



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN LUIS  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS AGROPECUARIAS**

**INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA**

**“CÁLCULO, DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN  
DE UN SISTEMA DE GESTIÓN EFICIENTE  
DEL AGUA CON ENERGÍAS RENOVABLES”**

*TRABAJO FINAL DE GRADO  
DE  
Capitanelli, Claudio Leandro*

Director: Dr. Ing. Catuogno, Guillermo Ricardo

Co-Director: Ing. Frías, Ricardo Gastón

Asesor: Ing. Torres, Luis Raúl

*Villa Mercedes, San Luis, Argentina. (Día) de Junio del 2022.*



*Este trabajo va dedicado a mi madre Sandra,  
mi padre Claudio, mi hermana Cynthia,  
y a mis dos abuelas, Le y Zulma,  
que gracias a los valores que me inculcaron,  
todo el apoyo y cariño incondicional  
que he recibido en mis años de vida,  
finalmente permitieron que pudiera  
cumplir con uno de mis objetivos,  
recibirme de Ingeniero Electromecánico,  
y que este trabajo, con tanto esfuerzo  
y sacrificio, sea recibido como una retribución.*

## **Agradecimientos**

*Ante todo, agradecer a Dios por la bendición que me dio al entregarme a esta maravillosa familia, por darme a mis padres **Sandra** y **Claudio**, que son y serán mi gran orgullo y ejemplo de vida a seguir, los que me enseñaron de chico a que nunca bajara los brazos para cumplir con las metas que me ponga en la vida, por darme a mi gran compañera y hermana **Cynthia** y a mis dos abuelas, **Dora** y **Zulma**, que me dieron consejos de vida muy valiosos y me ayudaron siempre a mejorar, a mis tíos abuelos, Rosa, Domingo y Fermín, a mis tíos, Romina, Fernando, Darío, María Ángeles y Néstor, y a mis primos Francisco, Julia, Joaquín, Lara.*

*Agradecer también mis directores Dr. Ing. Catuogno Guillermo Ricardo, Ing. Frías Ricardo Gastón e Ing. Torres Luís Raúl, que gracias a su compromiso y vocación, permitieron que fuera parte del Laboratorio de Tecnologías Apropiadas (LabTA) y me brindaron todo lo que necesite para realizar y concluir este trabajo. También, a todos los integrantes del LabTA, con los que pude compartir buenos momentos dentro y fuera del mismo.*

*A mis amigos y amigas que siempre estuvieron presente, apoyando todas las decisiones que tome, y que permitieron darle muchísima alegría a mi vida.*

*Y a todas las personas con las que tuve la posibilidad de cruzarme en mi vida académica, que me permitieron crecer y formarme como persona.*

# **Índice**

<b>Capítulo 1: Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Objetivos .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Funcionamiento del sistema .....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 2: Riego .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1.1 Riego por superficie .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1.2 Riego por melgas .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1.3 Riego por surcos .....</b>	<b>4</b>
<b>2.2 Cuánta agua aplicar .....</b>	<b>4</b>
<b>2.3 Infiltración .....</b>	<b>5</b>
<b>2.4 Topografía.....</b>	<b>5</b>
<b>2.5 Presencia de problemas en zonas con mucha pendiente .....</b>	<b>6</b>
<b>2.6 Transporte del agua .....</b>	<b>8</b>
<b>2.7 Condición y distribución del agua dentro de la finca.....</b>	<b>9</b>
<b>2.7.1 Riego presurizado.....</b>	<b>10</b>
<b>2.7.2 Riego por aspersión .....</b>	<b>11</b>
<b>2.7.3 Riego por microaspersión.....</b>	<b>11</b>
<b>2.7.4 Riego por goteo .....</b>	<b>12</b>
<b>Capítulo 3: Recursos convencionales y recursos renovables .....</b>	<b>15</b>
<b>3.1 Recursos energéticos convencionales.....</b>	<b>15</b>
<b>3.2 Recursos energéticos renovables .....</b>	<b>16</b>
<b>3.2.1 Energía Hidráulica .....</b>	<b>16</b>
<b>3.2.2 Biomasa .....</b>	<b>17</b>
<b>3.2.3 Energía geotérmica .....</b>	<b>17</b>
<b>3.2.4 Energía eólica.....</b>	<b>17</b>
<b>3.2.5 Energía Solar .....</b>	<b>17</b>
<b>3.3 Estructura general de una instalación solar fotovoltaica off grid y on grid .....</b>	<b>18</b>
<b>3.4 Dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico off grid.....</b>	<b>19</b>
<b>Capítulo 4: La energía eólica.....</b>	<b>29</b>
<b>4.1 La energía eólica en cifras .....</b>	<b>29</b>
<b>4.2 Aerogenerador .....</b>	<b>32</b>
<b>4.3 Tipos de AG .....</b>	<b>34</b>
<b>4.3.1 AG de eje vertical .....</b>	<b>34</b>
<b>4.3.2 AG de eje horizontal .....</b>	<b>35</b>
<b>4.4 Tipos de torres .....</b>	<b>36</b>
<b>4.4.1 Torres tubulares .....</b>	<b>36</b>

<b>4.4.2 Torres de celosía (fija).....</b>	<b>36</b>
<b>4.4.3 Torres rebatibles (tilt up) .....</b>	<b>37</b>
<b>Capítulo 5: Sistema de bombeo de agua.....</b>	<b>39</b>
<b>5.1 Un poco de historia.....</b>	<b>39</b>
<b>5.2 Bomba centrífuga .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>5.3 Tipos de bombas centrífugas.....</b>	<b>39</b>
<b>5. 4 Elección de la bomba adecuada .....</b>	<b>40</b>
<b>5.5 Procedimiento de cálculo para seleccionar una bomba centrífuga de una instalación de bombeo .....</b>	<b>40</b>
<b>Capítulo 6: Parte Eléctrica.....</b>	<b>51</b>
<b>6.1 Tableros eléctricos.....</b>	<b>51</b>
<b>6.2 Protecciones eléctricas .....</b>	<b>52</b>
<b>6.2.1 Protecciones de corriente continua.....</b>	<b>52</b>
<b>6.2.2 Protecciones de corriente alterna.....</b>	<b>54</b>
<b>Capítulo 7: Algoritmo para el control del funcionamiento del sistema.....</b>	<b>57</b>
<b>Capítulo 8: Impacto ambiental .....</b>	<b>59</b>
<b>8.1 Análisis de impacto ambiental a través de la matriz de Leopold.....</b>	<b>59</b>
<b>8.2 Medidas de mitigación .....</b>	<b>61</b>
<b>Capítulo 9: Conclusiones y trabajos futuros.....</b>	<b>69</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>71</b>

# **Capítulo 1: Introducción**

En Chubut y Río Negro, aproximadamente 10.200 familias no tienen acceso a la energía eléctrica de red, de las cuales se estima que 6.200 se abastecen de electricidad a través de grupos electrógenos [1].

Aproximadamente 4.600 familias de comunidades originarias y criollas, viven en zonas rurales vulnerables de Chubut, que no cuentan con acceso a la red eléctrica para uso doméstico y productivo, condicionando su derecho y el desarrollo local (iluminación, comunicación, producción, alimentación y salud), y también con dificultad al acceso del agua para consumo humano y usos productivos, sumado a un incremento de la desertificación producida por la actividad ganadera ovina y caprina, predominante en el régión [1].

En gran parte de la estepa Patagonia, los pequeños productores rurales que poseen cursos de agua cercanos, no cuentan con la altura adecuada para regar por gravedad, obligándolos a utilizar motobombas para poder regar sus parcelas, de una manera muy ineficiente e intensiva por inundación, ocasionándoles elevados costos por el uso de combustible y mantenimiento de los equipos, muchas horas de trabajo y tiempos muertos, lo cual resulta en un aprovechamiento costoso e ineficiente en el uso del agua [1].

Como solución al problema, se les brindará a estas comunidades, acceso a la energía eléctrica a través de energías renovables. El sistema de electrificación estará conformado por un aerogenerador Piggott y un sistema de generación solar fotovoltaica, ambos sistemas funcionarán en conjunto, destinados a cargar baterías que posteriormente, alimentarán cargas de tensión alterna de 220 Volt. Dentro de estas cargas, se encontrará una bomba centrífuga la cual será utilizada para impulsar agua a un tanque de reserva ubicado aproximadamente a 10 metros de altura, reemplazando a las motobombas que se venían utilizando, y cambiar el sistema de riego por inundación, a un sistema de riego por goteo, que será destinado a la producción y comercialización de frutillas.

## **1.1 Objetivos**

Serán necesarios efectuar determinados cálculos para dimensionar, por un lado, el sistema de electrificación solar fotovoltaico, es decir, determinar la cantidad de paneles solares a colocar, que tipo de regulador solar será necesario, la cantidad de baterías que conformaran el banco de baterías, que tipo inversor será el adecuado y que tipo de protecciones eléctricas se requerirán; y por otro lado, el sistema de bombeo de agua, es decir, determinar qué tipo de bomba centrífuga será la más adecuada, que tipos de cañerías y accesorios se emplearán para la instalación de la conducción del agua y almacenamiento.

También, como se pretende que el sistema sea autónomo, es decir, que tanto el encendido y apagado de la bomba, como la activación del freno del aerogenerador, se efectúen de manera automática, se deberá desarrollar un código de programación a través del software STM32CubeIDE, que será cargado a un microprocesador F103C8T6 que pertenece a la familia de los STM32 y permitirá cumplir con este objetivo.

De esta manera, se logaría que las comunidades tengan acceso a la energía eléctrica con un impacto menor hacia el medioambiente, evitándoles gastos muy elevados en cuanto al combustible y mantenimiento requeridos por los equipos, reduciéndoles las horas de trabajo y tiempos muertos que hasta el momento se venían desarrollando.

## **1.2 Funcionamiento del sistema**

La dinámica del sistema, se basa en cargar un banco de baterías a través de la energía eléctrica extraída del recurso eólico y solar, para abastecer al inversor y así, a

través de la bomba centrífuga, bombear agua al tanque de reserva, el cual cuenta con un flotante mecánico que impide el ingreso de agua cuando el mismo está lleno. En la condición de llenado completo, el sistema continúa cargando las baterías, y el controlador evita que se sobrecarguen, regulando la carga con un control PWM y enviando el exceso de energía a una resistencia de disipación. La ventaja que se tiene al contar con baterías, es que permite cargar el tanque (de 3.000 litros) en cualquier momento de consumo, dándole así estabilidad al sistema y abastecer a los consumos básicos mencionados de los productores.

Después, el tanque cuenta con una salida hacia la instalación de riego por goteo, que se opera manualmente con una sola válvula de paso, permitiendo controlar las horas de riego, adecuando el horario y el lapso de tiempo a cada tipo de plantación y a cada estación del año. Cuando la válvula está abierta, el tanque comienza a vaciarse, permitiendo el ingreso de agua proveniente del sistema de bombeo.

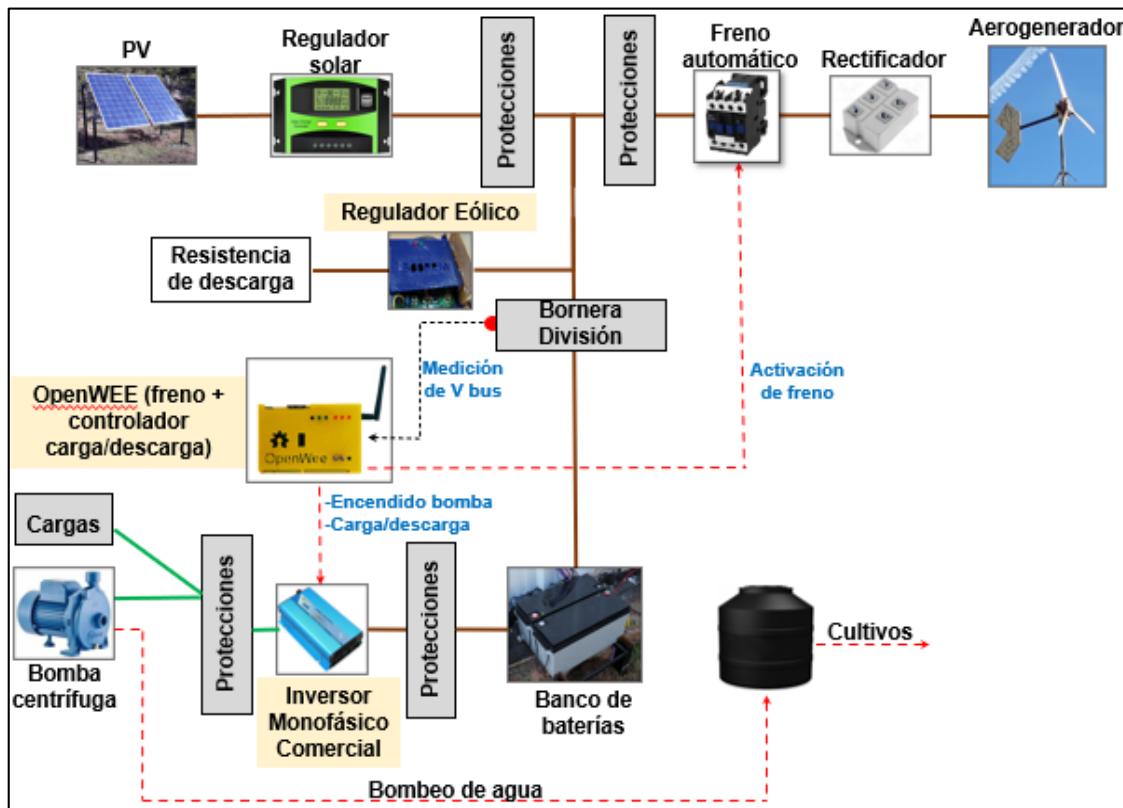


Figura 1: Esquema del sistema de gestión eficiente del agua con energías renovables.

## **Capítulo 2: Riego**

En la producción agrícola, los cultivos necesitan de agua para poder crecer y desarrollarse. Muchas veces la falta de humedad en el suelo afecta negativamente al cultivo, es por ello que, si el contenido del agua es bajo, se necesita reponerla para que las plantas la puedan absorber con facilidad. Esta reposición se efectúa mediante el riego.

Existen distintos métodos de riego, donde la elección de uno de ellos dependerá de cada situación en particular. Lo más importante es lograr que el sistema de riego sea lo más eficiente posible, es decir, la cantidad de agua disponible para el cultivo que queda en el suelo después del riego en relación a la totalidad de agua aplicada [2].

### **2.1 Riego por superficie**

Este tipo de riego presenta la ventaja de tener costos de inversión relativamente bajos y que no requiere de consumo de energía, pero posee muchas pérdidas de agua, por infiltración, a la cual se puede incrementar la eficiencia en el uso de la misma [2]. Existen varias formas de regar por superficie, entre las cuales se aprecian:

#### **2.1.1 Riego por melgas**

Con este método, el agua avanza por una superficie enmarcada por bordos, de manera que la misma se mueva encajonada desde la cabecera hasta el pie. Es ideal para regar cereales, pasturas y en algunos casos, frutales. Su principal desventaja es la de necesitar gran cantidad de agua y contar con un suelo bien nivelado [2].



Figura 2: Riego por melgas. Fuente: [2].



Figura 3: Ejemplo de riego por melgas. Fuente: [2].

## 2.1.2 Riego por surcos

En este tipo, el agua avanza por pequeños surcos o canales, desde la cabecera (sitio más elevado) hasta el pie (sitio más bajo), pudiéndose adaptar a cultivos sembrados en línea, como hortícolas y frutales, pero con una eficiencia muy baja, llegando a valores inferiores al 40% [2].



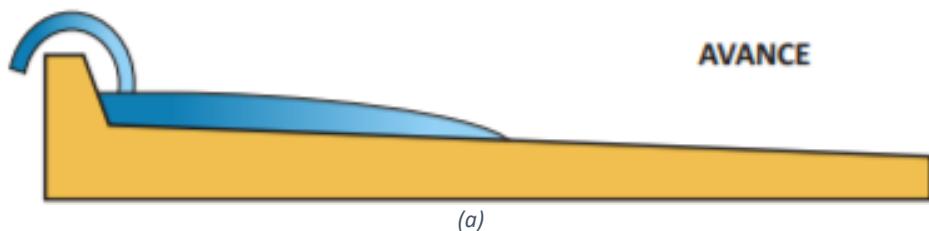
Figura 4: Ejemplo de riego por surcos. Fuente: [2].

## 2.2 Cuánta agua aplicar

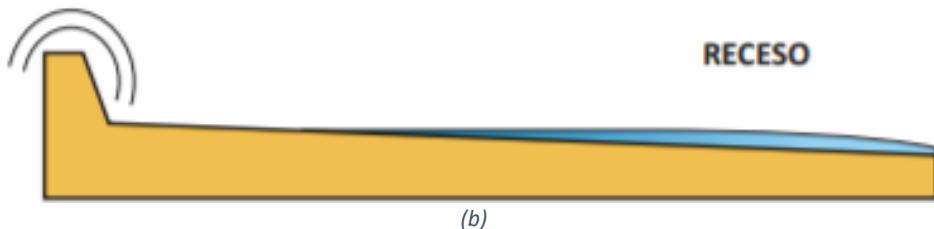
Tanto en el riego por surcos o melgas, se debe lograr aumentar la eficiencia y la aplicación de un caudal no erosivo. Para ello, se recomienda utilizar herramientas como compuertas, pequeños sifones, etcétera, para regular los caudales. Una estrategia para aumentar la cantidad de agua en estos tipos de riego, es trabajar con dos caudales. En el comienzo del riego, se utiliza un caudal (caudal de infiltración), el cual será reducido cuando el agua este por llegar al final del surco o melga. En lugares donde la textura del suelo, la pendiente y el microrelieve en el surco lo permita, se podrá aplicar el riego por pulsos, el cual consiste en que el agua avance por un grupo de surcos, y luego de un tiempo, se corte el suministro, para que sea aportada en otro grupo de surcos y así hasta completar con todos los grupos, volviéndose a reiniciar el riego [2].

Lo que se tiene que tener en cuenta es que existe un tiempo de avance del agua (tiempo que tarda en llegar desde la cabecera hasta el pie de la melga o surco), y un tiempo de receso (tiempo en que tarde el agua en desaparecer de la superficie del terreno). La diferencia entre ambos, da el tiempo de contacto (tiempo en que el agua está infiltrándose en el suelo) [2].

### Tiempo de avance del agua



## Tiempo de receso del agua después del corte



(b)

Figura 5. (a): Tiempo de avance del agua. (b):Tiempo de receso del agua despues del corte. Fuente: [2].

## 2.3 Infiltración

Se llama infiltración al ingreso del agua en el perfil del suelo, y nos determina la cantidad de agua que penetra al suelo, la que va a escurrir por el terreno y la pérdida del suelo que puede existir que es el peligro de erosión. La infiltración dependerá de la textura del suelo, es decir, de la proporción de cada uno de los componentes que lo forman, ya que por ejemplo, el agua se mueve mayormente en profundidad y en menor proporción hacia los laterales en aquellos suelos arenosos mientras que en los arcillosos, sucede todo lo contrario; y de otros factores, como la presencia de materia orgánica, condiciones de laboreo y cultivos anteriores [2].

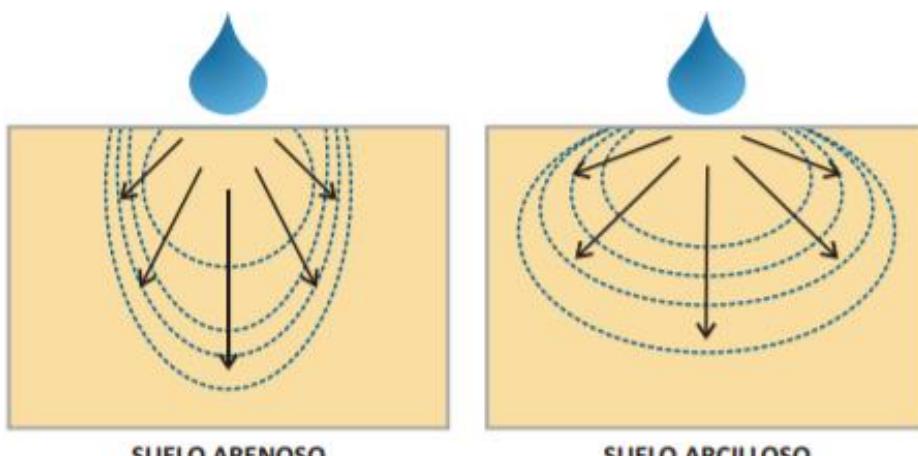


Figura 6: Patrones de infiltración según textura del suelo. Fuente [2].

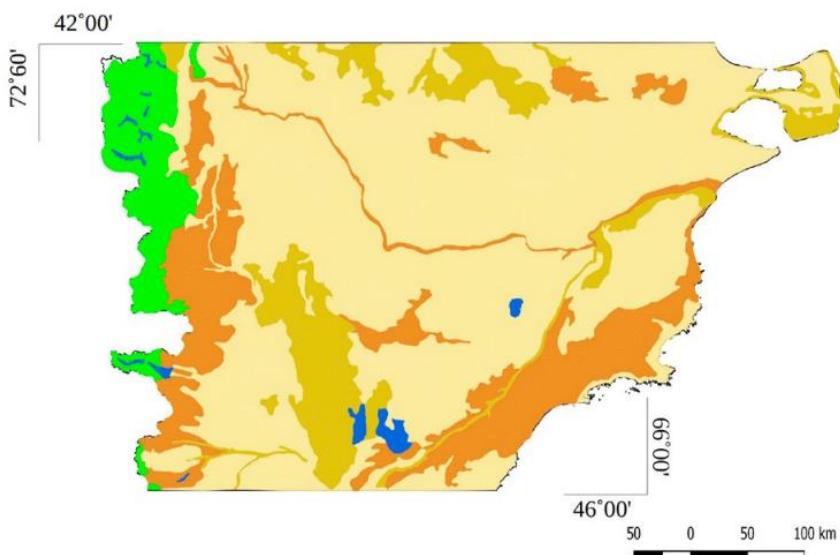
También tenemos que tener en cuenta la velocidad de infiltración, que es la rapidez con que ingresa el agua al suelo, ya que nos permitirá saber el tiempo de riego, el tamaño de las unidades de riego y el caudal óptimo, datos necesarios para el diseño del riego. Cabe destacar que la velocidad de infiltración será alta en los primeros minutos de riego, que luego decrecerá, pero esto dependerá de las condiciones del suelo [2].

## 2.4 Topografía

La provincia de Chubut cuenta con una amplia variedad de suelos, cada uno de ellos con sus respectivas características [3] [4] [5]:

- 1) Los **Aridisoles** que ocupan aproximadamente el 55% de la superficie provincial, los cuales se encuentran en zonas áridas o semiáridas, con un color castaño o gris. Su principal característica es que absorben con rapidez el agua de lluvia.
- 2) Los **Molisoles**, ocupan alrededor del 18% del territorio de la provincia, los cuales son los más fértiles del país, con una capacidad de drenaje elevada y con un color más bien oscuro.

- 3) Los **Entisoles**, que tienen el mismo porcentaje de ocupación que los anteriores, y estos se encuentran formados por lo arrastrado por aguas y vientos. No son fértiles ni tampoco cuentan con materia orgánica.
- 4) En una menor proporción, se encuentran los **Inceptisoles** y los **Alfisoles**, en donde los primeros se encuentran en valles húmedos de zonas cálidas y frías, mientras que los segundos son suelos arcillosos poco permeables.



■ Área donde predominan suelos de origen volcánico; Área con predominancia de otros materiales originales: ■ Aridisoles; ■ Entisoles; ■ Molisoles.

Figura 7: Suelos de la provincia de Chubut. Fuente: [4].

## 2.5 Presencia de problemas en zonas con mucha pendiente

Una pendiente muy pronunciada del surco o melga, provoca que el agua avance a una gran velocidad, produciendo una excesiva acumulación del agua en el pie y una escasa cantidad de agua infiltrada en la cabecera y mitad. A esto también se le puede sumar, la baja infiltración del suelo, acentuando aún más las diferencias en el contenido de humedad. Una situación puede presentarse debido a la mala orientación del surco o melga respecto a la pendiente del terreno [2], como se aprecia en la Figura 8:



Figura 8: Mala orientación del surco o melga respecto de la pendiente del terreno. Fuente: [2].

En los terrenos con muchas pendientes, se puede apreciar que las plantas cercanas a la cabecera son pequeñas, comparadas con las que se encuentran cercanas al pie de la melga o surco.

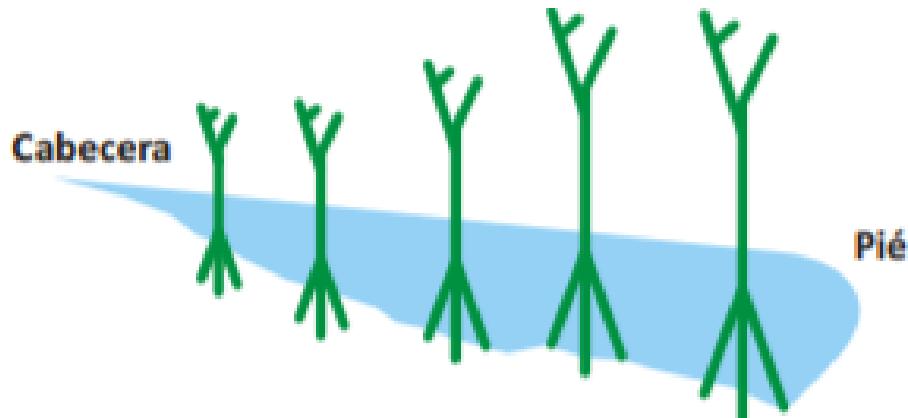


Figura 9: Comparación entre plantas ubicadas en cabecera y pie de un mismo surco o melga. Fuente: [2].

Lo ideal es escoger una buena orientación del surco o melga, para lograr que el agua se distribuya de una manera uniforme, como se aprecia en la Figura 10:

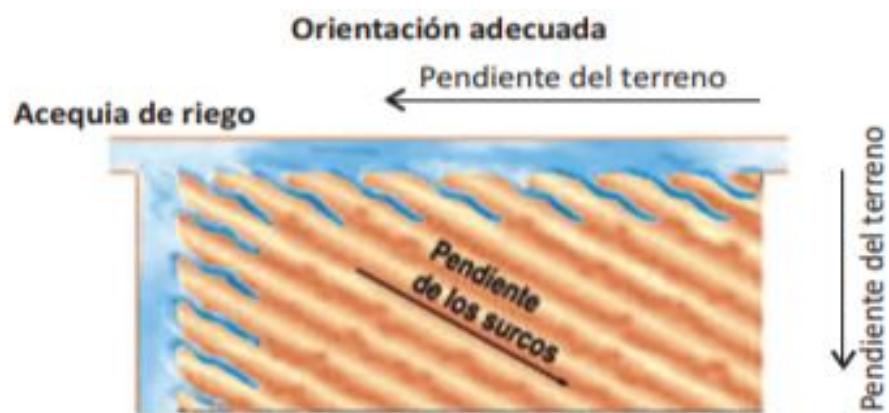


Figura 10: Orientación adecuada. Fuente: [2].

