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado.

Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. En el caso de que ese valor sea superior, el inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

8.2.2 Protecciones Eléctricas del lado de alterna: Contacto indirecto y directo

En el lado de corriente alterna, la protección contra contactos indirectos se consigue instalando interruptores diferenciales que garanticen tensiones de contacto inferiores a 24V.

Para la protección de contactos directos, se utilizarán las medidas que se indican en el vigente Reglamento de Baja Tensión:

- Aislamiento de las partes activas de la instalación
- Colocación de barreras y envolventes
- Interposición de obstáculos

- Dispositivos de corte por corriente diferencial

Para prevenir un hipotético caso de contacto indirecto de alguien con alguna parte de la instalación, se ha pensado un sistema de protección de acorde con el reglamento de baja tensión y otras normativas anteriormente mencionadas.

Se utiliza la puesta a tierra de las masas asociado con interruptores diferenciales que desconectan el circuito en caso de defecto.

8.3. Toma de tierra

Su objeto, principalmente, es el delimitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

Se utilizarán como electrodo:

- Picas de cobre de 2 m. de longitud y 16 mm de diámetro según Norma UNE 21056. Con separación mínima entre ellos superior a la longitud de estos en 2 veces.

Los conductores de tierra tendrán un buen contacto eléctrico, tanto con las partes metálicas puestas a tierra como con el electrodo para poder hacer una buena derivación.

8.4. Inversores de Potencia y Variadores de frecuencia

Vamos a definir tanto el inversor, encargado de transformar la corriente continua procedente de las placas generada a través del efecto fotovoltaico. Y, por otro lado, la determinación del variador de frecuencia que es el encargado de modificar los hercios a los que va a girar la bomba, adaptándola a las necesidades de caudal de cada mes.

8.4.1 Variador de Frecuencia

El sistema de acondicionamiento de potencia de bombeo está formado por tres variadores de frecuencia Power Electronic de la serie SD700SP o similar, que adapta las características de la energía producida por el generador FV (DC a tensión y corriente variables) a las requeridas por el motor.

8.4.2 Inversor de Potencia

Para transformar la corriente continua en corriente alterna se utilizará un inversor. Este inversor su tecnología será de tipo IGBT.

9. Estudio de viabilidad técnico-económica de la solución

En este apartado, vamos a hacer el estudio de todos los costes del proyecto en base a las elecciones que hemos llevado a cabo a lo largo del desarrollo del proyecto. Este apartado contendrá los costes energéticos de bombeo considerando la alimentación desde la red eléctrica y la alimentación con energía solar. También contiene los costes de inversión, tanto del campo solar como de la adquisición de las bombas, y, por último, los costes de globales.

9.1. Costes energéticos de bombeo

La parte de la energía es un tema que tenemos que estudiar a fondo ya que es dónde va a estar nuestro ahorro gracias a la inversión realizada en el campo solar.

Hemos de bombear la cantidad de 2590299 m³ de agua. Esto implica que se necesita una gran producción de energía. Vamos a estudiar los costes energéticos de bombeo tanto como si se hiciera toda la alimentación desde red eléctrica como con una alimentación híbrida mediante las placas solares y red eléctrica

9.1.1 Alimentación desde la red eléctrica

Para el estudio de esta hipótesis, vamos a plantear el estudio como si toda la energía proviniera desde red. Es decir, vamos a usar este método para comparar como sería el coste si tuviéramos que alimentar las bombas sin la instalación solar frente al coste que nos va a suponer alimentar la bomba de manera fotovoltaica más las otras dos bombas conectadas a red.

Primero, con esta hipótesis suponemos que el volumen necesitado se va a bombear íntegramente con las bombas y la balsa va a simplemente llenarse a la misma vez que se vacía con el mismo caudal.

Dividimos los volúmenes mensuales en volúmenes semanales para cuadrar con las horas de bombeo semanales. Vamos a bombear de 0:00 a 8:00 y los fines de semana bombharemos 24 horas. Debido a que estas horas constituyen el término de energía P6 que es el más barato. Las tarifas son las siguientes:

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

Ilustración 22. Términos de potencia en función de la hora para la Tarifa Óptima 6.1TD

Los grandes consumos no pueden estar expuestos a la variación del precio de la energía. Por tanto, se fijan los precios en tarifas. En este caso, hemos tomado la Tarifa Óptima 6.1TD de Endesa como referencia para los costes. Esta tarifa es para potencias contratadas superior a 450 kW.

Y los precios de los diferentes términos de potencia son los siguientes:

Término de Energía (€/kWh)					
P1	P2	P3	P4	P5	P6
0,179899	0,160082	0,136322	0,125351	0,101232	0,114897

Ilustración 23. Coste de cada término de potencia de la Tarifa Óptima 6.1TD

Por lo tanto, echando cálculos, a la semana hay 88 horas de bombeo en horario P6. Con la división del volumen semanal entre las horas de bombeo semanales, sacamos los caudales en m³/h. Con estos caudales, determinamos cuantas bombas serían necesarias para proporcionar el volumen demandado en función del caudal máximo que puede trasegar la bomba. Con esta información ya tenemos el caudal por bomba, y el número de bombas. Y con el caudal, tenemos el rendimiento gracias a la ecuación del rendimiento de la bomba. Por último, calcularíamos la altura con la ecuación de la bomba.

Con estos datos podemos calcular la potencia instantánea que necesita cada bomba. Como las bombas son iguales y además van a trasegar los mismos caudales consumirán la misma potencia instantánea. La respectiva potencia instantánea de cada mes multiplicada por las horas mensuales de tipo P6 que tiene un mes, nos da el consumo en kWh de cada mes.

Ese consumo, multiplicado por el término de energía P6 nos da el coste mensual de bombear las necesidades hídricas mensuales mediante red. Todos estos cálculos vienen reflejados en la siguiente tabla:

Hipótesis de alimentación total desde red: Bombas conectada a red.									
Mes	Volumen Semanal (m ³)	Horas de bombeo por semana	Caudal total (m ³ /h)	Bombas	Caudal por bomba (m ³ /h)	Potencia por bomba (kW)	Potencia total (conjunto) (kW)	Potencia por mes (kWh)	Coste de energía por mes
Enero	0,0	88	0,0	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Febrero	48601,6	88	552,3	1	552,3	246,9	246,9	86902,8	9.984,87 €
Marzo	0,0	88	0,0	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Abril	14497,5	88	164,7	1	164,7	173,0	173,0	60896,0	6.996,77 €
Mayo	82191,1	88	934,0	1	934,0	412,8	412,8	145312,8	16.696,00 €
Junio	123079,5	88	1398,6	2	699,3	293,3	586,6	206470,0	23.722,78 €
Julio	174065,0	88	1978,0	2	989,0	454,8	909,7	320205,5	36.790,65 €
Agosto	153174,9	88	1740,6	2	870,3	372,4	744,8	262176,6	30.123,31 €
Septiembre	0,0	88	0,0	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Octubre	51965,3	88	590,5	1	590,5	257,6	257,6	90661,1	10.416,69 €
Noviembre	0,0	88	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Diciembre	0,0	88	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €

Tabla 37. Coste económico - Hipótesis de alimentación total desde red.

Finalmente, tras sumar todos los costes mensuales de los términos energéticos sale una suma de 134.731,07 € de coste energético anual. A este coste, hemos de sumarle el término de potencia. Como vemos, la máxima energía que vamos a necesitar contratar es de unos 910 kW. Si contratamos esta potencia durante todo el año nos costaría 1.409,05 €. Sin embargo, si contratamos la potencia en función de las necesidades máximas de cada mes nos saldrían 430 euros. Para mayorar, vamos a tomar los 1.409,05 €.

