



# Diseño de Sistema de Bombeo Fotovoltaico para Riego en Bahir Dar (Etiopía)

---

Trabajo de Final de Grado

Grado en Ingeniería Eléctrica

Autor: Aritz Carrera Barrio

Directores: Leonor Hernández López y Héctor Beltrán San Segundo

Castellón de la Plana, Febrero 2016



## Índice General

1.	Memoria .....	1
1.1.	Introducción .....	2
1.1.1.	Etiopía .....	2
1.1.2.	Demografía y sociedad.....	4
1.1.3.	Recursos hidrográficos.....	5
1.1.4.	Panorama energético en Etiopía.....	7
1.2.	Objetivo.....	10
1.3.	Alcance.....	10
1.4.	Análisis de experiencias previas.....	12
1.4.1.	Casos de estudio: presentación y características técnicas .....	12
1.4.2.	Problemas de adaptación tecnológica al contexto encontrados.....	24
1.4.3.	Lecciones aprendidas y conclusiones.....	32
1.5.	Requisitos y propuestas de diseño.....	33
1.5.1.	Requisitos de diseño identificados .....	33
1.5.2.	Propuestas para un diseño adaptado al contexto .....	33
1.6.	Selección del emplazamiento y características de cultivo.....	35
1.7.	Resultados finales.....	39
1.8.	Mantenimiento de la instalación .....	40
1.8.1.	Mantenimiento preventivo .....	40
1.8.2.	Mantenimiento correctivo. ....	42
1.9.	Análisis de viabilidad.....	43
1.9.1.	Viabilidad técnica.....	43
1.9.2.	Viabilidad económica.....	43
1.9.3.	Viabilidad Social.....	44
1.10.	Conclusiones finales y propuestas de mejora.....	45
1.11.	Referencias.....	47
1.11.1.	Bibliografía.....	47
1.11.2.	Software .....	47
1.11.3.	Páginas web y artículos.....	47
2.	Anexos.....	49
2.1.	Diseño y dimensionado .....	50
2.1.1.	Cálculo de las necesidades hídricas.....	50
2.1.2.	Selección y justificación del volumen de almacenamiento.....	55
2.1.3.	Diseño y dimensionado del sistema de riego .....	56
2.1.4.	Diseño y dimensionado de la tubería de bombeo.....	81

2.1.5.	Determinación de la altura hidráulica total de bombeo.....	86
2.1.6.	Selección del grupo motobomba .....	90
2.1.7.	Diseño del sistema de control externo para el grupo motobomba.....	106
2.1.8.	Dimensionado del pozo.....	113
2.1.9.	Cálculo de la energía hidráulica necesaria .....	116
2.1.10.	Estimación del recurso solar disponible.....	118
2.1.11.	Cálculo de la potencia pico mínima requerida del sistema FV .....	128
2.1.12.	Selección del modelo de panel solar y cálculo del número de paneles requerido ... .....	131
2.1.13.	Selección y justificación numérica de la configuración en la conexión de los paneles solares.....	133
2.1.14.	Beneficios de la implantación de un sistema para el cambio del ángulo de inclinación de los paneles solares.....	137
2.1.15.	Diseño de la estructura de soporte del generador fotovoltaico.....	140
2.1.16.	Dimensionado del cableado.....	150
2.1.17.	Dimensionado de las protecciones eléctricas .....	161
2.1.18.	Dimensionado de la puesta a tierra.....	166
3.	Planos .....	169
3.1.	Plano N°1.....	170
3.2.	Plano N°2.....	171
3.3.	Plano N°3.....	172
3.4.	Plano N°4.....	173
3.5.	Plano N°5.....	174
4.	Pliego de condiciones.....	175
4.1.	Introducción .....	176
4.2.	Especificaciones de los materiales y elementos constitutivos del proyecto.....	176
4.3.	Condiciones generales.....	178
4.4.	Especificaciones de ejecución.....	178
4.5.	Reglamentos y normas de aplicación .....	178
5.	Presupuesto .....	179

# Memoria

---

Diseño de Sistema de Bombeo Fotovoltaico  
para Riego en Bahir Dar (Etiopía)

## Memoria

1.1.	Introducción .....	2
1.1.1.	Etiopía .....	2
1.1.2.	Demografía y sociedad.....	4
1.1.3.	Recursos hidrográficos.....	5
1.1.4.	Panorama energético en Etiopía.....	7
1.2.	Objetivo.....	10
1.3.	Alcance.....	10
1.4.	Análisis de experiencias previas.....	12
1.4.1.	Casos de estudio: presentación y características técnicas .....	12
1.4.2.	Problemas de adaptación tecnológica al contexto encontrados.....	24
1.4.3.	Lecciones aprendidas y conclusiones.....	32
1.5.	Requisitos y propuestas de diseño.....	33
1.5.1.	Requisitos de diseño identificados .....	33
1.5.2.	Propuestas para un diseño adaptado al contexto .....	33
1.6.	Selección del emplazamiento y características de cultivo.....	35
1.7.	Resultados finales.....	39
1.8.	Mantenimiento de la instalación .....	40
1.8.1.	Mantenimiento preventivo .....	40
1.8.2.	Mantenimiento correctivo. ....	42
1.9.	Análisis de viabilidad.....	43
1.9.1.	Viabilidad técnica.....	43
1.9.2.	Viabilidad económica.....	43
1.9.3.	Viabilidad Social.....	44
1.10.	Conclusiones finales y propuestas de mejora.....	45
1.11.	Referencias.....	47
1.11.1.	Bibliografía.....	47
1.11.2.	Software .....	47
1.11.3.	Páginas web y artículos.....	47

## 1.1.Introducción

### 1.1.1. Etiopía

Etiopía, oficialmente conocido como la República Democrática Federal de Etiopía antiguamente conocida como Abisinia o Alta Etiopía, es un país situado en el Cuerno de África. Es el segundo país más poblado de África después de Nigeria. Limita al norte con Eritrea, al noreste con Yibuti, al este con Somalia, al sur con Kenia y al oeste con Sudán y Sudán del Sur.

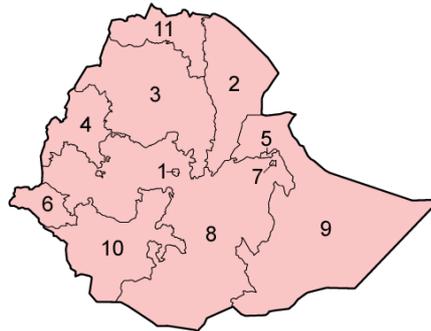


Único caso entre los países africanos, Etiopía nunca ha sido colonizada, manteniendo su independencia durante toda la repartición de África, excepto por un periodo de cinco años (1936-1941), cuando estuvo bajo ocupación italiana. Es también la segunda nación más antigua del mundo en adoptar el cristianismo como religión oficial después de Armenia, sin embargo, fue el primer reino en adoptar el cristianismo, siendo una monarquía de origen israelita. Además, Etiopía fue miembro de la Sociedad de Naciones, firmó la Declaración de las Naciones Unidas en 1942, fundó la sede de la ONU en África, fue uno de los 51 miembros originales de dicha organización y es uno de los miembros fundadores de la antigua Organización para la Unidad Africana y actual Unión Africana, durante el gobierno del negus Haile Selassie I. Su capital, así como su ciudad más grande y poblada, es Adís Abeba.

Hasta 1995 Etiopía estaba dividida en 13 provincias (14 antes de la independencia de Eritrea en 1993). Actualmente Etiopía tiene un sistema gubernamental escalonado, que consta de un gobierno federal, estados regionales, zonas, distritos (woredas) y comarcas (kebele).

En la actualidad, Etiopía está dividida en nueve regiones administrativas basadas en la etnia (astedader akababiwach, singular: astedader akabibi) y dos ciudades con estatus especial (\*)

- |                      |   |
|----------------------|---|
| 1. Adís Abeba*       | 7. Harar  |
| 2. Afar              | 8. Oromía   |
| 3. Amhara            | 9. Somalí (Ogaden)                                |
| 4. Benishangul/Gumaz | 10. Naciones, Nacionalidades y<br>Pueblos del Sur |
| 5. Dire Dawa*        | 11. Tigray  |
| 6. Gambela           |   |

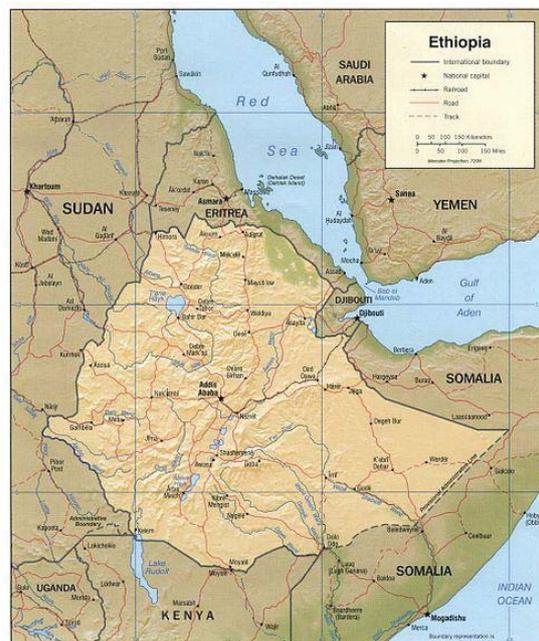


Tras la independencia de Eritrea, Etiopía se convirtió en un estado sin litoral, dependiendo en gran medida de Yibuti para sus exportaciones marítimas.

Tiene una superficie de 1,14 millones de km<sup>2</sup>, de los cuales el 45% es terreno cultivable.

La mayor parte de Etiopía yace en el Cuerno de África, que es el extremo oriental de África. Al oeste limita con Sudán y Sudán del Sur, al norte con Yibuti y Eritrea, al este con Somalia, y al sur con Kenia. El Gran Valle del Rift atraviesa el país de noreste a suroeste, creando una zona de depresión que es cuenca de varios lagos.

El clima es templado en la meseta y cálido en las tierras bajas. Dependiendo de la altitud, en Etiopía existen tres tipos de clima. Por debajo de los 1.800 metros es tropical, con temperaturas medias de 28°C y precipitaciones inferiores a 500 mm. Entre los 1.800 metros y los 2.400 metros, el clima es subtropical y las temperaturas descienden hasta los 22°C, mientras que las lluvias van de 500 a 1.500 mm. Existe también una zona templada, en las cotas superiores a 2.400 metros, en la que el termómetro baja hasta los 15°C y se recogen 1.700 mm anuales de lluvia.



## 1.1.2. Demografía y sociedad

### A) Población

La población total de Etiopía es de 85 millones de habitantes según datos de la CIA, posicionándose como el segundo país más poblado del África Subsahariana después de Nigeria. El Banco Mundial estima un crecimiento anual de la población del 2,9% en el periodo 2004-2020. Se desconoce el impacto que pueda tener el SIDA en la reducción del crecimiento de población, aunque la incidencia de la enfermedad se ha reducido.

La mayoría de la población etíope vive en zonas rurales, un 83%, y apenas el 17% de los etíopes vive en ciudades. Solamente la capital Addis Abeba y Dire Dawa superan el millón de habitantes. En Addis Abeba viven 2,4 millones de habitantes.

### B) Distribución de la población

Según los últimos datos publicados por el Ministerio de Finanzas y Desarrollo Económico, la estructura de la población en 2009 por edades fue la siguiente:

- 0-14 años: 46,1% (hombres 19.956.784 / mujeres 19.688.887)
- 15-64 años: 51,2% (hombres 21.376.495 / mujeres 22.304.812)
- Mayores de 65 años: 2,7% (hombres 975.923 / mujeres 1.294.437)

Etiopía presenta una distribución similar al resto del África Subsahariana, con una media de edad joven, ya que el 46,1% está por debajo de los 15 años.

### C) Población activa

Según datos del Banco Mundial en su último estudio de 2007, la población etíope que gozaba de trabajo era de 37,9 millones, cifra que sitúa al país como el 16º con mayor número de habitantes trabajando.

La tasa de desempleo para dicho año fue del 11%.

Clasificada por sectores, la población activa se reparte en:

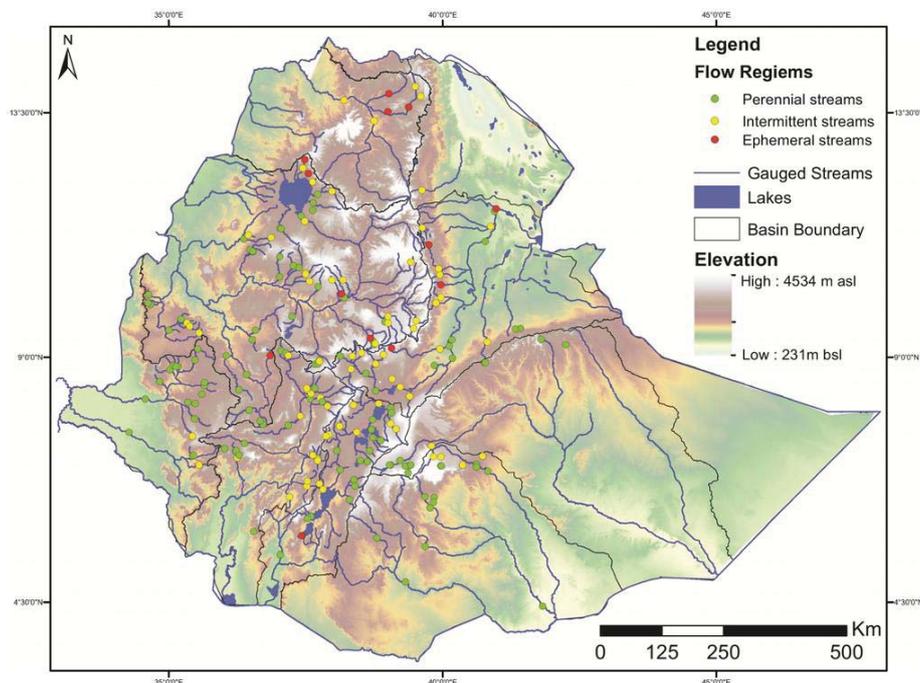
- El 85% trabaja en el sector agrícola
- El 5% en el industrial
- El 10% en sector servicios

La tasa de actividad a nivel nacional es del 80,7%; que desagregada por sexos corresponde el 86,8% a hombres y el 74,9% a mujeres.

La tasa de actividad es superior en el ámbito rural (84,2%) que en el ámbito urbano donde se sitúa en el 63,2%.

### 1.1.3. Recursos hidrográficos

Etiopía cuenta con considerables recursos hídricos y humedales. Cuenta con 12 cuencas fluviales, 14 grandes lagos y algunos pantanos artificiales. Cerca de 123 miles de millones de metros cúbicos descienden desde las tierras altas al año. El país también dispone de una importante cantidad de recursos acuíferos, aunque están poco desarrollados.



Las doce grandes cuencas de diferentes ríos, que forman cuatro sistemas principales de canalización del agua y drenaje:

- La cuenca del Nilo: Incluye Abbay (o “Nilo Azul”), Baro-Akobo, Setit-Tekeze/Atbara y Mereb, y cubre el 33% del país.
- El Valle Rift: Incluye Awash, Denakil, Omo-Gibe, y Lagos Centrales, y cubre el 28% del país.
- La cuenca del Shebelli-Juba: Incluye Wabi-Shebelle y Genale-Dawa, y cubre otro 33% del territorio total.
- La Costa del Noreste: Incluye el Ogaden y las cuencas del golfo de Aden, y cubre el 6% del país.

Etiopía cuenta con diferentes lagos (que ocupan un total de cerca de 7.000 km<sup>2</sup>) y pantanos.

Todos los lagos (excepto el Lago Tana, que es donde nace el río Abbay en la cuenca del Nilo) se encuentran en el Valle Rift. De entre todos estos lagos, sólo el Lago Zway posee agua dulce, mientras que los demás son de agua salina.

Por lo que respecta a los pantanos, juegan un papel muy importante, ya que son áreas de gran biodiversidad, y a menudo son vitales en la forma de vida de las diferentes comunidades que habitan el país. Sin embargo, Etiopía no ha puesto hasta la fecha un gran empeño en el desarrollo y la protección de estos grandes pantanos, aunque están empezando a surgir iniciativas externas.

Etiopía cuenta también con numerosos embalses de diferentes tamaños, construidos para la generación de energía hidroeléctrica. Los embalses más pequeños tienen una altura inferior a los 15 metros y una capacidad por debajo de los 3 millones de m<sup>3</sup>. Por su parte, la altura de

los embalses medianos y grandes van desde los 15 a los 50 metros, y su capacidad oscila entre desde los 4 los 1.900 millones de m<sup>3</sup>. En total, existen nueve embalses de tamaño mediano o grande, con una capacidad global de casi 3,5 km<sup>3</sup>. Con este objetivo se están llevando a cabo diversos proyectos de construcción de presas para la producción eléctrica y que ayudarán a controlar mejor los recursos de cada cuenca y realizar nuevos proyectos de irrigación y suministro de agua a la población.

### A) Utilización de los recursos hidrográficos y consecuencias

Tras analizar los recursos hidrográficos del país es inimaginable que tan solo un 44% de la población tenga acceso a agua potable, en áreas rurales este problema se agrava aún más descendiendo a un porcentaje del 34% según fuentes de la Cruz Roja.

Aproximadamente 54.000 niños mueren al año como consecuencia del consumo de aguas no potables. Al mismo tiempo la demanda de agua aumenta año tras año del mismo modo que aumenta la población.

Por otro lado es también alarmante que con semejante cantidad de recursos hídricos naturales, exista desabastecimiento en las zonas de cultivo. Esto conlleva a una producción insuficiente de alimento en relación con la demanda existente, que experimenta un crecimiento año tras año como consecuencia del aumento demográfico.

Para agravar aún más la situación Etiopía afronta la peor sequía de los últimos 10 años, el descenso de las lluvias de primavera y el fenómeno del niño hace que las lluvias del verano hayan descendido en un 80-85 % en todo el país, esto conlleva un alto riesgo de sufrir una hambruna más devastadora que la de 1984, en la que murieron un millón de personas. Actualmente:

- 6 millones de etíopes corren ya el riesgo de morir de hambre.
- 15 millones de personas necesitarán asistencia alimentaria.
- 1,5 millones de niños con desnutrición moderada requerirán programas de suplemento alimenticio.
- 450.000 niños con desnutrición aguda severa requerirán tratamiento intensivo de rehabilitación.
- 450.000 animales morirán por falta de agua y alimento.

Según datos de la ONG Alegría Sin Fronteras y la Fundación Pablo Horstmann.

La dependencia de las lluvias y del acceso al agua, para la producción de alimentos es más que evidente, cabe destacar que la “estación de lluvias” abarca únicamente 3 meses (Junio-Sep) dejando 9 meses de sequía. Otro de los problemas agravantes es que los sistemas de riego son tradicionales y no se tiene en cuenta el ahorro de agua. Etiopía y gran parte del África subsahariana presenta sistemas de irrigación insuficientes e ineficientes.

Por todo ello la garantía de agua para el cultivo es un punto crítico para la mejora de las condiciones de vida de la población etíope, la producción de alimento es garantía de vida y sin agua no es posible.

Las zonas más afectadas por este problema de acceso al agua son las zonas rurales aisladas, lugares donde se encuentran la mayor parte de las zonas de cultivo del país, el riego de estos cultivos depende casi exclusivamente de las lluvias. Debido a que el recurso hídrico disponible se encuentra en acuíferos subterráneos y acceder a ellos sin sistemas de bombeo es imposible.

## B) Problemática de los sistemas de bombeo

Los sistemas de bombeo de agua existentes en las zonas rurales aisladas son insuficientes y la gran mayoría de ellos son de tipo manual. La parte restante son sistemas de bombeo motorizados, alimentados o bien mediante generadores diésel o mediante energías renovables (sistemas fotovoltaicos, eólico e híbridos) ya que las líneas de distribución eléctrica no llegan a estas zonas imposibilitando una conexión a red.

Los bombeos manuales son inviables ya que el esfuerzo humano para conseguir el agua necesaria es desmesurado y el rendimiento es muy bajo.

Los motorizados funcionan bien, pero presentan dos problemas. En primer lugar el diésel posee un coste muy elevado para la población etíope y en muchas ocasiones estas bombas están paradas porque no pueden permitirse pagarlo. En segundo lugar el número de estos sistemas es muy reducido y cubre una parte mínima de las necesidades globales a pesar de que estos sistemas si cubren las necesidades locales.

### 1.1.4. Panorama energético en Etiopía

La principal fuente de energía en Etiopía sigue siendo la combustión tradicional de biomasa, utilizada por el 88% del total de la población. La producción de energía en Etiopía todavía es escasa e ineficiente pero tiene mucho potencial a medio y largo plazo. Desde el Gobierno etíope se desea potenciar las “energías verdes”. Entre 2015 y 2030 se pretende conseguir un mix energético en el que predominen las energías eólica, fotovoltaica y geotérmica además de la hidráulica, que ya supone un peso importante en la producción actual.

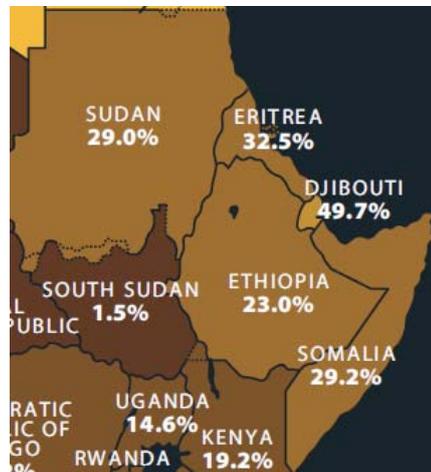
En la figura de la derecha, se muestra el porcentaje de población con acceso a la electricidad por país, un 23% sobre 85 millones de habitantes es un valor muy bajo.

Ante la inexistencia de líneas eléctricas de distribución en las zonas de cultivo aisladas, actualmente solo existen dos posibilidades, los generadores de gasoil o los sistemas alimentados con energías renovables.

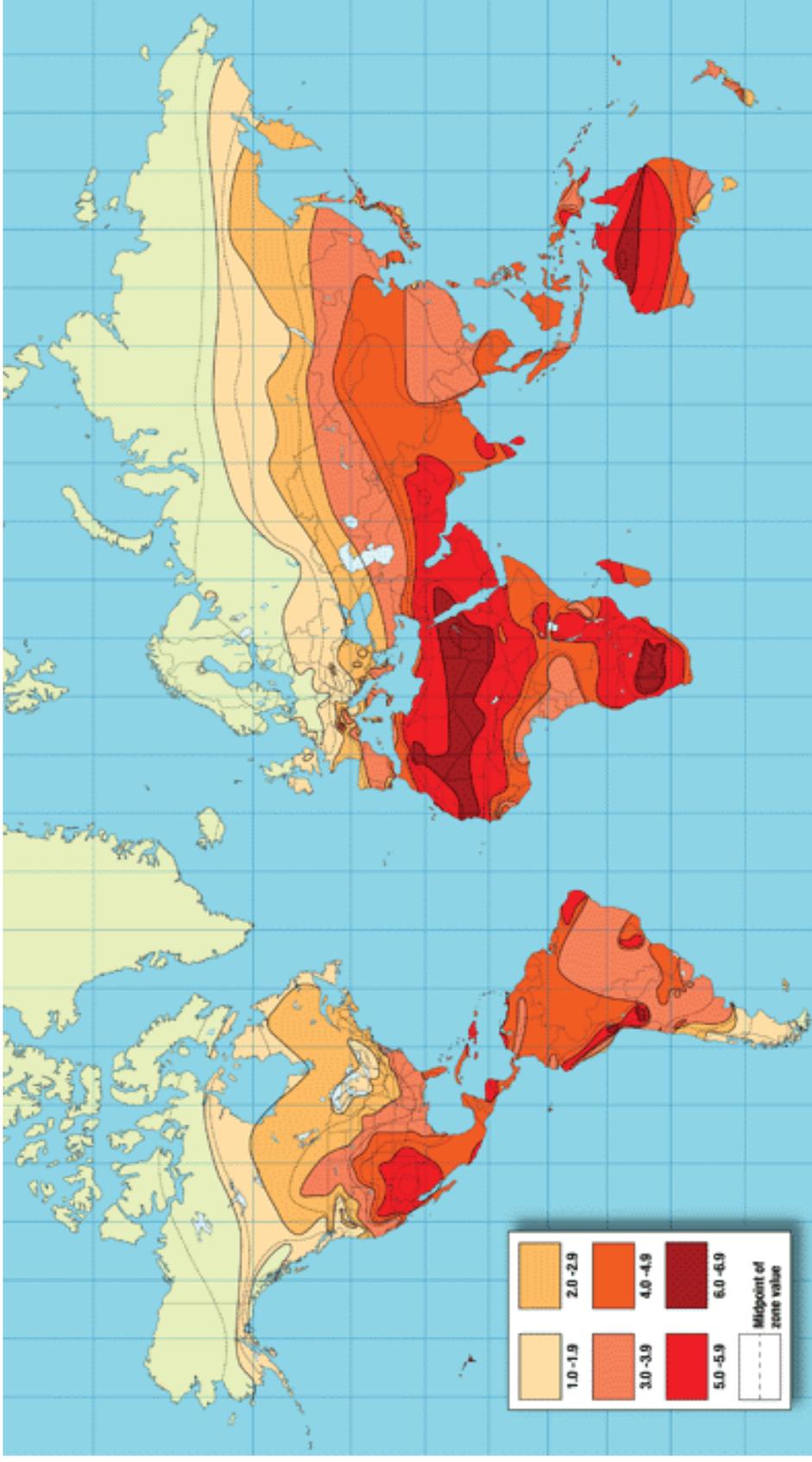
Como se ha citado en el punto anterior la población rural es incapaz de cubrir los gastos de los generadores de gasoil por ello esta no es una opción posible.

Estudiando las características energéticas de Etiopía, tanto a nivel eólico como solar queda en evidencia su gran potencial.

Comparado con los países europeos líderes en instalación del kwp fotovoltaico, la diferencia en los niveles de irradiación es abismal por lo tanto el rendimiento de las instalaciones en Etiopía sería muy bueno. Motivo por el cual es imperativo apostar por la implantación de sistemas de producción de energía eléctrica a partir de recursos renovables.



- En la siguiente figura aparecen los niveles de radiación en kWh por m<sup>2</sup> y por día.



Las regiones tropicales también se benefician de tener una pequeña variación estacional de la radiación solar, incluso durante la estación de lluvias, lo que significa que, al contrario que los países industrializados del norte, la energía solar puede ser aprovechada de manera económica a lo largo de todo el año.

Actualmente el uso de la energía fotovoltaica está más que justificado y demostrado por diferentes motivos, y en medios rurales cuando se trata de tener o no tener acceso a la electricidad no hay duda alguna de que es la mejor opción.

Algunos beneficios de la energía solar fotovoltaica:

- No se necesita combustible.
- Los costes recurrentes de operación y mantenimiento de los sistemas FV son pequeños.
- Diseño modular – Un colector solar está compuesto por paneles FV individuales que pueden conectarse para alcanzar una demanda particular.
- Fiabilidad de los paneles FV – Esta ha demostrado ser significativamente mayor que la de los generadores diésel.
- Fácil de mantener- La operación y las rutinas de mantenimiento necesarias son sencillas.
- Larga vida útil – con componentes no móviles y todas las superficies delicadas protegidas, se puede esperar que los paneles suministren energía durante 15-20 años.
- Beneficios económicos nacionales – se reduce la dependencia en combustibles importados, como carbón o petróleo.
- Benigno para el medio ambiente – No hay polución asociada al uso de los sistemas FV

Hace años la inversión que había que hacer era importante pero gracias al desarrollo de nuevas tecnologías y a la creciente oferta y demanda el precio actual se puede considerar económico, y la previsión es que lo sea aún más al aumentar los volúmenes de fabricación.

De hecho en Etiopía, ya existe un mercado vendedores y distribuidores, la mayoría procedentes de china pero también se pueden encontrar prestigiosos fabricantes como “Solar World”, que ofrecen variedad de productos para este tipo de instalaciones, por lo que no es necesaria una importación como ocurría antes.

Además de esto actualmente se está empezando a realizar el ensamblado de paneles solares en la misma Etiopía, y se espera que en un futuro a medio plazo se realice también la fabricación de todo el conjunto.

Teniendo en cuenta todo lo expuesto, la energía solar fotovoltaica se presenta como una solución óptima a los problemas de producción y acceso a la energía eléctrica en los países en vías de desarrollo, como en este caso Etiopía.

En este caso concreto el acceso a la energía tendrá como fin prioritario combatir las hambrunas desde su origen, haciendo posible la existencia de una red de bombeo de agua para la producción de cultivos. Al mismo tiempo, se elevará el porcentaje de población que tendrá acceso a la electricidad tanto en áreas rurales como en las ciudades, apoyando el desarrollo humano de la población etíope.

## 1.2. Objetivo

El objetivo principal del proyecto es diseñar un sistema de bombeo fotovoltaico para riego que esté totalmente adaptado al contexto de Etiopía y que logre una mejora en la producción de alimentos en el país.

Como objetivo secundario queda la justificación de la viabilidad del aprovechamiento de la energía procedente del Sol para la generación de energía eléctrica en zonas rurales aisladas en las que no existe acceso a esta última.

## 1.3. Alcance

Amhara es una de las nueve divisiones étnicas (o Kililoch), de Etiopía. Está poblado mayoritariamente por la etnia amhara. Su capital es Bahir Dar.

Según la Central Statistical Agency de Etiopía [15], en Julio de 2015 Amhara tenía un estimado total de 20.401.00 habitantes, un 88.5% de la población es rural, según sus estimaciones, mientras que un 11.5% es urbana. Con un área estimada de 159.173,66 kilómetros cuadrados, esta región tiene una densidad aproximada de 120,12 h/km<sup>2</sup>.



El emplazamiento elegido como zona de riego, para este proyecto, será de una hectárea de terreno cultivable próximo a la ciudad de Bahir Dar, ya que el desarrollo del proyecto se basa en los estudios y las experiencias del autor de este TFG durante su estancia allí.

La recogida de datos se realizó in situ, a unos 80km de Bahir Dar, más concretamente en la tierras cercanas a la ciudad de Wereta, que pertenece a la woreda Foguera. Esta zona tiene una población de 269.373 habitantes y una extensión de 1.112 km<sup>2</sup> ocupada en su gran mayoría por tierras de cultivo y pastoreo.

Los motivos por los que ha sido elegido este emplazamiento, además de por el trabajo de campo realizado, son los siguientes:

- Posee una amplia extensión de tierras de cultivos y pastoreo que demandan una gran cantidad de recursos hídricos, durante la estación seca parte de estas tierras no pueden ser abastecidas con la consiguiente reducción de la producción de alimentos.
- Por otro lado, la cercanía del lago Tana permite encontrar acuíferos a poca profundidad, posibilitando un fácil bombeo en comparación con otras regiones como Afar en la que es necesario perforar hasta los 100m para encontrar agua.
- La proximidad con Bahir Dar posibilita un rápido abastecimiento del material necesario para llevar a cabo la implementación del proyecto.

## 1.4. Análisis de experiencias previas

En este apartado se presenta un análisis de experiencias previas de sistemas de bombeo fotovoltaico en Etiopía, a partir del cual se conocerán los principales puntos fuertes de las instalaciones de este tipo que se han implementado a día de hoy en el país, así como, los problemas de adaptación tecnológica con el contexto de un país en vías de desarrollo como lo es Etiopía.

Este análisis se divide en tres partes: un estudio de dos instalaciones de bombeo fotovoltaico implementadas con éxito en Etiopía (una para abastecimiento de agua para consumo humano y otra de bombeo para riego), un listado de problemas de adaptación tecnológica al contexto del país, y una parte final en la que se expondrán las lecciones aprendidas.

### 1.4.1. Casos de estudio: presentación y características técnicas

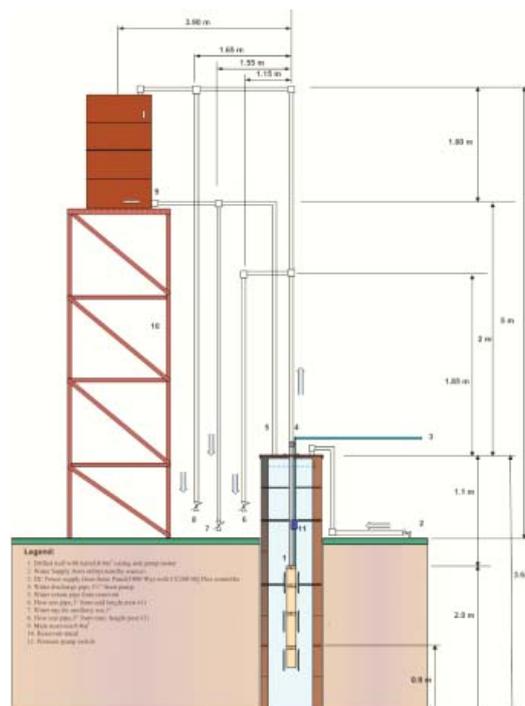
#### A) “Bahir Dar University Village”

El “Institute of Technology” de la “Bahir Dar University” lleva años involucrándose y desarrollando por su propia cuenta proyectos para la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables.

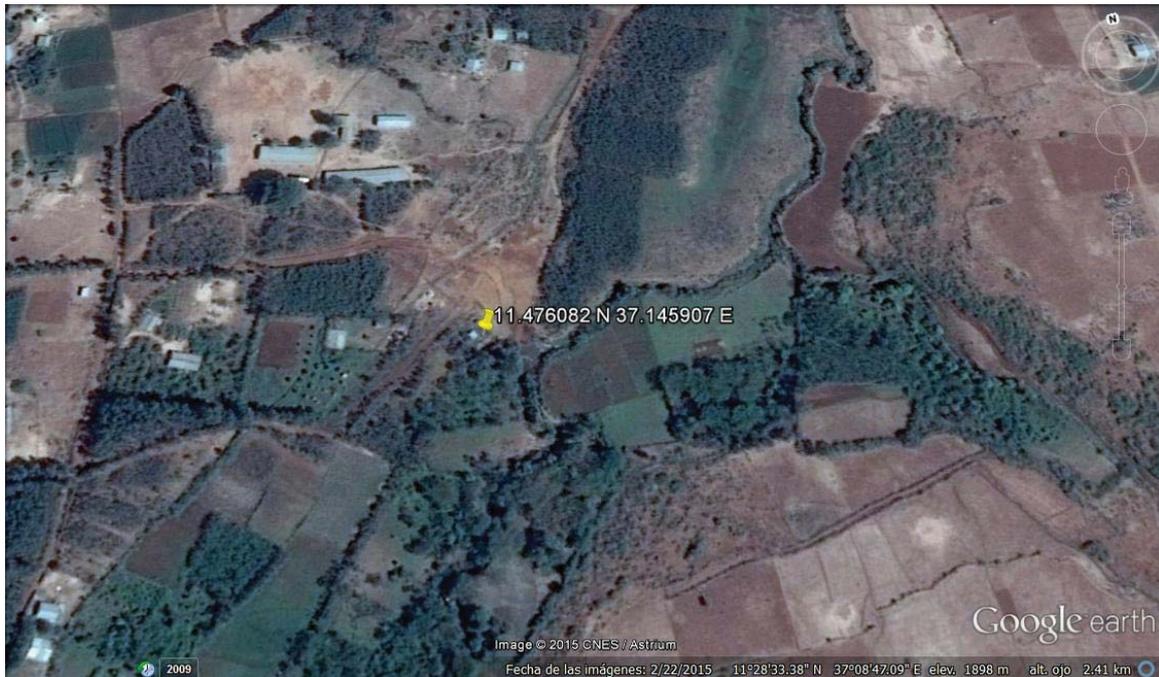
De entre sus intereses y trabajos destacan los proyectos sobre instalaciones de bombeo de agua, tanto para consumo humano como para riego, mediante energía solar fotovoltaica.

Gracias a la colaboración entre la “Bahir Dar University” y la “University of the District of Columbia”, y al apoyo económico por parte de la embajada de los EEUU en Etiopía, se llevó a cabo el montaje de una instalación piloto de bombeo solar en el interior del campus de la BDU.

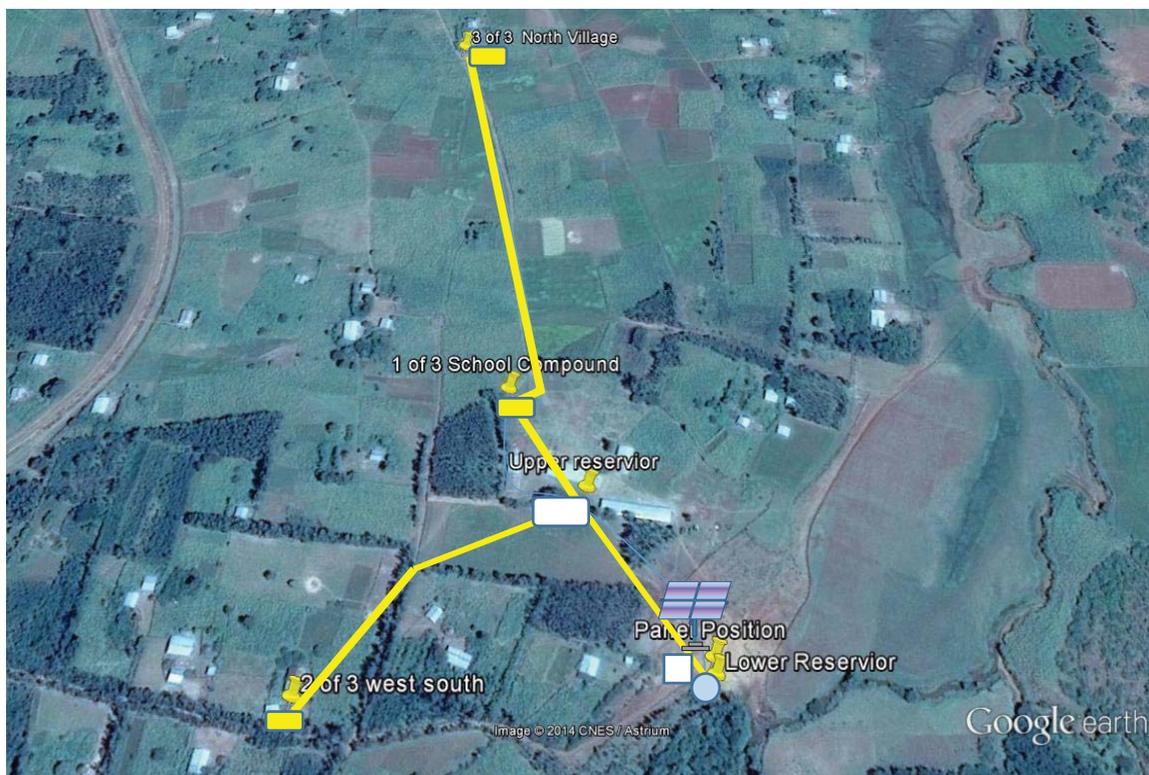
Se muestra un esquema de la instalación piloto mencionada:



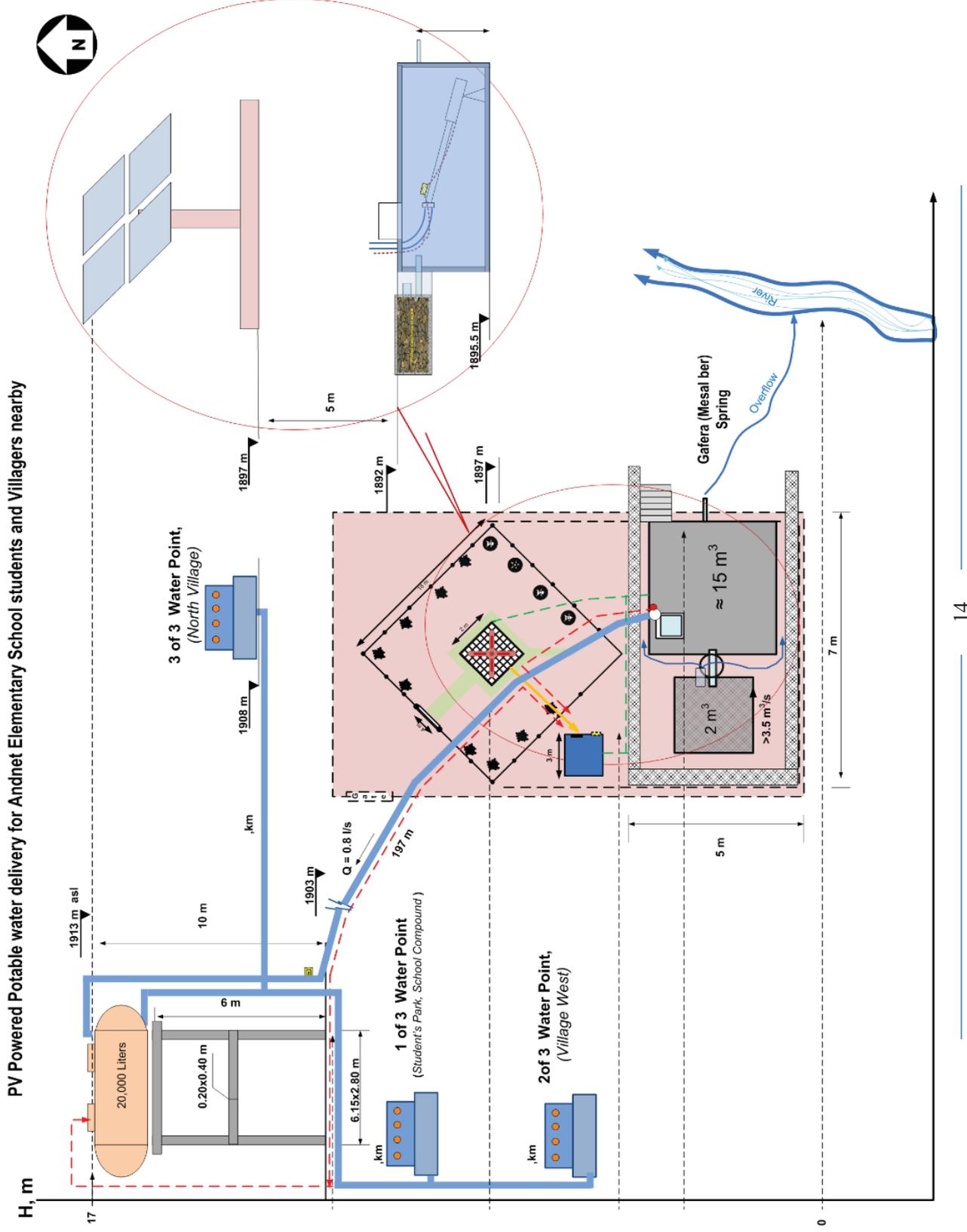
Tras el éxito que se obtuvo con la instalación piloto, se decidió ir un poco más lejos e implantar el mismo sistema en una zona rural aislada próxima a la ciudad de Bahir Dar. Se muestra la ubicación elegida:



Y a continuación se muestra como quedó distribuida la instalación en la ubicación seleccionada:



Se muestra un esquema ilustrativo de la instalación:



## CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

<b>Entidades implicadas</b>	Bahir Dar University-University of the District of Columbia
Ubicación	Kollela Kebele - Merawi Woreda (Amhara Regional State)
Coordenadas ubicación	(11°28'34,05" N / 37°08'45,42" E) = (11.47608 N / 37.1459 E)
Elevación (m)	1897
Nombre instalación	Bahir Dar University Village
Función instalación	Abastecimiento de agua para consumo humano
Tipo de cultivo	-
$A_{\text{cultivo}}$ (ha) / Población abastecida por día (he)	Para beber 1565 he (4695 l) y para higiene 565 he (15255 l)
Demanda diaria máxima (m <sup>3</sup> /día)	20
Demanda diaria mínima (m <sup>3</sup> /día)	20
Sistema de riego/abastecimiento	El agua sale del depósito por la tubería principal y esta se divide en tres, cada una de estas tres se dirige a un punto (puntos de consumo) distinto en las proximidades al depósito.
Gestión del riego/abastecimiento	Por parte de los propios usuarios (granjeros y campesinos)
Fuente de agua	Depósito de almacenamiento del agua clara de un canal subterráneo
Canalizaciones aspiración	Aspiración directa
Válvulas aspiración	-
Canalizaciones riego/abastecimiento	Tuberías de acero galvanizado de 3"
Válvulas riego/abastecimiento	Válvula de corte
$V_{\text{depósito}}$ (m <sup>3</sup> )	20
Autonomía depósito (días)	1
$Q_{\text{riego/abastecimiento}}$ (m <sup>3</sup> /h)	Varía según necesidades
$P_{\text{riego / abastecimiento}}$ (bares)	1
Tipo de bomba	Sumergida / Helicoidal vertical
Modelo/Marca bomba	11 SQFlex-2 / Grundfos
Tipo de motor	Motor DC sin escobillas de imanes permanentes
$V_{\text{alimentación}}$ (V)	$V_N = 30 - 300$
$H_{\text{total}}$ (mca)	29,7
$Q_N$ bomba (m <sup>3</sup> /h)	3,5
$P_N$ bomba (kW)	0,45
$\eta_N$ bomba (%)	46
$\eta_{\text{medio}}$ bomba (%)	33
$P_{\text{arranque}}$ (kW)	0,05
$P_{\text{máxima}}$ (kW)	0,9
$I_{\text{arranque}}$ (A)	1,7
$I_{\text{máxima}}$ (A)	8,4
Rango velocidades (rpm)	500 – 3000
Tiempo diario medio útil para bombeo (h)	8

Tipo y modelo del convertidor/controlador	(Unidad de control) Grundfos Cu 200 SQFlex
$G_{\text{mejor mes } 16^\circ}$ (kWh/m <sup>2</sup> )	229
$G_{\text{diaria mejor mes } 16^\circ}$ (kWh/m <sup>2</sup> /día)	7,39
$G_{\text{mes crítico riego } 16^\circ}$ (kWh/m <sup>2</sup> )	201,9
$G_{\text{diaria mes crítico riego } 16^\circ}$ (kWh/m <sup>2</sup> /día)	7,21
Tiempo diario medio útil para bombeo mejor mes (h)	8,5
Tiempo diario medio útil para bombeo mes crítico (h)	7
$P_{\text{mínima paneles necesaria}}$ (W)	785
Ángulo de inclinación (°)	Varios (Estructura regulable) / Rango de ángulos 20° N - 35° S (Óptimo 16° S)
Tecnología	Monocristalino
Modelo/marca panel	6T / Helios USA
$P_{\text{pico panel}}$ (Wp)	250
Nº paneles y configuración	4 (en serie)
$P_{\text{pico instalación}}$ (Wp)	1000
$V_{\text{MPP}}$ (V)	30,8
$I_{\text{MPP}}$ (A)	8,12
$V_{\text{OC}}$ (V)	37,4
$I_{\text{SC}}$ (A)	8,67
Fusibles	No se han instalado
Magneto-térmicos	Se ha instalado uno de 12 A
Diferencial	No se ha instalado
Puesta a tierra	1 pica de 2 m
Baterías	No se han instalado
$\eta_{\text{N global instalación}}$ (%)	51
Otros componentes	<p>-Interruptor de nivel del depósito conectado al controlador Cu 200 SQFlex.</p> <p>-Caseta metálica para resguardar el controlador, la caja de conexiones, las protecciones y para posibles ampliaciones futuras de la instalación. Además, el área ocupada por la caseta, los paneles y la bomba, está rodeada por una valla metálica de protección.</p> <p>-Caja de conexiones IO 100: permite el arranque y parada manual de la bomba en un sistema SQFlex alimentado por energía solar. Además, la IO 100 funciona como punto de conexión para todo el cableado necesario.</p> <p>Dos habitantes de la zona han sido informados de las simples tareas de mantenimiento como cortar la hierba que crece alrededor de los paneles solares y limpiar los mismos al menos una vez al día. También son estas dos personas las encargadas de llamar al profesorado de la BDU implicado en el proyecto en el caso de fallo en la instalación. Así pues, los responsables de las reparaciones son los profesores de la BDU implicados, quienes además realizan una visita mensual a la instalación para cambiar el ángulo de inclinación de los paneles y comprobar que todo esté en buenas condiciones.</p>
Responsables mantenimiento y reparaciones	

## B) “Demo Farm”

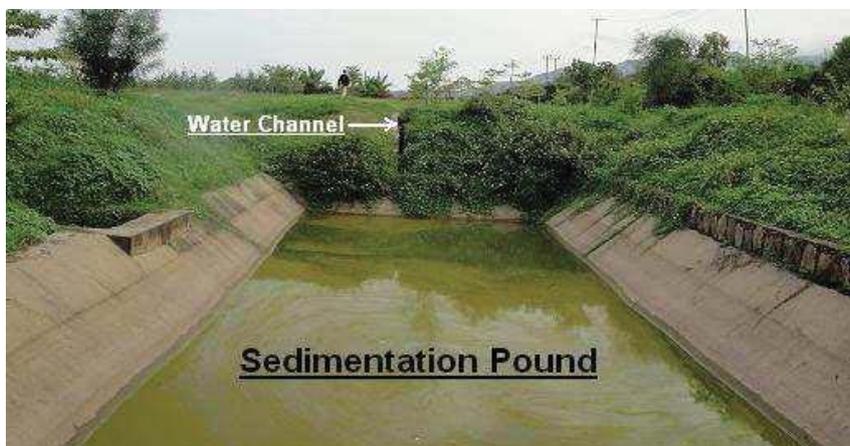
Se trata de un terreno para ensayos agrícolas de 2,25ha de superficie (150x150m) a disposición de la “Arba Minch University” (AMU). Éste se encuentra en el exterior de la AMU, justo en frente de su entrada principal. La función principal del terreno es servir, al profesorado y a los estudiantes de la AMU, como un lugar para experimentar diferentes tipos de técnicas agrícolas, de irrigación y sistemas de captación de agua para su evaluación y práctica.

Dicho lugar fue llamado “Demo Farm” y en él, la empresa española “Seine Tech S.L.” instaló un sistema de bombeo solar con una bomba de superficie con el objetivo de captar agua desde un río y usarla para alimentar un sistema de riego.



“Arba Minch University” y “Demo Farm”, foto de satélite

Alrededor de la “Demo Farm”, un río (caudal disponible durante todo el año) es el responsable de suministrar agua a la primera balsa de sedimentación a través de canales de agua.



Balsa de sedimentación y canal de agua desde río.

La balsa de sedimentación distribuye el agua captada a otras dos balsas de almacenamiento, también mediante canales. La calidad del agua después de la primera sedimentación es aceptable para usos agrícolas, sin partículas pesadas que pudieran dañar la bomba (solamente se puede apreciar un color verdoso).



Balsas de almacenamiento desde balsa de sedimentación a través de canales.

De las dos balsas de almacenamiento, el agua es conducida (mediante vasos comunicantes) al área de succión, donde hay instalada la aspiración de la bomba. La calidad del agua es aceptable para el bombeo.



Área de succión

La bomba en cuestión y el panel de control del sistema están ubicados en el interior de la “house pump” para mayor protección.

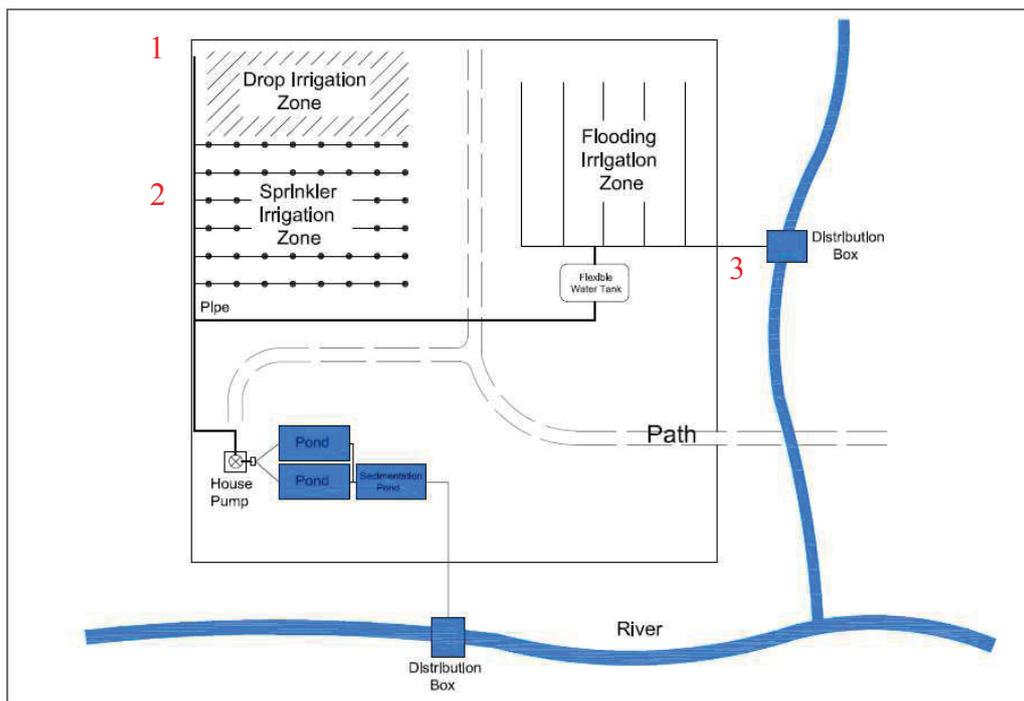


Vista general y caseta de la bomba

Anterior al proyecto, el suministro de agua mediante bomba eléctrica estaba en desuso por causa de problemas de abastecimiento de electricidad en la zona: constantes paros eléctricos y red eléctrica deficitaria que habrían dañado la bomba eléctrica. Teniendo en cuenta estos factores/contexto se optó por la instalación de un sistema autónomo de bombeo solar fotovoltaico.

El propósito de la instalación del bombeo solar en la “Demo Farm” es proveer de energía, fotovoltaica en este caso, para bombear suficiente agua e irrigar tres zonas diferenciadas:

1. Sistema presurizado de irrigación a través de goteo.
2. Sistema presurizado de irrigación a través de aspersores.
3. Sistema de irrigación por inundación desde depósito flexible.