Con ello, se logra que el agua avance despacio, cortando las dos pendientes que presenta el terreno.



Figura 11: Disminución de la pendiente de los surcos de riego cambiando la orientación. Fuente: [2].

El riego también va a depender del cultivo y de la profundidad de sus raíces, ya que determinará la profundidad a la que el agua debe de infiltrarse en el suelo (profundidad de humedecimiento), pudiendo ser de 50 cm en cultivos pequeños y de 90 cm para aquellos cultivos de raíces profundas (por ejemplo, frutales) [2].

Una técnica muy sencilla para saber si el riego aplicado está siendo efectivo, es ingresar al lote dos o tres días después de haber regado, y cavar con una pala para comprobar la profundidad a la que infiltro el agua. Si el agua no infiltro hasta la profundidad requerida, se pueden considerar las siguientes sugerencias [2]:

- 1) Orientar los surcos o melgas, para disminuir el tiempo de avance y mejorar la infiltración.
- 2) Disminuir la velocidad de avance mediante la construcción de bordos transversales al sentido de avance del agua.
- 3) Riego con desagüe en el pie.
- 4) Riego con caudal de avance hasta que el agua este próxima al pie, y continuando con un caudal menor llamado caudal de infiltración, permitiendo aplicar una cantidad mayor de agua.
- 5) Encadenar riegos, es decir, regar un lote y con el desagüe de ese mismo, regar el otro lote, pero esto es posible solo si el ordenamiento de las parcelas de riego y las pendientes lo permiten.

## 2.6 Transporte del agua

La conducción del agua puede efectuarse de diferentes maneras, dependiendo del sistema de riego que se pretenda utilizar, pudiendo ser a través canales, por medio de tuberías a presión o sin presión.

Cuando el agua se conduce por canales, estos pueden estar revestidos o no, donde el revestimiento puede ser de concreto, concreto con piedra y junta tomada [2]. En la Figura 12 se aprecia un canal revestido de concreto con piedras, mientras que en la Figura 13, se observa un canal revestido con losetas de hormigón.



Figura 12: Canal revestido de concreto con piedras. Fuente: [2].

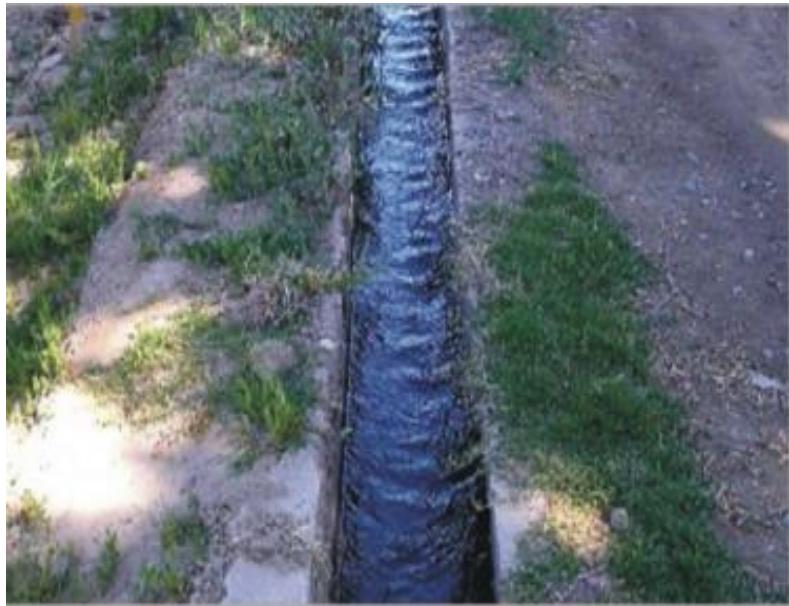


Figura 13: Canal revestido con losetas de hormigón. Fuente: [2].

Se debe asegurar de mantener limpio todos los canales, y tener en cuenta que, si el agua contiene demasiados sedimentos, la limpieza ha de realizarse con mayor frecuencia, para mantener un caudal uniforme a lo largo de todo el canal. Además, en la en los canales, son utilizadas estructuras como compuertas, partidores, etcétera, que permiten regular el suministro de agua.



Figura 14: Compuerta reguladora de caudal en canal revestido de concreto. Fuente: [2].

## 2.7 Condición y distribución del agua dentro de la finca

Para tener un mejor aprovechamiento del agua en la conducción dentro de la finca y evitar pérdidas por infiltración, es conveniente utilizar tuberías de PVC o polietileno, o a través de canales revestidos de concreto, polietileno, etcétera [2].

En la Figura 15 (a), (b) y (c), se aprecia un sistema de riego por surcos mediante una manga, la cual presenta un orificio de salida para cada surco.



(a)



(b)

Figura 15: (a) Sistema de riego por surcos mediante manga con orificios de salida. (b) Detalle del orificio de salida de la manga. Fuente: [2].

## 2.7.1 Riego presurizado

Con este método riego, a diferencia de los anteriores, el agua es conducida por tuberías a una cierta presión, llegando directamente al cultivo, lográndose evitar pérdidas por infiltración, tanto en la conducción como distribución, haciendo que quede más agua disponible para la planta.

Lo que se tiene que tener en cuenta en estos sistemas, es que se produce una pérdida de presión debido al tipo de tubería, por la longitud y diámetro de la misma, y por la cantidad de accesorios presentes en la instalación. Además, si se trabajan con grandes caudales, ocasionarían mayores pérdidas, y por ende, se tendría una mayor caída de presión.

## 2.7.2 Riego por aspersión

Con este sistema, los cultivos se riegan simulando una lluvia, ya que el agua es transportada por tuberías a una cierta presión hasta un aspersor, el cual ocasiona una ruptura en el chorro y da lugar a la formación de muchas gotas, que luego caerán al suelo. Este riego es ideal en casos donde el viento se puede despreciar, ya que se tendrían muchas pérdidas por evaporación. Además, requiere de mucha energía eléctrica [2].



Figura 16: Riego por aspersor. Fuente: [2].

## 2.7.3 Riego por microaspersión

Este sistema de riego, aplica agua al suelo/plantas en forma de gotas muy pequeñas, y requiere de presiones inferiores al método anterior mencionado. El mismo es recomendado para viveros, algunas hortalizas y plantas frutales [2].

Gracias al microaspersor, se logra cubrir una superficie alrededor de 3-4 metros. Generalmente, estos se clavan en el suelo con un soporte y se abastecen de agua a través de una manguera que suele estar en la superficie. Otro tipo de microaspersores, son los microjets, que se colocan por encima de las plantas y se les suministra agua por medio de una manguera también colgada [2].



Figura 17: Microaspersor. Fuente: [2].

## 2.7.4 Riego por goteo

Para este proyecto, se eligió este método de riego porque es el más eficiente en cuanto a la aplicación, ya que se logra aplicar agua en forma de gotas y de manera continua, en un lugar próximo al cultivo para producir un bulbo húmedo en la región donde la planta desarrolla sus raíces (Figura 18), lo que permite evitar pérdidas por evaporización debido a los fuertes vientos de la región y tener un control más exacto en cuanto a la cantidad de agua que se requiere para los cultivos, respondiendo a la problemática de la situación.

Se lo considera un riego de alta frecuencia, ya que se repone el agua que el cultivo ha consumido, uno o dos días atrás [2].



Figura 18: Riego por goteo. Fuente: [2].

Como se trata de un sistema de riego presurizado, se eleva la presión del agua y se la conduce a través de tuberías, pero la gota cae al suelo sin presión, debido al diseño que posee el emisor, que permiten arrojar diferentes caudales: 2; 2,5; 3;4 litros/hora, dependiendo del fabricante [2].

Puede suceder, que se solapen los bulbos en el suelo, y dependerá del diseño del sistema, de la necesidad de riego y del tamaño de la planta, ya que por ejemplo, en frutales, se suele requerir de hasta ocho emisores por planta [2].

En la Figura 19 se aprecia la existencia de tres zonas distintas: la zona saturada de agua, la cual se encuentra en la parte superior del bulbo húmedo; la zona no saturada pero húmeda, en donde se desarrollan la mayor parte de raíces activas que absorben el agua; y la zona de acumulación de sales, en la parte más externa del bulbo y que se debe evitar su formación, por lo que se debe de regar constantemente e incluso cuando esté lloviendo [2].

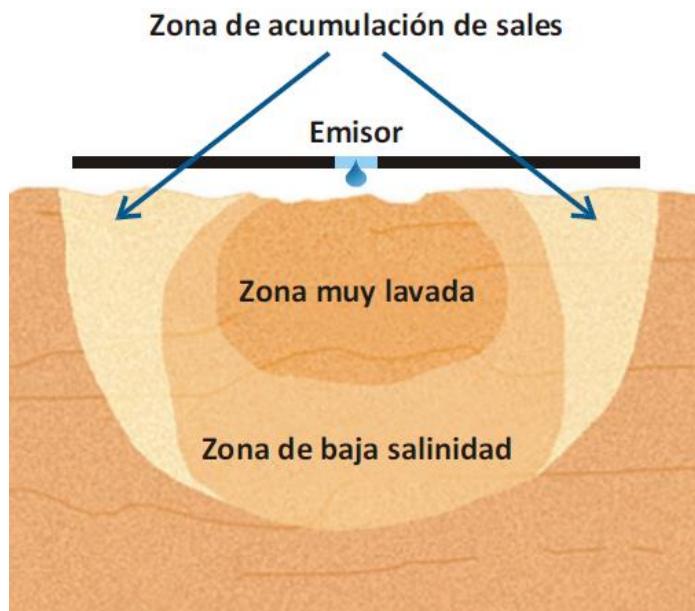


Figura 19: Efecto que provoca la gota al mojar el suelo. Fuente: [2].

El principio de funcionamiento de este sistema, se basa en que el agua viaja desde el cabezal de riego hasta los laterales de goteo (manguera de polietileno que contiene emisores), por medio de tuberías primarias, secundarias y terciarias, donde estas últimas son las que se conectan a los laterales de goteo, como se muestra en las Figura 20 y Figura 21.



Figura 20: Tubería terciaria conectada con sus laterales de goteo. Fuente: [2].

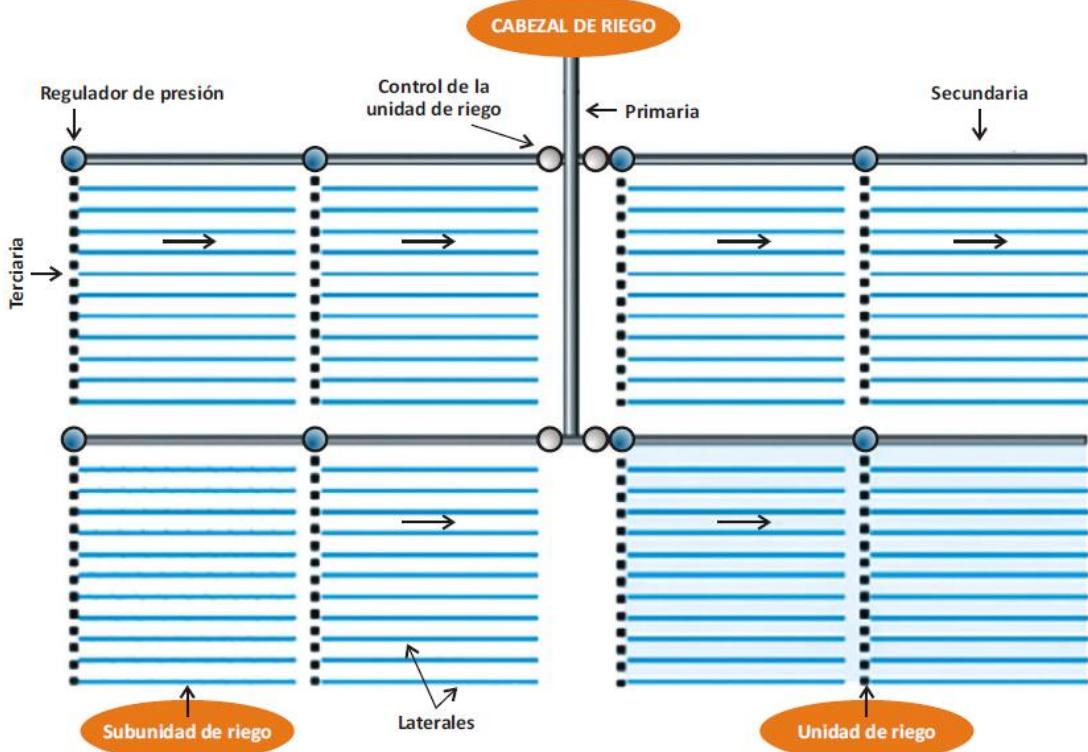


Figura 21: Partes que conforman un sistema de riego por goteo. Fuente: [2].

En cuanto a la ventaja que presenta este tipo de sistema, es que utiliza menos presión que los otros sistemas de riego presurizados, volviéndolo ideal para riego de frutales y hortalizas. Es ideal en regiones donde se desarrollan fuertes vientos, porque se evitan grandes pérdidas por evaporización. También, permite tener un control más preciso en cuanto a la cantidad de agua requerida para regar. Además, no requiere de mano de obra, solo alguien que sepa sobre el funcionamiento y mantenimiento del sistema.

Pero, por otro lado, presenta desventajas, ya que es un sistema que tiene un elevado costo inicial y requiere de un buen sistema de filtrado, para evitar que los goteros se tapen. También, requiere de una fuente de agua constante.

# Capítulo 3: Recursos convencionales y recursos renovables

## 3.1 Recursos energéticos convencionales

Los combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural, el carbón; y los combustibles nucleares como el uranio, son considerados como recursos convencionales y su uso representa una importancia elevada en el mundo actual. En la Figura 22 se representa la importancia relativa de estos, en el consumo total de la energía primaria a nivel mundial [6]:

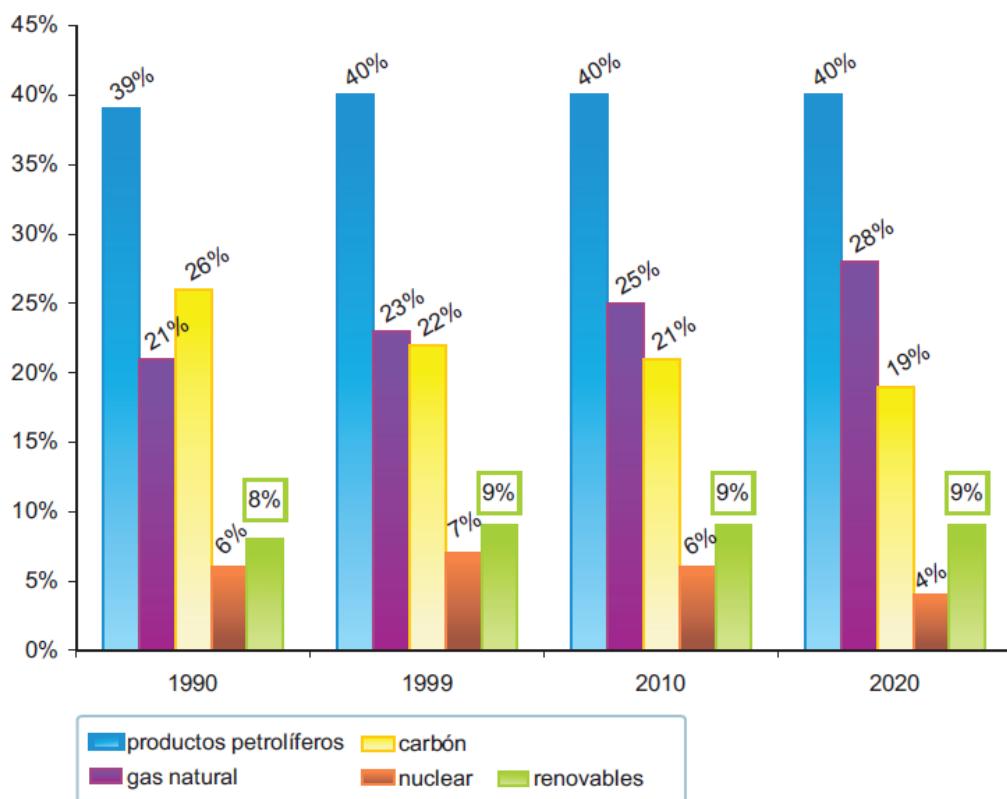


Figura 22: Consumo mundial de energía primaria desde 1990 a 2020. Fuente: [6].

Como se aprecia para el año 2020, del total de la energía primaria consumida en el mundo, un 91% provenía de fuentes energéticas convencionales, del cual, un 87% provenía de combustibles fósiles mientras que el 4% restante, de combustible nuclear. Esta dependencia de consumo energético respecto a recursos convencionales, trae tres problemas graves [6]:

- 1) Provoca un impacto negativo muy elevado hacia el medio ambiente, debido al uso mayoritario de estas fuentes.
- 2) Una continuidad del suministro energético a largo plazo.
- 3) La dependencia de suministros procedentes de países terceros para cubrir las demandas energéticas.

Hay que tener en cuenta que los recursos energéticos convencionales son finitos, por lo que no podrán ser utilizados de forma indefinida. En la Figura 23 se reflejan las reservas mundiales de combustibles fósiles y nucleares en las principales regiones:

Reservas mundiales conocidas de energía no renovable (unidades = $10^{18}$ J)						
Región	Combustibles fósiles				Uranio (sin super-regeneración)	Total
	Combustibles sólidos (carbón)	Petróleo bruto	Gas natural	Esquistos y arenas bituminosas		
Africa	382	556	213	86	209	1466
Asia	2750	2330	456	918	3	6457
Europa	2720	60	162	123	49	3114
URSS	3510	352	610	147	Desconocido	>4619
América del norte	5350	318	402	9610*	446	16126
América del sur	53	329	64	25	13	484
Oceanía	485	10	26	10	105	636
<b>Total</b>	<b>15250</b>	<b>3955</b>	<b>1933</b>	<b>10919</b>	<b>&gt;825</b>	<b>&gt;32882</b>

Figura 23: Reservas de combustibles fósiles y nucleares según cada región. Fuente: [6].

Siguiendo los datos presentes en la Figura 23, se aprecia que el carbón es el recurso que más abunda a nivel mundial. De las substancias bituminosas se obtiene el betún, un hidrocarburo muy viscoso, pero para producirlo, se requiere de mucho dinero, lo que no lo hace viable frente al petróleo.

Esto nos permite afirmar que los recursos convencionales son finitos, llevando a la pregunta de: ¿hasta cuándo podremos utilizarlos?

Algunos estudios han establecido la vida del carbón en 228 años. Si se conoce la producción de gas natural y del petróleo, existen unos ratios llamados Reservas/Producción que miden cuantos años durarían las reservas en un año determinado, siempre y cuando el consumo no presente variaciones en los próximos años [6].

## 3.2 Recursos energéticos renovables

Se puede considerar que las fuentes de energías renovables son inagotables, debido a que los recursos de estas energías no se pueden cuantificar, ya que su ciclo de regeneración es corto. En un principio se establece que los recursos son inagotables, aunque tan solo una pequeña parte de ellos se pueda utilizar.

En la actualidad, se tiene una dependencia muy fuerte sobre las fuentes energéticas concentradas en grandes cantidades, como lo son los yacimientos petrolíferos, pero hay que tener en cuenta mientras más concentrado este ese recurso, menos renovable será y con un ciclo de regeneración muy largo. En este caso, se hace referencia a una energía concentrada. Existe también la energía difusa, que son el caso de la energía solar directa, la energía solar contenida en la biomasa, la energía eólica y la energía geotérmica.

### 3.2.1 Energía Hidráulica

El potencial mundial de esta energía es inferior a 3.000.000 MW. Sin embargo, es más provechosa que la energía eólica, ya que está mucho más concentrada, pero no debemos de olvidar los problemas medioambientales que pueden producirse, como por

ejemplo, ocasionar inundaciones en poblaciones, agravamiento de la erosión, aumento o disminución de los cauces de ríos [6].

### **3.2.2 Biomasa**

Representa una energía potencial considerable, y no solamente la biomasa orgánica, sino que también, debe considerarse los residuos sólidos urbanos, es decir, toda materia orgánica que pueda ser utilizada como fuente de energía, pudiendo ser vegetal o proceder de transformaciones artificiales llevadas a cabo en centrales de biomasa, y que por medio de distintos procesos químicos, se obtenga energía eléctrica.

### **3.2.3 Energía geotérmica**

Se puede presentar en forma difusa, cuando descendemos dentro de la tierra y registramos un aumento constante de la temperatura, aproximadamente 1°C por cada 30-40 metros; o en forma concentrada, asociada a fenómenos volcánicos [6]. Presenta la ventaja de ser libre de CO<sub>2</sub> y al mismo tiempo, que se encuentra en cualquier parte del mundo, ya que no depende de los recursos naturales como el viento y el sol. Aunque su principal inconveniente, es su elevado costo de infraestructura.

Las centrales geotérmicas, utilizan el vapor del agua caliente, para hacer girar una turbina y así, obtener energía eléctrica.

### **3.2.4 Energía eólica**

Este tipo de energía resulta de la diferencia de temperatura entre las diversas capas de la atmósfera. Los accidentes de relieve, la presencia de océanos o la rotación de la Tierra complican el comportamiento de los vientos. Este tipo de energía será desarrollada más en detalle en el Capítulo 4.

### **3.2.5 Energía Solar**

La energía solar es la energía radiante procedente del sol y parte de ella llega a la superficie terrestre (infrarrojo, luz visible y ultravioleta). Es la fuente de energía más importante para la Tierra, ya que ha permitido la existencia de la vida, es responsable del clima en la Tierra y origina la mayoría de los procesos biológicos conocidos. Aunque una gran parte de esta energía es absorbida por la atmósfera o devuelta al espacio, la cantidad retenida cada día es alrededor de 8 kw/m<sup>2</sup>, valor que puede variar por la época del año y situación atmosférica [6].

La Tierra cada año, recibe aproximadamente 1.559.280 TWh de energía proveniente del Sol, que tan solo alrededor del 1% es lo que se podría utilizar [7].

Entre las ventajas que presenta este tipo de energía, se destacan: procede de una fuente de energía renovable, por lo que los recursos son ilimitados y al Sol podemos considerarlo como una fuente inagotable; no produce ninguna emisión de gases GEI (gases de efecto invernadero); presenta costos de operación y mantenimiento relativamente bajos; los módulos fotovoltaicos son limpios y silenciosos, con una vida útil alrededor de 25 años; se puede adosar a estructuras de construcciones nuevas o existentes; y es un sistema idóneo para zonas carentes de electricidad.

También presenta sus desventajas, como son: una inversión inicial muy elevada; inestabilidad de radiación solar; para la recolección de energía solar a gran escala, se requiere de grandes extensiones de terreno.

Este tipo de energía se basa en la utilización de células fotovoltaicas, las cuales están fabricadas con materiales semiconductores que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando la radiación solar incide sobre ellos. Esta corriente eléctrica generada tiene distintas aplicaciones: las tradicionales, cuyo objetivo es proporcionar energía eléctrica a zonas aisladas sin abastecimiento eléctrico; y un segundo tipo de aplicación, en inyectar energía eléctrica al tendido eléctrico [7].

### 3.3 Estructura general de una instalación solar fotovoltaica off-grid y on-grid

Un sistema solar fotovoltaico autónomo u off grid, es decir, no conectado a la red, está conformado por los subsistemas que se detallan en la Figura 24.

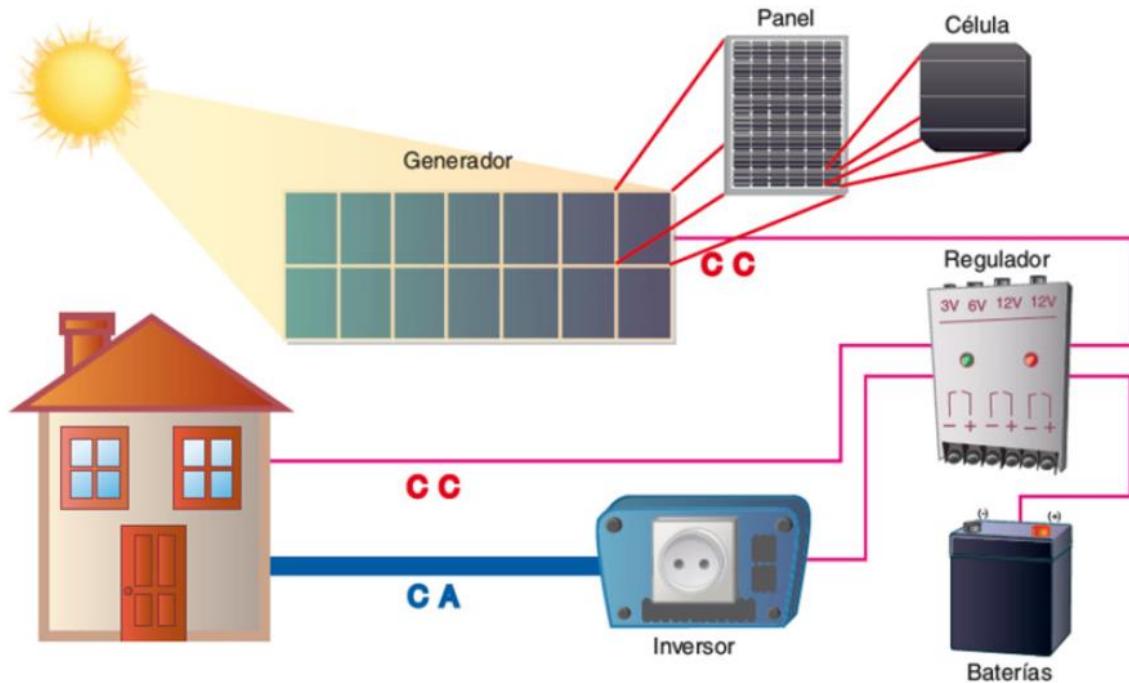


Figura 24: Sistema fotovoltaico Off Grid. Fuente: [7].

Por otro lado, los sistemas fotovoltaicos on grid o conectados a la red, se encuentra conformado por los elementos que se detallan en la Figura 25.

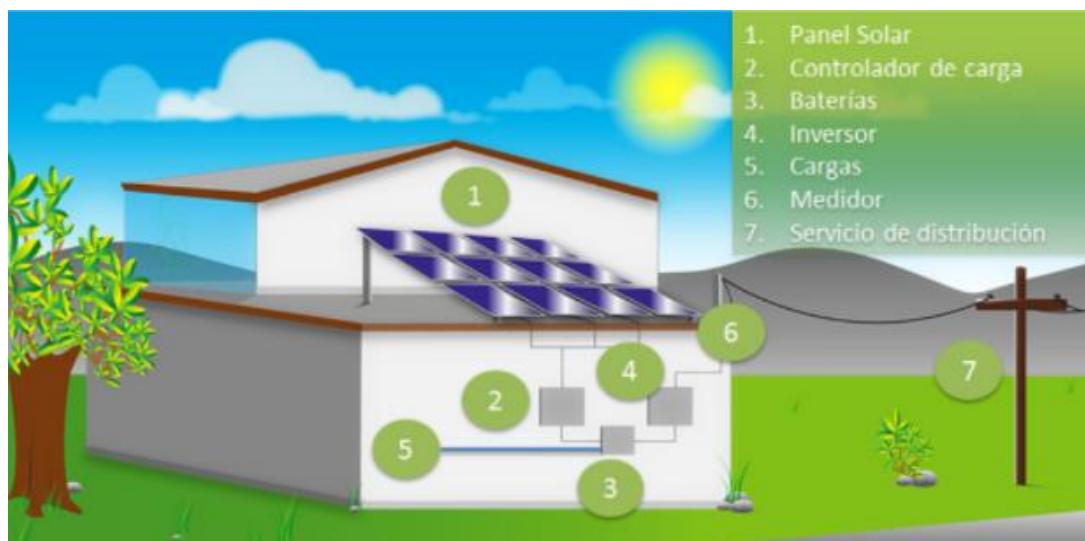


Figura 25: Sistema fotovoltaico On Grid. Fuente: [7].