Para concluir, la suma total del coste energético si se realizara el bombeo íntegramente alimentado desde red, la suma ascendería a 135.161,08 €.

9.1.2 Alimentación desde campo solar y red eléctrica

En esta hipótesis tenemos dos formas de alimentar las tres bombas, de forma solar y de alimentación de red. Una de las bombas que es la que va a trabajar todos los meses menos enero, va a estar alimentada con energía del campo solar. Por tanto, ese coste energético nos lo ahorramos aun que va incluido en el precio de las placas solares.

Entonces la bomba conectada a red va a seguir la misma dinámica para el cálculo del consumo de las bombas en los diferentes meses. Las bombas de red están para apoyar a la fotovoltaica en los meses de máxima demanda. A continuación, vamos a proceder al cálculo del coste del bombeo de apoyo desde red.

Hipótesis de alimentación híbrida: Bomba conectada a red.									
Mes	Volumen Semanal (m3)	Horas de bombeo por semana	Caudal total (m3/h)	bombas	Caudal por bomba (m3/h)	Potencia (kW)	Potencia total (kW)	Potencia por mes (kWh)	Coste de energía por mes
Enero	0,0	88	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Febrero	0,0	88	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Marzo	0,0	88	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Abril	0,0	88	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Mayo	0,0	88	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Junio	67120,1	88	762,7	1	762,7	318,7	318,7	112169,9	12.887,98 €
Julio	114718,0	88	1303,6	2	651,8	276,6	553,2	194733,4	22.374,29 €
Agosto	74397,1	88	845,4	1	845,4	358,5	358,5	126206,1	14.500,70 €
Septiembre	0,0	88	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Octubre	0,0	88	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Noviembre	0,0	88	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00 €
Diciembre	9915,3	88	112,7	1	112,7	166,3	166,3	58537,6	6.725,79 €

Tabla 38. Hipótesis de alimentación híbrida: Bomba conectada a red

Para concluir, tras realizar la suma de todos los costes mensuales de los términos energéticos sale una cantidad de 56.488,76 € de coste energético anual.

A este coste, habríamos de sumarle el término de potencia. Si contratamos la potencia en función de las necesidades máximas de cada mes nos saldría una cantidad irrisoria debido a que serían solo 4 meses los que deberíamos tener el término de potencia. Pero, para mayorar, vamos a tomar que todos los meses tenemos contratada la potencia máxima que son 555 kW. Nos sale un coste anual de 860 €. Todo agrupado hace un monto de 57.348,43 €

9.2. Costes de inversión

Otro de los gastos importantes que hay que hacer para llevar a cabo el proyecto son las inversiones iniciales tanto del sistema de bombeo como del campo solar.

9.2.1 Coste de la instalación solar

Recordando la configuración definitiva del campo solar, se componía de cadenas de 16 módulos. Y las mesas sostenían las cadenas. Cada mesa tenía 5 cadenas y había un total de 15 mesas. Si multiplicamos 16x5x15 nos da un total de 1200 placas.

El precio de la placa de la marca HUASUN, modelo HS-B120 DSN390-B, es de 175 euros el módulo. Contando que son 1200 módulos, hace una suma de 210.000,00 €

9.2.2 Coste de la adquisición de bombas

El modelo de las bombas es de tipo horizontal de cámara partida. Este modelo es fabricado por Bombas Ideal y tiene un coste de 11.378,67€. Por tanto, el coste total de las tres bombas, más la bancada para montaje y los motores eléctricos para las bombas hacen una suma de 47.220,99€.

9.3. Estudio de viabilidad económica

Para el estudio de viabilidad económica vamos a ver el periodo que va a transcurrir hasta que se pueda recuperar el dinero de la inversión inicial. Vamos a considerar como inversión el coste de las bombas y las placas solares puesto que son los grandes costes iniciales y el objetivo central de nuestro trabajo. A esta operación de recuperación económica hemos de contar el periodo de amortización tanto de las placas solares como de las bombas.

Sin embargo, nosotros vamos a recuperar nuestra inversión con la diferencia de costes energéticos de bombeo. Los costes energéticos de bombear con una alimentación completamente basada en la red eléctrica española son mucho mayores frente a los costes de una alimentación híbrida. Este ahorro lo hemos reflejado en el apartado anterior 9.1. Hay una diferencia de unos 77.812,65€.

El precio de las placas solares tiene un coste de 210.000€. A las placas fotovoltaicas hemos de sumarle cables, estructura de soporte mecánico y demás materiales que hacen viable el funcionamiento del campo solar. La suma total de la planta solar asciende a 312.652,64€. Por otro lado, tenemos un coste de 47.220,99€ por los elementos electromecánicos. Esto hace un total de 360.873,63€. Esta es la inversión que recuperar.

Además, estas instalaciones hemos de considerar que tienen un periodo de amortización de 10 años. Por tanto, amortizaremos 36.087,36€ año, durante 10 años hasta amortizar completamente las instalaciones.

Como gasto, también hemos incluido el mantenimiento anual de las instalaciones. Lo hemos previsto como un 1% anual del coste de la inversión. Es decir, unos 3608,73€

Por otro lado, hemos de tener en cuenta que en el mes de Enero, tenemos energía solar que hemos producido y que no podemos consumir debido a que no bombeamos agua en ese mes debido a las necesidades hídricas. Entonces, tenemos una recuperación de la inversión al vender esa potencia a un precio de entre 0,08 – 0,13 €/kWh. Nosotros para hacer el cálculo, vamos a considerar el precio de 0,08 €/kWh. En enero se producen 38111,09 kWh. Si vendemos esa energía al precio anteriormente comentado estaríamos recibiendo anualmente 3.048,89 €.

Entonces vamos a representar en una tabla todo el proceso de recuperación de la inversión. Luego incluiremos otra tabla donde reflejará el periodo hasta recuperar la inversión considerando la amortización y sin considerar la amortización:

Cuenta de resultados										
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Costes Bombeo										
Coste energético: Bombeo Red	135.161,08	135.161,08	135.161,08	135.161,08	135.161,08	135.161,08	135.161,08	135.161,08	135.161,08	135.161,08
Coste energético: Bombeo Híbrido	57.348,43	57.348,43	57.348,43	57.348,43	57.348,43	57.348,43	57.348,43	57.348,43	57.348,43	57.348,43
Diferencia de Costes	77.812,65	77.812,65	77.812,65	77.812,65	77.812,65	77.812,65	77.812,65	77.812,65	77.812,65	77.812,65
Gastos										
Coste Mantenimiento	3.608,74	3.608,74	3.608,74	3.608,74	3.608,74	3.608,74	3.608,74	3.608,74	3.608,74	3.608,74
Amortizaciones	36.087,36	36.087,36	36.087,36	36.087,36	36.087,36	36.087,36	36.087,36	36.087,36	36.087,36	36.087,36
Ingresos										
Venta de Excedente Enero	3.048,89	3.048,89	3.048,89	3.048,89	3.048,89	3.048,89	3.048,89	3.048,89	3.048,89	3.048,89
Total gastos	39.696,10	39.696,10	39.696,10	39.696,10	39.696,10	39.696,10	39.696,10	39.696,10	39.696,10	39.696,10
Ahorro + Ingresos - Gastos	41.165,43	41.165,43	41.165,43	41.165,43	41.165,43	41.165,43	41.165,43	41.165,43	41.165,43	41.165,43
Recuperación de inversión										
Inversión	360.873,63	319.708,20	278.542,76	237.377,33	196.211,90	155.046,46	113.881,03	72.715,60	31.550,16	-9.615,27
Inversión Remanente a recuperar	319.708,20	278.542,76	237.377,33	196.211,90	155.046,46	113.881,03	72.715,60	31.550,16	-9.615,27	-50.780,70
¿Inversión Recuperada?	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SÍ	SÍ

Tabla 39. Viabilidad Económica

Tiempo para recuperar la inversión sin Amortización (años)	4,67	años
Tiempo de recuperación de la Inversión con Amortización (años)	8,77	años

Tabla 40. Tiempo de recuperación de la inversión

10. Solución final presentada y resumen del presupuesto

Este trabajo presenta una solución final al objetivo principal de dotar a la comunidad de regantes de, al menos en una parte del suministro, de una fuente de energía renovable como es la energía solar. Para cumplir este objetivo hemos tenido que tomar una serie de decisiones. Todas estas decisiones componen la solución final.