Plano de la instalación de riego



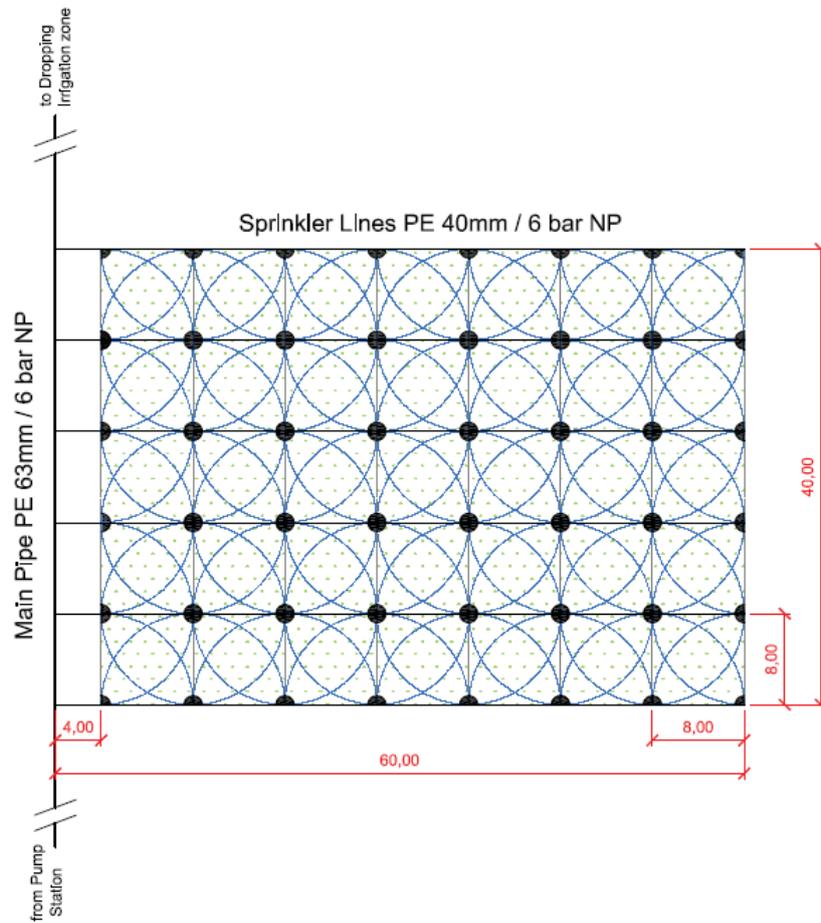
Vista de la mitad del generador fotovoltaico instalado junto al panel descriptivo del proyecto



Detalle depósito flexible lleno



Vista parcela con riego por goteo presurizado



Plano parcela riego por aspersión

## CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

<b>Entidades implicadas</b>	Seine Tech S.L. (Empresa privada española) / AECID Arba Minch University
Ubicación	Arba Minch University (SNNPR Regional State)
Coordenadas ubicación	(6°03'59,52" N / 37°33'47,71" E) = (6.0665333 N / 37.563253 E)
Elevación (m)	1219
Nombre instalación	Demo Farm
Función instalación	Riego / Caso de estudio y demostración para los alumnos
Tipo de cultivo	Varios (No especificados)
$A_{\text{cultivo}}$ (ha) / Población abastecida (he)	2,25
Demanda diaria máxima (m <sup>3</sup> /día)	60
Demanda diaria mínima (m <sup>3</sup> /día)	40
Sistema de riego/abastecimiento	Varios (goteo presurizado, aspersión presurizada e inundación)
Gestión del riego/abastecimiento	Por parte del personal de la universidad
Fuente de agua	Rio > balsa de sedimentación > balsas de almacenamiento
Canalizaciones aspiración	Tubería de aspiración
Válvulas aspiración	Una válvula de pie con rejilla y, una pieza en té y válvula para facilitar el llenado de la tubería de aspiración
Canalizaciones riego/abastecimiento	Tubería principal de 63mm-2" de diámetro y 6 bares de presión en polietileno. Dicha tubería se deriva en dos de igual diámetro, una va al depósito y la otra deriva en 6 líneas de tubería de aspersión de 60m de longitud y 1"1/4 de diámetro. A cada una de esas líneas se instalan 8 aspersores rotacionales de 450l/h de caudal y radio de cobertura de 8 metros (máximo 4 líneas abiertas al mismo tiempo). Esta segunda tubería también alimenta la zona de goteo, el agua se divide entre las líneas de aspersión y otra línea que se dirige a la zona de riego por goteo.
Válvulas riego/abastecimiento	Una válvula de corte y una válvula de no-retorno
$V_{\text{depósito}}$ (m <sup>3</sup> )	1 X 20 (Flexible y para riego por inundación)
Autonomía depósito (días)	1
$Q_{\text{riego/abastecimiento}}$ (m <sup>3</sup> /h)	14,4 (aspersión)
$P_{\text{riego/abastecimiento}}$ (bares)	5 (requerida por los aspersores)
Tipo de bomba	Superficial / Centrífuga vertical multi-etapa
Modelo/marca bomba	Grundfos

Tipo de motor	Motor AC asíncrono
V <sub>alimentación</sub> (V)	400 (trifásica)
H <sub>total</sub> (mca)	50
Q <sub>N bomba</sub> (m <sup>3</sup> /h)	15
P <sub>N bomba</sub> (kW)	4
η <sub>N bomba</sub> (%)	70
η <sub>medio bomba</sub> (%)	50
P <sub>arranque</sub> (kW)	4 x 1,25 = 5
P <sub>máxima</sub> (kW)	No se ha podido obtener esta información
I <sub>arranque</sub> (A)	$5000 / (400 \times \sqrt{3}) = 7,217$
I <sub>máxima</sub> (A)	No se ha podido obtener esta información
Rango velocidades (rpm)	500 - 3600
Tiempo diario medio útil para bombeo (h)	7,5
Tipo y modelo del convertidor	Inversor
G <sub>mejor mes 20°</sub> (kWh/m <sup>2</sup> )	203,7
G <sub>diaria mejor mes 20°</sub> (kWh/m <sup>2</sup> /día)	6,79
G <sub>mes crítico riego 20°</sub> (kWh/m <sup>2</sup> )	199,5
G <sub>diaria mes crítico riego 20°</sub> (kWh/m <sup>2</sup> /día)	6,65
Tiempo diario medio útil para bombeo mejor mes (h)	7,5
Tiempo diario medio útil para bombeo mes crítico riego (h)	7
P <sub>mínima paneles necesaria</sub> (W)	4945,65
Ángulo de inclinación (°)	20° en dirección al Sur
Tecnología	Policristalino
Modelo/marca panel	Kyocera
P <sub>pico panel</sub> (Wp)	135
N° paneles	38
P <sub>pico instalación</sub> (Wp)	5130
V <sub>PMP</sub> (V)	17,7
I <sub>PMP</sub> (A)	7,63
V <sub>OC</sub> (V)	22,1
I <sub>SC</sub> (A)	8,37

Fusibles Magneto-térmicos Diferenciales Puesta a tierra	No ha sido posible obtener esta información
Baterías	No se han instalado
$\eta_N$ global instalación (%)	65
Otros componentes	-Sistema de control de nivel de la balsa de almacenamiento mediante sondas de nivel. -Un filtro de malla de 500 micras y 20m <sup>3</sup> /h de caudal admisible (en la tubería de aspiración). -Un manómetro a la salida de la bomba. -Existe la posibilidad de alimentar la bomba AC con un grupo diésel conectando un cable trifásico de salida del grupo al cuadro de control. -Caseta donde se ubica la bomba, y donde residirá un guardia de seguridad. -Dos paneles extra para posibles reemplazos.
Responsables mantenimiento y reparaciones	Personal de la Arba Minch University

#### 1.4.2. Problemas de adaptación tecnológica al contexto encontrados

En este apartado del análisis de experiencias previas de bombeo fotovoltaico en Etiopía, se presentan diferentes problemas, de adaptación tecnológica al contexto de este país, que se han presentado en las instalaciones de bombeo solar seleccionadas como casos de estudio de este análisis, así como, en otras muchas instalaciones de este tipo que han sido implementadas en tierras etíopes.

Se han detectado más problemas de carácter técnico que social o político, pero los aspectos sociales y políticos son mucho más importantes y trascendentales, ya que son muy variables (cada lugar es distinto). Además, la gran mayoría de los problemas de carácter técnico son consecuencia de los problemas de carácter social. Por lo tanto, son las características sociales del lugar las que determinan la aceptación y el futuro de cualquier proyecto de transferencia tecnológica.

También se exponen posibles soluciones a algunos de los problemas encontrados, así como, acciones preventivas que evitarían que este tipo de problemas ocurran.

A) En cuanto al tipo de instalación diseñada y al montaje de la misma.

## 1. PROBLEMAS CON LA DISPONIBILIDAD PARA PAGAR DE LOS USUARIOS FINALES

En algunas ocasiones, un fondo público (bien de un gobierno o bien de una universidad pública), una ONG, una empresa privada o un donante anónimo se hacen cargo de los costes de un proyecto de cooperación internacional; pero lo habitual es que las empresas u organizaciones que llevan a cabo el diseño, el dimensionado y el montaje de la instalación no hayan tenido en cuenta la capacidad/disponibilidad para pagar de los usuarios finales.

Es habitual que los usuarios finales de estas instalaciones posean un escaso poder adquisitivo, y por tanto, si no se tiene en cuenta este hecho a la hora de realizar el proyecto lo más probable es que la instalación acabe en desuso por imposibilidad de pago de las cuantías temporales acordadas por parte de los usuarios finales, que en la mayoría de los casos son quienes las tienen que pagar.

Con el fin de evitar que estos problemas sucedan, es imprescindible determinar cuánto estarían dispuestos a pagar los usuarios finales. Para ello, lo más sencillo es analizar lo que pagan por los servicios existentes (red eléctrica o generador diésel). Después, habría que reunirse con los usuarios para mostrarles el presupuesto estimado del proyecto y discutir qué no podrían pagar, qué podrían pagar y cómo lo podrían pagar para llegar a un acuerdo.

En base a ese acuerdo, se decidiría el tipo de instalación que se va a implantar, así como, su magnitud y los elementos/componentes que la formarían.

## 2. PROBLEMAS DE FALTA DE CONOCIMIENTOS

- Para el diseño y dimensionado óptimos de la instalación:

Tanto si el diseño y el dimensionado de la instalación son llevados a cabo por profesionales extranjeros como sí lo son por profesionales locales, puede haber problemas de falta de conocimientos sobre las necesidades y capacidades de los usuarios finales.

Esto puede conllevar al sobredimensionado de la instalación o a un diseño que los usuarios finales no sean capaces de entender y utilizar.

Por ello, es de vital importancia reunirse con los usuarios finales antes de empezar con el diseño y el dimensionado de la instalación para conocer de primera mano las necesidades y las capacidades de estos.

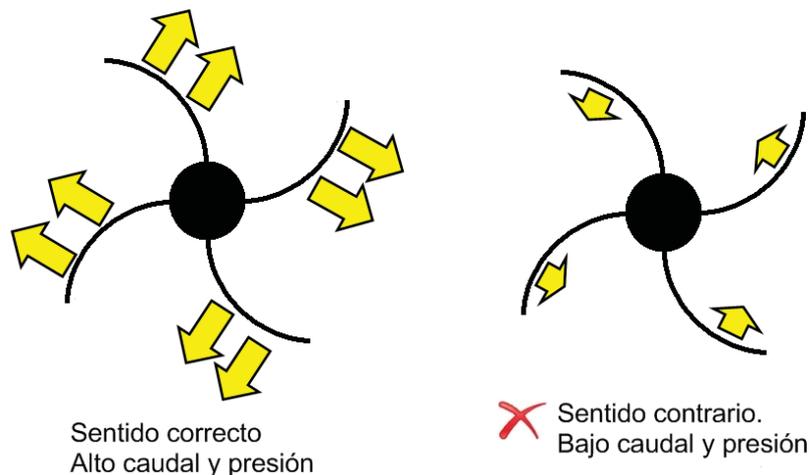
- Para el montaje de la instalación:

Es muy probable que los técnicos locales que vayan a realizar el montaje de la instalación no tengan los conocimientos suficientes para llevar a cabo el correcto montaje de la misma. Por esta razón, deben ser formados previamente y supervisados cuando se ponga en marcha el montaje.

### 3. PROBLEMAS EN EL MONTAJE DEL CONJUNTO MOTOBOMBA

- Sentido de giro del motor inverso al adecuado para la bomba:

Este es un problema frecuente y muy sencillo de solucionar, que sin embargo, ha bloqueado a los usuarios y los ha llevado a las conclusiones más extrañas en numerosas instalaciones. En las bombas trifásicas, al intercambiar dos cables de fase entre sí, el motor pasa de girar en un sentido a girar en el otro. Las bombas que giran en sentido contrario siguen bombeando agua, pero a menor presión y caudal debido a que la forma de los álabes está optimizada para un sentido.



- Aspiración en seco de bombas:

Todos los tipos de bomba necesitan agua para refrigerarse. Si se hace funcionar una bomba en vacío sin agua, se quema al cabo de algunos minutos. Para evitar que esto ocurra, algunas bombas (bombas sumergibles) tienen incorporados unos sensores de nivel que la apagan automáticamente cuando detectan aire.

En el caso de las bombas de superficie, estas se encuentran fuera del agua y aspiran el agua mediante una tubería de aspiración. Así pues, si la entrada a la tubería de aspiración queda descubierta en algún momento, la bomba empezará a aspirar en vacío y se quemará en pocos minutos al igual que sucede con las bombas sumergibles.

Con el fin de evitar este problema de raíz, aparte de dotar a la instalación con los sistemas de seguridad mencionados, se debe realizar un estudio sobre las variaciones estacionales del nivel freático en la fuente de abastecimiento de agua de la cual se va a proveer la instalación.

Si junto a este estudio, se realiza un estudio de viabilidad técnico-económica de las posibles opciones de montaje, se podrá conocer cuál será la longitud óptima de la tubería de aspiración (en el caso de bombas de superficie) o cual la profundidad óptima de ubicación de la bomba (en el caso de bombas sumergibles) para el correcto y viable funcionamiento del bombeo.

- Cavitación:

La cavitación puede ser el principal problema en lo que se refiere al bombeo de agua. En muchas ocasiones, se cree que la cavitación es un problema de la bomba en sí misma. Y más bien es un problema de la instalación que aparece sólo en la bomba porque las condiciones han cambiado o porque, en primer lugar, la bomba no se instaló correctamente.

Este fenómeno se define como la formación de burbujas de vapor o de gas en el seno de un líquido, causada por las variaciones que éste experimenta en su presión. Cuando las burbujas se colapsan aparecen unas oquedades o picaduras en la superficie del metal en contacto con el líquido que van desgastando la misma.

El fenómeno es provocado bien por una altura de aspiración excesiva, bien porque el rendimiento de la instalación se vuelva insuficiente por un aumento de la pérdida de carga en la succión de la bomba (obstrucciones parciales), o bien porque la altura de descarga es demasiado alta desplazando el punto de trabajo hacia la izquierda y fuera de la curva de funcionamiento.

La bomba no provoca estas situaciones sino su entorno (instalación / aplicación). Así pues, será recomendable pensar en y prevenir estas situaciones en los momentos de: decidir el tipo de funcionamiento (rango de operación) que tendrá la bomba que se instalará en función de su aplicación final, seleccionar el modelo de la bomba que mejor se ajuste al rango de operación requerido para la instalación, decidir cuál será la ubicación de la bomba.

Por suerte, es sencillo corregir una cavitación si se conoce la causa del problema. La cavitación de impulsión u operación demasiado a la izquierda de la curva característica implica reducir la altura de bombeo o bien, aumentar el caudal de trabajo para que la bomba “entre” en la curva de operación. En el caso de cavitación en la aspiración, bastará con limpiar la tubería de aspiración (si hay presencia de cuerpos extraños) o con acercar la bomba a la superficie del agua si la altura de aspiración es demasiado alta.

La mejor opción para evitar la cavitación es, sin duda alguna, la instalación de una bomba sumergida, ya que el diseño de estas garantiza la no cavitación

en aspiración, tan solo habrá que asegurar la no obstrucción en la aspiración de la misma. Por otra parte, la mayoría de fabricantes de este tipo de bombas (“Grundfos” [20], Lorentz...), utilizadas a menudo en bombeos solares, aseguran que no habrá cavitación en la impulsión dentro del rango de velocidades de giro del modelo de bomba seleccionado si esta está trabajando con una altura total que se encuentre dentro de su rango de trabajo, ya que el motor se fija en esta altura total y al variar su alimentación varía su velocidad modificando el caudal de la bomba consecuentemente.

#### 4. PROBLEMAS EN LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Es común encontrar instalaciones en las que o bien no se ha instalado ningún tipo de protección eléctrica o bien la que se ha instalado no ha sido dimensionada correctamente.

Por ello, es importante señalar y advertir del peligro real en las instalaciones en las que exista un riesgo eléctrico. Pero más importante es realizar un buen dimensionado de las protecciones eléctricas, tanto para proteger a las personas como para proteger a los componentes de la instalación. Para ello, es recomendable seguir las normativas sobre electricidad vigentes en el país o en todo caso normativas internacionales.

B) En cuanto al uso y al mantenimiento de la instalación (usuarios y técnicos locales)

#### 1. PROBLEMAS DE FALTA DE CONOCIMIENTOS POR PARTE DE LOS USUARIOS FINALES

En la mayoría de los casos, los usuarios finales de la instalación no tienen ningún tipo de conocimiento técnico y si no saben utilizar la instalación o realizar el mantenimiento de la misma, esta acabará quedando en desuso o con algún fallo de funcionamiento.

Por ello, deben ser formados para evitar este tipo de problemas y ser concienciados en que la instalación es para ellos y les va a ofrecer una serie de beneficios, y que por tanto es su responsabilidad cuidarla. Otra opción consiste en relevar de estas funciones a los usuarios finales y que sea un técnico especializado el encargado de operar y mantener la instalación.

#### 2. PROBLEMAS DE FALTA DE CONOCIMIENTOS POR PARTE DE LOS TÉCNICOS DE MANTENIMIENTO

Una amplia mayoría de los técnicos etíopes no tiene el nivel de conocimientos sobre mantenimiento requerido y las instalaciones acaban teniendo un mantenimiento inexistente.

Por este motivo, es muy importante que se forme bien a los técnicos que vayan a ser los encargados de la instalación.

### 3. PROBLEMAS PARA REPARAR O SUSTITUIR ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN O COMPONENTES DE LOS MISMOS

Este problema es muy común y, al mismo tiempo, es de considerable gravedad. Radica en el hecho de que muchas instalaciones han sido diseñadas con componentes que han sido importados del extranjero y que no se pueden encontrar en el país.

Cuando estos componentes sufren una avería y deben ser reparados, es realmente difícil o incluso imposible encontrar a un técnico que sepa y pueda solucionar la avería.

Y cuando el componente debe ser sustituido, la mayoría de instalaciones acaba en desuso por la imposibilidad económica para conseguir un reemplazo desde el extranjero.

Además, a veces, en los casos en que se consigue el dinero para importar un reemplazo desde su lugar de origen, los tiempos de espera son muy largos y los usuarios finales acaban perdiendo el interés por la instalación.

En cambio, cuando los componentes de la instalación son de fabricación local o son comercializados en el país todo es muy diferente, los técnicos están más familiarizados con los mismos y pueden repararlos o sustituirlos por reemplazos que conseguirán fácilmente.

C) En cuanto a las condiciones del lugar de emplazamiento de la instalación

### 1. PROBLEMAS CON LA CALIDAD DEL AGUA

Dependiendo del uso final que se le dé al agua bombeada (riego de cultivos, consumo ganadero, consumo humano...) está deberá tener una cierta calidad para poder ser utilizada. Esto quiere decir que se debe realizar un análisis previo de la calidad del agua a aprovechar.

Mediante un análisis de las propiedades físico-químicas y biológicas del agua, se podrán conocer los valores de los parámetros que se utilizan para medir la calidad de la misma. Para saber si el agua a aprovechar será apta para su utilización, habrá que buscar cuales son los valores límite de cada parámetro de calidad en función del uso final (la Organización Mundial de la Salud facilita este tipo de datos) y comprobar si el agua del estudio los cumple.

Además, según los resultados obtenidos en el análisis del agua habrá que ajustar algunas de las características de la instalación (tipo de material del que están hechas las canalizaciones y tipo de filtros instalados) si se quiere garantizar un correcto y duradero aprovechamiento de la instalación.

- Aguas contaminadas:

Aguas contaminadas con bacterias tipo coliformes fecales darán lugar a animales, cultivos o personas (directa o indirectamente) contaminados; mediante este tipo de contaminación las personas podrían contraer numerosas enfermedades, incluso tan peligrosas como la polio.

Por otra parte, aguas con alto contenido en sales u otras sustancias podrían quemar cultivos enteros si no son tratadas antes de su uso para riego.

- Aguas con presencia de solidos:

En general, cualquier fuente de agua natural que se desee aprovechar para el bombeo contendrá solidos de diferentes tamaños (rocas, piedras, arenas, solidos disueltos...).

Por este motivo, es crucial la instalación de rejillas y mallas metálicas antes de la entrada a la bomba para evitar la ruptura de los álabes y asegurar un correcto funcionamiento de la propia bomba.

También será importante la instalación de filtros, de mallas o de hidrociclón, que impidan la entrada de partículas sólidas, que podrían llegar a obstruir las canalizaciones.

- El potencial corrosivo-incrustante:

Es muy importante anticipar si el agua de la fuente de abastecimiento va a provocar problemas de corrosión o de formación de placas de cal.

La tubería de elevación y la bomba (cuando no es de superficie) están sumergidas permanentemente y la corrosión del agua puede causarles estragos si no están debidamente protegidas.

El problema es especialmente importante en la tubería de elevación. La corrosión puede debilitar la tubería en algunos años y llevar a la caída de la misma dentro del sondeo o de la fuente de abastecimiento de agua (con mala suerte puede volverse irrecuperable).

Cuando se anticipe corrosión, se debe instalar tubería de plástico y prestar atención a la posible reducción del diámetro. También sería más que recomendable elegir una bomba con un acabado resistente a la corrosión, las más apropiadas son las de acero inoxidable que mantienen sus características por muchos años.

Por otra parte, un agua con tendencia incrustante provocara la formación de depósitos de cal abundantes que pueden obstruir filtros e incluso reducir el diámetro de la tubería de elevación.

## 2. PROBLEMAS DE IMPACTO SOCIAL

### - Con los vecinos de la instalación:

En ocasiones, se han producido problemas o altercados con comunidades o habitantes vecinos a la comunidad beneficiaria de la instalación que se ha implementado.

Estos altercados, normalmente, son consecuencia de envidias por parte de los vecinos y terminan con la funcionalidad de la instalación y con las relaciones entre comunidades.

A veces, los vecinos dañan algún componente de la instalación (tirando piedras a los paneles solares por ejemplo) o incluso sustraen algún elemento o parte de la instalación. Otras veces, se producen incidentes entre los vecinos y los beneficiarios.

Es importante tener en cuenta estos hechos para evitar este tipo de problemas.

### - Con los propios usuarios de la instalación:

Se han dado casos en los que la implantación de una instalación ha tenido repercusiones negativas dentro de la comunidad de usuarios.

Estas se deben al impacto que causa la nueva instalación en sus vidas. Ha habido repercusiones como enfrentamientos entre miembros de la comunidad o cambios de rutinas.

Por esta razón, es recomendable conocer a la comunidad donde se vaya a instalar un nuevo sistema y evaluar cuál podría ser el impacto social sobre la misma.

## 3. PROBLEMAS CON LAS CONDICIONES METEREOLÓGICAS

Fuertes lluvias o tormentas eléctricas han supuesto serios problemas en la integridad y el funcionamiento de algunas instalaciones de bombeo solar fotovoltaico.

Las fuertes lluvias han llegado a destruir o arruinar pozos mal cubiertos y partes mal sujetas de instalaciones.

Los rayos generados por tormentas eléctricas han averiado componentes de instalaciones eléctricas o incluso las han dejado fuera de servicio por completo.

Por ello, es crucial tener en cuenta las condiciones meteorológicas del lugar en el que se vaya a implementar una instalación. Será recomendable la instalación de pararrayos en zonas con altas probabilidades de descargas atmosféricas.

En zonas con temperaturas extremas también han ocurrido problemas de averías en aparatos eléctricos y electrónicos de instalaciones. En estos casos se debe proteger a los componentes poco resistentes a temperaturas extremas mediante cajas protectoras.

#### 4. PROBLEMAS CON LA TIPOLOGÍA DE SUELO

En muchos lugares se han tenido que hacer varios sondeos hasta encontrar un sondeo que pueda ser explotado. Esto se debe a la tipología del lugar elegido para el sondeo, ya que algunos tipos de suelo presentan rocas y capas de suelo muy difíciles o imposibles de perforar.

También se puede dar el caso contrario, que el suelo sea demasiado blando como para garantizar la integridad de la construcción del pozo.

Por otro lado, debe considerarse el tipo de suelo en los lugares elegidos para el cultivo, ya que algunos tipos de suelo no son cultivables o son poco fértiles.

#### 1.4.3. Lecciones aprendidas y conclusiones

En base a los casos de estudio presentados y a los problemas de adaptación tecnológica encontrados en otras experiencias previas de bombeo fotovoltaico para riego se presenta una lista de lecciones aprendidas y conclusiones:

- Es crucial adaptar el diseño de la instalación a cada lugar concreto y a los usuarios finales de la misma para garantizar su funcionalidad durante el máximo de tiempo posible.
- Se debe escuchar al usuario final y conocer cuales son sus necesidades, capacidades y niveles de conocimiento.
- Será trascendental la elección de los componentes para la instalación, debe estudiarse el mercado local (proveedores de materiales y elementos para la instalación) para hallar una solución que permita la materialización del sistema de bombeo fotovoltaico a partir de componentes de fabricación local o de fácil acceso en el país.
- Deben considerarse tanto las condiciones meteorológicas como la tipología del suelo del lugar elegido.
- Conocer quiénes son los responsables de realizar el mantenimiento y las reparaciones de las instalaciones de la zona será de utilidad para saber si estos

serían capaces de realizar reparaciones en la instalación o si necesitarán una formación previa.

- A mayor complejidad en la instalación, mayor dificultad para adaptarse al contexto del usuario final.

Conclusión final: conocer el contexto de cada lugar, en profundidad, es imprescindible para poder saber cuáles son los requisitos de diseño específicos para cada instalación.

## 1.5. Requisitos y propuestas de diseño

Dada la información sobre el contexto de Etiopía y sobre los problemas de adaptación tecnológica encontrados en distintas instalaciones de bombeo fotovoltaico que se han implementado o se han intentado implementar en diferentes zonas del país, se presentan en los siguientes apartados un listado de los requisitos de diseño de necesario cumplimiento para una mejor adaptación tecnológica al contexto, así como, una serie de propuestas por parte del autor de este trabajo final de grado para el atendimento de los requisitos previamente listados.

### 1.5.1. Requisitos de diseño identificados

Vistos los problemas de adaptación tecnológica al contexto de Etiopía que se han encontrado en experiencias previas de bombeo fotovoltaico en el país, se han identificado una serie de requisitos de diseño para el éxito en la adaptación a dicho contexto y son los siguientes:

- Bajo coste inicial y bajo coste de mantenimiento anual.
- -Facilidad de operación, instalación sencilla.
- Bajo nivel de mantenimiento requerido.
- Protección y vigilancia de la instalación frente a malhechores.
- Sistema cuanto más robusto mejor para garantizar mayor sostenibilidad en el tiempo.
- Sistemas de generación de energía, de bombeo de agua y de riego eficientes.
- Instalación modular.
- Componentes y materiales de fabricación local o de fácil acceso en el país.
- Lugar adecuado para sondeos y cultivos.
- Protección frente a meteorología adversa.

### 1.5.2. Propuestas para un diseño adaptado al contexto

En función de los requisitos previamente identificados y para garantizar el cumplimiento de los mismos, se formulan las siguientes propuestas de diseño para el sistema de bombeo fotovoltaico para riego de este proyecto:

- Uso de depósitos de almacenamiento de agua en vez de baterías como método para proveer al sistema de riego con una autonomía de más de un día.
- Dentro de los tipos de depósitos, instalar depósitos de fibra de vidrio porque son más económicos que los depósitos de obra y más resistentes a la climatología que los depósitos de PVC.

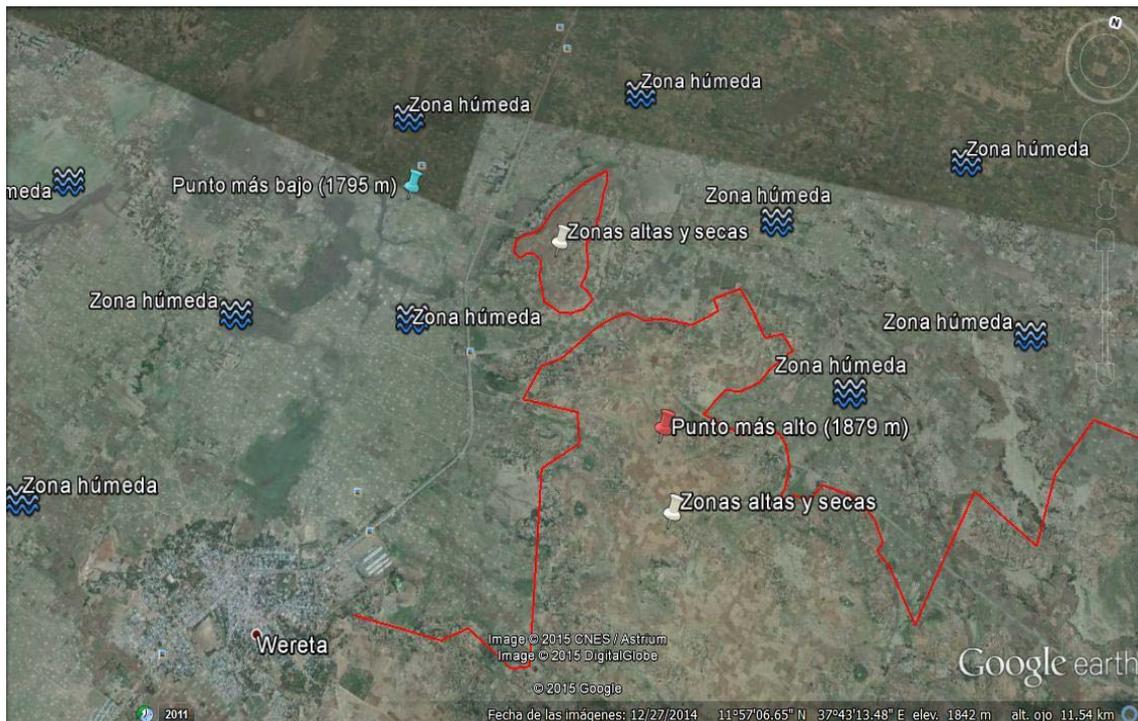
- Instalar una motobomba con motor de corriente continua en lugar de una con motor de corriente alterna para evitar la necesidad de convertir la corriente continua a alterna mediante un inversor, que haría más compleja la instalación. Además, los motores de continua son notablemente más eficientes que los motores de alterna.
- Seleccionar una motobomba de tipo sumergible para evitar problemas de cavitación y aspiración en seco.
- Diseñar la instalación con elementos de fabricación local o que se puedan conseguir fácilmente en Etiopía.
- Procurar un diseño modular del sistema, elementos que no dependan unos de otros para ser reemplazados.
- Instalar un sistema de riego por goteo para incrementar la producción de los cultivos y ahorrar agua.
- Utilizar emisores de riego por goteo del tipo “microtubos”, que son más económicos y requieren menos presión y con ello menos energía del sistema fotovoltaico.
- Seleccionar una ubicación óptima para todo el sistema donde el suelo sea adecuado para cultivar alimentos.
- Instalar un sistema de control para la motobomba que permita el corte de alimentación cuando los depósitos que se instalen se hayan llenado.
- Diseñar una chapa informativa sobre las necesidades hídricas diarias de los cultivos que se elijan.
- Proveer al generador con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).
- Diseñar una estructura de soporte para los paneles solares que permita el cambio del ángulo de inclinación de los mismos a varias posiciones distintas para optimizar el dimensionado del generador y maximizar la eficiencia de este, y que además pueda ser operada por los usuarios finales.
- Crear un recinto vallado en el que ubicar el generador fotovoltaico y los equipos eléctricos, y si procede también el pozo.
- Construir una caseta metálica dentro del recinto vallado para albergar los equipos eléctricos, herramientas y proteger el pozo si procede. En esta caseta podrá vivir o alojarse un guarda vigilante de la instalación.
- Instalar algún tipo de contador de agua que tenga la opción de puesta a cero, es decir, de ser reseteado.
- Proveer a la instalación con las protecciones eléctricas necesarias, como un pararrayos para evitar los efectos de las descargas atmosféricas, habituales en las tormentas en Etiopía.
- Instalar un filtro de mallas para evitar la obturación de la red de riego.

## 1.6. Selección del emplazamiento y características de cultivo

Como se ha mencionado en el apartado 1.3 Alcance, de este documento, se ha decidido buscar una extensión de tierra cultivable de una hectárea de superficie en la woreda Fogera, concretamente cerca de la ciudad de Wereta.

Se sabe que en los alrededores de esta ciudad existen dos tipos de zonas: zonas altas de tierras cultivables en la estación de lluvias de Etiopía; y zonas más bajas y húmedas, en las que se puede cultivar la tierra a lo largo del año sin necesidad de una gran irrigación debido a que se encuentran muy próximas a aguas subterráneas (acuíferos y canales subterráneos).

Se muestra una captura de Google Earth [11] en la que se pueden observar estos dos tipos de zonas:



Así pues, con el fin de obtener un mayor beneficio con la implantación del sistema de bombeo fotovoltaico para riego objeto de este proyecto, se ha optado por elegir una ubicación en las zonas altas para la parcela de cultivo de una hectárea de extensión a la que se abastecerá.

De este modo, se posibilitará el cultivo de alimentos durante todo el año en unas tierras en las que esto solo es posible durante 3-4 meses del año, los correspondientes a la estación de lluvias de Etiopía.

En concreto, se ha seleccionado la zona que se muestra a continuación:



En la zona expuesta, el punto más elevado tiene una altitud de 1835m sobre el nivel del mar, y el punto menos elevado tiene una altitud de 1812m sobre el nivel del mar.

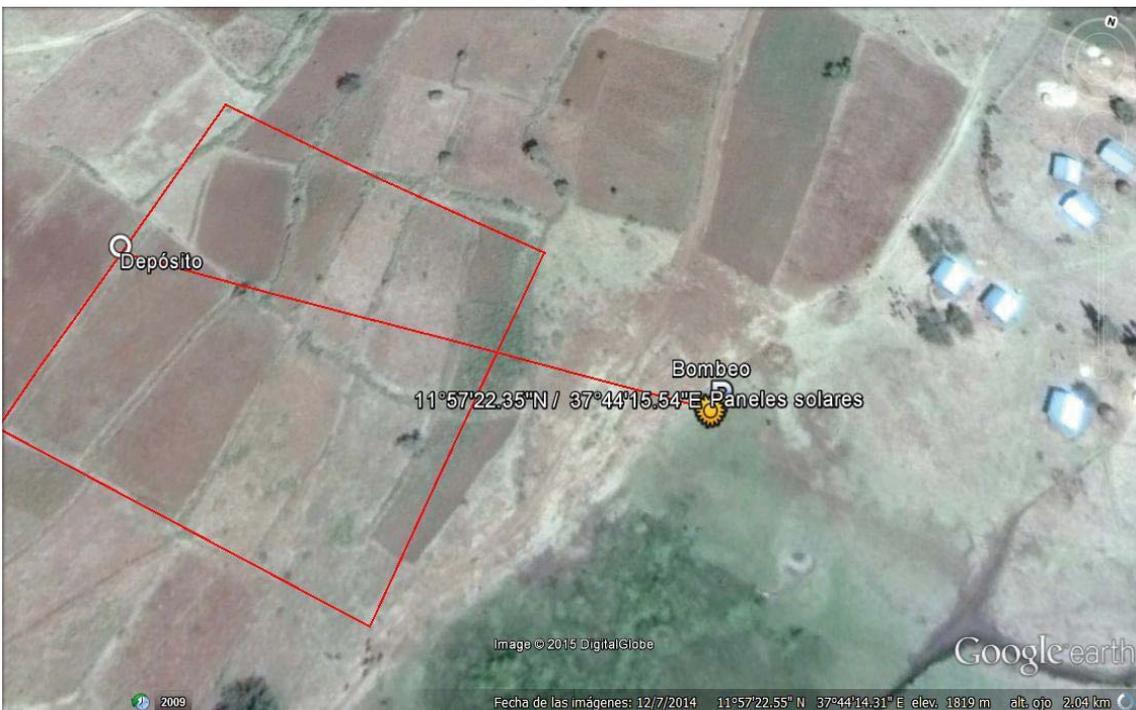
Como se puede apreciar en la imagen anterior, dicho punto inferior se encuentra próximo a un río estacional, por el cual circula agua en los meses de lluvias. El resto del año no circula agua a través de su cauce pero existe agua bajo la superficie. Por este motivo el pozo se ubicará cerca de este río.

Por otro lado, la parcela de cultivo se situará en la parte más elevada, para posibilitar el riego de esta zona más alta que no puede ser cultivada la mayor parte del tiempo como se ha mencionado.

A continuación se muestran los puntos de ubicación para el pozo (1817m) y para la parte más elevada de la parcela de cultivo (1826m) de una hectárea de extensión, tratándose de una zona inclinada la parcela a cultivar, lo cual será beneficioso para el sistema de riego que se aprovechará de la fuerza de la gravedad como se verá en el documento Anexos:

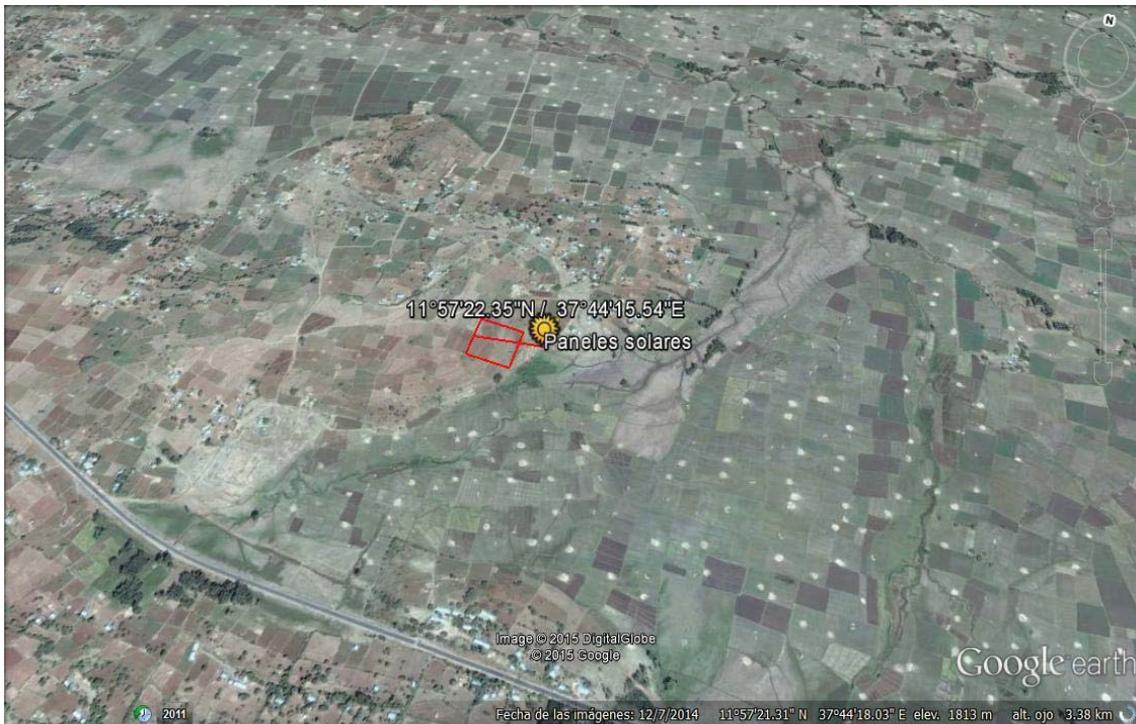


Y así es como será la parcela de cultivo (señalada con un cuadrado en color rojo) y cuál será la ubicación exacta para el pozo y para el generador fotovoltaico, que se justificarán en el documento Anexos:



La parcela de tierra elegida es de una hectárea de extensión y, como se puede observar en la imagen anterior, está cerca de una zona habitada.

Viéndola desde más arriba se puede percibir la diferencia de zonas por el color de tierras cultivadas y tierras que no lo están:



También se puede observar que está cerca de una carretera, lo cual será provechoso para el transporte de los materiales y componentes para la implementación del proyecto.

En cuanto a la selección de cultivos, esta se ha hecho en base al tipo de suelo del lugar, que ha sido analizado para conocer sus características, las cuales se presentan en el documento Anexos.

A partir del tipo de suelo, sabiendo que es un suelo fértil, se ha optado por elegir dos cultivos diferentes que se cultivarán uno tras otro, es decir, cuando se coseche el primero se dejará una semana de descanso y se sembrará el segundo.

Con el propósito de que este cultivo continuo en las mismas tierras no sea perjudicial para la calidad del suelo, se ha optado por dos tipos de cultivo de diferentes clases.

Los cultivos serán el tomate y el ajo.

En primer lugar se cultivará el tomate, se sembrará cuando acabe la estación de lluvias, es decir, a principios de Octubre. El ciclo de cultivo del tomate durará hasta finales de Febrero, cuando se llevará a cabo su cosecha, según datos del software CROPWAT 8.0 [10].

Al terminar la cosecha del tomate, se dejará una semana o diez días para que la tierra se airee, y sobre el día 10 de Marzo se sembrarán los ajos. El ciclo de cultivo de los mismos durará hasta el día 20 de Junio aproximadamente, según datos del software CROPWAT 8.0 [10].

A finales de Junio empezará de nuevo la estación de lluvias y no se requerirá de riego. No obstante, a veces se retrasan las lluvias y esto causa estragos en la producción de alimentos en Etiopía. Por lo tanto, si esto sucede, se podrá utilizar el sistema de bombeo fotovoltaico y la red de riego para cubrir las demandas hídricas.

En el caso de que no se requiera el riego, y dado que la instalación de bombeo fotovoltaico continuará funcionando, se utilizará el agua bombeada para cubrir las demandas hídricas de ganado de la zona.

En último lugar, faltará escoger los marcos de plantación para cada cultivo. Serán los siguientes:

- Para el tomate: una distancia de 0,6m entre plantas y una distancia de 1,7m entre hileras.
- Para el ajo: una distancia de 0,2m entre plantas y una distancia de 0,8m entre hileras.

## 1.7.Resultados finales

En el documento Anexos de este Trabajo Final de Grado se presenta, en detalle, el procedimiento llevado a cabo para el diseño y dimensionado del sistema de bombeo fotovoltaico para riego.

A lo largo de dicho procedimiento se exponen y justifican todos los cálculos realizados, se muestran los resultados obtenidos, se presentan los datos procedentes de fuentes externas, se explican y razonan las decisiones tomadas, y se presenta toda la información necesaria de los componentes que conformarán el sistema.

Por otro lado, en el documento Presupuesto se presentan los presupuestos parciales y el presupuesto total del sistema de bombeo fotovoltaico para riego.

No obstante, a modo de resumen, se expone que el presupuesto total del proyecto asciende a la cantidad de 34320,69 €.

El sistema de bombeo fotovoltaico para riego estará compuesto, principalmente, por:

- Un generador fotovoltaico de 1,5 kWp formado a partir de la conexión en serie de 6 paneles fotovoltaicos de la marca ERA Solar [21] y 250 Wp cada uno.
- Una motobomba SQFlex 8A-5 de 1,4 kW de potencia máxima, que será capaz de cubrir las necesidades hídricas diarias a lo largo del año para el emplazamiento y los cultivos seleccionados teniendo que operar con una altura hidráulica máxima de 23,74 m.
- Un almacenamiento de agua de 100 m<sup>3</sup> formado por 4 depósitos de fibra de vidrio de 25 m<sup>3</sup> cada uno, para garantizar una autonomía de riego de 2 días cuando se den las condiciones críticas.
- Una red de riego por goteo a base de tuberías de polietileno y emisores de tipo microtubo.
- Otros muchos componentes que se presentan y detallan en el documento Anexos de este Trabajo Final de Grado.

## 1.8. Mantenimiento de la instalación

En este apartado indicaremos las operaciones de mantenimiento mínimas necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y, prolongar la duración de la misma.

Definimos dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo implica, como mínimo, una revisión anual de todos los componentes de la instalación incluyendo las labores de mantenimiento aconsejadas por los fabricantes.

El mantenimiento correctivo implica todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

El mantenimiento será llevado a cabo por miembros de la “Bahir Dar University” por este motivo no tiene repercusión en el presupuesto del proyecto.

### 1.8.1. Mantenimiento preventivo

#### A) Paneles fotovoltaicos

- Inspección visual de posible degradación internas y de la estanqueidad del panel, limpieza periódica del panel (lavado de los paneles con agua y algún detergente no abrasivo)
- Control de las conexiones eléctricas y del cableado:
  - o Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los paneles
  - o Comprobación de la caja de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales.
- Mediciones de las características del panel en caso de defecto.

En el caso de observarse fallos de estanqueidad, se procederá a la sustitución de los elementos afectados y a la limpieza de los terminales. Es importante cuidar el sellado de la caja de terminales, utilizando según el caso, juntas nuevas o un sellado de silicona.

#### B) Estructura soporte:

- Inspección visual de la subestructura metálica, tratamiento de las partes afectadas y prevención de corrosión con pintura zincada, revisión y ajuste del par de apriete de las partes sometidas a esfuerzos provocados por el viento.
- Inspección de anclaje de módulos a estructura soporte.

### C) Interruptor magnetotérmico de DC

- Comprobación visual de los mismos. Se revisará que esté en estado abierto de forma que la corriente no éste interrumpida en este punto y se observará que su envolvente esté en perfecto estado.
- Comprobación de tensiones en la entrada y salida del elemento asegurándose que éstas sean las correctas.
- Comprobación del funcionamiento del elemento, se forzará el disparo del interruptor automático comprobando tensiones en la entrada y salida del elemento de forma que éstas sean las correctas.
- Comprobación del cableado, se comprobará que el cableado este perfectamente sujeto a los bornes del interruptor tanto a la entrada como a la salida.

### D) Inspección del cableado de la instalación.

- Se comprobara todo el cableado de la instalación teniendo especial importancia la comprobación del estado de la cubierta de protección y aislamiento del cable, sobre todo en las zonas donde se encuentre a la intemperie; y el estado de las conexiones a los diferentes elementos de la instalación.
- Se realizará una inspección visual del trazado del cableado desde los módulos fotovoltaicos hasta el cuadro de protecciones y se comprobara el buen estado de los mismos y de los terminales de conexión a ésta.
- Comprobación del cableado de puesta a tierra de la instalación, se realizará una inspección visual del cableado de puesta a tierra de toda la instalación y se comprobara que la tensión en dicho cable es 0 V cogiendo como referencia una masa.

### E) Filtros

- Una vez por semana se comprobara el estado del filtro de mallas a la salida del pozo, en caso obturación total o parcial será cepillado liberando de esta forma el paso del agua. En caso de rotura el filtro será repuesto.
- Cada 2-3 meses extraer la bomba del pozo y verificar el buen estado de los filtros de aspiración así como el estado de la misma.

### F) Control de la vegetación

- La vegetación no deberá sobrepasar los 100 cm y no adherirse a la estructura o vallado ya que esto aceleraría su deterioro.

### 1.8.2. Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento correctivo se realizará todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Este se aplicara en caso de mal funcionamiento de la instalación y avería de alguno de sus elementos.

#### A) Paneles fotovoltaicos

- En el caso de observarse fallos de estanqueidad o rotura, se procederá a la sustitución de los elementos afectados en caso de ser posible o en caso contrario sustitución del elemento completo.

#### B) Interruptor magnetotérmico de DC

- En caso de mal funcionamiento o daño irreparable se procederá a su sustitución.

#### C) Inspección del cableado de la instalación.

- En caso de encontrar desperfectos en alguno de los conductores o en su aislamiento se sustituirá el tramo de cable completo ya que con una reparación con los medios existentes en Etiopía no se garantiza ni su correcto funcionamiento ni la seguridad de la instalación.

#### D) Filtros

- En caso de encontrar algún filtro con daños significativos será sustituido por un repuesto.

#### E) Unidad de control CU200

- Ante un mensaje de alarma consultar el manual, en caso de no poderse solucionar sustituir.

## 1.9. Análisis de viabilidad

### 1.9.1. Viabilidad técnica

En base al proceso de diseño y dimensionado del sistema de bombeo fotovoltaico para riego objeto del proyecto, que se expone en el documento Anexos de este trabajo final de grado, y a los resultados concluyentes y positivos, en cuanto al cumplimiento de los requisitos de la instalación y de la normativa vigente, se puede afirmar que la materialización de este proyecto es técnicamente viable.

### 1.9.2. Viabilidad económica

Dada la naturaleza de este proyecto, encontrándose en los ámbitos de la cooperación internacional y el desarrollo humano en Etiopía, no se tendrá en consideración la viabilidad económica del mismo como se acostumbra hacer en un proyecto convencional, ya que no se persigue el logro de un beneficio de tipo económico sino de tipo social.

No obstante, se ha estimado cual sería el periodo de amortización o “Pay Back” (PB) de la inversión inicial del proyecto en función de los ingresos que se generarán con la venta de los alimentos que se producirán al año en la parcela de cultivo.

Según la “Central Statistical Agency” [15] de Etiopía, la producción de cada cosecha en una hectárea de cultivo para los cultivos seleccionados es de:

- Tomate: 6112 kg/ha
- Ajo: 10098 kg/ha

Considerando que al año se obtendrá una cosecha de cada cultivo y que los precios de ambos alimentos, en el mercado etíope, son 0,5 €/kg para el tomate y 1,15 €/kg para el ajo, se generarán unos beneficios anuales de:

$$\text{Beneficio}_{\text{anual}} = (6112 \times 0,5) + (10098 \times 1,15) = 14668,7 \text{ €}$$

Con estos beneficios anuales, se obtendría un “Pay Back” de:

$$PB(\text{años}) = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Beneficio anual}} = \frac{34320,69}{14668,7} = 2,34 \text{ años}$$

Si la realidad para los agricultores etíopes fuese así, no cabe duda de que podrían afrontar el coste total e incluso los costes de mantenimiento anuales de un sistema de bombeo fotovoltaico para riego como el que se presenta en este proyecto.

Sin embargo, la realidad para ellos es muy distinta y acaban obteniendo un beneficio anual muy inferior al que se ha estimado o ni siquiera obtienen beneficio alguno salvo para autoabastecerse. Esta realidad se debe a que los agricultores deben hacer frente a otros pagos como son la compra de semillas, la compra de fertilizantes y pesticidas, el pago de elevados impuestos y los costes de transporte hasta las grandes ciudades donde pueden vender sus productos. Además de ello, los propios agricultores necesitan comer y se quedan con una parte de la cosecha obtenida.

Por todo ello, se justifica la imposibilidad para hacer frente al pago del coste total del proyecto y de los costes anuales de mantenimiento de la instalación por parte de los usuarios finales o beneficiarios directos, agricultores etíopes, de la implantación de la misma, ya que son gente realmente pobre que sobrevive con lo poco que tiene.

De otro modo, si se puede comparar la viabilidad económica del sistema de generación de energía eléctrica del proyecto, generador fotovoltaico, frente a alternativas posibles para el suministro de energía eléctrica al sistema de bombeo. Dichas alternativas serían:

- Red eléctrica.
- Generador diésel.

Siendo la ubicación seleccionada para la implantación del sistema de bombeo fotovoltaico para riego una zona rural aislada, el coste que supondría llevar la línea eléctrica de la red hasta el lugar sería muy superior al coste de la instalación fotovoltaica diseñada para el proyecto. Por lo tanto, comparándolo con esta alternativa, el sistema de generación de energía eléctrica propuesto es viable desde el punto de vista económico.

En cuanto al generador diésel, también supondría un coste total más elevado, ya que:

- La vida útil de un generador diésel es de 10 años como máximo, frente a los 20-25 años de vida útil de un panel solar.
- El coste inicial de un generador diésel es superior al coste inicial de un generador fotovoltaico, para la obtención de la misma potencia activa.
- Los costes de mantenimiento de un generador diésel son muy superiores a los costes de mantenimiento de una instalación fotovoltaica de la misma potencia activa.
- El generador diésel requiere de diésel para funcionar y este tiene un coste, la energía solar es un recurso gratuito e ilimitado.

### 1.9.3. Viabilidad Social

Tal y como se ha mencionado en el apartado 1.1 Introducción, de este documento, la cantidad de personas que mueren al año por desnutrición en Etiopía es muy elevada.

Partiendo de este punto, queda justificada la implantación del sistema de bombeo fotovoltaico para riego que se presenta en este trabajo final de grado, ya que tras la implantación del mismo se obtendrán beneficios sociales considerables como:

- Se aumentará la producción de alimentos en Etiopía, 16 toneladas de verduras (tomates y ajos) al año como mínimo. Con ello se reducirá el número de personas que están en riesgo de muerte por desnutrición y se evitarán algunas muertes por la misma causa.
- Se mejorarán las condiciones de vida tanto de los beneficiarios indirectos, personas que recibirán los alimentos que se generarán y se distribuirán, como de los beneficiarios directos, agricultores propietarios de las tierras elegidas para el riego. Según datos de la “Central Statistical Agency” [15] de Etiopía, una hectárea de tierra pertenece a una media de cinco agricultores y en un hogar etíope viven una media de seis personas. Con estos datos, se obtendría una cantidad de treinta beneficiarios directos de la instalación que se ha diseñado.

- Se incrementará la producción de alimentos mencionada anteriormente, ya que esta se obtiene con los sistemas de riego que se utilizan actualmente en el país y no con la producción de alimentos que se obtendría con un sistema de riego por goteo, que es notablemente mayor.
- Se permitirá el riego cuando este se requiera, de este modo se evitará la dependencia de la llegada de la época de lluvias para la siembra de cultivos en la hectárea para la cual se ha dimensionado el sistema.
- Se posibilitará el cultivo de zonas no cultivables durante la estación seca de Etiopía.
- Cuando exista un excedente de agua, porque los cultivos no requieran más y los depósitos estén llenos, se podrá utilizar el agua de los depósitos para abastecer a ganado de la zona.
- Se promoverá el desarrollo de la tecnología y la economía local, ya que el sistema de bombeo fotovoltaico para riego ha sido diseñado con una gran mayoría de materiales y elementos de fabricación local o que se pueden comprar en el país.
- Se demostrarán los beneficios que se pueden obtener con la implantación de un sistema como el que se presenta en este trabajo final de grado, poniendo de manifiesto que los problemas relacionados con el desabastecimiento de alimentos, en Etiopía, pueden ser solventados sin requerir una gran inversión.

## 1.10. Conclusiones finales y propuestas de mejora

Vistos los resultados que se han obtenido en el apartado 2.1 Diseño y dimensionado del documento Anexos de este TFG y el presupuesto total que se ha estimado en el documento Presupuesto del mismo, se concluye que con la suma de 34320,69 € se podrá llevar a cabo la materialización del sistema de bombeo fotovoltaico para riego objeto de este proyecto.

Con la implantación de dicho sistema se generarán numerosos beneficios sociales, que se han expuesto en el apartado anterior, partiendo de una producción anual de alimentos que ascenderá a más de 16 toneladas, que se obtendrán en la parcela de cultivo de una hectárea de extensión elegida para el riego que posibilitará el sistema de bombeo fotovoltaico.

Por lo tanto, se ha llegado a la conclusión de que esta mejora e incremento en la producción de alimentos, en un país en el que muere mucha gente por desnutrición, tendrá repercusiones realmente positivas y fructuosas que hacen que la inversión inicial requerida merezca la pena.

También se extrae como conclusión final que el sistema de bombeo fotovoltaico que se ha diseñado podría ser replicado e implementado en otras zonas de Etiopía con el fin de continuar combatiendo la falta de alimentos en el país. Y debido al carácter modular de las instalaciones fotovoltaicas, se podría escalar el sistema de bombeo fotovoltaico expuesto para el riego de mayores extensiones de tierra.

Además se ha demostrado el gran potencial que tiene la energía fotovoltaica en el país africano, pudiendo convertirse en la solución perfecta a los problemas de la falta de acceso a la energía eléctrica y del desabastecimiento de alimentos. Cabe destacar que hoy en día es posible llevar a cabo el montaje de una instalación de bombeo fotovoltaico para riego con materiales y componentes que se pueden encontrar en el país, sin necesidad de importarlos.

Como propuesta de mejora, se plantea la idea de buscar un emplazamiento alternativo en el que exista una fuente de agua secundaria (aparte del pozo) y de fácil acceso para el riego, como un río, con el fin de extraer agua manualmente de dicha fuente secundaria en los días en los que las necesidades hídricas de los cultivos sean mayores.

De este modo, se podrían atender las necesidades hídricas de los cultivos sin requerir de un sistema dimensionado en función de las necesidades hídricas máximas, es decir, que se podría optimizar el sistema de bombeo fotovoltaico reduciendo la potencia instalada del generador e instalando una motobomba de menor potencia.

También se reduciría el volumen de agua a almacenar, y con ello el tamaño de los depósitos a instalar, pudiendo incluso prescindir del volumen de almacenamiento provisto para garantizar una autonomía de dos días. Estas reducciones en el volumen de almacenamiento tendrían consecuencias económicas significativas, dada la gran cuantía que han supuesto en el coste total del sistema que se ha diseñado.

## 1.11. Referencias

### 1.11.1. Bibliografía

- [1] Arnalich, S., La instalación de un sondeo, 2008. (www.arnalich.com)
- [2] Beltrán, H., Documentos de la asignatura EE1028 “INSTAL·LACIONS D'ENERGIES RENOVABLES” del Grado en Ingeniería Eléctrica de la “Universitat Jaume I”.
- [3] Beltrán, H., Documentos de la asignatura EE1021 “INSTAL·LACIONS ELÈCTRIQUES EN BAIXA I MITJA TENSIÓ” del Grado en Ingeniería Eléctrica de la “Universitat Jaume I”.
- [4] ITC-18 del Reglamento de Baja Tensión.
- [5] ITC-19 del Reglamento de Baja Tensión.
- [6] ITC-21 del Reglamento de Baja Tensión.
- [7] Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red del IDAE, 2009.

### 1.11.2. Software

- [8] AutoCAD 2016 <http://www.autodesk.es/products/autocad/overview>
- [9] CLIMWAT 2.0 [http://www.fao.org/nr/water/infores\\_databases\\_climwat.html](http://www.fao.org/nr/water/infores_databases_climwat.html)
- [10] CROPWAT 8.0 [http://www.fao.org/nr/water/infores\\_databases\\_cropwat.html](http://www.fao.org/nr/water/infores_databases_cropwat.html)
- [11] Google Earth <https://www.google.es/earth/index.html>
- [12] Microsoft Excel <https://products.office.com/es-es/excel>
- [13] PVsyst 6.2.5 [www.pvsyst.com/](http://www.pvsyst.com/)

### 1.11.3. Páginas web y artículos

- [14] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [15] <http://www.csa.gov.et/>
- [16] <https://www.davisandshirliff.com/>
- [17] <http://www.superdtplc.com/fiber.php>
- [18] <http://www.moeller.es/>
- [19] <http://www.zenner.es/>
- [20] <https://es.grundfos.com/>
- [21] <http://www.erasolar.com.cn/>
- [22] [http://elpais.com/elpais/2015/11/16/planeta\\_futuro/1447692318\\_673965.html](http://elpais.com/elpais/2015/11/16/planeta_futuro/1447692318_673965.html)
- [23] [www.ethiopiainmarket.com](http://www.ethiopiainmarket.com)
- [24] <http://www.etyellowpages.com/yellowpages.cfm?file=details&lid=5359&cid=448>
- [25] <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn207.html>
- [26] [http://es.prysmiangroup.com/es/business\\_markets/markets/ti/downloads/Catalogos/1.-NUEVO-Catlogo-Prysmian-Baja-Tensin-2014-2015.pdf](http://es.prysmiangroup.com/es/business_markets/markets/ti/downloads/Catalogos/1.-NUEVO-Catlogo-Prysmian-Baja-Tensin-2014-2015.pdf)

[27] [http://www.alibaba.com/product-detail/Portable-new-design-hot-selling-low\\_60375837333.html?spm=a2700.7724857.29.1.5T8m7V](http://www.alibaba.com/product-detail/Portable-new-design-hot-selling-low_60375837333.html?spm=a2700.7724857.29.1.5T8m7V)

[28] <http://www.pemsa-rejiband.com/>

[29] <https://es.wikipedia.org/>

# Anexos

---

Diseño de Sistema de Bombeo Fotovoltaico  
para Riego en Bahir Dar (Etiopía)

## Anexos

2.1.	Diseño y dimensionado .....	50
2.1.1.	Cálculo de las necesidades hídricas.....	50
2.1.2.	Selección y justificación del volumen de almacenamiento .....	55
2.1.3.	Diseño y dimensionado del sistema de riego .....	56
2.1.4.	Diseño y dimensionado de la tubería de bombeo .....	81
2.1.5.	Determinación de la altura hidráulica total de bombeo.....	86
2.1.6.	Selección del grupo motobomba .....	90
2.1.7.	Diseño del sistema de control externo para el grupo motobomba.....	106
2.1.8.	Dimensionado del pozo .....	113
2.1.9.	Cálculo de la energía hidráulica necesaria .....	116
2.1.10.	Estimación del recurso solar disponible.....	118
2.1.11.	Cálculo de la potencia pico mínima requerida del sistema FV .....	128
2.1.12.	Selección del modelo de panel solar y cálculo del número de paneles requerido... .....	131
2.1.13.	Selección y justificación numérica de la configuración en la conexión de los paneles solares.....	133
2.1.14.	Beneficios de la implantación de un sistema para el cambio del ángulo de inclinación de los paneles solares.....	137
2.1.15.	Diseño de la estructura de soporte del generador fotovoltaico.....	140
2.1.16.	Dimensionado del cableado.....	150
2.1.17.	Dimensionado de las protecciones eléctricas .....	161
2.1.18.	Dimensionado de la puesta a tierra.....	166

## 2.1. Diseño y dimensionado

En este anexo, se presenta el proceso de diseño y dimensionado del sistema de bombeo fotovoltaico para riego en función de las propuestas de diseño formuladas en el apartado 1.5.2 Propuestas de diseño del documento Memoria de este TFG, así como, del emplazamiento seleccionado para la implantación de dicho sistema y de las características de cultivo (tipos de cultivo, ciclos de cultivo y marcos de plantación elegidos) expuestos en el apartado 1.6 Selección del emplazamiento y características de cultivo del documento Memoria de este TFG .