## 3.4 Dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico off-grid

Para dimensionar un sistema solar fotovoltaico aislado, se debe seguir una serie de pasos, que nos permita establecer las características de los componentes necesarios para la instalación y se parte de [8]:

### 1) Determinar el consumo

Será necesario conocer el consumo de los equipos/artefactos presentes en la instalación. Para ello se confecciona una tabla donde se colocan los valores de la potencia que consumen cada uno de ellos. Luego, este valor, será multiplicado por la cantidad total de equipos/artefactos, obteniéndose así la potencia máxima ( $P_{max}$ ) en Watt. También, la tabla contiene las horas de uso diarias de cada uno de ellos, que multiplicado por la potencia máxima ( $P_{max}$ ), se obtiene la energía diaria ( $E_{diaria}$ ) medida en Watt-hora/día, es decir, el valor de la energía consumida por cada equipo/artefacto en esas horas de uso.

Luego, se realiza la suma entre los valores de la potencia máxima y energía diaria obtenidos, para obtener los valores totales. Estos dos valores totales, son los más importantes, porque nos permitirán determinar el inversor a utilizar (a partir del valor total de la potencia máxima) y el número de paneles y baterías a colocar (con el valor total de la energía diaria).

En nuestro caso, se encontraron una cierta cantidad de artefactos, a los cuales se les estableció una cantidad de horas de uso, en función al tiempo que tome realizar las actividades relacionadas con el riego (funcionamiento/mantenimiento), llegándose a confeccionar la Tabla 1;**Error! No se encuentra el origen de la referencia.:**

Tabla 1: Valores totales de potencia máxima y energía diaria en función a la potencia de uso de cada artefacto.

Nº	Artefactos	Cant.	Potencia (Watt)	Potencia máxima (Watt)	Horas de uso/día	Ediaria (Wh/día)
1	Notebook	1	65	65	2	130
2	Bomba centrífuga	1	373	373	2	746
3	Equipo de música	1	15	15	2	30
4	Celular	2	5	10	2	20
5	Antena Wifi	1	6	6	24	144
6	Router	1	15	15	24	360
7	Lampara led	4	10	40	6	240
8						
9						
10						
11						
Total			524			1.670

### 2) Determinar la cantidad de paneles solares

Para determinar la cantidad de paneles solares que serán necesarios en la instalación se pueden seguir una serie de pasos a detallar. En primer lugar, se adiciona un 20% al valor total de la energía diaria obtenido, ya que esto nos permite tener un margen para posibles adiciones a futuro de equipos/artefactos:

$$E_{diaria\ nueva} = E_{diaria} + (E_{diaria} * 20\%)$$

Ecuación 1: Fórmula para obtener el valor de la Energía diaria nueva.

Entonces, siguiendo la Ecuación 1 y reemplazando en cada término por los valores obtenidos, se tiene:

$$\rightarrow E_{diaria\ nueva} = 1.670 \frac{Wh}{día} + 1.671 \frac{Wh}{día} * 20\% = 2.004 \frac{Wh}{día}$$

Ecuación 2: Aplicación de Ecuación 1 para obtener la Energía diaria nueva.

Una vez obtenido el valor de  $E_{diaria\ nueva}$ , posteriormente se procede a calcular el número de paneles primo:

$$N_p' = \frac{E_{diaria\ nueva}}{HSP}$$

Ecuación 3: Fórmula para obtener el Número de paneles primo.

$N_p'$ : número de paneles primo.

HSP: horas de sol pico.

Las horas de sol pico (HSP), representan la cantidad energía solar que recibe una superficie de un metro cuadrado. Dicho valor se puede consultar, por ejemplo, en sitios web como “POWER | Data Access Viewer”<sup>1</sup>, que proporciona datos respaldados por la NASA, o “Photovoltaic Geographical Information System”<sup>2</sup>, que brinda datos proporcionados por la Comisión Europea. Pero hay que destacar que estos no son los únicos sitios, sino que existen otros por los cuales también se puede extraer la misma información.

En nuestro caso, para obtener las HSP, se utilizó el sitio web “Power Data Access Viewer”, y se siguió una serie de pasos:

- Ingresar a la dirección del sitio web “POWER | Data Access Viewer”, donde se observará la portada como se detallada en la Figura 26:

---

<sup>1</sup> Dirección del sitio web “POWER | Data Access Viewer”: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

<sup>2</sup> Dirección del sitio web “Photovoltaic Geographical Information System”: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/tools.html#](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html#)

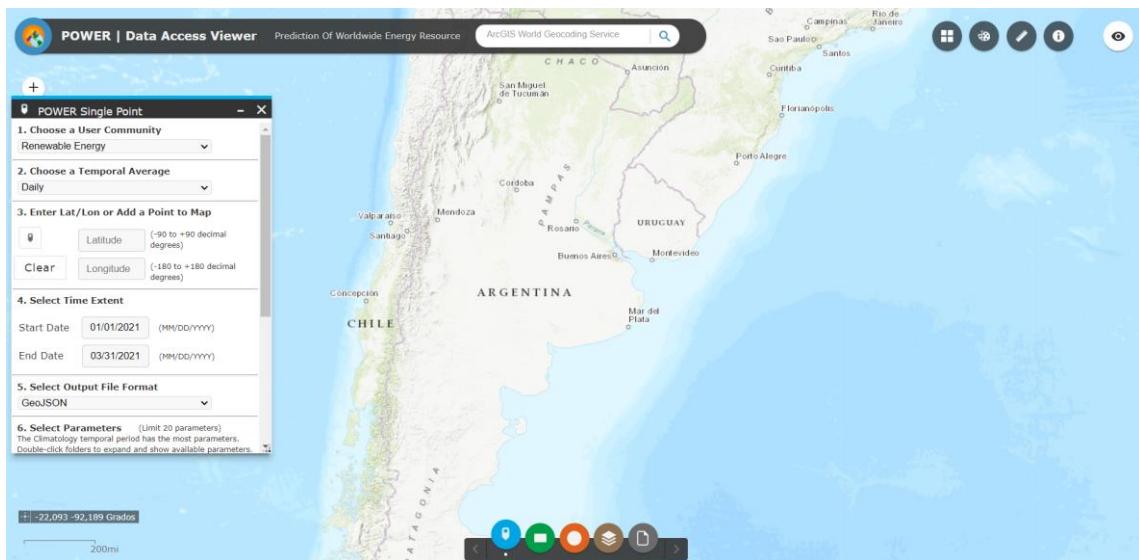


Figura 26: Portada de Power Data Access Viewer. Fuente: POWER/Data Access Viewer.

- b) Luego, en la opción 1 “Choose a User Community” seleccionar “Renewable Energy” (Energías Renovables), como se observa en la Figura 27:

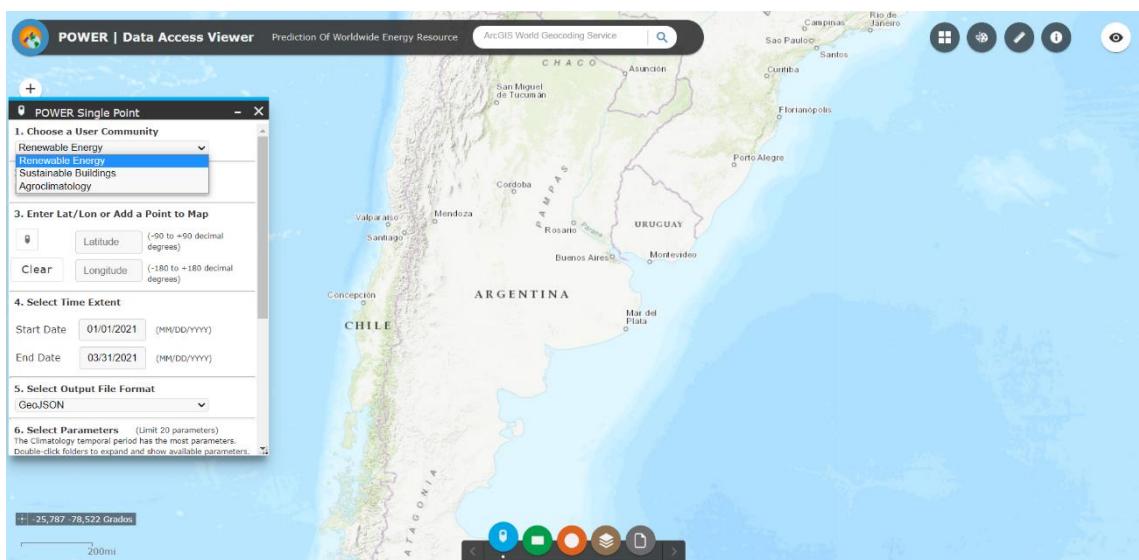


Figura 27: Selección de energías renovables en la opción 1. Fuente: POWER/Data Access Viewer.

- c) Después, en la opción 2 “Choose a Temporal Average” seleccionar “Climatology” (Climatología), como se aprecia en la Figura 28:

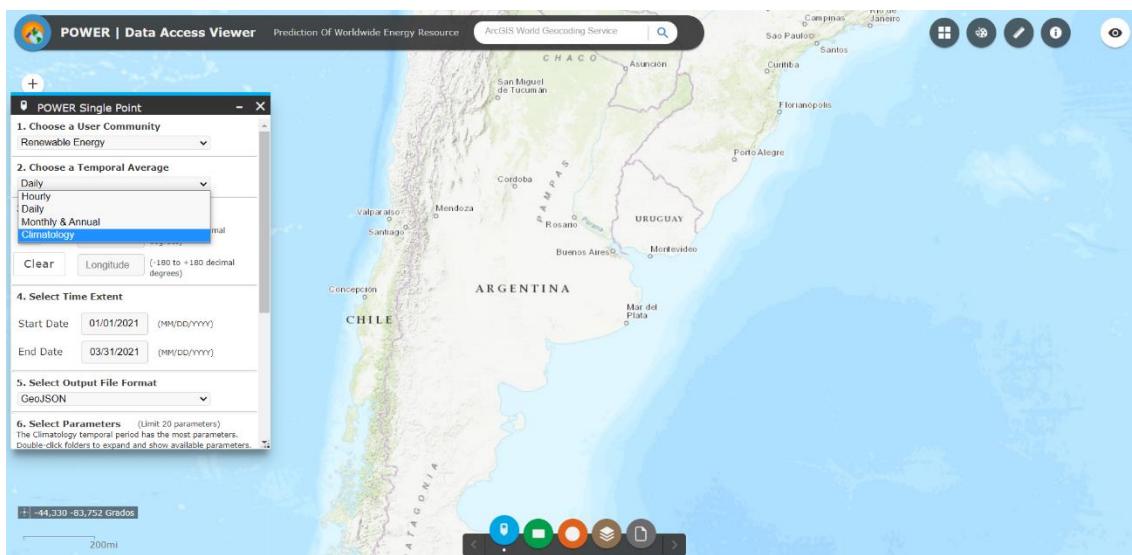


Figura 28: Selección de climatología en la opción 2. Fuente: POWER/Data Access Viewer.

- d) Para este punto, se debe ingresar el lugar del cual se desea extraer los datos, pudiéndose realizar de tres maneras diferentes: la primera opción es ingresar el nombre de la localidad en el cuadro de color verde; la segunda opción es cliquear el punto que se encuentra en el cuadro de color azul para luego, posicionarse en el mapa y elegir un punto; o una tercera opción es introducir los valores de latitud y longitud del lugar en cuestión, en el cuadro de color bordo. Todos estos cuadros mencionados, se encuentran en la Figura 29 .  
En nuestro caso, se obtuvieron los datos de una localidad llamada Gualjaina, que pertenece a la provincia de Chubut de la República Argentina, y es donde se llevará a cabo nuestro proyecto:

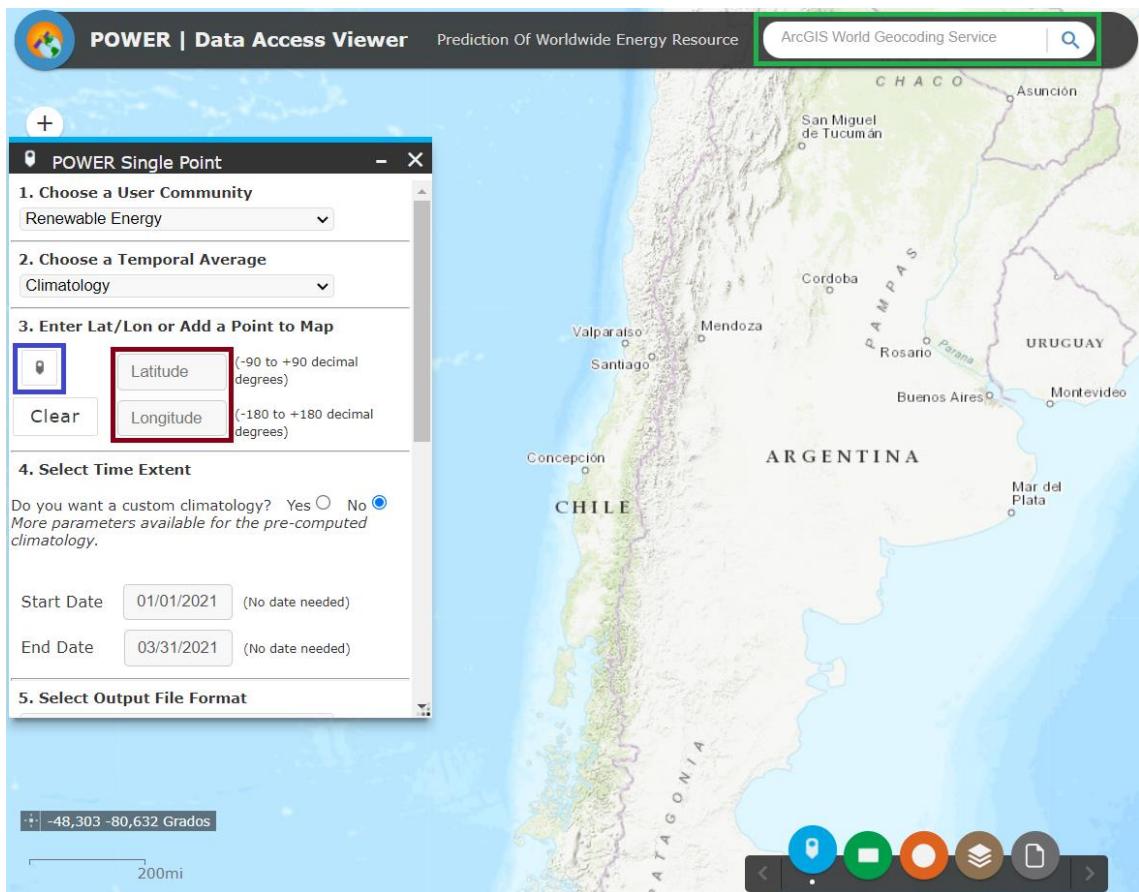


Figura 29: Distintas formas de ingresar al lugar que se pretende obtener los datos. Fuente: POWER/Data Access Viewer.

- e) En la opción 5 “Select Output File Format”, se debe seleccionar la opción “ASCII”, que representa el formato de salida de los datos buscados, como se muestra en la Figura 30:

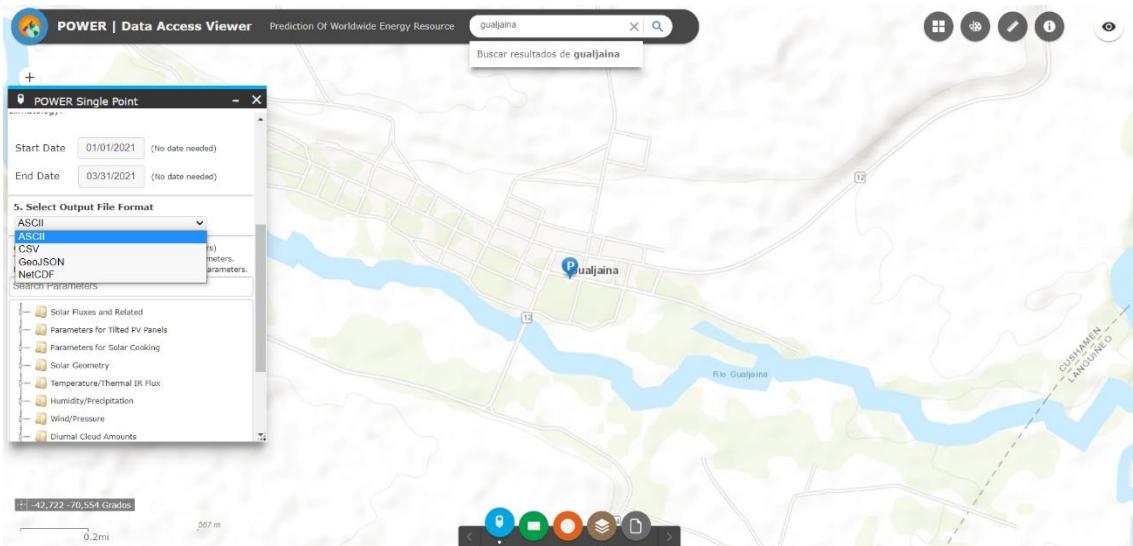


Figura 30: Selección de formato de salida ASCII en la opción 5. Fuente: POWER/Data Access Viewer.

- f) En la opción 6, se debe abrir la carpeta de nombre “Parámetros para paneles fotovoltaicos inclinados” y marcar la opción de “Irradiancia solar para

superficies inclinadas orientadas hacia el Ecuador (conjunto de superficies)", como se detalla en la Figura 31:

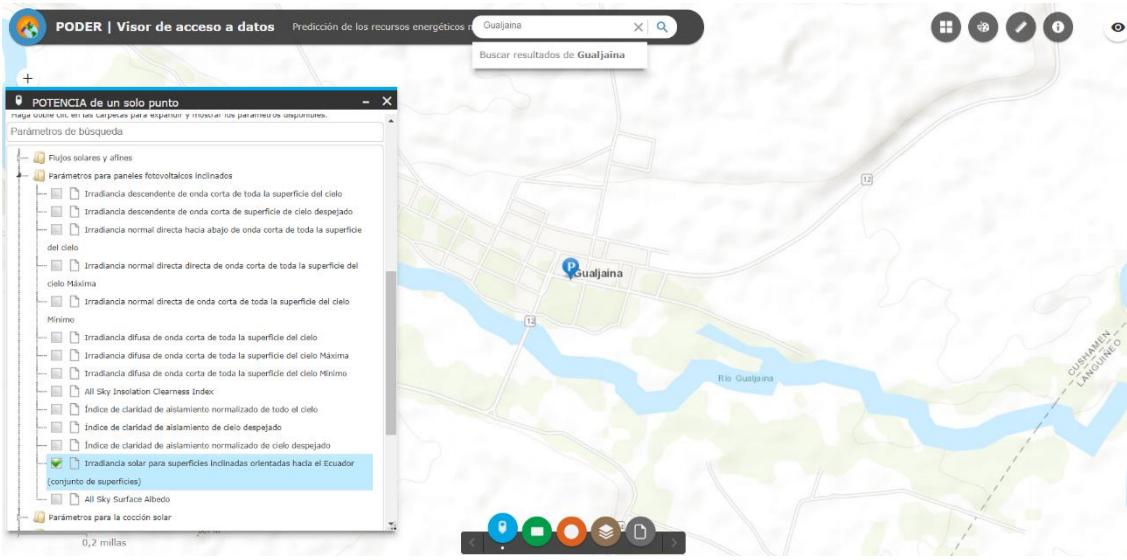


Figura 31: Selección de Irradiancia solar para superficies inclinadas orientadas hacia el Ecuador (conjunto de superficies) en la opción 6. Fuente: POWER/Data Access Viewer.

- g) Por último, presionar en la opción enviar, para que el sitio web arroje la información que se está solicitando, como se muestra en la Figura 32:

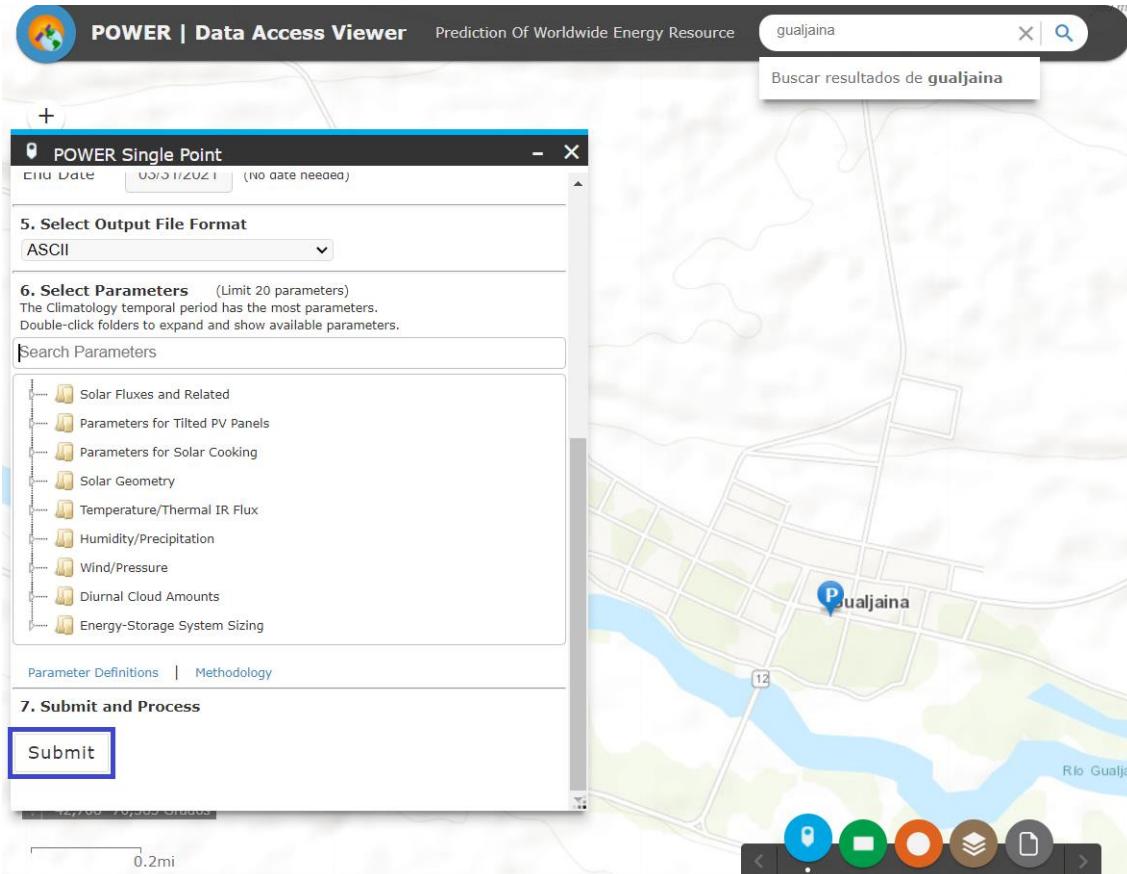


Figura 32: Botón que se debe pulsar para obtener los datos solicitados, una vez seguido todos los pasos. Fuente: POWER/Data Access Viewer.

Luego de haber realizado todos los pasos anteriores, el software nos proporcionó una cierta cantidad de información, siendo la útil para nuestro caso, la que se encuentra marcada por el recuadro de color bordo, como se detalla en la Figura 33, que hace referencia a: las HSP (SI\_EF\_TILTED\_SURFACE\_OPTIMAL), el ángulo óptimo de irradiancia solar  $\beta$  (SI\_EF\_TILTED\_SURFACE\_OPTIMAL\_ANG), y la orientación de la superficie del panel (SI\_EF\_TILTED\_SURFACE\_OPTIMAL\_ANG\_ORT).

-BEGIN HEADER-	
NASA/POWER CERES/MERRA2 Native Resolution Climatology Climatologies	
30-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 1990 - December 2019)	
Location: Latitude -42.724 Longitude -70.5364	
Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 829.73 meters	
Value for missing model data cannot be computed or out of model availability range: -999	
Parameter(s):	
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Horizontal Surface (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Minus 15 Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Plus 15 Tilt (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Vertical Surface (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Optimal (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG_ORT	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)
-END HEADER-	
PARAMETER	JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL AUG SEP OCT NOV DEC ANN
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	8.04 6.89 5.04 3.29 2.09 1.54 1.84 2.69 4.22 5.87 7.37 8.20 -999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	8.89 7.32 6.00 4.42 3.16 2.48 2.92 3.72 5.19 6.41 7.39 7.84 -999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	7.19 6.98 6.05 4.70 3.50 2.80 3.29 4.01 5.33 6.23 6.85 7.09 -999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	6.21 6.31 5.77 4.72 3.65 2.96 3.48 4.07 5.18 5.74 6.03 6.08 -999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	3.25 3.79 4.12 3.84 3.24 2.72 3.18 3.44 3.93 3.74 3.39 3.15 -999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL	8.16 7.34 6.07 4.74 3.65 2.98 3.49 4.07 5.33 6.41 7.55 8.23 -999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG	11.00 22.50 37.50 50.50 60.00 64.00 63.50 54.00 42.50 27.00 14.00 5.00 -999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG_ORT	N N N N N N N N N N N N

Figura 33: Distintos valores arrojados por el software de “POWER | Data Access Viewer”. Fuente: POWER | Data Access Viewer.

Para poder analizar y ver los datos de forma más clara, se confecciono la Tabla 2;**Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, la cual contiene los valores requeridos por nuestro proyecto:

Tabla 2: Valores de HSP,  $\beta$  y Orientación según cada mes.

Mes	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Sept	Oct	Nov	Dic	Val min	Val máx
HSP	8,16	7,34	6,07	4,74	3,65	2,98	3,49	4,07	5,33	6,41	7,55	8,23	2,98	8,23
$\beta$	11	22,5	37,5	50,5	60	64	63,5	54	42,5	27	14	5	Mes	
Ori	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	Jun	Dic

Entonces, el número de paneles primo, se reemplaza el valor más desfavorable de las HSP, que corresponde al mes de Junio y equivale a 2,98 h/día, en la Ecuación 3 .Se selecciona este valor, debido a que los paneles en el mes de Junio, recibirán poca energía solar, lo cual podría complicar cargar las baterías.

$$\rightarrow N_{p'} = \frac{2.004 \frac{Wh}{día}}{2,98 \frac{h}{día}} = 672,48 W$$

Ecuación 4: Aplicación de Ecuación 3 para obtener el Número de paneles primo.