10.1. Solución final presentada

La solución final se compone de estas decisiones:

- Se va a recibir la energía solar a través de las 1200 placas organizadas en cadenas y mesas. Son 5 cadenas por mesa y una cantidad total de 15 mesas. Cada cadena se compone de 16 módulos. Los 16 módulos están conectados en serie entre sí y las cadenas se encuentran conectadas entre sí en paralelo lo que permite aumentar la corriente total del sistema. Cada mesa tiene 80 módulos. Para optimizar el rendimiento de la instalación la serie de 80 módulos se colocará sobre un eje horizontal con orientación Norte-Sur. Los módulos se situarán de tal modo que a primera hora de la mañana estén orientados al Este, vayan girando sobre el eje, a medio día se encuentran en situación horizontal y al atardecer hacia el Oeste. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. La velocidad de giro es de 15° por hora, como la del reloj.
- Con la potencia que se obtiene de las placas solares en forma de corriente continua, se transforma mediante un inversor en corriente alterna que alimenta a una de las tres bombas. Otra de las tres bombas será alimentada de energía de red eléctrica española dado que con una bomba fotovoltaica solo no satisfacemos las necesidades de volumen de agua. La tercera bomba está de reserva activa, pero puede funcionar tanto fotovoltaicamente como alimentada de red.
- La bomba fotovoltaica no impulsará el mismo volumen de agua que la bomba alimentada de red. La bomba fotovoltaica impulsará el caudal durante las horas de sol y la/s bomba/s de red lo impulsará durante las horas valle de la semana. Esta impulsión se realizará a través de una conducción de DN500mm. El diámetro se ha dimensionado a raíz del criterio de pérdidas de carga limitado a 5 mca/km.

- Se va a usar una balsa de regulación para almacenar volumen de agua en los meses que la demanda es menor al volumen que puede aportar el sistema de bombeo. Posteriormente, ese volumen almacenado se usará para disminuir el volumen de agua que tendrán que aportar las bombas en los meses de mayor demanda.
- El estudio de viabilidad de este proyecto se basa en el tiempo en el cual ha de transcurrir para que recuperemos la inversión de la planta solar fotovoltaica y las bombas que son los gastos mayoritarios y en los que se centra nuestro proyecto. Según nuestro estudio, contando amortizaciones de la inversión, recuperaríamos la inversión a los 8 años y 9 meses.

10.2. Resumen del presupuesto

Presupuesto de ejecución material

1. MOVIMIENTO DE TIERRAS Y DEMOLICIONES .	12.755,80
2. ESTRUCTURA DE HORMIGÓN .	85.200,00
3. EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS .	47.220,99
4. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA .	312.652,64
5. VARIOS .	9.815,11
	<hr/>
Total:	467.644,54

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de CUATROCIENTOS SESENTA Y SIETE MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y CUATRO EUROS CON CINCUENTA Y CUATRO CÉNTIMOS.

11. Conclusiones

Tras realizar este proyecto podemos llegar a las siguientes conclusiones:

Este proyecto va en la línea de uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible como es el ODS número 7. Este objetivo es el de hacer uso de la energía no contaminante y asequible para todo el mundo. Con esta forma de alimentar el bombeo se reduce la huella del carbono ya que sustituimos el consumo de energía producida por combustibles fósiles por energía proveniente del sol, una fuente inagotable y limpia.

El volumen de agua a bombear es dependiente de las necesidades hídricas de la zona en la que se cultivan los cítricos. Estas necesidades varían con la climatología y del terreno dónde se encuentren los cultivos a regar. Esto se debe a la evapotranspiración del terreno y del coeficiente del cultivo, además de las precipitaciones a lo largo del año.

Una de las conclusiones más importantes que podemos sacar de este trabajo es que el uso de seguidores solares con el eje orientado norte sur para girar de este a oeste, hace que la captación de radiación sea mucho mayor. El seguidor solar va girando 15 grados la hora de este a oeste para estar lo más perpendicular a la posición del sol. Además, el uso de aplicaciones como el PVGIS nos han facilitado la información de que el ángulo óptimo de colocación de las placas es de 35°.

Con respecto al tema hidráulico, hemos valorado dos criterios para el dimensionado del tramo de impulsión. Se ha elegido el criterio de pérdidas de carga debido a que es un criterio que carga su base sobre el consumo energético. Esto se debe a que reduce el diámetro de la tubería de impulsión a cambio de aumentar la energía consumida por la bomba ya que se necesita aportar mayor altura. Debido al uso de energía solar, este efecto se ve minorizado. En cambio, si hubiéramos elegido el criterio de la velocidad, la dimensión de la tubería sería mayor y el consumo energético menor.

Tras varias estimaciones de distintos modelos de bombas y distintas configuraciones de impulsión, se ha concluido que la bomba que mejor se ajustaba a las necesidades era una bomba de cámara partida horizontal, la CPH 250-710 con un diámetro de rodete de 622mm. Esta elección se debe a que proporciona una altura geométrica que se ajusta a nuestras necesidades y a su vez, los caudales que puede trasegar son bastante altos.

Se han seleccionado tres bombas debido a que con una bomba alimentada fotovoltaicamente no era suficiente para satisfacer las necesidades hídricas de los meses centrales con mayor demanda. Por lo tanto, se utilizará una bomba funcionando con energía fotovoltaica, otra conectada a red y otra bomba estará de reserva activa. Esta bomba de reserva se va a encontrar

preparada para en cualquier momento ser usada. Puede sustituir tanto a la bomba fotovoltaica como a la bomba de red dado que es una bomba con dispositivos eléctricos que la convierten en mixta. Esto permite que durante el año se pueda tener una bomba en mantenimiento y la de reserva activa sustituyendo a cualquiera de las otras dos. Se necesitará de su uso, a parte de las otras dos bombas, en el mes de julio para apoyar a la bomba alimentada fotovoltaicamente y la de red.

En cuanto a la operatividad del bombeo alimentado totalmente desde red frente al bombeo de alimentación mixta podemos concluir que es la misma. El bombeo alimentado de red es dependiente de las horas valle y el bombeo fotovoltaico es dependiente de las horas de sol. Por lo tanto, ambas son dependientes de las horas de bombeo.

Tratando el número de módulos solares, primero se hizo una estimación con 896 módulos solares. Debido a la potencia que se podía obtener con estos módulos y el caudal mínimo que podía mover la bomba, la bomba comenzaba a bombear caudal a partir de horas demasiado cercanas a la hora de mayor radiación del día. Sin embargo, con 1200 módulos la bomba arrancaba mucho antes y bombeaba mucho más caudal debido a que se obtenía mucha más energía. Por consiguiente, se ha elegido esta configuración.

El uso de balsa de regulación es una decisión tomada en base a la búsqueda de una reducción del caudal a bombear en los meses de máxima demanda. Esto se consigue bombeando en los meses anteriores más agua de la necesaria, la cual quedará almacenada para un uso posterior.