A lo largo del mismo, se presentan los datos que se han recopilado y utilizado, se muestran y justifican todos los cálculos que se han llevado a cabo junto a los resultados que se han obtenido, se exponen y justifican las decisiones que se han tomado, y se muestra toda la información técnica que se ha obtenido de los componentes seleccionados para la instalación.

### 2.1.1. Cálculo de las necesidades hídricas

Para poder empezar con el dimensionado de la instalación, es necesario conocer cuáles serán las necesidades hídricas de los cultivos seleccionados a lo largo de sus ciclos de cultivo.

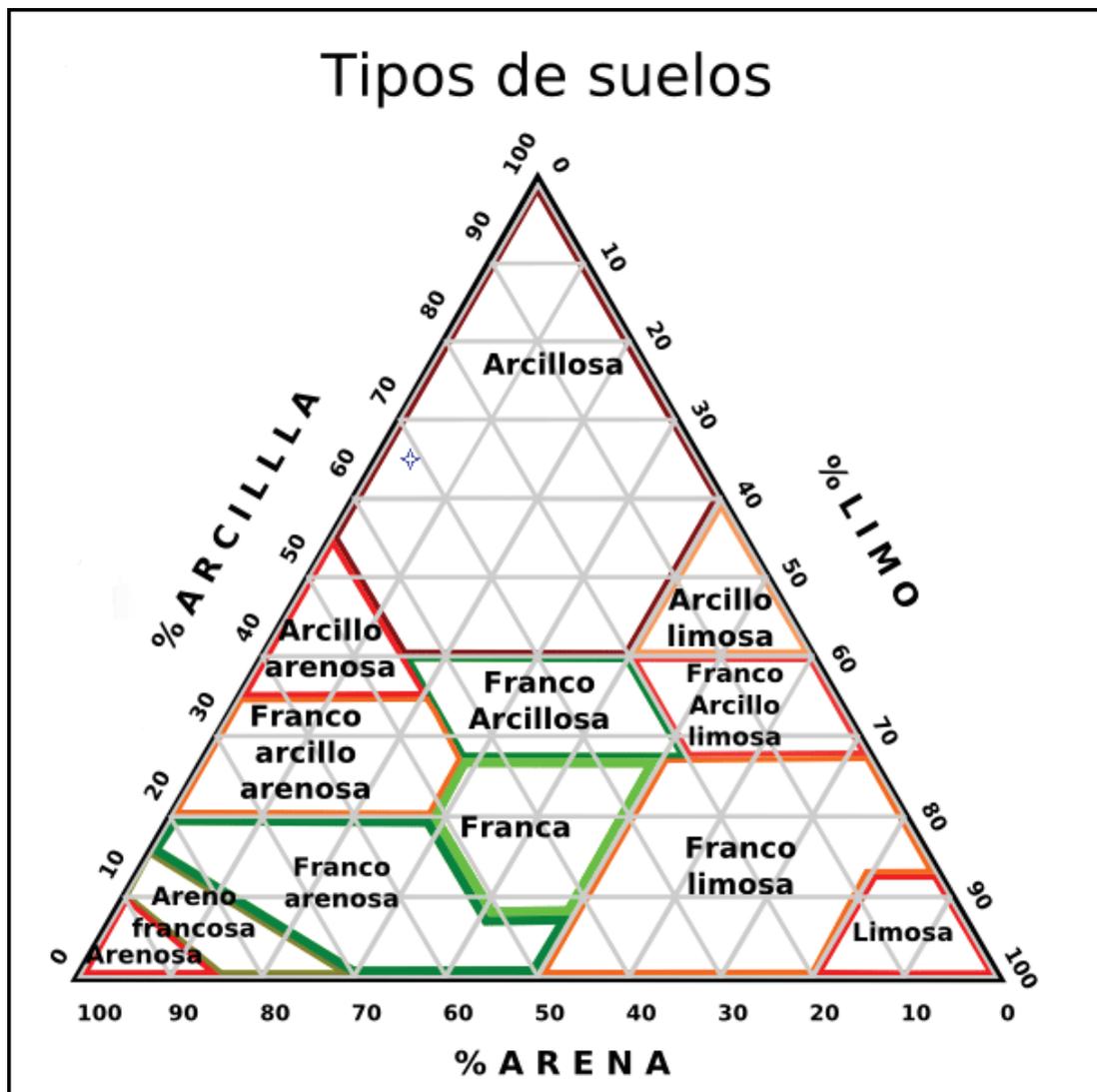
La obtención de dichas necesidades requiere el previo conocimiento de las condiciones climatológicas del lugar seleccionado para la plantación de los cultivos elegidos a lo largo de sus ciclos de cultivo, así como, de las características del suelo en dicho lugar y del marco de plantación elegido (este último con el fin de obtener las necesidades hídricas por extensión de área en lugar de por planta).

Con el fin de calcular las necesidades hídricas se ha combinado el uso de la base de datos climatológicos CLIMWAT 2.0 [9] y del software para cálculo de necesidades hídricas CROPWAT 8.0 [10]. Sin embargo, ya que el software CROPWAT 8.0 [10] requiere de los datos sobre el tipo de suelo y estos solo pueden ser conseguidos mediante un análisis de una muestra del mismo en un laboratorio, un profesional del sector de la ingeniería agroalimentaria tomó una muestra del suelo en cuestión y la analizó en un laboratorio de la “Bahir Dar University” (Etiopía).

A continuación, se presentan los resultados de dicho análisis:

% Arena	% Limo	% Arcilla
30,94	3,44	65,62

Con los resultados obtenidos, se ha usado el diagrama de tipos de suelos para caracterizar el suelo del lugar:



Y como se puede observar en el diagrama de tipos de suelos, el suelo del lugar seleccionado para el cultivo es un suelo de tipo ARCILLOSO (señalado con una estrella de color azul).

Conociendo el tipo de suelo, se ha procedido a seleccionar la estación meteorológica de Bahir Dar en la base de datos CLIMWAT 2.0 [9], por ser esta la más cercana a la ubicación de las tierras a cultivar. Los datos recopilados por dicha estación meteorológica se muestran en la siguiente tabla:

Month	Precipitation (mm)	Effective Precipitation (mm)	Medium of maximum T <sub>z</sub> (°C)	Medium of minimum T <sub>z</sub> (°C)	ET <sub>o</sub> (mm/day)
January	3	3	26.5	8.1	4.01
February	2	2	27.5	9.8	4.52
March	8	7.9	29.4	13.2	5.28
April	22	21.2	29.5	14	5.58
May	83	72	28.6	15.1	4.80
June	181	128.6	26.6	14.8	4.06
July	444	169.4	24.2	14.3	2.99
August	395	164.5	24	13.9	3.01
September	196	134.5	25.1	13.4	3.79
October	92	78.5	26.1	12.8	4.18
November	23	22.2	26.5	10.7	4.07
December	4	4	26.2	8.9	3.72

A continuación, se han introducido en el software CROPWAT 8.0 [10] los datos obtenidos sobre el tipo de suelo, sobre la climatología del lugar, sobre las fechas elegidas para el inicio de los ciclos de cultivo de cada cultivo (fechas de inicio de los ciclos de cultivo y tipos de cultivo han sido seleccionados en el apartado 1.6 Selección del emplazamiento y características de cultivo del documento Memoria de este TFG) y sobre los marcos de plantación (los cuales vienen definidos por defecto en el software como los marcos de plantación standard, motivo por el cual han sido estos mismos marcos standard los seleccionados para la plantación de los cultivos y el posterior diseño del sistema de riego, como se ha expuesto en el apartado 1.6 Selección del emplazamiento y características de cultivo del documento Memoria de este TFG).

Con todos los datos introducidos en el software CROPWAT 8.0 [10], se han obtenido las necesidades hídricas. Se muestran los resultados para el cultivo del tomate en la siguiente tabla:

Month	Decade	Stage	Kc coeff	ETc mm/day	ETc mm/dec	Eff rain mm/dec	Irr. Req. mm/dec
Oct	1	Init	0.60	2.43	24.3	32.4	0.0
Oct	2	Init	0.60	2.51	25.1	26.2	0.0
Oct	3	Deve	0.60	2.49	27.4	19.9	7.5
Nov	1	Deve	0.69	2.84	28.4	12.4	16.0
Nov	2	Deve	0.83	3.39	33.9	5.6	28.3
Nov	3	Deve	0.97	3.85	38.5	4.2	34.3
Dec	1	Mid	1.11	4.27	42.7	2.8	39.9
Dec	2	Mid	1.16	4.33	43.3	0.5	42.8
Dec	3	Mid	1.16	4.45	48.9	0.7	48.2
Jan	1	Mid	1.16	4.56	45.6	1.1	44.5
Jan	2	Mid	1.16	4.67	46.7	1.0	45.7
Jan	3	Late	1.13	4.71	51.8	0.9	50.9
Feb	1	Late	1.01	4.38	43.8	0.6	43.3
Feb	2	Late	0.89	4.03	40.3	0.4	39.9
Feb	3	Late	0.82	3.92	7.8	0.3	7.8
					<b>548.6</b>	<b>108.8</b>	<b>449.2</b>

Dado que los resultados de las necesidades hídricas están expresados en milímetros para un periodo de tiempo de 10 días o década (última columna a la derecha en la tabla anterior), es necesario realizar la conversión pertinente para obtener las necesidades diarias del área total de cultivo (una hectárea, como se ha expuesto en el apartado 1.6 Selección del emplazamiento y características de cultivo del documento Memoria de este TFG).

Teniendo en cuenta este hecho, se obtienen los siguientes resultados:

Mes	Década	mm/dec = (l/m <sup>2</sup> )/dec	(l/m <sup>2</sup> )/día	(l/ha)/día	(m <sup>3</sup> /ha)/día
Octubre	1	0	0	0	0
Octubre	2	0	0	0	0
Octubre	3	7,5	0,75	7500	7,5
Noviembre	1	16	1,6	16000	16
Noviembre	2	28,3	2,83	28300	28,3
Noviembre	3	34,3	3,43	34300	34,3
Diciembre	1	39,9	3,99	39900	39,9
Diciembre	2	42,8	4,28	42800	42,8
Diciembre	3	48,2	4,82	48200	48,2
Enero	1	44,5	4,45	44500	44,5
Enero	2	45,7	4,57	45700	45,7
Enero	3	50,9	5,09	50900	50,9
Febrero	1	43,3	4,33	43300	43,3
Febrero	2	39,9	3,99	39900	39,9
Febrero	3	7,8	0,78	7800	7,8

Y los resultados para el cultivo del ajo son los siguientes:

Requerimiento de Agua del Cultivo							
Estación ETo BAHAR-DAR			Cultivo Small Vegetables				
Est. de lluvia BAHAR-DAR			Fecha de siembra 10/03				
Mes	Decada	Etapa	Kc	ETc	ETc	Prec. efec	Req.Riego
			coef	mm/día	mm/dec	mm/dec	mm/dec
Mar	1	Inic	0.70	3.52	3.5	0.2	3.5
Mar	2	Inic	0.70	3.69	36.9	2.3	34.6
Mar	3	Des	0.70	3.78	41.6	3.9	37.7
Abr	1	Des	0.79	4.36	43.6	4.4	39.2
Abr	2	Des	0.90	5.12	51.2	5.3	45.9
Abr	3	Med	1.01	5.46	54.6	11.5	43.0
May	1	Med	1.05	5.29	52.9	18.2	34.7
May	2	Med	1.05	5.02	50.2	23.7	26.4
May	3	Fin	1.04	4.74	52.1	30.1	22.0
Jun	1	Fin	0.98	4.23	42.3	37.0	5.3
Jun	2	Fin	0.94	3.81	7.6	8.7	7.6
					<b>436.6</b>	<b>145.5</b>	<b>300.0</b>

Con la conversión pertinente se obtienen los siguientes resultados:

Mes	Década	mm/dec = (l/m <sup>2</sup> )/dec	(l/m <sup>2</sup> )/día	(l/ha)/día	(m <sup>3</sup> /ha)/día
Marzo	1	3,5	0,35	3500	3,5
Marzo	2	34,6	3,46	34600	34,6
Marzo	3	37,7	3,77	37700	37,7
Abril	1	39,2	3,92	39200	39,2
Abril	2	45,9	4,59	45900	45,9
Abril	3	43	4,3	43000	43
Mayo	1	34,7	3,47	34700	34,7
Mayo	2	26,4	2,64	26400	26,4
Mayo	3	22	2,2	22000	22
Junio	1	5,3	0,53	5300	5,3
Junio	2	7,6	0,76	7600	7,6

Expuestos los resultados obtenidos, se puede afirmar que la mayor necesidad de agua tendrá lugar en los días de la tercera década de Enero, que será para el cultivo del tomate y que tendrá un valor cuantitativo de 50,9 m<sup>3</sup>/día para el área total de cultivo de una hectárea. Por tanto, este será el punto crítico de necesidades hídricas a tener en cuenta en el dimensionado de la instalación de bombeo solar ya que habrá que garantizar que dicha demanda de agua sea cubierta. Sin embargo, también deberán considerarse otras demandas elevadas dado que el recurso solar no será el mismo para cada uno de los periodos del año en los cuales tengan lugar estas demandas.

## 2.1.2. Selección y justificación del volumen de almacenamiento

Como se ha expuesto en el apartado anterior, la demanda diaria máxima de agua será de 50,9 m<sup>3</sup>. Por lo tanto, con el fin de garantizar una autonomía total de riego de dos días (por sí se diera el caso de que un día no se bombease nada o muy poca agua) para el periodo de necesidad hídrica máxima, se ha decidido que el volumen máximo de almacenamiento de agua sea de 102 m<sup>3</sup>.

Teniendo en cuenta las propuestas de diseño formuladas en el apartado 1.5.2 Propuestas de diseño del documento Memoria de este TFG, se ha llevado a cabo la búsqueda de proveedores de depósitos de fibra de vidrio que presten su servicio en Etiopía. Se han encontrado varios, y tras un análisis de sus productos y de las características de los propios proveedores, se ha decidido contar con el proveedor y fabricante de depósitos de fibra de vidrio “Super Double T General Trading PLC” [17], que tiene su sede principal en Addis Abeba (capital de Etiopía).

Dado que el volumen máximo de los depósitos que fabrican en esta compañía es de 30 m<sup>3</sup> y que con estos, o bien no se alcanzaría la autonomía de dos días si se instalasen tres (90 m<sup>3</sup>) o bien se excedería dicha autonomía y el coste del almacenamiento si se instalasen cuatro (120 m<sup>3</sup>), se ha optado por elegir el siguiente menor tamaño, que es de 25 m<sup>3</sup> por depósito. Con la instalación de cuatro depósitos de este volumen, se alcanzará un volumen total de almacenamiento de 100 m<sup>3</sup> de agua, con el cual se garantizará casi por completo la autonomía máxima establecida.

A continuación se muestra una fotografía real del modelo de depósito seleccionado:



Sus dimensiones son: 2,5 m de diámetro y 5,15 m de largo.

### 2.1.3. Diseño y dimensionado del sistema de riego

Una vez seleccionado el modelo de depósito y la cantidad del mismo a instalar en el sistema de bombeo fotovoltaico para riego, es el momento de decidir cuál será la ubicación exacta de los cuatro depósitos. Para ello, deberá tenerse en cuenta que el sistema de riego consistirá en una red de riego por goteo, tal y como se ha expuesto en el apartado 1.5.2 Propuestas de diseño del documento Memoria de este TFG.

Por esta razón, se ha partido de la base de que los cuatro depósitos se ubicarán en la parte más elevada de la parcela de cultivo de una hectárea de extensión con el propósito de tomar provecho del efecto de la gravedad en el sistema de riego por goteo, ya que, como se ha presentado en el apartado 1.6 Selección del emplazamiento y características de cultivo del documento Memoria, ha sido seleccionada una parcela de tierra que se encuentra ubicada en un terreno inclinado.

A continuación, se muestra la ubicación exacta de dicha parcela de una hectárea de extensión junto al perfil de elevación del terreno desde el lugar en el cual se ha decidido ubicar el pozo y el generador fotovoltaico, como más adelante se verá y justificará, hasta el punto medio (50 m de distancia a cada lateral de la parcela) localizado en la zona más elevada de la parcela.



Como se puede apreciar en la captura de Google Earth [11] de la parcela escogida, el punto más elevado de la parcela de cultivo se encuentra a 1826 m de altitud y el menos elevado de la parcela de cultivo se encuentra a 1820 m, como señala el círculo de color azul en el perfil de elevación del terreno para el punto de intersección entre la recta de ascensión y el lado derecho del cuadrado que forma la parcela de cultivo, en la captura de Google Earth.

Ahora bien, es necesario indicar que ambos valores de altitud no solo se corresponden a los puntos mencionados, si no que se corresponden a todos los puntos que conforman ambos lados (izquierdo y derecho) del cuadrado que forma la parcela de cultivo.

Además, todos los puntos de cada recta imaginaria paralela a los lados derecho e izquierdo, que unirían el lado superior al inferior de la parcela en la imagen, poseen el mismo valor de altitud. Es decir, el perfil de elevación expuesto en la captura de Google Earth [11], es el mismo desde el lado inferior al superior de la imagen de la parcela de cultivo.

Por ello, se puede afirmar que la parcela tiene una inclinación uniforme del 6%, ya que se descienden 6 metros cada 100 metros de longitud (valor de cada lado de la parcela).

Así pues, se ubicaran los cuatro depósitos en el lado con elevación de 1826 m y las tuberías de riego partirán desde esta posición hacia el lado con elevación de 1820 m, aprovechando al máximo el desnivel y, por tanto la fuerza de la gravedad, para el riego.

No obstante, es imperativo realizar un análisis técnico-económico para conocer cuál será la mejor distribución para los depósitos y la red de riego teniendo en cuenta que es necesario garantizar que el agua llegue a todos los puntos del sistema con suficiente presión para poder ser liberada por los emisores o goteros que se vayan a instalar.

Para empezar, se han seleccionado los emisores que se van a instalar, que como se ha mencionado en el apartado 1.5.2 Propuestas de diseño del documento Memoria de este TFG, pertenecen a una clase de emisores conocidos como “microtubos”.

Se les ha dado este nombre porque son pequeños trozos de las tuberías de polietileno de menor diámetro. Se suelen conectar a los laterales de riego y pueden cortarse en diferentes longitudes. Como se ve en la siguiente foto, se "pinchan" en el lateral de riego:



Se ha optado por seleccionar este tipo de emisores para riego por goteo porque son emisores que no requieren de una gran presión para liberar el agua que circula por la red de riego. Trabajan con presiones del rango 0,5-3,5 m.c.a, mientras que las otras clases de emisores para riego por goteo requieren presiones del rango 4-10 m.c.a.

Este hecho es importante para la instalación objeto de este proyecto debido a que si se trabaja con emisores de la clase “microtubos”, no será necesario un gran incremento de la altura de ubicación de los depósitos teniendo en cuenta el desnivel existente entre ambos extremos de la parcela seleccionada para el cultivo.

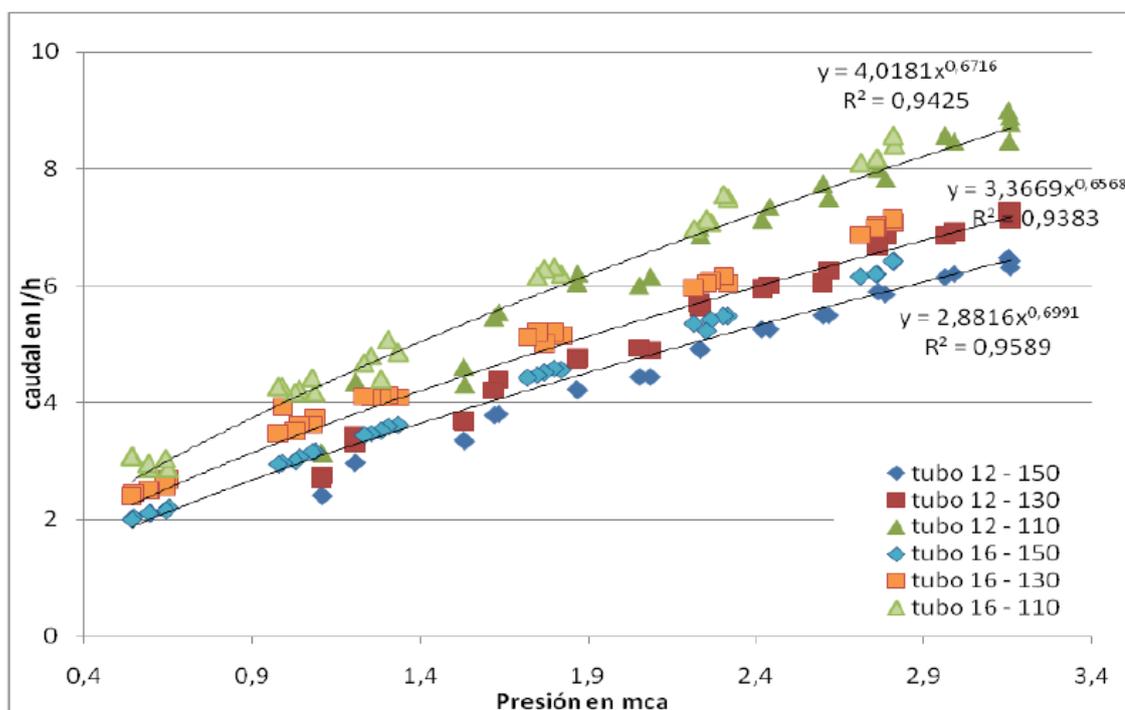
Si por el contrario se utilizasen emisores de otra clase, sería necesario un gran incremento de dicha altura de ubicación para los depósitos. Y este hecho tendría consecuencias negativas como un mayor coste monetario de la instalación, una dificultad extra para el acceso a los depósitos, una mayor altura hidráulica total de bombeo o una mayor complejidad técnica para la construcción de la instalación.

Además, una mayor altura hidráulica total de bombeo se traduce en un mayor requerimiento de energía hidráulica que el sistema de bombeo solar deberá cubrir. Y consecuentemente, se necesitará una mayor generación de energía fotovoltaica, es decir, mayor cantidad de paneles solares. También podría darse el caso de que con un incremento de la altura hidráulica total de bombeo, se pasase de necesitar una bomba de x potencia a una bomba de mayor potencia, que tendría un mayor coste económico.

Por todas estas razones, teniendo en cuenta el contexto de Etiopía y los requisitos de diseño identificados en el apartado 1.5.1 Requisitos de diseño del documento Memoria de este TFG, se ha considerado a esta clase de emisores como la mejor opción para la red de riego de este proyecto.

Dentro de esta clase de emisores para riego por goteo, existen diferentes diámetros, asociados a los tamaños comerciales más comunes (DN12 y DN16) siendo DN el diámetro nominal (o externo) de las tuberías de polietileno gastadas normalmente en los laterales de riego, y longitudes. En función de estos parámetros, los microtubos tienen diferentes curvas de funcionamiento.

Así pues, se presentan dichas curvas de funcionamiento para diferentes diámetros y longitudes de microtubo.



Este gráfico de curvas de funcionamiento, ha sido obtenida del proyecto final de carrera llamado “Diseño de la infraestructura de zonas cultivables mediante riego localizado alimentado por un sistema de bombeo fotovoltaico”, realizado por la alumna de la “Universitat Jaume I” Cécile Vabre, que fue titulada en la Licenciatura en Ingeniería Industrial de dicha universidad.

Como se puede observar en el gráfico de curvas de funcionamiento para diferentes tamaños de microtubo, cada curva presenta una relación distinta entre presión y caudal de trabajo.

Para el caso de este proyecto, se ha optado por instalar los microtubos de las siguientes dimensiones:

- Diámetro nominal = 12 mm
- Longitud = 150 mm

Que presentan una curva de funcionamiento según la ecuación:

$$y = 2,8816 \times x^{0,6991}$$

Siendo:

$$y = Q = \text{caudal de trabajo (l/h)}$$

$$x = h = \text{presión de trabajo (m.c.a)}$$

Sustituyendo, se obtiene

$$Q_{\text{microtubo}} = 2,8816 \times h^{0,6991}$$

Continuando, se ha optado por elegir una presión de trabajo intermedia pero más bien baja para evitar que se requiera una gran altura para la ubicación de los depósitos y, consecuentemente, una mayor altura hidráulica total de bombeo para el sistema de bombeo fotovoltaico. El valor elegido es el de 1,5 m.c.a, y con esta presión de trabajo, para los microtubos seleccionados, se obtendrá un caudal de:

$$Q_{\text{microtubo}} = 2,8816 \times 1,5^{0,6991} = 3,8259 \text{ l/h}$$

Tras seleccionar los emisores que se instalarán y el punto de trabajo de los mismos, se procede a diseñar una distribución para los cuatro depósitos a instalar desde el punto de vista de una buena viabilidad técnico-económica.

En principio, existen infinitas distribuciones posibles. Pero partiendo de la base de que los cuatro depósitos se ubicarán en el lado elevado de la parcela de cultivo (1826m de altura), las posibilidades se reducen. Además, se sabe que las mejores distribuciones, con las mínimas pérdidas de carga en la instalación hidráulica, para una red de riego son simétricas cuando se trata de una parcela con forma regular, como la seleccionada que tiene una forma cuadrada.

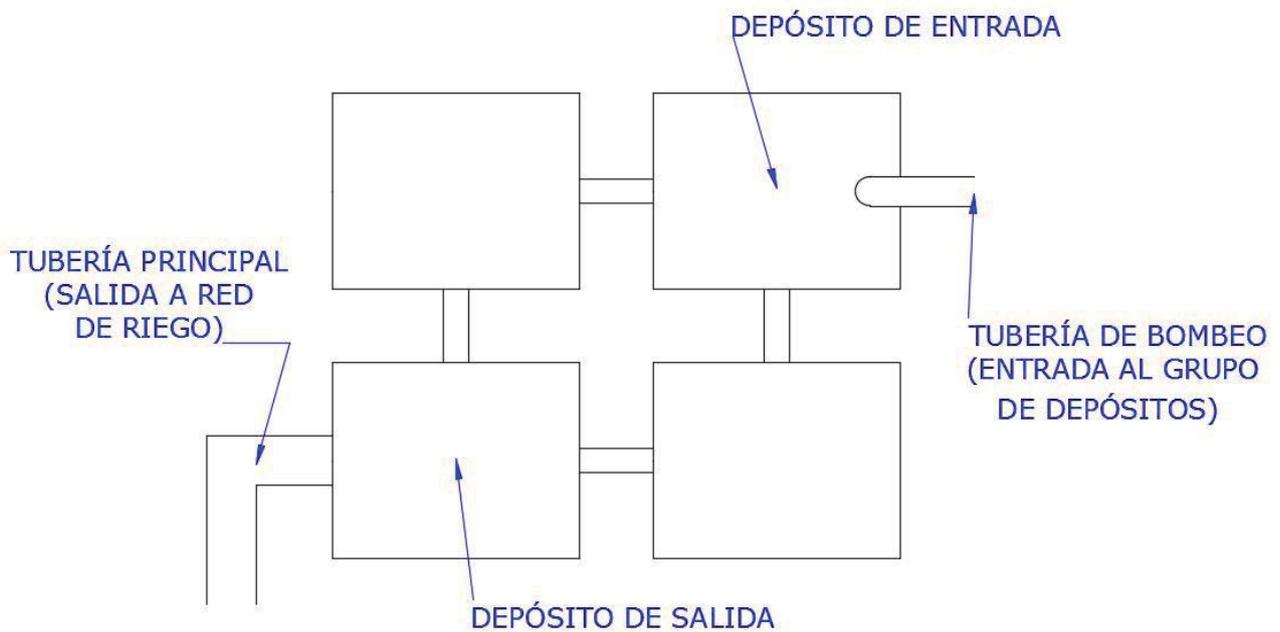
Así pues, la mejor distribución para los depósitos será una que atienda las necesidades de presión para una red de riego simétrica respecto al punto medio del lado elevado de la parcela de cultivo.

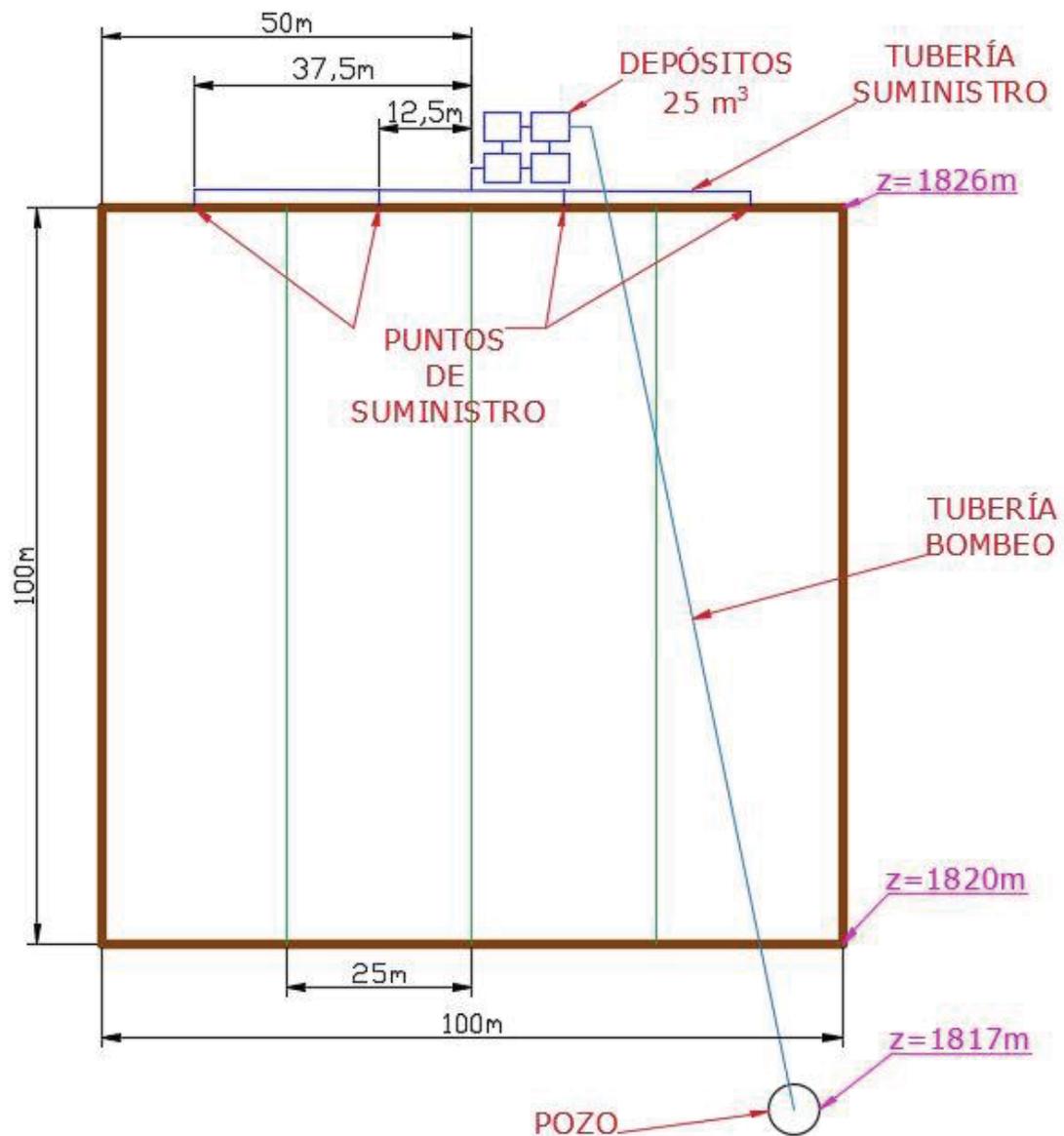
Siendo así, o bien se opta por ubicar los cuatro depósitos juntos en un mismo punto, o bien se distribuyen dos a dos para cada parte simétrica de la red de riego.

Se ha descartado la segunda opción por no ser viable técnico-económicamente hablando, ya que habría que diseñar una red de distribución desde la llegada de la tubería de bombeo hasta los cuatro depósitos, ya fuera una red aérea de tuberías sujetas mediante algún tipo de estructura de soporte que llegasen a cada uno de los cuatro depósitos o fuese una red de tuberías que conectase los cuatro depósitos a través de su base.

Por tanto, se ha optado por instalar los cuatro depósitos juntos en un mismo punto e interconectándose entre ellos a través de su base mediante tuberías de poca longitud con el fin de que el agua llegue a un depósito, se distribuya a los otros tres, y la salida a la red de riego se ubique en uno de estos tres. Y siendo que se va a diseñar una red de riego simétrica respecto al punto medio de la parcela, se ha optado por ubicar la salida desde los depósitos a la red de riego en este mismo punto.

Tras esta explicación, se muestran mediante esquemas la distribución y la ubicación, en la parcela seleccionada para el cultivo, del grupo de depósitos y de los primeros tramos de la red de riego (tubería principal y tubería de suministro):

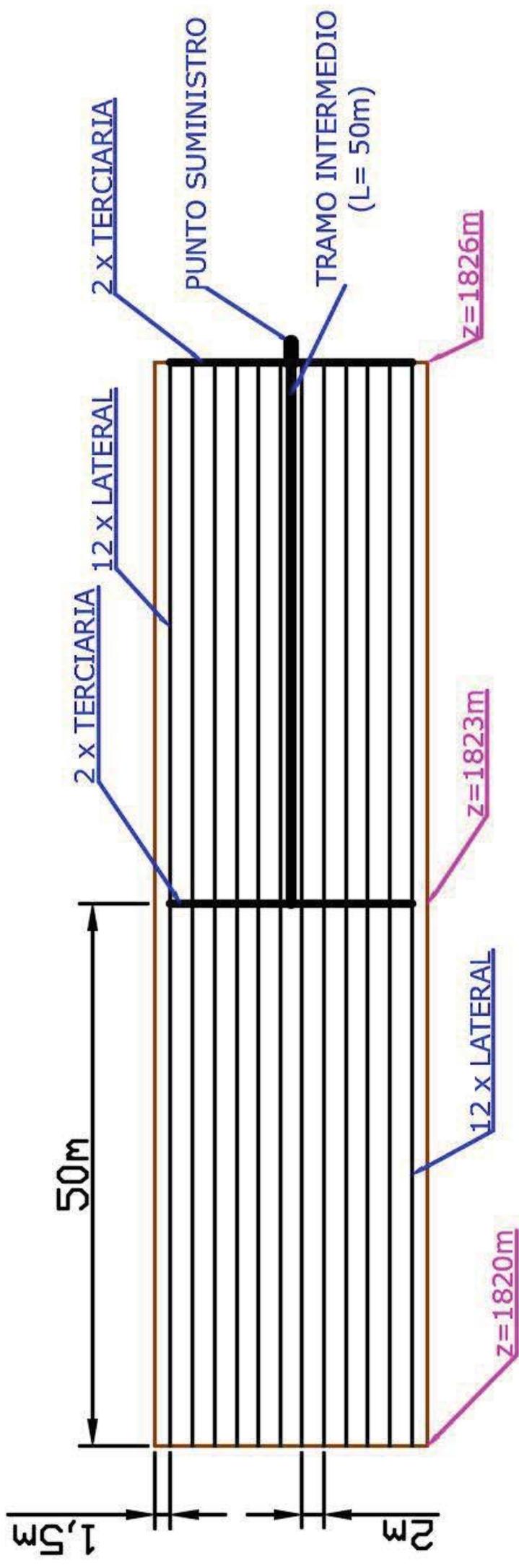




Como se puede apreciar en el esquema anterior, la parcela de cultivo ha sido dividida en cuatro zonas de dimensiones iguales (100 m de largo X 25 m de ancho).

El punto medio de cada una de estas cuatro zonas (12,5m de distancia respecto al punto medio del lado elevado de la parcela para las dos zonas centrales y 37,5m de distancia respecto al punto medio del lado elevado de la parcela para las dos zonas laterales), en el lado elevado de la parcela (1826m), será alcanzado por la tubería de suministro, la cual tendrá un punto de suministro (una salida o derivación) en cada uno de estos cuatro puntos intermedios pertenecientes a las cuatro zonas.

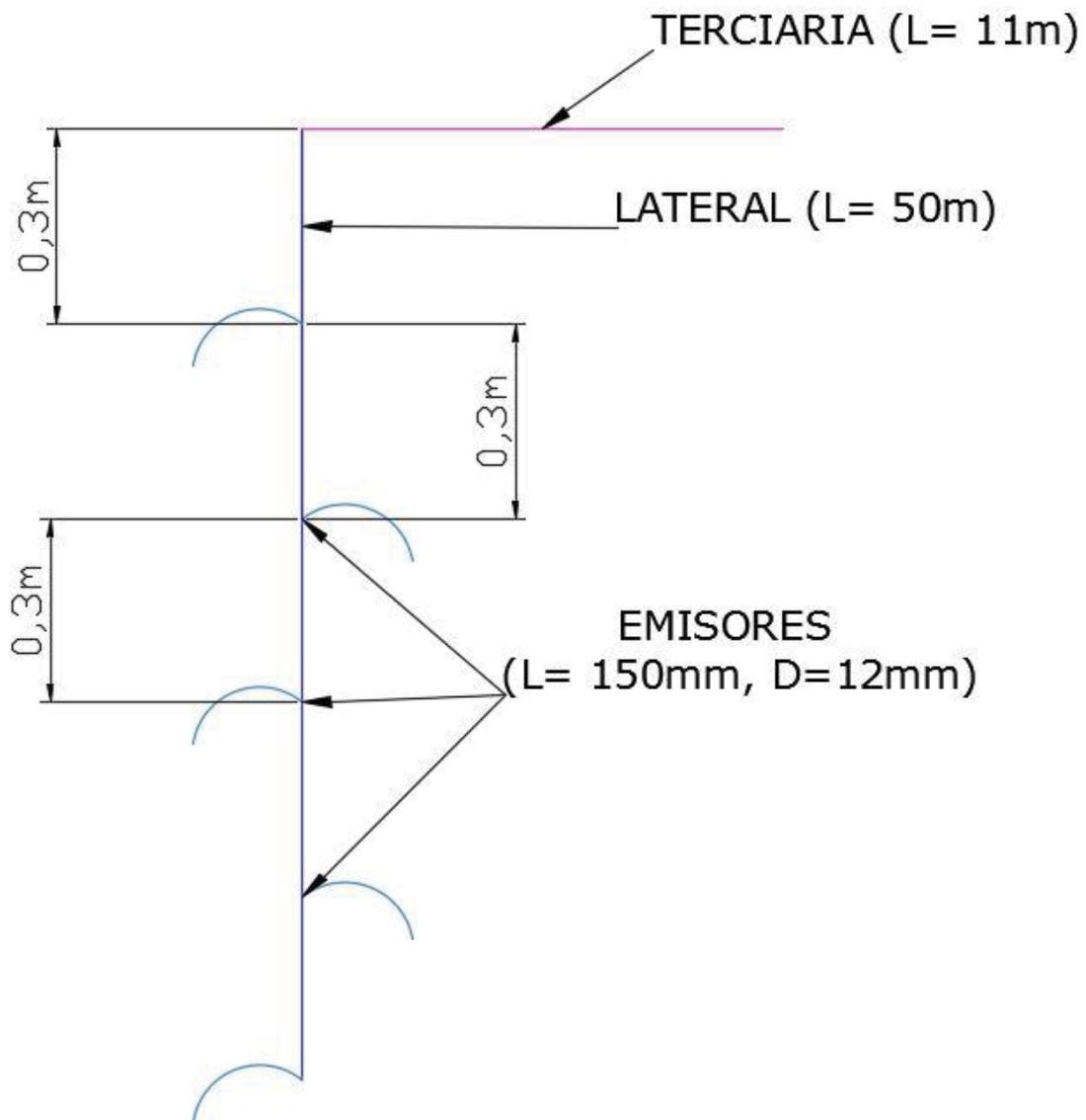
Para una mejor interpretación, se presenta un esquema de cómo será cada una de estas cuatro zonas, que serán iguales como ya se ha mencionado. Además, en este esquema se muestra como estará distribuida la red de riego a partir de cada punto de suministro, es decir, el diseño de la misma:



Como se puede ver en este esquema, a partir del punto de suministro (ubicado en el punto medio de cada zona, en el lado más elevado) se crea una trifurcación. Dicha trifurcación consiste en dos tuberías llamadas terciarias (de 11 metros de longitud cada una), que distribuyen el agua a cada uno de los seis laterales (de 50 metros de longitud cada uno) que tienen conectados cada una, y en una tubería llamada tramo intermedio (de 50 metros de longitud), la cual transporta agua hasta un segundo nivel en el que se repite la distribución de dos terciarias y seis laterales por terciaria.

La distancia entre laterales será de dos metros, ya que se conectarán microtubos hacia ambos lados de cada lateral. Existirá una distancia de 1,5 metros entre zonas, es decir, que entre el último lateral de una zona y el primero de la siguiente zona existirá una distancia de 3 metros, que ha sido posibilitada para que los agricultores tengan una especie de pasillos entre zonas y así poder realizar con mayor facilidad algunas de sus tareas.

Respecto a los microtubos, se muestra un esquema sobre como estarán distribuidos a lo largo de cada lateral:



Como se puede observar, y como ya se había dicho, los emisores de microtubo partirán hacia ambos lados de cada lateral. Pero su distribución será de 0,3 m de distancia entre cada uno, siendo de 0,6 m entre los que parten hacia el mismo lado del lateral. Es decir, cada 0,3m de lateral saldrá un microtubo hacia el lado contrario del que habrá salido el anterior.

La distancia de 0,6 metros se corresponde al marco de plantación para el tomate, como se ha visto en el apartado 1.6 Selección del emplazamiento y características de cultivo del documento Memoria de este TFG.

Ahora, teniendo la información necesaria sobre los emisores, sobre el diseño de toda la red de riego, y sobre la ubicación exacta de los cuatro depósitos, se procede al dimensionado de los diámetros de cada tramo de la red de riego.

En función de los diámetros que se escojan y del caudal que se estime para cada tramo, se calcularán las pérdidas de carga que se producirán en cada tramo de la red de riego, y con estas pérdidas se obtendrán las presiones requeridas en los distintos puntos de inicio de cada tramo o nivel de la red.

Y conociendo el valor de estas presiones, se llegará a obtener el valor de la presión requerida en la base del depósito de salida a la red de riego. A partir de dicha presión, se estimará cual deberá ser el valor de la altura de la estructura sobre la cual se apoyaran los cuatro depósitos, respecto a los 1826m de altura del lado más elevado de la parcela de cultivo.

Así pues, se procede al cálculo de las pérdidas de carga que se producirán en cada tramo de la red de riego, de las presiones requeridas en los distintos puntos de inicio de cada tramo o nivel de la red, y al mismo tiempo, se irán seleccionando los diámetros más adecuados para cada tramo de la red.

Dado que se ha decidido utilizar tuberías de polietileno (PE), por ser un material flexible y que no es fotosensible, se presenta a continuación una tabla con los diámetros nominales (DN) y los diámetros interiores correspondientes para tuberías de polietileno (PE) con presión nominal de 6 bar, la mínima del mercado en Etiopía y que a su vez supone los costes más reducidos por tener menos espesor de tubería, que serán con los que se va a dimensionar la red de riego y realizar el cálculo de las pérdidas de carga de cada tramo.

<b>Diámetro nominal (mm)</b>	<b>Diámetro interior (mm)</b>
DN16	14
DN20	17,8
DN25	22,4
DN32	29
DN40	36
DN50	46
DN63	58,2
DN75	69,2
DN90	83
DN110	101,6

### 2.1.3.1. Pérdidas de carga en laterales y presión requerida en los puntos de inicio de los mismos

Para el cálculo de las pérdidas de carga continuas en tuberías se va a utilizar la fórmula de Blasius:

$$h_{CONTINUAS}(m. c. a) = C \times L \times \frac{Q^{1,75}}{D^{4,75}}$$

Donde:

- C = 0,45 para agua a 25°C.
- Q (l/h) = caudal que circulará por la tubería.
- D (mm) = diámetro interior de la tubería.
- L (m) = longitud de la tubería.

T (°C)	C	T (°C)	C
5	0.516	35	0.426
10	0.496	40	0.416
15	0.479	45	0.406
20	0.464	50	0.397
25	0.450	55	0.389
30	0.437	60	0.381

No obstante, en el caso de tuberías con derivaciones intermedias, como en este caso lo son los emisores, se añade a la fórmula de Blasius un factor, el factor de Christiansen (Fa), que depende del número de derivaciones intermedias que hay en la tubería.

Esto se hace para tener en cuenta la variación de caudal, y por tanto de pérdidas de carga, que se produce a lo largo de la tubería por el hecho de haber derivaciones intermedias en ésta.

Dicho factor de Christiansen (Fa) se calcula con la siguiente expresión:

$$F_a = \frac{1}{m + 1} + \frac{1}{2 \times n} + \frac{\sqrt{m - 1}}{6 \times n^2} =$$

Donde:

- n = número de derivaciones que presenta la tubería.
- m = 1,75 (valor definido para la fórmula de Blasius).

Además de incluir este factor de Christiansen (Fa), deben ser consideradas las pérdidas de carga singulares que se producirán en elementos como té, codos, o las salidas a derivaciones de la tubería.

Para considerar estas pérdidas de carga, se va a asumir que tienen un valor del 15% de las pérdidas de carga continuas, se ha optado por añadir a la fórmula de Blasius un factor multiplicativo K = 1,15 con el fin de calcular directamente las pérdidas de carga totales en cada tubería.

Teniendo en cuenta ambos factores, la fórmula de Blasius quedará de este modo:

$$h_{TOTALES}(m. c. a) = K \times F_a \times C \times L \times \frac{Q^{1,75}}{D^{4,75}}$$

Siendo para un lateral:

- L = 50 m
- Distancia entre microtubos = 0,3 m

$$N^{\circ}_{microtubos} = \frac{50}{0,3} = 166,67 \text{ microtubos}$$

A pesar de que 166,67 no es número entero, se ha procedido al cálculo de las pérdidas de carga con este valor para sobredimensionar un poco las pérdidas y garantizar que, con la altura que se escoja para la ubicación de los depósitos, el agua llegará con suficiente presión al punto más alejado.

Por tanto, el caudal de un lateral será:

$$Q_{lateral}(l/h) = Q_{microtubo} \times N^{\circ}_{microtubos} = 3,8259 \times 166,67 = 637,65 \text{ l/h}$$

Y el factor de Christiansen (Fa) tendrá un valor de:

$$F_a = \frac{1}{1,75 + 1} + \frac{1}{2 \times 166,67} + \frac{\sqrt{1,75 - 1}}{6 \times 166,67^2} = 0,36664$$

Sustituyendo, se obtiene:

$$h_{lateral}(m. c. a) = 1,15 \times 0,36664 \times 0,45 \times 50 \times \frac{637,65^{1,75}}{D^{4,75}} =$$

<b>Diámetro nominal (mm)</b>	<b>Diámetro interior (mm)</b>	<b>h<sub>lateral</sub> (m.c.a)</b>
DN16	14	2,760848708
DN20	17,8	0,882380226
DN25	22,4	0,296123375

Se ha optado por seleccionar el diámetro nominal DN 20 para los laterales, ya que las pérdidas de carga con el diámetro DN 16 son muy elevadas y con el diámetro DN 25 se estaría aumentando muy rápido en el proceso de dimensionado de la red de riego considerando que hay muchos tramos distintos y que cada tramo debe ir incrementando su diámetro a medida que se asciende desde el punto final hasta el punto inicial en la red de riego, como ya se ha mencionado anteriormente. Además, a mayor diámetro, más material y, por lo tanto, mayor coste de la tubería.

Una vez obtenida la pérdida de carga que se producirá en los laterales de la red de riego, se procede al cálculo de la presión requerida en los puntos de inicio de los mismos.

Dicho cálculo se realizara a partir de la expresión:

$$\frac{P_0}{\gamma} = \frac{\bar{P}}{\gamma} + (\beta \times h) + (\alpha \times Z)$$

Donde:

- $P_0$  = presión requerida en el punto inicial de la tubería (m.c.a).
- $\bar{P}$  = presión media en la tubería, la presión requerida en los puntos de inicio de las derivaciones de dicha tubería (m.c.a).
- $h$  = pérdidas en la tubería.
- $Z$  = desnivel de la tubería (m), tiene un valor negativo si el desnivel favorece el movimiento del agua.
- $\alpha$  y  $\beta$  = coeficientes adimensionales
- $\alpha = 0,5$
- $\beta = \frac{m+1}{m+2}$

Siendo  $m = 1,75$  (si se ha utilizado la fórmula de Blasius para el cálculo de las pérdidas de carga en la tubería), queda:

$$\beta = \frac{1,75 + 1}{1,75 + 2} = 0,73334$$

Y siendo:

- $\bar{P} = 1,5$  m.c.a (presión elegida para el funcionamiento de los microtubos).
- $h_{\text{lateral}} = 0,88238$  (para DN 20).
- $Z = -3$  m (desnivel desde el punto de inicio hasta el punto final de los laterales).

Este desnivel es el mismo para ambos niveles de laterales en la red de riego, ya que los del primer nivel empiezan en la cota 1826m y terminan en la cota 1823m, y los del segundo nivel empiezan en la cota 1823m y terminan en la cota 1820m.

Sustituyendo, se obtiene una presión inicial de:

$$P_{0 \text{ lateral}} = 1,5 + (0,73334 \times 0,88238) + (0,5 \times (-3)) = 0,647 \text{ m.c.a}$$

### 2.1.3.2. Pérdidas de carga en terciarias y presión requerida en los puntos de inicio de las mismas

Este desnivel es el mismo para ambos niveles de laterales en la red de riego, ya que los del primer nivel empiezan en la cota 1826m y terminan en la cota 1823m, y los del segundo nivel empiezan en la cota 1823m y terminan en la cota 1820m.

Se ha seguido el mismo procedimiento que se ha usado en el tramo anterior. A continuación se presentan los resultados.

Siendo para una terciaria:

- $L = 11$  m
- Distancia entre laterales = 2 m

$$N^{\circ}_{\text{laterales}} (\text{que alimenta una terciaria}) = 6$$

Por tanto, el caudal de una terciaria será:

$$Q_{terciaria}(l/h) = Q_{lateral} \times N^o_{laterales} = 637,65 \times 6 = 3825,9 \text{ l/h}$$

Y el factor de Christiansen (Fa) tendrá un valor de:

$$F_a = \frac{1}{1,75 + 1} + \frac{1}{2 \times 6} + \frac{\sqrt{1,75 - 1}}{6 \times 6^2} = 0,45097$$

Sustituyendo, se obtiene

$$h_{terciaria}(m. c. a) = 1,15 \times 0,45097 \times 0,45 \times 11 \times \frac{3825,9^{1,75}}{D^{4,75}} =$$

Diámetro nominal (mm)	Diámetro interior (mm)	$h_{terciaria}$ (m.c.a)
DN25	22,4	1,843209747
DN32	29	0,540582964
DN40	36	0,193560157

Se ha optado por seleccionar el diámetro nominal DN 32 para las terciarias, ya que las pérdidas de carga con el diámetro DN 25 son muy elevadas y con el diámetro DN 40 se estaría aumentando muy rápido en el proceso de dimensionado de la red de riego considerando que hay muchos tramos distintos y que cada tramo debe ir incrementando su diámetro a medida que se asciende desde el punto final hasta el punto inicial en la red de riego, como ya se ha mencionado anteriormente. Además, a mayor diámetro, más material y, por lo tanto, mayor coste de la tubería.

Una vez obtenida la pérdida de carga que se producirá en las terciarias de la red de riego, se procede al cálculo de la presión requerida en el punto de inicio de las mismas, que coinciden con los puntos de suministro de la tubería de suministro para el primer nivel de terciarias y con los puntos finales de los tramos intermedios para el segundo nivel de terciarias.

Siendo:

- $\alpha = 0,5$
- $\beta = 0,73334$
- $\bar{P} = P_{0 \text{ lateral}} = 0,647$  m.c.a (presión requerida en los puntos de inicio de los laterales).
- $h_{terciaria} = 0,54058$  (para DN 32).
- $Z = 0$  m (desnivel desde el punto de inicio hasta el punto final de las terciarias)

Sustituyendo, se obtiene una presión inicial de:

$$P_{0 \text{ terciaria}} = 0,647 + (0,73334 \times 0,54058) = 1,0435 \text{ m. c. a}$$

### 2.1.3.3. Pérdidas de carga en tramos intermedios y presión requerida en los puntos finales de los mismos

Se ha seguido el mismo procedimiento que se ha usado en los tramos anteriores, pero con una pequeña variación, ya que este tramo no contiene derivaciones intermedias. A continuación se presentan los resultados.

Siendo para un tramo intermedio:

- L = 50 m

$$N^{\circ}_{\text{terciarias}} \text{ (que alimenta un tramo intermedio)} = 2$$

Por tanto, el caudal de un tramo intermedio será:

$$Q_{\text{tramo intermedio}} \text{ (l/h)} = Q_{\text{terciaria}} \times N^{\circ}_{\text{terciarias}} = 3825,9 \times 2 = 7651,8 \text{ l/h}$$

Ya que este tramo no contiene derivaciones intermedias, no se considerará el factor de Christiansen (Fa).

Sustituyendo, se obtiene

$$h_{\text{tramo intermedio}} \text{ (m. c. a)} = 1,15 \times 0,45 \times 50 \times \frac{7651,8^{1,75}}{D^{4,75}} =$$

Diámetro nominal (mm)	Diámetro interior (mm)	$h_{\text{tramo intermedio}}$ (m.c.a)
DN40	36	5,706002493
DN50	46	1,78102139
DN63	58,2	0,58261902

Se ha optado por seleccionar el diámetro nominal DN 50 para los tramos intermedios, ya que las pérdidas de carga con el diámetro DN 40 son muy elevadas y con el diámetro DN 63 se estaría aumentando muy rápido en el proceso de dimensionado de la red de riego considerando que hay muchos tramos distintos y que cada tramo debe ir incrementando su diámetro a medida que se asciende desde el punto final hasta el punto inicial en la red de riego, como ya se ha mencionado anteriormente. Además, a mayor diámetro, más material y, por lo tanto, mayor coste de la tubería.

Una vez obtenida la pérdida de carga que se producirá en los tramos intermedios de la red de riego, se procede al cálculo de la presión que se requerirá en los puntos finales de los mismos.

Dichos puntos finales de los tramos intermedios coinciden con los puntos de inicio de las terciarias del segundo nivel, que requerirán una presión inicial de igual valor al calculado para las terciarias del primer nivel, ya que la distribución de tuberías y la diferencia de cotas es la misma para ambos niveles.

Por lo tanto, la presión que se requerirá en los puntos finales de los tramos intermedios será igual al sumatorio de la presión inicial de las terciarias y las pérdidas de carga que se generarán a lo largo de los tramos intermedios.