Finalmente, se podrá determinar la cantidad de paneles necesarios en la instalación, pero para ello, se requiere de la potencia del panel con el que se pretende trabajar, en este caso se utiliza un panel solar de 340W:

$$N_p = \frac{N_{p'}}{Pot\ panel}$$

Ecuación 5: Fórmula para obtener el Número de paneles solares.

$N_p$ : número de paneles.

*Pot panel:* potencia del panel, en Watt.

$$\rightarrow N_P = \frac{672,48 \text{ W}}{340 \text{ W}} = 1,97 \sim 2 \text{ paneles}$$

*Ecuación 6: Aplicación de Ecuación 5 para obtener el Número de paneles solares.*

### 3) Determinar la cantidad de baterías que formarán el banco de baterías

Para determinar la cantidad de baterías, primeramente se debe obtener el valor de capacidad en KWh:

$$C = \frac{E_{diaria\ nueva}}{Prof\ descarga} * N^{\circ}\text{días}$$

*Ecuación 7: Fórmula para determinar el valor de la Capacidad en KWh.*

*C:* capacidad (*Kwh*).

*Prof descarga:* profundidad de descarga. Este valor dependerá del tipo de baterías con que se trabaje.

*Nº días:* son los días de reserva o de autonomía, es decir, la cantidad de energía que puede almacenar el banco de baterías para aquellos días donde no se dispone del sol, por ejemplo, en días nublados, evitando así que el recinto se quede sin electricidad.

En nuestro caso, se utilizarán de baterías de ciclo profundo, las cuales pueden trabajar hasta una profundidad de descarga del 50%. También, se establecen dos días de autonomía:

$$\rightarrow C = \frac{2.004 \frac{Wh}{día}}{50\%} * 2 = 8.016 \frac{Wh}{día}$$

*Ecuación 8: Aplicación de Ecuación 7 para obtener el valor de la Capacidad en KWh.*

Una vez obtenido el valor de la capacidad, se puede determinar el número de baterías, debiendo optar entre dos sistemas, ya sea de 12 Volt o 24 Volt.

$$N_B = \frac{C}{V * Ah}$$

*Ecuación 9: Fórmula para obtener el Número de baterías.*

En nuestro caso, se utilizarán baterías de 24 Volt y 200 Ah:

$$\rightarrow N_B = \frac{8.016 \frac{Wh}{día}}{24 Volt * 200 Ah} = 1.67 \sim 2 \text{ baterías}$$

*Ecuación 10: Aplicación de Ecuación 9 para obtener el Número de baterías.*

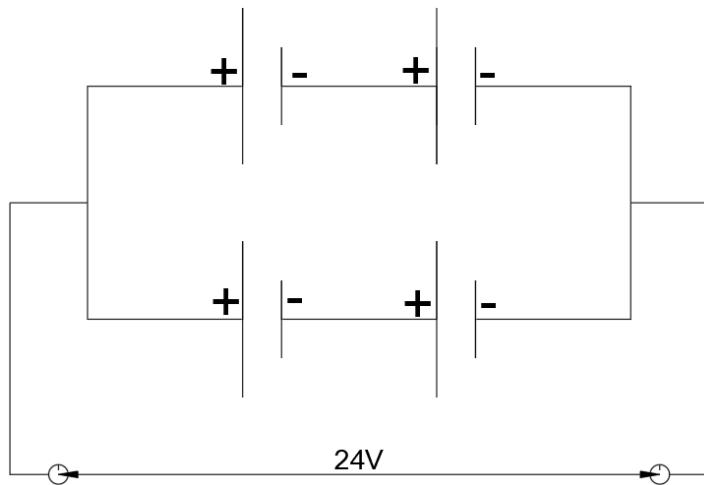


Figura 34: Sistema de conexión serie-paralelo de baterías.

#### 4) Seleccionar el regulador

Para seleccionar el regulador, se deberá de tener en cuenta muchos factores: las características del sistema (voltaje y corriente que se aplicarán), si se tratará de un regulador PWM o MPPT, y la cantidad de paneles que serán necesarios. Como nuestro proyecto cuenta con 2 paneles solares, para seleccionar el regulador debemos obtener la corriente que proviene del panel:

$$P = V * I \rightarrow I = \frac{N_P * P}{V}$$

Ecuación 11: Fórmula para obtener la corriente del panel.

*P*: potencia del panel (W).

*V*: tensión del panel (V).

*I*: corriente del panel (A).

$$\rightarrow I = \frac{2 * 340W}{24V} = 28,3A$$

Ecuación 12: Aplicación de Ecuación 11 para obtener la corriente del panel.

A este valor de corriente obtenido, se le adiciona un 25%, para asegurarnos de tener la posibilidad de adicionar equipos/artefactos a futuro:

$$\rightarrow I = 28,3A + 28,3A * 25\% = 35,4A$$

Por lo tanto, se debe seleccionar un regulador PWM de 40A.

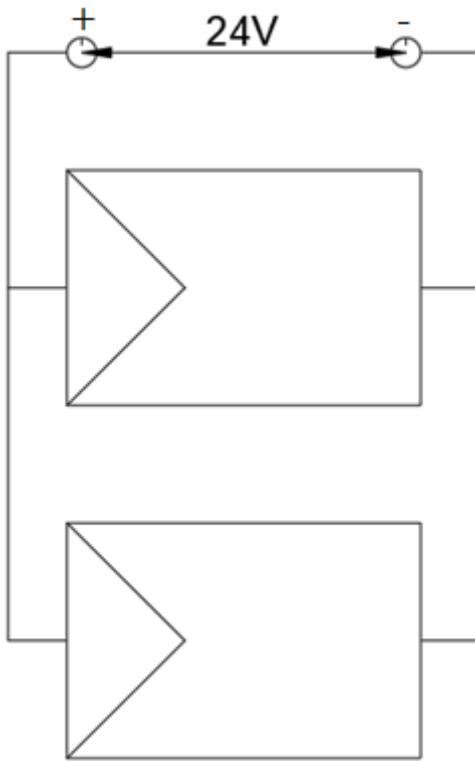


Figura 35: Conexión paralelo en paneles solares.

### 5) Seleccionar el inversor

Finalmente, para seleccionar el inversor, encargado de transformar la corriente continua en corriente alterna, debemos dirigirnos a la Tabla 1 y utilizar el valor total de la potencia máxima ( $P_{max}$ ) para encontrar el valor de la potencia del inversor:

$$P_{inversor} = P_{max} * C_s$$

*Ecuación 13: Fórmula para obtener la Potencia del inversor.*

$C_s$ : coeficiente de simultaneidad. Este coeficiente existe debido a que no todos los equipos/artefactos trabajan simultáneamente, sino que en intervalos de tiempo. Suele tomar un valor entre 0,7 y 0,9.

$$\rightarrow P_{inversor} = 524W * 0,9 = 471,6 W$$

*Ecuación 14: Aplicación de Ecuación 13 para obtener la Potencia del inversor.*

Por lo tanto, se selecciona un inversor de 500W.

# **Capítulo 4: La energía eólica**

Cuando se habla de energías renovables, implica tener que hacer referencia a una de las más antiguas: la eólica. Para ello tenemos que tener en cuenta la radiación solar, mediante la cual se calienta el aire, la tierra y el mar, provocando que haya viento, el cual es un elemento clave para la generación de este tipo de energía. Es decir, que se trata de un tipo de energía cinética, producida por el efecto de las corrientes de aire. Esta se caracteriza por ser inagotable, no contaminante y que contribuye a la reducción del uso de combustibles fósiles, los cuales son los principales causantes de la producción de los gases de efecto invernadero.

La utilización del viento como un recurso energético, se remota a miles de años, de ahí que esta energía sea madura. Su uso estaba destinado a propulsar barcos, moler granos o bombear agua gracias a los molinos convencionales. Para la mitad del siglo XIX, en Estados Unidos apareció el popular molino multipala, cuyas características se utilizarían para el diseño de los aerogeneradores actuales [9].

Fue para la segunda década del siglo XX, que el físico alemán Albert Betz (1885-1968) estableció como determinarse la máxima eficiencia que puede obtener un aerogenerador (AG), mediante una ley que lleva su nombre: la ley de Betz. Esta ley establece que: “la máxima potencia teórica extraíble de una corriente de aire con un aerogenerador ideal no puede superar el 59% de la potencia disponible del viento incidente” [10].

## **4.1 La energía eólica en cifras**

Según la Agencia Internacional de la Energía, entre 1990 y 2018, se generaron 1.273.409 gigavatios de electricidad gracias a la energía eólica [9].

Por su parte, el Consejo Mundial de Energía Eólica (Global Wind Energy Council – GWEC), en su reporte anual del 2021 da a conocer que el 2020 fue un año récord para la industria eólica mundial, con un crecimiento interanual del 53%. Las nuevas instalaciones en tierra alcanzaron los 86,9 GW mientras que en las instalaciones marítimas se alcanzaron los 6,1 GW [11] (Figura 36).

## New installations



Figura 36: Crecimiento de la energía eólica desde 2016 hasta 2020. Fuente: [11].

En el mercado se instalaron alrededor de 93 GW, elevando la capacidad global acumulada de energía eólica hasta 743 GW, que representa un aumento del 14% en comparación con el 2019, debido al crecimiento explosivo de las instalaciones en China, que sigue liderando el mundo en cuanto al desarrollo de la energía eólica, con su cuota del mercado global aumentando en un 8,5%. Impulsado por un año récord de instalaciones en EE. UU. que representa un 18,4%, reemplazando a Europa con un 15,9%, como el segundo más grande mercado regional de nuevas instalaciones. Por su parte, América Latina permanece cuarto en el mercado regional de nuevas instalaciones, con un 5% en 2020, seguido de África y Oriente Medio con 0,9% [11] (Figura 37).

## New wind power capacity in 2020 by region

Per cent

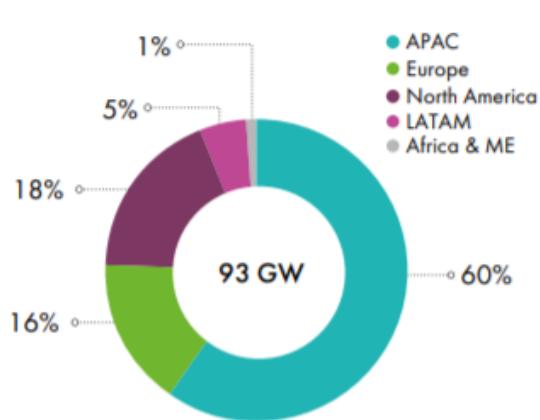


Figura 37: Nueva capacidad de energía eólica en 2020 por región en porcentaje. Fuente: [11].

Los cinco principales mercados del mundo en 2020 para nuevas instalaciones fueron China, Estados Unidos, Brasil, Países Bajos y Alemania. Estos combinados, componen el 80,6% de instalaciones globales, colectivamente más del 10% mayor que el 2019 [11] (Figura 38).

New wind power capacity in 2020 and share of top five markets  
Per cent

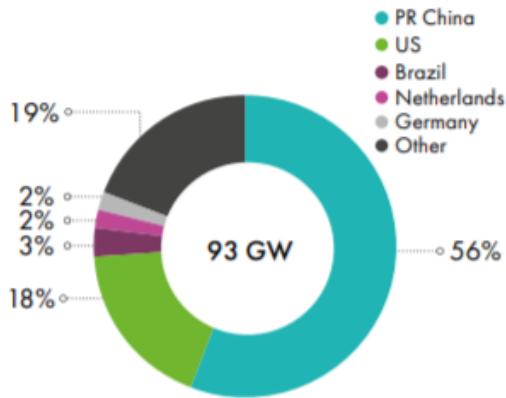


Figura 38: Nueva capacidad de energía eólica en 2020 y participación en los cinco principales mercados en porcentaje. Fuente: [11].

Finalmente se puede constatar, a lo largo de los años, el incremento de potencia en cuanto al uso de la energía eólica (Figura 39).

Historic development of new installations (GW)

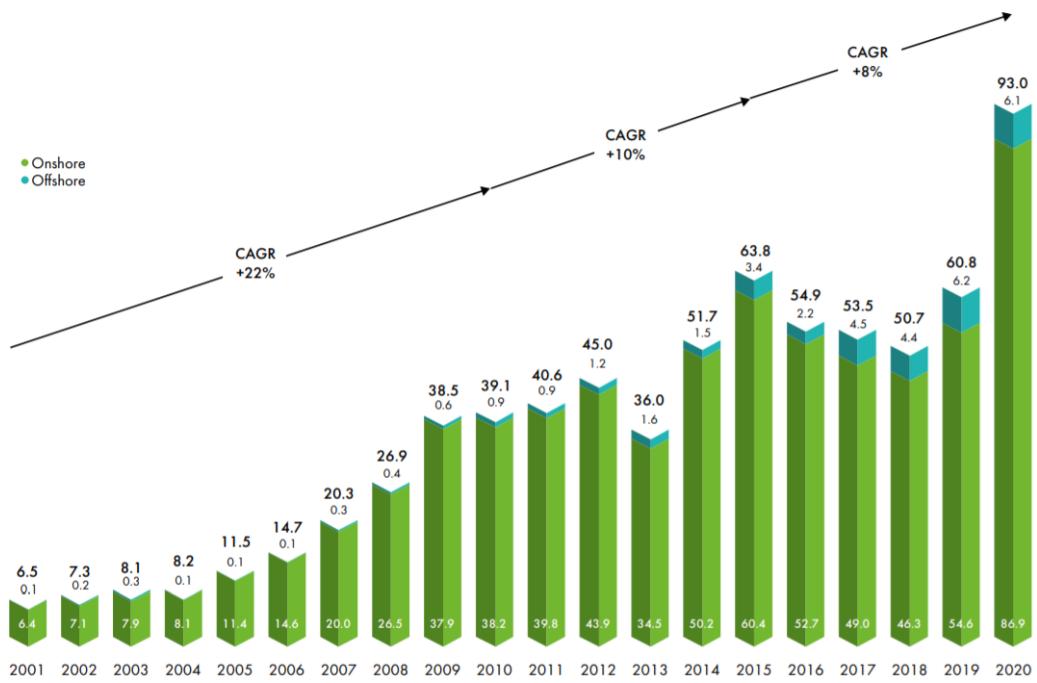


Figura 39: Evolución de la energía eólica desde el 2001 hasta el 2020. Fuente: [11].

En la Argentina, según CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.), la capacidad instalada por región y tecnología en Argentina, para el año 2021, se tiene un total de 3170 MW con respecto a la eólica y un total de 1061 MW para la fotovoltaica, entre otras [12] (Figura 40).

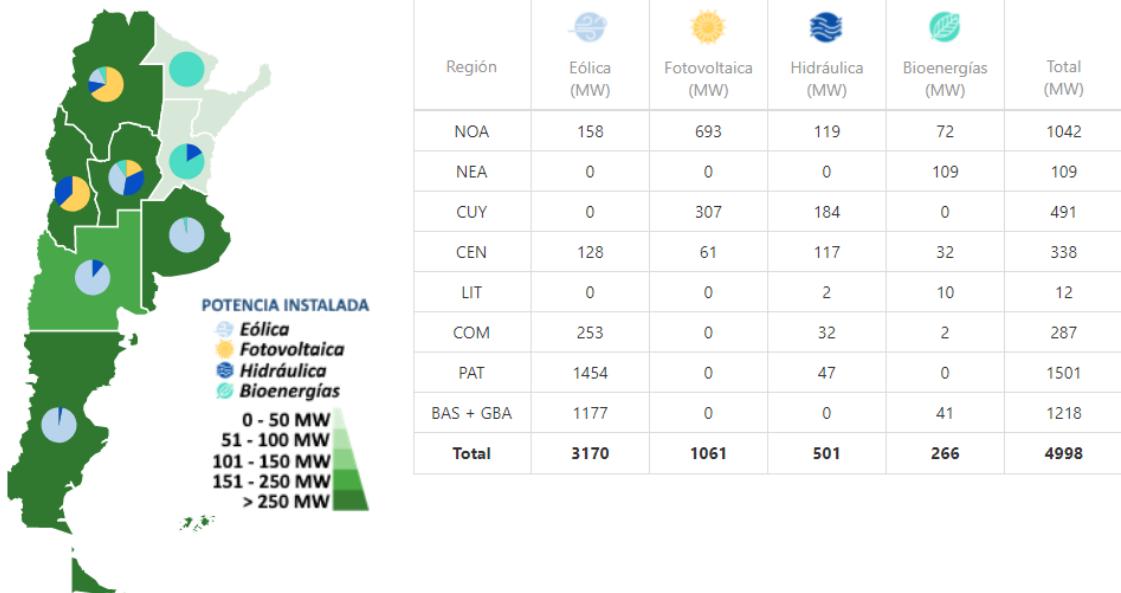


Figura 40: Potencia instalada por región y tecnología instalada en Argentina según CAMMESA. Fuente: [12].

## 4.2 Aerogenerador

Un Aerogenerador (AG) es un mecanismo diseñado para generar corriente eléctrica, mediante unas aspas que están unidas por un eje. El diseño de las aspas está pensado para aprovechar al máximo las corrientes del viento, para que cuando este incida sobre ellas, provoquen un giro en el eje, transformando así la energía cinética del viento en energía mecánica, la cual posteriormente se transforma en energía eléctrica dentro del generador.

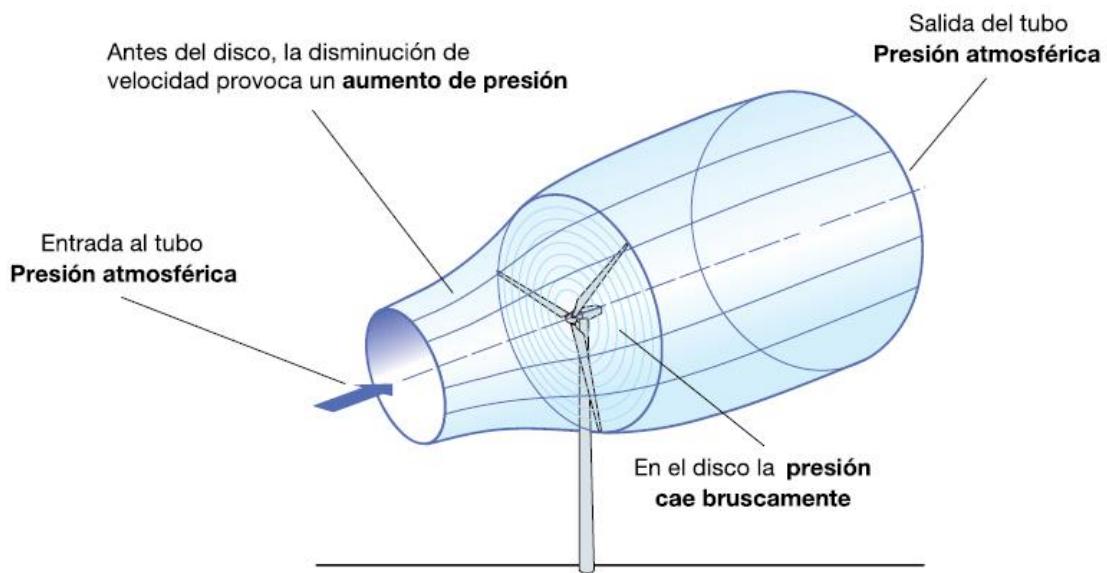


Figura 41: Evolución de la masa de aire que atraviesa un aerogenerador. Fuente: [10].

En la Figura 41 se aprecia como la turbina extrae la energía cinética del viento, haciendo que la masa de aire que la atraviesa, se desacelere y expanda su sección cilíndrica (tubo de corriente).

Existe una relación muy importante que indica la potencia del viento transferida a las palas de un AG [10], y se encuentra establecida como:

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{1}{2} * \text{masa} * v^2 = \frac{1}{2} * (\text{volumen} * \rho) * v^2 = \frac{1}{2} * (\pi * R^2 * \rho * v) * v^2 \\
 &= \frac{1}{2} * \pi * R^2 * \rho * v^3 = \frac{\pi}{8} * \rho * D^2 * v^3
 \end{aligned}$$

Ecuación 15: Potencia del viento transferida a las palas de un AG.

*P*: potencia (W).

*ρ*: densidad de aire seco, a presión atmosférica estándar y a una temperatura de 15°C (kg/m<sup>3</sup>).

*R*: radio del rotor (m).

*D*: diámetro del rotor (m).

*v*: velocidad del viento (m/s).

### Efecto de la velocidad del viento

$$v_1 = 5 \text{ m/s} \Rightarrow P_{\text{disp}} = 76 \text{ W/m}^2$$

$$v_1 = 6 \text{ m/s} \Rightarrow P_{\text{disp}} = 132 \text{ W/m}^2$$

$$v_1 = 7 \text{ m/s} \Rightarrow P_{\text{disp}} = 210 \text{ W/m}^2$$

### Efecto del diámetro del rotor

Vena fluida a  $v_1 = 7 \text{ m/s}$

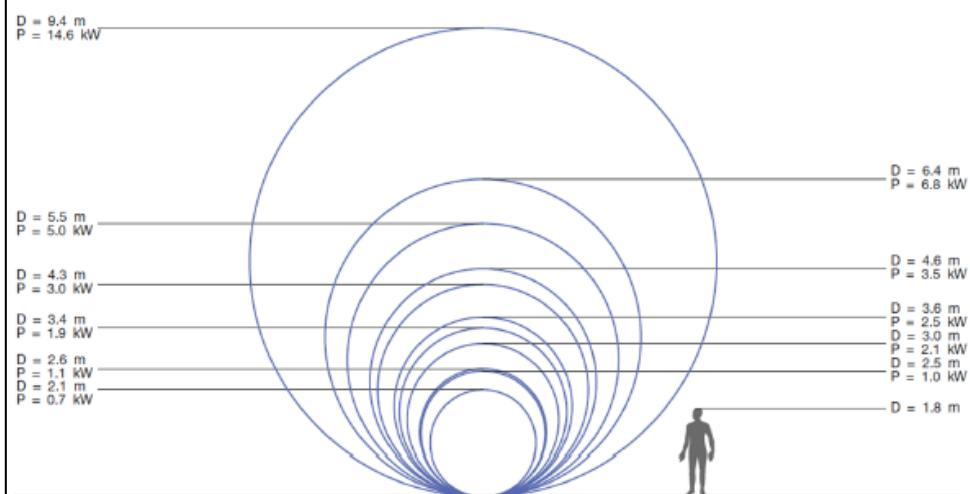


Figura 42: Potencia generada en un AG según la velocidad del viento y el diámetro del rotor. Fuente: [10].

En función a la Ecuación 15, y siguiendo la Figura 42, se obtienen dos conclusiones claras:

- Se multiplica la potencia por 4, doblando el diámetro del rotor.
- Se multiplica la potencia por 8, doblando la velocidad del viento.

Pero obviamente, estos valores de potencia no se logran tan fácilmente, ya que hay que tener en cuenta la eficiencia del AG, la cual está definida como el cociente entre la potencia mecánica en el eje y la disponible en el viento, expresada mediante el coeficiente de potencia  $C_p$  [10]:

$$C_p(a) = \frac{P}{P_{disp}} = \frac{2 * \rho * A * v_1^3 * a - 1 - a^2}{\frac{1}{2} * \rho * A * v^3} = 4 * a * (1 - a)^2$$

Ecuación 16: Eficiencia del AG.

$A$ : área del rotor ( $m^2$ ).

$v_1$ : velocidad del flujo de aire a la entrada del AG ( $\frac{m}{s}$ ).

$a$ : factor de inducción axial, representa la disminución en la velocidad del viento frente al rotor (adimensional).

Este coeficiente, para  $a = \frac{1}{3}$ , alcanza un valor máximo teórico equivalente a 0,59, el cual recibe el nombre de “límite de Betz” [10].

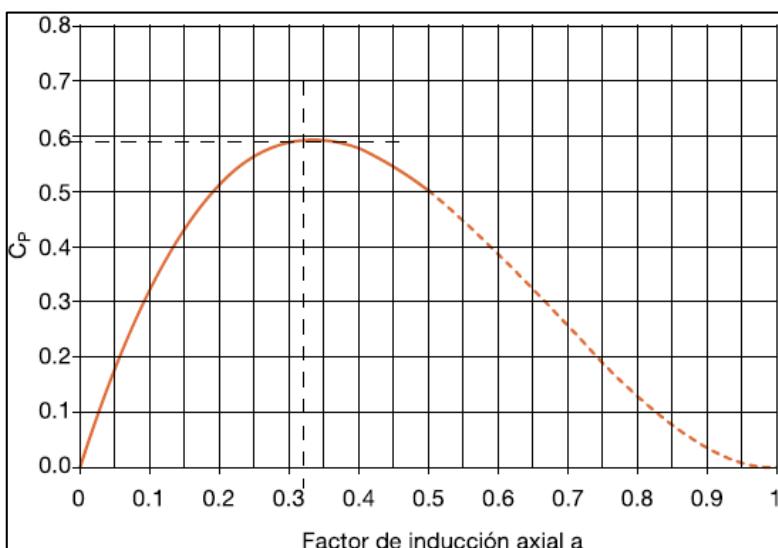


Figura 43: Coeficiente de potencia  $C_p$  vs inducción axial  $a$ . Fuente: [10].

Por tanto, la Ley de Betz establece que tan solo el 59% de la energía cinética del viento puede convertirse en energía mecánica, necesaria para mover el rotor de la turbina, pero es un límite teórico, el cual sería alcanzable si no existiera rozamiento y que las palas tengan eficiencia de del 100%. En la realidad, existen tres efectos que disminuyen este coeficiente máximo de potencia alcanzable, los cuales son [10]:

- Un número finito de palas.
- La resistencia aerodinámica no nula.
- La rotación de la estela detrás del roto.

De todas maneras, en los AG actuales, se logra conseguir valores de  $C_p \approx 0,5$ , no tan lejos del límite teórico de Betz [10].

## 4.3 Tipos de AG

Los AG se pueden clasificar de acuerdo a la posición de su eje, ya sea horizontal o vertical; de acuerdo a la cantidad de aspas, unas, dos, tres, múltiples; de acuerdo a la potencia que ellos generan, ya sea alta o baja potencia.

### 4.3.1 AG de eje vertical

En este tipo de máquinas no se contempla la dirección del viento, ya que están diseñados para trabajar con flujos de aire turbulentos, y por este motivo su instalación predomina en entornos urbanos. Entre ellos, se encuentran:

- a) AG con rotor Savonius.

b) AG con rotor Darrieus.

### 4.3.2 AG de eje horizontal

Las aspas de estos AG se encuentran montadas sobre un eje horizontal que, mediante la hélice o veleta, se orienta en la dirección del viento. Su principal aplicación es en espacios abiertos, es decir, en sitios donde no haya obstáculos y los flujos del viento sean laminares.

Si bien existen una gran variedad de AG de fácil construcción, en este trabajo se utiliza el AG Piggott (Figura 44), debido a que es ideal para entornos rurales debido a la robustez, sencillez y accesibilidad. Su rendimiento toma un valor aproximadamente de un 30-35%, superior al rendimiento de los grupos electrógenos, trayendo ventajas respecto a este último ya que no se requiere de combustible para su funcionamiento, tampoco de agua para la refrigeración ni aceites para la lubricación, el impacto sonoro es muy inferior y no produce emisiones de gases hacia el medio ambiente.



