



UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO



Facultad de Ingeniería Mecánica Y Eléctrica

IV PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

EXAMEN DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“PROYECTO DE RIEGO POR GOTEO UTILIZANDO
ENERGÍA SOLAR PARA CULTIVO DE FLORES PARA
EXPORTACIÓN EN EL FUNDO HUERTAS, DISTRITO DE
SAYÁN, PROVINCIA DE HUAURA, DEPARTAMENTO DE
LIMA”**

Presentado Por:

Br. CAMPOS VÁSQUEZ, PERCY CRISTIAN

**LAMBAYEQUE – PERÚ
2 018**



**UNIVERSIDAD NACIONAL
PEDRO RUIZ GALLO**

Facultad de Ingeniería Mecánica Y Eléctrica

IV PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

EXAMEN DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“PROYECTO DE RIEGO POR GOTEO UTILIZANDO
ENERGÍA SOLAR PARA CULTIVO DE FLORES PARA
EXPORTACIÓN EN EL FUNDO HUERTAS, DISTRITO DE
SAYÁN, PROVINCIA DE HUAURA, DEPARTAMENTO DE
LIMA”**

Presentado Por:

Br. CAMPOS VÁSQUEZ, PERCY CRISTIAN

Aprobado por el Jurado Examinador

PRESIDENTE :
SECRETARIO :
MIEMBRO :
ASESOR :

**LAMBAYEQUE – PERÚ
2 018**



UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO

Facultad de Ingeniería Mecánica Y Eléctrica

IV PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

EXAMEN DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

TITULO

“PROYECTO DE RIEGO POR GOTEO UTILIZANDO ENERGÍA SOLAR
PARA CULTIVO DE FLORES PARA EXPORTACIÓN EN EL FUNDO
HUERTAS, DISTRITO DE SAYÁN, PROVINCIA DE HUAURA,
DEPARTAMENTO DE LIMA”

CONTENIDOS

CAPITULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACION.

CAPITULO II: MARCO TEORICO.

CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO.

CAPITULO IV: ANALISIS E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CAPÍTULO VI: REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

CAPITULO VII: ANEXOS, PLANOS Y OTROS.

AUTOR: Bach. CAMPOS VÁSQUEZ, PERCY CRISTIAN

PRESIDENTE

SECRETARIO

MIEMBRO

ASESOR

Lambayeque – Perú
2018

DEDICATORIA

Dedico esta tesis con todo amor y cariño a ti Dios que me diste la oportunidad de vivir y de regalarme una maravillosa familia.

Con mucho cariño principalmente a mis padres que han estado conmigo en todo momento y creer en mí, aunque hemos pasado momentos difíciles siempre han estado apoyándome.

A mis hermanos gracias por estar conmigo siempre, los quiero mucho.

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo de suficiencia profesional primeramente me gustaría agradecerle a ti Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado, porque me ayudaste hacer realidad esta meta anhelada.

A la UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO, por acogerme en sus aulas y darme la oportunidad de ser profesional.

A mi asesor de tesis, Ingeniero Percy Edwar Niño Vásquez quien, con sus conocimientos y experiencia, su paciencia y su motivación ha sido posible este trabajo.

Son muchas las personas que han formado parte de mi vida profesional a las que me encantaría agradecerles su amistad, consejos, apoyo, ánimo y compañía en los momentos más difíciles de mi vida, algunas están aquí conmigo y otras en mi recuerdo y en mi corazón, sin importar en donde estén quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado y por todas sus bendiciones, los quiero mucho y nunca los olvidaré.

RESUMEN

El presente examen de suficiencia profesional está orientado al dimensionamiento de un sistema de bombeo fotovoltaico destinado a riego tecnificado por goteo para un cultivo de flores de exportación en el fundo “Huertas” ubicado en el distrito de Sayán, provincia de Huaura, departamento de Lima. Para dicho diseño se consideraron los datos de radiación en la zona de estudio conjuntamente con las necesidades hídricas propias del tipo de cultivo a implementar dando como resultado un sistema fotovoltaico que en el futuro funcionará de manera confiable y con los consecuentes ahorros de combustible dado que actualmente el sistema de bombeo es con motobomba de 5,5 Hp.