Así pues, se obtiene dicha presión:

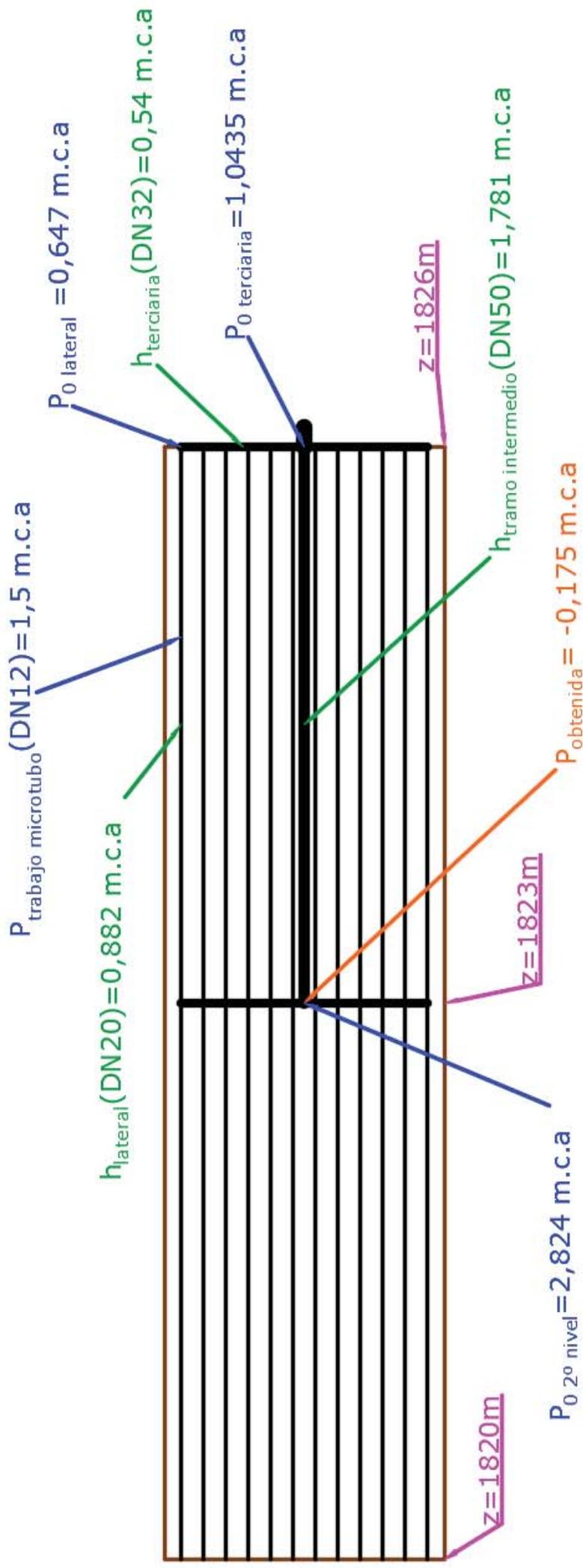
$$P_{final\ tramo\ intermedio} = P_{0\ terciaria} + h_{tramo\ intermedio} = 1,0435 + 1,781 = 2,8245\ m. c. a$$

Teniendo en cuenta el desnivel existente (3m) entre ambos extremos de los tramos intermedios, la presión requerida en los puntos finales de los tramos intermedios quedará cubierta, y se muestra con el siguiente cálculo:

$$\begin{aligned} P_{final\ tramo\ intermedio\ (obtenida)} &= P_{0\ terciaria} + h_{tramo\ intermedio} - z \\ &= 1,0435 + 1,781 - 3 = -0,1755\ m. c. a \end{aligned}$$

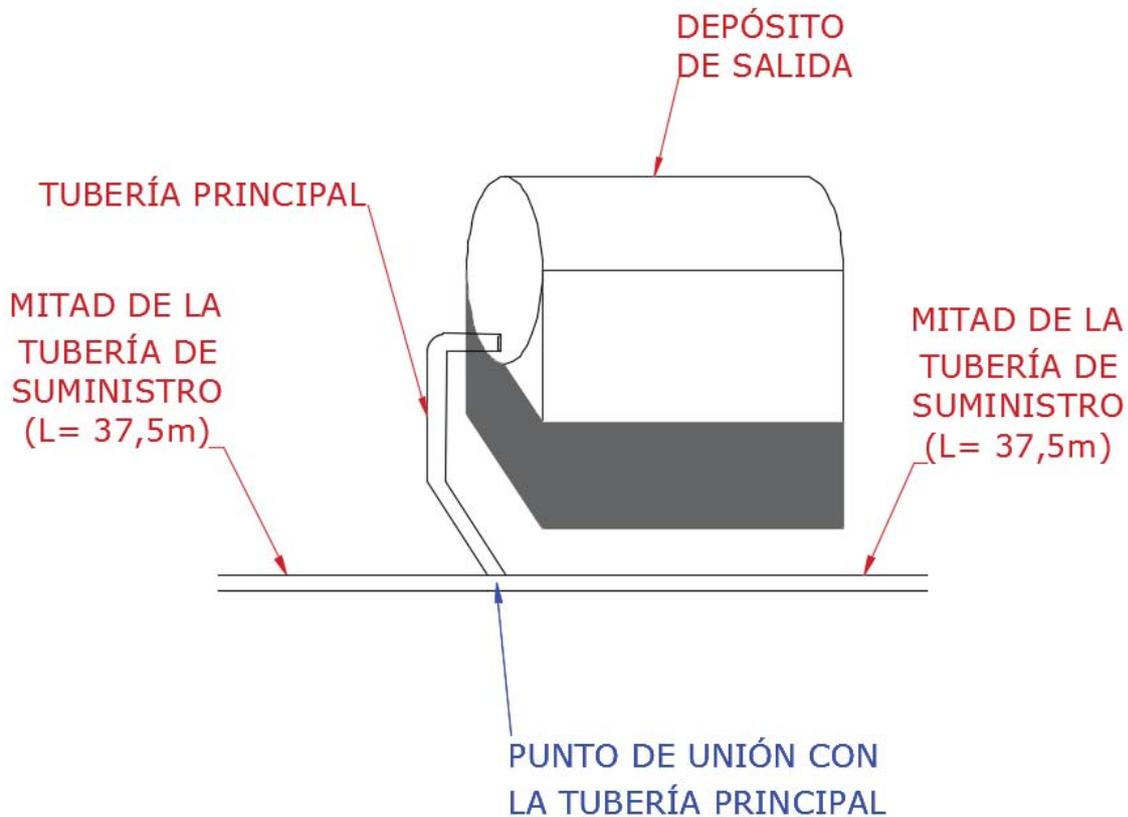
Como se puede ver, el resultado de la presión que se obtendrá en los puntos finales de los tramos intermedios tiene un valor negativo. Y se debe a que la presión requerida en dichos puntos es menor a la presión ejercida por el desnivel existente entre el punto de inicio y el punto final de los tramos intermedios (3 m), como ya se ha mencionado.

Se muestra un esquema ilustrativo de una de las cuatro zonas iguales de la parcela con las presiones y pérdidas de carga que se han calculado hasta el momento:



#### 2.1.3.4. Pérdidas de carga en cada mitad de la tubería de suministro y presión requerida en el punto de inicio de ambas mitades

Se muestra a continuación un esquema ilustrativo de esta parte del sistema:



Como se puede observar en el esquema mostrado, el punto de inicio para ambas mitades de la tubería de suministro es el mismo. Este es el punto de unión con la tubería principal, que se ubica en el punto medio del lado elevado de la parcela de cultivo.

Se ha seguido el mismo procedimiento que se ha usado en los dos primeros tramos, ya que cada mitad de la tubería de suministro contiene dos derivaciones, que son los puntos de suministro a cada zona, trifurcaciones a dos terciarias y un tramo intermedio. A continuación se presentan los resultados.

Siendo para cada mitad de la tubería de suministro:

- $L = 37,5$  m
- Distancia entre puntos de suministro = 25 m

$$N^{\circ}_{\text{puntos de suministro}}(\text{que alimenta cada mitad}) = 2$$

Por tanto, el caudal de cada mitad de la tubería de suministro será:

$$Q_{\text{mitad tubería suministro}} (l/h) = Q_{\text{punto de suministro}} \times N^{\circ}_{\text{puntos de suministro}} = (Q_{\text{terciaria}} \times 4) \times N^{\circ}_{\text{puntos de suministro}} = (3825,9 \times 4) \times 2 = 30607,2 \text{ l/h}$$

Y el factor de Christiansen ( $F_a$ ) tendrá un valor de:

$$F_a = \frac{1}{1,75 + 1} + \frac{1}{2 \times 2} + \frac{\sqrt{1,75 - 1}}{6 \times 2^2} = 0,64972$$

Sustituyendo, se obtiene

$$h_{\text{mitad tubería suministro}} (m. c. a) = 1,15 \times 0,64972 \times 0,45 \times 37,5 \times \frac{30607,2^{1,75}}{D^{4,75}} =$$

Diámetro nominal (mm)	Diámetro interior (mm)	$h_{\text{mitad tubería suministro}} (m. c. a)$
DN63	58,2	3,693817954
DN75	69,2	1,623139013
DN90	83	0,684287688

Se ha optado por seleccionar el diámetro nominal DN 90 para cada mitad de la tubería de suministro, es decir, para toda la tubería de suministro. La razón de esta selección se debe a que las pérdidas de carga con los diámetros DN 63 y DN 75 son muy elevadas.

Una vez obtenida la pérdida de carga que se producirá en cada mitad de la tubería de suministro, se procede al cálculo de la presión requerida en el punto de inicio de las mismas, que es el mismo para ambas mitades y coincide con el punto de unión con la tubería principal, la cual sale directamente del depósito de salida.

Siendo:

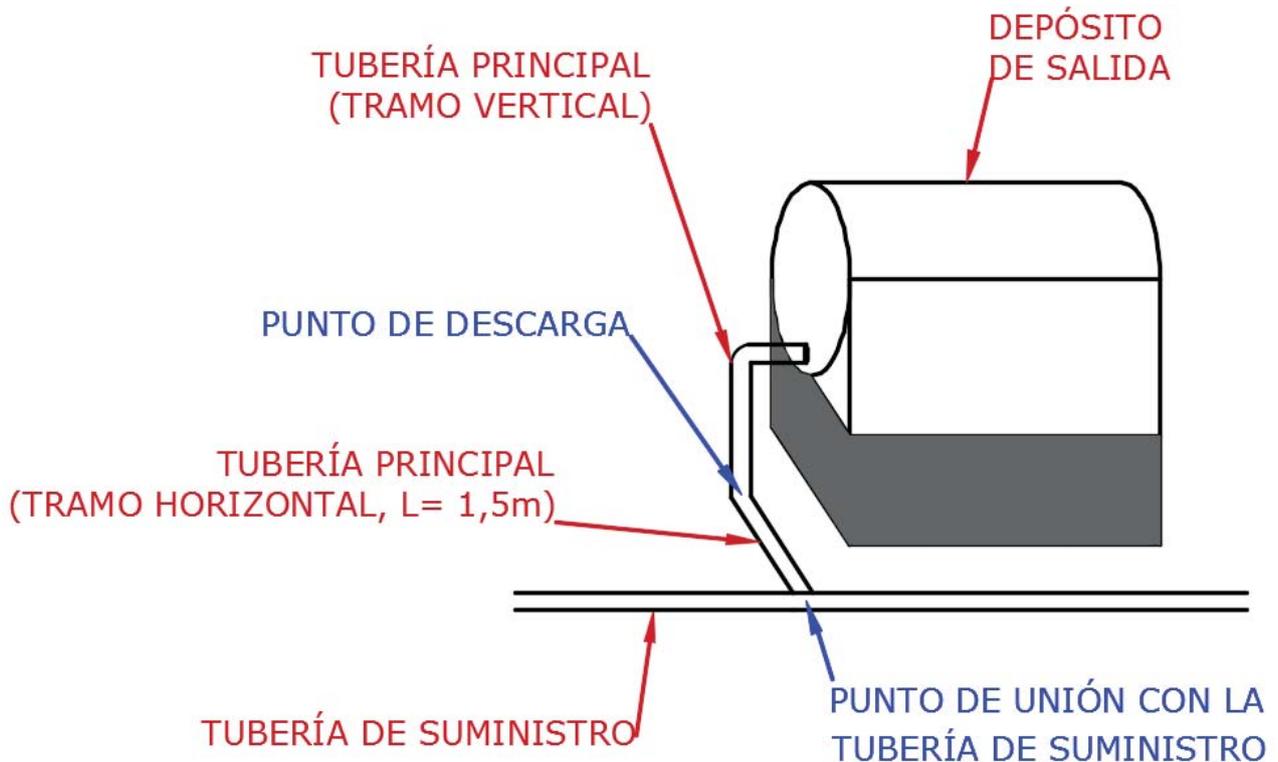
- $\alpha = 0,5$
- $\beta = 0,73334$
- $\bar{P} = P_{0 \text{ punto de suministro}} = P_{0 \text{ terciaria}} = 1,0435 \text{ m.c.a}$  (presión requerida en los puntos de suministro).
- $h_{\text{mitad tubería suministro}} = 0,68428$  (para DN 90).
- $Z = 0 \text{ m}$  (desnivel desde el punto de inicio hasta el punto final de cada mitad de la tubería de suministro)

Sustituyendo, se obtiene una presión inicial de:

$$P_{0 \text{ mitad tubería suministro}} = 1,0435 + (0,73334 \times 0,68428) = 1,5453 \text{ m. c. a}$$

### 2.1.3.5. Pérdidas de carga en la tubería principal y presión requerida en el punto de descarga

Se muestra a continuación un esquema ilustrativo de esta parte:



Como se puede observar en el esquema anterior, la tubería principal está dividida en dos tramos:

- Tramo horizontal: instalado a ras del suelo desde el punto de descarga, que es el punto medio de la anchura del depósito de salida, hasta el punto de unión con la tubería de suministro (punto medio de la tubería de suministro y del lado elevado de la parcela de cultivo).
- Tramo vertical: instalado sujeto a la estructura de bloques de cemento que se construirá para el incremento de altura de los depósitos, es decir, que los depósitos se ubicarán encima de unas estructuras hechas a partir de bloques de cemento, que tendrán las mismas dimensiones de longitud y anchura que los depósitos. Con lo cual, la longitud de este tramo de la tubería principal dependerá de la altura a incrementar, para la ubicación de los depósitos, que se considerará necesaria en función de la presión requerida en el punto de descarga.

Se ha seguido el mismo procedimiento que se ha usado para el cálculo de las pérdidas de carga en los tramos intermedios, ya que la tubería principal no contiene derivaciones intermedias. Primero se va a calcular la pérdida de carga que se generará en el tramo horizontal de la tubería principal, a continuación se presentan los resultados.

Siendo para el tramo horizontal de la tubería principal:

- $L = 1,5$  m (Distancia entre el punto de descarga y el punto de unión con la tubería de suministro).

$$N^{\circ}_{\text{puntos de suministro (que alimenta la tubería principal)}} = 4$$

- Por tanto, el caudal de la tubería principal (caudal total de la red de riego) será:

$$\begin{aligned} Q_{\text{tubería principal}}(l/h) &= Q_{\text{punto de suministro}} \times N^{\circ}_{\text{puntos de suministro}} \\ &= (Q_{\text{terciaria}} \times 4) \times 4 = (3825,9 \times 4) \times 4 = 61214,4 \text{ l/h} \end{aligned}$$

Ya que la tubería principal no contiene derivaciones intermedias, no se considerará el factor de Christiansen (Fa).

Sustituyendo, se obtiene

$$h_{\text{tramo horizontal tubería principal}}(m. c. a) = 1,15 \times 0,45 \times 1,5 \times \frac{61214,4^{1,75}}{D^{4,75}} =$$

Diámetro nominal (mm)	Diámetro interior (mm)	$h_{\text{tramo horizontal tubería principal}}(m. c. a)$
DN90	83	0,123218702
DN110	101,6	0,047157683

Se ha optado por el DN 110 para el tramo horizontal de la tubería principal porque es el siguiente tamaño al diámetro seleccionado para la tubería de suministro, y el diámetro de la tubería principal debe ser mayor al de la tubería de suministro porque la principal transportará el doble de caudal.

Una vez obtenida la pérdida de carga que se producirá en el tramo horizontal de la tubería principal, se procede al cálculo de la presión requerida en el punto de descarga, que es el punto de inicio del tramo horizontal.

Así pues, se obtiene dicha presión:

$$\begin{aligned} P_{\text{punto de descarga}} &= P_0 \text{ mitad tubería suministro} + h_{\text{tramo horizontal tubería principal}} = \\ &1,5453 + 0,047157 = 1,5925 \text{ m. c. a} \end{aligned}$$

Obtenida esta presión, que será la requerida en el punto de inicio del tramo horizontal para que el agua llegue hasta el microtubo más alejado con suficiente presión para que dicho emisor trabaje con el caudal calculado según su curva de funcionamiento, se ha tomado la decisión de incrementar 2 metros la altura de ubicación de los depósitos con el fin de garantizar la presión calculada incluso cuando el depósito este prácticamente vacío.

Sin embargo, es necesario comprobar que estos 2 metros de altura será suficiente para garantizar la presión calculada teniendo en cuenta la pérdida de carga que se generará en el tramo vertical de la tubería principal.

Dicho tramo tendrá una longitud del mismo valor que el incremento de altura elegido, es decir, una longitud de 2 metros.

Por tanto, para el tramo vertical de la tubería principal:

- $L = 2 \text{ m}$
- $Q \text{ (l/h)} = Q_{\text{tubería principal}} = 61214,4 \text{ l/h}$

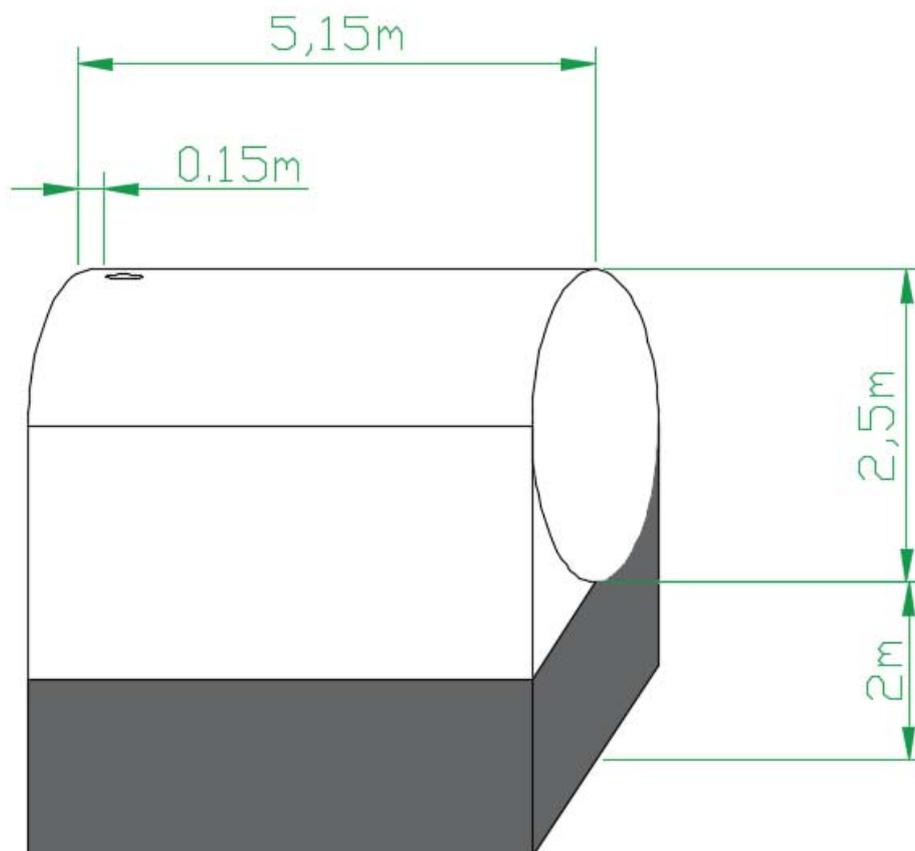
Y en cuanto al diámetro, será el mismo que el del tramo horizontal, ya que es la misma tubería y ambos tramos transportaran el mismo caudal.

Sustituyendo, se obtiene:

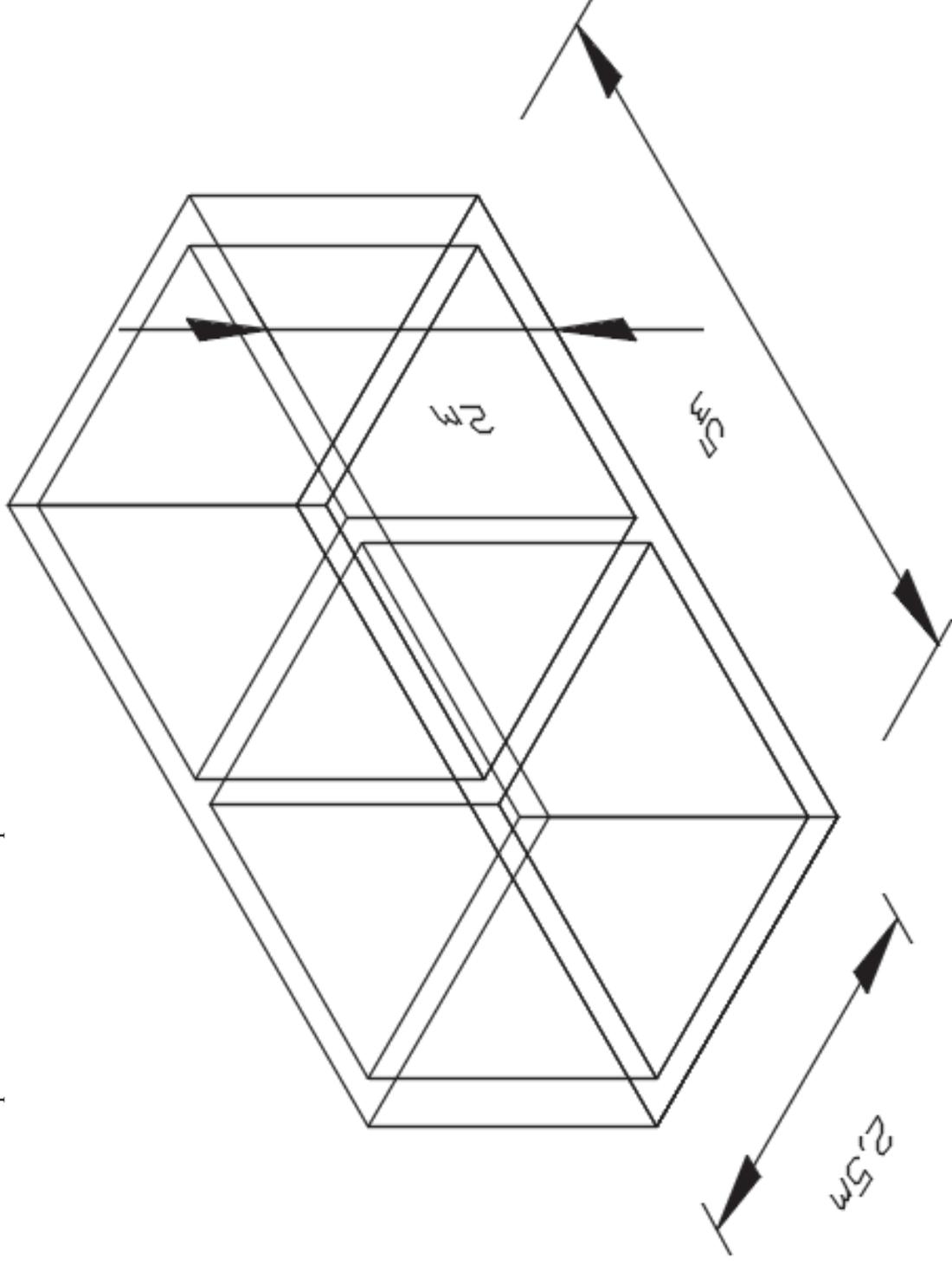
$$h_{\text{tramo vertical tubería principal}} \text{ (m. c. a)} = 1,15 \times 0,45 \times 2 \times \frac{61214,4^{1,75}}{101,6^{4,75}} \\ = 0,06287 \text{ m. c. a}$$

Vista la pequeña magnitud de la pérdida de carga que se generará en este tramo de la tubería principal, queda garantizado el cumplimiento de todas las presiones requeridas en todos los puntos de la red de riego con un incremento de 2 metros para la altura de ubicación de los depósitos.

Se muestra un esquema de las dimensiones de un depósito y de la estructura de bloques de cemento que lo sostendrá:



Vista 3D de la estructura de soporte de cada uno d los depositos:



Esta estructura estará conformada por 580 bloques de hormigón prefabricado de 20x20x40, con el fin de conformar una estructura más sólida y robusta será macizada con piedras y tierra por un valor de 15.72m<sup>3</sup>, de esta forma será perfectamente capaz de soportar el peso del depósito a su nivel máximo.

Se ha optado por esta opción a pesar del gran esfuerzo que requiere el relleno, debido a que los costes materiales son inferiores a otras estructuras posibles, bien sean metálicas o de hormigón armado.

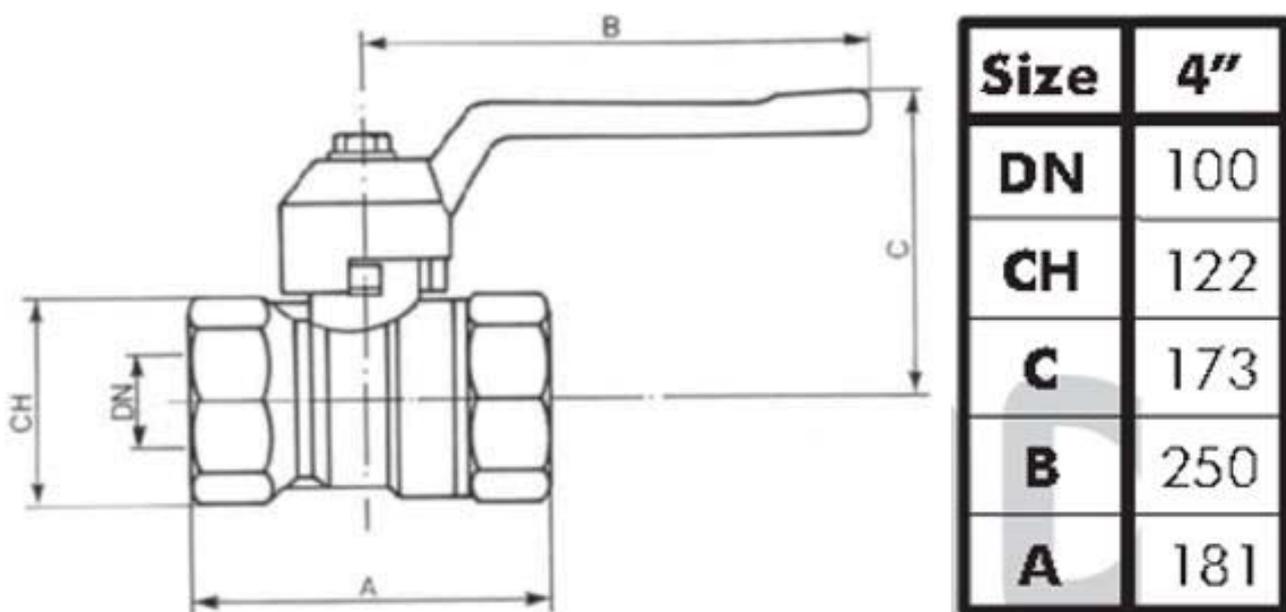
#### 2.1.3.6. Accesorios a instalar en la salida del depósito de salida a la red de riego

Se ha decidido instalar dos accesorios en la salida del depósito de salida a la red de riego.

El primero es una válvula de bola que según su posición (abierta/cerrada) permitirá o no el paso del agua desde el grupo de depósitos a la red de riego, es decir, que los agricultores la abrirán cuando deseen regar y la cerrarán cuando se haya alcanzado el volumen de agua diario requerido por los cultivos según las necesidades hídricas diarias que se han estimado para cada cultivo a lo largo de sus ciclos de cultivo.

Esta válvula de bola deberá tener un diámetro nominal igual o próximo al diámetro interior de la tubería principal, y su abrazadera deberá tener un diámetro mayor al diámetro nominal de la tubería principal. Esto será necesario para que válvula y tubería principal puedan ser ensambladas y posteriormente soldadas.

Afortunadamente, la empresa “Davis & Shirliff” [16] con presencia en Addis Abeba, como más adelante se expondrá, también distribuye válvulas de diferentes tipos y tamaños. Esta es la válvula de bola, y sus dimensiones, que se ha seleccionado para la instalación objeto del proyecto:



El segundo accesorio que se ha decidido instalar consiste en un contador de agua con opción de puesta a cero, es decir, que se puede resetear cuantas veces se desee para que empiece a contar nuevamente.

Como se ha mencionado en el apartado 1.5.2 Propuestas de diseño del documento Memoria de este TFG, una de las propuestas es precisamente instalar algún tipo de contador de agua que pueda ser puesto a cero. Y el motivo de esto, como ya se ha explicado, consiste en proveer, al agricultor encargado del riego, con la información sobre el volumen de agua que habrá circulado en cada instante desde la apertura de la válvula de bola, es decir, la cantidad de agua que habrá sido liberada a la red de riego, con el fin de garantizar un riego eficiente sin malgastar agua.

Conociendo esta información junto a la información sobre las necesidades hídricas diarias, que estará presente en una chapa metálica que se fijará a una de las paredes de la estructura de bloques de cemento que soportará al depósito de salida, el agricultor sabrá en que momento deberá cerrarse la válvula de bola, es decir, cuando se habrá alcanzado el volumen de agua diario requerido por los cultivos.

La función de puesta a cero será vital para que el agricultor pueda saber cuándo se habrá regado con el volumen de agua necesario, ya que la mayoría de agricultores etíopes apenas han recibido educación escolar y, por tanto, pueden tener dificultades para sumar. Y en estas circunstancias, si el contador fuera acumulativo, probablemente, los agricultores no sabrían cuando se habría alcanzado el volumen de agua diario requerido.

Así pues, se ha realizado la búsqueda de un contador que tenga la función de puesta a cero. Este ha sido el resultado:

Combinación entre un contador con emisor de impulsos REED (reloj contador + contacto REED), el modelo WPH-N de la marca “Zenner” [19] con un diámetro interior de 100mm, y un contador digital de pulsos eléctricos (de 4 dígitos) con función de puesta a cero.

Se muestra una imagen del modelo WPH-N de la marca “Zenner” [19]:



El modelo WPH-N de la marca “Zenner” [19], con un diámetro interior de 100mm, generará una pérdida de carga de 0,3 m.c.a. Puesto que se ha optado por una altura de 2 m para la ubicación de los depósitos y que la presión requerida en el punto de descarga del depósito de salida será de 1,655 m.c.a, no supondrá ningún problema en el cumplimiento de las presiones requeridas por la red de riego el hecho de que se implemente este modelo de contador con emisor de impulsos.

El contacto REED es un emisor de impulsos pasivo realizado en forma de contacto de trabajo libre de potencial. Un imán integrado de serie en la relojería del contador lo acciona con una frecuencia proporcional al caudal. Con lo cual, el contacto REED no requiere de alimentación propia, y por esta razón es un complemento idóneo para todos los accesorios electrónicos alimentados por batería.

Los valores de impulsos típicos son 1, 10, 100, 1000 litros / impulso, en función del tamaño (diámetro) del contador.

Se muestra una imagen del contacto REED:



Según el diámetro seleccionado para la tubería principal (DN 110), el valor de impulsos que generará el contacto REED será de 100 l/impulso. Así pues, los valores de las necesidades hídricas diarias que se escribirán en la chapa metálica informativa, contemplarán la conversión de m<sup>3</sup>/día a impulsos/día.

Con esta conversión, el agricultor encargado del riego, tan solo deberá mirar el contador digital de impulsos y cerrar la válvula de bola cuando dicho marcador alcance el número escrito en la chapa metálica informativa. Una vez haya cerrado la válvula, el agricultor, deberá pulsar el botón de puesta a cero del contador digital.

Se muestra una imagen del contador digital y sus características principales:



Alimentación: 1,5 V (CC), con una pila de 1,5 V

Altura de los dígitos: 10 mm

Dimensiones: DIN 48 x 24 mm

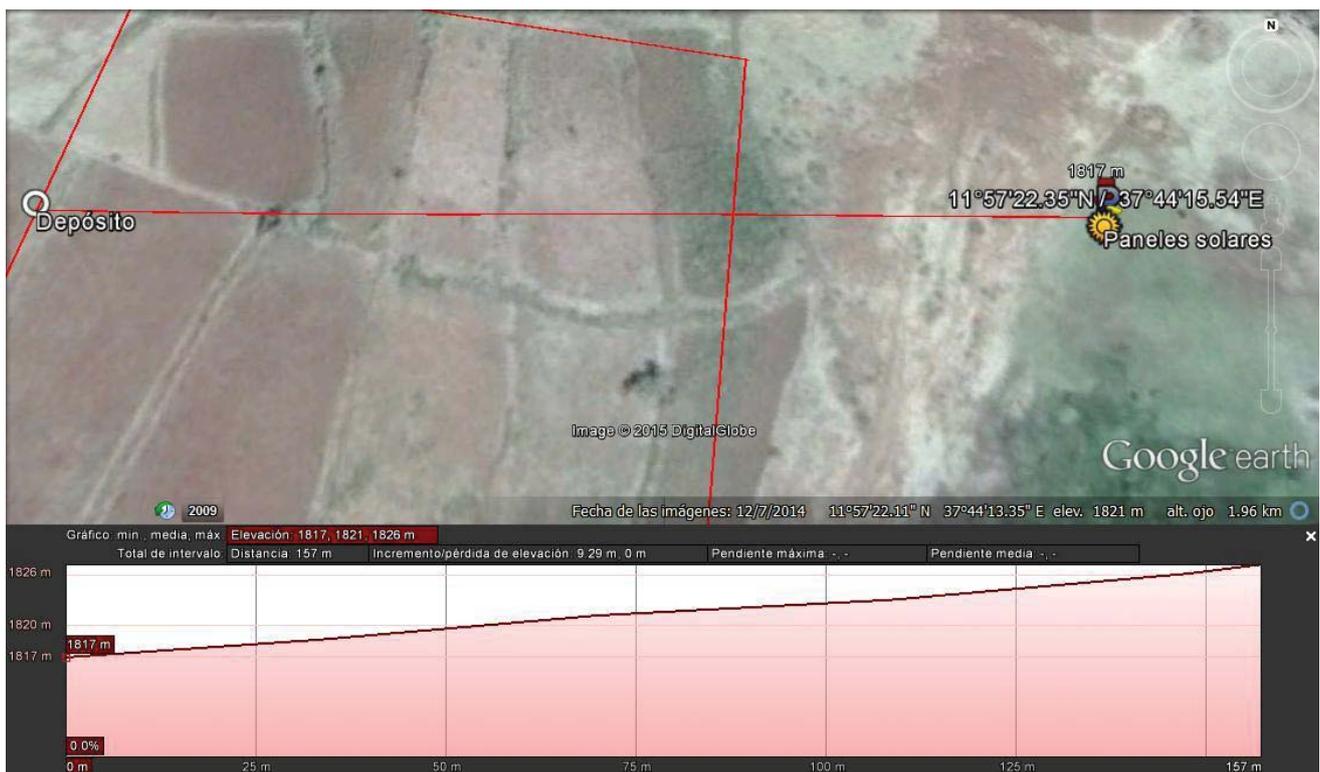
## 2.1.4. Diseño y dimensionado de la tubería de bombeo

Tras el diseño y dimensionado del sistema de riego, y conociendo la ubicación exacta de la parcela de cultivo respecto a la ubicación del pozo, se procede al diseño y dimensionado de la tubería de bombeo.

Antes de nada, es necesario aclarar que se ha nombrado como tubería de bombeo al conjunto de canalizaciones que transportaran el agua desde la salida de la bomba hasta el interior de los depósitos.

Una vez realizada esta aclaración, se presenta a continuación una captura de Google Earth [11] en la cual se pueden observar las coordenadas de la ubicación exacta del pozo y del generador solar, que se ubicará justo al lado del pozo para acortar las distancias que los cables de alimentación del generador deberán recorrer, y con ello reducir caídas de tensión y costes adicionales del cableado.

También se puede ver una recta y el perfil de elevación a lo largo de su trayectoria, que ofrece información sobre la distancia entre el pozo y el punto medio del lado con mayor elevación de la parcela de cultivo, y que se ha trazado como trayectoria a seguir por el tramo principal de la tubería de bombeo.



El pozo ha sido ubicado en este preciso lugar debido a que en él es posible encontrar agua a una profundidad de tan solo 6 metros incluso en la peor época (según los sondeos llevados a cabo por los terratenientes del lugar y personal técnico). La razón de ello es que la ubicación se encuentra a una cota de 1817m sobre el nivel del mar y prácticamente por toda la zona existen acuíferos y ríos subterráneos con niveles freáticos mínimos anuales de entre 1805 y 1815 metros sobre el nivel del mar.

Obtenida esta información, se procede al diseño y dimensionado de la tubería de bombeo:

#### 2.1.4.1. Primer tramo tubería de bombeo, tubería de elevación (bomba-salida del pozo)

Se ha decidido que el grupo motobomba se instalará a una profundidad de 7 metros en el lugar elegido para la ubicación del pozo, ya que como se ha mencionado en el apartado anterior es posible encontrar agua en esta ubicación a una profundidad de 6 metros y se ha decidido dejar un metro más hasta la ubicación de la bomba por razones de seguridad en la aspiración de la misma (evitar aspiración en seco). Por lo tanto, la tubería de elevación tendrá una longitud de 7 metros.

En cuanto al material de la tubería, se ha optado por el policloruro de vinilo (PVC), ya que es más económico que el PE y que no es necesario que este tramo sea flexible. Puesto que el PVC es fotosensible, no será un problema al encontrarse este tramo en el interior del pozo.

En lo que se refiere al diámetro de la tubería, se ha seleccionado un diámetro nominal de 110 mm (diámetro interior = 101,6 mm, para presión nominal de 10 bar siendo PVC el material) porque se conoce que las bombas más potentes de la gama de bombas de entre la cual se va a elegir la bomba para esta instalación, poseen un diámetro en la salida de igual valor a este diámetro interior.

#### 2.1.4.2. Segundo tramo tubería de bombeo, tubería de transporte (salida del pozo-base depósito de entrada)

Vista la distancia entre el pozo y el punto medio del lado más elevado de la parcela de cultivo (157 m), se ha decidido, como ya se ha mencionado anteriormente, que el principal tramo de la tubería de bombeo (llamado tubería de transporte) siga la trayectoria entre ambos puntos.

No obstante, seguirá dicha trayectoria con una pequeña desviación, ya que deberá alcanzar la base del depósito de entrada y esta no se encuentra en el punto medio del lado más elevado de la parcela de cultivo, sino unos metros a la derecha. Teniendo en cuenta la desviación, este tramo de tubería deberá tener una longitud de 160 metros para alcanzar la base del depósito de entrada.

Se ha decidido escoger el PVC como material para este tramo, ya que es más económico que el PE como ya se ha mencionado y la flexibilidad de la tubería en este tramo no es crucial.

Dado que el PVC es fotosensible, es vital su instalación bajo tierra. Por ello, se ha decidido instalar los 160 metros de longitud del tramo a una profundidad de 1,5 metros. Además de ello, dos terceras partes de la trayectoria de este tramo de tubería cruzarán a través de la parcela de cultivo. Estando enterrada a 1,5 metros, no interferirá en los cultivos ni será un obstáculo para el sistema de riego o para los propios agricultores en sus labores de campo en el terreno (labrado, siembra, cosecha...). Otro motivo más para enterrar este tramo es el de evitar que animales o personas puedan dañar la propia tubería.

En cuanto al diámetro, se ha decidido continuar con el mismo tamaño que la tubería de elevación (diámetro exterior = 110 mm, diámetro interior = 101,6 mm) con el fin de no crear un cambio de sección a lo largo de la tubería de bombeo, que provocaría pérdidas de carga innecesarias.

#### 2.1.4.3. Tercer tramo tubería de bombeo, tubería de llenado (base depósito de entrada-interior depósito de entrada)

En último lugar, se encuentra la tubería de llenado, a través de la cual fluirá el agua desde el punto enterrado en la base del depósito de entrada hasta el interior del mismo.

Se ha visto que la tubería de transporte se encontrará enterrada a una profundidad de 1,5 metros, que los depósitos se ubicaran a una altura de 2 metros y que el diámetro de los mismos es de 2,5 metros. Así pues, la longitud de la tubería de llenado será de 6 metros, y con ello, desembocará en la entrada superior del depósito de entrada.

Respecto a su diámetro nominal (DN), este será de 110 mm como en los dos tramos anteriores con el fin de no crear un cambio de sección a lo largo de la tubería de bombeo, que provocaría pérdidas de carga innecesarias.

En este tramo, puesto que estará al descubierto y expuesto a la radiación solar, se ha optado por utilizar el polietileno (PE) como material para la tubería. Además, este material es flexible, con lo cual no será necesaria la instalación de ningún codo para la desembocadura en el orificio de entrada del depósito de entrada. Sin embargo, si se fijará mediante abrazaderas a una barra de hierro anclada al suelo y que alcanzará la parte superior del depósito de entrada.

#### 2.1.4.4. Accesorios en la tubería de bombeo

Será necesaria la instalación de varios accesorios en la tubería de bombeo para garantizar la viabilidad técnica de su recorrido. Estos consistirán en dos codos de 90°, instalados en los puntos de unión (cabeza de pozo y punto de unión entre tubería de transporte y tubería de llenado) entre los tres tramos que conforman la tubería de bombeo; y otros dos codos de 90° para los cambios de dirección necesarios para el enterramiento de la tubería de transporte.

Aparte de estos accesorios, se ha decidido instalar un filtro de mallas, como se ha mencionado en el apartado 1.5.2 Propuestas de diseño del documento Memoria de este TFG, con el fin de evitar que partículas como arena lleguen hasta la red de riego pudiendo obstruir los emisores o incluso los laterales de la misma, hecho que podría suceder si no se instalase el filtro de mallas, ya que los filtros de aspiración que tienen las bombas no filtran tanto y permiten el paso de partículas pequeñas.

El filtro de mallas se ubicará justo en la salida del pozo, antes de que la tubería de transporte sea enterrada, y por tanto tendrá el mismo diámetro que la tubería de bombeo. Además, de este modo se podrá acceder a él para realizar el mantenimiento de limpieza que requiere, al menos una vez por semana para que no produzca pérdidas de carga elevadas, y que se ha explicado en el apartado 1.8. Mantenimiento de la instalación del documento Memoria de este TFG.

Se ha optado por un filtro de mallas y no de otro tipo por dos razones, porque generan menos pérdidas de carga que filtros hidrociclón o filtros de arena, y porque son más fáciles de reparar (tan solo hay que cambiar la malla metálica). También es más fácil encontrar, en Etiopía, una empresa que distribuya este tipo de filtros que de los otros tipos que se han mencionado.

El filtro elegido es de 150 micras (malla 100), se presentan sus características en las siguientes tablas:

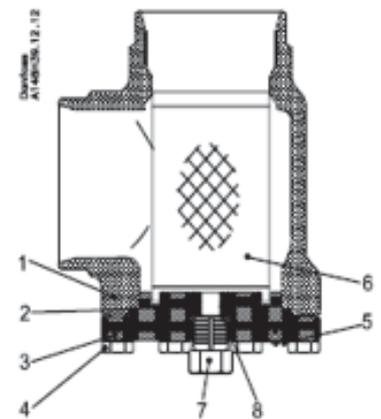
Tamaño FIA	$\mu$	malla	hilo mm	hilo in.	espacio libre %	área pantalla $\text{cm}^2$	área $\text{in}^2$
100 (4")	150	100	0.10	0.004	36	370	57.4
	250	72	0.10	0.004	51	370	57.4
	500	38	0.16	0.006	57.6	370	57.4

**FIA 80-200 (3" - 8")**

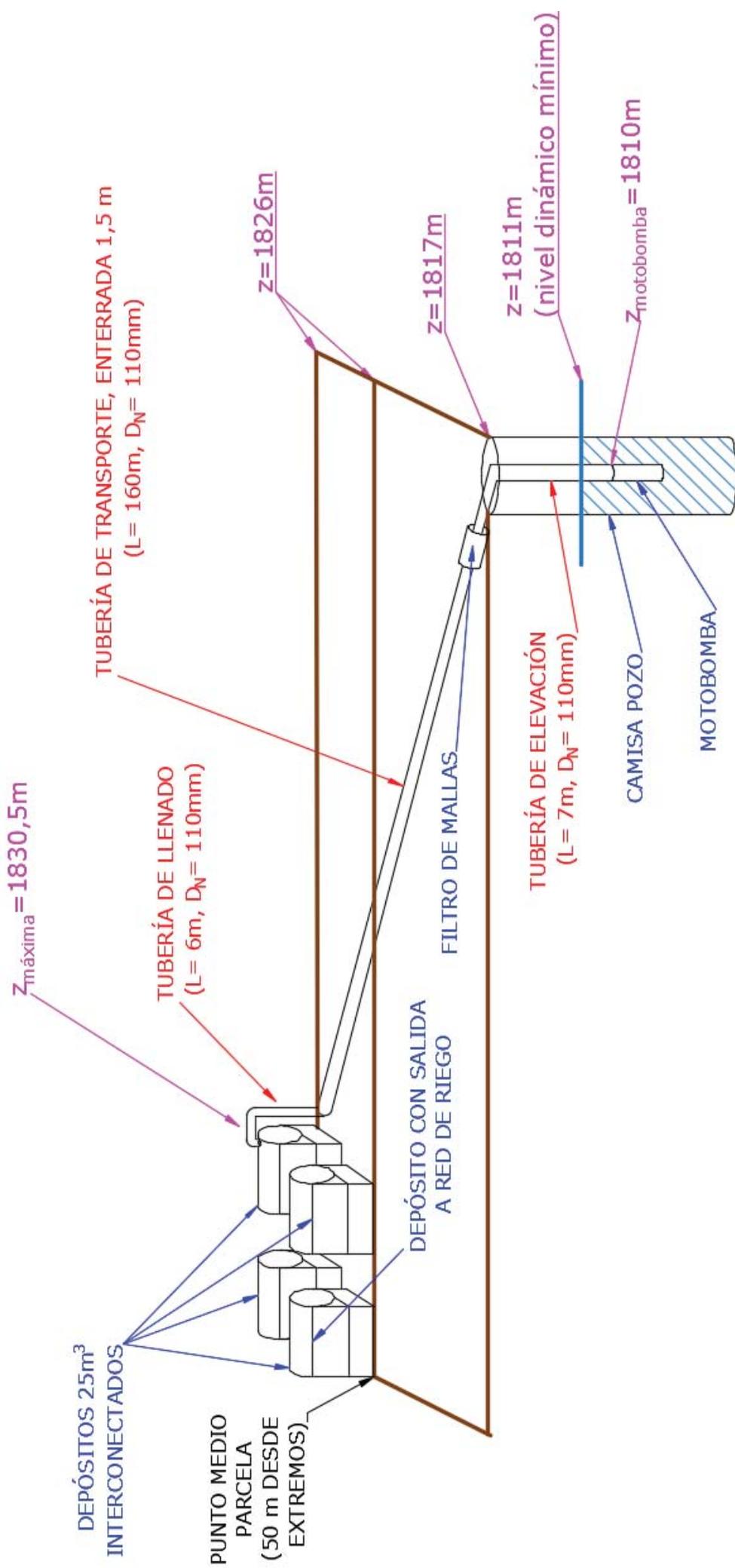
No.	Pie za	Material	DIN
1	Cuerpo	Acero	G20 MnQT EN 10213-3
2	Junta	Fibra, sin asbestos	
3	Tapa	Acero	P275 NL1 EN 10028-3
4	Tornillos	Acero inoxidable	A2-70
5	Etiqueta de identificación	Aluminio	
6	Filtro	Acero inoxidable	
7*	Alivio de presión (tornillo)	Acero inoxidable	
8*	Preñaestopas	Aluminio	

\* pieza 7 y8 en FIA50-200

FIA 80 - 200 (3" - 8")



Una vez diseñada y dimensionada la tubería de bombeo en su conjunto, se muestra a continuación un esquema ilustrativo de la misma en su correspondiente ubicación:



### 2.1.5. Determinación de la altura hidráulica total de bombeo

Llegado a este punto, tan solo falta calcular la altura hidráulica total de bombeo para poder seleccionar el grupo motobomba adecuado para la instalación.

Dicha altura hidráulica total se traduce como la “energía” que deberá suministrar la bomba para impulsar el agua desde el nivel freático del pozo hasta su punto de consumo, que para el caso será el interior del depósito que este más alejado en la red de bombeo, y se mide en m.c.a (metros de columna de agua). La altura hidráulica total se divide en cuatro partes:

- Altura por presión: se corresponde con la presión extra que necesita el fluido en redes presurizadas, siendo 1 bar de presión equivalente a 10 m.c.a. Para el caso tendrá valor nulo, ya que la red no es una red presurizada.
- Altura por velocidad: se corresponde con la inercia del agua para pasar de reposo a la velocidad de circulación. En las velocidades de trabajo de los sistemas de bombeo solar para riego o abastecimiento de agua para consumo humano o animal es despreciable.
- Altura estática: se corresponde con la diferencia de cotas o altura entre ambos extremos de la red de bombeo, y por lo tanto, tan solo puede variar si varía la cota del nivel dinámico del pozo.
- Altura dinámica: se corresponde con el sumatorio de todas las pérdidas de carga que se producen a lo largo de la red de bombeo debido al propio movimiento del fluido. Estas pérdidas se dividen a su vez en pérdidas primarias y pérdidas secundarias o bien pérdidas continuas y pérdidas singulares, ya que las primeras se producen por la fricción a la que es sometido el fluido al circular por las tuberías y las segundas se producen en los puntos de la red que suponen un obstáculo o un cambio de dirección para el fluido (tés, codos de 90°, filtros, curvas, cambios de sección...).

Así pues:

$$h_{TOTAL} = h_{ESTÁTICA} + h_{DINÁMICA} = h_{ESTÁTICA} + (h_{CONTINUAS} + h_{SINGULARES})$$

Como se ha mencionado y se puede observar, la diferencia de cotas entre el punto más elevado (orificio de entrada al depósito de entrada) y el nivel dinámico del agua en el pozo, es:

$$\Delta z = 1830,5 - 1811 = 19,5 \text{ m}$$

Con lo cual:

$$h_{ESTÁTICA} = 19,5 \text{ m. c. a}$$

Ahora se procede al cálculo de la altura dinámica, que serán las pérdidas dinámicas que tendrán lugar a lo largo de la tubería de bombeo.

En primer lugar se obtendrán las pérdidas primarias o continuas. Para ello se ha utilizado la misma fórmula que se ha empleado para el cálculo de este tipo de pérdidas en la red de riego, la fórmula de Blasius:

$$h_{CONTINUAS}(m. c. a) = C \times L \times \frac{Q^{1,75}}{D^{4,75}}$$

Se toma  $C(25^{\circ}\text{C}) = 0,45$  como en los cálculos de pérdidas continuas para la red de riego

En cuanto al caudal, este tendrá el mismo valor en cada uno de los tres tramos de la tubería de bombeo puesto que será la misma cantidad de agua por unidad de tiempo la que circule a través de estos.

No obstante, hay que tener en cuenta que el caudal es variable a lo largo del día en los sistemas de bombeo solar, ya que el caudal depende de la potencia eléctrica que le llega a la bomba y esta potencia (generada por el sistema fotovoltaico) depende de la potencia solar o irradiancia, la cual varía a lo largo del día y depende también del ángulo de inclinación de los paneles solares.

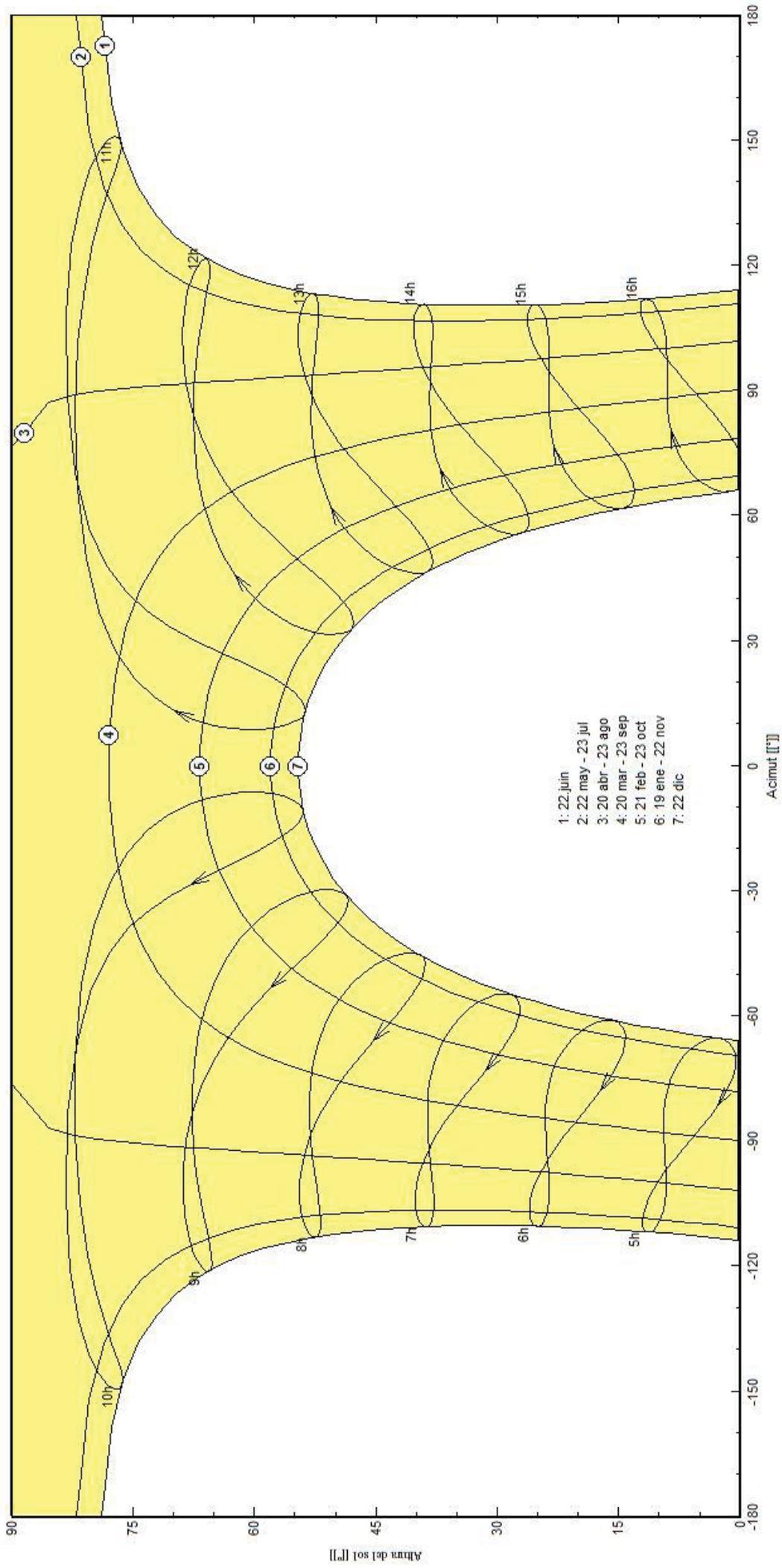
Por este motivo, será necesario estimar con la mayor precisión posible cual será el valor máximo diario del caudal.

Para ello, se parte de la base de que, como se ha demostrado anteriormente, la demanda diaria máxima de agua será de  $50,9 \text{ m}^3$  (en función de la cual se seleccionará la bomba para la instalación).

Por lo tanto, esta demanda deberá ser suplida bombeándose dicho volumen de agua a lo largo del tiempo diario de luz solar útil (horas solares útiles) para el bombeo. Este tiempo dependerá del tiempo diario total de luz solar, de la potencia de arranque de la bomba elegida, de la potencia del generador fotovoltaico instalado y del valor de la irradiancia solar a lo largo del día.

A continuación, en la página siguiente, se expone un gráfico, obtenido de la base de datos del software PVsyst 6.2.5 [13], que muestra la trayectoria solar (desde el orto al ocaso) a lo largo de un año tipo para la ubicación seleccionada.

Trayectoria solar en , (Lat. 11.9°N, long. 37.7°E, alt. 1817 m)



Como se puede observar en la trayectoria número 6 del gráfico, en los días en los cuales tendrá lugar la demanda máxima (tercera década de Enero) se tendrá un tiempo total de luz solar de 11 horas.

Sin embargo, se sabe que no todo el tiempo diario de luz solar es aprovechable para el bombeo en los sistemas de bombeo solar debido a las múltiples variables que influyen en este, como se ha mencionado.

Por lo tanto, para la estimación del caudal medio diario, se ha optado por tomar un valor de 8 horas de bombeo diario, que es el tiempo medio diario de horas útiles para el bombeo solar que se ha dado en los tres casos de estudio analizados en el apartado 1.4 Análisis de experiencias previas del documento Memoria de este TFG.

Con ello, el caudal medio diario será de:

$$Q_{\text{medio diario}} (m^3/h) = \frac{V_{\text{máx.}} (m^3)}{\text{tiempo de bombeo diario} (h)} = \frac{50,9}{8} = 6,3625 m^3/h$$

Y para la estimación del caudal diario máximo se ha supuesto un incremento del 50% sobre el caudal medio diario, por tanto:

$$Q_{\text{máximo diario}} (m^3/h) = Q_{\text{medio diario}} \times 1,5 = 6,3625 \times 1,5 = 9,5437 m^3/h$$

Una vez estimado el valor del caudal máximo diario, se procede al cálculo de las pérdidas continuas en la tubería de bombeo:

$$h_{\text{CONTINUAS}} (m. c. a) = C \times L \times \frac{Q^{1,75}}{D^{4,75}}$$

Siendo:

- $C = 0,45$  para agua a 25°C.
- $Q \left(\frac{l}{h}\right) = Q_{\text{máximo diario}} \times 1000 = 9,5437 \times 1000 = 9543,7 \left(\frac{l}{h}\right)$
- $D$  (mm) = 101,6 mm (diámetro interior de los tres tramos que forman la tubería de bombeo).
- $L$  (m) = 7 + 160 + 6 = 173 m (longitud total de la tubería de bombeo, según sumatorio de sus tramos).