El estudio de viabilidad económica nos aporta la siguiente conclusión y es que el bombeo de red a la larga es mucho más costoso que el bombeo híbrido. Esto se debe a que el coste aproximado del bombeo de red es de unos 135000 euros mientras que el bombeo fotovoltaico es de 56000 euros aproximadamente. Sin embargo, el bombeo fotovoltaico tiene una inversión en placas solares la cual hay que amortizar y recuperar la inversión. Pero gracias al ahorro que supondría energéticamente, en 8 años y unos meses está recuperada la inversión.

12. Bibliografía

Allen, R. G., Pereira, L. S., Smith, M., Raes, D., & Wright, J. L. (2005). FAO-56 dual crop coefficient method for estimating evaporation from soil and application extensions. *Journal of irrigation and drainage engineering*, 131(1), 2-13.

BOE (2019). Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>

ENDESA (2022). Tarifa Óptima 6.1TD: <https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/endesaclientes/empresas/documentos/es/productos-luz/tarifa-optima/terminos-tarifa-optima.pdf>

DEGERIBÉRICA (2023). Seguidores de un eje: <https://degeriberica.com/seguidores-solares-de-1-eje/deger-s100-cf-dr/>

BOMBAS IDEAL (2023). Catálogo de bombas: <https://www.bombasideal.com/wp-content/uploads/2018/11/Catalogo-1106-CPH-090718-compressed-.pdf>

HYUNDAI SOLAR MODULE (2020). Panel solar: <https://climasolar.es/wp-content/uploads/2021/05/ficha-tecnica-panel-hyundai.pdf>

HUASUN SOLAR MODULE (2023). Ficha técnica Panel solar: <https://b2b.technosun.com/web/image/721857?unique=3d3ceda8863760984adb3137a59a02894cf43f8a>



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

**TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

**Proyecto de estación de bombeo
para riego agrícola con
alimentación basada en energía
solar con una potencia instalada de
468kW. Aplicación a la Comunidad
de Regantes Murada Norte
(Orihuela, Alicante)**

PRESUPUESTO

AUTOR: Antonio Puchas Ballester

TUTORES: Francisco Javier Martínez Solano y Josep Francesc Pons i Ausina

Curso Académico: 2022-2023

PROYECTO DE BOMBEO PARA RIEGO AGRÍCOLA CON ALIMENTACIÓN BASADA EN ENERGÍA SOLAR CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 468kW. APLICACIÓN A LA COMUNIDAD DE REGANTES MURADA NORTE

Presupuesto parcial nº 1 MOVIMIENTO DE TIERRAS Y DEMOLICIONES

Código	Ud	Denominación	Medición	Precio	Total
1.1 U01BQ020	ud	TALADO ÁRBOL DIÁMETRO 10-30 cm.			
	Uds.		Subtotal		
<hr/>					
Despeje de la superficie necesaria para planta solar fotovoltaica [A]	252		252,00		
		Total ud	252,00	16,09	4.054,68
1.2 U01BQ030	ud	DESTOCONADO ÁRBOL D=10-30 cm.			
	Uds.		Subtotal		
<hr/>					
Despeje de la superficie necesaria para planta solar fotovoltaica [A]	252		252,00		
		Total ud	252,00	5,56	1.401,12
1.3 I04010	m2	Perfilado del terreno			
	Uds.		Subtotal		
<hr/>					
Parcela [A]	10.000		10.000,00		
		Total m2	10.000,00	0,73	7.300,00

PROYECTO DE BOMBEO PARA RIEGO AGRÍCOLA CON ALIMENTACIÓN BASADA EN ENERGÍA SOLAR Página 81
CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 468kW. APLICACIÓN A LA COMUNIDAD DE REGANTES
MURADA NORTE

Presupuesto parcial nº 2 ESTRUCTURA DE HORMIGÓN.

Código	Ud	Denominación	Medición	Precio	Total
2.1 PART.ALZADA01	1	PARTIDA ALZADA ESTRUCTURA DE HORMIGÓN			
		Total 1	1,00	85.200,00	85.200,00

Presupuesto parcial nº 3 EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS

Código	Ud	Denominación	Medición	Precio	Total
3.1 BANC.BO.01	Ud	Suministro e instalación de bancada para montaje de bomba horizontal y motor			
	Uds.		Subtotal		
Estación de bombeo [A]	3		3,00		
		Total Ud	3,00	983,20	2.949,60
3.2 BO.HOR.01	Ud	Suministro e instalación de bomba horizontal cámara partida con juntas mecánicas y con capacidad para elevar un caudal de 250 l/s a 130 mca con un rendimiento igual a 77%			
		Velocidad de rotación: 1450 rpm			
		Rodete: 622 mm			
		Cojinete: Acero inox			
	Uds.		Subtotal		
Estación de bombeo [A]	3		3,00		
		Total Ud	3,00	11.378,67	34.136,01
3.3 MOT.BO.01	Ud	Suministro e instalación de motor eléctrico para bomba, de 156 kW con tensión 400 V y velocidad nominal 1500 rpm			
		Potencia nominal: 156 kW			
		Frecuencia nominal: 50 Hz			
		Tensión nominal: 400 V			
		Clase de eficiencia IE3			
		Velocidad nominal: 1450 rpm			
		Rendimiento eléctrico: >95%			
		Clase de aislamiento: F			
		Grado de protección: IP55			
	Uds.		Subtotal		
Estación de bombeo [A]	3		3,00		
		Total Ud	3,00	3.378,46	10.135,38

Presupuesto parcial nº 4 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Código	Ud	Denominación	Medición	Precio	Total
4.1 CABLE.SOL.01	m	Suministro e instalación de cable solar de cobre, tipo Cu PV ZZ-F de 0,6/1 kV de 6mm2, flexibilidad clase 5 con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y cubierta de PVC para conexión de cadenas de módulos en serie con caja de conexión.			
	Uds.	Largo	Subtotal		
Mesas [A*B]	14	104,00	1.456,00		
		Total m	1.456,00	2,48	3.610,88
4.2 CAJ.CONEX.01	Ud	Suministro e instalación de cajas de conexiones de paralelos en exterior, formada por apartamento de doble aislamiento con IP 66 según norma UNE y rigidez dieléctrica superior a 5.000 V, conteniendo:			
		- Descargadores de Sobretensiones.			
		- Módulos de Rango y fusibles de rango.			
		- 8 Bornes de conexión para rango, 6 mm2. (+,-)			
		- Borne de puesta a tierra, 35 mm2.			
		- Interruptor de CC.			
		- Bornes de conexión CC para línea colectiva hasta el cuadro DC 35 mm22.			
		- Borne M para toma de tierra de punto central 6 mm2.			
	Uds.		Subtotal		
Mesas [A]	14		14,00		
		Total Ud	14,00	609,44	8.532,16
4.3 CUAD.DC.01	Ud	Suministro e instalación de caja de conexiones de paralelos en interior, formada por apartamento de doble aislamiento con IP 55 según norma UNE y rigidez dieléctrica superior a 5.000 V, conteniendo:			
		- Descargadores de Sobretensiones.			
		- Módulos de Rango y fusibles de rango.			
		- 16 Bornes de conexión para rango, 16 mm2 a 50 mm2. (+,-)			
		- Borne de puesta a tierra, 35 mm2.			
		- Interruptor de CC.			
		- Bornes de conexión CC para línea colectiva hasta el cuadro DC 50 mm2 a 150 mm2.			
		- Borne M para toma de tierra de punto central 6 mm2.			