Figura 44: Aerogenerador Piggott con torre rebatible.

El AG Piggott como toda máquina, requiere de mantenimiento, y en este caso, preventivo, lo que le permitirá aumentar su vida útil. Es por ello que requiere de un cambio en los rodamientos del eje cada cinco años aproximadamente.

También hay que tener en cuenta que las aspas de este, son de maderas, y son las que se encuentran sometidas constantemente a la erosión del viento y a las condiciones climáticas, por tal motivo, antes de subir el AG para que entre en funcionamiento, las aspas en lo posibles sean recubiertas con alguna pintura epoxi, con el fin de protegerlas y evitar así un desgaste masivo en ellas.

## 4.4 Tipos de torres

Las torres son las responsables de mantener los AG alejados de la superficie y cualquier obstáculo a su alrededor, permitiendo lograr el mejor desempeño de ellos. Se pueden apreciar tres tipos de torres: torres tubulares, torres de celosía y torres rebatibles (tilt up).

### 4.4.1 Torres tubulares

Estas torres son utilizadas para AG de media y alta potencia, y su uso se ha extendido por sus ventajas: como su menor mantenimiento, el acceso a la góndola de manera protegida y una mejora estética. En instalaciones onshore, la torre se coloca mediante cimentaciones de hormigón, mientras que en instalaciones offshore, requiere de múltiples estrategias para su colocación [10].

### 4.4.2 Torres de celosía (fija)

Hace algunos años era común ver este tipo de torres ya que eran más económicas, pero más complejas de instalar, debido a las uniones atornilladas, por lo que fueron dejadas de lado [10]. Estas además llevan un aumento en la complejidad del mantenimiento del AG y de la torre misma, porque se requiere de técnicos especializados para trabajar en alturas o de contar con alguna grúa para bajar y volver a subir dicho AG.

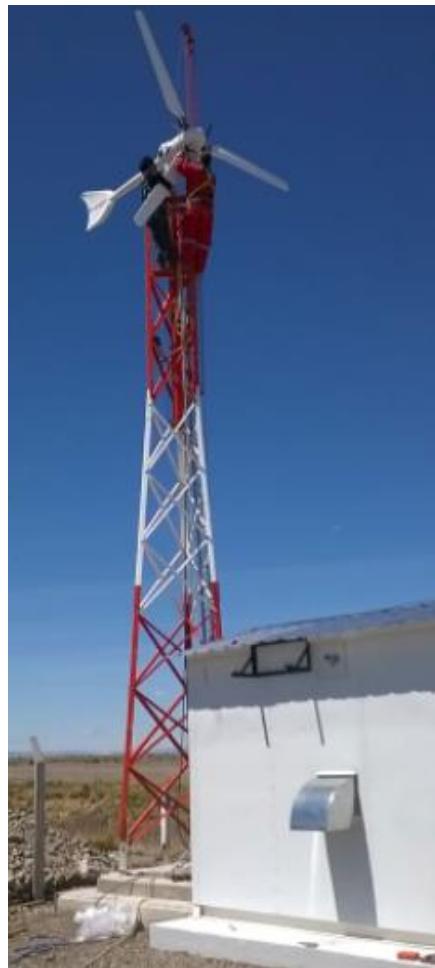


Figura 45: Torre fija. Fuente: Aerogeneradores Enair, Minieólica eficiente y evolucionada<sup>3</sup>.

#### 4.4.3 Torres rebatibles (tilt up)

Este tipo de torre es mucho más económica de construir ya que se utilizan tubos para la conducción del agua y es ideal para AG de baja potencia, por tal motivo, es la que utilizaremos en nuestro proyecto (Figura 44). Para su montaje, se necesitan de tres tubos, de los cuales, dos se encastran uno por encima del otro, dejando el de mayor diámetro y espesor abajo, mientras que el de menor diámetro y espesor, arriba, para luego soldar en sus extremidades unas orejas (planchuelas con un agujero), que permite mantener los tubos concéntricos, y al mismo tiempo, por ellas pasa un cable de acero trenzado, el cual sirve para mantener la torre sujetada al suelo, que permite proteger la torre de los vientos.

---

<sup>3</sup> Dirección del sitio web “Aerogeneradores Enair, Minieólica eficiente y evolucionada”: <https://www.enair.es/es/installaciones/installacion/enair-en-la-guachita>



Figura 46: Encastre de tubos y soldadura en orejas sobre los tubos. Fuente: [13]

Para erigir la torre, se utiliza el tercer tubo, el cual soportará la fuerza aplicada por un vehículo o malacate, actuando como una palanca. Una vez colocada la torre en posición vertical, se ajustan los tensores, es decir, los cables de acero trenzado. Este ajuste, depende de cada instalación, ya que no hay una forma estandarizada de realizarlo, y en general, primeramente se amarran los cables a los puntos de sujeción ubicados en el suelo y se sube la torre, para luego tensar cada cable y ver que la misma quede lo más perpendicular con respecto al suelo.

En cuanto al cálculo de tensado, escapa de este trabajo, y en términos generales los cables utilizados soportan una tensión de hasta 40.000 kilogramos, por lo que se encuentra sobredimensionado, pero si se desea conocer más con respecto a este tema, se puede seguir a través de [13].

Este tipo de torre presenta múltiples ventajas, ya que resulta ser más económica, tiene un rápido y fácil montaje por la menor cantidad de componentes que presenta, lo cual contribuye al mantenimiento que se debe realizar al AG. Pero como aspecto negativo, se requiere de un espacio para los cables encargados de sujetar la torre al suelo.

# **Capítulo 5: Sistema de bombeo de agua**

## **5.1 Un poco de historia**

En toda la historia de la humanidad, han surgido diferentes necesidades que debían ser resueltas, y entre ellas, fue la de controlar los recursos hídricos, principalmente en las primeras civilizaciones producto de la revolución agrícola, donde el agua se tornó fundamental para la obtención de los alimentos como así también, del sustento de estas ciudades. Fue entonces, que se diseñaron y desarrollaron estructuras y maquinarias para la elevación del agua, que con el pasar de los años y la evolución tecnológica, finalmente surgieron las bombas hidráulicas.

## **5.2 Tipos de bombas**

Existen diferentes tipos de bombas, pero en sistemas pequeños se utilizan las centrífugas (Figura 47) y las llamadas periféricas (Figura 48) [14].

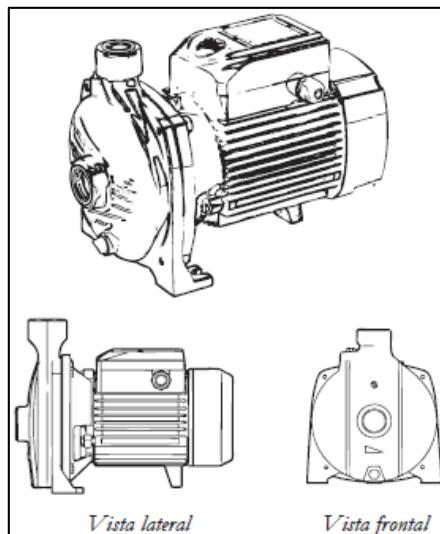


Figura 47: Bomba centrífuga de rodete simple. Fuente: [14].

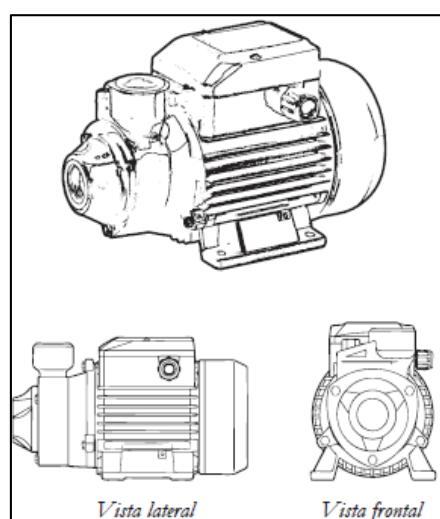


Figura 48: Bomba periférica. Fuente: [14].

Estos dos tipos de bombas, son muy versátiles en el uso urbano, se emplean para elevar agua en altura, es decir, impulsan agua a tanques de reserva ubicados en la parte

superior de edificios. Estas condiciones son similares a las necesidades de caudal y presión para riego, donde se requiere de presión de la bomba para elevar el agua desde una fuente como puede ser un arroyo, vertiente, río, etcétera, la cual se encuentra en un nivel inferior, hasta un plano superior como puede ser un tanque de agua o hacia la misma huerta [14].

### 5.3 Bomba centrífuga

Una bomba centrífuga es un tipo de bomba hidráulica, que transforma la energía mecánica del rodete, en energía cinética y potencial, permitiendo que el fluido pueda ser transportado de un lugar a otro. Cabe aclarar que la energía mecánica puede provenir de un motor a explosión, ya sea de dos o cuatro tiempos, conocidas como motobombas, o por un motor eléctrico, las llamadas electrobombas. Si bien las electrobombas son mayormente utilizadas, hay que tener en cuenta que las líneas eléctricas en el sector rural todavía no se encuentran completamente desarrollada, y es por esto que se utilizan principalmente motobombas en estos sectores [14].

Su principio de funcionamiento se basa en que el fluido ingresa por el centro del rodete que dispone de unos álabes, encargados de conducir al fluido, y que por efecto de la fuerza centrífuga, este es impulsado hacia el exterior donde es recogido por la carcasa de la bomba, que debido a la forma de esta, lo conduce hacia los conductos de salida.

### 5.4 Bomba periférica

Estas bombas de agua, también son conocidas como bombas tipo turbina de vértice y regenerativa. En ellas, el agua forma remolinos ocasionados por los álabes del rodete, debido a sus altas velocidades de giro, dentro del canal anular. Se caracterizan por tener un funcionamiento silencioso, comparadas con las bombas centrífugas, y por entregar una mayor presión en el fluido, aunque se tenga un menor caudal. Su tamaño, es relativamente compacto y su instalación es sencilla. Lo que se destaca en ellas, es que nunca ha de ser operada en seco, ya que podría ocasionarles daños mecánicos [15].

### 5.5 Elección de la bomba adecuada

En términos generales, para huertas de pequeña superficie pero donde se requiere de elevar el agua considerablemente, conviene emplear una bomba periférica. Si la superficie de la huerta es mayor (por ejemplo de  $2000\ m^2$ , y la altura a impulsar es reducida) conviene emplear una bomba centrífuga [14].

Para elegir una bomba adecuada, se sigue un procedimiento desarrollado por [16], que no es el único, pero es el más práctico y sencillo de efectuar, que nos permitirá determinar cuál será la bomba adecuada para nuestro sistema:

#### 5.5.1 Procedimiento de cálculo para seleccionar una bomba centrífuga de una instalación de bombeo

##### 1) Determinar la velocidad de circulación del fluido

Para determinar la velocidad con la que el fluido se desplazara dentro de la tubería, se debe escoger un valor entre dos límites de velocidades:

$$0,7 < V < 2,5 \frac{m}{seg}$$

Ecuación 17: Rango posible de velocidades por las que el fluido se desplazará dentro de la tubería.

En este caso, se considera un valor de velocidad  $V = 1,5 \frac{m}{seg}$ .

## 2) Determinar el diámetro interior de la tubería

Una vez establecido el valor de velocidad, se debe determinar el diámetro interno de la tubería, de la siguiente manera:

$$D_{int} = \sqrt{\frac{4 * Q}{V * \pi}}$$

*Ecuación 18: Fórmula para determinar el diámetro interno de una tubería.*

$Q$ : caudal en  $\left(\frac{m^3}{seg}\right)$ .

$V$ : velocidad media de circulación  $\left(\frac{m}{seg}\right)$ .

Como incógnita, se tiene el valor del caudal  $Q$  necesario para alimentar el tanque de agua cuya capacidad es de 3000 litros. Para ello se plantea que el tanque debe llenarse en 2 horas, obteniéndose entonces un caudal de:

$$Q = \frac{3m^3}{2h} * \frac{1h}{3600seg} = 4,17 * 10^{-4} \frac{m^3}{seg}$$

*Ecuación 19: Obtención de caudal  $Q$ .*

Con este valor de caudal, se procede a calcular el diámetro interno de la tubería:

$$\rightarrow D_{int} = \sqrt{\frac{4 * 4,17 * 10^{-4} \frac{m^3}{seg}}{1,5 \frac{m}{seg} * \pi}} = 0,0188m = 18,8mm$$

*Ecuación 20: Aplicación de Ecuación 18 para determinar el diámetro interno de una tubería.*

Como se trata de un entorno rural, se optó por trabajar con tubos de polietileno de alta densidad (pead) ya que estos presentan una alta resistencia química, debido al ataque de ácidos, bases y sales que se encuentran presente en la tierra; también presentan una resistencia a la abrasión, una baja resistencia al flujo y un máximo cuidado del medio ambiente.

A través del catálogo de tubos de pead provisto por Tigre, se selecciona un tubo PN10 con un diámetro externo de 25 milímetros.

Tabla 3: Características de tubos PEAD Tigre.

Diámetros y Espesores Tubería PEAD PE 100

Diámetro externo mm	PN6			PN8			PN10			PN12,5			PN16			PN20		
	Espesor mm	Peso Kg/m																
20									2,3	0,17	2,3	0,17	2,3	0,14	2,3	0,14		
25									2,3	0,17	2,3	0,17	2,8	0,20	2,8	0,20		
32							2,3	0,23	2,4	0,24	3,0	0,28	3,6	0,33				
40			2,3	0,30	2,4	0,30	2,9	0,35	3,7	0,44	4,5	0,52						
50			2,4	0,38	3,0	0,46	3,7	0,56	4,6	0,68	5,6	0,81						
63	2,3	0,47	3,0	0,59	3,8	0,73	4,7	0,90	5,8	1,08	7,1	1,28						
75	2,8	0,67	3,6	0,84	4,5	1,03	5,6	1,80	6,8	1,51	8,4	1,81						
90	3,3	0,94	4,3	1,20	5,4	1,49	6,7	1,82	8,2	2,18	10,1	2,62						
110	4,0	1,38	5,3	1,80	6,6	2,21	8,1	2,69	10,0	3,23	12,3	3,89						
125	4,6	1,80	6,0	2,32	7,4	2,84	9,2	3,45	11,4	4,20	14	5,02						
140	5,1	2,24	6,7	2,92	8,3	3,55	10,3	4,34	12,7	5,25	15,7	6,31						
160	5,8	2,91	7,7	3,82	9,5	4,65	11,8	5,67	14,6	6,87	17,9	8,36						
180	6,6	3,72	8,6	4,79	10,7	5,90	13,3	7,18	16,4	8,84	20,1	10,58						
200	7,3	4,57	9,6	5,95	11,9	7,26	14,7	8,85	18,2	10,91	22,4	13,08						
225	8,2	5,80	10,8	7,53	13,4	9,22	16,6	11,44	20,5	13,81	25,2	16,57						
250	9,1	7,13	11,9	9,20	14,8	11,31	18,4	14,07	22,7	17,02	27,9	20,38						
280	10,2	8,97	13,4	11,63	16,6	14,48	20,6	17,67	25,4	21,32	31,3	25,62						
315	11,4	11,28	15,0	14,63	18,7	18,34	23,2	22,38	28,6	27,03	35,2	32,42						
355	12,9	14,37	16,9	18,91	21,1	23,33	26,1	28,38	32,2	34,29	39,7	41,20						
400	14,5	18,17	19,1	24,12	23,7	29,52	29,4	35,99	36,3	43,55	44,7	52,27						
450	16,3	23,44	21,5	30,50	26,7	37,42	33,1	45,63	40,9	55,19	50,3	66,17						
500	18,1	28,95	23,9	37,68	29,7	46,24	36,8	56,34	45,4	68,08	55,8	81,58						
560	20,3	36,33	26,7	47,19	33,2	57,90	41,2	70,66	50,8	85,34								
630	22,8	45,92	30,0	59,61	37,4	73,35	46,2	89,18	57,2	108,12								
710	25,7	58,63	33,9	76,30	42,1	93,57	52,2	114,08										

Para obtener el diámetro interno real de la tubería, al diámetro externo le debemos restar dos veces el espesor:

$$D_{int} = D_{ext} - 2 * \text{espesor}$$

Ecuación 21: Fórmula para obtener el diámetro interno real de tubería.

$$\rightarrow D_{int} = 25\text{mm} - 2 * 2,3\text{mm} = 20,4\text{mm}$$

Ecuación 22: Aplicación de Ecuación 21 para obtener el diámetro interno real de tubería.

### 3) Determinar la velocidad de circulación real del fluido

Con este diámetro calculado y posterior selección de diámetro nominal de tubería en catálogo comercial, se recalcula la velocidad y se determina la velocidad real de circulación del fluido con  $D_n$ .

$$V = \frac{4 * Q}{\pi * D_n^2}$$

Ecuación 23: Fórmula para obtener la velocidad real del fluido.

$D_n$ : diámetro nominal (m).

Como se seleccionó un tubo con un diámetro de 32 milímetros, se recalcula la velocidad:

$$\rightarrow V = \frac{4 * 4,17 * 10^{-4} \frac{\text{m}^3}{\text{seg}}}{\pi * (0,0204\text{m})^2} = 1,275 \frac{\text{m}}{\text{seg}} \sim 1,28 \frac{\text{m}}{\text{seg}}$$

Ecuación 24: Aplicación de Ecuación 23 para obtener la velocidad real del fluido.

### 4) Determinar el tipo de régimen del fluido por Número de Reynolds

A través del Número de Reynolds, se puede determinar el tipo de régimen del fluido, siendo laminar o turbulento.

$$R_e = \frac{V * D_{int}}{\mu} \left[ \begin{array}{l} \text{Si } R_e < 3.200 \rightarrow \text{regimen laminar} \\ \text{Si } R_e > 3.200 \rightarrow \text{regimen turbulento} \end{array} \right]$$

Ecuación 25: Fórmula para obtener el Número de Reynolds.

$\mu$ : viscosidad cinemática del fluido  $(\frac{m^2}{seg})$ , la cual depende de la temperatura (Ver Tabla 4).

Tabla 4: Propiedades físicas del agua.

PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA						
Temperatura °C	Densidad $\rho$ kg/m <sup>3</sup>	Viscosidad $\mu$ N·s/m <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup>	Viscosidad cinemática $\nu$ m <sup>2</sup> /s·10 <sup>-6</sup>	Módulo de elasticidad volumétrica K Pa·10 <sup>7</sup>	Tensión Superficial $\sigma$ N/m·10 <sup>-2</sup>	Presión de Vapor $p_v$ Pa
0	999,9	1,792	1,792	204	7,62	588
1	999,9	1,732	1,732			
2	1000,0	1,674	1,674			
3	1000,0	1,619	1,619			
4	1000,0	1,568	1,568			
5	1000,0	1,519	1,519	206	7,54	882
6	1000,0	1,473	1,473			
7	999,9	1,429	1,429			
8	999,9	1,387	1,387			
9	999,8	1,348	1,348			
10	999,7	1,310	1,310	211	7,48	1.176
11	999,6	1,274	1,274			
12	999,5	1,239	1,240			
13	999,4	1,206	1,207			
14	999,3	1,175	1,176			
15	999,1	1,145	1,146	214	7,41	1.666
16	999,0	1,116	1,117			
17	998,8	1,088	1,089			
18	998,6	1,060	1,061			
19	998,4	1,034	1,036			
20	998,2	1,009	1,011	220	7,36	2.447
21	998,0	0,984	0,986			
22	997,8	0,961	0,963			
23	997,6	0,938	0,940			
24	997,5	0,916	0,918			
25	997,1	0,895	0,898	222	7,26	
26	996,8	0,875	0,878			
27	996,5	0,855	0,858			
28	996,3	0,836	0,839			
29	996,0	0,818	0,821			
30	995,7	0,800	0,803	223	7,18	4.297
35	994,1	0,723	0,727	224	7,10	
40	992,2	0,656	0,661	227	7,01	7.400
45	990,2	0,599	0,605	229	6,92	
50	988,1	0,549	0,556	230	6,82	12.22
55	985,7	0,506	0,513	231	6,74	
60	983,2	0,469	0,477	228	6,68	19.60
65	980,6	0,469	0,478	226	6,58	
70	977,8	0,406	0,415	225	6,50	30.70
75	974,9	0,380	0,390	223	6,40	
80	971,8	0,357	0,367	221	6,30	46.40
85	968,6	0,336	0,347	217	6,20	
90	965,3	0,317	0,328	216	6,12	68.20
95	961,9	0,299	0,311	211	6,12	
100	958,4	0,284	0,296	207	5,94	97.50

El dato de la viscosidad cinemática  $\mu$  se obtiene de la Tabla 4, y se selecciona el valor más desfavorable, es decir, cuando el agua se encuentra a la temperatura más baja, y que gracias al registro provisto por el Software Power Data Access Viewer, se llegó a una temperatura de 0,17 °C para el mes de Julio (Figura 49).

```

-BEGIN HEADER-
NASA/POWER CERES/MERRA2 Native Resolution Climatology Climatologies
30-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 1990 - December 2019)
Location: Latitude -42.724 Longitude -70.5365
Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 829.73 meters
Value for missing model data cannot be computed or out of model availability range: -999
Parameter(s):
T2M MERRA-2 Temperature at 2 Meters (C)
-END HEADER-
PARAMETER JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL AUG SEP OCT NOV DEC ANN
T2M 14.95 14.99 12.00 7.53 4.00 1.00 0.17 1.88 4.11 6.99 9.91 12.82 7.49

```

Figura 49: Registro anual de temperatura del agua. Fuente: POWER/Data Access Viewer.

$$\rightarrow R_e = \frac{1,28 \frac{m}{seg} * 0,0204m}{1,792 * 10^{-6} \frac{m^2}{seg}} = 14.571,43 > 3.200 \rightarrow \text{Régimen turbulento}$$

Ecuación 26: Aplicación de Ecuación 25 para obtener el Número de Reynolds.

### 5) Calcular el coeficiente de fricción ( $f$ )

Para realizar el cálculo del coeficiente de fricción ( $f$ ), se tiene que tener en cuenta el tipo de régimen del fluido, ya que:

- a) Si el régimen es laminar, el coeficiente de fricción se obtiene como:

$$f = \frac{64}{R_e}$$

Ecuación 27: Coeficiente de fricción con régimen laminar.

- b) Si el régimen es turbulento, el coeficiente  $f$  se calcula por medio de la fórmula de White-Colebrook:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 * \log \left( \frac{2,51}{R_e * \sqrt{f}} + \frac{\frac{K}{D_{int}}}{3,71} \right)$$

Ecuación 28: Coeficiente de fricción con régimen turbulento.

$K$ : rugosidad absoluta de la cañería (mm).

$\frac{K}{D_{int}}$ : rugosidad relativa (adimensional).

O también, este coeficiente de fricción puede ser obtenido a través del gráfico de Moody, ingresando con los valores de la rugosidad relativa y el Número de Reynolds:

$$\left. \begin{array}{l} \frac{K}{D_{int}} \\ -R_e \end{array} \right\} \rightarrow \text{gráfico de Moody} \rightarrow \text{se obtiene } f.$$

En este caso, se trata de un régimen turbulento, ya que el número de Reynolds es 14.571,43 y se procede a utilizar la fórmula de White-Colebrook. Primeramente, se busca el valor de rugosidad absoluta de la cañería en la Tabla 5, para luego calcular la rugosidad relativa:

Tabla 5: Rugosidad absoluta para diferentes tipos de tuberías.

Tipo de tubería	Rugosidad absoluta (mm)
Vidrio, cobre o latón estirado	0,001 (ó lisas)
Latón industrial	0,025
Acero laminado nuevo	0,05
Acero laminado oxidado	0,15 a 0,25
Acero laminado con incrustaciones	1,5 a 3
Acero asfaltado	0,01
Acero soldado nuevo	0,03 a 0,1
Acero soldado oxidado	0,4
Hierro galvanizado	0,15 a 0,20
Fundición corriente nueva	0,25
Fundición corriente oxidada	1 a 1,5
Fundición corriente oxidada	1 a 1,5
Fundición asfaltada	0,1
Cemento alisado	0,3 a 0,8
Polietileno, PVC	0,0015
Cemento bruto	Hasta 3

$$\rightarrow \frac{K}{D_{int}} = \frac{0,0015\text{mm}}{20,4\text{mm}} = 7,35 * 10^{-5}$$

Ecuación 29: Cálculo de rugosidad relativa.

$$\rightarrow \frac{1}{\sqrt{f}} = -2 * \log \left( \frac{2,51}{33928,57 * \sqrt{f}} + \frac{4,6875 * 10^{-5}}{3,71} \right) \rightarrow f = 0,028$$

Ecuación 30: Aplicación de Ecuación 28 para obtener el Coeficiente de fricción debido a régimen turbulento.

## 6) Calcular las pérdidas de carga

Para calcular las pérdidas, se tienen que tener en cuenta, tanto las cañerías rectas como los accesorios presentes en la instalación (codos, válvulas, curvas, etcétera), porque cada uno de ellos representa una pérdida equivalente a la longitud de un tubo recto, en metros. Estos valores de las pérdidas de cada accesorio, se encuentran ya tabulados, y por medio de la fórmula de Darcy – Weisbach, se puede obtener el valor total de las pérdidas  $J_T$ .

$$J_T = f * \frac{L + \sum_i^n L_i}{D_{int}} * \frac{V^2}{2g}$$

Ecuación 31: Cálculo de pérdidas. Fórmula de Darcy-Weisbach.

$J_T$ : pérdidas totales (m).

$L$ : longitud de cañería recta (m).

$L_i$ : longitudes equivalentes de los accesorios presentes en la instalación (m).