Sustituyendo, se obtiene

$$h_{\text{CONTINUAS}} (m. c. a) = 0,45 \times 173 \times \frac{9543,7^{1,75}}{101,6^{4,75}} = 0,2104 m. c. a$$

Obtenidas las pérdidas de carga continuas se calculan las pérdidas de carga singulares correspondientes a los cuatro codos de 90°, presentes en la tubería de bombeo, como el 15% de las continuas:

$$h_{\text{SING. CODOS}} (m. c. a) = 0,2104 \times 0,15 = 0,03156 m. c. a$$

No obstante, hay que añadir a estas últimas las pérdidas de carga singulares generadas por filtros, que suelen ser mayores:

- Se ha considerado una pérdida de carga de 1 m.c.a para el filtro de aspiración que todas las bombas llevan incorporado a modo de protección interna contra elementos como piedras, gravas o arenas.
- Y se ha considerado una pérdida de carga de 3 m.c.a para el filtro de mallas que se ubicará en la salida del pozo para filtrar arenas y sedimentos que podrían no ser filtrados por el filtro de aspiración de la bomba y llegar a obstruir la red de riego en algunos puntos.
- Normalmente, estos filtros generan pérdidas de carga del orden de 1 a 6 m.c.a cuando están limpios o muy sucios respectivamente, por ello se ha considerado el valor intermedio de este rango y por ello la malla del filtro deberá ser limpiada una vez por semana como mínimo, como se menciona en el apartado 1.8. Mantenimiento de la instalación del documento Memoria de este TFG.

Teniendo en cuenta las pérdidas en los filtros:

$$h_{SINGULARES} = h_{SING. CODOS} + h_{SING. FILTROS} = 0,03156 + (1 + 3) = 4,03156 \text{ m. c. a}$$

Con lo que ya se han obtenido todos los datos necesarios para el cálculo de la altura hidráulica total de bombeo, siendo su valor de:

$$\begin{aligned} h_{TOTAL} &= h_{ESTÁTICA} + (h_{CONTINUAS} + h_{SINGULARES}) = 19,5 + (0,20917 + 4,03156) \\ &= 23,7419 \text{ m. c. a} \end{aligned}$$

### 2.1.6. Selección del grupo motobomba

Una vez obtenidos los valores de la necesidad hídrica diaria máxima y de la altura hidráulica total de bombeo, ya se puede proceder a la selección de la bomba para cualquier instalación de bombeo.

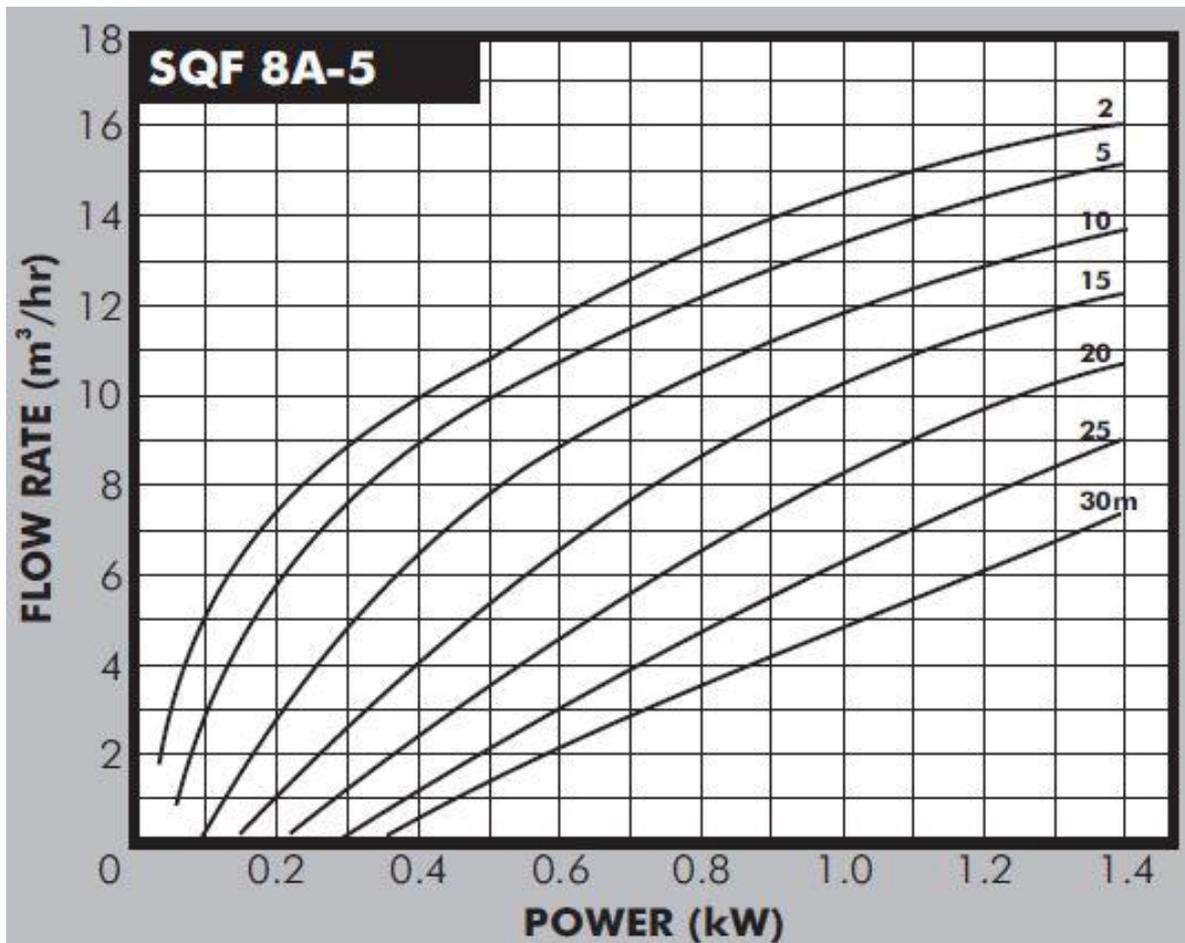
Para la selección de la bomba, se ha llevado a cabo una pesquisa con el fin de encontrar información sobre empresas que sean proveedoras o distribuidoras de bombas (y sistemas de control para las mismas) en Etiopía e información sobre los productos que ofrecen.

Cabe destacar que escasean las empresas que se dedican a este mercado o que distribuyen sus productos de este mercado en Etiopía. No obstante, se ha encontrado una empresa que tiene presencia en Addis Abeba (capital de Etiopía) llamada “Davis & Shirliff” [16], que tiene su oficina central en la ciudad de Nairobi (Kenia) y que es distribuidora de productos de las reconocidas marcas de bombas y accesorios “Lorentz” y “Grundfos” [20] entre otras.

Así pues, se ha realizado un análisis de los productos que distribuye esta empresa teniendo en cuenta las propuestas de diseño formuladas en el apartado 1.5.2 Propuestas de diseño del documento Memoria de este TFG (como que el conjunto motobomba se pueda alimentar con corriente continua o que sea una motobomba sumergible) y, sobretodo, los requisitos de necesidad hídrica máxima y altura hidráulica total de bombeo de la instalación que han sido obtenidos anteriormente.

De entre su oferta, destaca la gama de bombas y accesorios “SQFlex Solar” de la marca “Grundfos” [20], diseñadas especialmente para instalaciones de bombeo solar. Por esta razón, se ha optado por una bomba de esta gama de productos, la cual atiende los requisitos de este proyecto.

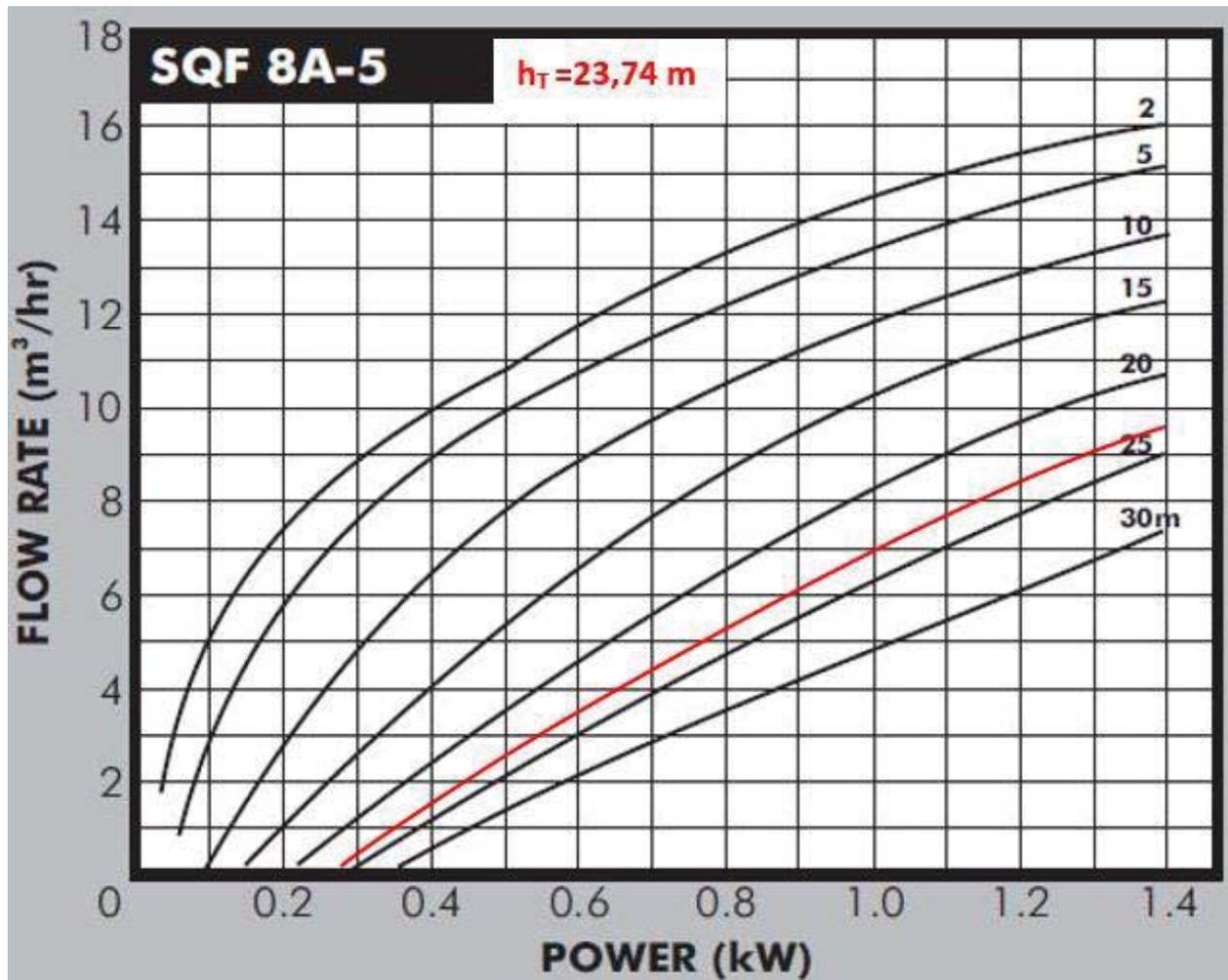
A continuación, se presenta una gráfica (ofrecida por “Grundfos” [20]) de las curvas de funcionamiento del modelo de bomba elegido, que es el 8A-5:



Como muestra la gráfica anterior, la potencia máxima de funcionamiento de este modelo de bomba tiene un valor de 1,4 kW, pero más adelante se mostrarán todas las características técnicas de este modelo de bomba.

Primero, se procede a justificar el cumplimiento de los requisitos de la instalación con el modelo seleccionado.

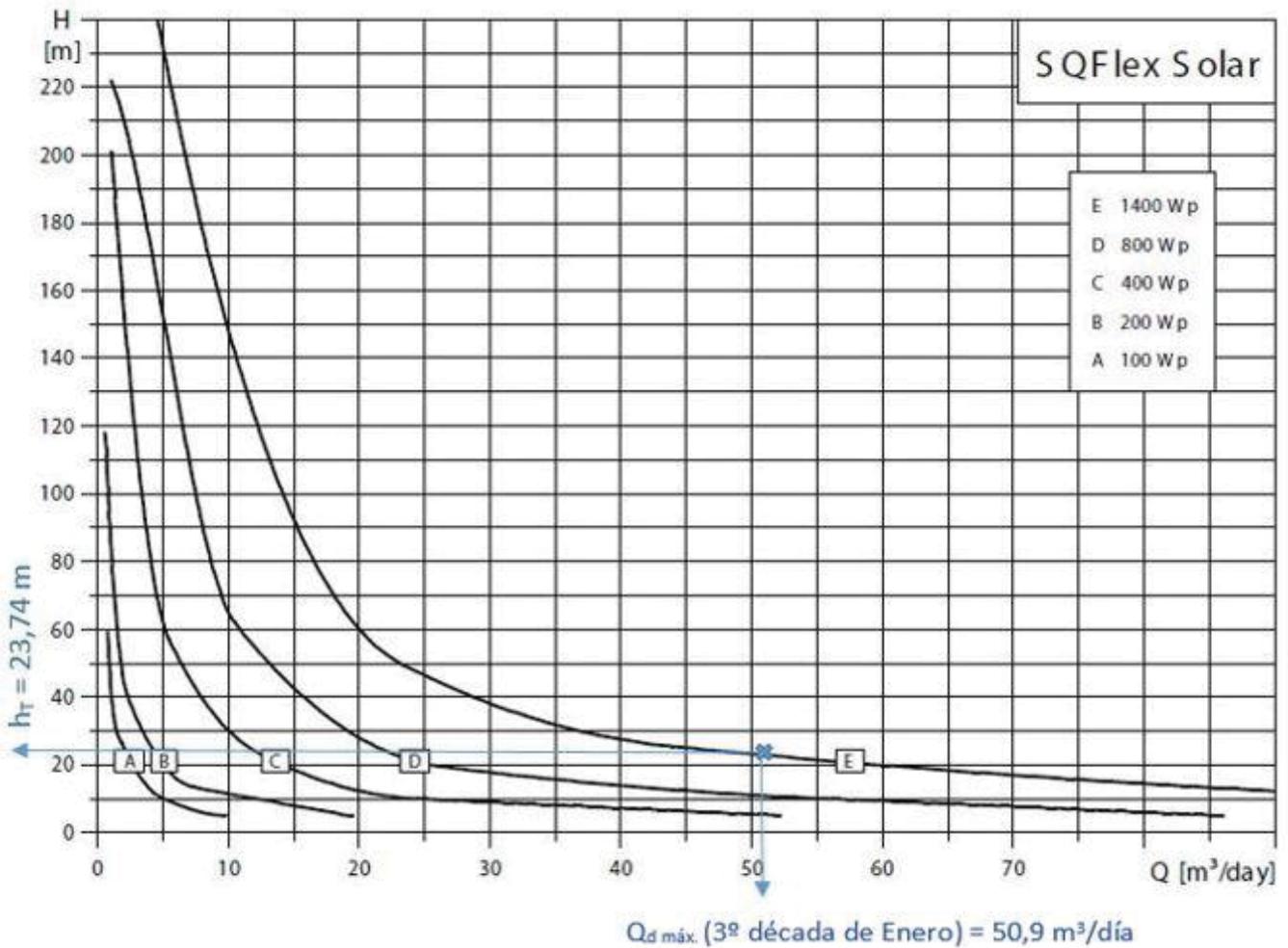
Para ello, se ha empezado por estimar cual será la curva de funcionamiento de la bomba según la altura total de bombeo de la instalación. Será la siguiente (trazada en color rojo):



Viendo la curva de funcionamiento para la altura hidráulica total de bombeo de la instalación, se puede afirmar que el caudal máximo diario que se ha estimado en el apartado anterior se ajusta al caudal máximo diario de funcionamiento que impulsará la bomba elegida para la curva de la altura hidráulica total de bombeo calculada, siempre y cuando se alimente la bomba con una potencia de entrada de igual valor a su potencia máxima de funcionamiento (es decir, que esté trabajando a plena potencia).

Para justificar que este modelo de bomba cubrirá las demandas diarias máximas de agua, se parte de la base de que el sistema fotovoltaico a instalar será capaz de generar una potencia de igual valor o superior a la potencia máxima de la bomba (1,4 kW) con el fin de garantizar que la bomba impulsará el mayor caudal que le sea posible y, de este modo, asegurar que se cubrirán las necesidades hídricas diarias máximas.

Además, como se puede observar en la gráfica (ofrecida por “Grundfos” [20]) que se muestra a continuación, partiendo de los requisitos de la instalación (señalados con flechas de color azul), será necesario instalar una potencia pico mínima del sistema solar fotovoltaico de valor 1,4 kW o superior para el cumplimiento de dichos requisitos (como señala la cruz de color azul) si la bomba que se ha seleccionado es una bomba de la gama “SQFlex Solar” de “Grundfos” [20], que lo es.



Así pues, considerando que se tendrá una potencia pico del generador fotovoltaico de valor igual o superior a 1,4 kW, se procede a justificar el cumplimiento de las demandas diarias máximas de agua.

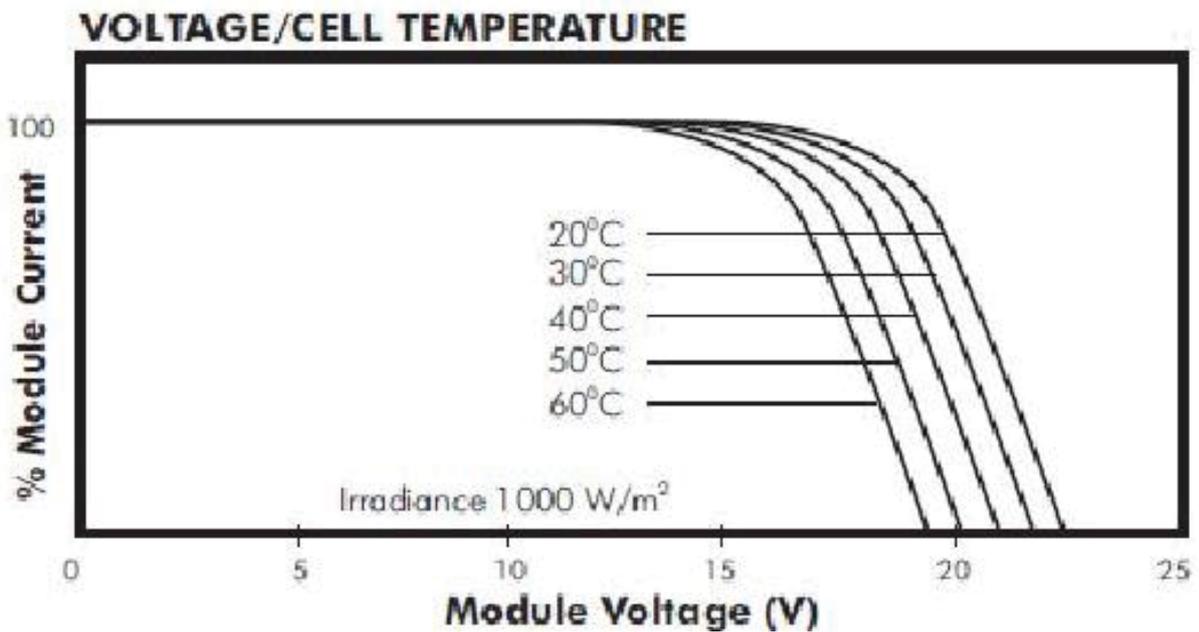
El caudal que impulsa la bomba varía en función de la potencia de entrada a esta, como se puede ver en las gráficas de sus curvas de funcionamiento. Dado que se quiere alimentar al conjunto motobomba con corriente continua, dicha potencia de entrada será la procedente del generador fotovoltaico y esta no es constante a lo largo del día, ya que:

$$P_{FV}(W) = V \times I$$

Donde:

- $P_{FV}$  (W) = potencia eléctrica producida por el generador fotovoltaico.
- $V$  (V) = tensión o voltaje del generador fotovoltaico.

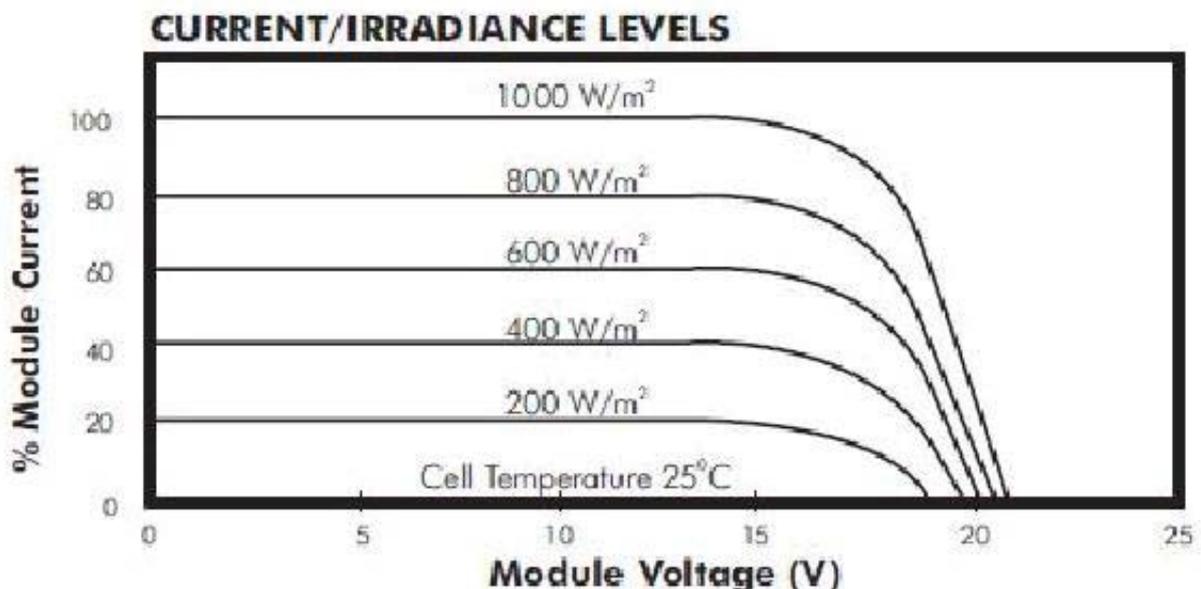
Varía principalmente en función de la temperatura de las células solares, pero también lo hace frente a cambios en la irradiancia solar ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).



Como se puede observar en el gráfico anterior, la corriente tan apenas varía frente a cambios de temperatura de las células solares. Pero no ocurre lo mismo con la tensión, que se reduce a medida que se incrementa la temperatura de las células solares. Por ello es importante que los paneles solares estén lo mejor aislados térmicamente que se pueda entre ellos y respecto a la estructura de soporte donde se vayan a instalar.

$I$  (A) = corriente o intensidad del generador fotovoltaico.

Varía principalmente en función de la irradiancia solar ( $\text{W}/\text{m}^2$ ), aunque también se ve modificada muy levemente con los cambios de la temperatura de las células solares.



No obstante, hay que añadir a estas últimas las pérdidas de carga singulares generadas por filtros, que suelen ser mayores:

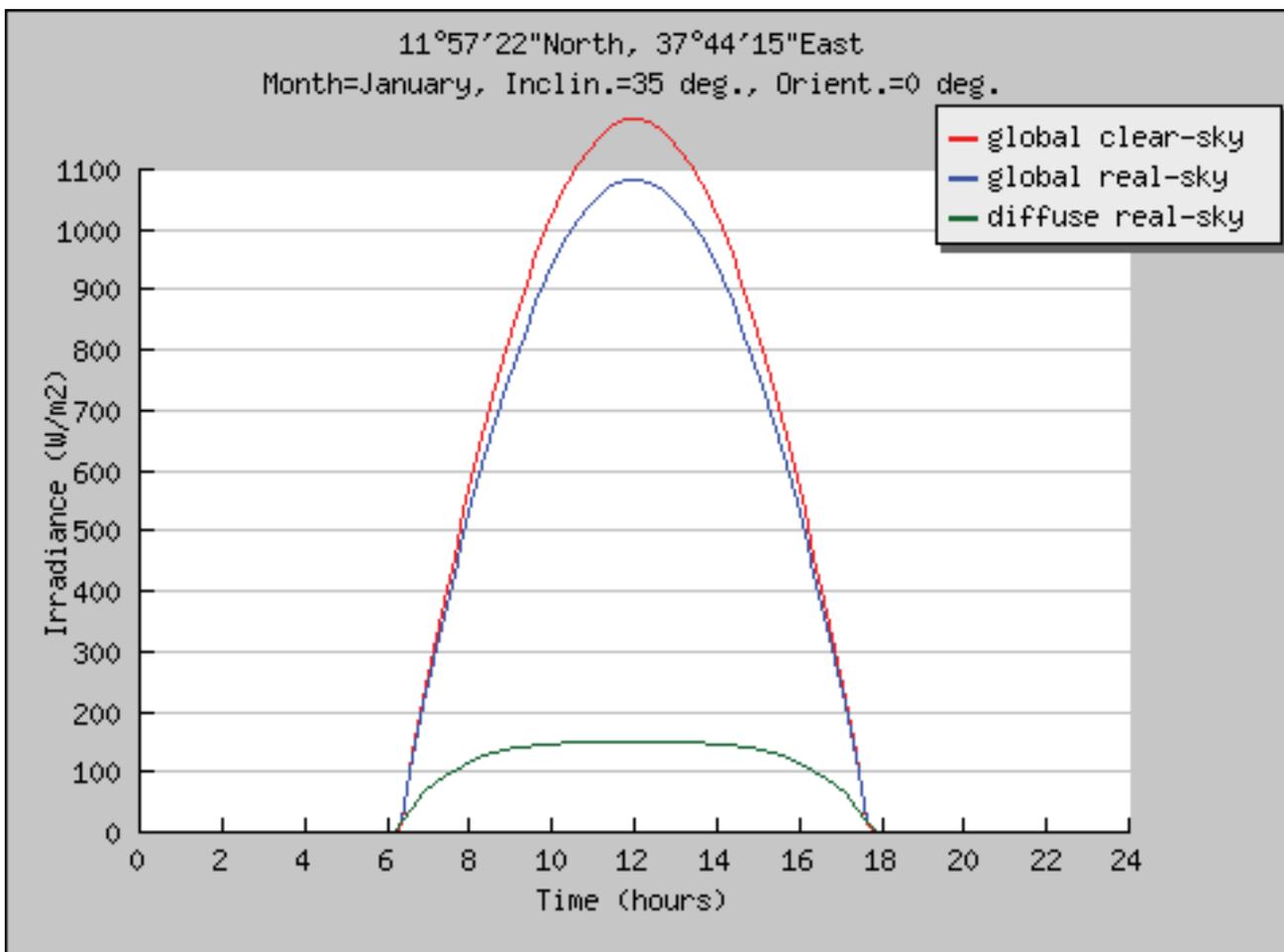
Como se puede apreciar en el gráfico anterior, la corriente o intensidad (eje Y del gráfico) de un módulo o de un generador fotovoltaico es directamente proporcional a la irradiancia solar. Por lo tanto, si no se tiene en cuenta el efecto de esta sobre la tensión, la potencia del generador fotovoltaico será directamente proporcional a la irradiancia solar.

Vistos tales efectos sobre la potencia generada por un sistema fotovoltaico, serán considerados a continuación cuando se estime el volumen de agua que será capaz de impulsar la bomba en los días considerados como críticos por ser en los que se darán las mayores demandas de agua.

Se han tomado como días objeto de estudio para la estimación del volumen de agua que la bomba será capaz de impulsar, tres días correspondientes a las tres décadas en las que tendrán lugar las mayores necesidades hídricas diarias, siendo estas:

- 3º década de Enero; 50,9 m<sup>3</sup>/día (demanda máxima de todo el año).
- 3º década de Diciembre; 48,2 m<sup>3</sup>/día.
- 2º década de Abril; 45,9 m<sup>3</sup>/día (demanda máxima para el cultivo del ajo).

Los niveles de irradiancia a lo largo de un día correspondiente a la tercera década de Enero, para la ubicación elegida y el ángulo óptimo de inclinación del plano del generador fotovoltaico (dicho ángulo se justificará más adelante), son los siguientes (base de datos PVGIS del "Joint Research Centre" de la "European Commission" [14]):



Si no se tiene en cuenta el efecto de la irradiancia sobre la tensión, la potencia de entrada a la bomba es directamente proporcional a la irradiancia.

Es decir, si la irradiancia es igual o superior a 1000 W/m<sup>2</sup> la potencia de entrada a la bomba será la potencia pico del generador fotovoltaico; si la irradiancia se reduce un 20% la potencia de entrada a la bomba también lo hará un 20% (será un 80% de la potencia pico del generador fotovoltaico); y así seguirá reduciéndose en la medida que lo haga la irradiancia.

Para una potencia pico fotovoltaica de 1,4 kW, en una primera estimación del volumen de agua que impulsará la bomba a lo largo del día objeto de estudio se obtiene:

$$Q_{diario} = \left[ \left( 4 \text{ horas con } 1000 \frac{W}{m^2} \times 9,5 \frac{m^3}{h} \right) + \left( 2 \text{ horas con } 800 \frac{W}{m^2} \times 7,8 \frac{m^3}{h} \right) + \left( 2 \text{ horas con } 600 \frac{W}{m^2} \times 5,5 \frac{m^3}{h} \right) + \left( 2 \text{ horas con } 400 \frac{W}{m^2} \times 3 \frac{m^3}{h} \right) + \left( 1,5 \text{ horas con } 200 \frac{W}{m^2} \times 0,5 \frac{m^3}{h} \right) \right] = 71,35 m^3$$

Los caudales horarios se han obtenido de la curva de funcionamiento de la bomba, presentada anteriormente, considerando las reducciones proporcionales de la potencia de entrada a la bomba según los niveles de irradiancia de la curva de valores reales (en color azul) del gráfico de irradiancia diaria mostrado anteriormente.

Considerando una reducción extra del 30% por el efecto de la temperatura y de la irradiancia sobre el voltaje, se obtiene:

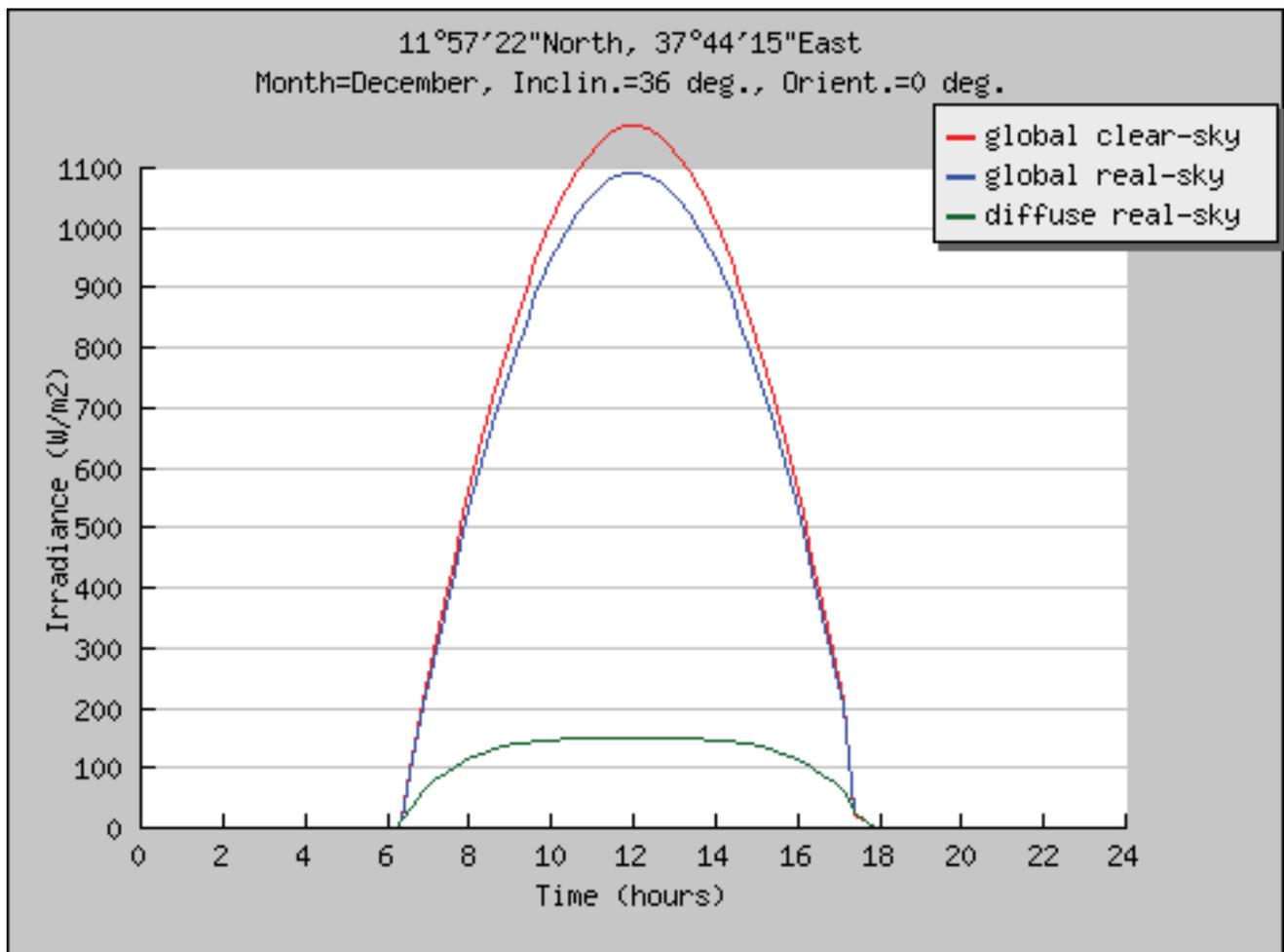
$$Q_{diario} = 71,35 \times 0,7 = 49,945 m^3$$

Se concluye que la bomba, prácticamente, alcanzará el volumen de agua diario requerido en los días que tendrá lugar la mayor demanda de agua (tercera década de Enero) teniendo en cuenta condiciones realistas de temperatura e irradiancia diaria.

No obstante, con el fin de garantizar una cobertura total, se instalará una potencia pico del generador fotovoltaico superior a 1,4 kW, como se verá más adelante.

sto se verá en el apartado 2.12 Selección del modelo de panel solar y cálculo del número de paneles requerido, donde se dimensionará el generador fotovoltaico en función de la energía hidráulica diaria máxima a cubrir, el efecto de la temperatura, el rendimiento medio diario de la bomba, el tipo de bomba y la irradiación diaria disponible en el día o días en que se dé la demanda máxima de energía hidráulica.

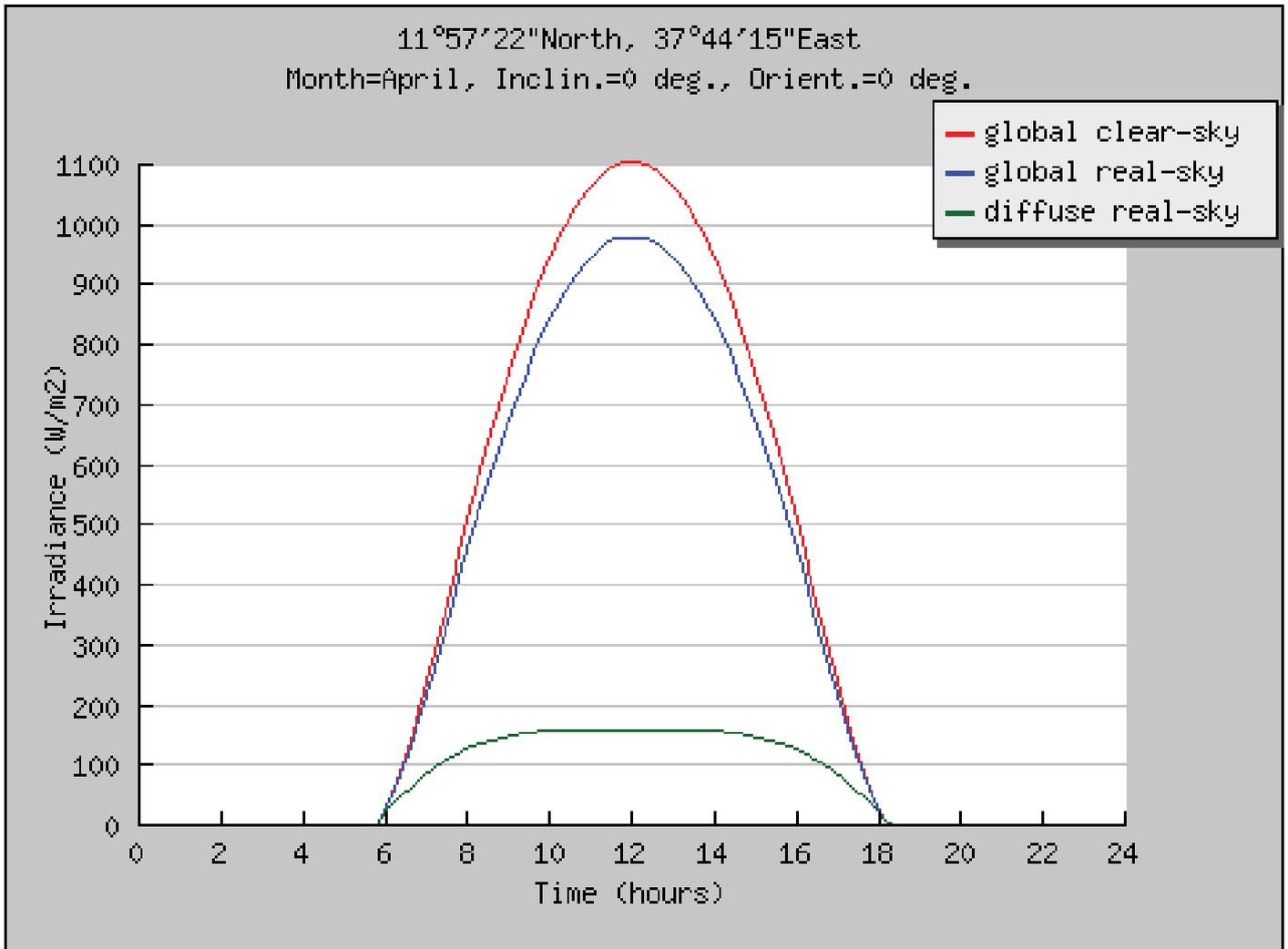
Los niveles de irradiancia a lo largo de un día correspondiente a la tercera década de Diciembre, para la ubicación elegida y el ángulo óptimo de inclinación del plano del generador fotovoltaico (dicho ángulo se justificará más adelante), son los siguientes (base de datos PVGIS del “Joint Research Centre” de la “European Commission” [14]):



Como se puede observar en el gráfico anterior, los niveles de irradiancia a lo largo de un día en el mes de Diciembre son prácticamente iguales a los niveles de irradiancia a lo largo de un día en el mes de Enero.

Por tanto y siendo la demanda diaria de agua en el día objeto de estudio (correspondiente a la tercera década de Diciembre) menor al volumen de agua que la bomba impulsará en el día objeto de estudio correspondiente a la tercera década de Enero según condiciones realistas de temperatura e irradiancia, se concluye que dicha demanda quedará totalmente cubierta.

Y los niveles de irradiancia a lo largo de un día correspondiente a la segunda década de Abril, para la ubicación elegida y el ángulo óptimo de inclinación del plano del generador fotovoltaico (dicho ángulo se justificará más adelante), son los siguientes (base de datos PVGIS del “Joint Research Centre” de la “European Commission” [14]):



En este caso, no está del todo claro que se vayan a cubrir las necesidades hídricas diarias puesto que los niveles de irradiancia decrecen un poco, por lo tanto se procede al cálculo siguiendo el mismo procedimiento utilizado en el caso de estudio de un día correspondiente a la tercera década de Enero:

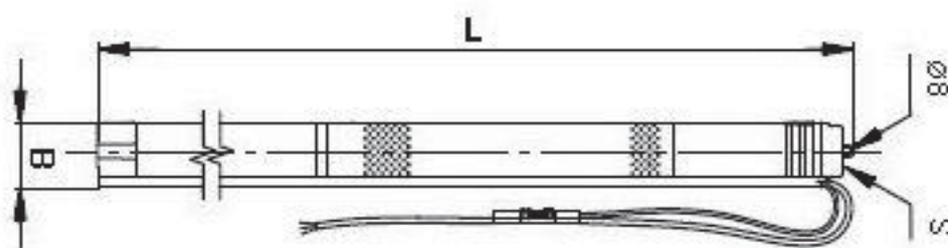
$$\begin{aligned}
 Q_{diario} = & \left[ \left( 2 \text{ horas con } 1000 \frac{W}{m^2} \times 9,5 \frac{m^3}{h} \right) + \left( 2 \text{ horas con } 900 \frac{W}{m^2} \times 8,8 \frac{m^3}{h} \right) \right. \\
 & + \left( 2 \text{ horas con } 800 \frac{W}{m^2} \times 7,8 \frac{m^3}{h} \right) + \left( 2 \text{ horas con } 600 \frac{W}{m^2} \times 5,5 \frac{m^3}{h} \right) \\
 & \left. + \left( 2 \text{ horas con } 400 \frac{W}{m^2} \times 3 \frac{m^3}{h} \right) + \left( 1,5 \text{ horas con } 200 \frac{W}{m^2} \times 0,5 \frac{m^3}{h} \right) \right] \\
 & \times 0,7 = 48,965 \text{ m}^3
 \end{aligned}$$

Siendo de 45,9 m<sup>3</sup> la demanda de agua para este día objeto de estudio, se puede afirmar que quedará totalmente cubierta visto el volumen de agua que la bomba impulsará en este día.

Una vez justificado que el modelo de bomba seleccionado será capaz de cubrir las mayores necesidades hídricas diarias, se expone toda la información disponible sobre este modelo de motobomba:

#### 2.1.6.1. Dimensiones y pesos:

Bomba	Dimensiones [mm]			Peso neto [kg] ★	Peso bruto [kg] ★	Volumen de embarque [m <sup>3</sup> ] ★
	L	B	S			
SQF 8A-5	1011	101	Rp 2 "	10,5	12,0	0,0282



#### 2.1.6.2. Características técnicas principales:

Bomba	Tipo de motor	Entrada de potencia máxima P <sub>1</sub> [W]	Intensidad máxima [A]
SQF 8A-5 (N)	MSF 3 (N)	1400	8,4

<b>Suministro eléctrico a la bomba</b>	30-300 VDC, PE. 1 x 90-240 V - 10 %/+ 6 %, 50/60 Hz, PE.
<b>Tiempo de arranque</b>	Depende de la fuente de energía.
<b>Arranque/parada</b>	Número ilimitado de arranques/paradas por hora.
<b>Grado de protección</b>	IP68.
<b>Protección del motor</b>	Incorporada en la bomba. Protección contra <ul style="list-style-type: none"> <li>• marcha en seco mediante un electrodo de nivel de agua</li> <li>• sobrevoltaje y subvoltaje</li> <li>• sobrecarga</li> <li>• exceso de temperatura.</li> </ul>
<b>Conductividad</b>	≥ 70 µs/cm (microsiemens).

Todas las bombas de la gama SQFlex de “Grundfos” [20] funcionan con el motor MSF 3, que puede ser alimentado tanto con corriente continua (CC) como con corriente alterna (CA) en los rangos de tensiones que se muestran en la tabla anterior. Esto se debe a que el motor MSF 3 es un motor con rotor de imanes permanentes.

Este tipo de rotor le proporciona un mayor rendimiento dentro de la gama de potencias si se compara con un motor asíncrono convencional. Además, su estator segmentado contribuye considerablemente a su alto rendimiento. El MSF 3 se caracteriza también por un alto par de arranque, incluso con bajo suministro de potencia.

El motor tiene tres limitaciones internas:

- Entrada de potencia máxima ( $P_1$ ) de
  - o 900 W (si se instala en bombas de rotor helicoidal).
  - o 1400 W (si se instala en bombas centrífugas).
  
- Corriente máxima de 8,4 A
  
- Velocidad máxima de:
  - o 3000 rpm (si se instala en bombas de rotor helicoidal).
  - o 3600 rpm (si se instala en bombas centrífugas).

La bomba obtiene su rendimiento máximo cuando se alcanza una de las limitaciones anteriores.

Visto que el modelo de bomba elegido, el 8A-5, tiene una potencia máxima de entrada  $P_1 = 1400$  W, queda expuesto que se trata de una bomba centrífuga y que por tanto, la velocidad máxima que alcanzará el motor MSF 3 será de 3600 rpm (como se puede verificar arriba).

- Protección contra marcha en seco:

La bomba SQF está protegida contra marcha en seco con el fin de evitar daños en la misma. La protección contra marcha en seco se activa por el electrodo de nivel de agua, colocado en el cable del motor 0,3 - 0,6 m por encima de la bomba, dependiendo del tipo de bomba.

El electrodo de nivel mide la resistencia de contacto a la camisa del motor a través del agua. Cuando el nivel de agua desciende por debajo del electrodo de nivel de agua la bomba se desconecta. Se vuelve a conectar automáticamente cuando el nivel de agua lleve 5 minutos por encima del electrodo del nivel de agua.

- Protección contra sobrevoltaje y bajo voltaje:

Cuando la tensión de alimentación es inestable puede producirse sobrevoltaje o bajo voltaje.

La bomba parará si la tensión cae fuera de la gama de tensión permitida. El motor vuelve a arrancar automáticamente cuando la tensión esté dentro de la gama permitida. Por consiguiente no se necesita ningún relé de protección adicional.

El motor MSF 3 está protegido contra perturbaciones transitorias de la tensión de alimentación según IEC 60664-1 "categoría III de sobretensión" (4 kV).

- Protección contra sobrecarga:

Si se sobrepasa el límite superior de entrada de potencia, el motor lo compensará automáticamente, reduciendo la velocidad. Si la velocidad baja a menos de 500 rpm, el motor parará automáticamente.

El motor estará parado durante 10 segundos. Pasado este tiempo, la bomba intentará el arranque automáticamente.

La protección contra sobrecarga evita que el motor se queme, por lo que no se necesita ninguna protección adicional del motor.

- Protección contra sobretemperatura:

Un motor de imán permanente desprende muy poco calor. Este hecho, junto con un eficaz sistema de circulación interna que aleja el calor del rotor, estator y cojinetes, garantiza unas condiciones de funcionamiento óptimas del motor.

Como protección adicional, la unidad electrónica incorpora un sensor de temperatura. Cuando la temperatura sube por encima de 85°C, el motor para automáticamente; cuando la temperatura haya bajado a 75°C, el motor vuelve a arrancar automáticamente.

- Seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT):

La unidad electrónica incorporada le proporciona una serie de ventajas al sistema SQFlex si se compara con productos convencionales. Una de estas ventajas es el microprocesador incorporado con MPPT (seguimiento del punto de máxima potencia).

Gracias a la función del MMPT, el punto de trabajo de la bomba se optimiza continuamente según la potencia de entrada disponible. El MPPT sólo está disponible para bombas conectadas a corriente continua.

Como se ha optado por una alimentación con corriente continua para la bomba de la instalación que se está diseñando, se contará con los beneficios que supone la función del MMPT.

- Fiabilidad:

El motor MSF 3 ha sido desarrollado pensando en una alta fiabilidad, que se consigue mediante las siguientes características:

- Cojinetes de carbono/cerámica.
- Excelentes características de arranque.
- Varias facilidades de protección, que ya se han expuesto.

- Instalación:

Las siguientes características garantizan una fácil instalación de la bomba SQF:

- Ligera para fácil manejo.
- Instalación en pozos de 3", 4" o mayores.
- Sólo se necesita un interruptor on/off (arranque/parada), lo que significa que no se necesita arrancador de motor o caja de arranque adicional.

- Mantenimiento:

El diseño modular de bomba y motor simplifica la instalación y mantenimiento. El cable y la tapa final con clavija están montados en la bomba con tuercas, por lo que se pueden sustituir en el caso de que sea necesario abrir la tapa para extraer la bomba o el motor u otro componente, ya sea por razones de mantenimiento o porque uno de los componentes necesite ser reemplazado por avería.

2.1.6.3. Otras características:

<b>Nivel de ruido</b>	El nivel de ruido de la bomba es inferior a los valores límite indicados en la Directiva sobre Maquinaria de la CE.
<b>Ruido radioeléctrico</b>	SQF cumple con la Norma CEM 89/336/CEE. De conformidad con EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3.
<b>Función de reinicio</b>	SQF puede reiniciarse mediante el CU 200 o desconectando el suministro eléctrico durante 1 minuto.
<b>Factor de potencia</b>	PF = 1.
<b>Funcionamiento mediante generador</b>	Tensión: 230 VAC - 10 %/+ 6 %. La salida del generador debe ser como mínimo de 1,5 kVA.
<b>Diferencial a tierra</b>	Si la bomba se conecta a una instalación eléctrica dotada de un diferencial a tierra (ELCB en inglés) como medio de protección complementario, dicho diferencial deberá dispararse cuando se produzcan derivaciones a tierra con contenido de corriente continua (corriente continua pulsante).
<b>Diámetro de perforación</b>	SQF 0.6, SQF 1.2, SQF 2.5: Mínimo: 76 mm. SQF 3A, SQF 5A, SQF 8A, SQF 11A: Mínimo: 104 mm.
<b>Profundidad de la instalación</b>	Mínimo: La bomba tiene que estar completamente sumergida en el líquido de bombeo. Máximo: 150 m por encima del nivel estático del agua (15 bar).

- Líquidos bombeados:

Las bombas SQF están diseñadas para bombear líquidos ligeros, limpios, no agresivos y no explosivos, que no contengan partículas sólidas o fibras largas más grandes que un grano de arena.

- Valor pH: 5 a 9.
- Temperatura del líquido: 0 °C a +40 °C.
- La bomba puede funcionar a convección libre (~ 0 m/s) a temperatura máxima de +40 °C.
- Contenido de sal

La siguiente tabla muestra la resistencia del acero inoxidable a Cl<sup>-</sup>. Los valores de la tabla están basados en un líquido bombeado con un pH de 5 a 9. Para una protección adicional, por ejemplo en caso de que el contenido de Cl<sup>-</sup> supere los 500 ppm, se pueden usar ánodos de zinc.

<b>Acero inoxidable DIN W.-N.º</b>	<b>Contenido de Cl<sup>-</sup> [ppm]</b>	<b>Temperatura del líquido [°C]</b>
1.4301	0-300	< 40
	300-500	< 30
1.4401	0-500	< 40

Siendo de 45,9 m<sup>3</sup> la demanda de agua para este día objeto de estudio, se puede afirmar que quedará totalmente cubierta visto el volumen de agua que la bomba impulsará en este día.

Se sabe que el agua subterránea de los acuíferos y canales subterráneos de la zona elegida para la ubicación del pozo de este proyecto, tiene un pH dentro del rango 5-9 y que su contenido en Cl<sup>-</sup> es inferior a 300 ppm. Por tanto, la bomba no correrá ningún riesgo por corrosión.

- Contenido máximo de arena: 50 g/m<sup>3</sup>.

Un mayor contenido de arena acortará considerablemente la vida de la bomba debido al desgaste. Como se acaba de mencionar, las bombas SQFlex no están diseñadas para bombear líquidos que contengan partículas sólidas más grandes que un grano de arena.

Por ello, el conjunto motobomba cuenta con una carcasa metálica que cumple la función de filtro de aspiración, conocida como deflector de arena (imagen a la derecha).

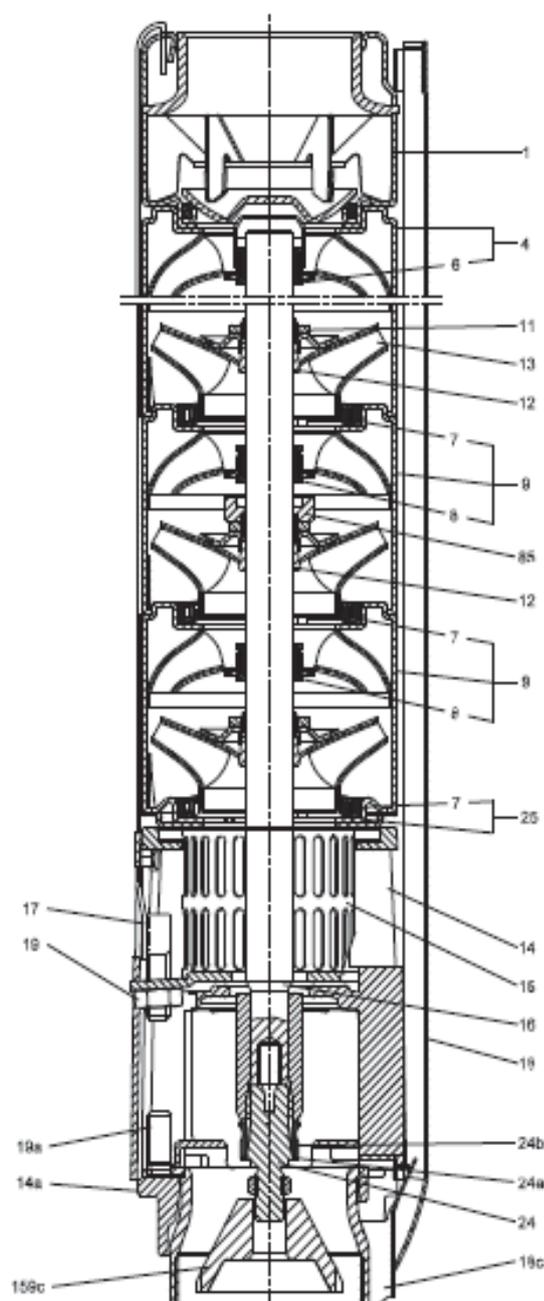
Se sitúa a la altura de la entrada del agua del pozo a la bomba, rodeándola por completo, con el fin de protegerla de la entrada de partículas sólidas como los granos de arena, gravas o piedras.

Su principio de funcionamiento como filtro de aspiración consiste en que la carcasa está unida al eje de la bomba, de modo que gira a la par que la bomba, y con este movimiento empuja a las partículas sólidas hacia fuera permitiendo entrar solamente al agua, ya que esta agujereada para que si pueda entrar el agua del pozo pero no las partículas sólidas (orificios de 4 mm de diámetro y 20 mm de separación entre orificios).



## Especificación de materiales, bomba centrífuga

Pos.	Componente	Material	SQF		SQF-N	
			EN/ DIN	AISI	EN/ DIN	AISI
1	Alojamiento de la válvula	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
4	Cámara superior	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
6	Brida superior	NBR				
7	Anillo cierre	NBR/PPS				
8	Cojinete	NBR				
9	Cámara completa	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
11	Tuerca para el casquillo cónico	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
12	Casquillo cónico	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
13	Impulsor	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
14	Pieza de entrada	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
14a	Pieza de conexión, completa (adaptador MSF 3)	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
15	Rejilla	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
16	Eje cilíndrico	Acero inoxidable	1.4057	431	1.4460	329
17	Tirante	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
18	Protector del cable, bomba	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
18c	Protector del cable, motor	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
19	Tuerca para tirante	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
19a	Tuerca	Acero inoxidable	1.4401	316	1.4401	316
24	Acoplamiento con tuerca	Acero inoxidable	1.4462	329	1.4462	329
24a	Anillo de soporte	Acero inoxidable	1.4401	316	1.4401	316
24b	Protector de estrías	NBR				
25	Fijación para anillo de collar completa	Acero inoxidable	1.4301	304	1.4401	316
85	Anillo de tope (solo SQF 5A y SQF 11A)	PTFE de grafito / carbono				
159c	Detectores de arena	NBR				
	Tomillos para el protector del cable	Acero inoxidable	1.4401	316	1.4401	316



## 2.1.7. Diseño del sistema de control externo para el grupo motobomba

Seleccionado el modelo de motobomba a instalar en el sistema de bombeo solar, se procede a diseñar el sistema de control externo para dicha motobomba.

Se le ha definido como externo para diferenciarlo del sistema de control que la bomba lleva integrado (MPPT, protección contra marcha en seco...) y porque este sistema de control externo se ubicará fuera del pozo.

Se ha optado por un modelo de motobomba que puede ser alimentado con corriente continua con el objetivo de evitar la necesidad de instalar un inversor de corriente que genere una alimentación en corriente alterna a partir de la corriente continua del generador fotovoltaico.

Así pues, se alimentará dicha motobomba con la corriente continua que provendrá directamente del generador fotovoltaico sin pasos intermedios de conversión o regulación de dicha alimentación, ya que el motor MSF 3 de esta motobomba admite un rango bastante amplio (30-300 V) de tensiones en corriente continua como ya se ha expuesto anteriormente.

No obstante, se ha optado por proveer a la instalación con un sistema de control externo que tendrá funciones como: visualización instantánea de la potencia de entrada a la bomba, visualización de errores en el funcionamiento del sistema de bombeo, apagado/encendido/rearme manual de la bomba, parada de la bomba cuando los depósitos estén llenos y otras más.

Todas estas funciones serán llevadas a cabo por componentes de la marca “Grundfos” [20] especialmente diseñados para el control de las bombas de la gama SQFlex de esta marca.

El sistema SQFlex puede utilizarse en varias combinaciones como muestra la siguiente tabla.

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

Como se muestra en la tabla anterior, “Grundfos” [20] ofrece dos configuraciones posibles para los sistemas de bombeo solar basados en generador fotovoltaico y motobomba perteneciente a la gama SQFlex.

Dado que la segunda configuración es mucho más completa (realiza las mismas funciones que la primera y muchas más), se ha optado por dicha configuración.

Además, todos estos componentes de control son comercializados por la empresa de la cual se obtendrá la motobomba, “Davis & Shirliff” [16].