Este tema de investigación se inicia en el **Capítulo I** donde se da una breve introducción y se presenta el problema de investigación conjuntamente con el objetivo general y específicos materia del presente estudio.

En el **Capítulo II** se presenta el marco teórico, en donde se explica de manera concisa los aspectos generales teóricos necesarios para comprender el tipo de estudio y los componentes de los sistemas fotovoltaicos y de bombeo. Se trata a demás lo concerniente a los conceptos de radiación solar y se concluye con una breve explicación de la metodología necesaria para la evaluación del proyecto de inversión necesario para sustentar la viabilidad económica de nuestro proyecto.

En el **Capítulo III** se presenta el Marco Metodológico, en donde se mencionan aspectos como el tipo y diseño de investigación, la población y muestra, se formulan las hipótesis del estudio, entre otros.

Posteriormente en el **Capítulo IV** se presenta la propuesta de investigación y se hace una breve descripción del sistema propuesto.

En el **Capítulo V** se realizan los cálculos necesarios para el dimensionamiento de nuestro sistema de bombeo fotovoltaico, en donde, partiendo de las necesidades hídricas mediante el diseño agronómico se determina el caudal de diseño; luego se dimensiona la carga total y posteriormente partiendo de la radiación solar de la zona de estudio se determinan el resto de componentes de

nuestro sistema. Para finalizar el presente capítulo se realiza el análisis económico – financiero.

En el **Capítulo VI** se presentan las conclusiones y se dan las recomendaciones respectivas basadas en la experiencia obtenida en el presente trabajo.

Finalmente se incluyen los anexos en donde principalmente se muestran los planos y especificaciones técnicas de acuerdo a los fabricantes especializados.

ABSTRACT

The present professional proficiency test is oriented to the dimensioning of a photovoltaic pumping system intended for drip irrigation for an export flower crop in the "Huertas" farm located in Sayan district, Huaura province, department of Lima. For this design, the radiation data in the study area were considered together with the water needs of the type of crop to be implemented, resulting in a photovoltaic system that in the future will work reliably and with the consequent savings in fuel given that currently the pumping system is with a 5.5 HP motor pump.

This research topic begins in **Chapter I** where a brief introduction is given and the research problem is presented together with the general objective and specific subject of the present study.

Chapter II presents the theoretical framework, where the general theoretical aspects necessary to understand the type of study and the components of the photovoltaic and pumping systems are explained in a concise manner. It is also concerned with the concepts of solar radiation and concludes with a brief explanation of the methodology necessary for the evaluation of the investment project necessary to sustain the economic viability of our project.

In **Chapter III** the Methodological Framework is presented, where aspects such as the type and design of research, population and sample are mentioned, the hypothesis of the study is formulated, among others.

Later in **Chapter IV** the research proposal is presented and a brief description of the proposed system is made.

In **Chapter V** the necessary calculations are made for the dimensioning of our photovoltaic pumping system, where, starting from the water needs through the agronomic design, the design flow is determined; then the total load is dimensioned and then, starting from the solar radiation of the study area, the rest of the components of our system are determined. To complete this chapter, the economic-financial analysis is carried out.

In **Chapter VI** the conclusions are presented and the respective recommendations are given based on the experience obtained in the present work.

Finally, the annexes are included, where the plans and technical specifications are mainly shown according to the specialized manufacturers.

ÍNDICE

DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
RESUMEN	V
ABSTRACT	VII
INTRODUCCIÓN.....	XIV
CAPÍTULO I.....	1
PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.1. REALIDAD PROBLEMÁTICA.....	1
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.3. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	2
1.5. LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.6. OBJETIVOS	3
1.6.1. Objetivo General	3
1.6.2. Objetivos Específicos	4
CAPÍTULO II.....	5
MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. ANTECEDENTES	5
2.2. ENERGÍA SOLAR.....	7
2.2.1. Energía solar en el mundo.....	7
2.2.2. Energía solar en el Perú.....	7
2.2.3. Energía solar en Lima	8
2.3. RADIACIÓN SOLAR.....	10
2.3.1. Tipos de radiación	10
2.3.2. Medición de radiación Solar.....	11
2.3.3. Horas de Sol Pico (HSP)	13
2.4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	13
2.4.1. Componentes de un sistema fotovoltaico	15
2.4.2. Condiciones de instalación de módulos solares.....	32
2.4.3. Ventajas y desventajas	35
2.4.4. Aplicaciones autónomas.....	36
2.5. BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO.....	39
2.5.1. Configuraciones Típicas de Sistema de Bombeo Fotovoltaico.....	39
2.5.1.1. Bombeo con Motores cc	40