PROYECTO DE BOMBEO PARA RIEGO AGRÍCOLA CON ALIMENTACIÓN BASADA EN ENERGÍA SOLAR Página 84
 CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 468kW. APLICACIÓN A LA COMUNIDAD DE REGANTES
 MURADA NORTE

Presupuesto parcial nº 4 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Código	Ud	Denominación	Medición	Precio	Total
	Uds.		Subtotal		
Interior caseta de cuadros [A]	1		1,00		
		Total Ud	1,00	1.317,05	1.317,05
4.4 CUAD.VIG.01	Ud	Suministro y montaje de cuadro con 2 vigilantes de aislamiento, a instalar en caja PVC de interior IP 55 junto al Variador, presentando las siguientes características:			
		- Tensión de Vigilancia: Vn			
		- Margen de funcionamiento: Vn-35%			
		- Consumo en reposo: 0,5 W			
		- Consumo con defecto: <6 W			
		- Tiempo de respuesta: <50 ms			
		- Resistencia máxima defecto: 20 k ohm			
		El vigilante de aislamiento cumplirá con el REBT, Normativa EMC (Inmunidad). Incluso instalación de 2 Interruptores seccionadores tipo Sirco DC 100 A, para corte de cadenas, con borna de derivación para la unificación de líneas.			
	Uds.		Subtotal		
Interior caseta de cuadros [A]	1		1,00		
		Total Ud	1,00	1.411,70	1.411,70

Presupuesto parcial nº 4 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Código	Ud	Denominación	Medición	Precio	Total
4.5 EST.SOP.01	Ud	Suministro y montaje de estructura de soporte de los paneles fijados a una estructura metálica con un eje con dirección Norte-Sur con un motor y seguidor solar que le permita orientar las placas perpendiculares al sol. El sistema a montar es prefabricado (testado suficientemente) capaz de soportar una serie de 80 paneles y con las siguientes características: <ul style="list-style-type: none"> - Capacidad de giro E-O de $\pm 55^\circ$. - Soportar vientos de hasta 66 km/h en funcionamiento inclinado y hasta 160 km/h en posición horizontal. - Sistema automático de protección de viento monitorizado en Scada. - Sistema motorizado de seguimiento solar con tecnología MLD. - Accionamiento con motor 100 – 240 V AC / 100 o 380 V DC / 50 – 60 Hz - Grado de protección IP54 para el control e IP55 para las partes mecánicas. - Estructura de acero galvanizado EN ISO 1461 con algunas partes de aluminio o sintéticas. - Cumplimiento de normas CE. Incluye: <ul style="list-style-type: none"> - Sistema de Control Central (CTC) - Unidad de Control Energy Converter EK-S1 - Unidad de control patentado MLD (Maximum Light Detection) - Subestructura: Hincas de perfilera metálica IPE para fijación al terreno mediante cimentación de pilote en HM-20, soportación y cojinetes de giro, railes de fijación y piezas de fijación de los módulos Totalmente montado y probado. Se incluye la motorización de la instalación.			
	Uds.		Subtotal		
Mesas [A]	15		15,00		
		Total Ud	15,00	3.214,43	48.216,45
4.6 LIN.TIERRA.01	m	Suministro e instalación de conductor de cobre desnudo verde-amarillo de sección 35 mm² para la creación de electrodo mallado de puesta a tierra.			
	Uds.	Largo	Subtotal		
Red de tierras [A*B]	2	69,00	138,00		
A*B	1	10,00	10,00		
A*B	1	26,00	26,00		

PROYECTO DE BOMBEO PARA RIEGO AGRÍCOLA CON ALIMENTACIÓN BASADA EN ENERGÍA SOLAR Página 86
 CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 468kW. APLICACIÓN A LA COMUNIDAD DE REGANTES
 MURADA NORTE

Presupuesto parcial nº 4 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Código	Ud	Denominación	Medición	Precio	Total
A*B	1	28,00	28,00		
		Total m	202,00	1,91	385,82
4.7 PICA.01	Ud	Suministro e instalación de pica de acero cobrizado para puesta a tierra y unidas mediante soldadura aluminotermica Cadwell con el cable de tierra principal, según especificaciones, con una longitud de 2 m y un radio de 15,4 mm.			
	Uds.		Subtotal		
Red de tierras [A]	16		16,00		
		Total Ud	16,00	63,94	1.023,04
4.8 MOD.FOT.01	Ud	Módulos fotovoltaicos de 390 Wp			
	Uds.		Subtotal		
Parque solar fotovoltaico [A]	1.200		1.200,00		
		Total Ud	1.200,00	193,30	231.960,00
4.9 P.MASAS.01	Ud	Suministro e instalación de punto de amarre entre masas para garantizar la continuidad de la puesta a tierra entre todas las masas de la instalación en continua.			
	Uds.		Subtotal		
A	1		1,00		
		Total Ud	1,00	200,23	200,23
4.10 RED.EQ.01	m	Suministro e instalación de conductor de cobre de 16 mm2 de sección y aislamiento verde-amarillo de 750 V, para la formación de la Red equipotencial de puesta a tierra de todas las masas metalicas de instalaciones existentes sobre la cubierta.			
	Uds.	Largo	Subtotal		

PROYECTO DE BOMBEO PARA RIEGO AGRÍCOLA CON ALIMENTACIÓN BASADA EN ENERGÍA SOLAR Página 87
 CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 468kW. APLICACIÓN A LA COMUNIDAD DE REGANTES
 MURADA NORTE

Presupuesto parcial nº 4 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Código	Ud	Denominación	Medición	Precio	Total
Red tierras paneles [A*B]	14	6,00	84,00		
		Total m	84,00	2,19	183,96
4.11 VAR.FRE.75	Ud	Suministro, instalación y puesta en marcha de variador de frecuencia para motor de 156 kW con todos los elementos de protección de continua, alterna y filtros descritos en la memoria. Totalmente montado y probado. Características principales: Rango de potencia: 1,5kW- 400kW Rango de tensión AC:380- 440Vac (±10%) Trifásico Rango de tensión DC: 540-900Vcc (830Vcc para tallas 1 y 2) Rango de frecuencia de entrada: 50hz/60Hz ± 6% Rendimiento: 98% a tensión y potencia nominales Protecciones DC (Interruptor Automático o seccionador y fusibles, según potencia del equipo). Protecciones AC (Guardamotor, Interruptor Automático o seccionador y fusibles, según potencia del equipo). Protecciones contra sobretensiones. Vigilante de aislamiento. Protecciones tiristor. Grado de protección del variador: IP54 Filtro de armónicos: Bobinas de choque 3% de impedancia Entradas Digitales Programables: 6 Salidas Digitales Programables: 3 Entradas Analógicas Programables: 2 Salidas Analógicas Programables: 2 Entradas: PTC 1 Entradas: PT100 0 Entradas: vibraciones (4-20mA) 0			
	Uds.		Subtotal		
Equipos [A]	3		3,00		
		Total Ud	3,00	5.270,45	15.811,35

PROYECTO DE BOMBEO PARA RIEGO AGRÍCOLA CON ALIMENTACIÓN BASADA EN ENERGÍA SOLAR Página 88
 CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 468kW. APLICACIÓN A LA COMUNIDAD DE REGANTES
 MURADA NORTE