Así pues, se procede a presentar estos componentes y las funciones que son capaces de desempeñar:

#### 2.1.7.1. Unidad de control CU 200 SQFlex

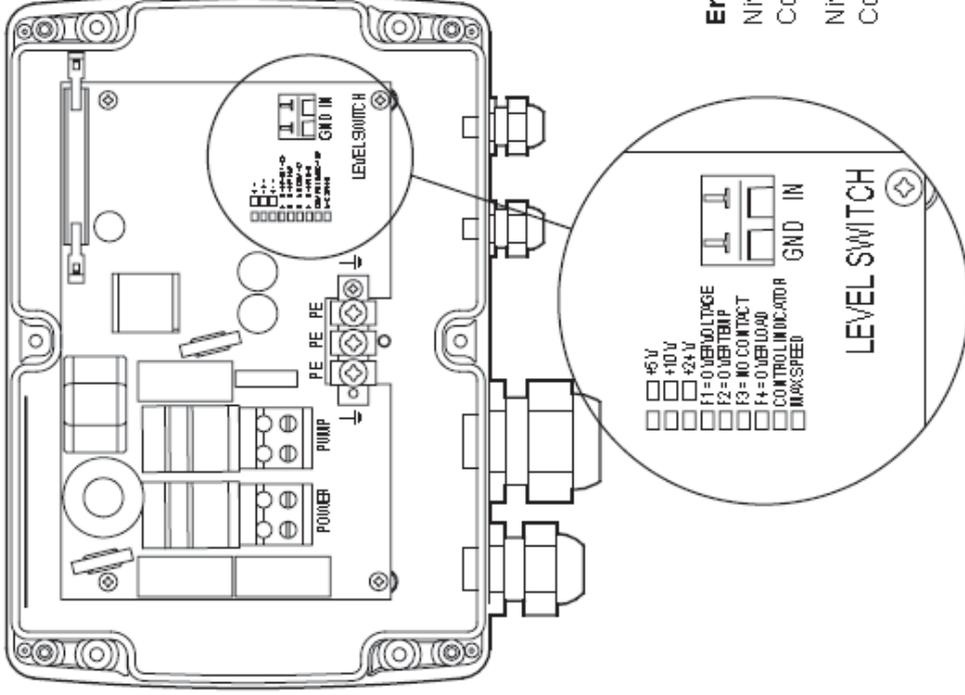
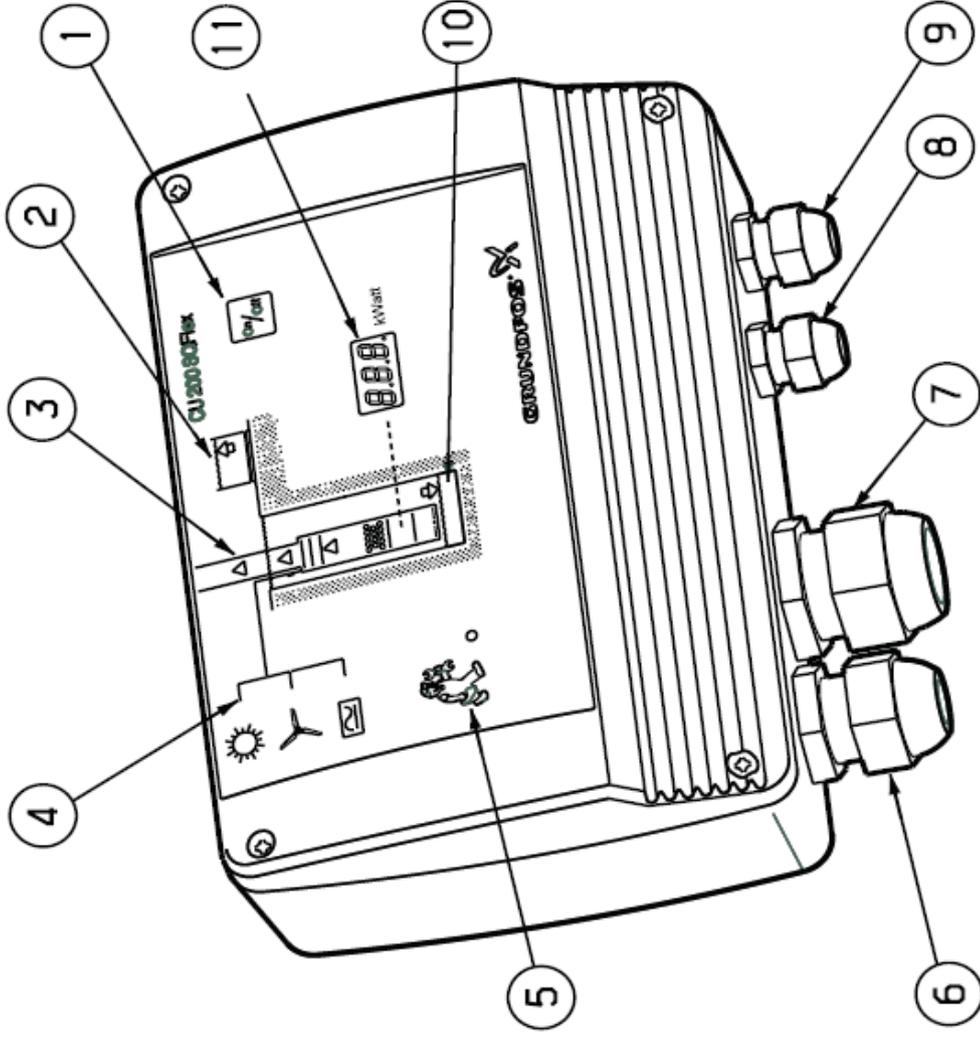
La unidad de control CU 200 es una unidad combinada de estado, control y comunicación desarrollada especialmente para sistemas SQFlex.

La comunicación entre la CU 200 y la bomba se realiza mediante el cable de suministro de potencia a la bomba. Esto se conoce como comunicación a través de cable eléctrico de potencia y este principio significa que no se necesitan cables adicionales entre la CU 200 y la bomba.

Las funciones que ofrece la CU 200 son funciones de control e indicación de alarmas:

- Ofrece la posibilidad de arrancar, parar y rearmar la bomba manualmente mediante el botón de on/off (arranque/parada) (pos. 1).
- Para automáticamente la bomba en caso de que el tanque de agua este lleno (interruptor de nivel activado).
- Indica a través de un display si el tanque de agua está lleno (interruptor de nivel activado) (pos. 2).
- Indica a través de un display si la bomba está funcionando (pos. 3).
- Muestra a través de una pantalla de display la potencia de entrada instantánea (pos. 11).
- Alerta a través de un display si se ha parado la bomba por un problema de marcha en seco (pos. 10).
- Alerta a través de un display si hay una reparación necesaria (pos. 5) en el caso de:
  - o Sin contacto con la bomba.
  - o Sobrevoltaje.
  - o Sobretemperatura.
  - o Sobrecarga.
- Indica los símbolos de las opciones de suministro de energía para conocer cuál es la fuente de energía en cada momento en instalaciones híbridas o mixtas (pos. 4).
- La CU 200 incorpora entradas de cable para:
  - o Conexión al generador eléctrico (pos. 6)
  - o Conexión a la bomba (pos. 7)
  - o Conexión a tierra (pos. 8)
  - o Conexión a interruptor de nivel (pos. 9).
- La CU 200, además, dispone en su interior de un punto de unión para el cableado de puesta a tierra, de las masas de la instalación, proveniente del generador eléctrico (ya sea fotovoltaico, eólico o un grupo electrógeno), de la bomba, del interruptor de nivel y de sí misma.

Esquema del CU 200:

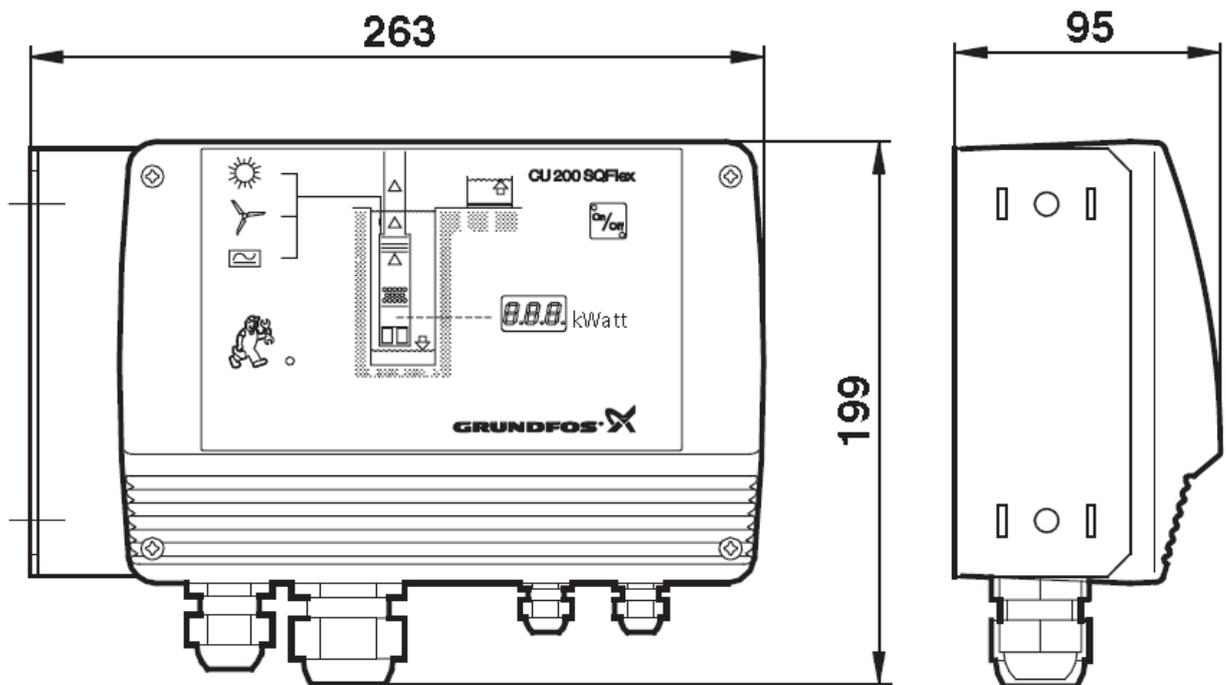


- 45 V
- 40 V
- 24 V
- F1=0 NO VOLTAGE
- F2=0 NO TEMP
- F3=0 NO CONTACT
- F4=0 NO L0/0/00
- CONTROL INDICATOR
- MAX SPEED

**Entrada de interruptor de nivel**

Nivel alto de agua:  
Contacto cerrado.

Nivel bajo de agua:  
Contacto abierto.



Dimensiones indicadas en mm.

Estas son las especificaciones de la CU 200:

<b>Tensión</b>	30-300 VDC, 8,4 A. 90-240 VAC, 8,4 A.
<b>Consumo de potencia</b>	5 W.
<b>Consumo de corriente</b>	Máximo 130 mA.
<b>Cable de la bomba</b>	Longitud máxima entre la CU 200 y la bomba: 300 m. Longitud máxima entre la CU 200 y el interruptor de nivel: 500 m.
<b>Fusible de reserva</b>	Máximo 10 A.
<b>Ruido radioeléctrico</b>	La CU 200 cumple con la Norma CEM 89/336/CEE. De conformidad con las normas EN 55014 y EN 55014-2.
<b>Humedad relativa del aire</b>	95 %.
<b>Grado de protección</b>	IP55.
<b>Temperatura ambiente</b>	Durante el funcionamiento: -30 °C a +50 °C. Durante el almacenaje: -30 °C a +60 °C.
<b>Marca</b>	CE.
<b>Peso</b>	2 kg.

#### 2.1.7.2. Interruptor de nivel para tanque de llenado

La CU 200 también permite conectar un interruptor de nivel.

El interruptor de nivel, conectado a la CU 200, detiene la bomba cuando el tanque en el que se ubica dicho interruptor está lleno.

El principio de funcionamiento se basa en un circuito eléctrico normalmente abierto que se cierra cuando el interruptor de nivel alcanza el tope de llenado del tanque en el que se ubica.

Es decir, el interruptor de nivel se encuentra flotando dentro de un tanque y cuando alcanza la altura de llenado del tanque recibe una presión. Al recibir esta presión, se cierra el circuito eléctrico que tiene albergado en su interior y al cerrarse dicho circuito se manda una señal eléctrica a la CU 200. En cuanto la CU 200 recibe esta señal, automáticamente corta la alimentación de la motobomba.

Y ocurre exactamente lo contrario cuando el interruptor de nivel deja de estar presionado, es decir, cuando el tanque ya no está lleno por completo

Se presenta una fotografía real del interruptor de nivel y las características de la señal eléctrica de salida generada por su circuito interno cuando este se activa:



La unidad de control CU 200 es una unidad combinada de estado, control y comunicación desarrollada especialmente para sistemas SQFlex.

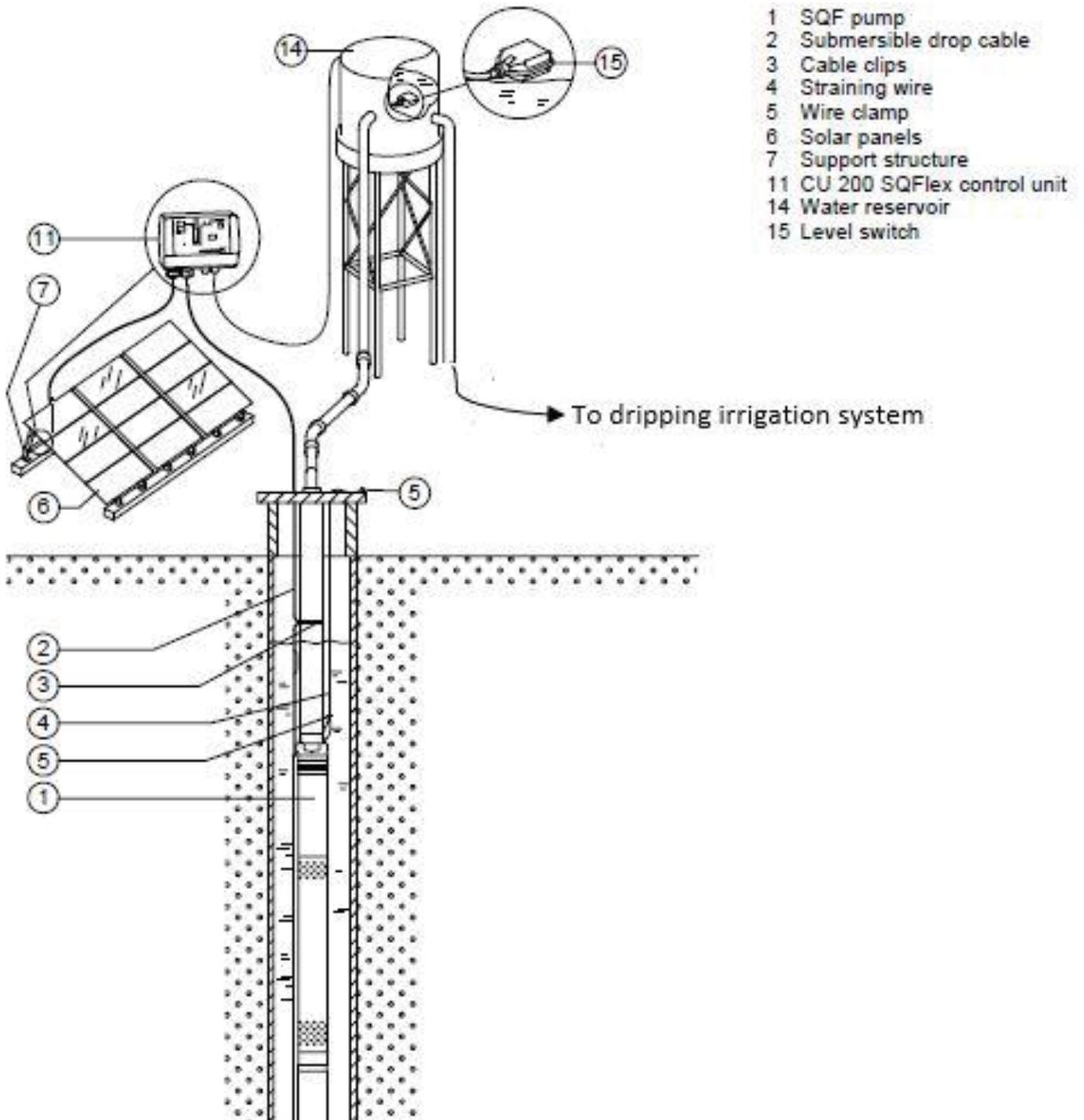
Características de la señal eléctrica de salida:  $V = 12 \text{ V (CC)}$ ,  $I = 30 \text{ mA}$ .

El interruptor de nivel se ubicará en el interior del depósito de entrada del grupo de depósitos. Por lo tanto, la longitud del cable de conexión con la CU 200 será aproximadamente la misma que la longitud de la tubería de bombeo hasta la entrada del pozo, ya que dicho cable se instalará en un tubo enterrado junto a la tubería de transporte y que la CU 200 se ubicará a 1,5 metros de distancia del pozo, como se verá más adelante.

Teniendo en cuenta la longitud de la tubería de bombeo hasta la entrada al pozo, 166 metros, y la distancia entre la CU 200 y el pozo, 1,5 metros en horizontal y 1,5 metros en vertical (altura de ubicación de la CU 200), quedará una longitud total aproximada de 169 metros para el cable de unión entre CU 200 e interruptor de nivel.

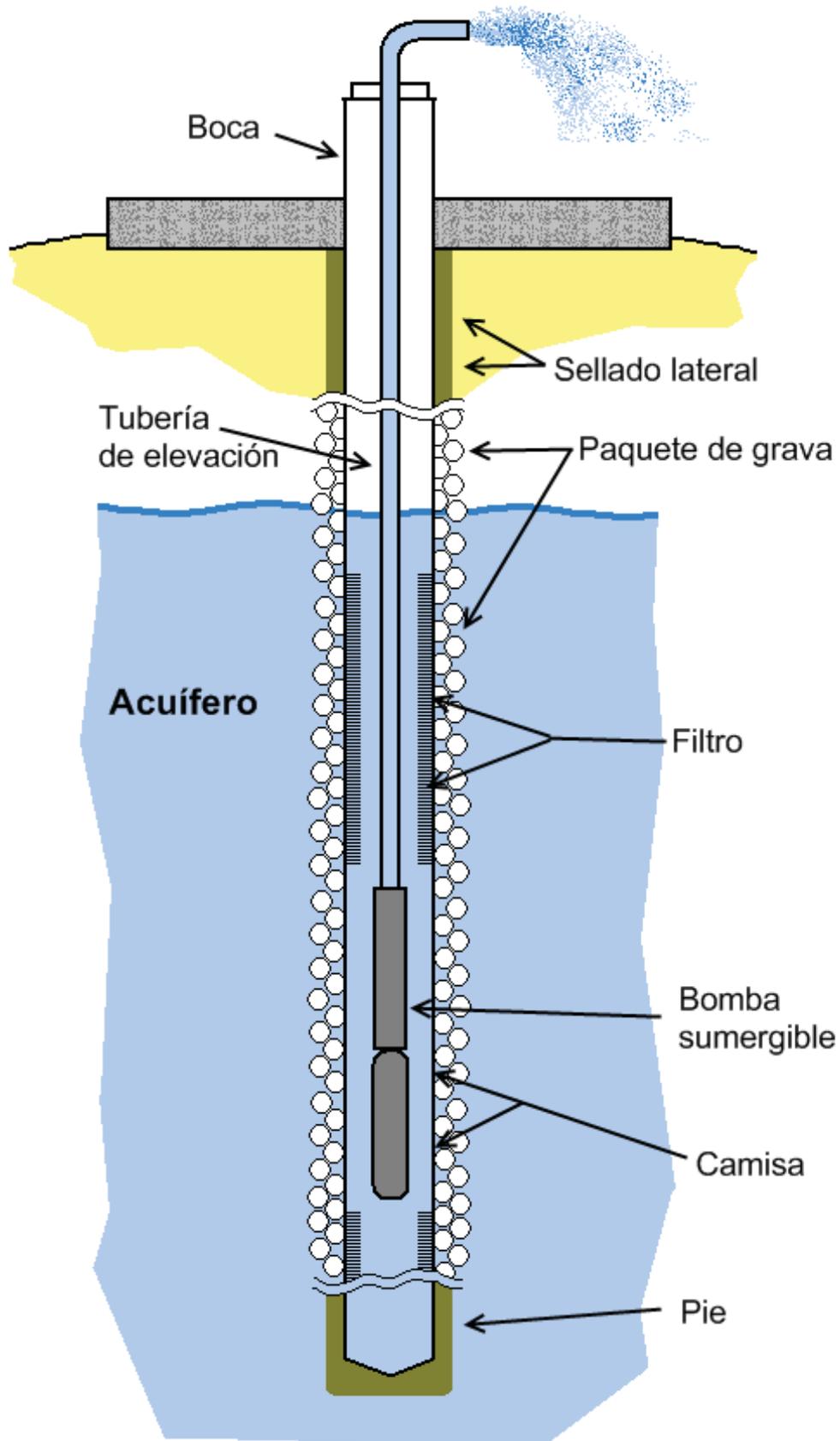
Dicho valor es inferior a la longitud máxima recomendada por “Grundfos” [20] para este cable (500m), con lo cual no habrá problemas en la transmisión de las señales eléctricas a través del cable. Más adelante se verá cuál será su diámetro. No obstante, el interruptor de nivel se comercializa junto a la longitud de cable que se desee para las secciones 1,5/2,5/4 mm<sup>2</sup> de conductores de cobre con aislamiento de PVC.

Una vez finalizado el diseño del sistema de control externo para la motobomba, se muestra un esquema simbólico y simplificado con los componentes principales de la instalación objeto:



### 2.1.8. Dimensionado del pozo

A continuación, se muestra el esquema del pozo, en él se pueden ver los principales elementos que lo formarán:



En este momento, ya se conoce la siguiente información:

- Cota en la ubicación seleccionada para el pozo = 1817 metros sobre el nivel del mar.
- Nivel dinámico mínimo del agua en la ubicación seleccionada para el pozo = 6 metros desde superficie.
- Profundidad de instalación de la motobomba SQFlex 8A-5 = 7 metros desde superficie.
- Longitud de la motobomba SQFlex 8A-5 = 1 metro.
- Diámetro externo de la motobomba = 4" (101,6 mm).
- Diámetro externo de la tubería de elevación = 110 mm.
- Longitud de la tubería de elevación = 7 metros desde superficie.

Así pues, se procede al dimensionado del resto de elementos que formarán el pozo:

- Camisa del pozo: la camisa es vital porque impide el colapso de la perforación y evita el balanceo de la tubería de elevación, así como, de la propia motobomba.

Esta camisa, tendrá una serie de ranuras para permitir la entrada de agua cuando se introduzca en la perforación. Además, se rodeará todo el exterior de la camisa, como se puede observar en el esquema anterior, con una capa de grava que mejorará el acceso al agua y actuará de filtro de gruesos.

Conociendo el diámetro externo de la tubería de elevación (110mm) y los tamaños de los diámetros nominales de camisas para pozos, que son 6 y 8", se puede proceder a su dimensionado.

Se ha optado por el diámetro nominal de 8", ya que con el de 6" apenas quedaría espacio para que pasasen los cables de alimentación del motor y del electrodo de nivel del agua. Con el de 8" quedará un margen radial de unos 45 mm entre la tubería de elevación y la camisa, que será suficiente margen para el paso de los cables mencionados y para la introducción/extracción de la tubería de elevación y el grupo motobomba, para cuando estas acciones sean requeridas según se ha citado en el apartado 1.8. Mantenimiento de la instalación del documento Memoria de este TFG.

Las camisas suelen estar fabricadas en acero inoxidable y suelen ser cilindros huecos de 3 metros de longitud.

Teniendo este dato en cuenta, se ha decidido que la profundidad máxima del pozo será de 9 metros. Se instalarán tres tramos de camisa de 3 metros cada uno, quedando un metro libre entre el final de la motobomba, es decir el motor, y el fondo de la camisa.

- Cabeza del pozo: está formada por un plato, generalmente de acero inoxidable y del mismo diámetro interior que el diámetro exterior de la camisa (para que encajen), y por un codo de 90° que sirve de unión entre la tubería de elevación, que atraviesa el plato, y la tubería de transporte o distribución.

Así pues, sirve como tapa para el pozo (plato) y como conexión entre tramos de tubería (codo de 90°). Además de ello, el plato alberga un conducto de entrada para los cables de alimentación de la motobomba y un punto interno para el anclaje del cable de acero que aguanta a la motobomba en su posición, evita que se caiga al fondo soportando el peso de la motobomba. Cualquier cabeza de pozo debe ser desmontable, para posibilitar la apertura del orificio del pozo con el fin de extraer la motobomba cuando se precise.

Afortunadamente, la empresa “Davis & Shirliff” [16] también tiene en su catálogo un modelo de cabeza de pozo que es desmontable y que puede tener diferentes tamaños de plato y de codo de 90°, y que además incluye un cable de acero para el aguante de la motobomba, del cual se puede pedir la longitud que se vaya a necesitar. Concretamente, los diámetros nominales (DN) son del rango 32-110 mm para el codo de 90° y 2-4 mm para el del cable de acero, y los tamaños del diámetro interior del plato son del rango 6-8". Además, el plato de este modelo de cabeza también incluye un pequeño conducto que penetra en su interior y que sirve para la entrada de los cables de alimentación para la motobomba.

Por tanto, se ha optado por una cabeza de pozo con plato de diámetro interior 8", como el nominal o exterior de la camisa, y un codo de 90° de diámetro nominal 110 mm, igual que el de la tubería de elevación y el de la tubería de transporte. Se muestra una imagen de dicha cabeza de pozo:



En cuanto al cable de acero, se ha decidido instalar el de 4 mm de diámetro para garantizar que soportará el peso de la motobomba, y tendrá una longitud de 7 metros (profundidad de instalación de la motobomba). Este será compatible con el anillo de anclaje que tiene la motobomba SQFlex 8A-5, que tiene un diámetro de 8 mm. Se muestra una imagen del cable de acero:



### 2.1.9. Cálculo de la energía hidráulica necesaria

Conociendo las demandas diarias de agua y la altura hidráulica total de bombeo, se procede al cálculo de la energía hidráulica diaria que requerirá el sistema para más tarde realizar el cálculo de la potencia pico mínima que deberá tener el generador fotovoltaico.

Para el cálculo de la energía hidráulica diaria requerida por el sistema, se ha utilizado la siguiente ecuación:

$$E_{H.d.} \left( \frac{kWh}{día} \right) = \frac{P}{t}$$

$$= \frac{\rho(kg/m^3) \times g(m/s^2) \times Q_d(m^3/día) \times h_T(m.c.a) \times \frac{1 kWh}{3.600.000 J}}{t(1 día)}$$

Donde:

- $E_{H.d.}$  (kWh/día) = energía hidráulica diaria requerida por el sistema.
- 1 kWh =  $3,6 \times 10^6$  J
- $\rho$  (kg/m<sup>3</sup>) = 1000 kg/m<sup>3</sup> (densidad del agua).
- $g$  (m/s<sup>2</sup>) = 9,81 m/s<sup>2</sup> (aceleración gravitatoria terrestre)
- $Q_d$  (m<sup>3</sup>/día) = demanda diaria de agua a impulsar.
- $h_{TOTAL}$  (m.c.a) = altura hidráulica total.

Siendo:

- $Q_{d.máx.}$  (m<sup>3</sup>/día) = 50,9 m<sup>3</sup>/día (demanda de agua diaria máxima, tercera década de Enero).
- $h_{TOTAL}$  (m) = 23,74 m (altura hidráulica total)

Sustituyendo, se obtiene la demanda diaria máxima de energía hidráulica que el sistema requerirá:

$$E_{H.d. máx.} \left( \frac{kWh}{día} \right) = \frac{P}{t} = \frac{1.000 \times 9,81 \times 50,9 \times 23,74 \times \frac{1 kWh}{3.600.000 J}}{1}$$

$$= 3,29279 kWh/día$$

Y a continuación, se presentan las demandas diarias de energía hidráulica a lo largo de los ciclos de cultivo de ambos cultivos, calculadas en función de las necesidades hídricas diarias a lo largo de estos periodos de tiempo y de la altura hidráulica total de bombeo:

Cultivo	Mes	Década	Demanda diaria riego (m <sup>3</sup> /día)	Demanda diaria de energía hidráulica (kWh/día)
TOMATE	Octubre	1	0	0
	Octubre	2	0	0
	Octubre	3	7,5	0,48518625
	Noviembre	1	16	1,035064
	Noviembre	2	28,3	1,83076945
	Noviembre	3	34,3	2,21891845
	Diciembre	1	39,9	2,58119085
	Diciembre	2	42,8	2,7687962
	Diciembre	3	48,2	3,1181303
	Enero	1	44,5	2,87877175
	Enero	2	45,7	2,95640155
	Enero	3	50,9	3,29279735
	Febrero	1	43,3	2,80114195
	Febrero	2	39,9	2,58119085
	Febrero	3	7,8	0,5045937

Cultivo	Mes	Década	Demanda diaria riego (m <sup>3</sup> /día)	Demanda diaria de energía hidráulica (kWh/día)
AJO	Marzo	1	3,5	0,22642025
	Marzo	2	34,6	2,2383259
	Marzo	3	37,7	2,43886955
	Abril	1	39,2	2,5359068
	Abril	2	45,9	2,96933985
	Abril	3	43	2,7817345
	Mayo	1	34,7	2,24479505
	Mayo	2	26,4	1,7078556
	Mayo	3	22	1,423213
	Junio	1	5,3	0,34286495
	Junio	2	7,6	0,4916554

Vistos los resultados obtenidos para cada día de ambos ciclos de cultivo, se ha comprobado que, efectivamente, la demanda diaria máxima de energía hidráulica que requerirá el sistema tendrá lugar en los días de la tercera década de Enero y será de 3,29278 kWh/día.

## 2.1.10. Estimación del recurso solar disponible

A continuación se presentan los datos sobre el recurso solar disponible, irradiación diaria incidente sobre un plano con una inclinación determinada ( $\text{Wh/m}^2/\text{día}$ ), en la ubicación seleccionada y para distintas inclinaciones del plano del generador fotovoltaico.

Todos ellos han sido obtenidos de la base de datos PVGIS del “Joint Research Centre” de la “European Commission” [14].

También se exponen los resultados de un análisis sobre los ángulos óptimos de inclinación del generador fotovoltaico a lo largo de un año para la ubicación seleccionada, así como, la selección de ángulos para el sistema de cambio de ángulo de inclinación que se desea implementar y el cálculo de las fechas óptimas para el cambio de ángulo de inclinación.

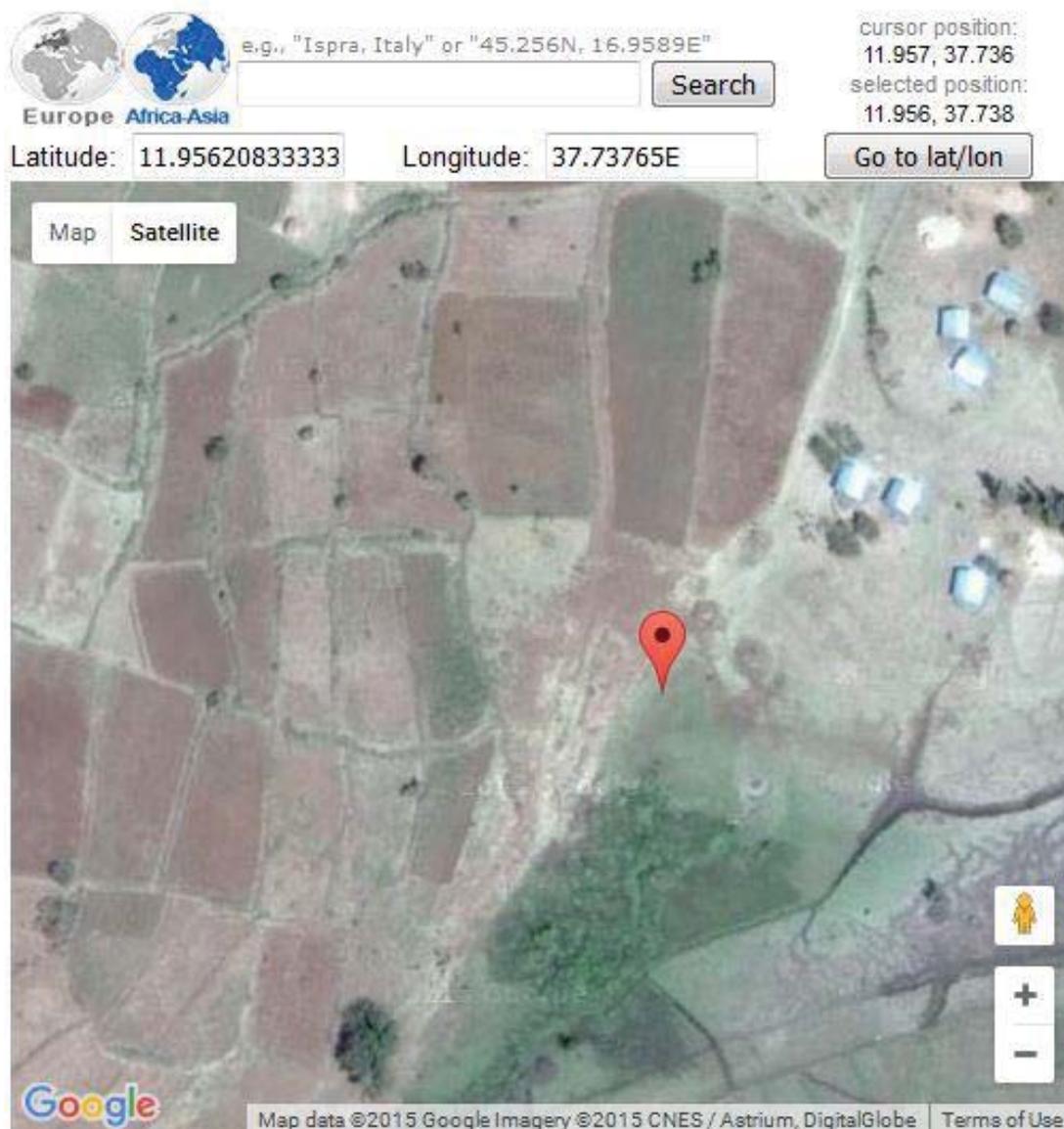
Se recuerda que la ubicación seleccionada para el emplazamiento del generador fotovoltaico es la siguiente:

Latitud:

Longitud:

11,95620833° N = 11°57'22" N

37,73765° E = 37°44'15" N



### 2.1.10.1. Irradiación sobre el plano horizontal (0°)

Estos son los valores de la irradiación diaria incidente sobre un plano inclinado 0° (plano horizontal):

```
Latitude:      11°57'22" North,
Longitude:     37°44'15" East
Optimal inclination angle is: 16      deg.
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal):      0.0 %

Month          Hh
Jan            6190
Feb            6810
Mar            7520
Apr            7100
May            6820
Jun            6160
Jul            5170
Aug            5280
Sep            6240
Oct            6680
Nov            6170
Dec            5970
Year           6340
Hh: Irradiation on horizontal plane (wh/m2/day)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012
```

### 2.1.10.2. Irradiación sobre superficie inclinada según el ángulo óptimo de inclinación anual

Estos son los valores de la irradiación incidente sobre un plano inclinado según el ángulo óptimo de inclinación anual para la ubicación seleccionada (16° hacia el Sur según la base de datos PVGIS del “Joint Research Centre” de la “European Commission” [14]):

```
Latitude:      11°57'22" North,
Longitude:     37°44'15" East
Optimal inclination angle is: 16      deg.
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal):      0.0 %

Month          Hopt
Jan            7220
Feb            7530
Mar            7750
Apr            6850
May            6250
Jun            5540
Jul            4760
Aug            5030
Sep            6270
Oct            7170
Nov            7070
Dec            7070
Year           6530
Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (wh/m2/day)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012
```

### 2.1.10.3. Cálculo de los ángulos óptimos de inclinación para un generador FV a lo largo del año

Para conocer cuáles son los ángulos óptimos de inclinación para un generador FV a lo largo del año para la ubicación seleccionada, se ha realizado el cálculo teórico de los mismos.

Estos cálculos se han llevado a cabo a partir de la ecuación:

$$\beta_{\text{óptimo}} = \varphi + \delta$$

Donde:

- $\beta_{\text{óptimo}}$  (°) = ángulo óptimo de inclinación para el generador fotovoltaico (hacia el Sur si su valor es negativo y hacia el Norte si su valor es positivo, por norma general).
- $\varphi$  (°) = latitud de la ubicación seleccionada para el generador fotovoltaico (con signo negativo si se trata de una latitud del hemisferio Norte).
- $\delta$  (°) = ángulo de declinación solar, es el ángulo entre los rayos solares y el plano ecuatorial de la Tierra.

Siendo:

- $\varphi$  (°) = 11,9562° N; (-11,9562) para los cálculos de los ángulo óptimos de inclinación.
- $\delta$  (°) = varía a lo largo del año entre -23,45° (solsticio de invierno) y +23,45° (solsticio de verano).

El ángulo de declinación se calcula mediante la fórmula:

$$\delta(^{\circ}) = 23,45^{\circ} \times \sin \left[ \frac{360}{365} \times (284 + n) \right]$$

Donde:

- $n$  = número del día en el cual se desea conocer el valor del ángulo de declinación solar, siendo  $n = 1$  el día 1 de Enero.

Así pues, se presentan los resultados del ángulo óptimo de inclinación para dos días (1 y 21) de cada mes del año en función de la latitud del lugar elegido para el emplazamiento del generador fotovoltaico y del valor del ángulo de declinación para cada día:

Mes	Día	Ángulo de declinación $\delta$ (°)	Ángulo óptimo de inclinación $\beta$ (°)
Diciembre	1	-22,11	-34,0662
	21	-23,45	-35,4062
Enero	1	-23,01	-34,9662
	21	-19	-30,9562
Febrero	1	-17,52	-29,4762
	21	-11	-22,9562
Marzo	1	-7,29	-19,2462
	21	0	-11,9562
Abril	1	4,02	-7,9362
	21	12	0,0438
Mayo	1	14,9	2,9438
	21	19,5	7,5438
Junio	1	22,04	10,0838
	21	23,45	11,4938
Julio	1	23,12	11,1638
	21	19,5	7,5438
Agosto	1	17,91	5,9538
	21	11,8	-0,1562
Septiembre	1	7,72	-4,2362
	21	0	-11,9562
Octubre	1	-4,22	-16,1762
	21	-11,8	-23,7562
Noviembre	1	-15,36	-27,3162
	21	-20	-31,9562

Los valores negativos para el ángulo óptimo de inclinación hacen referencia a una inclinación de tal valor hacia el Sur, y los valores positivos hacen referencia a una inclinación de tal valor hacia el Norte. Esto no sucede en todos los rincones del mundo, en España no es recomendable inclinar un generador FV hacia el Norte.

Este hecho se debe a la latitud de cada lugar, si la latitud es menor de 23,45°N habrán días en los cuales será mejor inclinar los paneles solares hacia el Norte, y si es menor de 23,45°S sucederá exactamente lo opuesto.

Cabe destacar los ángulos que se han resaltado en la tabla anterior: en color marrón se ha resaltado el valor máximo para el ángulo de inclinación hacia el Sur y en color azul el valor máximo hacia el Norte, correspondientes a las fechas de los solsticios de invierno y de verano respectivamente, en las cuales se dan los valores máximo y mínimo para el ángulo de declinación solar. En color gris se han resaltado los valores de inclinación próxima a 0°, que se dan en los días en los que el ángulo de declinación tiene casi el mismo valor, pero signo contrario, que la latitud de la ubicación elegida. Y por último, se han resaltado en color beis los ángulos óptimos de igual valor y signo a la latitud del lugar escogido, que se dan en las fechas en que el valor del ángulo de declinación es igual a cero.

#### 2.1.10.4. Selección de ángulos para un sistema de cambio del ángulo de inclinación del generador FV

Vistos los resultados obtenidos en el apartado anterior, se procede a la selección de los ángulos de inclinación que deberá posibilitar el sistema para el cambio del ángulo de inclinación del generador fotovoltaico que contendrá la estructura de soporte para dicho generador.

El diseño y el dimensionado del conjunto estructura de soporte y sistema para el cambio del ángulo de inclinación serán llevados a cabo más adelante, por ahora solamente se van a seleccionar los ángulos de inclinación que dicho conjunto deberá posibilitar.

Para la selección de ángulos se ha partido de los valores límite, es decir:

- 35,4° hacia el Sur, pero se ha tomado 35,5° para el sistema de cambio de ángulo.
- 11,49° hacia el Norte, que se ha redondeado a 11,5° para el sistema de cambio de ángulo.

A partir de los límites, se ha seleccionado el ángulo 0° para el sistema de cambio de ángulo, por ser el ángulo del plano horizontal.

Y desde el ángulo 0° hasta ambos límites se han tomado valores intermedios dejando desfases similares entre un ángulo y el siguiente. Esta es la lista de los ángulos seleccionados para el sistema de cambio de ángulo de inclinación:

- Hacia el Sur: 35,5° / 31° / 27° / 22,5° / 18° / 13,5° / 9° / 4,5°
- Plano horizontal: 0°
- Hacia el Norte: 3° / 6° / 9° / 11,5°

#### 2.1.10.5. Cálculo de las fechas óptimas para el cambio de ángulo de inclinación del generador FV

Todos ellos han sido obtenidos de la base de datos PVGIS del “Joint Research Centre” de la “European Commission” [14].

Tras la selección de los ángulos de inclinación del generador fotovoltaico que el sistema para el cambio de ángulo deberá posibilitar, se procede a calcular cuáles serán las fechas óptimas para el cambio de ángulo. Es decir, las fechas óptimas para realizar el cambio de un ángulo de inclinación al siguiente.

Se podrían considerar como fechas óptimas para realizar el cambio de ángulo las fechas óptimas para cada ángulo, es decir, en las cuales se obtiene dicho valor de ángulo mediante el cálculo con la fórmula de ángulo óptimo que se ha utilizado anteriormente ( $\beta_{\text{óptimo}} = \varphi + \delta$ ).

Sin embargo, si se eligiesen estas fechas óptimas para cada ángulo como las fechas óptimas para el cambio de ángulo, se estaría cometiendo un error por el cual se desaprovecharían, en parte, los beneficios que puede llegar a aportar el uso de un sistema para el cambio del ángulo de inclinación.

La razón de esto radica en el hecho de que unos días antes de cada fecha óptima para cada ángulo, ya podría obtenerse mayores niveles de irradiación sobre el plano del generador

fotovoltaico si se cambiase la inclinación de dicho plano al ángulo correspondiente para el cual se daría su fecha óptima en unos días más tarde.

Por tanto, si se aguarda hasta la fecha óptima de cada ángulo para realizar el cambio de ángulo a este nuevo ángulo de inclinación, se estará desaprovechando la energía extra que se podría generar si se cambiara el ángulo de inclinación unos días antes de que se dé su fecha óptima.

Así pues, se ha considerado que las fechas óptimas para realizar el cambio de ángulo, serán aquellas fechas óptimas para los ángulos intermedios entre cada pareja de ángulos seleccionados y consecutivos.

Es decir, por ejemplo, la fecha óptima para realizar el cambio de ángulo de inclinación desde el ángulo seleccionado  $27^\circ$  al ángulo seleccionado  $31^\circ$ , será la fecha o día en que el ángulo óptimo de inclinación tenga el valor intermedio entre este par de ángulos seleccionados y consecutivos, que en este caso sería la fecha en que se dé el valor de  $29^\circ$  como ángulo óptimo de inclinación.

Tras este razonamiento, se procede a exponer los resultados que se han obtenido en la estimación de las fechas óptimas para los cambios de ángulo.

Pero antes, se explica cuál ha sido el proceso para estimar dichas fechas:

- Primero se han calculado los ángulos intermedios entre cada pareja de ángulos seleccionados y consecutivos.
- En segundo lugar, conociendo estos ángulos intermedios y conociendo la latitud de la ubicación seleccionada, se han obtenido los valores que el ángulo de declinación solar tendrá para que se obtengan dichos ángulos intermedios. Esta operación se ha realizado mediante la fórmula para el cálculo del ángulo óptimo utilizada anteriormente ( $\beta_{\text{óptimo}} = \varphi + \delta$ ).
- Y para finalizar, conociéndose los valores del ángulo de declinación solar para que se den cada uno de los ángulos intermedios, se han introducido dichos valores en la fórmula para el cálculo del ángulo de declinación solar y se han obtenido los valores “n”, y a partir de ellos los días del año a los que corresponden.

Es decir, que se ha seguido el proceso inverso que se utiliza para conocer el ángulo óptimo para una fecha determinada.

Y ahora sí se muestran los resultados obtenidos de las fechas óptimas para realizar los cambios de ángulo de inclinación:

Ángulo óptimo de inclinación, $\beta$ (°)	Ángulo de declinación, $\delta$ (°)	Nº día (n)	Fecha
-33,30727858	-21,35367858	330	26-nov
-35,40338285	-23,44978285	355	21-dic
-33,22307391	-21,26947391	15	15-ene
-30,98419093	-19,03059093	26	26-ene
-29,19912919	-17,24552919	33	02-feb
-27,16396321	-15,21036321	40	09-feb
-24,90820809	-12,95460809	47	16-feb
-22,46457806	-10,51097806	54	23-feb
-20,24730507	-8,293705065	60	01-mar
-17,94163477	-5,98803477	66	07-mar
-15,57214184	-3,618541845	72	13-mar
-13,56701691	-1,613416909	77	18-mar
-11,14641321	0,807186793	83	24-mar
-9,134721347	2,818878653	88	29-mar
-6,74954052	5,20405948	94	04-abr
-4,419826433	7,533773567	100	10-abr
-2,170410019	9,783189981	106	16-abr
-0,025266367	11,92833363	112	22-abr
1,666166412	13,61976641	117	27-abr
2,947287456	14,90088746	121	01-may
4,448697769	16,40229777	126	06-may
6,08917769	18,04277769	132	12-may
7,537351188	19,49095119	138	18-may

En ambas tablas, se han resaltado en color azul los ángulos próximos a los ángulos de inclinación que se han seleccionado para el sistema de cambio de ángulo, en color salmón los ángulos intermedios entre cada pareja de ángulos seleccionados y consecutivos, y en color amarillo las fechas óptimas para dichos ángulos intermedios, que son las fechas óptimas para realizar el cambio de ángulo de inclinación desde un ángulo al siguiente de los seleccionados.

8,963362574	20,91696257	145	25-may
10,22063529	22,17423529	153	02-jun
11,49618285	23,44978285	172	21-jun
10,28547905	22,23907905	191	10-jul
9,053831368	21,00743137	199	18-jul
7,42440596	19,37800596	207	26-jul
5,95958797	17,91318797	213	01-ago
4,592335657	16,54593566	218	06-ago
3,102583025	15,05618303	223	11-ago
1,501359682	13,45495968	228	16-ago
0,148063069	12,10166307	232	20-ago
-2,354202766	9,599397234	239	27-ago
-4,61123989	7,34236011	245	02-sep
-6,946534533	5,007065467	251	08-sep
-8,934455239	3,019144761	256	13-sep
-11,34815758	0,605442423	262	19-sep
-13,36560135	-1,412001354	267	24-sep
-15,77142445	-3,817824453	273	30-sep
-18,1365558	-6,182955804	279	06-oct
-20,05820873	-8,104608732	284	11-oct
-22,64461196	-10,69101196	291	18-oct
-24,73948828	-12,78588828	297	24-oct
-27,00978303	-15,05618303	304	31-oct
-29,06172464	-17,10812464	311	07-nov
-31,10141731	-19,14781731	319	15-nov

Resumiendo las tablas anteriores, se muestra una nueva tabla con los resultados de fechas óptimas para ángulos y fechas óptimas para realizar los cambios de ángulo:

$\beta$	Fechas óptimas para el ángulo	Fechas óptimas para el cambio de ángulo
-35,5	21 Diciembre (-35.4)	26 Noviembre (-33.307)
-31	26 January (-30.98) 15 Noviembre (-31.1)	15 January (-33.223) 7 Noviembre (-29.06)
-27	9 Febrero (-27.16) 31 Octubre (-27.009)	2 Febrero (-29.19) 24 Octubre (-24.739)
-22,5	23 Febrero (-22.46) 18 Octubre (-22.64)	16 Febrero (-24.9) 11 Octubre (-20.05)
-18	7 Marzo (-17.94) 6 Octubre (-18.136)	1 Marzo (-20.247) 30 Septiembre (-15.77)
-13,5	18 Marzo (-13.567) 23 Septiembre (-13.36)	13 Marzo (-15.57) 19 Septiembre (-11.34)
-9	29 Marzo (-9.13) 13 Septiembre (-8.93)	24 Marzo (-11.5) 8 Septiembre (-6.946)
-4,5	10 Abril (-4.419) 2 Septiembre (-4.61)	4 Abril (-6.7495) 27 Agosto (-2.35)
0	22 Abril (-0.0252) 20 Agosto (0.148)	16 Abril (-2.17) 16 Agosto (1.5)
3	1 Mayo (2.947) 11 Agosto (3.1)	27 Abril (1.66) 6 Agosto (4.59)
6	12 Mayo (6.089) 1 Agosto (5.95)	6 Mayo (4.44) 26 Julio (7.42)
9	25 Mayo (8.96) 18 Julio (9.053)	18 Mayo (7.537) 10 Julio (10.285)
11,5	21 Junio (11.49)	2 Junio (10.22)

Se muestran entre paréntesis los valores del ángulo óptimo para cada fecha.

Para seguir el transcurso de un año, en las fechas óptimas para realizar los cambios de ángulo de inclinación, seguir orden descendente de las fechas en color azul de principio a fin de la tabla y, llegados al final, seguir orden ascendente de las fechas en color verde desde el final al principio de la tabla.

2.1.10.6. Irradiación sobre superficie inclinada según los ángulos seleccionados

Se muestran en la tabla x los valores de la radiación solar incidente sobre un plano inclinado según los ángulos seleccionados:

<b>Irradiación en el plano inclinado según los ángulos elegidos para el sistema de cambio de ángulo (Wh/m<sup>2</sup>/día)</b>													
<b>Mes</b>	<b>35,5°</b>	<b>31°</b>	<b>27°</b>	<b>22,5°</b>	<b>18°</b>	<b>13,5°</b>	<b>9°</b>	<b>4,5°</b>	<b>0°</b>	<b>3°</b>	<b>6°</b>	<b>9°</b>	<b>11,5°</b>
Enero	7830	7760	7660	7510	7320	7090	6820	6520	6190	5950	5700	5440	5220
Febrero	7740	7760	7740	7680	7580	7440	7270	7050	6810	6630	6430	6220	6040
Marzo	7410	7550	7640	7710	7750	7740	7700	7630	7520	7420	7320	7200	7090
Abril	6000	6250	6440	6630	6790	6920	7010	7070	7100	7100	7090	7060	7030
Mayo	5090	5400	5650	5920	6150	6360	6540	6690	6820	6880	6930	6970	6990
Junio	4400	4700	4940	5200	5440	5660	5850	6020	6160	6240	6310	6370	6410
Julio	3950	4170	4340	4520	4690	4840	4970	5080	5170	5210	5250	5280	5300
Agosto	4380	4560	4710	4860	4980	5080	5170	5230	5280	5290	5300	5300	5290
Septiembre	5810	5960	6070	6170	6250	6290	6300	6280	6240	6200	6140	6070	6010
Octubre	7170	7230	7260	7250	7200	7120	7010	6860	6680	6550	6400	6230	6090
Noviembre	7540	7500	7420	7300	7150	6950	6720	6460	6170	5960	5730	5500	5300
Diciembre	7780	7680	7560	7390	7170	6920	6640	6320	5970	5720	5460	5190	4960
<b>Media anual</b>	6250	6370	6450	6500	6530	6530	6490	6430	6340	6260	6170	6070	5970

En la tabla anterior, los ángulos resaltados en color verde son los ángulos de inclinación hacia el Sur, y los ángulos resaltados en color azul son los ángulos de inclinación hacia el Norte.

En color salmón se ha resaltado el principio de la fila que contiene los valores medios anuales de irradiación para cada ángulo. Analizando estos valores medios se puede comprobar que el ángulo óptimo de inclinación anual está entre 13,5° y 18°, ya que para ellos se dan las mayores medias anuales, y por tanto, queda verificado que el ángulo óptimo anual (16° hacia el Sur) estimado por la base de datos PVGIS del “Joint Research Centre” de la “European Commission” [14] ha sido estimado correctamente.

Como también se puede observar en la tabla anterior, los valores de irradiación que se obtendrían para cada ángulo de inclinación, a lo largo del año, son más elevados (celdas resaltadas en amarillo) durante los periodos de tiempo en que dichos ángulos son los óptimos para la inclinación del generador fotovoltaico. Por lo tanto, se puede afirmar que la estimación de las fechas óptimas para los cambios de ángulo es correcta.

Así pues, deberá cambiarse el ángulo de inclinación según las fechas estimadas para tal efecto. Y considerando que estos cambios de ángulo serán llevados a cabo en las fechas estimadas, una vez se implemente la instalación fruto de este proyecto, se van a tomar los valores de irradiación que se obtendrán en esos periodos de tiempo, para cada ángulo de inclinación, para el cálculo de la potencia pico mínima requerida del sistema fotovoltaico que se presenta en el próximo apartado.

### 2.1.11. Cálculo de la potencia pico mínima requerida del sistema FV

Como se ha mencionado en el apartado 2.1.6 Selección del grupo motobomba, y expuesto mediante una gráfica ofrecida por “Grundfos” [20] para su gama de productos SQFlex Solar, será necesaria una potencia pico mínima del sistema fotovoltaico de valor 1,4 kW o superior para el cumplimiento de las mayores demandas diarias de agua según la altura hidráulica total de bombeo calculada.

No obstante, conociendo las demandas diarias de energía hidráulica, las características de la motobomba seleccionada y el recurso solar que estará disponible en el plano del generador fotovoltaico a lo largo del año para la ubicación seleccionada, se puede proceder al cálculo de la potencia pico mínima requerida del sistema fotovoltaico.

Para el cálculo de la potencia pico en paneles solares necesaria a instalar para desarrollar una energía hidráulica dada, se ha utilizado la siguiente ecuación:

$$P_p(kW_p) = \frac{E_{Hd}(kWh/día) \times G_{STC}(kW/m^2)}{\eta_{mb} \times F_t \times F_m \times G_d(kWh/m^2/día)}$$

Donde:

- $P_p$  ( $kW_p$ ) = potencia pico en paneles solares necesaria para desarrollar una energía hidráulica dada, según la motobomba seleccionada y el recurso solar disponible en el plano del generador FV.
- $E_{H.d.}$  ( $kWh/día$ ) = energía hidráulica diaria requerida por el sistema.
- $G_d$  ( $kWh/m^2/día$ ) = irradiación diaria sobre el plano de inclinación del generador FV.
- $\eta_{mb}$  ( $^{\circ}/1$ ) = eficiencia o rendimiento medio diario del conjunto motobomba.
- $G_{STC}$  ( $kW/m^2$ ) =  $1 kW/m^2$ , valor de la irradiancia solar para condiciones normales standard ( $25^{\circ}C$  y  $1ATM$ ).
- $F_m$  ( $^{\circ}/1$ ) = factor de acoplo medio o cociente entre la energía generada en condiciones de operación y la que se generaría trabajando en el PMP.

Suele estar entre 0,8 (bombas volumétricas), 0,9 (bombas centrífugas) y 0,95 en sistemas con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), pero no son valores rígidos, dada la gran variedad de bombas disponibles en el mercado.

Ya que la bomba seleccionada es de tipo centrífugo y lleva integrado un sistema para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), se ha tomado el valor de 0,95 para los cálculos.

- $F_t$  ( $^{\circ}/1$ ) = factor de corrección de la temperatura, que se ha calculado con la expresión:

$$F_t(^{\circ}/1) = 1 - \delta(T_c - 25) = 1 - 0,005(70 - 25) = 0,775$$

Siendo  $\delta = 0,005 \text{ }^{\circ}C^{-1}$  para módulos de silicio cristalino trabajando a una temperatura de célula de  $70^{\circ}C$ .

Y siendo:

- $\eta_{mb}$  ( $^{\circ}/1$ ) = 0,4

Se ha tomado este valor para el rendimiento medio diario del conjunto motobomba porque es el rendimiento medio diario típico de una bomba que trabaja con diferentes potencias de alimentación, y por lo tanto en distintos puntos de funcionamiento, a lo largo del día.

- $E_{H.d. \text{ máx.}}$  ( $kWh/día$ ) = 3,29279  $kWh/día$  (como se ha visto, tendrá lugar en la tercera década de Enero).
- $G_d$  ( $kWh/m^2/día$ ) = irradiación diaria (tercera década Enero) = 7,76  $kWh/m^2$

Sustituyendo, se obtiene la potencia pico mínima requerida del sistema fotovoltaico:

$$P_p(kW_p) = \frac{3,29279 \times 1}{0,4 \times 0,775 \times 0,95 \times 7,76} = 1,44 kW_p$$

En principio, este valor de potencia pico del sistema FV debería ser el máximo valor, dado que se obtiene para la demanda diaria máxima de energía hidráulica.

No obstante, se podría dar el caso de que existiese una potencia pico requerida del sistema FV que fuese mayor a esta, ya que, como se ha visto, se han obtenido otros valores elevados de demanda diaria de energía hidráulica, y la irradiación no es la misma todos los días.