2.5.1.2.	Bombeo con Motores ac	41
2.5.2.	Dimensionado de un Sistema de Bombeo Fotovoltaico	42
2.6.	EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN	42
2.6.1.	Inversión	43
2.6.2.	Horizonte de evaluación	43
2.6.3.	Tasa de interés	43
2.6.4.	Flujos de Cajas	44
2.6.5.	Indicadores	44
2.7.	DEFINICIÓN CONCEPTUAL DE LA TERMINOLOGÍA EMPLEADA	46
CAPÍTULO III.....		49
MARCO METODOLÓGICO.....		49
3.1.	TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	49
3.2.	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	49
3.3.	FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS	50
3.4.	VARIABLES- OPERACIONALIZACIÓN	50
3.5.	MÉTODOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN	52
3.5.1.	Métodos de investigación	52
3.5.2.	Técnicas de investigación	52
3.6.	DESCRIPCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS UTILIZADOS	53
3.7.	ANÁLISIS ESTADÍSTICO E INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS.....	53
CAPITULO IV		55
PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN		55
4.1.	PROPUESTA DE ESTUDIO.....	55
4.2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PROPUESTO	57
CAPITULO V		58
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....		58
5.1.	EVALUACIÓN DE LAS NECESIDADES DE AGUA	58
5.1.1.	Características del terreno	58
5.1.2.	Tipo de cultivo y redes de distribución	58
5.1.3.	Demanda de agua.....	60
5.1.3.1.	Necesidad de agua	60
5.1.3.2.	Efecto de localización	64
5.1.3.3.	Efecto de las condiciones climáticas	64
5.1.3.4.	Necesidades de lavado por aguas salinas (KI):	65
5.1.3.5.	Necesidades diarias de agua de la planta	65
5.1.3.6.	Número de gotero por planta	66

5.1.3.7.	Tiempo de riego.....	67
5.1.3.8.	Número de Sectores.....	67
a)	Número de plantas en total en la superficie (Np):.....	67
b)	Número de planta a regar Simultáneamente (Nprs):.....	67
5.1.3.9.	Caudal de Bombeo	67
a)	Caudal Bombeo (Qb)(caudal de un sector):	67
b)	Caudal Necesario para regar 1 ha de cultivo:.....	68
5.1.3.10.	Resumen de cálculo.....	68
5.2.	DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS Y DERIVACIONES.....	69
5.3.	PÉRDIDAS DE CARGA EN LA INSTALACIÓN.....	72
5.4.	DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE BOMBEO.....	84
5.1.4.	87
5.4.1.	Energía hidráulica requerida por mes (E_h).....	87
5.4.2.	Determinación del mes condicionante	88
5.4.3.	Cálculo de la potencia del campo fotovoltaico	89
5.4.4.	Selección de la bomba.....	91
5.4.5.	Cálculo del arreglo del campo fotovoltaico.....	92
5.4.6.	Cantidad de agua bombeada al año.....	93
5.4.7.	Cálculo de sección del conductor alimentador	94
5.5.	ANÁLISIS ECONÓMICO - FINANCIERO	96
5.6.1.	Inversión y estructura del financiamiento	96
5.6.2.	Flujo de caja proyectado	98
5.6.3.	Rentabilidad del proyecto	100
5.6.4.	Valor Actual Neto (VAN).....	101
5.6.5.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	101
5.6.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	102
CAPÍTULO VI	104
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	104
6.1.	CONCLUSIONES	104
6.2.	RECOMENDACIONES	106
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	107
ANEXOS	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Colores de conductores en Instalaciones FV.....	32
Tabla 2: Descripción de la variable dependiente e independiente.....	51
Tabla 3: Técnicas e instrumentos en la investigación.....	53
Tabla 4: Descripción de equipos propuestos.....	57
Tabla 5: Tabla de Radiación solar extraterrestre en mm/día (Allen et al., 1998).....	62
Tabla 6: Temperaturas y Radiación Solar en la zona del proyecto.....	63
Tabla 7: Valor previo de evapotranspiración inicial en función de la radiación solar.....	63
Tabla 8: Evapotranspiración tomando en cuenta el efecto de localización y condiciones climáticas.	65
Tabla 9: Necesidades diarias de agua de la planta.....	66
Tabla 10: Tiempo de Riego (min).	67
Tabla 11: Cantidad de Sectores.....	68
Tabla 12: Número de plantas en total en la superficie.....	68
Tabla 13: Número de plantas a regar simultáneamente.....	68
Tabla 14: Caudal de Bombeo en un Sector.....	68
Tabla 15: Caudal Necesario para regar una hectárea de cultivo.....	69
Tabla 16: Ramales portagoteros usados.....	71
Tabla 17: Tubería de la línea principal.....	71
Tabla 18: Valores de densidad y viscosidad del agua.....	75
Tabla 19: Rugosidades absolutas de materiales.....	75
Tabla 20: Coeficientes de pérdida de carga, K.....	81
Tabla 21: Coeficientes de pérdida de carga en válvulas parcialmente abiertas.....	81
Tabla 22: Pérdidas de carga localizadas.....	82
Tabla 23: Filtros instalados en el sistema de riego.....	83
Tabla 24: Longitudes equivalentes de pérdida de carga en goteros.....	84
Tabla 25: Resultados para selección de bomba.....	86
Tabla 26: Resultados para selección de bomba.....	86
Tabla 27: Energía hidráulica requerida por mes (Eh).....	88
Tabla 28: Cantidad de agua bombeada al año [m ³].	94
Tabla 29: Costo de Inversión del Proyecto.....	97
Tabla 30: Flujos de caja proyectados en un horizonte de 20 años.....	99
Tabla 31: Tasa Activa Anual.....	100
Tabla 32: Valor Anual Neto del proyecto.....	101
Tabla 33: Tasa Interna de Retorno del proyecto.....	102