Presupuesto parcial nº 5 VARIOS

Código	Ud	Denominación	Medición	Precio	Total
5.1 LOC.SE.01	Ud	LOCALIZACIÓN DE SERVICIOS existentes, incluso ayudas manuales necesarias			
	Uds.		Subtotal		
Tubería de impulsión existente [A]	1		1,00		
		Total Ud	1,00	147,02	147,02
5.2 E15VAG030	m.	Cercado de 2,00 m. de altura realizado con malla simple torsión galvanizada en caliente de trama 40/14, tipo Teminsa y postes de tubo de acero galvanizado por inmersión de 48 mm. de diámetro, p.p. de postes de esquina, jabalcones, tornapuntas, tensores, grupillas y accesorios, montada i/replanteo y recibido de postes con hormigón HM-20/P/20/I de central.			
	Uds.		Subtotal		
Perímetro de parcela [A]	460		460,00		
		Total m.	460,00	17,86	8.215,60
5.3 E18ERL020	ud	Luminaria esférica de 450 mm. de diámetro, formada por globo de policarbonato opal, deflector térmico de chapa de aluminio y portaglobos de fundición inyectada de aluminio, con lámpara de vapor de mercurio de 125 W. y equipo de arranque con grado de protección IP55 clase I, instalada incluyendo accesorios y conexionado.			
		Total ud	15,00	52,37	785,55
5.4 ALAR.01	Ud	Suministro e instalación de sistema de alarma formado por: - Sensor de movimientos de exterior en cada una de las 13 mesas junto al cuadro y 2 junto al edificio. - 2 cámaras de vigilancia conectadas al gestor. - 1 sensor de puerta. Totalmente montado y probado, incluso parte proporcional de pequeño material.			
		Total Ud	1,00	666,94	666,94

Presupuesto de ejecución material

1. MOVIMIENTO DE TIERRAS Y DEMOLICIONES .	12.755,80
2. ESTRUCTURA DE HORMIGÓN .	85.200,00
3. EQUIPOS ELECTROMECÁNICOS .	47.220,99
4. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA .	312.652,64
5. VARIOS .	9.815,11
	<hr/>
Total:	467.644,54

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de CUATROCIENTOS SESENTA Y SIETE MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y CUATRO EUROS CON CINCUENTA Y CUATRO CÉNTIMOS.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

**TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

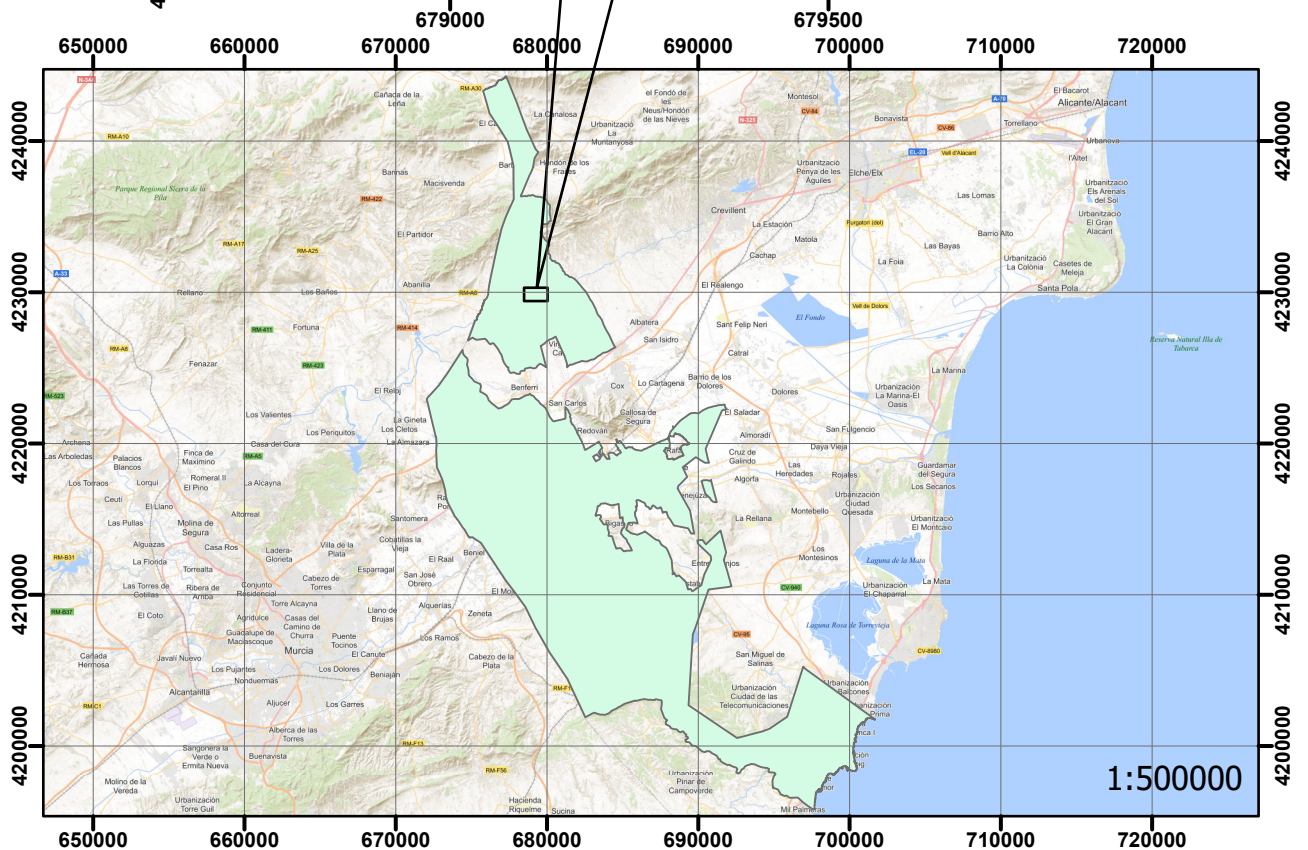
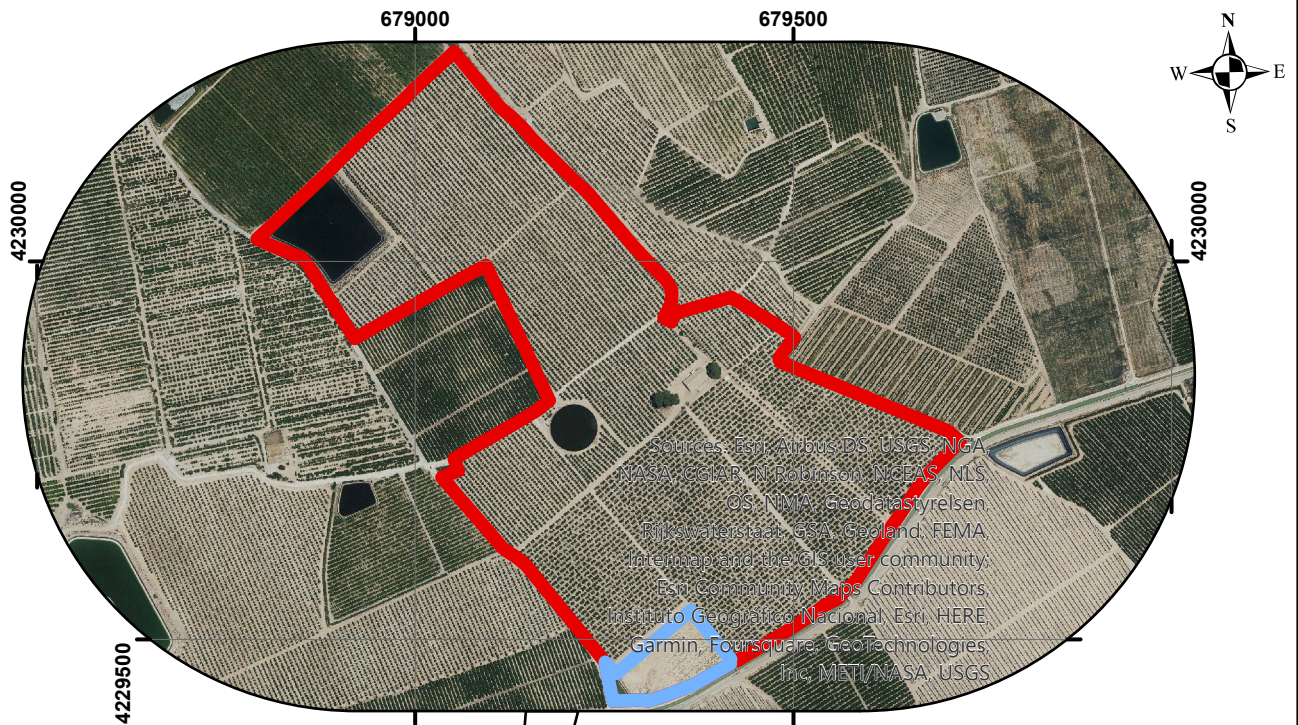
**Proyecto de estación de bombeo
para riego agrícola con
alimentación basada en energía
solar con una potencia instalada de
468kW. Aplicación a la Comunidad
de Regantes Murada Norte
(Orihuela, Alicante)**