Por tanto, se ha realizado el cálculo de la potencia pico mínima requerida del sistema FV para todos los días correspondientes a ambos periodos de ciclo de cultivo, en función de las demandas diarias de energía hidráulica y de la irradiación diaria que se tendrán cada día. Los valores de la irradiación diaria han sido tomados, como se ha mencionado anteriormente que se haría en este apartado, de la tabla de radiaciones solares diarias, a lo largo de un año, para cada uno de los ángulos seleccionados y en función de las fechas en que cada ángulo estará fijado como el ángulo de inclinación del generador fotovoltaico.

Se presentan los resultados para el cultivo del tomate en la siguiente tabla:

Mes	Década	Demanda diaria de energía hidráulica (kWh/día)	Irradiación solar diaria sobre el plano inclinado (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Potencia pico FV necesaria (kW <sub>p</sub> )
Octubre	1	0	7,2	0
Octubre	2	0	7,25	0
Octubre	3	0,48518625	7,26	0,226927205
Noviembre	1	1,035064	7,5	0,468619808
Noviembre	2	1,83076945	7,52	0,82666684
Noviembre	3	2,21891845	7,54	0,99927425
Diciembre	1	2,58119085	7,78	1,126562319
Diciembre	2	2,7687962	7,78	1,208442788
Diciembre	3	3,1181303	7,78	1,360909869
Enero	1	2,87877175	7,83	1,248418429
Enero	2	2,95640155	7,83	1,282083645
Enero	3	3,29279735	7,76	1,440847387
Febrero	1	2,80114195	7,76	1,225711038
Febrero	2	2,58119085	7,74	1,132384346
Febrero	3	0,5045937	7,68	0,223097809

Y se presentan los resultados para el cultivo del ajo en la siguiente tabla:

Mes	Década	Demanda diaria de energía hidráulica (kWh/día)	Irradiación solar diaria sobre el plano inclinado (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Potencia pico FV necesaria (kW <sub>p</sub> )
Marzo	1	0,22642025	7,74	0,09933196
Marzo	2	2,2383259	7,74	0,981967378
Marzo	3	2,43886955	7,7	1,075505281
Abril	1	2,5359068	7,07	1,21794752
Abril	2	2,96933985	7,1	1,420091274
Abril	3	2,7817345	7,1	1,330368732
Mayo	1	2,24479505	6,93	1,099912562
Mayo	2	1,7078556	6,97	0,832018668
Mayo	3	1,423213	6,97	0,69334889
Junio	1	0,34286495	6,41	0,181626729
Junio	2	0,4916554	6,41	0,260445876

Como se puede observar en ambas tablas, se han resaltado en amarillo los valores máximos de demandas diarias de energía hidráulica y de potencia pico mínima requerida del sistema FV. Y como se puede comprobar comparando ambos valores máximos de potencia pico mínima requerida del sistema FV, el valor máximo de potencia pico fotovoltaica mínima a instalar se corresponde con el calculado previamente de forma individual.

Así pues, se dimensionará el sistema FV en base a este valor pico de 1,44085 kW, que será el valor máximo de potencia que el sistema de bombeo solar requerirá para cubrir la demanda diaria máxima de agua y en función de la altura hidráulica total de bombeo.

### 2.1.12. Selección del modelo de panel solar y cálculo del número de paneles requerido

Conocido el valor de la potencia pico fotovoltaica mínima necesaria a instalar, se procede a la selección de un modelo de panel solar y al posterior cálculo del número de paneles que formarán el generador FV.

Para la selección del modelo de panel solar, se ha llevado a cabo la búsqueda de las marcas y modelos de paneles solares que son distribuidos en Etiopía. Y la verdad es que hoy en día existe un gran mercado de paneles solares en Etiopía, pero no se fabrica ninguno a nivel nacional, todos son importados del extranjero, principalmente de China.

Por ello, se ha optado por uno de estos modelos que provienen del país asiático, ya que de este modo será más fácil y rápido conseguir un nuevo panel si fuera necesario en el futuro de la instalación, por ejemplo por causas de rotura o no funcionamiento de uno de los paneles instalados en el sistema de bombeo solar.

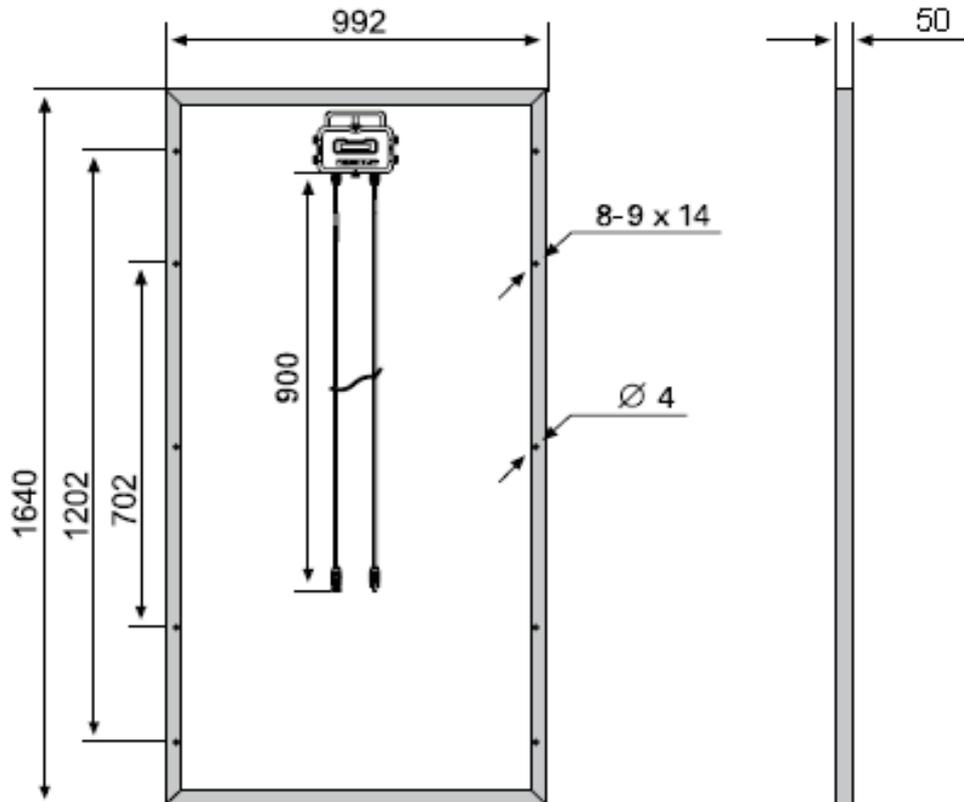
En concreto, se ha optado por un modelo de panel solar de silicio monocristalino, ya que estos son más eficientes, energéticamente hablando, que los módulos de silicio policristalino. Dicho modelo de panel solar es el ESPSC 250, que tiene una potencia pico de 250 W y es de la marca “ERA Solar”, la cual cumple con las normativas internacionales sobre paneles fotovoltaicos cumpliendo los certificados “IEC 61215 edition 2 (TÜV Rheinland)” y “IEC 61730 UL CSA MCS”.

Y estas son sus características técnicas:

		ESPSC TYPE	250	CHARACTERISTICS	
Weight	20.5 kg	Power Class	250W	Max. System Voltage	1000V/DC
Frame	Aluminium hollow-chamber frame on each side	Max. Power Voltage ( $U_{mpp}$ )* at STC**	30.95V	Temperature-Coefficient $I_{sc}$	+0.07%/°C
Glass	Low-iron and tempered glass 3.2 mm	Max. Power Current ( $I_{mpp}$ ) at STC	8.08A	Temperature-Coefficient $U_{oc}$	-0.36%/°C
Cells	60 pcs monocrystalline Si-cells (156 x 156 mm)	Open Circuit Voltage ( $U_{oc}$ ) at STC	36.6V	Temperature-Coefficient $P_{mpp}$	-0.43%/°C
Cell Embedding	EVA	Short Circuit Current ( $I_{sc}$ ) at STC	8.7A	NOCT***	45°C
Back-Foil	TPT / TPE / BBF	Module Efficiency	15.4 %		
Junction Box	TÜV certified				
Cable	4 mm <sup>2</sup> solar cable 2 x 900 mm				
Temperature Range	-40°C ... +85°C				
Load Capacity	5400 Pa (IEC 61215)				
Power	12 years 90%				
Guarantee	30 years 80%				

\* MPP: Maximum Power Point  
 \*\* STC (Standard Test Conditions): 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5  
 \*\*\* Normal Operating Cell Temperature

Se presenta un esquema con las dimensiones (en mm) de este modelo:



Además, este modelo de panel solar, cuenta con tres diodos de bypass.

Una vez seleccionado el modelo de panel solar, y conociendo su potencia pico, se procede al cálculo del número de paneles necesario a instalar.

Dicho cálculo se suele realizar con la siguiente fórmula:

$$N^{\circ}_{PANELES} = \frac{P_{P\ MÍNIMA\ SISTEMA}}{P_{P\ PANEL}} + 1$$

Donde:

- $P_{P\ MÍNIMA\ SISTEMA}$  (W) = 1441 W = potencia pico mínima requerida del sistema fotovoltaico.
- $P_{P\ PANEL}$  (W) = 250 W = potencia pico del modelo de panel solar escogido.

Sustituyendo, se obtiene:

$$N^{\circ}_{PANELES} = \frac{1441}{250} + 1 = 6,764\ \text{paneles}$$

Visto el resultado que se ha obtenido, se podría considerar necesario instalar 7 paneles solares del modelo que se ha escogido.

No obstante, si se decidiera instalar 7 paneles se estaría sobredimensionando la instalación, puesto que ya se ha demostrado, en el apartado 2.1.6 Selección del grupo

motobomba, que con una potencia pico FV instalada de valor 1,4 kW quedarían cubiertas las demandas diarias máximas de agua del sistema.

Por lo tanto, teniendo este hecho en cuenta junto a la naturaleza de este proyecto y a los requisitos de diseño identificados (bajo coste, alta eficiencia...) en el apartado 1.5.1 Requisitos de diseño identificados del documento Memoria de este TFG, se ha decidido que se instalarán 6 paneles solares del modelo escogido.

Con estos 6 paneles solares, la instalación fotovoltaica tendrá una potencia pico de 1,5 kW, que es superior a la potencia pico mínima requerida por el sistema. También es superior a la potencia máxima de entrada para el motor MSF3 (1,4 kW), pero este cuenta con protección frente a sobrecargas que lo protegerá en las escasas ocasiones en que se sobrepasará dicha potencia máxima.

### 2.1.13. Selección y justificación numérica de la configuración en la conexión de los paneles solares

Ahora solo falta decidir cuál será la configuración en la conexión de estos 6 paneles solares que formaran el generador fotovoltaico de este proyecto, si se conectarán todos en serie formando una sola rama o si se conectarán en paralelo formando varias ramas de paneles conectados en serie.

Para tomar esta decisión será necesario considerar las características eléctricas del motor MSF3 de la motobomba SQFlex 8A-5 y de la unidad de control CU 200, ya que serán los elementos por los cuales circulará la electricidad que generará el grupo de paneles solares.

Además de dichas características deberá considerarse que:

- Conexión en serie:

$$I_{SALIDA} = I_{MÁXIMA\ PANEL}$$
$$V_{SALIDA} = V_{MÁXIMA\ PANEL} \times N^{\circ}_{PANELES\ EN\ SERIE}$$

- Conexión en paralelo:

$$I_{SALIDA} = I_{MÁXIMA\ PANEL} \times N^{\circ}_{RAMAS}$$
$$V_{SALIDA} = V_{MÁXIMA\ PANELES\ EN\ SERIE}$$

Teniendo en cuenta que la intensidad máxima admisible, tanto del motor MSF3 de la motobomba SQFlex 8A-5 como de la unidad de control CU 200, tiene un valor de 8,4 A y que la intensidad en el punto de máxima potencia, del panel solar elegido, tiene un valor de 8,08 A, queda totalmente descartada cualquier configuración de conexión de los paneles en paralelo (la intensidad del sistema fotovoltaico superaría la intensidad máxima admisible por los dos componentes de la instalación).

Ahora habrá que calcular los valores máximos y mínimos de intensidades y tensiones que se podrían llegar a alcanzar con una conexión en serie de los seis paneles solares para comprobar si el motor MSF3 y la unidad de control CU 200 podrían operar con dichos valores de alimentación.

Los límites de operación son los mismos para el motor MSF3 y la CU 200, y se vuelven a presentar aquí:

Rango de tensiones admisibles: 30-300 V (en corriente continua).

Intensidad máxima admisible: 8,4 A.

Primero se obtendrán los valores máximos de intensidad que podría alcanzar la conexión en serie de los seis paneles solares, es decir, los que podría llegar a alcanzar un panel solar del modelo elegido.

Dichos valores se darán cuando la temperatura de célula sea de 70°C, considerado valor límite, y se obtendrán con la siguiente fórmula:

$$I(T_C) = I(25^\circ C) + ((T_C - 25) \times \beta_{panel(I_{sc})})$$

Donde:

- $I(T_C)$  = valor de la intensidad para una temperatura de célula dada.
- $I(25^\circ C)$  = valor de la intensidad para una temperatura de célula de 25°C (temperatura standard) que es ofrecido por el fabricante del panel solar.
- $\beta_{panel(I_{sc})}$  = coeficiente de temperatura del panel para su intensidad de cortocircuito, también debe ser facilitado por el fabricante del panel solar.

Los paneles solares tienen dos intensidades distintas (ambas varían en función de la temperatura de célula y la irradiancia solar): la intensidad del punto de máxima potencia ( $I_{PMP}$ ), que es la intensidad máxima que genera el panel cuando no tiene ningún fallo de funcionamiento; y la intensidad de cortocircuito ( $I_{SC}$ ), que es la intensidad que se genera en el caso de que se produzca un cortocircuito en el panel o en la rama de paneles en serie, siempre es mayor que la primera.

Dichos valores, para el modelo de panel escogido y en condiciones standard, son:

- $I_{PMP} = 8,08$  A
- $I_{SC} = 8,7$  A

El valor de la intensidad del punto de máxima potencia, en condiciones standard, es menor a la intensidad máxima admisible del motor MSF3 y la CU 200; pero la intensidad de cortocircuito es mayor a la admisible, incluso en condiciones standard.

Sin embargo, esta intensidad solamente se dará en el caso de que haya un cortocircuito. Por esta razón, no supondrá un problema para el funcionamiento de ambos componentes a no ser que se produzca un cortocircuito. Y dado que es posible que se produzca un cortocircuito alguna vez, se proveerá a la instalación con la protección adecuada para que, en el caso de que la intensidad de alimentación supere los 8,4 A admisibles por ambos componentes, se corte automáticamente el paso de corriente hacia estos componentes. Esta protección se presentará más adelante.

No obstante, deberán calcularse los valores que alcanzarían ambas intensidades ( $I_{PMP}$  y  $I_{SC}$ ) para una temperatura de célula de 70°C.

Siendo:

$$\beta_{panel(I_{sc})} = 0,07 \text{ \%/}^{\circ}\text{C} = 0,07 \times \frac{8,7}{100} = 0,00609$$

Estos son los resultados obtenidos mediante la fórmula presentada anteriormente:

$$I_{PMP}(70^{\circ}\text{C}) = 8,08 + ((70 - 25) \times 0,00609) = 8,35 \text{ A}$$

$$I_{SC}(70^{\circ}\text{C}) = 8,7 + ((70 - 25) \times 0,00609) = 8,97 \text{ A}$$

Viendo los resultados que se han obtenido, se sacan dos conclusiones:

- La primera es que no se superará la intensidad máxima admisible del motor MSF3 y la CU 200 en condiciones normales de funcionamiento de los paneles solares, es decir, sin cortocircuitos. Por tanto, será posible la conexión en serie de los seis paneles solares, a falta de calcular las tensiones máximas y mínimas.
- Y la segunda es que la protección que se vaya a instalar para asegurar el corte automático de la alimentación del generador fotovoltaico cuando se alcance la intensidad máxima admisible (8,4 A), deberá actuar en un rango de valores que empiece por dicha intensidad máxima admisible y termine en un valor superior al que se ha obtenido para la intensidad de cortocircuito con una temperatura de célula de 70°C, 8,97 A, con el fin de garantizar una completa protección de los componentes mencionados ante este tipo de sobreintensidades.

Y ahora se procede al cálculo de los valores máximo y mínimo que la tensión podría llegar a alcanzar, teniendo en cuenta que la tensión de alimentación será la de los seis paneles conectados en serie, es decir, seis veces la tensión de un panel.

Los paneles solares tienen dos tensiones distintas (ambas varían en función de la temperatura de célula y la irradiancia solar): la tensión del punto de máxima potencia ( $V_{PMP}$ ), que es la tensión máxima que genera el panel cuando no tiene ningún fallo de funcionamiento; y la tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ), que es la tensión que se genera en el caso de que no haya ninguna carga conectada al panel solar, siempre es mayor a la primera.

Dichos valores, para el modelo de panel escogido y en condiciones standard, son:

- $V_{PMP} = 30,95 \text{ V}$
- $V_{OC} = 36,6 \text{ V}$

Dado que la tensión de circuito abierto es mayor a la tensión del punto de máxima potencia, se utilizará dicha tensión para el cálculo de la tensión máxima, que se daría para una temperatura de -10°C.

Y por la misma razón, se utilizará la tensión del punto de máxima potencia para el cálculo de la tensión mínima, que se daría para una temperatura de 70°C.

Se ha utilizado la misma fórmula que se ha usado para el cálculo de los valores máximos de la intensidad en función de la temperatura, pero adaptada a la tensión:

$$V(T_C) = V(25^\circ C) + ((T_C - 25) \times \beta_{panel(Voc)})$$

Donde:

- $V(T_C)$  = valor de la tensión para una temperatura de célula dada.
- $V(25^\circ C)$  = valor de la tensión para una temperatura de célula de  $25^\circ C$  (temperatura standard) que es ofrecido por el fabricante del panel solar.
- $\beta_{panel(Voc)}$  = coeficiente de temperatura del panel para su tensión de circuito abierto, también debe ser facilitado por el fabricante del panel solar.

Y siendo:

$$\beta_{panel(Voc)} = -0,36 \text{ \%/}^\circ C = -0,36 \times \frac{36,6}{100} = -0,13176$$

Estos son los resultados que se han obtenido:

$$V_{PMP}(70^\circ C) = 30,95 + ((70 - 25) \times (-0,13176)) = 25,02 \text{ V}$$

$$V_{OC}(-10^\circ C) = 36,6 + ((-10 - 25) \times (-0,13176)) = 41,212 \text{ V}$$

Obteniéndose para la conexión en serie de los seis paneles:

$$V_{MÍNIMA\ SERIE} = 25,02 \times 6 = 150,12 \text{ V}$$

$$V_{MÁXIMA\ SERIE} = 41,212 \times 6 = 247,27 \text{ V}$$

Vistos los resultados de la tensión máxima y mínima que podría llegar a alcanzar el generador fotovoltaico con una conexión en serie de los seis paneles solares, y sabiendo que tanto el motor MSF3 como la unidad de control CU 200 admiten un rango de tensiones de alimentación en corriente continua de 30-300 V, se concluye que no se dará ningún problema de funcionamiento, en la instalación, que tenga que ver con la tensión de alimentación de la conexión en serie de los seis paneles, ya que los valores máximo y mínimo que esta podría llegar a alcanzar se encuentran dentro del rango de tensiones admitidas.

Así pues, teniendo en cuenta todos los resultados obtenidos, se confirma que los seis paneles solares del modelo que se ha escogido, se conectarán en serie formando una única rama.

En el documento Planos, de este TFG, se presenta el plano N°1 Esquema unifilar de la instalación, elaborado mediante el software "AutoCAD 2016" [8]. En dicho esquema, se puede verificar la conexión en serie de los paneles solares, así como, su conexión con el resto de componentes que forman parte de la instalación eléctrica de este proyecto.

En cuanto a la ubicación del generador fotovoltaico, será la que se ha mostrado en apartados anteriores:

Latitud: (11,95620833° N = 11°57'22" N) / Longitud: (37,73765° E = 37°44'15" N)

Los seis paneles que formarán el generador fotovoltaico, se ubicarán en la estructura de soporte que se diseñará más adelante en función de las dimensiones del modelo de panel solar que se ha escogido.

#### 2.1.14. Beneficios de la implantación de un sistema para el cambio del ángulo de inclinación de los paneles solares

Para estimar los beneficios que supondrá la implantación de un sistema que posibilite el cambio del ángulo de inclinación de los paneles solares según los ángulos que se han seleccionado para dicho sistema, se parte de la hipótesis de que si no se implantara dicho sistema, se instalaría el plano del generador fotovoltaico según el ángulo óptimo anual de inclinación (16° hacia el Sur) obtenido por la base de datos PVGIS del “Joint Research Centre” de la “European Commission” [14].

Se muestran en la siguiente tabla los valores de irradiación diaria que se obtendrían, a lo largo del año, para el ángulo óptimo de inclinación anual y para cada uno de los ángulos de inclinación que se han seleccionado para el sistema de cambio de ángulo de inclinación:

Mes	Irradiación en el plano inclinado según el ángulo óptimo anual, 16° (Wh/m <sup>2</sup> /día)	Irradiación en el plano inclinado según los ángulos elegidos para el sistema de cambio de ángulo (Wh/m <sup>2</sup> /día)												
		35,5°	31°	27°	22,5°	18°	13,5°	9°	4,5°	0°	3°	6°	9°	11,5°
Enero	7220	7830	7760	7660	7510	7320	7090	6820	6520	6190	5950	5700	5440	5220
Febrero	7530	7740	7760	7740	7680	7580	7440	7270	7050	6810	6630	6430	6220	6040
Marzo	7750	7410	7550	7640	7710	7750	7740	7700	7630	7520	7420	7320	7200	7090
Abril	6850	6000	6250	6440	6630	6790	6920	7010	7070	7100	7100	7090	7060	7030
Mayo	6250	5090	5400	5650	5920	6150	6360	6540	6690	6820	6880	6930	6970	6990
Junio	5540	4400	4700	4940	5200	5440	5660	5850	6020	6160	6240	6310	6370	6410
Julio	4760	3950	4170	4340	4520	4690	4840	4970	5080	5170	5210	5250	5280	5300
Agosto	5030	4380	4560	4710	4860	4980	5080	5170	5230	5280	5290	5300	5300	5290
Septiembre	6270	5810	5960	6070	6170	6250	6290	6300	6280	6240	6200	6140	6070	6010
Octubre	7170	7170	7230	7260	7250	7200	7120	7010	6860	6680	6550	6400	6230	6090
Noviembre	7070	7540	7500	7420	7300	7150	6950	6720	6460	6170	5960	5730	5500	5300
Diciembre	7070	7780	7680	7560	7390	7170	6920	6640	6320	5970	5720	5460	5190	4960
<b>Media anual</b>	<b>6530</b>	<b>6250</b>	<b>6370</b>	<b>6450</b>	<b>6500</b>	<b>6530</b>	<b>6530</b>	<b>6490</b>	<b>6430</b>	<b>6340</b>	<b>6260</b>	<b>6170</b>	<b>6070</b>	<b>5970</b>

En la tabla anterior, los ángulos resaltados en color verde son los ángulos de inclinación hacia el Sur, y los ángulos resaltados en color azul son los ángulos de inclinación hacia el Norte.

Como se puede observar en la tabla anterior, los valores de irradiación diaria que se obtendrán para cada ángulo de inclinación seleccionado en los días en que cada uno de ellos será el ángulo de inclinación fijado para el plano del generador fotovoltaico (celdas resaltadas en color amarillo), son mayores a los valores de irradiación diaria que se obtendrían para los mismos periodos de tiempo si se fijase el ángulo óptimo anual de inclinación (16° hacia el Sur) como el ángulo de inclinación del plano del generador fotovoltaico.

Por lo tanto, queda expuesto el principal beneficio de la implantación del sistema para el cambio del ángulo de inclinación de los paneles solares, y es que mediante su implantación se obtendrán mayores niveles de irradiación diaria, es decir, que se tomará mayor partido del recurso solar disponible en la ubicación elegida para el generador fotovoltaico.

Este hecho tiene repercusiones tanto en el volumen diario de agua que el sistema de bombeo solar será capaz de impulsar como en el dimensionado de la potencia pico mínima requerida del sistema fotovoltaico. No obstante, para la realización de los cálculos de dicho volumen diario de agua que el sistema de bombeo solar será capaz de impulsar (en los días de mayor demanda), así como, para el dimensionado de la potencia pico mínima requerida del generador fotovoltaico, se han considerado los valores de irradiación diaria que se obtendrán tras la implantación del sistema para el cambio del ángulo de inclinación.

Así pues, con el fin de mostrar los beneficios que se obtendrán, se procede a comparar los valores que se han obtenido con los valores que se obtendrían si se fijase, para todo el año, el ángulo óptimo anual de inclinación como el ángulo de inclinación del plano del generador fotovoltaico.

En primer lugar, se expone el cálculo de la potencia pico mínima del generador fotovoltaico que se requeriría, para el cumplimiento de la energía hidráulica diaria máxima que requerirá el sistema, si el ángulo de inclinación de los paneles solares fuera el ángulo óptimo anual (16° hacia el Sur).

En ese caso:

$$- G_d \text{ (kWh/m}^2\text{/día)} = \text{irradiación diaria (tercera década Enero)} = 7,22 \text{ kWh/m}^2$$

Para la cual, se obtiene:

$$P_p \text{ (kW}_p\text{)} = \frac{3,29279 \times 1}{0,4 \times 0,775 \times 0,95 \times 7,22} = 1,55 \text{ kW}_p$$

Y sustituyendo en la fórmula para el cálculo del número de paneles requerido en función del modelo escogido, se obtiene:

$$N^{\circ}_{\text{PANELES}} = \frac{1550}{250} + 1 = 7,2 \text{ paneles}$$

Con este resultado, no se podría evitar la necesidad de instalar un séptimo panel, un panel más respecto a los seis requeridos con la implantación del sistema para el cambio del ángulo de inclinación. Y con ello, se incrementarían los costes de la instalación.

Por esta razón, queda justificada la implantación de dicho sistema, ya que se estará optimizando el aprovechamiento del recurso solar disponible y con ello el dimensionado del generador fotovoltaico. Y este hecho, es de vital importancia teniendo en cuenta el contexto de un país como Etiopía y los requisitos de diseño que se han identificado en el apartado 1.5.1 Requisitos de diseño del documento Memoria de este TFG.

Además, si el ángulo de inclinación de los paneles solares fuera, durante todo el año, el ángulo óptimo anual (16° hacia el Sur) y la potencia instalada del generador fotovoltaico fuera la de los seis paneles que se van a instalar, los volúmenes diarios de agua que el sistema de bombeo solar sería capaz de impulsar serían menores que los que se obtendrán con la implantación del sistema para el cambio del ángulo de inclinación de los paneles solares.

La razón de este hecho radica en que, con los valores de irradiación diaria que se obtendrían para el ángulo óptimo anual, que son menores a los que se obtendrán tras la implantación del sistema para el cambio del ángulo de inclinación, los niveles de irradiancia solar a lo largo de un día serían más bajos y con ello se reduciría considerablemente el volumen de agua diario que el sistema sería capaz de impulsar, como se ha visto en el apartado 2.1.6 Selección del grupo motobomba.

Y este efecto, pondría en riesgo el cumplimiento de las necesidades hídricas diarias a cubrir, hecho que no se puede permitir si se quiere garantizar una mayor producción de los cultivos y con ella un mayor beneficio económico para los agricultores y un mayor beneficio social para Etiopía.

Incluso instalando siete paneles solares, podrían no ser cubiertas las mayores demandas diarias de agua debido al gran efecto de la irradiancia sobre la potencia que genera un panel solar y a la relación de dicha potencia con el caudal que impulsa la motobomba.

### 2.1.15. Diseño de la estructura de soporte del generador fotovoltaico

Tal y como se ha mencionado en apartados anteriores, se desea incorporar, en la estructura de soporte del generador fotovoltaico, un sistema que posibilite el cambio del ángulo de inclinación del plano del generador fotovoltaico. Además, se han expuesto cuáles serán los ángulos que el diseño de este sistema deberá posibilitar, cuáles serán las fechas óptimas para el cambio de cada ángulo al siguiente y cuáles serán los beneficios que generará la implantación de dicho sistema.

Así pues, se ha llevado a cabo el diseño y dimensionado de dicho sistema y de la estructura de soporte para el generador fotovoltaico, que contendrá este sistema para el cambio de ángulo.

El diseño y el dimensionado de esta estructura conjunta de soporte y sistema de cambio de ángulo han sido realizados por el autor de este proyecto, teniendo en cuenta el número de paneles solares a instalar y las dimensiones del modelo de panel solar escogido, presentadas anteriormente.

En el documento Planos de este TFG se presentan los planos acotados a escala de las vistas: alzado (plano N°3), planta (plano N°4) y perfil (plano N°5), de la estructura conjunta. También se presenta un plano con vista 3D general de la estructura conjunta (plano N°2) para facilitar la interpretación de las vistas 2D. Todos ellos han sido elaborados mediante el software “AutoCAD 2016” [8].

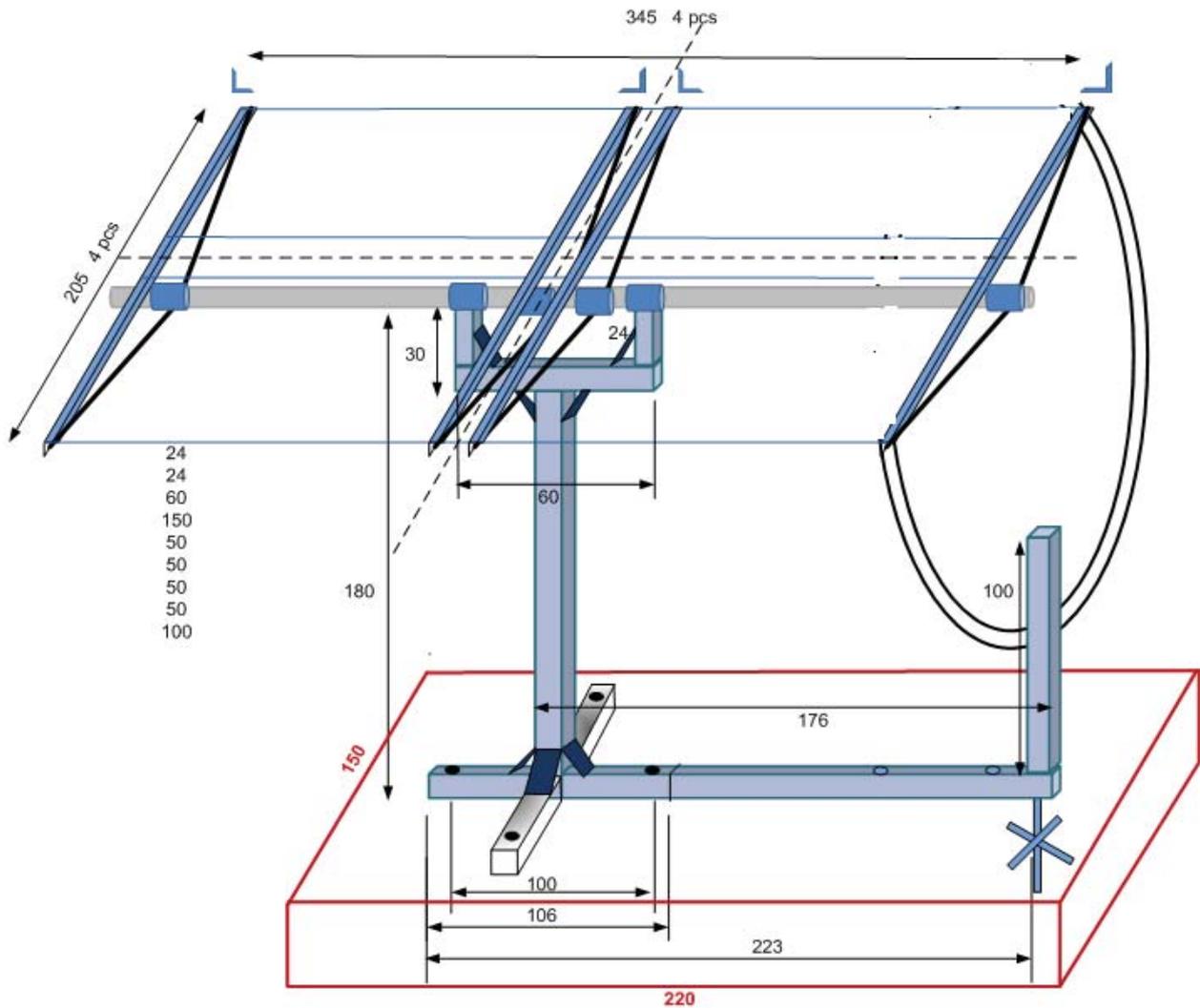
No obstante, a continuación se muestran varias fotografías reales, tomadas en Bahir Dar y alrededores (Etiopía) por el autor de este TFG, de un modelo de estructura conjunta que ha servido como base para el diseño y dimensionado de la estructura conjunta para este proyecto, así como, un esquema perteneciente al proceso de diseño del modelo fotografiado.



Soporte principal de la estructura conjunta:



Esquema del diseño del modelo base:



Se ha tomado como base este modelo de estructura conjunta para el nuevo diseño por tres razones:

- La primera es porque ha sido implementado con éxito en una instalación de bombeo solar, como se puede observar en la primera fotografía expuesta, ubicada en una zona rural aislada en los alrededores de Bahir Dar (Etiopía). Además, hasta el momento no han ocurrido problemas de ningún tipo ni en su instalación ni en su funcionalidad. Por lo tanto, existen evidencias de que este modelo ha sido testado frente a cargas de viento y frente a cargas de peso obteniéndose siempre resultados positivos.
- La segunda es porque ha sido diseñado y construido por gente de la universidad de Bahir Dar (Etiopía) a partir de elementos fabricados con acero galvanizado en el país, y por tanto, el nuevo diseño podría ser construido por la misma gente a partir de los mismos elementos de origen local, incentivando de este modo el desarrollo tecnológico y económico de la población local brindándoles oportunidades para el desarrollo de instalaciones solares fotovoltaicas a diferentes escalas e incluso para nuevas líneas de negocio.

- Y la tercera es porque incluye un sistema para el cambio del ángulo de inclinación de los paneles solares que es sencillo pero eficaz. Y porque este modelo ha sido diseñado favoreciendo el aislamiento térmico de los paneles solares entre sí mismos y respecto a la propia estructura con el fin de reducir la temperatura que las células solares lleguen a alcanzar, reduciéndose el efecto de la temperatura sobre la intensidad y la tensión de salida de los paneles solares.

Sin embargo, dado que el nuevo diseño tiene una longitud mayor, se han reforzado los anclajes al suelo de la estructura respecto al modelo ya testado. El motivo para que el nuevo diseño tenga una longitud mayor consiste en que dicho diseño ha sido dimensionado para albergar los seis paneles solares con los que se ha diseñado el generador fotovoltaico, y el modelo base fue dimensionado para albergar cuatro paneles solares.

En cuanto al sistema para el cambio del ángulo de inclinación del generador fotovoltaico, se ha tomado la idea del modo de funcionamiento del sistema, para el mismo fin, que se implementó en el modelo de estructura de soporte que se ha tomado como base para el nuevo diseño.

Dicho sistema se basa, principalmente, en cinco elementos:

- Eje de rotación: consiste en una barra de longitud igual a la del marco de fijación para los paneles solares, marco en el que se fijarán los paneles solares mediante tornillos (y roscas) que atravesarán el propio marco de fijación y los diez orificios de 4 mm de diámetro que presenta el marco externo del modelo de panel solar que se ha seleccionado. La barra o eje de rotación, está unida al marco de fijación para los paneles mediante puentes que parten desde los laterales largos del marco hacia el eje de la barra, que está situado en paralelo con la línea imaginaria que une los puntos medios de ambos laterales cortos del marco. Al estar unida la barra al marco de fijación, si la barra rota sobre su eje, cambia el ángulo de inclinación del marco de fijación para los paneles y, dado que los paneles están fijados a dicho marco, cambia el ángulo de inclinación de los mismos. Dicha barra puede rotar debido al hecho de que no está unida al soporte principal de toda la estructura. Este soporte aguanta el peso de la barra (que se apoya en él), el del marco de fijación, y el de los paneles solares, mediante dos grandes abrazaderas que sujetan la barra pero que no impiden su movimiento de rotación.

Se muestra una fotografía del soporte principal por separado, en la que se pueden ver las abrazaderas:



En la primera fotografía que se ha presentado, en este apartado, se puede comprobar como la barra o eje de rotación es abrazada por las abrazaderas del soporte principal y como el marco de fijación de los paneles está unido a dicha barra mediante los puentes mencionados.

- Cadena de rodillos: consiste en una cadena que se encuentra fijada en una barra que forma un arco de circunferencia con centro en el eje de rotación. Esta barra se ubica en uno de los laterales cortos del marco de fijación, depende desde que lado se mire la estructura, y está unida a dicho marco a través de uno de sus puentes de unión con la barra de rotación. De este modo, ejerciendo una fuerza tangencial sobre la barra en forma de arco, el marco y con él los paneles, rotan respecto el eje de la barra o eje de rotación modificándose el ángulo de inclinación de los mismos. Así pues, la cadena de rodillos es donde se aplica la fuerza tangencial que se transforma en la rotación del conjunto, y esta fuerza es generada por la rotación de un engranaje que engrana en la cadena de rodillos.

Se muestra una fotografía del arco con la cadena de rodillos:



- Timón con engranaje: consiste en un timón o volante que está unido a un engranaje, de modo que al girar el timón también lo hace el engranaje. Este conjunto de timón y engranaje se encuentra sujeto, mediante un tornillo que atraviesa su eje de giro, a una barra que está anclada al suelo del terreno. El engranaje, es el que engrana sobre la cadena de rodillos expuesta anteriormente. Así pues, girando el timón se hace rodar al engranaje sobre la cadena de rodillos transmitiéndole una fuerza tangencial y, con ello, se provoca la rotación del conjunto respecto al eje de la barra de rotación o eje de rotación y, por tanto, se cambia el ángulo de inclinación de los paneles solares.

- **Freno:** consiste en un mecanismo que habilita o inhabilita la rotación del conjunto según se desee. Funciona del mismo modo que lo hace un freno de disco o de pinza, presionando una parte del conjunto que rota para evitar su movimiento. Se basa en un tornillo, una manivela y una abrazadera; el tornillo atraviesa la barra en que está sujeto el timón y el engranaje; la abrazadera se encuentra atravesada por el tornillo en el lado que se encuentran el timón y el engranaje; y la manivela está enroscada en el otro extremo del tornillo, al otro lado de la barra anclada al suelo. De modo que girando la manivela se aprieta o afloja el tornillo. Si se aprieta el tornillo la abrazadera ejerce presión sobre la barra en forma de arco que contiene la cadena, que está ubicada entre el engranaje (en contacto con la cadena) y la propia abrazadera, y se bloquea la rotación del conjunto. Si se afloja el tornillo, deja de ejercerse presión sobre la barra y queda habilitada la rotación del conjunto

Se muestra una fotografía de la barra anclada al suelo con el timón, el engranaje y el freno adheridos:



Ambos tornillos, para el timón y para el freno, atraviesan la barra por el punto medio de una de sus caras (la sección de la barra es cuadrada), y los ejes de los tornillos están alineados con el eje de la barra de rotación o eje de rotación.

Además, la parte superior de la barra cuenta con una especie de “tejado” o cabeza de flecha con punta alineada con el eje de la barra de rotación o eje de rotación.

La función de esta flecha se demostrará a continuación, tras explicar el último componente del sistema para el cambio del ángulo de inclinación del generador fotovoltaico.

- Chapa selección de ángulo: consiste en una chapa metálica que ha sido diseñada formando una especie de “abanico” de flechas. El eje de todas estas flechas tiene el mismo punto de inicio y la misma longitud, es decir, que es el radio de una circunferencia partiendo desde su centro. Ahora bien, existe un ángulo de desfase entre el eje de una flecha y el eje de la siguiente flecha. Cada uno de estos ángulos de desfase se corresponde con los ángulos seleccionados para el sistema de cambio del ángulo de inclinación del generador fotovoltaico.

Así pues, esta chapa está ubicada de tal forma que el punto de inicio de todos los ejes de las flechas, se encuentra ubicado en la línea imaginaria que sube desde el eje de rotación, en uno de los extremos de la barra de rotación, hacia el punto medio del lateral corto (del marco de fijación) que está en el mismo extremo de la barra de rotación y siendo perpendicular al plano del marco de fijación.

Y además de ello, se ubica de modo que el eje de flecha considerado como referencia o ángulo cero siga la misma trayectoria que la línea imaginaria que se ha descrito, y que, al mismo tiempo este alineado con la punta de flecha que hay en la parte superior de la barra en que se encuentra el timón y el freno. De este modo, dicha flecha indica que el ángulo de inclinación de los paneles solares es de 0°, respecto al plano del suelo.

Cuando se gira el timón, el conjunto rota y el eje de la flecha de referencia deja de estar alineado con la flecha de la barra anclada al suelo. Cuando la siguiente flecha de la chapa se alinea con la flecha de la barra anclada, se ha cambiado el ángulo de inclinación de los paneles al ángulo que forma la nueva flecha con la flecha de referencia, que es uno de los ángulos que se han seleccionado para el sistema de cambio de ángulo.

Por tanto, para cambiar la inclinación de los paneles a la que se desee basta con girar el timón hasta que la flecha de la chapa metálica, que se sabe que forma el ángulo deseado con la flecha referencia, esté alineada con la flecha de la barra anclada al suelo.

Como se ha mencionado anteriormente, se ha tomado la idea del modo de funcionamiento del sistema, para el cambio del ángulo de inclinación, que se implementó en el modelo de estructura de soporte que se ha tomado como base para el nuevo diseño.

No obstante, en el nuevo diseño del sistema, se ha modificado la chapa metálica adaptándola a los ángulos de inclinación que se han seleccionado para el generador fotovoltaico de este proyecto.

Con el fin de que el usuario final pueda realizar el cambio del ángulo de inclinación que corresponda y cuando corresponda, se ha escrito en cada una de las flechas de la chapa metálica, cual es el ángulo de inclinación que se tendrá si se alinea la misma con la flecha de la barra anclada al suelo y cuáles son las fechas en que se debe realizar el cambio del ángulo de inclinación, es decir, las fechas óptimas que se han estimado para la realización de dichos cambios.

Teniendo en cuenta que el calendario etíope no es igual al calendario internacional, ya que el etíope tiene trece meses, y que las fechas óptimas para el cambio del ángulo de inclinación han sido obtenidas en base al calendario internacional, se ha llevado a cabo la conversión de dichas fechas al calendario etíope.

También se sabe que la inmensa mayoría de agricultores y gente de campo, en Etiopía, no tienen ningún conocimiento de la lengua inglesa u otra lengua que no sea del propio país. Por lo tanto, se han escrito en las flechas de la chapa metálica, los nombres de los meses en el idioma más hablado en Etiopía, el amhárico.

Se muestra a continuación el resultado de este diseño:



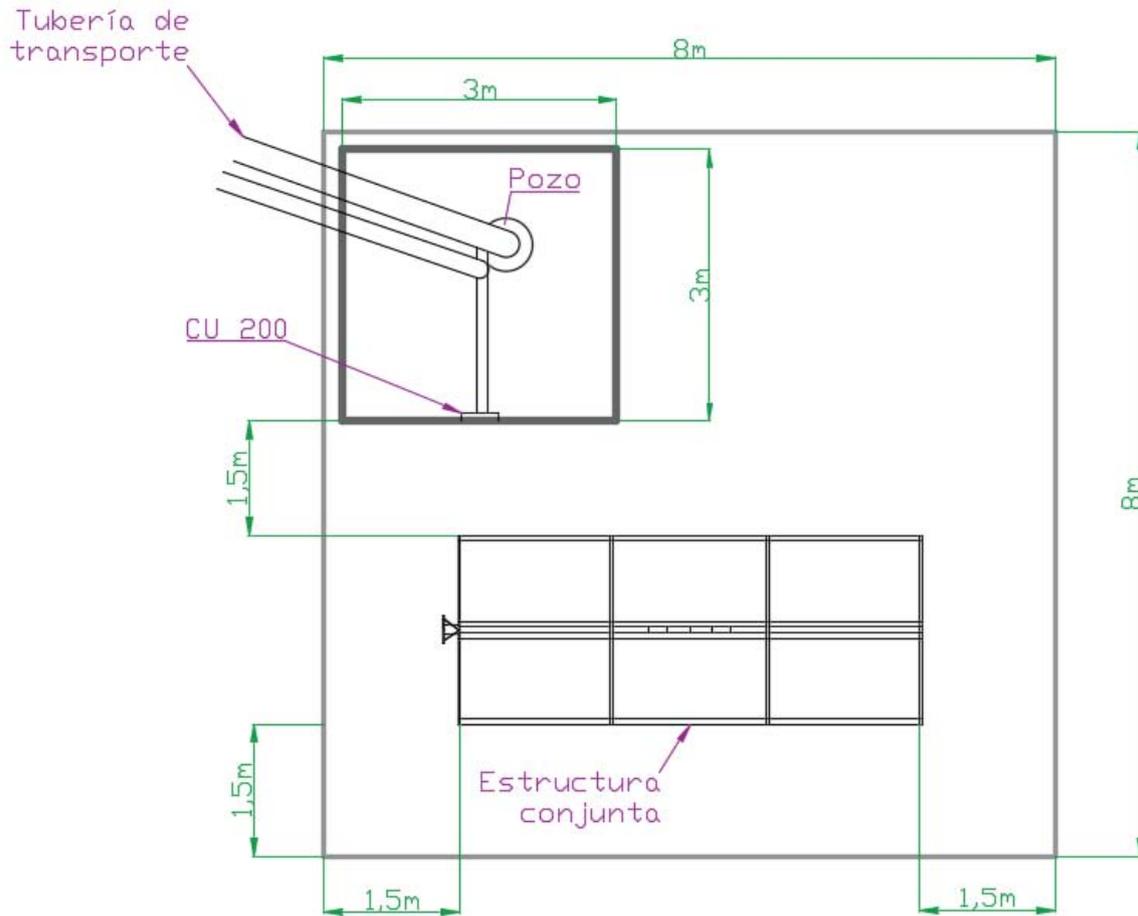
En el plano N°5 Estructura conjunta (Perfil y detalles) del documento Planos de este TFG se presenta en detalle el diseño de la chapa metálica y su ubicación exacta en la estructura conjunta de soporte y sistema para el cambio del ángulo de inclinación.

En cuanto a la ubicación de la estructura conjunta de soporte y sistema para el cambio del ángulo de inclinación de los paneles solares, será la que se ha mencionado en varias ocasiones:

Latitud: (11,95620833° N = 11°57'22" N) / Longitud: (37,73765° E = 37°44'15" N)

Además, se encontrará en el interior de un recinto vallado de 2 metros de altura de valla, como se expone en el apartado 1.5.2 Propuestas de diseño del documento Memoria de este TFG. En este recinto, que será de dimensiones 8x8m, se ubicará la estructura conjunta y una caseta metálica. Dicha caseta tendrá unas dimensiones de 3x3m y 2,5m de altura, y albergará en su interior: el pozo, la unidad de control SQFlex CU200 y algunas de las protecciones eléctricas de la instalación.

Se muestra un esquema del recinto vallado y la distribución en su interior:

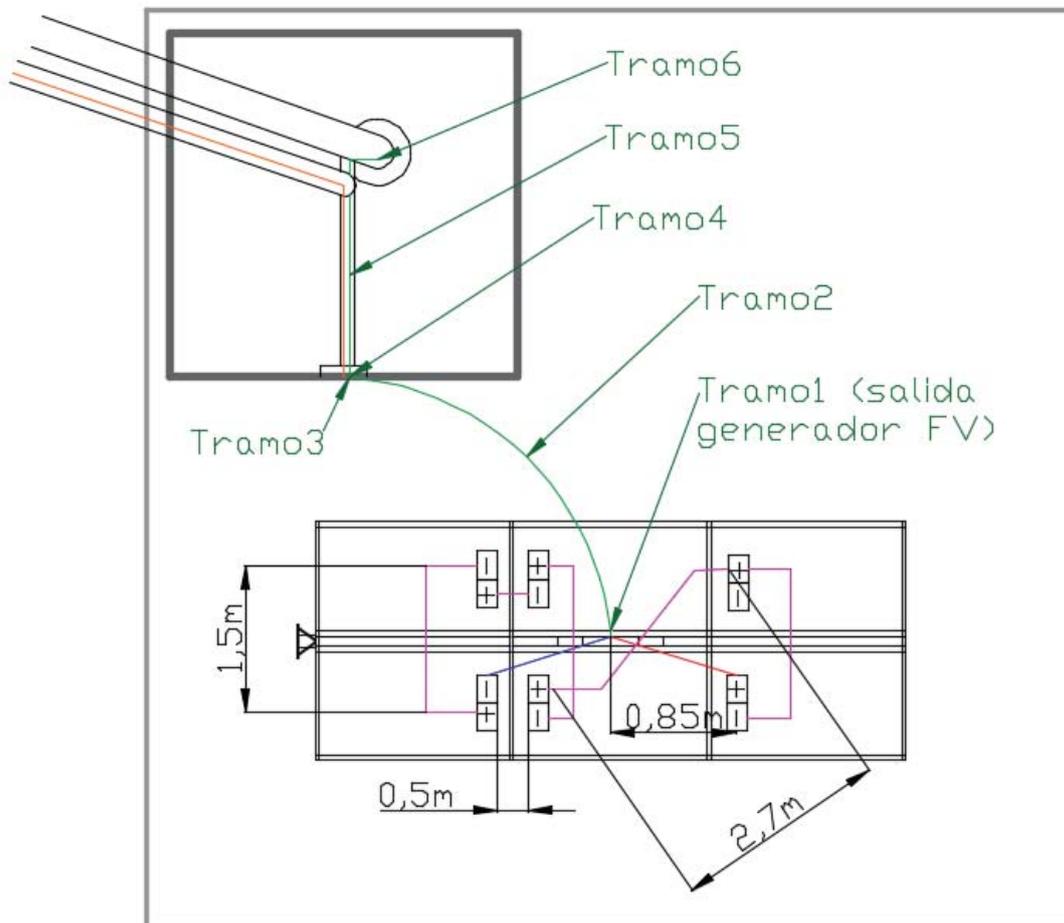


### 2.1.16. Dimensionado del cableado

Como se ha visto en el apartado anterior, la estructura conjunta para el generador fotovoltaico se ubicará muy próxima al pozo y a la unidad de control CU 200.

Así pues, se muestran en el siguiente esquema los tramos de cableado que se deberán instalar para la conexión entre el punto de salida del generador fotovoltaico y la motobomba SQFlex 8A-5, pasando por la conexión en la unidad de control CU 200 (en color verde en el esquema). También se muestran los tramos de cable a instalar entre los paneles solares para su conexión en serie (en color violeta en el esquema) y los del cable de conexión entre el interruptor de nivel y la CU200 (en color naranja en el esquema).

Visto el esquema anterior, se procede al dimensionado de todo el cableado de la instalación:



#### 2.1.16.1. Cableado de conexión entre paneles solares:

Como se ha expuesto en la captura del catálogo del modelo de panel solar seleccionado, dicho modelo es comercializado con dos cables solares (positivo y negativo) de 0,9 m de longitud y  $4\text{mm}^2$  de sección, cada uno de ellos. Por lo tanto, se utilizarán estos cables solares para todas las conexiones entre paneles solares y para el alcance del punto de salida del generador fotovoltaico, donde se ubicará un interruptor magnetotérmico que se presentará en el apartado siguiente y que estará resguardado en un cuadro fijado a la parte inferior del marco de fijación de los paneles solares.

Y como se puede observar en el esquema anterior, para todas las conexiones entre paneles solares (salvo una) y para el alcance del punto de salida del generador fotovoltaico, esta longitud de cable solar (0,9m) será suficiente. En la conexión entre paneles que la longitud de cable requerida es de 2,7m se conectará un cable solar de 1m de longitud y sección  $4\text{mm}^2$  para la unión entre los dos cables solares de 0,9m y  $4\text{mm}^2$  de sección de los paneles solares correspondientes, totalizando una longitud de cable de 2,8m.

### 2.1.16.2. Cable de conexión entre el interruptor de nivel y unidad de control CU200:

Como se ha mencionado anteriormente en el apartado 2.1.7 Diseño del sistema de control externo para el grupo motobomba de este documento, la longitud del cable de conexión entre el interruptor de nivel y la CU 200 será de 169 metros. Y como también se ha mencionado en dicho apartado, “Davis & Shirliff” [16] comercializan el interruptor de nivel junto al cable de conexión con la CU 200 para la longitud requerida y secciones 1,5/2,5/4 mm<sup>2</sup> para conductores de cobre con aislamiento de PVC.

Así pues, solo falta decidir cuál será la sección de los conductores de este cable. La empresa “Davis & Shirliff” [16] recomiendan 1,5mm<sup>2</sup> si la longitud del cable no supera los 150m, 2,5mm<sup>2</sup> si la longitud del cable está en el rango de 150-300m, y 4mm<sup>2</sup> si la longitud del cable está en el rango de 300-500m. Por esta razón, se ha optado por la sección de 2,5mm<sup>2</sup> para los tres conductores de dicho cable (positivo, negativo y cable de tierra).

De la distancia a recorrer por el cable (169m), 160 metros discurrirán a través de un tubo de PVC enterrado junto a la tubería de bombeo (1,5m de profundidad) siguiendo la misma trayectoria que dicha tubería. Este tubo de PVC deberá tener un diámetro exterior mínimo de 32mm, como se puede comprobar en la tabla (señalado con un círculo azul) de diámetros exteriores mínimos de tubo para tubos enterrados, presente en el punto 1.2.4 de la ITC-21 del Reglamento de Baja Tensión [6].

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90

El resto de recorrido del cable, también discurrirá a través de tubos, pero superficiales. Y en este caso serán de polietileno (PE), ya que deberán ser flexibles para garantizar el recorrido de los tramos de cable que restan.

Un tramo del cable subirá desde el punto enterrado al lado del depósito de entrada hasta el orificio de entrada de dicho depósito, totalizando una distancia de 6m. El tubo que lo albergará en su interior, aprovechará la barra de hierro anclada al suelo, para la sujeción de la tubería de llenado, para su sujeción mediante abrazaderas cada 0,5m de longitud del tubo como dicta el punto 2.2 de la ITC-21 del Reglamento de Baja Tensión [6].

Y el otro tramo de cable, subirá desde el suelo del interior de la caseta metálica hasta la CU 200 (1,5m a ras del suelo y 1,5m en vertical, altura de ubicación de la CU 200). El tubo que lo contendrá, se fijará al suelo mediante una bandeja descubierta y abrazaderas, en el tramo a ras de suelo, y se fijará a la pared de la caseta mediante abrazaderas hasta la CU 200, en el tramo vertical.

Por lo tanto, estos tramos de tubo, deberán tener un diámetro exterior mínimo de 16mm como se puede comprobar en la tabla (señalado con un círculo azul) de diámetros exteriores mínimos de tubo para tubos en canalizaciones fijas en superficie, presente en el punto 1.2.1 de la ITC-21 del Reglamento de Baja Tensión [6].

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)			
	Número de conductores			
	1	2	3	4
1,5	12	12	16	16
2,5	12	12	16	16
4	12	16	20	20

### 2.1.16.3. Cableado entre el punto de salida del generador fotovoltaico y la motobomba SQFlex 8A-5

Para empezar con el dimensionado de los tramos del cable que une el punto de salida del generador fotovoltaico (salida del interruptor magnetotérmico que se instalará) con la motobomba SQFlex 8A-5 (pasando por la conexión con la CU 200), es decir, el cable de alimentación de la motobomba, se presentan las trayectorias, los métodos de instalación y las longitudes de cada tramo de dicho cable:

- Tramo1: desde el punto de salida del generador fotovoltaico hasta el punto de inicio del segundo tramo.

Este primer tramo estará instalado en el interior de un tubo de PVC que bajará desde el punto de salida del generador fotovoltaico (salida del interruptor magnetotérmico que se instalará) hasta el punto de inicio del segundo tramo. Dicho tubo se fijará al soporte principal de la estructura conjunta mediante abrazaderas.

El segundo tramo estará enterrado a una profundidad de 0,6m, como se recomienda en el punto 1.2.4 de la ITC-21 del Reglamento de Baja Tensión [6]. Y la distancia desde el punto de salida del generador fotovoltaico hasta el suelo será de 2m (distancia entre la parte inferior del marco de fijación de los paneles y el suelo, como se puede comprobar en el plano N°3 Estructura conjunta (Alzado) del documento Planos de este TFG).

Por lo tanto, el primer tramo tendrá una longitud total de 2,6m.

- Tramo2: desde la base del soporte principal hasta el interior de la caseta metálica

Como se ha mencionado en el punto anterior, este segundo tramo estará enterrado a una profundidad de 0,6m. Así pues, se instalará en el interior de un tubo de PVC enterrado a la profundidad mencionada.

La distancia horizontal (a ras de suelo) entre el punto de salida del generador fotovoltaico y el punto de ubicación de la CU 200, en el interior de la caseta, será de 3,6m, como se puede comprobar.

Por ello, la longitud total de este tramo será de 3,6m.

- Tramo3: desde el punto final del segundo tramo hasta la altura de instalación de la CU 200

Este tramo estará instalado en un tubo de polietileno (PE) que se fijará a la pared de la caseta mediante abrazaderas, y que subirá desde el punto final del segundo tramo (enterrado 0,6m) hasta la CU 200 (instalada a 1,5m de altura sobre el suelo).