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Atlas solar del Perú – Departamento Lima.....	9
Figura 2: Pirheliómetro autocalíbrable de cavidad absoluta.	11
Figura 3: Piranómetro con banda de sombra.....	12
Figura 4: Piranómetro.	12
Figura 5: Curva característica de la H.S.P.	13
Figura 6: Sistema fotovoltaico básico para riego.	14
Figura 7: Curva característica I-V de una célula.	17
Figura 8: Efecto de la intensidad de la radiación.	19
Figura 9: Combinaciones de celdas y curvas resultantes.	20
Figura 10: Conexión de módulos Serie – Paralelo.....	21
Figura 11: Soporte metálico para paneles.	22
Figura 12: Controlador de carga Victron PWM y MPPT.	24
Figura 13: Gama de Baterías de aplicación Solar.	25
Figura 14: Conexión de las Baterías.	28
Figura 15: Inversor de corriente.....	29
Figura 16: Formas de onda de los Inversores.....	30
Figura 17: Inclinación y orientación de un panel solar.....	34
Figura 18: Antenas de comunicación con panel solar.....	36
Figura 19: Electrificación de viviendas.	37
Figura 20: Señalización de vías con energía solar.	37
Figura 21: Electrobombas con paneles solares.	38
Figura 22: Sistema de Bombeo Fotovoltaico.....	39
Figura 23: Sistema de Bombeo Fotovoltaico con Motor-Bomba en Superficie.	41
Figura 24: Ubicación del predio.....	58
Figura 25: Pozo de agua existente.....	59
Figura 26: Ramales de distribución de fondo.....	60
Figura 27: Distribución de Tuberías y derivaciones.....	72
Figura 28: Diagrama de Moody.....	78
Figura 29: Panel solar empleado.....	92

INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la demanda de energía a nivel mundial va a la par con el incremento de las emisiones de CO₂, los cuales ha llevado a niveles alarmantes de emisiones. Debido a ello se hace necesario buscar soluciones inmediatas y a mediano plazo del problema de la contaminación a nivel mundial.

El Perú, dado a la firma del protocolo de Kyoto, incentiva continuamente la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, mediante bonificación por tonelada de CO₂ no emitida. De igual forma, el Decreto Legislativo N°1002 “declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables (RER)”, dentro de las cuales, destaca la energía fotovoltaica.