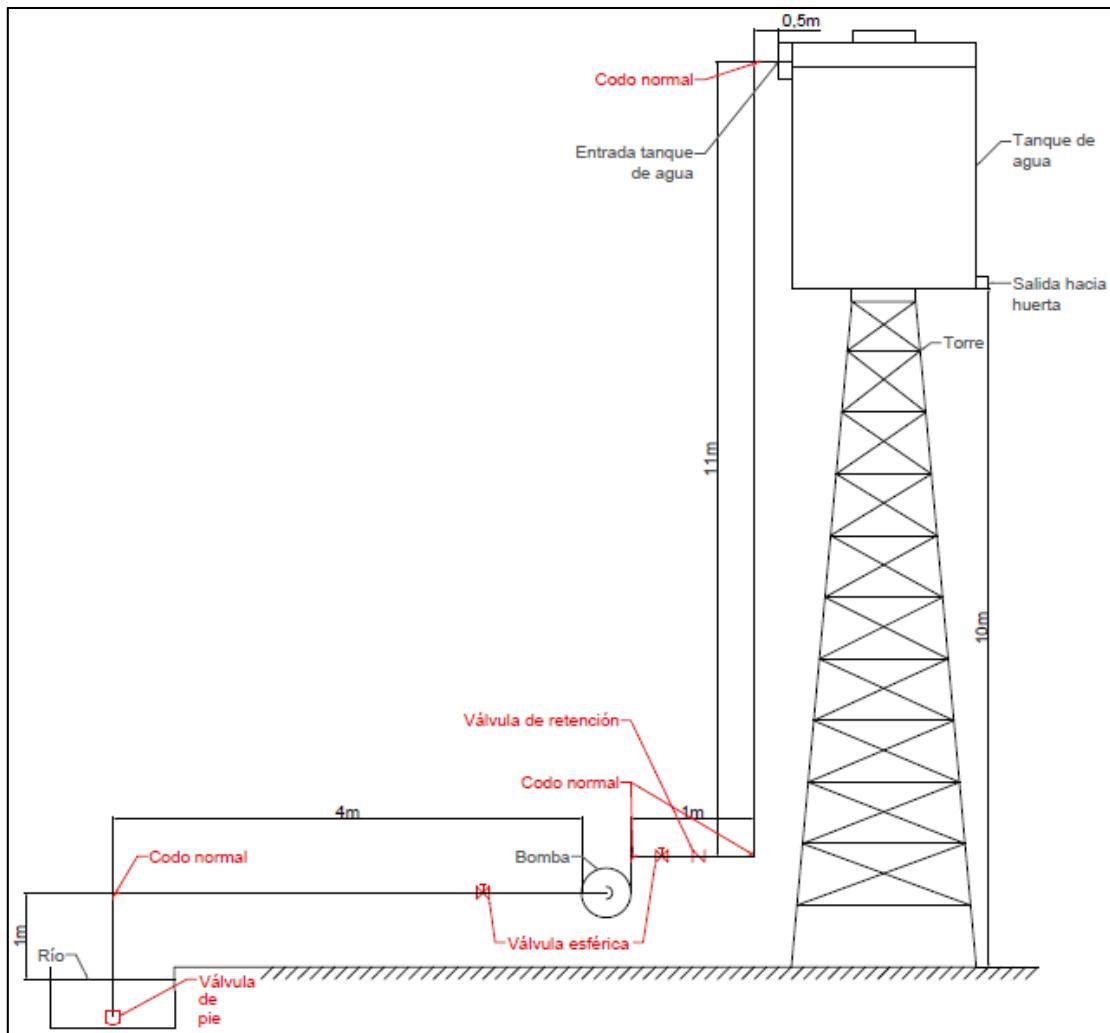


Figura 50: Esquema representativo del sistema de bombeo de agua.

LONGITUDES EQUIVALENTES A PERDIDAS LOCALIZADAS (EN METROS DE TUBERIA RECTILINEA)																					
DIAMETRO D		PERDIDAS				LOCALIZADAS															
mm	Pul	RADIO LARGO	RADIO MEDIO	RADIO CORTO	CODO 90°	CODO 90°	CODO 45°	CURVA 90° $\frac{R}{D} = \frac{1}{2}$	CURVA 90° $\frac{R}{D} = \frac{1}{3}$	CURVA 45°	ENTRADA NORMAL	ENTRADA DE BORDA	VALVULA DE COMPUERTA ABIERTA	VALVULA DE GLOBO ABIERTA	VALVULA DE ANGULO ABIERTA	TEE DE PASO DIRECTO	TEE DE PASO A LADO	TEE SALIDA BILATERAL	VALVULA DE PIE CON COLADERA	SALIDA DE TUBERIA	VALVULA DE RETENCION
13	$\frac{1}{2}$	0.3	0.4	0.5	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.4	0.1	4.9	2.6	0.3	1.0	1.0	3.6	0.4	1.1	1.6
19	$\frac{3}{4}$	0.4	0.6	0.7	0.3	0.3	0.4	0.2	0.2	0.2	0.5	0.1	6.7	3.6	0.4	1.4	1.4	5.6	0.5	1.6	2.4
25	1	0.5	0.7	0.8	0.4	0.3	0.5	0.2	0.3	0.7	0.2	8.2	4.6	0.5	1.7	1.7	7.3	0.7	2.1	3.2	
32	$1\frac{1}{4}$	0.7	0.9	1.1	0.5	0.4	0.6	0.3	0.4	0.9	0.2	11.3	5.6	0.7	2.3	2.3	10.0	0.9	2.7	4.0	
38	$1\frac{5}{8}$	0.9	1.1	1.3	0.6	0.5	0.7	0.3	0.5	1.0	0.3	13.4	6.7	0.9	2.8	2.8	11.6	1.0	3.2	4.8	
50	2	1.1	1.4	1.7	0.8	0.6	0.9	0.4	0.7	1.5	0.4	17.4	8.5	1.1	3.5	3.5	14.0	1.5	4.2	6.4	
65	$2\frac{1}{2}$	1.3	1.7	2.0	0.9	0.8	1.0	0.5	0.9	1.9	0.4	21.0	10.0	1.3	4.3	4.3	17.0	1.9	5.2	8.1	
75	3	1.6	2.1	2.5	1.2	1.0	1.3	0.6	1.1	2.2	0.5	26.0	13.0	1.6	5.2	5.2	20.0	2.2	6.3	9.7	
100	4	2.1	2.8	3.4	1.5	1.3	1.6	0.7	1.6	3.2	0.7	34.0	17.0	2.1	6.7	6.7	23.0	3.2	6.4	12.9	
125	5	2.7	3.7	4.2	1.9	1.6	2.1	0.9	2.0	4.0	0.9	43.0	21.0	2.7	8.4	8.4	30.0	4.0	10.4	16.1	
150	6	3.4	4.5	4.9	2.3	1.9	2.5	1.1	2.5	5.0	1.1	51.0	26.0	3.4	10.0	10.0	39.0	5.0	12.5	19.3	
200	8	4.3	5.5	6.4	3.0	2.4	3.3	1.5	3.5	6.0	1.4	67.0	34.0	4.3	13.0	13.0	52.0	6.0	16.0	25.0	
250	10	5.5	6.7	7.9	3.8	3.0	4.1	1.8	4.5	7.5	1.7	85.0	43.0	5.5	16.0	16.0	65.0	7.5	20.0	32.0	
300	12	6.1	7.9	9.5	4.6	3.6	4.8	2.2	5.5	9.0	2.1	102.0	51.0	6.1	19.0	19.0	78.0	9.0	24.0	38.0	
350	14	7.3	9.5	10.5	5.3	4.4	5.4	2.5	6.2	11.0	2.4	120.0	60.0	7.3	22.0	22.0	90.0	11.0	28.0	45.0	

Figura 51: Longitudes equivalentes a perdidas localizadas para cada accesorio. Fuente: SCRIBD<sup>4</sup>

Tabla 6: Valor total de pérdidas de la instalación de bombeo.

Nº	Accesorios	Caract.	Cant.	Pérdidas (m)	Subtotal (m)
1	Válvula de pie	1"	1	7,3	7,3
2	Codo normal	1"	4	0,8	3,2
3	Válvula esférica	1"	2	8,2	16,4
4	Válvula de retención	1"	1	2,1	2,1
5	Cañería recta	1"	-	17,5	17,5
6					
7					
8					
<b>Total (m)</b>				<b>46,5</b>	

Con este valor total de 46,5 metros, se sustituye en la Ecuación 31 y se calcula:

$$\rightarrow J_T = 0,028 * \frac{46,5m}{0,0204 m} * \frac{\left(1,28 \frac{m}{seg}\right)^2}{2 * 9,8 \frac{m}{seg^2}} = 5,3m$$

Ecuación 32: Aplicación de Ecuación 31 para el cálculo de pérdidas.

## 7) Calcular la altura manométrica de la bomba $H_B$

<sup>4</sup> Dirección del sitio web “SCRIBD”: <https://es.scribd.com/document/380864990/Longitudes-Equivalentes-a-Perdidas-Localizadas>

Para obtener la altura manométrica de la bomba, que representa la altura, diferencial de presión o resistencia que debe vencer la misma, se debe plantear la ecuación de la energía entre dos puntos, ya que este valor se obtiene sumando la altura geométrica, es decir, los metros resultantes de la altura de aspiración (antes de la bomba) e impulsión (después de la bomba), y el valor de las pérdidas de carga.

$$\frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 + H_B - J_T = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2$$

Ecuación 33: Ecuación de la energía entre dos puntos.

$P_1$  y  $P_2$ : presiones en los puntos 1 y 2 respectivamente ( $\frac{kg}{cm^2}$ ).

$\gamma$ : peso específico del fluido ( $\frac{Kg}{m^3}$ ).

$Z_1$  y  $Z_2$ : altura entre los puntos 1 y 2 respectivamente (m).

$H_B$ : altura de la bomba (m).

En este caso, se plantean los puntos 1 y 2 (en azul) en la superficie libre del río y del tanque de agua, respectivamente (Figura 52):

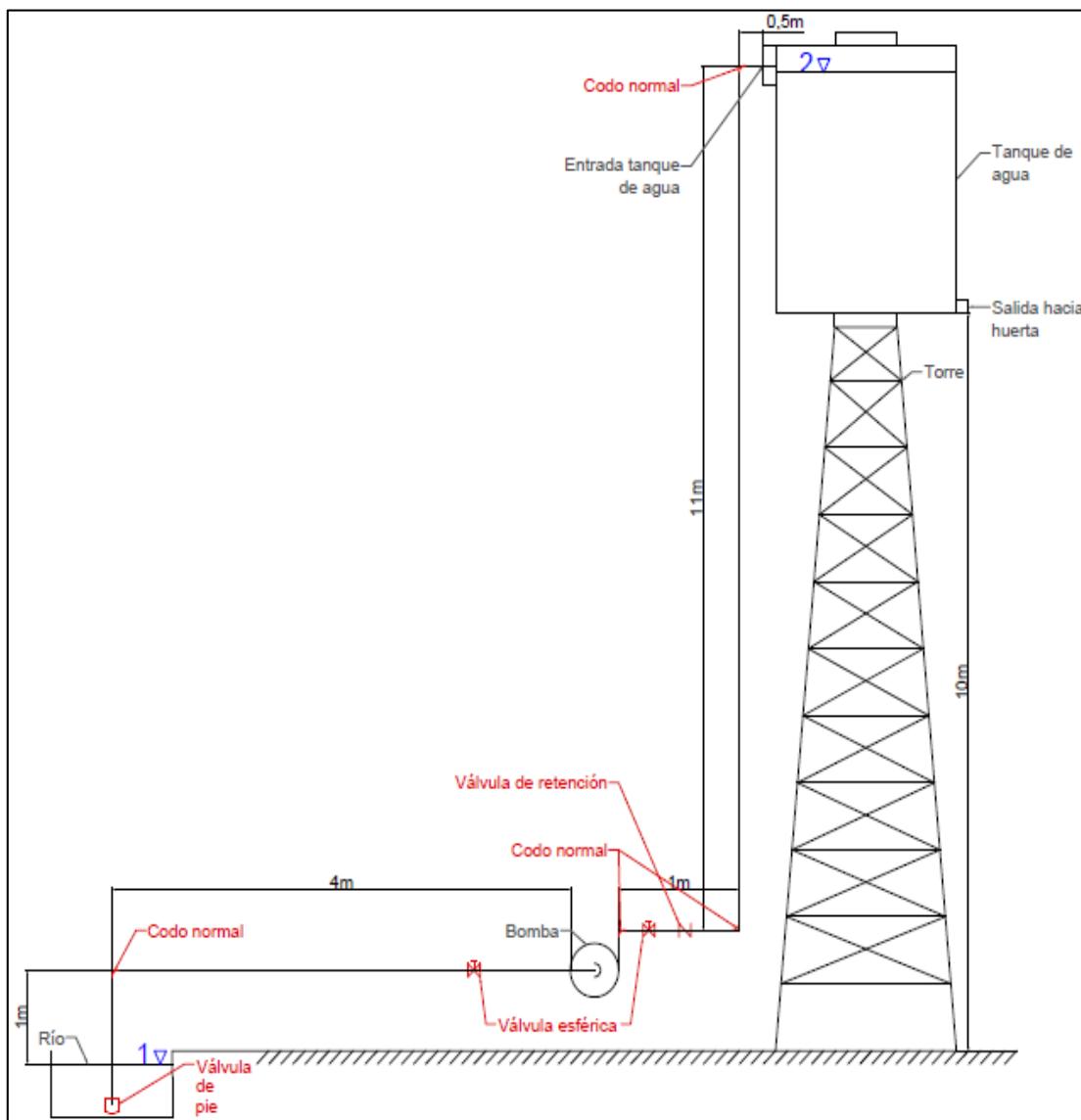


Figura 52: Esquema representativo del sistema de bombeo de agua. Señalamiento de superficies libres.

$$\rightarrow \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 + H_B - J_T = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2$$

Ecuación 34: Aplicación de Ecuación 33 para analizar en Figura 52.

- Como ambas presiones son iguales, y tienen mismo valor que la presión atmosférica, se anulan ( $P_1 = P_2$ ).
- Las velocidades analizadas en los puntos 1 y 2, representan valores muy pequeños comparados con los demás términos presentes en la ecuación de la energía, y por tal motivo, se las puede despreciar ( $V_1 = V_2 = 0$ ). Cabe aclarar que estas dos representan la velocidad con la disminuye el nivel del río o aumenta el nivel en el tanque de agua.

Entonces, se despeja  $H_B$  y se reemplazan los demás valores obtenidos:

$$\rightarrow H_B = J_T + Z_2 = 5,3m + 12m = 17,3m$$

Ecuación 35: Cálculo de altura manométrica de la bomba.

### 8) Calcular la potencia de la bomba

La potencia que la bomba le entrega al fluido, se calcula como:

$$N = \frac{\gamma * Q * H_B}{75} (CV)$$

Ecuación 36: Potencia que la bomba entrega al fluido.

Siguiendo el último paso, reemplazando el caudal y la altura manométrica de la bomba, se obtuvo una potencia de  $0,1CV$  o sus equivalencias de  $0,191Kw$  o  $0,256HP$ :

$$N = \frac{1000 \frac{kg}{m^3} * 4,17 * 10^{-4} \frac{m^3}{seg} * 17,33m}{75} = 0,1 CV = 0,07Kw = 0,09HP$$

Ecuación 37: Aplicación de Ecuación 36 para el cálculo de la Potencia que la bomba entrega al fluido.

Para pasar de  $0,1CV$  a  $Kw$ , se lo debe multiplicar por  $0,736$  ( $1CV = 0,736Kw$ ).

Para pasar de  $0,07Kw$  a  $HP$ , se lo debe multiplicar por  $1,34$  ( $1Kw = 1,34HP$ ).

Finalmente, para seleccionar la bomba, se utilizan los valores del caudal ( $Q = 1,5 \frac{m^3}{h}$ ) y altura manométrica de la bomba ( $H_B = 17,3m$ ) para luego ingresar al gráfico de familias de curvas de las bombas centrífugas (Figura 53) que se obtiene tras analizar los datos proporcionados por el fabricante (Tabla 7), constatándose que el punto de color verde representa los valores de caudal y altura de bomba obtenidos, se encuentra por debajo de la curva de la bomba BC 50 M de  $0,5HP$ , y por tal motivo, se la selecciona esta bomba.

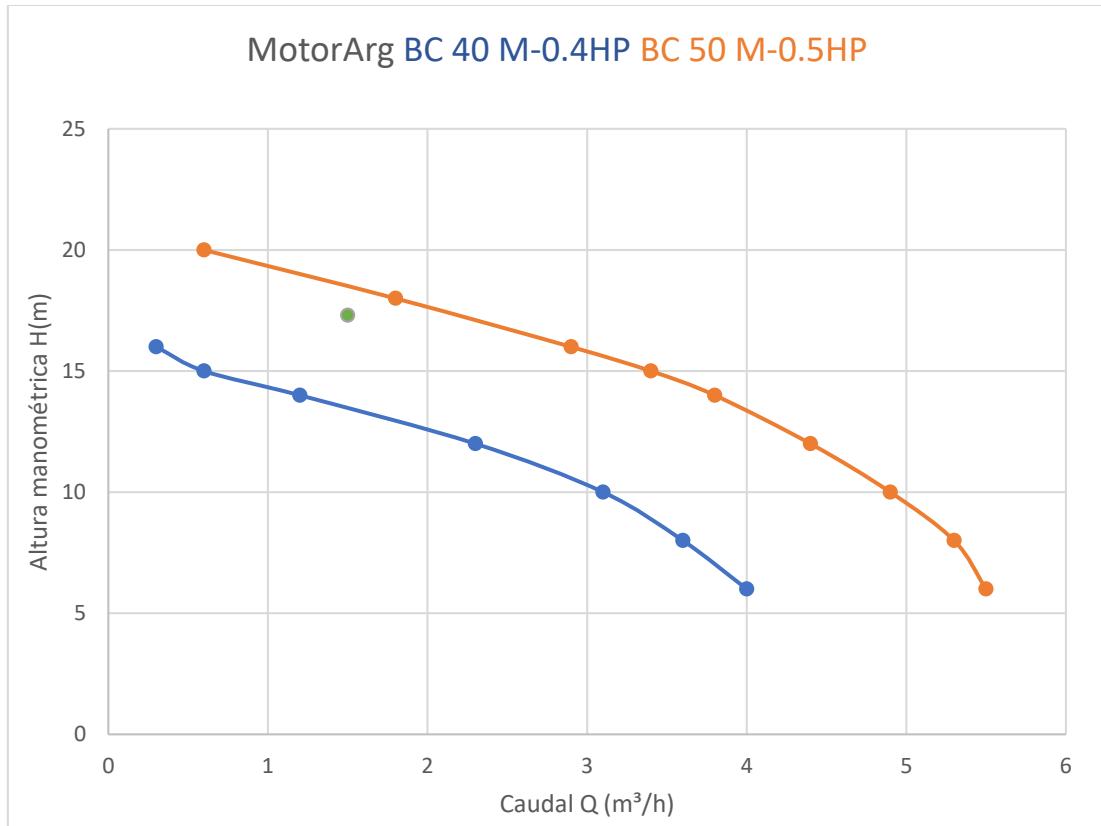


Figura 53: Curvas de bomba centrífugas MotorArg BC 40 M-0.4HP y BC 50 M-0.5HP.

Tabla 7: Características de distintas bombas provistas por MotorArg.

TABLA DE PRESTACION – 50 Hz – 2900 rpm

MODELOS	Pot. HP	Altura manométrica (metros)																		Bocas Asp x Desc	In (Amp)	Capacitor (μF)	Peso (kg)							
		6	8	10	12	14	15	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	47	49	51				
BC 40 M	0,4	4,0	3,6	3,1	2,3	1,2	0,6	0,3																1" x 1"	1,95	8 μF-450 V	8,3			
BC 50 M	0,5	5,5	5,3	4,9	4,4	3,8	3,4	2,9	1,8	0,6														1" x 1"	3,1	12 μF-450 V	9			
BC 70 M	0,75	5,1	4,8	4,6	4,3	4,0	3,9	3,7	3,3	2,9	2,4	1,8	1,1											1" x 1"	5,3	20 μF-450 V	12,4			
BC 75 M	0,75		9,0	8,5	7,8	7,0	6,6	6,3	5,5	4,4	3,2	1,8	0,5											1" x 1"	5,3	20 μF-450 V	12,4			
BC 90 M	1	5,2	4,9	4,7	4,5	4,2	4,1	4,0	3,7	3,4	3,0	2,6	2,1	1,7	1,0									1" x 1"	5,6	20 μF-450 V	13,3			
BC 90 T	1	5,2	4,9	4,7	4,5	4,2	4,1	4,0	3,7	3,4	3,0	2,6	2,1	1,7	1,0									1" x 1"	5,6	-	13,3			
BC 100 M	1		7,5	7,1	6,7	6,5	6,4	5,9	5,5	4,8	4,2	3,5	2,5	1,0										1" x 1"	5,6	20 μF-450 V	13,3			
BC 100 T	1		7,5	7,1	6,7	6,5	6,4	5,9	5,5	4,8	4,2	3,5	2,5	1,0										1" x 1"	2,5	-	13,3			
BC 125 M	1,5															7,3	7,0	6,6	6,1	5,5	4,7	4,0	3,0	2,0	1,0		1 1/4" x 1"	8	30 μF-450 V	18,8
BC 125 T	1,5															7,3	7,0	6,6	6,1	5,5	4,7	4,0	3,0	2,0	1,0		1 1/4" x 1"	3,3	-	18,8
BC 180 T	1,8																8,3	7,8	7,2	6,5	5,9	5,3	4,5	3,6	1,8		1" x 1"	3,8	-	24,5
BC 200 T	2																								1 1/2" x 1 1/4"	4,4	-	25,6		

Los datos de caudales y alturas respetan las tolerancias de fabricación de la Norma Internacional ISO 2548 Clase C

# **Capítulo 6: Parte Eléctrica**

Una de las partes que constituyen a este proyecto, es la parte eléctrica, donde en ella se encuentra todo lo relacionado a las protecciones, control y medición de datos para el correcto funcionamiento del sistema. Los artefactos que llevan a cabo cada una de estas acciones, se dispusieron estratégicamente en dos tableros eléctricos, para lograr así la conexión entre ellos y establecer un trabajo dinámico y eficiente. En los apartados siguientes, se detalla que contienen cada uno de los tableros eléctricos que confeccionan dicho proyecto.

## **6.1 Tableros eléctricos**

El Tablero Eléctrico 1, representado a través del Plano N° 1 dispuesto en el Anexo A, contiene una gran variedad de componentes que forman parte del sistema eólico (Bornera C, Contactor de freno (CF), Puente rectificador (PR), Regulador Eólico (RE), Bornera E, Open Wee (OW), Protección para baterías 1 (PPB1) y Bornera división (BD)) y solar (Bornera A, Protección para RS (PPRS), Regulador Solar (RS), Protección para baterías 2 (PPB2) y Bornera división (BD)), distribuidos de tal forma que permite diferenciar cuales de los componentes forman parte de los respectivos sistemas y a su vez, para un aprovechamiento máximo de todo el espacio disponible. Además, se han establecidos los colores que distinguirán cuáles serán los cables de potencia y de señal, siendo el color rojo y azul para los cables de potencia, mientras que el color naranja será para los cables de señal.

Por la Bornera C, ingresan los tres conductores provenientes del AG, y a partir de ella, se conecta el Contactor de freno y el Puente rectificador. El Contactor de freno se activa a través de una señal enviada por el Open Wee, ya que este último está constantemente midiendo el nivel de tensión de las baterías para evitar que se sobrecarguen; cuando se supera un valor de tensión equivalente a 29,5V, automáticamente envía una señal a la bobina del Contactor de freno, el cual se activa y cortocircuita las bobinas del AG, logrando así que las aspas de este último dejen de girar y de producir energía eléctrica, pero cuando el nivel de tensión cae por debajo de los 25V, se desactiva el freno. Por otro lado, el Puente rectificador es el encargado de rectificar la corriente alterna trifásica proveniente del AG, para obtener una corriente continua, la cual será destinada para cargar las baterías. Obviamente, la salida del Puente rectificador se conecta a la Protección para baterías 1, que luego, se unen a la Bornera división.

El Open Wee activará al Contactor de freno en el caso de que el Regulador Eólico falle. Además, se encuentra conectado a la bobina del contactor de la bomba centrífuga a través de la Bornera D, para enviarle una señal a la bobina que active el contactor y así encienda la bomba, cuando el nivel de tensión de las baterías supere los 27,5V, o se apague cuando el nivel de tensión caiga por debajo de los 23V, ya que efectúa un control por tensión, pero indirectamente realiza un control por el estado de carga de las baterías.

Por su parte, el Regulador Eólico también se encuentra midiendo el nivel de carga de las baterías por medio de dos terminales de los cuatro que dispone, para evitar que se sobrecarguen, y si llegara a suceder, el excedente de la energía producida por el AG se libera por medio de los dos terminales restantes para que se disipe automáticamente a través de la Resistencia de Disipación, la cual es fundamental ya que actúa como elemento de protección.

Por la Bornera A, ingresan los conductores provenientes de los paneles solares, con una determinada polarización, siendo el color rojo quien denota como positivo (+), y el color azul a negativo (-). La salida de la Bornera A se conecta a la Protección para RS, encargada de proteger el Regulador Solar. Este último elemento es fundamental en una

instalación fotovoltaica, ya que protege a las baterías frente a sobrecargas y/o sobredescargas profundas, frente a sobretensiones y evita que las mismas se descarguen durante la noche. La salida de este dispositivo, se conecta a la Protección para baterías 2 para finalmente, conectarse con la Bornera división.

Se puede apreciar tanto el sistema el eólico como el solar, se encuentran conectados con la Bornera división, la cual actuará como puente de conexión entre el Tablero Eléctrico 1 y las baterías.

El Tablero Eléctrico 2, representado a través del Plano N°2 dispuesto en el Anexo B, se encuentra conformado por la Bornera F y Bornera G, la Protección para Inversor (PPI), el Inversor, el Interruptor Termomagnético y el Interruptor Diferencial. Además de contener los cables de potencia ya definidos (los de color rojo y azul), contiene otros cables, también de potencia, pero para conducir la corriente alterna, y son de color celeste y marrón, para la fase y neutro respectivamente, a la salida del inversor.

Por la Bornera F, ingresan los conductores provenientes de las baterías, para luego conectarse a la Protección para Inversor, encargada de proteger al inversor ante una posible falla eléctrica. Luego, el Inversor, transforma la corriente continua en corriente alterna, la cual será utilizada por las personas, sin antes pasar por el Interruptor Termomagnético y el Interruptor Diferencial.

El Tablero Eléctrico 2, se podría decir, que sería la última etapa de todo el sistema eléctrico, ya que las personas podrán utilizar definitivamente la energía eléctrica, producida por las energías eólica y solar, en sus actividades diarias.

## 6.2 Protecciones eléctricas

En el funcionamiento de todo un sistema, siempre debe prevalecer la protección de los aparatos, así como también la salud y seguridad de las personas. Por eso, en este apartado, se establecerán que tipos de protecciones eléctricas serán necesarias. Para ello, el proyecto se ha dividido en dos partes, ya que se trabaja con corriente continua y corriente alterna, puesto que se requiere de protecciones para cada tipo de corriente que se maneje.

### 6.2.1 Protecciones de corriente continua

Estas protecciones, al igual que las de corriente alterna, se encontrarán en los Tableros Eléctricos 1 y 2. Las mismas se deben ya que se trabaja con corriente continua hasta el inversor. Cabe aclarar que, para llegar a este último, existen múltiples etapas que se desarrollan, y a cada una de ellas le corresponde una protección:

#### 1) Protección entre paneles solares y regulador solar (PPRS).

Para obtener el valor de la protección a utilizar, primeramente, se recurre a los valores característicos del panel solar brindados por el fabricante, extrayendo particularmente un valor en específico, la corriente de cortocircuito (Figura 54):

## POLYCRYSTALLINE, 72-CELL SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE	
Module type: ESPMC	340
Maximum Power(Wp)	340W
Open circuit Voltage(Voc)	46.4V
Short circuit Current(Isc)	9.45A
Maximum Power Voltage(Vm)	38.5V
Maximum Power Current(Im)	8.84A
Module efficiency	17.5%
Maximum Series Fuse	15A
Watts positive tolerance	0~+3%
Number of Diode	3
Standard Test Conditions	1000W/M <sup>2</sup> ,25°C,AM1.5
Maximum System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient Isc	+0.08558%/°C
Temperature-Coefficient Uoc	-0.29506%/°C
Temperature-Coefficient Pmpp	-0.38001%/°C
Normal Operating Cell Temperature	-40°C...+85°C
Load Capacity for the cover of the module (glass)	5400Pa(IEC61215)(snow)
Load Capacity for the front & back of the module	2400Pa(IEC61215)(wind)
Product Certificate	TUV(IEC 61215,IEC 61730),CE, ROHS,PID Resistant,INMETRO
Company Certificate	ISO9001,ISO14001,ISO18001

Figura 54: Características técnicas panel solar 340W POLYCRYSTALLINE 72-CELL SERIES.