Por lo tanto, la longitud total de este tramo será de 2,1 m.

- Tramo4: desde la salida de la CU 200 hasta el suelo

Se instalará a través de un tubo de polietileno (PE) que se fijará a la pared de la caseta mediante abrazaderas, desde la salida de la CU 200 hasta el suelo en el interior de la caseta.

Por este motivo, tendrá una longitud total de 1,5m.

- Tramo5: desde el punto final del cuarto tramo hasta la cabeza de pozo

Este tramo discurrirá por el interior de un tubo de polietileno (PE) que se fijará a la bandeja descubierta, mediante bridas, proveida para la fijación del tubo que albergará en su interior al cable procedente del interruptor de nivel a lo largo del mismo tramo horizontal.

Siendo esta distancia horizontal de 1,5m, la longitud total del tramo tendrá el mismo valor.

En el punto final del tramo, el cable se introducirá en el conducto que atraviesa el plato de la cabeza de pozo hacia el interior del pozo.

- Tramo6: desde la cabeza de pozo hasta la ubicación del motor MSF3 de la motobomba SQFlex 8A-5

El último tramo del cable de alimentación del generador, bajará desde el interior de la cabeza de pozo hasta la profundidad de ubicación del motor MSF3 de la motobomba SQFlex 8A-5.

Siendo esta distancia de 8m como se ha visto en el apartado 2.1.8 Dimensionado del pozo, de este documento, la longitud total del tramo será de 8m.

Este tramo no se instalará con tubo, ya que deberá instalarse cable sumergible necesariamente, y este no necesita ningún tipo de aislamiento o protección. Sin embargo, si se fijará a la tubería de elevación mediante bridas.

Tras describir cada uno de los tramos, se procede al dimensionado de las secciones de los conductores:

- Según el criterio de intensidad máxima admisible

Para este criterio se asume que, a su temperatura de trabajo, el conductor debe ser capaz de soportar el 125% de la intensidad de cortocircuito de la rama de paneles. Para la conexión en serie de los seis paneles que se realizará, dicha intensidad de cortocircuito será la de un panel solar. Así pues, el valor de intensidad que el conductor deberá ser capaz de soportar será el siguiente:

$$I_{\text{máxima admisible}} = 1,25 \times I_{SC} = 1,25 \times 8,7 = 10,875 \text{ A}$$

Este valor será el mismo para los seis tramos de cable, ya que la intensidad que circulará por ellos será la misma.

Puesto que también es necesario decidir cuál será el material de los conductores y del aislante de los mismos, se ha optado por conductores de cobre y aislante de polietileno reticulado (XLPE) para todo el cable.

- Tramo1:

El método de instalación de este tramo es “Conductores aislados en tubo en montaje superficial” (tipo B) según la tabla 1 del punto 2.2.3 de la ITC-19 del Reglamento de Baja Tensión [5]. Se muestra una captura de dicha tabla:

<b>B</b>		<b>Conductores aislados en tubos<sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra</b>
----------	---	---

En función de este método de instalación, de la intensidad máxima admisible obtenida previamente y del tipo de material elegido para los conductores y aislantes, la sección mínima de los conductores de este tramo será de 1,5 mm<sup>2</sup> según la tabla 1 del punto 2.2.3 de la ITC-19 del Reglamento de Baja Tensión [5]. Se muestra una captura de dicha tabla:

**Tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento**

B		Conductores aislados en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra				3x	2x				3x	2x		
						PVC	PVC				XLPE o EPR	XLPE o EPR		
			mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Cobre</b>		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	-
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	-
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	-
		70				149	160	171	188	202	224	244	321	-
		95				180	194	207	230	245	271	296	391	-
		120				208	225	240	267	284	314	348	455	-
		150				236	260	278	310	338	363	404	525	-
		185				268	297	317	354	386	415	464	601	-
		240				315	350	374	419	455	490	552	711	-
	300				360	404	423	484	524	565	640	821	-	

Se han señalado con rectángulos de color azul, en la tabla anterior los valores de la sección del conductor y de la intensidad máxima admisible por dicha sección de conductor.

Siendo el mismo método de instalación el que se seguirá para los tramos 3,4 y 5, y siendo el mismo valor de intensidad máxima admisible para todos los tramos, se concluye que según el criterio de intensidad máxima admisible, la sección mínima de los conductores será de 1,5mm<sup>2</sup> para estos cuatro tramos.

- Tramo2:

El método de instalación de este tramo es “Cables soterrados bajo tubo” (Tipo D) según la tabla A del punto 2.2.3 de la ITC-19 del Reglamento de Baja Tensión [5]. Y según dicha tabla, la sección mínima de los conductores de este tramo será de 1,5mm<sup>2</sup>. Se muestra una captura de dicha tabla:

**Tabla D - Intensidad admisible (en A), para cables soterrados bajo tubo (tensión asignada hasta 0,6/1 kV)**

<b>SECCIÓN mm<sup>2</sup></b>	<b>3 XLPE (3 cables unipolares o 1 tripolar)</b>		<b>2 XLPE (2 cables unipolares o 1 bipolar)</b>	
	<b>Cobre</b>	<b>Aluminio</b>	<b>Cobre</b>	<b>Aluminio</b>
<b>1,5</b>	23	--	<b>27</b>	--
2,5	30	23	36	27
4	39	30	46	36
6	48	37	58	44
10	64	49	77	58

Se han señalado con elipses de color rojo, en la tabla anterior, los valores de la sección del conductor y de la intensidad máxima admisible por dicha sección de conductor.

- Tramo6:

En cuanto al método de instalación de este tramo, se considera cable sumergido. Según la tabla de cables para bombas sumergibles del catálogo de la marca “Prysmian”, la sección mínima de los conductores de este tramo será de 1,5mm<sup>2</sup>. Se muestra una captura de dicha tabla:

Tensión nominal: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21166  
 Designación genérica: DN-F BOMBAS SUMERGIDAS

## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

### DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado)

Número de conductores x sección mm <sup>2</sup>	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible sumergido (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A
1 x 95	1,8	26,0	1220	0,206	343	202
1 x 120	1,8	28,5	1480	0,161	391	230
1 x 150	2,0	31,5	1820	0,129	442	260
1 x 185	2,2	34,5	2260	0,106	495	291
1 x 240	2,4	38,0	2840	0,0801	571	336
1 x 300	2,6	41,5	3580	0,0641	646	380
2 x 1,5	1,0	12,9	170	13,3	34	24
2 x 2,5	1,0	14,3	220	7,98	46	32

Se han señalado con elipses de color rojo, en la tabla anterior, los valores de la sección del conductor y de la intensidad máxima admisible por dicha sección de conductor.

Obtenidos los valores de la sección mínima para los conductores de cada tramo del cable de alimentación de la motobomba según el criterio de intensidad máxima admisible (1,5mm<sup>2</sup> de sección para los conductores de todos los tramos), se procede ahora al dimensionado de la sección de los conductores según el criterio de caída de tensión.

- Según el criterio de caída de tensión

Según el criterio de caída de tensión, deberá calcularse la sección mínima de los conductores para todo el cable de alimentación de la motobomba teniendo en cuenta la caída de tensión permitida entre los extremos de dicho cable, y no por tramos del cable como se ha hecho para el criterio de intensidad máxima admisible.

Para el cálculo de la sección mínima de los conductores según el criterio de caída de tensión se va a utilizar la siguiente fórmula, que es la que se utiliza en líneas de corriente continua:

$$S(mm^2) = \frac{2 \times L \times I}{\Delta V \times V \times \sigma}$$

Donde:

- Se multiplica por 2 para considerar que son dos conductores, positivo y negativo.
- L (m) = longitud de la línea en la cual se quiere restringir la caída de tensión.
- I (A) = intensidad máxima que circulará por los conductores en condiciones de funcionamiento normales (sin cortocircuitos).
- $\Delta V$  (°/1) = máxima caída de tensión permitida en la línea.
- V(V) = tensión de alimentación en la línea cuando tiene una carga conectada.
- $\sigma$  (m/Ω·mm<sup>2</sup>) = conductividad del material del que están hechos los conductores.

Y siendo:

- L (m) = (2,6 + 3,6 + 2,1 + 1,5 + 1,5 + 8) = 19,3m (longitud total del cable).
- I (A) =  $I_{PMP}(70^\circ C) = 8,35$  A (intensidad máxima que generará la rama de los seis paneles en serie).
- $\Delta V$  (°/1) = 0,015

La máxima caída de tensión permitida en este tipo de línea es del 1,5%, según se expone en el punto 5.8.2 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas de Red del IDAE [7].

$V(V) = V_{PMP}(70^\circ C) = 25,02 \times 6 = 150,12$  V (tensión que generará la rama de los seis paneles en serie para una temperatura de célula de 70°C).

Se ha optado por tomar este valor de tensión para garantizar que, con la sección que se obtenga, no se producirán caídas de tensión mayores a la permitida.

$\sigma$  (70°C) = 48 m/Ω·mm<sup>2</sup>, se ha optado por tomar la conductividad del cobre para 70°C por seguridad.

Sustituyendo, se obtiene:

$$S(mm^2) = \frac{2 \times 19,3 \times 8,35}{0,015 \times 150,12 \times 48} = 2,98 \text{ mm}^2$$

Visto el valor de la sección mínima a instalar según el criterio de caída de tensión, y siendo este más restrictivo que el criterio de intensidad máxima admisible, se instalarán conductores de la sección mayor más próxima al valor obtenido, ya que no existen conductores con sección de 3mm<sup>2</sup>.

Por lo tanto, se tendrán que instalar conductores de sección 4mm<sup>2</sup> en todos los tramos del cable de alimentación de la motobomba.

En el plano N°1 Esquema unifilar de la instalación, del documento Planos de este TFG, se presentan las líneas de conexión que se han dimensionado en este apartado.

En este momento, faltará dimensionar los tubos que albergarán a dicho cable en cada uno de los tramos en función de su método de instalación, salvo el último tramo que no requerirá de tubo porque se instalará cable sumergible con conductores de la sección determinada.

Así pues, haciendo uso de las tablas de diámetros exteriores mínimos de tubo para tubos en canalizaciones fijas en superficie y para tubos enterrados, presentes en el punto 1.2.1 y 1.2.4, respectivamente, de la ITC-21 del Reglamento de Baja Tensión [6], se obtienen los siguientes diámetros exteriores mínimos de tubo:

- Diámetro exterior mínimo de tubo para los tramos 1 y 3 (2 conductores): 16mm
- Diámetro exterior mínimo de tubo para los tramos 4 y 5 (3 conductores): 20mm
- Diámetro exterior mínimo de tubo para el tramo 2 (2 conductores enterrados): 40mm

Por lo tanto, serán de estos diámetros, como mínimo, los tubos que se instalarán. Y el material de los mismos, será PVC para el tramo enterrado y polietileno (PE) para el resto de tramos, ya que siendo flexible se facilitará su instalación en función de la trayectoria que deberán seguir.

En cuanto a los cables que se instalarán en cada uno de los tramos que formarán el cable de alimentación de la motobomba, serán cables con conductores de 4mm<sup>2</sup> de sección y aislamiento de XLPE de la marca “Prysmian”, ya que existen varios suministros a nivel nacional, concretamente en Addis Abeba, que cuentan con cableado de esta marca entre su oferta de productos. A continuación, se presenta la información sobre los modelos de cable elegidos:

- Para todos los tramos salvo el tramo 6 (sumergido), se instalará el modelo Retenax Flex unipolar de 4 mm<sup>2</sup> de sección en cobre. Este modelo es adecuado para instalaciones subterráneas e instalaciones interiores o receptoras.

Se muestran otras características de este modelo en las imágenes siguientes:

## CARACTERÍSTICAS CABLE



- Norma de diseño: UNE 21123-2; CENELEC HD 21.3 S3; CEI 60227-3.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -25 °C, +70 °C. (Cable termoplástico).
- Tensión nominal: 300/500 V hasta 1 mm<sup>2</sup> (H05V-K) y 450/750 V (H07V-K) desde 1,5 mm<sup>2</sup>.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 minutos: 2000 V en los cables H05V-K y 2500 V en los cables H07V-K.

### Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- Reducida emisión de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1 (emisión CLH < 14%).

## DESCRIPCIÓN

---

### CONDUCTOR

**Metal:** Cobre electrolítico, recocido.

**Flexibilidad:** Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.

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

### AISLAMIENTO

**Material:** Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según HD 603-1.

**Colores:** Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.  
(Ver tabla de colores según número de conductores).

### CUBIERTA

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

**Colores:** Negro.

Blanco, suministrado en cajas en las secciones: 2x1.5, 2x2.5, 3G1.5, 3G2.5.

- Para el tramo sumergido, se instalará cable sumergible modelo DN-F, de 3x4 mm<sup>2</sup> de sección de cobre. Este modelo es adecuado para la alimentación de bombas sumergidas utilizadas para la elevación de aguas de pozos y ha sido diseñado para dar servicio en instalaciones permanentemente sumergidas.

Se muestran otras características de este modelo en las imágenes siguientes:

## CARACTERÍSTICAS CABLE

---



Cable flexible



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



Resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a la abrasión

- Norma de diseño: UNE 21166.
- Temperatura de servicio: -40 °C +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Tensión de ensayo alterna durante 5 minutos: 3500 V.

### Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1; NFC 32070-C2.

## DESCRIPCIÓN

### CONDUCTOR

**Metal:** Cobre.

**Flexibilidad:** Flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 85 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

### AISLAMIENTO

**Material:** Elastómero termoestable de etileno-propileno (EPR).

**Color:** Negro

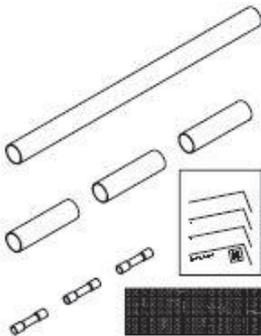
### CUBIERTA

**Material:** Elastómetro termoestable de goma de polidloropreno, tipo SE1.e.

**Color:** Negro.

Para la unión del tramo sumergido, que alcanzará la ubicación del motor MSF3 de la motobomba, con el cable interno del propio motor, las motobombas de la gama SQFlex son comercializadas con un kit de conexión de cable. Se muestra una imagen de este kit:

## Kit de conexión de cable, tipo KM



TMD0 3638 1294

Descripción	Sección de los hilos [mm <sup>2</sup> ]
Para empalme hermético en caliente del cable de motor y cable de alimentación sumergible (cable redondo o plano).	1,5 - 2,5 4,0 - 6,0
Permite empalmar <ul style="list-style-type: none"><li>• cables del mismo tamaño</li><li>• cables de diferentes tamaños</li><li>• cables de hilos simples.</li></ul>	
El empalme está listo pasados unos minutos y no es necesario ningún tiempo de endurecimiento como ocurre con los empalmes de resina.	
El empalme no puede desmontarse.	

### 2.1.17. Dimensionado de las protecciones eléctricas

Se van a instalar dos tipos de protecciones eléctricas para garantizar la seguridad de los componentes del sistema:

- Un interruptor automático o magnetotérmico para la protección de la unidad de control CU 200 y la motobomba SQFlex 8A-5 frente a sobrecargas y cortocircuitos procedentes del generador fotovoltaico.
- Un pararrayos Franklin para la protección de la instalación eléctrica frente a descargas de origen atmosférico (rayos).

Así pues, se procede al dimensionado de las protecciones citadas:

- Interruptor automático o magnetotérmico:

Se ha visto anteriormente que la intensidad máxima admisible de la unidad de control CU 200 y del motor MSF3 tiene un valor de 8,4 A y que la intensidad de cortocircuito de la rama de los seis paneles solares, conectados en serie, sería superior a dicho valor.

Por este motivo, es necesario que el interruptor automático que se decida instalar sea capaz de actuar cortando la alimentación procedente del generador fotovoltaico cuando se genere una corriente de igual valor o superior al máximo admisible de 8,4 A.

Este hecho solo podrá tener lugar cuando se produzca un cortocircuito, ya que la intensidad máxima en operación normal será la que se alcanzaría en el punto de máxima potencia del panel solar escogido para una temperatura de célula de 70°C (8,35 A), y esta intensidad sería menor a la máxima admisible.

Además de este requisito de intensidad mínima de corte, el interruptor deberá ser capaz de soportar y actuar ante intensidades de magnitud un 125% superior a la intensidad de cortocircuito en condiciones standard del modelo de panel solar seleccionado.

Esta intensidad tendrá el siguiente valor:

$$I_{MÁXIMA DISEÑO} = 1,25 \times I_{SC} = 1,25 \times 8,7 = 10,875 A$$

Y en último lugar, el interruptor deberá ser capaz de soportar la máxima tensión que le podrá llegar del generador fotovoltaico, que será la tensión del generador cuando está en circuito abierto y la temperatura es de -10°C.

Como se ha calculado en el apartado 2.1.13 Selección y justificación numérica de la configuración en la conexión de los paneles solares de este documento, dicho valor de tensión será de 247,7 V.

Conocidos los requerimientos para el interruptor automático a instalar, se ha realizado la búsqueda de un interruptor, de este tipo, que cumpla los mismos. Este es el resultado:

- Interruptor automático PKZ SOL 12 A, de la marca “Moeller” [18].

Este interruptor cuenta con un sistema de apertura rápida y maniobra de forma independiente que garantiza una rápida extinción del arco de ruptura para voltajes nominales de hasta 1000 VDC.

El cableado es independiente de la polaridad y el seccionamiento es bipolar. Su uso también es adecuado para redes aisladas de tierra (IT).

El relé de disparo magnetotérmico se caracteriza por disponer de un ajuste de disparo por protección magnética de 1 a 6 veces la intensidad nominal y de 1,05 a 1,3 veces para el disparo por protección térmica.

No se requieren accesorios para su cableado y se caracteriza por unas dimensiones compactas. Con una parte frontal de 45 mm y una fijación posterior a carril DIN, permite su instalación en envolventes diseñados para alojar aparata modular.

Se muestra una imagen de este modelo de interruptor junto a sus dimensiones (en mm):



Anchura	58,2
Altura	92,4
Profundidad	75,3

Y a continuación se presentan sus características técnicas:

Datos Técnicos		PKZ-SOL		
Tipo		12	20	30
De acuerdo con				IEC/EN 60947-2
Certificación				TÜV
Número de polos				2
Corriente nominal de servicio en DC21A	$I_e$	12A	20A	30A
Isc panel		5,2 - 9A	9,1 - 15A	15 - 22,5A
Disparo por sobrecarga				1,05...1,3 x $I_e$
Corriente de regulación térmica	$I_r$	8...12A	14...20A	23...30A
Disparo por cortocircuito				6 x $I_n$
Poder de corte nominal	$I_{cu} = I_{cs}$	72A	120A	180A
Tensión nominal de servicio	$U_e$			5 kA
Tensión máxima al impulso	$U_{imp}$			900 VDC
Elemento seccionador				8 kV
Categoría sobretensión/ grado polución				si
Temperatura ambiente				III / 2
				-25...+60°C

Vista la gama de intensidades nominales para este automático, se ha optado por instalar el modelo de 12 A (se han señalado con rectángulos rojos, en la tabla anterior, sus características técnicas) porque cumple con los requisitos de la instalación como se ha citado, ya que:

- La intensidad máxima admisible por la CU200 y el motor MSF3 (8,4 A) está dentro del rango de intensidades de cortocircuito (5,2-9 A) entre las cuáles puede actuar el modelo de 12 A del interruptor PKZ SOL. También lo está el valor de la intensidad de cortocircuito de la rama de paneles para una temperatura de 70 °C.

$$I_{sc \text{ panel máxima}} = 9 \text{ A} > I_{sc}(70^\circ\text{C}) = 8,97 \text{ A}$$

- La intensidad máxima por regulación térmica del PKZ SOL de 12 A es superior a la intensidad máxima de diseño.

$$I_r \text{ máxima} = 12 \text{ A} > I_{MÁXIMA \text{ DISEÑO}} = 10,875 \text{ A}$$

- Y el valor de la tensión nominal de servicio de este interruptor es muy superior al valor de la tensión máxima que podría llegar a alcanzar la rama de paneles solares.

$$U_e = 900 \text{ V} > V_{OC}(-10^\circ\text{C}) = 247,7 \text{ V}$$

En cuanto a la ubicación de este interruptor automático, se fijará a la parte inferior del marco de fijación de los paneles solares de la estructura conjunta que se ha diseñado. Dado que estará instalado a la intemperie, requerirá de una caja protectora, esta caja será la siguiente:

- Caja de policarbonato CI-K1-95-TS de la marca “Moeller” [18].

Las cajas CI-K a prueba de condiciones climatológicas adversas, con un grado de protección IP65, son la solución perfecta para la instalación en exteriores. Caracterizadas para una tensión de aislamiento de hasta 1500 VDC, permiten su montaje en instalaciones fotovoltaicas.

Se muestra una imagen de este modelo de caja:



Las dimensiones de este modelo son: 80 mm de ancho, 120 mm de alto y 95 mm de fondo.

Así pues, el interruptor PKZ SOL de 12 A se ubicará en el interior de esta caja CI-K que se fijará a la parte inferior del marco de fijación de los paneles solares de la estructura conjunta.

A dicho interruptor llegarán los cables de salida del generador fotovoltaico, lo atravesarán, y saldrán de él empezando en este punto el primer tramo o tramo 1 del cable de alimentación de la motobomba.

- Pararrayos Franklin:

Los pararrayos tipo Franklin también conocidos como puntas captoras simples, consisten en una barra metálica, que puede ser de bronce, cobre o acero inoxidable, y que en la parte superior la punta está afilada.

Los modelos suelen variar comenzando por los pararrayos tipo lanza hasta los que tienen 4, 5 o 6 puntas en el extremo superior.



Por otro lado, se debe tener en cuenta que cualquier objeto puntiagudo puede ser generador de líderes ascendentes que competirán con la punta Franklin, dado que si bien algunos de ellos puede que no sean buenos conductores, no hay que olvidar que en ese momento la lluvia, humedece todo y por lo tanto, una pared, por ejemplo, puede ser conductora.

Debido a este fenómeno la zona deberá estar despejada y el mástil deberá sobrepasar holgadamente la altura total del captador y la valla para evitar este tipo de problemas.

En base a lo anteriormente expuesto se ha optado por un pararrayos Franklin de tipo punta formado por pieza central, vástago principal y cuatro laterales. Fabricado en acero inoxidable bajo la Norma Internacional AISI 316 (18/8/2) y la Norma Española UNE-36-016-75.

Medidas: 430mm. Ídem de punta.

Para lograr la altura deseada se acoplará un mástil telescópico pararrayos de acero galvanizado con una longitud de 6m dejando un margen de 4m por encima de cualquier obstáculo en un radio de 50m.

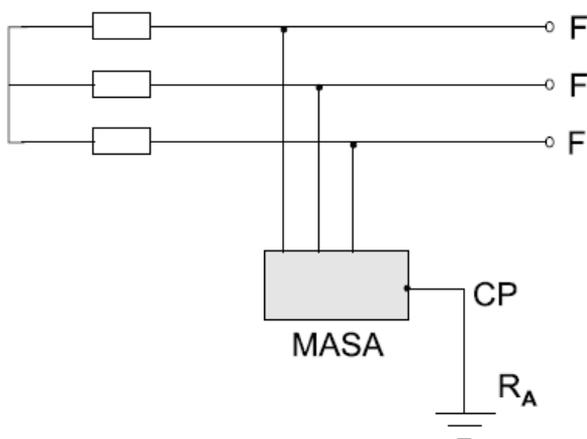
Al mismo tiempo el pararrayos estará unido a un conductor desnudo de cobre de 35 mm<sup>2</sup> que a su vez estará conectado a una toma de tierra que se detalla en el siguiente apartado.

### 2.1.18. Dimensionado de la puesta a tierra

Tratándose de una instalación aislada de la red y ante la inexistencia de corriente alterna, se considera el esquema de conexión con generador flotante y masas conectadas a tierra como el más seguro, conocido comúnmente como esquema IT. Dicho esquema consiste en unir entre sí todas las masas de la instalación a proteger, así como los posibles elementos conductores accesibles. Esto se hace para evitar que puedan aparecer, en un momento dado, diferencias de potencial peligrosas entre las partes mencionadas, y se consigue uniendo por medio de un conductor de protección y a través de uniones de muy débil resistencia:

- Todas las masas entre sí.
- Con los elementos conductores de la edificación susceptibles de contacto.
- Con el sistema de puesta a tierra.

Con este esquema un primer fallo de aislamiento no ocasiona corriente de defecto, y la instalación puede seguir funcionando. Un segundo fallo de aislamiento provoca una corriente de defecto elevada, inevitable e indetectable debido a que no existe a día de hoy un diferencial de corriente continua que corte ante contactos directos, o fugas de corriente que se pudieran presentar.



El generador en configuración flotante, no protege de la descarga a una persona que toca el positivo y el negativo del generador FV, ya que trabaja a una tensión que supera la tensión de seguridad de 50 V. En este caso, hay que recurrir a medidas de protección contra contactos directos, tales como el recubrimiento de las partes activas con material aislante, interposición de barreras envolventes u obstáculos, o la puesta fuera del alcance de dichas partes activas por alejamiento.

En esta instalación el vallado que se instalará limitará el acceso al personal autorizado, consciente de los riesgos y medidas de seguridad a tener en cuenta.

Se implementarán dos sistemas de puesta a tierra, uno para el pararrayos y otro para la conexión de las masas y los elementos conductores susceptibles de contacto de la instalación. Para el cálculo de puestas a tierra, se recurre a la ITC-18 del Reglamento de Baja Tensión [4].

Para el pararrayos, se utilizará un electrodo combinado como sistema de puesta a tierra, es decir, formado por varios elementos. Dichos elementos serán:

- Anillo de cobre: Se trata de un anillo de forma cuadrada. Para su confección se utilizará conductor de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup> de sección, enterrado a una profundidad de 0,50 m, alrededor de la caseta metálica a una distancia media. Dado que las dimensiones externas del vallado son de 8 m de largo por 8 de ancho, y el anillo se instala a la profundidad citada, pero separado 2 metros de la vertical de la pared, las dimensiones de dicho anillo serán de 4 m de largo por 4 m de ancho, conformando una longitud total de 16 metros.

- Picas: Se utilizarán cuatro picas de acero recubierto de cobre, de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud. Estas picas se ubicarán en los cuatro vértices del cuadrado que formará el anillo de cobre. De este modo, se asegurará un valor más bajo de la toma de tierra, ya que se conformará un sistema de resistencias en paralelo.

Si se idealiza el electrodo de puesta a tierra, se puede calcular de forma fácil la resistencia del electrodo combinado de puesta a tierra, calculando la resistencia equivalente de los electrodos implicados.

El cálculo de la resistencia de cada pica y la del conductor que formará el anillo se realizarán en base a valores orientativos de la resistividad del terreno y las características del electrodo.

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a
Limo	30
Humus	20 a 100
Turba húmeda	10 a 150
	5 a 100
Arcilla plástica	
Margas y Arcillas compactas	50
Margas del Jurásico	100 a 200
	30 a 40
Arena arcillosas	
Arena silícea	50 a 500
Suelo pedregoso cubierto de césped	200 a 3.000
	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Para terrenos de arena arcillosa, como es el caso, se aconseja un valor para la resistividad de 50 a 500  $\Omega/m$ . Por lo tanto, se considerará un valor de 300  $\Omega/m$ . En función de este valor la resistencia del anillo y de la pica serán las siguientes:

$$R_{\text{anillo}} = \frac{2 \times \rho (\text{terreno})}{L (\text{anillo})} = \frac{2 \times 300}{16} = 37,5 \Omega$$

$$R_{\text{pica}} = \frac{\rho (\text{terreno})}{L (\text{pica})} = \frac{300}{2} = 150 \Omega$$

Teniendo en cuenta todo el conjunto, la resistencia total o equivalente del sistema de puesta a tierra será la siguiente:

$$R_{total} = \frac{1}{\frac{1}{\rho(\text{terreno})} \times 4 + \frac{1}{2 \times \rho(\text{terreno})}} = \frac{1}{\frac{1}{150} \times 4 + \frac{1}{37,5}} = 18,75 \Omega$$

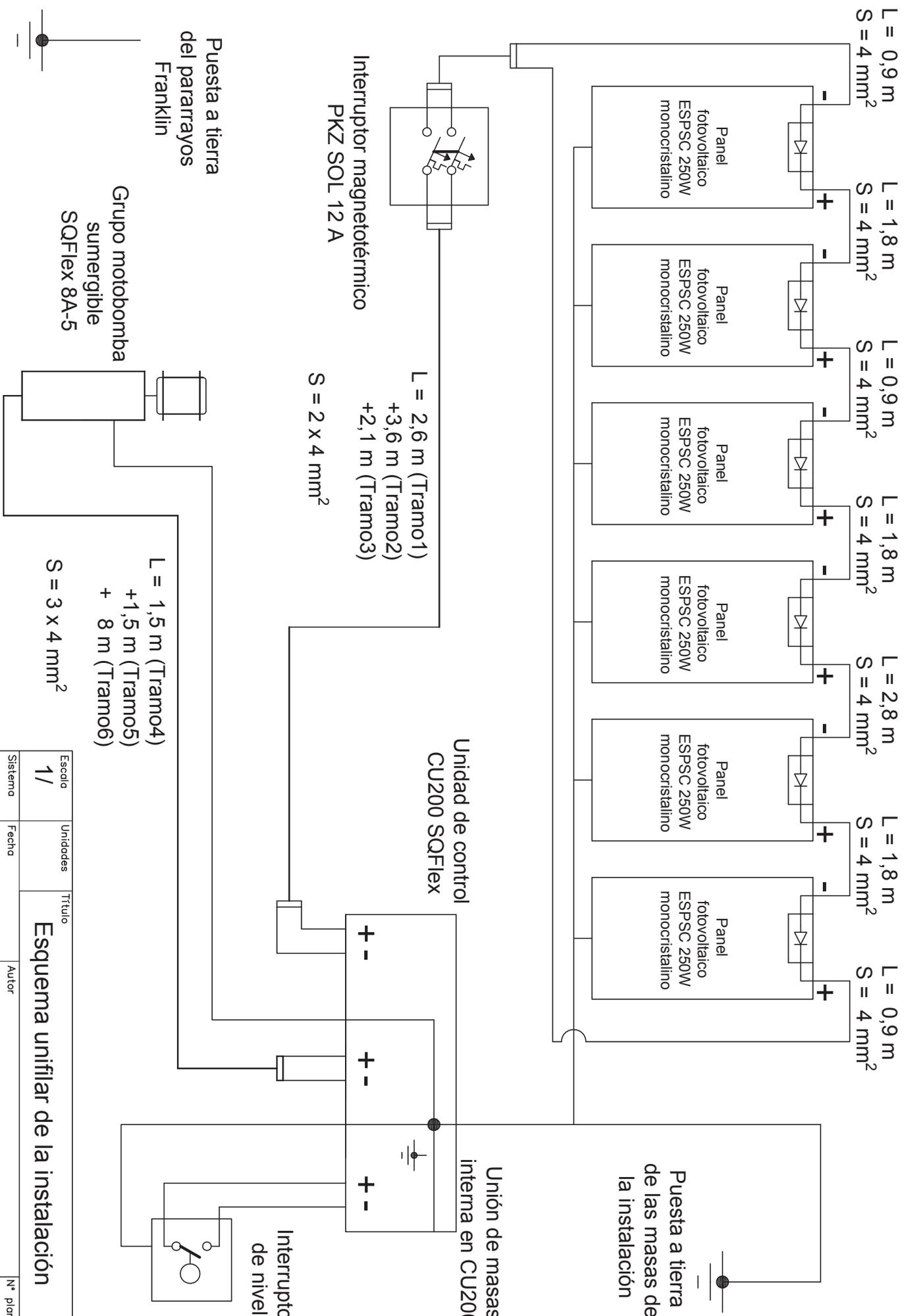
Es necesario que este valor sea verificado una vez se lleve a cabo la implementación de la instalación para corroborar el buen estado de la misma.

En cuanto al sistema de puesta a tierra para las masas y los elementos conductores susceptibles de contacto de la instalación, estará formado por una pica, de iguales características a las que se instalarán para el pararrayos, y los conductores aislados necesarios para unir dichas masas y elementos con la pica. La pica se ubicará a una distancia mínima de 15 m desde el anillo correspondiente al otro sistema de puesta a tierra.

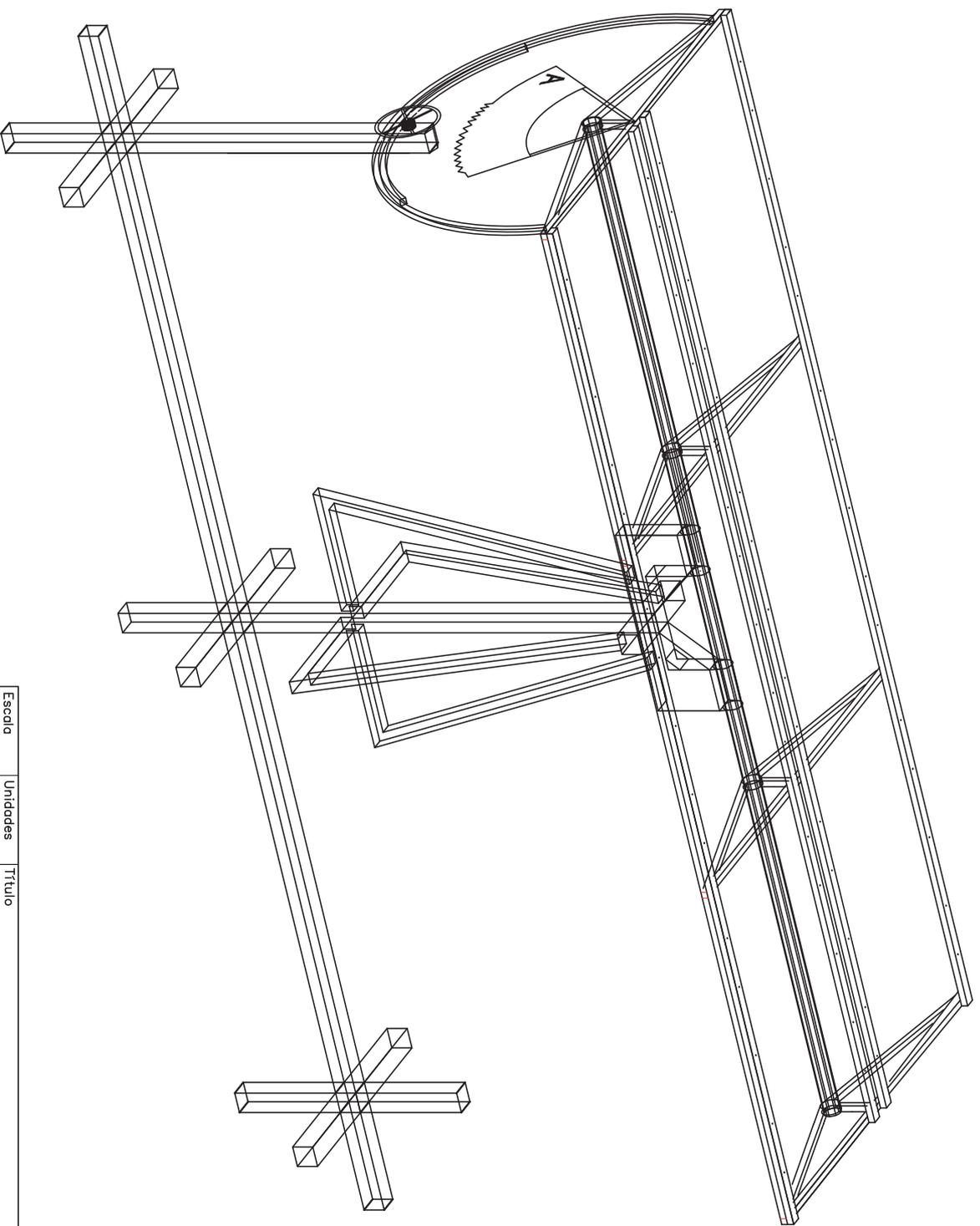
# Planos

---

Diseño de Sistema de Bombeo Fotovoltaico  
para Riego en Bahir Dar (Etiopía)

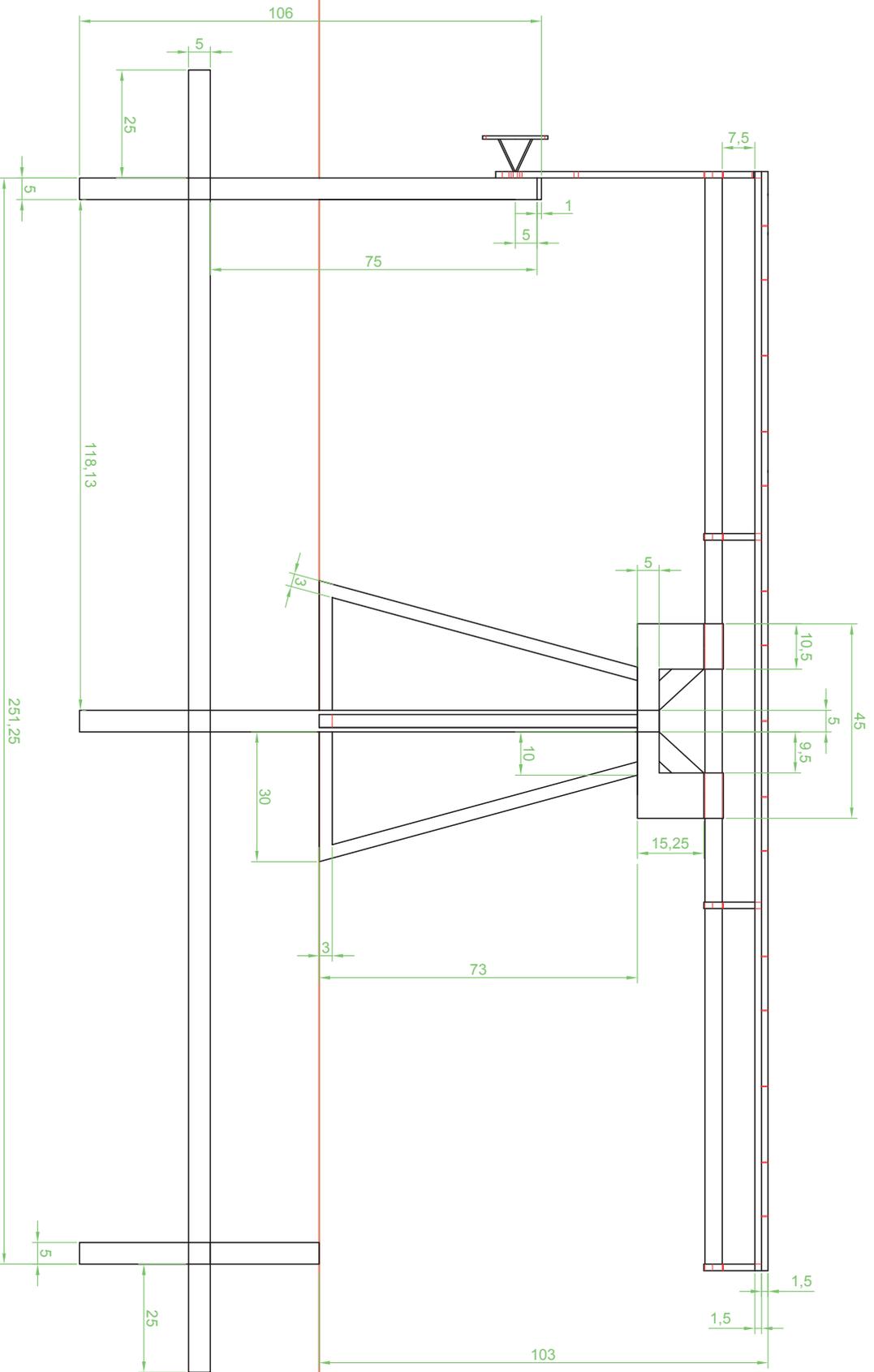


Escola	Unidades	Título
1/		Esquema unifilar de la instalación
Sistema	Fecha	Autor
	10/02/2016	Carrera Barrio, Ariz
Nº plano		
1		

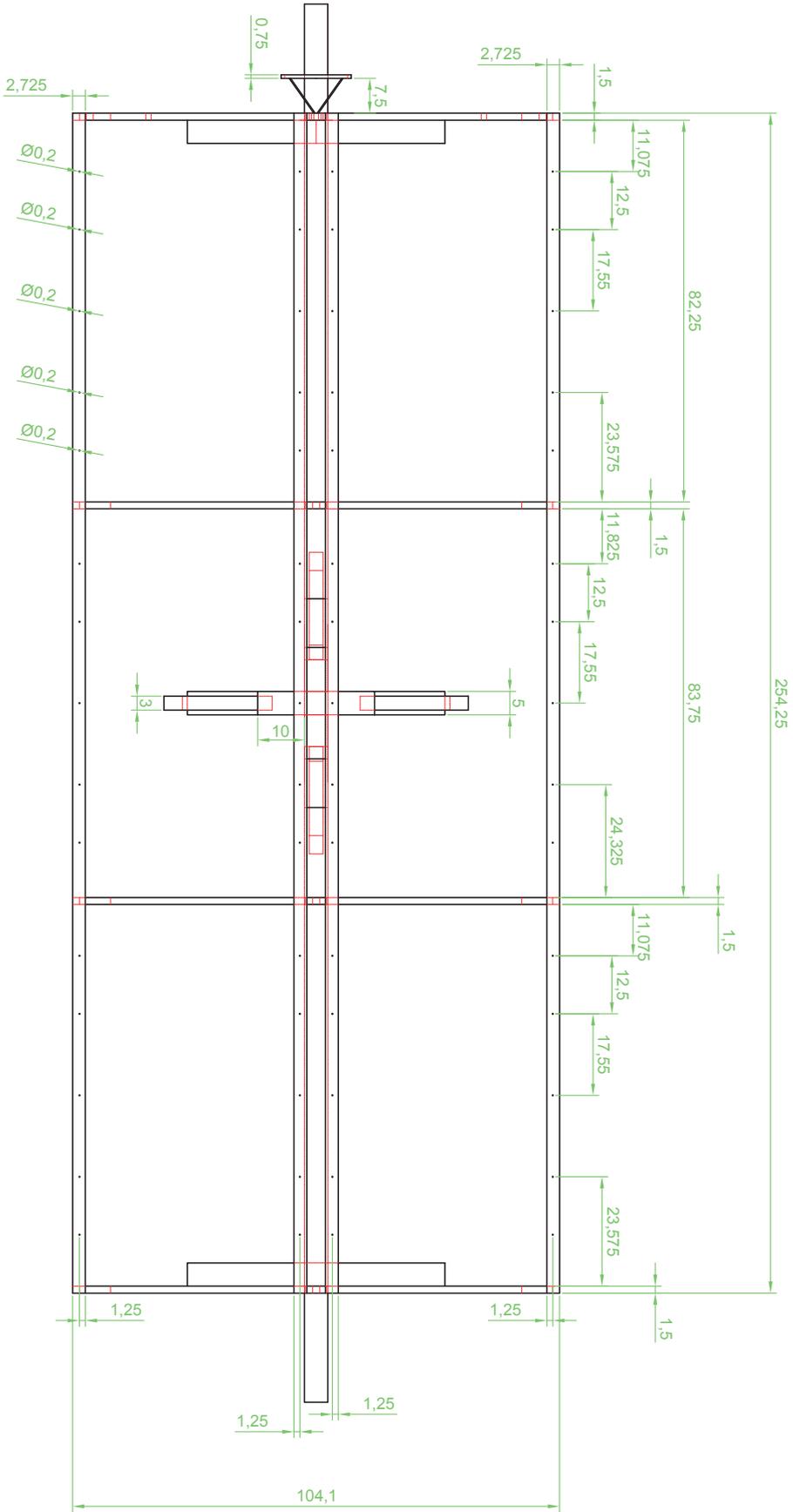


Escala	1/20	Unidades	Título
Sistema	3D	Fecha	10/02/2016
Autor	Carrera Barrio, Ariz		
N° plano	2		

Estructura conjunta (vista desde arriba)



 Sistema	Escala <b>1/20</b>	Unidades <b>mm</b>	Título <b>Estructura conjunta (Alzado)</b>
 Fecha	<b>10/02/2016</b>	Autor <b>Carrera Barrio, Ariz</b>	N° plano <b>3</b>



Escala	1/20	Unidades	mm	Título	Estructura conjunta (Planta)	Nº plano	4
Sistema		Fecha	10/02/2016	Autor	Carrera Barrio, Ariz		



# Pliego de Condiciones

---

Diseño de Sistema de Bombeo Fotovoltaico  
para Riego en Bahir Dar (Etiopía)

## Pliego de Condiciones

4.1.	Introducción .....	176
4.2.	Especificaciones de los materiales y elementos constitutivos del proyecto. ....	176
4.3.	Condiciones generales.....	178
4.4.	Especificaciones de ejecución.....	178
4.5.	Reglamentos y normas de aplicación. ....	178

## 4.1. Introducción

El presente Pliego de Condiciones es el documento básico del proyecto que establece las condiciones técnicas, económicas, administrativas y legales que permitan materializar correctamente el objeto del proyecto, nuestro Diseño de Sistema de Bombeo Fotovoltaico para Riego en Bahir Dar (Etiopía).

## 4.2. Especificaciones de los materiales y elementos constitutivos del proyecto

Todos los materiales utilizados en la obra, serán de calidad contractada y se ajustarán a la descripción que de los mismos se da en el apartado 2.1 Diseño y Dimensionado del documento anexo de este TFG, no admitiéndose material diferente al medido. Caso que en el momento del aprovisionamiento algún material fuese imposible de localizar, por encontrarse agotado o porque se hubiese dejado de fabricar, será el criterio del Responsable Técnico quien determinase el material equivalente que cumpliera con las premisas de mantener la calidad y de precio equivalente.

Se presentan las tablas con el listado de materiales y componentes seleccionados para el proyecto, así como su procedencia y la normativa por la que se rigen:

SISTEMA DE RIEGO		
Producto	Fabricante	Norma
Bloques de cemento prefabricados (20x20x40 cm)	Local	
Contador con emisor de impulsos WPH-N DN100	Zenner	DIN 1988
Contador digital de pulsos eléctricos. 4 dígitos y botón puesta a cero.	Zenner	
Depósito 25m <sup>3</sup> de fibra de vidrio	Super Double T PLC	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN12. Rollo de 300 m. (para formar microtubos y 9m para cable enterrado)	Dolphin Travin	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN20. Rollo de 300 m.	Dolphin Travin	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN32. Rollo de 100 m.	Dolphin Travin	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN50. Rollo de 100 m.	Dolphin Travin	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN90. Rollo de 50 m.	Dolphin Travin	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN110. Rollo de 25 m.	Dolphin Travin	
Válvula de bola standard DN100	Novasfer	DIN 30661/ DIN 2999

POZO Y TUBERÍA DE BOMBEO		
Producto	Fabricante	Norma
Excavación de 1m de pozo de 8"	Local	
Cilindro de acero inoxidable de 8" y 3m de longitud para camisa de pozo	Local	
Cabeza de pozo con plato de 8 1/2", codo 90° DN110 y cable de acero DN4 de 7m de longitud	Davis & Shirliff	
Tubería PVC de 6 atm y DN110 tramo de 6m	Plastic Factory	UNE 12200
Filtro de mallas de 150 micras y 4" de diámetro	Local	
Codo de 90° de PVC DN110	Plastic Factory	

INSTALACIÓN ELECTRICA Y OTROS		
Producto	Fabricante	Norma
Vallado metálico de 8 X 8 X 2 m	Local	
Caseta metálica de 3 X 3 X 2,5 m	Local	
Estructura conjunta de soporte y sistema para el cambio del ángulo de inclinación de los paneles solares, fabricada en acero galvanizado	Local	
Panel solar ESPSC 250W silicio monocristalino	ERA Solar	IEC 61215 / IEC 61730
Cable solar 4 mm <sup>2</sup> y 1 m de longitud	Prysmian	
Motobomba SQFlex 8A-5 con kit para unión de cable motor	Grundfos	DIN 1.4301
Unidad de control CU 200	Grundfos	
Interruptor de nivel con 170 m de cable 2 X 2,5 mm <sup>2</sup>	Grundfos	
Cable RETENAX FLEX unipolar 4 mm <sup>2</sup> . Rollo de 25 m.	Prysmian	UNE 21123-3
Cable sumergible DN-F 3 X 4 mm <sup>2</sup> tramo de 1 m.	Prysmian	UNE 21166
Tubo corrugado REFLEX M32 - 50 m	Plastic Factory	
Tubo corrugado REFLEX M40 - 25 m	Plastic Factory	
Pack 50 abrazaderas acero inoxidable 200 mm X 10 mm	Dolphin Travin	
Abrazadera metálica 130 mm de diámetro	Dolphin Travin	
Pemsaband LX Perforada CLIK 35x100mm	Pemsa	Marcado N AENOR
Interruptor automático PKZ SOL 12 A	Moeller	IEC/EN 60947-2 TUV
Caja de policarbonato CI-K1-95-TS IP65 80 X 120 X 95 mm	Moeller	
Pararrayos punta Franklin de acero inoxidable	Local	
Mástil telescópico pararrayos en acero galvanizado	Local	
Anillo cuadrado de 4x4 m y 35 mm <sup>2</sup> de cable desnudo, con 4 picas de 2 m.	Local	
Arqueta registrable con punto de Puesta a Tierra (1 pica de 2 m).	Local	
Línea de enlace con tierra, conductor aislado de 4 mm <sup>2</sup> . Rollo de 25 m.	Prysmian	

### 4.3. Condiciones generales

Dada la naturaleza de este proyecto, siendo un proyecto de cooperación internacional la implantación del mismo no se llevará a cabo del modo tradicional mediante un contrato convencional, ya que la realización del mismo depende de la obtención de una subvención.

En el caso de llevarse adelante las condiciones de índole económicas del proyecto dependerán de la cuantía del capital concedido. Y este será gastado en función del presupuesto, expuesto como un documento con entidad propia al final de este TFG, destinando su totalidad a la materialización del proyecto puesto que la dirección y mano de obra estará conformada por voluntarios tanto nacionales como internacionales.

En cuanto a las condiciones de índole legal y administrativa sería la “Bahir Dar University”, involucrada ya en este proyecto, quien se ocuparía de los trámites legales y administrativos requeridos para la realización del proyecto.

De este modo sería más sencillo y rápido el proceso burocrático para la obtención de los permisos necesarios ya que dicho personal facultativo, que ha participado en proyectos similares, está familiarizado con estos trámites y comprometido con la causa.

Además cabe destacar que no son solo personal de la universidad si no también ciudadanos natales etíopes.

### 4.4. Especificaciones de ejecución

En primer lugar para llevar a cabo la ejecución hay que ponerse en contacto con los responsables del “Kebele” de la zona, unidad administrativa equivalente a una municipalidad, este tramitará la solicitud a la “Woreda” que equivale al gobierno local y depende del gobierno regional, “Kilil”, este recibirá la solicitud y la hará llegar a la Asociación del Agua, que estar en manos del Ministerio del Agua.

Este largo proceso puede llegar a tener una duración de meses, si lo tramita una persona extranjera el proceso se puede alargar aún más eh aquí la importancia de la participación de la población local.

### 4.5. Reglamentos y normas de aplicación

Los cálculos y dimensionado han sido realizados de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas de Red del IDAE [7] y el Reglamento de Baja Tensión [4] [5] [6].

Tanto los componentes de la instalación, como su montaje y funcionabilidad, quedarán garantizados por el tiempo indicado por la legislación vigente, a partir de la recepción provisional y, en ningún caso, esta garantía cesará hasta que sea realizada la recepción definitiva. Se dejará a criterio del Responsable Técnico determinar ante un defecto de maquinaria su posibilidad de reparación o el cambio total de la unidad. Este concepto aplica a todos los componentes y materiales de las instalaciones, sean éstos los especificados, de modo concreto, en los documentos de proyecto.

# Presupuesto

---

Diseño de Sistema de Bombeo Fotovoltaico  
para Riego en Bahir Dar (Etiopía)

PRESUPUESTO SISTEMA DE RIEGO					
PRODUCTO	Nº UNIDADES	PVP		PROPORCIÓN (%)	
		COSTE UNITARIO (€)	TOTAL (€)		
Depósito 25m <sup>3</sup> de fibra de vidrio	4	2334,76	9339,04	42,87	
Bloques de cemento prefabricados (20x20x40 cm)	2320	4,20	9744,00	44,73	
Válvula de bola standard DN100	1	176,65	176,65	0,81	
Contador con emisor de impulsos WPH-N DN100	1	287,50	287,50	1,32	
Contador digital de pulsos eléctricos. 4 dígitos y botón puesta a cero.	1	30,21	30,21	0,14	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN12. Rollo de 300 m. (para formar microtubos)	8	42,53	340,24	1,56	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN20. Rollo de 300 m.	16	60,01	960,16	4,41	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN32. Rollo de 100 m.	2	38,33	76,66	0,35	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN50. Rollo de 100 m.	2	139,95	279,90	1,28	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN90. Rollo de 50 m.	2	99,96	199,92	0,92	
Tubería polietileno B/D uso agrícola de 6 atm y DN110. Rollo de 25 m.	1	60,35	60,35	0,28	
Accesorios tuberías (15% total coste tuberías)	-	-	283,06	1,30	

INSTALACIÓN ELÉCTRICA Y OTROS					
PRODUCTO	Nº UNIDADES	PVP		PROPORCIÓN (%)	
		COSTE UNITARIO (€)	TOTAL (€)		
Vallado metálico de 8 X 8 X 2 m	1	300,42	300,42	4,39	
Caseta metálica de 3 X 3 X 2,5 m	1	772,53	772,53	11,29	
Estructura conjunta de soporte y sistema para el cambio del ángulo de inclinación de los paneles solares, fabricada en acero galvanizado	1	856,37	856,37	12,51	
Panel solar ESPSC 250W silicio monocristalino	6	105,35	632,10	9,24	
Cable solar 4 mm <sup>2</sup> y 1 m de longitud	1	2,51	2,51	0,04	
Motobomba SQFlex 8A-5 con kit para unión de cable motor	1	2187,13	2187,13	31,96	
Unidad de control CU 200	1	697,20	697,20	10,19	
Interruptor de nivel con 170 m de cable 2 X 2,5 mm <sup>2</sup>	1	69,08	69,08	1,01	
Cable RETENAX FLEX unipolar 4 mm <sup>2</sup> . Rollo de 25 m.	2	38,55	77,10	1,13	
Cable sumergible DN-F 3 X 4 mm <sup>2</sup> tramo de 1 m.	8	4,45	35,60	0,52	

INSTALACIÓN ELÉCTRICA Y OTROS					
PRODUCTO	Nº UNIDADES	PVP		PROPORCIÓN (%)	
		COSTE UNITARIO (€)	TOTAL (€)		
Tubo corrugado REFLEX M32 - 50 m	3	27,33	81,99	1,20	
Tubo corrugado REFLEX M40 - 25 m	1	19,12	19,12	0,28	
Paek 50 abrazaderas acero inoxidable 200 mm X 10 mm	1	17,38	17,38	0,25	
Abrazadera metálica 130 mm de diámetro	10	0,79	7,90	0,12	
Pemsaband LX Perforada CLIK 35x100mm	2	7,76	15,52	0,23	
Interruptor automático PKZ SOL 12 A	1	57,51	57,51	0,84	
Caja de policarbonato CI-K1-95-TS IP65 80 X 120 X 95 mm	1	10,55	10,55	0,15	
Pararrayos punta Franklin acero inoxidable	1	159,00	159,00	2,32	
Mástil telescópico pararrayos en acero galvanizado	1	191,00	191,00	2,79	
Anillo cuadrado de 4x4 m y 35 mm <sup>2</sup> de cable desnudo, con 4 picas de 2 m.	1	448,29	448,29	6,55	
Arqueta registrable con punto de Puesta a Tierra (1 pica de 2 m).	1	167,19	167,19	2,44	
Línea de enlace con tierra, conductor aislado de 4 mm <sup>2</sup> . Rollo de 25 m.	1	38,55	38,55	0,56	

PRESUPUESTO POZO Y TUBERÍA DE BOMBEO				
PRODUCTO	Nº UNIDADES	PVP		
		COSTE UNITARIO (€)	TOTAL (€)	PROPORCIÓN (%)
Coste excavación de 1m de pozo de 8"	9	45,00	405,00	33,26
Cilindro de acero inoxidable de 8" y 3m de longitud para camisa de pozo	3	69,78	209,34	17,19
Cabeza de pozo con plato de 8 1/2", codo 90° DN110 y cable de acero DN4 de 7m de longitud	1	345,49	345,49	28,37
Tubería PVC de 6 atm y DN110 tramo de 6m	28	5,14	143,92	11,82
Filtro de mallas de 150 micras y 4" de diámetro	1	102,49	102,49	8,42
Codo de 90° de PVC DN110	3	3,86	11,58	0,95

Presupuesto Global (€)		
		PROPORCIÓN (%)
Presupuesto Sistema de Riego	21782,21	63,47
Presupuesto Pozo y Tubería de Bombeo	1217,82	3,55
Presupuesto Eléctrico	6844,04	19,94
<b>Total (€)</b>	<b>29844,07</b>	<b>86,96</b>
<b>Total con VAT (15% Etiopía) (€)</b>	<b>34320,69</b>	

El presupuesto total del proyecto asciende a treinta y cuatro mil trescientos veinte euros y sesenta y nueve céntimos.

En este presupuesto no se ha tenido en cuenta la mano de obra y el pequeño material debido a que el montaje e instalación correrá a cargo del personal de la "Bahir Dar University" implicado en el proyecto.