En el presente trabajo se realiza el diseño de un sistema fotovoltaico accionar un motor-bomba con la finalidad de permitir el riego de una parcela de una hectárea aproximadamente en la cual se destinará la siembra de flores de exportación. La finalidad es de implementar un sistema fotovoltaico autónomo que reemplace la utilización de combustibles fósiles para realizar las mismas labores. La implementación de este sistema nos permitirá mejorar la calidad de vida de las personas y permitirá disminuir las emisiones de CO₂ hacia la atmosfera, y además contribuiremos con la protección del medio ambiente.

CAPÍTULO I

PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. REALIDAD PROBLEMÁTICA

El fundo en donde se implementará nuestro sistema de riego se encuentra ubicado en el distrito de Sayán, provincia de Huaura, departamento de Lima; cuya propietaria es la señora Rosa María Huertas Cárdenas, quien lleva muchos años en este lugar y que hasta finales del año 2017 utilizaba una motobomba para el riego de su plantación. Este sistema le permitía cubrir la demanda hídrica de su cultivo, pero a su vez tenía que convivir a diario con el constante ruido en su funcionamiento y la continua emisión de gases contaminantes al ambiente; y lo más importante es que este sistema generaba mucho gasto de dinero en el consumo de combustible (gasolina).

Este tipo de sistema de bombeo utilizando combustibles fósiles se debe principalmente a que en la zona no hay la presencia de redes de distribución de energía eléctrica en baja tensión (BT); solo a unos 10 Km del fundo pasa una red primaria de media tensión en 22,9 KV.

Siendo el servicio eléctrico una necesidad primordial en muchas familias de nuestra región y país, se propuso al propietario del fundo aprovechar la generación de electricidad haciendo uso de energías renovables, como lo es la energía solar ya que se pudo observar que en la zona hay una gran radiación solar.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿El uso de la energía solar será viable técnica y económica para el funcionamiento de un sistema fotovoltaico que accionará un motor-bomba de alta eficiencia para riego tecnificado en reemplazo del sistema convencional con motobomba?

1.3. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El trabajo de investigación se realizó en el fundo “Huertas” ubicado en el distrito de Sayán, provincia de Huaura, departamento de Lima, propiedad de la Sra. Rosa María Huertas Cárdenas.

El fundo “Huertas” es una parcela de aproximadamente una hectárea, donde se cultiva principalmente flores para exportación.

La duración de la investigación fue en un tiempo de 5 meses, en la que participaron el dueño del fundo y el autor del presente trabajo de investigación.

1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

El trabajo de investigación se justifica ya que, en la actualidad, en muchos lugares de nuestra región y país; aún se sigue utilizando formas ineficientes de utilización de la energía para el regadío de sus parcelas. A este problema no se le está dando la debida importancia porque en su mayoría se desconoce las diferentes formas alternativas de generar electricidad; más aún el uso de energías renovables como una manera de aprovecharlas para satisfacer esta necesidad.

Es así que el presente trabajo de investigación contribuirá con el desarrollo socioeconómico de la familia de la Sra. Rosa María Huertas Cárdenas, mejorando su calidad de vida. Cabe resaltar que una de las finalidades de

esta investigación es crear conciencia del gran impacto ambiental que conlleva el uso de combustibles fósiles y sus derivados a nuestro planeta.

Así mismo este trabajo de investigación servirá como una guía para los estudiantes de la facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, el cual les permitirá motivarse en la investigación de energías renovables y así ampliar sus conocimientos.

Además, el desarrollo del presente proyecto permitirá al autor en lo personal cumplir con una etapa más de su formación profesional, como es obtener el título de Ingeniero Mecánico Electricista.

1.5. LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN

Escasa información de los diferentes gastos de dinero utilizando el sistema de generación eléctrica con combustible (gasolina), ya que no cuenta con registros de consumo del generador.

La poca información relevante a los datos agronómicos del tipo de cultivo a implementar, necesaria para el dimensionamiento del sistema de bombeo fotovoltaico.