Se toma el valor de la corriente de cortocircuito porque es la máxima corriente que podemos llegar a obtener por parte del panel, y es equivalente a 9,45 Amperes. Al tratarse dos paneles, esta corriente se la multiplica por 2, obteniendo un nuevo valor de 18,9 Amperes:

$$PPRS = I_{cc} * N^{\circ} \text{ panel} = 9,45A * 2 = 18,9A$$

*Ecuación 38: Cálculo de PPRS.*

Por lo tanto, se selecciona una llave termomagnética para corriente continua de 20 Amperes.

### 2) Protección para baterías (PPB1 y PPB2).

Para calcular estos valores de protecciones, se necesitan los valores de potencia y tensión del AG y de los paneles solares, para las PPB1 y PPB2 respectivamente.

El AG tiene una potencia de 350W y trabaja a 24V:

$$PPB1 = \frac{350W}{24V} = 14,6A$$

*Ecuación 39: Cálculo de PPB1.*

Por lo tanto, se selecciona una llave termomagnética para corriente continua de 20 Amperes.

Por otro lado, cada panel solar tiene 340W, y como son dos, la potencia sería de 680W, y trabajan a una tensión de 24V:

$$PPB2 = \frac{680W}{24V} = 28,3A$$

*Ecuación 40: Cálculo de PPB2.*

Por lo tanto, se selecciona una llave termomagnética para corriente continua de 32 Amperes.

### 3) Protección entre baterías e inversor (PPI).

Para poder determinar qué tipo de protección se debe utilizar, se requiere el valor de la potencia máxima (Pmax) que se obtiene de la Tabla 1, para ser dividida entre la tensión de las baterías. Como el valor de la potencia máxima es de 524 Watts y el valor de la tensión de las baterías es de 24 Volt, la protección se calcula como:

$$PPI = \frac{P_{max}}{V} = \frac{524W}{24V} = 21,83A$$

*Ecuación 41: Cálculo de PPI.*

Por lo tanto, se escoge una llave termomagnética para corriente continua de 25 Amperes.

## 6.2.2 Protecciones de corriente alterna

Estas protecciones se encuentran presentes debido a que cuando la corriente continua pasa a través del inversor, se transforma en corriente alterna, la cual está destinada a alimentar las cargas establecidas en la Tabla 1.

Por ello, será necesario contar con un interruptor termomagnético para corriente alterna y un interruptor diferencial. Para determinar sus respectivos valores, serán necesarios los valores de la potencia del inversor y el de la tensión de corriente alterna. Como el valor de la potencia del inversor es de 400W, y la tensión de corriente alterna es de 220V:

### 1) Interruptor termomagnético de corriente alterna:

$$I_{lt} = \frac{P_{inversor}}{220V} = \frac{500W}{220V} = 2,27A$$

*Ecuación 42: Cálculo para seleccionar llave termomagnética de corriente alterna.*

Se selecciona una llave termomagnética de corriente alterna de 3 Amperes.

### 2) Interruptor diferencial:

$$I_{id} = \frac{P_{inversor}}{220V} = \frac{500W}{220V} = 2,27A$$

*Ecuación 43: Cálculo para seleccionar interruptor diferencial.*

Por lo tanto, se selecciona un interruptor diferencial de 16 Amperes.

## 6.3 Cálculo de sección de conductores

En este apartado se determinarán las secciones de los diferentes conductores que serán necesarios en este trabajo. Para ello, se tendrá que tener en cuenta diferentes factores definidos en la Ecuación 44 [17], que permitirán cumplir con el objetivo.

$$S = \frac{2 * L * I}{\Delta U * K}$$

*Ecuación 44: Fórmula para determinar la sección de un conductor.*

S: sección del conductor ( $mm^2$ ).

*L*: longitud del conductor (*m*).

*I*: intensidad de corriente eléctrica que circula por el conductor (*A*).

$\Delta U$ : caída de tensión máxima permitida en el tramo (*V*).

*K*: conductividad del conductor. Depende del material del miso ( $\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$ ).

Para poder seleccionar que tipo de conductor elegir, se sigue la Figura 56 la cual contiene una parte del catálogo de Cables Payton aislados en P.V.C. para baja tensión:

### CARACTERISTICAS ELECTRICAS 1.1 kV

Resistencia a la temperatura de ejercicio y a 20°C. Reactancia por fase a 50 Hz

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Resistencia máxima en C.C. a 20°C		Resistencia en C.A. a temperatura de servicio		Reactancia inductiva a 50 Hz	
	Unipolar Ohm/Km	Multipolar Ohm/Km	Unipolar Ohm/Km	Multipolar Ohm/Km	Unipolar Ohm/Km	Multipolar Ohm/Km
	<b>Cobre</b>					
1	17,7	18,1	21,9	22,4	0,341	0,114
1,5	12,4	12,7	15,3	15,7	0,329	0,109
2,5	7,14	7,28	8,82	9,00	0,313	0,099
4	4,47	4,56	5,52	5,64	0,298	0,098
6	2,99	3,05	3,70	3,77	0,285	0,090
10	1,79	1,83	2,21	2,26	0,261	0,084
16	1,13	1,15	1,40	1,42	0,247	0,080
25	0,712	0,727	0,880	0,898	0,232	0,079
35	0,514	0,524	0,635	0,648	0,222	0,076
50	0,379	0,387	0,468	0,478	0,209	0,076
70	0,262	0,268	0,324	0,331	0,200	0,073
95	0,189	0,193	0,234	0,239	0,190	0,073
120	0,150	0,153	0,186	0,190	0,182	0,072
150	0,122	0,124	0,152	0,154	0,176	0,072
185	0,0972	0,0991	0,121	0,123	0,169	0,072
240	0,0740	0,0754	0,0934	0,0952	0,160	0,0716
300	0,0590	0,0601	0,0756	0,0770	0,153	0,0713
400	0,0461	—	0,0610	—	0,145	—
500	0,0366	—	0,0502	—	0,138	—
630	0,0283	—	0,0413	—	0,130	—

Figura 55: Características de cables Payton aislados en P.V.C. para baja tensión.

#### 1) Sección del conductor entre paneles solares y regulador solar:

Este cálculo de sección se realiza para una distancia máxima entre paneles y regulador solar, de 4 metros. Superado este valor, se tiene que volver a recalcular.

Como dato, se tiene el valor de la corriente que circula por el conductor que establece la conexión entre ambos, y que es de 18,9 Amperes, ya que es el mismo valor de corriente obtenido para la determinación de la protección para el regulador solar. Como se tratan de conductores de cobre, su conductividad es de 56  $\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$ . En cuanto a la caída de tensión permitida, se toma el 10% de los 24 Volts que se tiene de la conexión de los paneles.

$$\rightarrow S_1 = \frac{2 * 4m * 18,9A}{2,4V * 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}} = 1,13mm^2$$

Ecuación 45: Aplicación de Ecuación 44 para determinar la sección del conductor.

Se selecciona un conductor con una sección de 1,5 mm<sup>2</sup>.

#### 2) Sección del conductor entre regulador solar y baterías:

Como datos, se tiene el valor de la corriente que circula por el conductor que establece la conexión entre ambos, y que es de 28,3 Amperes, ya que es el mismo valor de corriente obtenido para la determinación de la protección para baterías 2 (PPB2). La longitud es de 0,5 metros, conductor de cobre, con una caída de tensión permitida del 3% de los 24 Volts que se tienen a la salida del regulador.

$$\rightarrow S_2 = \frac{2 * 0,5m * 28,3A}{0,72V * 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}} = 0,7mm^2$$

*Ecuación 46: Aplicación de Ecuación 44 para determinar la sección del conductor.*

Se selecciona un conductor con una sección de 1 mm<sup>2</sup>.

### 3) Sección del conductor entre baterías e inversor:

Como datos, se tiene el valor de la corriente que circula por el conductor que establece la conexión entre ambos, y que es de 21,83 Amperes, ya que es el mismo valor de corriente obtenido para la determinación de la protección para el inversor. La longitud es de 1 metro, conductor de cobre, con una caída de tensión permitida del 3% de los 24 Volts que se tienen en la conexión de las baterías.

$$\rightarrow S_3 = \frac{2 * 1m * 21,83A}{0,72V * 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}} = 1,08mm^2$$

*Ecuación 47: Aplicación de Ecuación 44 para determinar la sección del conductor.*

Se selecciona un conductor con una sección de 1,5 mm<sup>2</sup>.

### 4) Sección del conductor entre inversor y cargas:

Este cálculo de sección se realiza para una distancia máxima entre inversor y cargas, de 30 metros. Superado este valor, se tiene que volver a recalcular.

Como datos, se tiene el valor de la corriente que circula por los conductores, que es de 2,27 Amperes, ya que es el mismo valor de corriente obtenido para la determinación de las protecciones de corriente alterna. Los conductores son de cobre, con una caída de tensión permitida del 1% de los 220 Volts que se tienen a la salida del inversor.

$$S_4 = \frac{2 * 30m * 2,27A}{2,2V * 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}} = 1,1mm^2$$

*Ecuación 48: Aplicación de Ecuación 44 para determinar la sección del conductor.*

Se selecciona un conductor con una sección de 1,5 mm<sup>2</sup>.

### 5) Sección del conductor entre AG y contactor freno y puente rectificador:

Este cálculo de sección se realiza para una distancia máxima entre el AG y el contactor freno y puente rectificador, de 30 metros. Superado este valor, se tiene que volver a recalcular.

Como datos, se tiene el valor de la corriente que circula por los conductores, que es de 14,6 Amperes, ya que es el mismo valor de corriente obtenido para la determinación de la protección para baterías 1 (PPB1). Los conductores son de cobre, con una caída de tensión permitida del 20% de los 24 Volts que se tienen a la salida del AG.

$$S_5 = \frac{\sqrt{3} * 2 * 30m * 14,6A}{4,8V * 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}} = 2,82mm^2$$

*Ecuación 49: Aplicación de Ecuación 44 para determinar la sección del conductor.*

Se selecciona un conductor con una sección de 4 mm<sup>2</sup>.

# **Capítulo 7: Algoritmo para el control del funcionamiento del sistema**

En este capítulo, se pretende establecer los algoritmos que permitirán la autonomía del sistema, es decir, que para el encendido o apagado de la bomba centrífuga y la activación o no, del freno del AG, se efectúen sin el accionar del ser humano.

A través de estos algoritmos, se pretende diseñar un código de programación con el software STM32CubeIDE, para ser implementado en un microcontrolador STM32F103C8 ya que, comparado con sus pares, presenta una gran ventaja respecto a su pequeño tamaño y alta eficiencia de integración, además que tiene la posibilidad de recoger muchos sensores y nos permite controlar varios dispositivos al mismo tiempo.

Para ello, se definen ciertos valores de niveles de tensión de las baterías, que nos permitirán establecer el control del sistema.

El funcionamiento de la bomba centrífuga está definido por los valores de tensión de 27,5V y 23V, de las baterías. Para bombear agua y, por ende, para que funcione la bomba centrífuga, el nivel de tensión de las baterías (VBus) tiene que ser mayor o igual a 27,5V (BombaOn=27,5V), caso contrario, permanecerá apagada. Y si se cumple la condición de encendido, la bomba seguirá funcionando hasta cuando el nivel de tensión de las baterías sea mayor o igual a 23V (BombaOff=23V), caso contrario, automáticamente dejaría de funcionar.

En cuanto a la activación o no del freno del AG, para evitar que las baterías se sobrecarguen, también se encuentra definido según por los valores de tensión de las baterías, entre 29,5V y 25V. El freno se activará y permanecerá activo en el caso de que el nivel de tensión de las baterías sea mayor o igual a los 29,5V (FrenoOn=29,5V), y se desactivará, cuando el nivel de tensión sea menor o igual a los 25V (FrenoOff=25V).

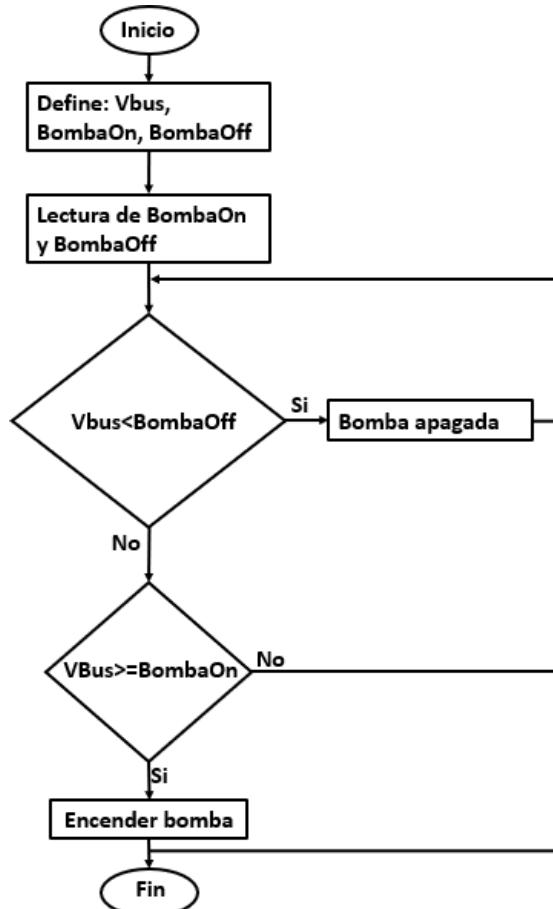


Figura 56: Algoritmo de control de bomba centrífuga para encendido o apagado según nivel de tensión en baterías.

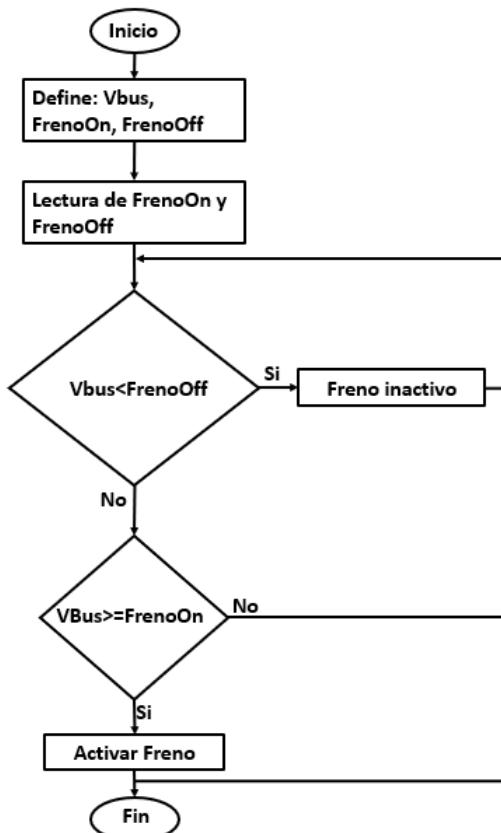


Figura 57: Algoritmo de control del freno del AG para activación o no del mismo según nivel de tensión en baterías.

# **Capítulo 8: Impacto ambiental**

Es verdaderamente importante en el momento del diseño de un nuevo proyecto, realizar un análisis relacionado con el medio ambiente y las consecuencias ambientales que tendrá al implementarlo. En otras palabras, se procede a realizar una evaluación de impacto ambiental que responde al cómo hay que hacer para conseguir el uso racional de los recursos, la protección y conservación del medio ambiente.

## **8.1 Análisis de impacto ambiental a través de la matriz de Leopold**

Una de las herramientas que se utilizan para ver el impacto, es la matriz de Leopold, también llamada matriz de impacto ambiental. En ella, se analizan las interacciones entre las diferentes acciones de la instalación en sus diversas etapas (construcción, funcionamiento y cierre) y los factores ambientales que afectan. A cada interacción, le corresponde una cuadrícula dividida en dos partes, que permite incluir dos valores [18] [19]:

1. La magnitud: se le otorga un valor del 1 al 10, siendo 10 la máxima alteración provocada sobre el factor ambiental que se esté considerando, y 1 la mínima alteración. Estos valores irán precedidos por un signo + o -, en función si representen efectos positivos o negativos sobre el medio, respectivamente [18]. Estos valores, van colocados en la parte superior en la división de la cuadrícula.
2. La importancia: representa el peso relativo de cada uno de los factores ambientales marcados dentro del proyecto en cuestión [18]. Estos valores se colocan en la parte inferior en la división de la cuadrícula.

Cabe aclarar que este procedimiento es previo a la toma de decisiones, y permite determinar los efectos que tendrá el proyecto sobre el medio ambiente, pudiendo elaborar medidas de mitigación a los potenciales efectos en el proceso de dicho sistema.

En la Tabla 8 se aprecia la matriz de impacto ambiental del proceso de construcción, funcionamiento y cierre del sistema de gestión eficiente del agua con energías renovables, a la cual, además de completar con los valores de magnitud e importancia a cada interacción en su respectiva cuadrícula, se marcó con color verde y color naranja a aquellas interacciones que se consideraron como impactos positivos o negativos, respectivamente.

Tabla 8: Matriz de Leopold. Análisis de factores y acciones impactantes del proyecto

Categoría	Componente ambiental	Acciones impactantes	Etapa de construcción				Etapa de funcionamiento				Etapa de cierre		Promedios positivos	Promedios negativos	Promedios aritméticos		
			Requerimiento mano de obra	Excavación de la vegetación	Colocación de estructuras prefabricadas	Transporte de equipos, materiales e insumos	Extracción de agua del río	Funcionamiento de bomba	Mantenimiento de instalación	Fluido circulando por cañería	Funcionamiento de Aerogenerador	Retiro de instalación	Restauración del medio				
Físico	Aire	Calidad de aire	-1				9							1	1	80	
		Ruidos y vibraciones	1	-1	-2	1	9	2	-5					2	3	13	
	Suelo	Fisiología/Geomorfología	-1								-1			0	2	-4	
		Calidad de suelo	2	-2							-1	-1		0	3	-8	
		Capacidad de uso								-1	-1	1	2	0	2	-3	
	Agua	Calidad del agua subterránea												0	0	0	
		Calidad del agua superficial					9							1	0	81	
		Disminución del recurso hídrico					9							1	0	81	
Biológico	Flora	Alteración del hábitat	-2											0	1	-6	
		Diversidad	3	-1										0	1	-1	
	Fauna	Diversidad de especies terrestres y aves	1	-2		9	9			-5		3		1	2	60	
				3													
Socio-Económico	Económico	Generación de empleo	8	5	8	8	9	9	9	9	9	6		7	0	353	
		Cambio en el valor de la tierra	6	6	4	6	6	9	6	9	9			3	0	171	
		Incremento de impuestos												0	0	0	
	Social	Educación	8	6			9	9	6	9	9	9		4	0	264	
		Salud					9	9	9					2	0	162	
		Modo de vida	9	9				9	6	9	9			3	0	216	
<b>Comprobación</b>																	
<b>Promedios positivos</b>			3	2	1	1	7	2	4	1	4	0	0	25	15	1459	
<b>Promedios negativos</b>			0	6	1	1	0	0	0	0	2	3	2	15	<b>Nº Impacto</b>		
<b>Promedios aritméticos</b>			177	36	47	46	540	108	243	4	267	-5	-4	1459	<b>1459</b>		

Este estudio se centró específicamente en poder determinar a partir de la matriz, cuáles serán las actividades que van a generar un mayor impacto en el ambiente, como alterarán la diversidad de la flora y fauna, y también como afectarán en la salud, tanto física como psicológicas, de las personas que realicen el trabajo.

Como se puede apreciar, el número de impacto obtenido es igual a 1459 positivo, y esto nos afirma de que se trata de un proyecto viable en cuanto al impacto que se tiene hacia el medio ambiente, ya que, si fuera el mismo número, pero en negativo, el proyecto tendría un impacto muy fuerte hacia el medio ambiente de manera negativa.

Como posibles acciones impactantes, se detalla a continuación que factores se verán perjudicados en las diferentes etapas:

### 1) Etapa de construcción

Estos efectos son temporales, en cuanto dure la construcción e instalación del sistema. Así mismo es importante, ya que interviene la mano de obra principalmente.

- a) El suelo será uno de los recursos que se verá afectado negativamente, ya que será necesario desmontar el terreno, es decir, quitando algunas malezas, lo cual afectará directamente a la alteración del hábitat y diversidad de especies como también de la flora.

- b) Será una etapa de contaminación sonora (ruidos y vibraciones), afectando directamente al ambiente.
- c) El aire, también se verá afectado negativamente, debido a la extracción de malezas y ramas de algunos árboles (ocasionalmente), produciendo un desplazamiento de especies que forman parte del ecosistema.
- d) Como impacto positivo en esta etapa, se destaca la generación de empleo. Al ser un proyecto nuevo y tecnológico, requerirá de mano de obra capacitada, por lo que será necesario brindarles a las personas capacitaciones.
- e) También como impacto positivo, es que se incrementa el valor de la tierra, ya que pasara a ser productiva, con una mayor efectividad en cuanto al uso de los recursos naturales.

**2) Etapa de funcionamiento**

- a) En esta etapa, los efectos no serán temporales, al menos en cuanto el sistema esté funcionando. Por lo que se debe analizar este ítem, para poder aplicar las medidas adecuadas de mitigación y así disminuir cualquier tipo de alteración negativa.
- b) En esta etapa, estarán presentes nuevamente los ruidos y vibraciones producto del funcionamiento del Aerogenerador, modificando el hábitat de la fauna presente en el lugar.
- c) Si se compara el ruido ocasionado por la motobomba y grupos electrógenos, el Aerogenerador produce un nivel sonoro muy inferior. Además, se dejará de emitir gases tóxicos debido a la combustión imperfecta desarrollada en los motores. Por lo tanto, esto contribuye al medio ambiente.
- d) En cuanto a la extracción de agua del río, será en una menor cantidad, ya que se reemplaza el riego por inundación a un riego por goteo, permitiendo tener un mejor control en cuanto al uso del agua (la disminución del recurso hídrico ya no será afectada fuertemente).
- e) Se destaca principalmente la generación de empleo, ya que será necesario controlar el correcto funcionamiento del sistema, así como también de su mantenimiento. Esto a su vez, provoca un cambio de vida en las personas, porque se les brindará educación acerca de cómo es que funciona cada una de las partes que conforman el sistema, y además, el cuidado que se debe tener hacia el medio ambiente, gracias al desarrollo de este proyecto.
- f) En general, se destaca un mayor impacto positivo hacia el medio ambiente en muchos aspectos, principalmente por la utilización de energías renovables.

**3) Etapa de cierre**

Esta etapa debe tenerse en cuenta en el caso más desfavorable, es decir, si el sistema ya es obsoleto, y por lo tanto se lo deba retirar.

- a) Solamente el suelo se verá afectado negativamente si esto sucediera, por el retiro de toda la instalación. Llegada la situación en que no se pudiera desmantelar el sistema, producirá una contaminación visual del paisaje, y disminuirá también la capacidad y calidad del suelo.

## 8.2 Medidas de mitigación

En este apartado se establecerán algunas medidas de mitigación hacia las acciones impactantes del proyecto, para lograr un menor impacto hacia el medio ambiente.

Si bien, observando y analizando la Matriz de Leopold (Tabla 8), se puede ver que la mayor magnitud se presenta en el “Funcionamiento de Aerogenerador” el cual produce ruidos y vibraciones, así como también afecta la diversidad de aves. Pero como se encuentra al descampado, el nivel de ruido ocasionado es insignificante; lo que se

podría hacer es colocar figuras de “espanta pájaros” para alejar a las aves y evitar que ellas se acerquen al mismo.

En cuanto al desmonte del terreno, se podrían extraer las malezas y trasplantarlas en la cercanía. Hay que tener en cuenta que solamente se necesitan tener la base del AG y las bases para los cables tensores, donde el espacio requerido es mínimo.

# **Capítulo 9: Implementación del sistema**

En este capítulo se demuestra el armado, puesta en marcha y obtención de datos de la parte de nuestro sistema, que corresponde a lo referido en cuanto a la generación de electricidad, almacenamiento de energía, protección eléctrica tanto para equipos como a personas, y control y obtención de datos del funcionamiento de este sistema. Todo esto, se llevó a cabo en el Laboratorio de Tecnologías Apropriadas (LabTA), que se encuentra en la Facultad de Ingenierías y Ciencias Agropecuarias (FICA), de la Universidad Nacional de San Luis (UNSL).

Primeramente, se decidió comenzar con el armado del Tablero Eléctrico 1, debido a que en él, se encuentran las primeras etapas de transformación, protección y control del funcionamiento de nuestro sistema (Figura 59). En él, se puede apreciar los distintos elementos con sus respectivas conexiones, que permiten el correcto funcionamiento del mismo (Figura 60).



Figura 58: Superficie exterior de Tablero Eléctrico 1.



Figura 59: Tablero Eléctrico 1 abierto.

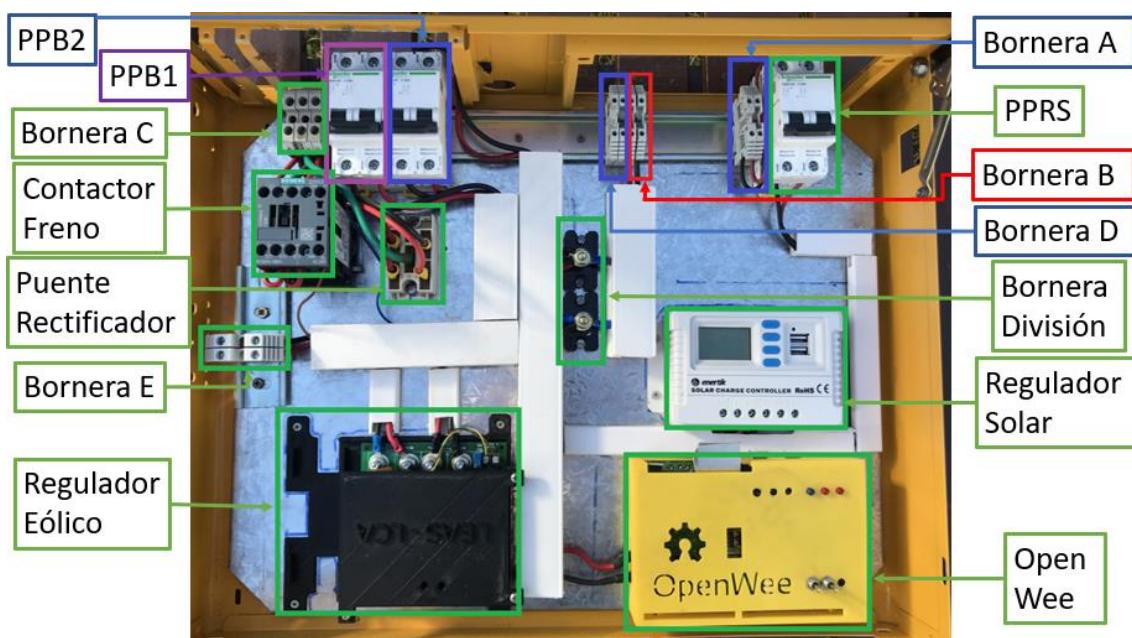


Figura 60: Detalles de Tablero Eléctrico 1.