PLANOS

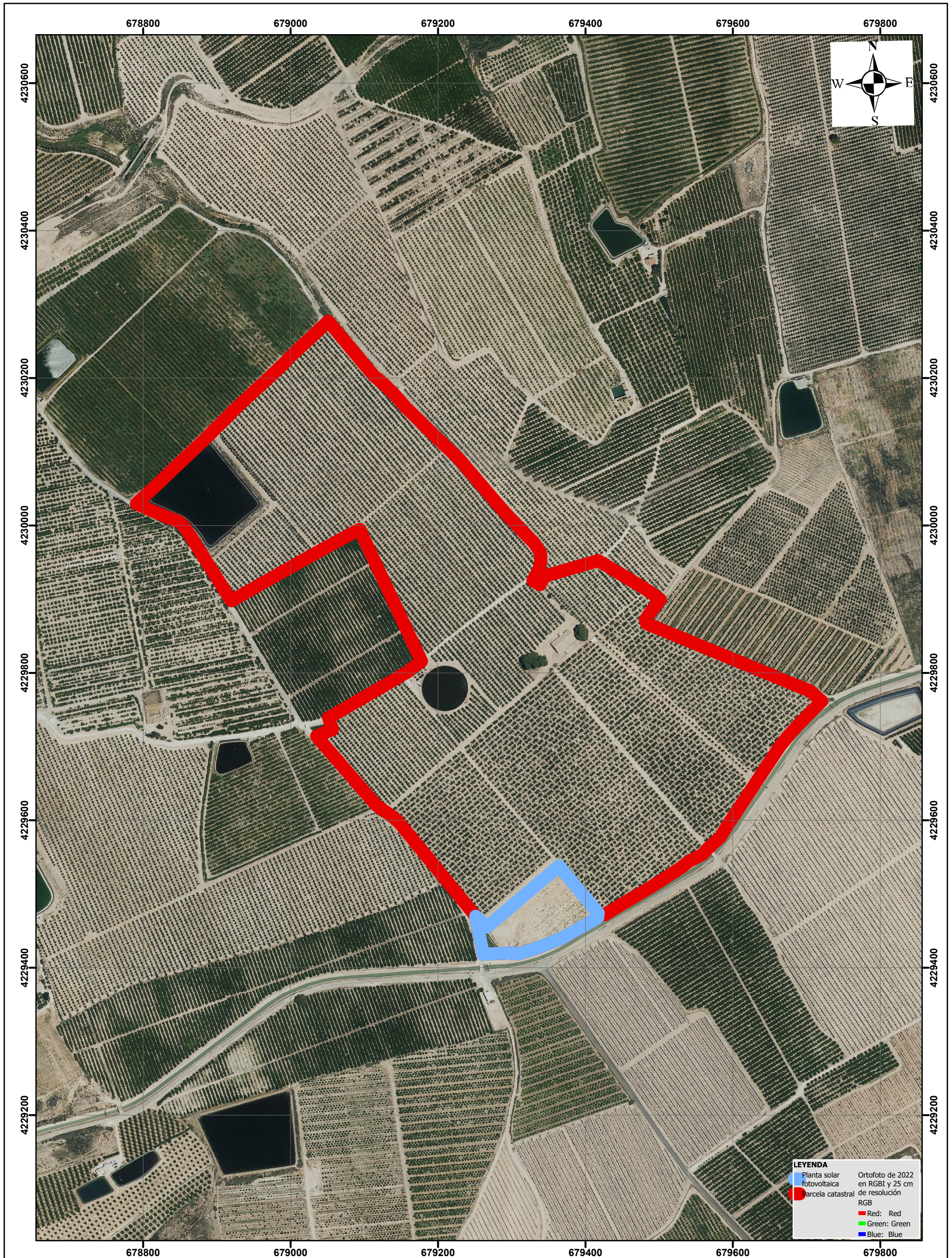
AUTOR: Antonio Puchas Ballester

TUTORES: Francisco Javier Martínez Solano y Josep Francesc Pons i Ausina

Curso Académico: 2022-202



PROYECTO DE ESTACION DE BOMBEO PARA RIEGO AGRICOLA CON ALIMENTACION BASADA EN ENERGIA SOLAR CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 468 KW.		Fecha: 28/06/2023
Sistema de coordenadas: ETRS89 UTM zona 30N Proyección: Transversa Mercator		Escala:
Emplazamiento: Término municipal de Orihuela (Alicante) Responsable: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Valencia		1:10000
Autor: Antonio Puchas Ballester	Plano: Mapa de ubicación: Parcela núm. 66(Polígono 6)	Plano N°: 01



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

**PROYECTO DE ESTACIÓN DE BOMBEO PARA RIEGO AGRÍCOLA CON ALIMENTACIÓN
BASADA EN ENERGÍA SOLAR CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 468 KW.**

Sistema de coordenadas: ETRS89 UTM zona 30N
Proyección: Transversa Mercator

Emplazamiento: Término municipal de Orihuela (Alicante)
Responsable: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Valencia

Autor:
Antonio Puchaes Ballester

Plano:
**Mapa de detalle:
Parcela núm. 66 (Polígono 6)**

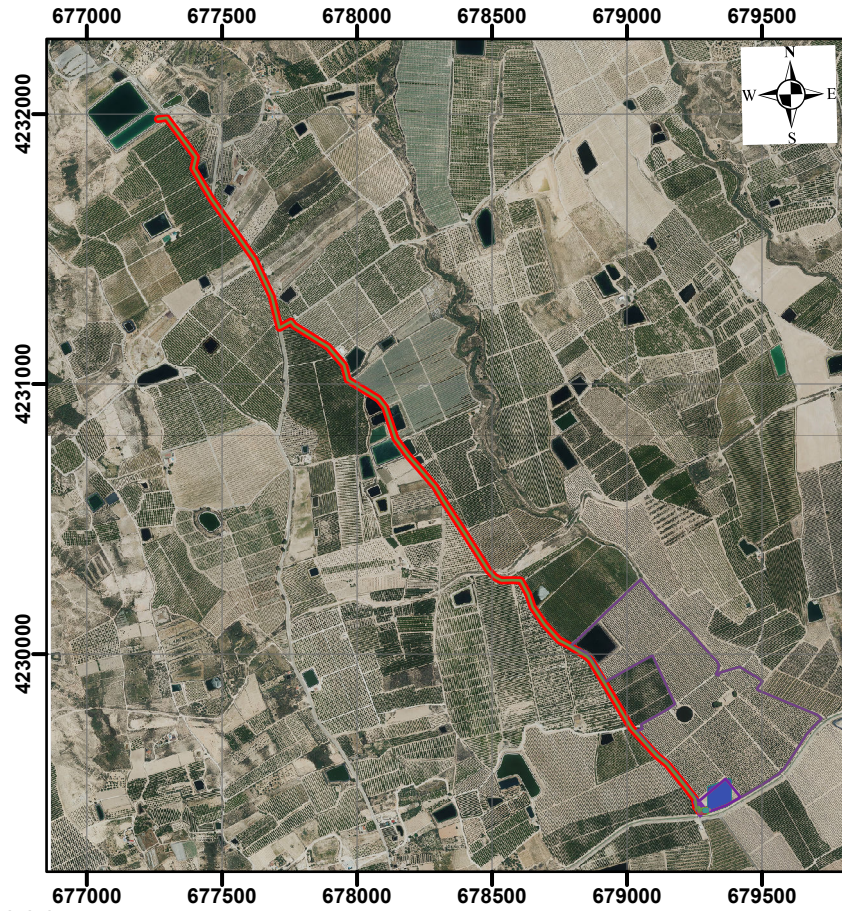
Fecha:
28/06/2023

Escala:

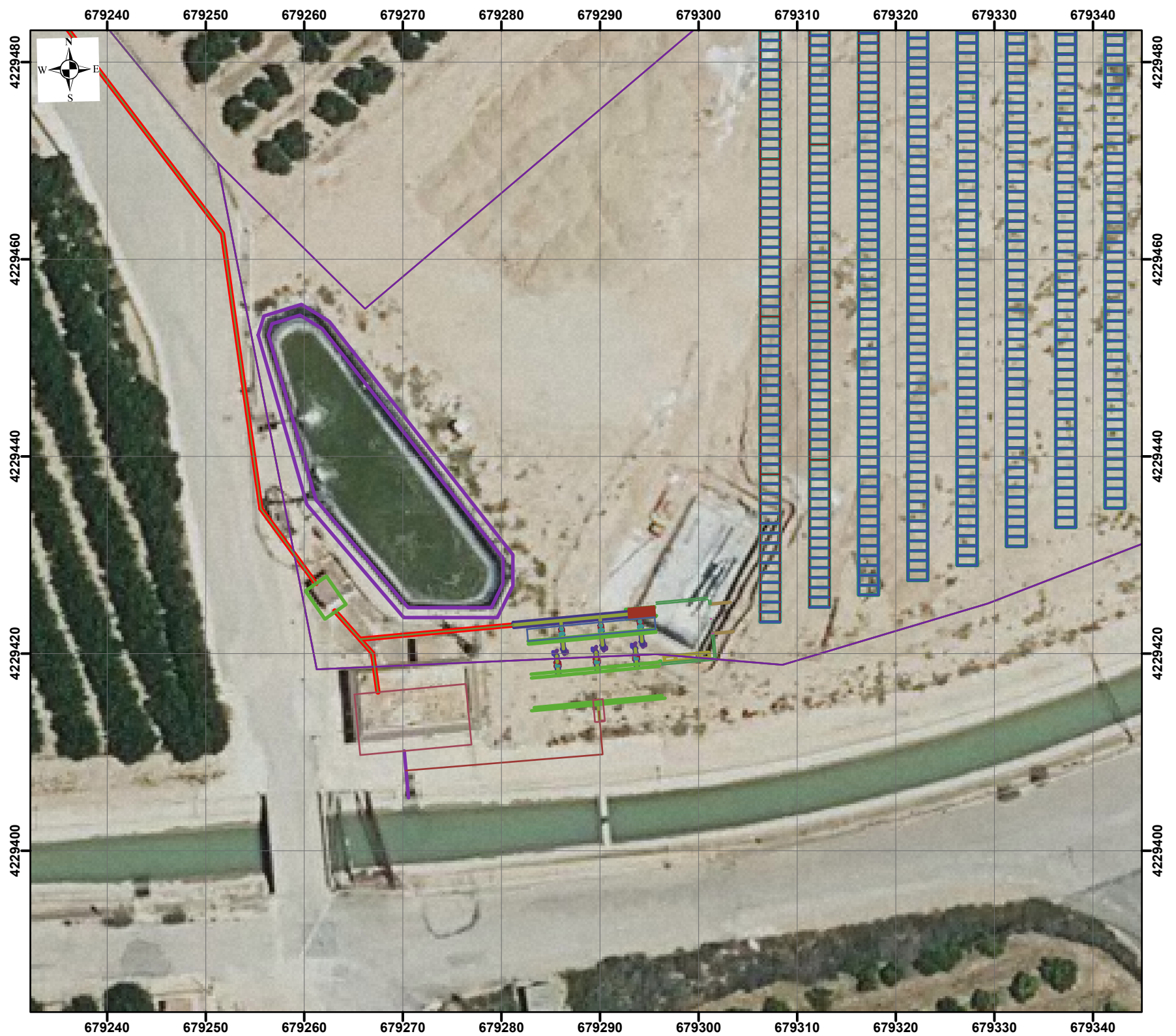
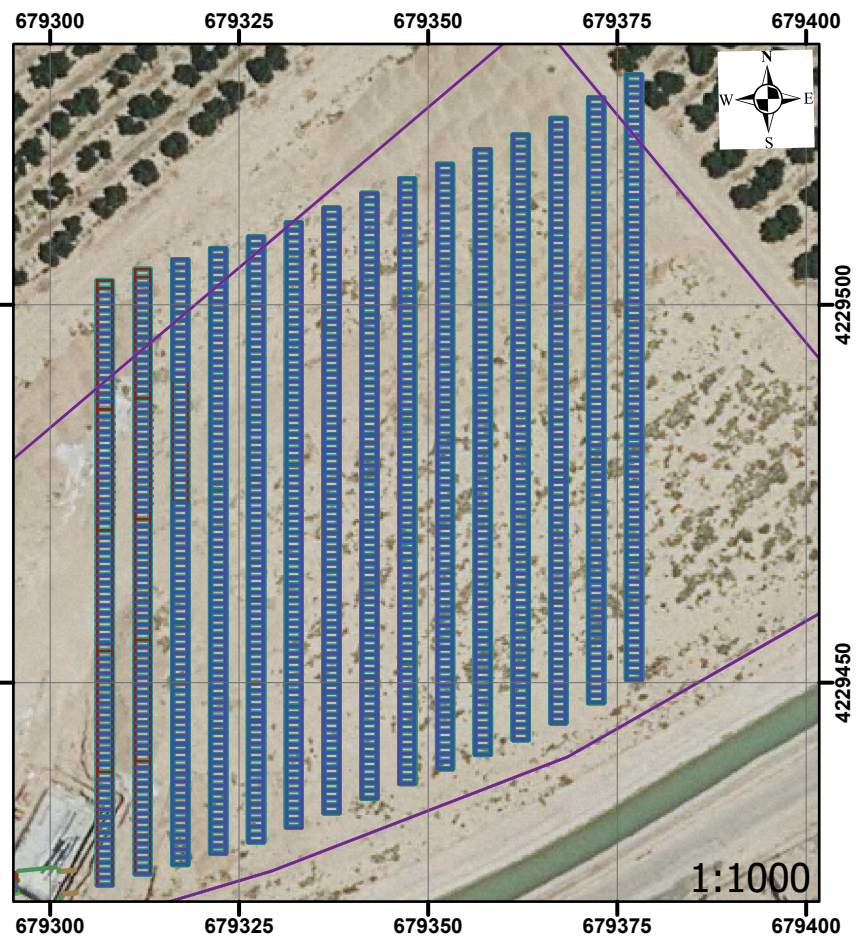
1:5000

Plano N°:

02



1:28000



PROYECTO DE ESTACIÓN DE BOMBEO PARA RIEGO AGRÍCOLA CON ALIMENTACIÓN BASADA EN ENERGÍA SOLAR CON UNA POTENCIA INSTALADA DE 468 kW.

Fecha:
28/06/2023

Sistema de coordenadas: ETRS89 UTM zona 30N
Proyección: Transversa Mercator

Escala:

Emplazamiento: Término municipal de Orihuela (Alicante)
Responsable: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Valencia

1:500

Autor:
Antonio Puchas Ballester

Plano:
Planta general

Plano N°:

03