Por otro lado, para poner a prueba el Tablero Eléctrico 1, y poder analizar si lo programado en el microprocesador F103C8T6 realmente funciona, se diseñó e implementó un sistema de bombeo de agua (Figura 61). Este sistema de bombeo cuenta con un depósito de agua, una bomba periférica Lüsqtott CPM150 de 370W (Figura 62), una válvula esférica de 3/4", una válvula de retención de 3/4", tres codos de 90° normales, dos reducciones de 3/4" a 1/2" para un caudalímetro Sea YF-S201 (Figura 63) y cañerías de 3/4".

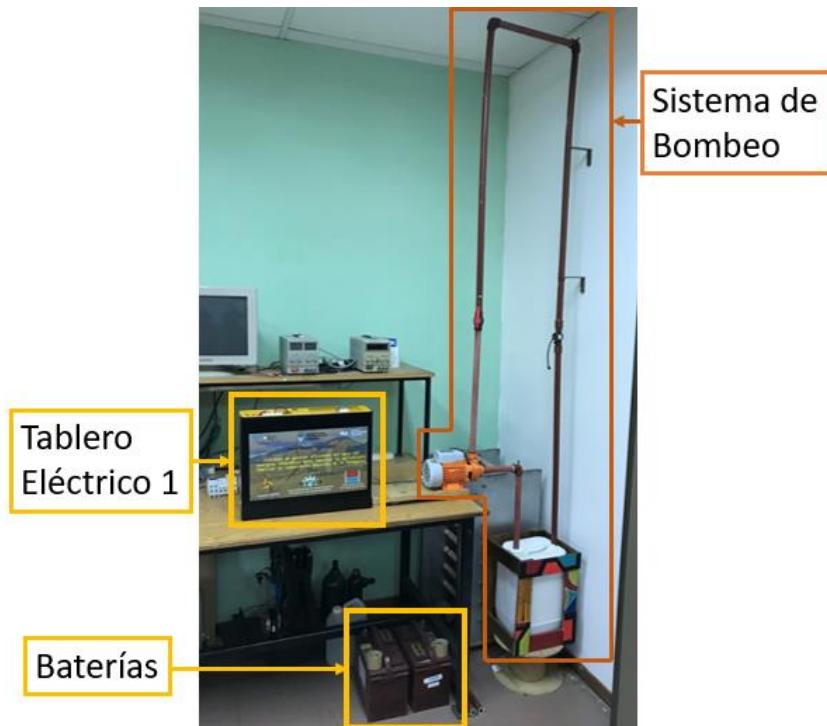


Figura 61: Tablero Eléctrico 1, Baterías y Sistema de Bombeo en el LabTA.



Figura 62: Bomba periférica Lüsqtott CPM150 de 370W, perteneciente al Sistema de Bombeo.



Figura 63: Caudalímetro YF-S201 junto a reducciones de 3/4" a 1/2", pertenecientes al Sistema de Bombeo.

Como se puede apreciar, en este sistema de bombeo de agua, se encuentra presente un caudalímetro, y como el LabTA se caracteriza por realizar investigaciones, surgió la idea, de poder analizar y estudiar el comportamiento que tendrá la bomba para los distintos niveles de carga que puedan tener las baterías en conjunto a los demás elementos que componen a la instalación, y que estos datos, puedan ser utilizados por personas interesadas en el sistema y al mismo tiempo, poder aplicar mejoras al mismo, entre otros.

Las conexiones a realizar entre el contactor de la bomba, la bomba periférica, las baterías y el Open Wee, se detallan en la Figura 64, lo que permitirá efectuar tanto el funcionamiento como el control de la bomba.

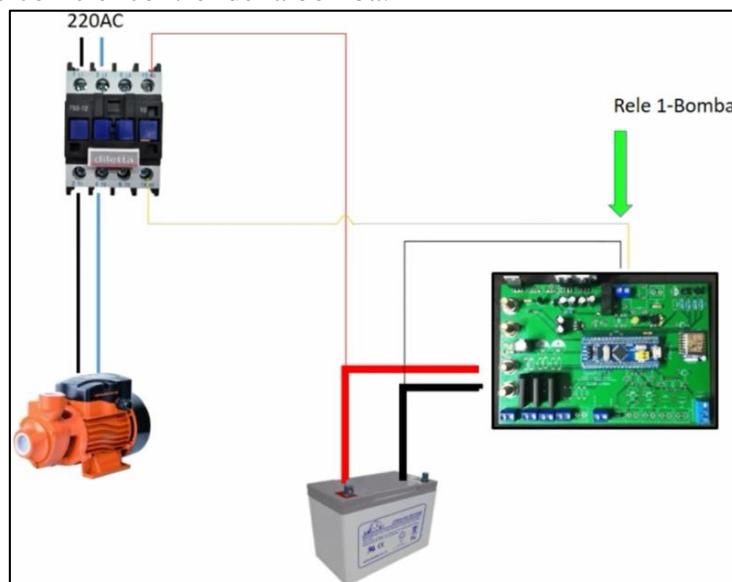


Figura 64: Conexión entre Open Wee, contactor, bomba periférica y baterías.

Siguiendo los algoritmos de control desarrollados en el Capítulo 7, más la adición del caudalímetro, se logró establecer, a través del software STM32CubeIDE, que entradas y salidas serán las que utilizaremos en el microprocesador para establecer el control de este sistema, llegando a la configuración como se muestra en la Figura 65:

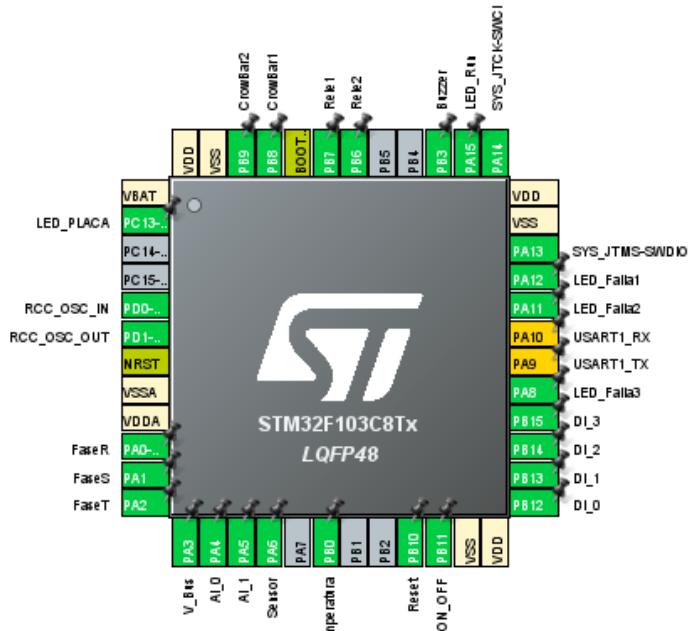


Figura 65: Entradas y salidas establecidas en el microprocesador STM32F103C8 a través del software STM32CubeIDE.

Al mismo tiempo, para monitorizar los datos que el sistema arroja durante su funcionamiento, se utilizó el software STM32CubeMonitor. Esto permitió comprobar, gracias a su interfaz gráfica, que el sistema funcionaba de acuerdo a los requisitos establecidos, favoreciendo la comprensión de la dinámica del mismo.

Para simular las baterías, se utilizó una fuente DC POWER SUPPLY HY3005D, la cual proporciona la energía necesaria para la simulación del sistema, conectándola a la Bornera División del Tablero Eléctrico 1. Esto permitió que, a través del STM32CubeMonitor, observar tanto el arranque como la parada de la bomba y del freno, según los niveles de tensión de las baterías, establecidos para el control del sistema, como se detalla en la Figura 66. Además, en la misma imagen, se puede apreciar que con este software, se puede introducir una interfaz para que el usuario pueda interactuar con el sistema, y establecer a qué niveles de tensión de batería desea que tanto la bomba como el freno, entren en funcionamiento o no.

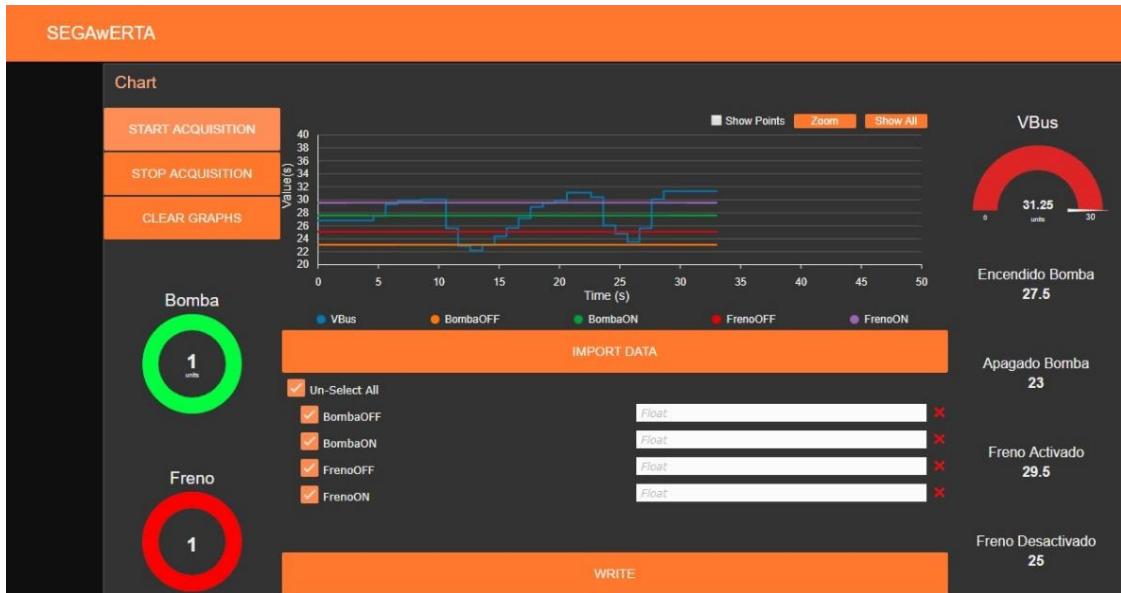


Figura 66: Activación de la Bomba y del Freno de acuerdo a los niveles de tensión de los baterías detallados en la interfaz gráfica de STM32CubeMonitor.

Por otra parte, la bomba se conectó a la red, para simular la tensión proporcionada por un inversor, lo cual permitió el funcionamiento de la misma, haciendo circular el agua por la cañería y haciendo que el caudalímetro comenzara a proporcionar datos, indicándonos el caudal medido en litros por minutos como se detalla en la Figura 67, a través de los gráficos de línea y de aguja. El valor del caudal, en tiempo real, fue de 17,37 litros/minutos. Además, para comprobar que la configuración funcionara correctamente, se procedió al cierre y apertura de la válvula esférica, haciendo que disminuyera la cantidad de agua que por ella pasara, y se puede apreciar como entre los tiempos 6 y 10 varió el caudal.

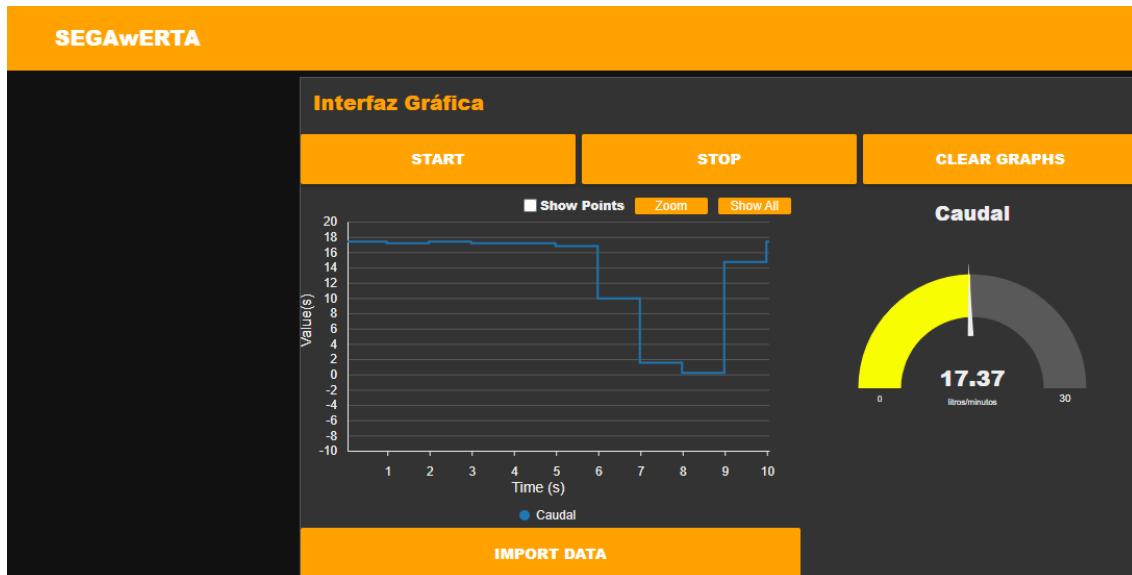


Figura 67: Caudal en litros por minuto arrojados por el caudalímetro YF-S201 en la interfaz gráfica de STM32CubeMonitor.

# **Capítulo 10: Conclusiones y trabajos futuros**

En este trabajo, se llevó a cabo el cálculo y diseño para la implementación de un sistema eficiente del agua con energías renovables para poder resolver la problemática que tienen ciertos productores de la Patagonia Argentina, partiendo de la necesidad que tienen con el agua para regar sus cultivos, y de la energía eléctrica para desarrollar sus actividades diarias.

Como primera instancia, se pudo observar que los productores extraían agua del río a través de motobombas, para regar sus cultivos, aplicando método de riego muy ineficiente en cuanto al uso de agua, llamado “riego por inundación”. Esto les provocaba que estuvieran siempre bajo la posible amenaza de quedarse sin el recurso hídrico debido a la desertificación ocasionada por la actividad ganadera ovino y caprino de la región, y además, les presentaba un costo elevado de mantenimiento y muchas horas de trabajo muerto; por lo que se decidió reemplazar a este sistema de riego por uno con mayor eficiencia: aplicar un sistema de riego por goteo. Para su implementación, se cambiarían las motobombas por una bomba centrífuga, la cual impulsaría agua a un tanque de reserva, que debido a la distancia que este tiene con respecto al suelo, le generaría la presión necesaria para el riego. Además, se estableció darle autonomía al sistema, ya que el funcionamiento de la bomba se efectuaría de manera automática y no dependería del accionar de las personas. Estos cambios posiblemente traerían muchos beneficios, ya que se logaría tener un ahorro de agua, un aumento en la producción y una reducción en el tiempo de trabajo humano.

Luego, para la alimentación de la bomba como de las demás cargas presentes en la instalación, se determinó la implementación de un sistema híbrido de generación eléctrica, es decir, se planificó la utilización de paneles solares y de un AG para producir esta energía, que permitiría, a los productores no utilizar más los grupos electrógenos y estar dependiendo de estos. Esto, por su parte, les traería beneficios, como la no emisión de ruidos molestos durante el funcionamiento de estos equipos, y a su vez, un ahorro de combustible y mantenimiento que los equipos requieren para su correcto funcionamiento.

En cuanto al sistema de bombeo de agua, se tuvo que tener en cuenta el entorno rural y la presión necesaria para el sistema de riego por goteo, para el diseño del sistema de bombeo de agua, decidiéndose que se utilizarían tuberías de lead, debido a las múltiples ventajas que presentaba con respecto a sus pares. Además, como toda instalación de bombeo de agua, se definieron la utilización de diferentes artefactos como llaves, válvulas, entre otros, que asegurarían el correcto funcionamiento de la instalación. Luego, una vez establecido los requisitos del sistema a desarrollar, y a través de un procedimiento de cálculos, se logró establecer la bomba adecuada para dicha instalación.

Además, se llevó a cabo un análisis de impacto ambiental del proyecto a través de la herramienta llamada matriz de Leopold, donde en ella se introdujeron las acciones impactantes de las etapas del proyecto, con sus respectivos factores impactados, y donde a cada una de las interacciones, se les atribuyó un valor numérico en cuanto a la magnitud e importancia que reflejaban, frente al impacto que producían sobre el medio ambiente. Esto permitió constatar que el proyecto desarrollado presentaba un impacto positivo hacia el medio ambiente, ya que se pudo mejorar muchos aspectos que se venían desarrollando, entre los que se dejó de emitir gases tóxicos debido a la combustión incompleta y ruidos molestos por parte de las motobombas y grupos electrógenos, lo cual generó un cambio muy importante en el modo de vida de las personas, ya que no solo se mejoró la salud de

ellas, sino que también, se les inculcó el cuidado que se tiene que tener hacia el medio ambiente con las actividades que se realizaban.

Por último, para verificar si lo programado sobre el microprocesador STM32F103C8 a través del software STM32CubeIDE, permitiría tener un control sobre la autonomía del sistema, se llevaron a cabo la simulación del mismo, realizándose ensayos de conexión, y que a través del software STM32CubeMonitor, se pudo monitorizar la dinámica del sistema y la lectura de los datos arrojados por el sistema durante su funcionamiento. Esto posibilitó ver que el sistema funcionaba de acuerdo a todo lo planificado, ya que tanto la bomba como el freno, se activaban o no dependiendo del nivel de tensión de las baterías, y por otra parte, que la bomba funcionaba correctamente ya que a través del caudalímetro se obtuvieron diferentes valores de caudal de acuerdo a la manipulación de la válvula esférica. Esto también permitió realizar distintas calibraciones en cuanto a la medición de valores de tensión de baterías, llevando a tener una mayor precisión en la lectura de los datos y así poder aumentar eficiencia energética del sistema.

En términos generales, se logró cumplir el propósito de este proyecto, ya que se contribuyó el acceso a la energía eléctrica y al agua, para estos productores que se encuentran en la Patagonia Argentina, con el fin de fortalecer su producción en frutillas para el autoconsumo y comercialización, permitiendo la inclusión e igualdad de género en jóvenes de comunidades rurales aisladas. Al mismo tiempo, se lograría generar un cambio en el modo de vida de estas personas, ya que se fomenta el desarrollo sustentable y sostenible en cuanto al uso eficiente del agua, capacitaciones en cuanto a operación y mantenimiento de los sistemas de energías renovables, ya que se trató de dos factores fundamentales para la vida de los seres humanos, y que a la hora de obtenerlos, cada vez cuesta más. Por otro lado, esto permitió aportar a la creación, constatación y replicación de conocimientos tecnológicos con aplicaciones socio-productivas para pobladores rurales.

Como propuestas de trabajos futuros sugeridas a partir de esta tesis, se propone:

- Agregar un sensor que detecte movimiento de agua, ya que si se produce un congelamiento del río o vertiente, evitaría que la bomba funcionara en vacío. Para ello, se debería de configurar en STM32 sobre el microprocesador F130C8T6 esta opción.
- Simular operaciones del sistema de riego en el Laboratorio de Tecnologías Apropriadas, montado en la FICA-UNSL.
- Además de los sensores incorporados, realizar el almacenamiento en base de datos para tener datos históricos del sistema y así poder detectar fallas e información para el correcto dimensionamiento del sistema.

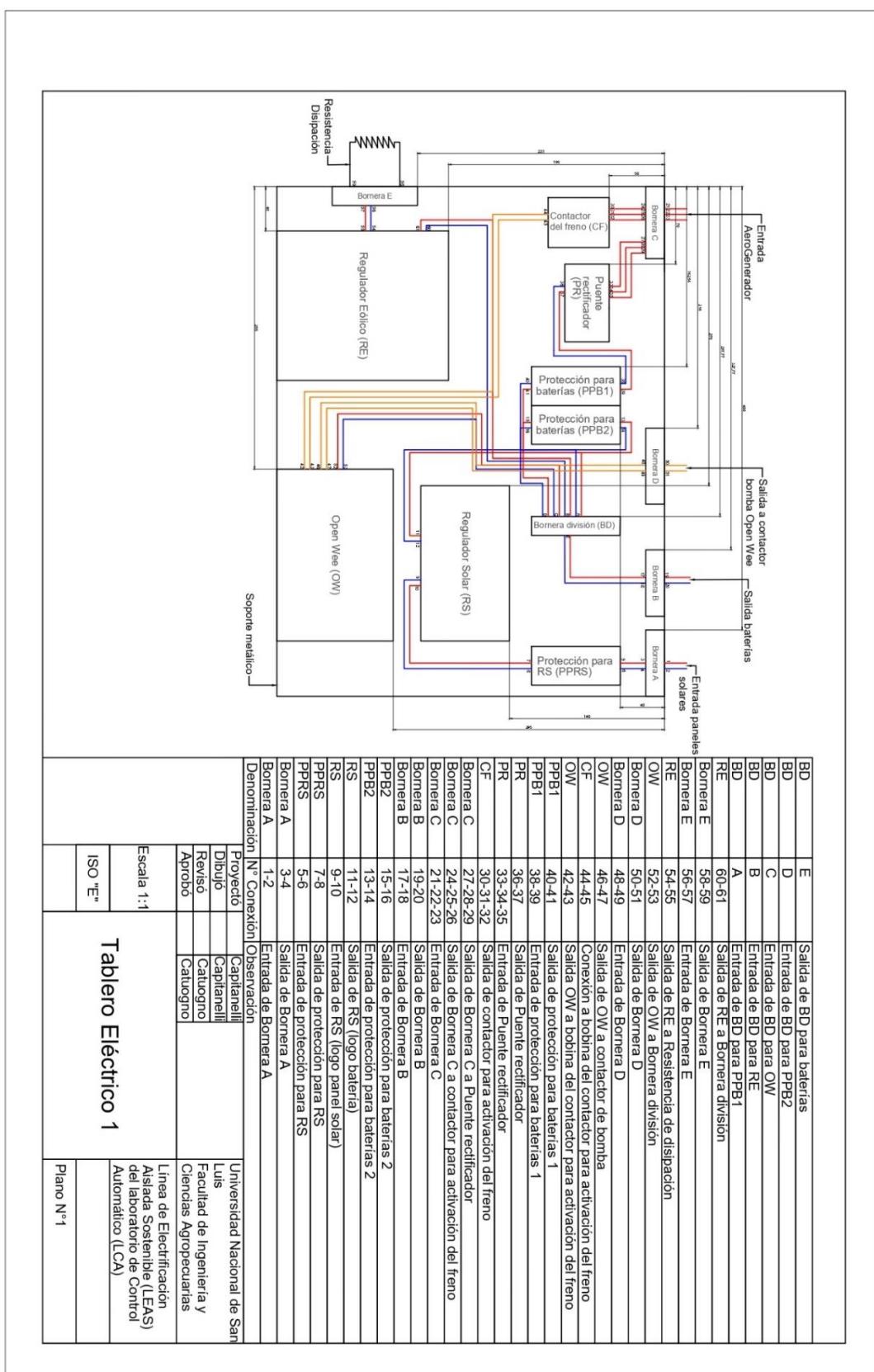
# **Bibliografía**

- [1] G. R. Dr. Ing. Catuogno, «CIENCIA Y TECNOLOGÍA CONTRA EL HAMBRE,» Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación-Argentina, Villa Mercedes, 2020.
- [2] P. E. Demin, «APORTES PARA EL MEJORAMIENTO DEL MANEJO DE LOS SISTEMAS DE RIEGO,» *Sistema de Riego*, pp. 07-19, 2014.
- [3] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, «Argentina.gob.ar,» [En línea]. Available: <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/bosques/composicion-del-suelo#:~:text=Aridisoles,el%20agua%20de%20las%20lluvias..> [Último acceso: 4 Abril 2022].
- [4] C. B. J. A. I. Ludmila La Manna, «ResearchGate,» Noviembre 2020. [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/345693728\\_Suelos\\_volcanicos\\_de\\_la\\_provincia\\_del\\_Chubut](https://www.researchgate.net/publication/345693728_Suelos_volcanicos_de_la_provincia_del_Chubut). [Último acceso: 4 Abril 2022].
- [5] Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública, «PLAN ESTRATÉGICO DE INFRAESTRUCTURA CHUBUT,» Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública, CABA, 2017.
- [6] International University Study Center (IUSC), «Limitación de los recursos convencionales y su problemática,» de *Recursos Energéticos*, pp. 1-10.
- [7] J. E. Ing. Perino y A. A. Ing. Airabell, *Sistemas Fotovoltaicos*, 2018.
  - ]
- [8] G. R. Dr. Ing. Catuogno, «Laboratorio de Tecnologías Apropiadas,» 2 Octubre 2020. [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/guillermocatuogno/home/curso-eet-n20>.
- [9] T. Andrés Blanco, «BBVA,» BBVA Creative, [En línea]. Available: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-la-energia-eolica-la-importancia-del-viento-como-renovable/>.
- [1] A. Arroyo Gutiérrez, M. Mañana Canteli, R. Martínez Torre, J. Mirapeix Serrano y C. Capellán Villacián, «Energía Eólica,» de *Energía y Telecomunicaciones*, Santander, Universidad de Cantabria, 2017, pp. 13-27.
- [1] Global Wind Energy Council, «GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2021,» Bruselas, 2021.
  - 1]
- [1] CAMMESA, «CAMMESA Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.,» 2 Mayo 2021. [En línea]. Available: <https://cammesaweb.cammesa.com/potencia-instalada/>.
- [1] H. Piggott, Manual para la auto construcción de generadores eólicos., 2013.
  - 3]

- [1] E. Villafáfila y F. Wyss , «Riego en Horticultura. Guía para la instalación de Pequeños Sistemas de Riego,» INTA, Misiones, 2009.
- [1] Sodimac Colombia S.A., «HOMECENTER,» [En línea]. Available:  
5] <https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/guias-de-compra/potencia-para-sistemas-hidraulicos-con-bombas-perifericas/#:~:text=Las%20bombas%20perif%C3%A9ricas%20son%20tambi%C3%A9n,anular%20donde%20gira%20el%20impulsor..>
- [1] R. Ing. Guaycochea, F. Ing. Bergoglio, J. M. Ing. Gallardo y C. Medaglia, «Instalaciones con Bombas Centrífugas,» Villa Mercedes, 2018.
- [1] H. R. Galbarro, «Ingemecánica,» [En línea]. Available:  
7] <https://ingemecanica.com/tutorialesemanal/tutorialn192.html>.
- [1] Nuevas Normas ISO, «Nuevas Normas ISO,» 12 Julio 2021. [En línea]. Available:  
8] <https://www.nueva-iso-14001.com/2021/07/matriz-leopold-de-causa-y-efecto-para-la-deteccion-de-aspectos-e-impactos-ambientales/>.
- [1] B. Tito, «Ingeniería Ambiental,» 2 Agosto 2020. [En línea]. Available:  
9] [https://ingenieriaambiental.net/matriz-de-leopold/#Que\\_es\\_la\\_matriz\\_de\\_Leopold\\_modificada\\_en\\_impacto\\_ambiental\\_metodo](https://ingenieriaambiental.net/matriz-de-leopold/#Que_es_la_matriz_de_Leopold_modificada_en_impacto_ambiental_metodo).

# Anexos

## A. Tablero Eléctrico 1



## B. Tablero Eléctrico 2