1.6. OBJETIVOS

1.6.1. Objetivo General

Desarrollar una metodología para el dimensionamiento de un sistema de riego por goteo accionado por sistema fotovoltaico (SFV) autónomo y motor-bomba de alta eficiencia para el cultivo de flores para exportación en el fundo Huertas, distrito de Sayán, provincia de Huaura, departamento de Lima.

1.6.2. Objetivos Específicos

- a) Determinar los valores de radiación solar disponible en el área de influencia del proyecto.
- b) Calcular las necesidades de agua de la plantación para posteriormente determinar el caudal de diseño del proyecto.
- c) Seleccionar el tamaño de los componentes electromecánicos del proyecto.
- d) Determinar los costos del proyecto y su rentabilidad económica.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES

Contexto Internacional

Existen varios proyectos innovadores los cuales utilizan paneles solares para riego tecnificado.

Es así que **Ignacio García Ruiz**; en su tesis de Ingeniería "*Instalación de Riego Fotovoltaico de 4 ha de Olivar en Calahorra*" realizó un estudio regar cuatro hectáreas de Olivos con energía fotovoltaica y utilizando riego tecnificado (goteo).

El autor de este trabajo determinó un sistema de aprovechamiento que utiliza 10 módulos fotovoltaicos de 175 Wp dota de energía a un motor-bomba y conjuntamente con infraestructura de riego tecnificado provee del líquido elemento a plantaciones de Olivos.¹

Así mismo **Eduardo Su Aguilar** en su tesis de ingeniería titulada "*Proyecto de Riego por Goteo Utilizando Energía Solar para el Cultivo de Aguacate en la Finca Ojo de Agua en la localidad de San Francisco Libre*"; realiza un estudio que consiste en solucionar el problema del suministro de agua para el cultivo de aguacates (paltas) en dicha localidad, para lo cual utiliza energía solar fotovoltaica.

¹ Ignacio García Ruiz, "Instalación de Riego Fotovoltaico de 4 ha de Olivar en Calahorra" (Tesis de Ingeniería, Universidad Pública de Navarra, 2011).

El estudio, además nos permite visualizar que es posible utilizar con éxito fuentes alternativas de energía eléctrica, para ayudar a la conservación del medio ambiente.²

Contexto Nacional

Carolina Barreto; en su proyecto de Libro Digital denominado “Riego por goteo con Bombeo Fotovoltaico” hace un recuento de apuntes de clases, tesis y avances de investigación (papers) peruanos acerca del riego por goteo utilizando energía fotovoltaica explicando las experiencias de investigadores hechas en el ámbito nacional.³

Contexto Local

El Ing. **Jony Villalobos Cabrera**; en su tesis de maestría titulado “Plan maestro de electrificación rural con energía fotovoltaica en la región Lambayeque”; hace un estudio de electrificación con energía solar para el establecer un Plan Maestro de Electrificación Rural con Energía Fotovoltaica como instrumento de Planificación Técnica Económica para localidades remotas no electrificadas, las cuales quedan fuera del plan de electrificación por ampliación de redes convencionales.

² Eduardo Su Aguilar, “Proyecto de Riego por Goteo Utilizando Energía Solar para el Cultivo de Aguacate en la Finca Ojo de Agua en la localidad de San Francisco Libre” (Tesis de Ingeniería, Universidad Nacional de Ingeniería, Nicaragua, 2012).

³ Carolina Barreto, “Riego por goteo con Bombeo Fotovoltaico” (Proyecto de Libro Digital, Perú, 2011).

2.2. ENERGÍA SOLAR

2.2.1. Energía solar en el mundo

La Energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años, impulsada por la necesidad de asumir los retos que en materia de generación de energía se presentan.

Este crecimiento se ha producido gracias a los mecanismos de fomento de algunos países, que, como España, han propiciado un gran incremento de la capacidad global de fabricación, distribución e instalación de esta tecnología.

A finales de 2010, la potencia acumulada en el mundo era de aproximadamente 40.000 MWp según datos de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), de los cuales cerca de 29.000 MWp, un 72%, se localiza en la Unión Europea. Para los próximos años se espera que el continuo crecimiento de la última década a nivel mundial se mantenga.⁴

2.2.2. Energía solar en el Perú

La energía solar es el recurso energético con mayor disponibilidad en casi todo el territorio Peruano. En la gran mayoría de localidades del Perú, la disponibilidad de la energía solar es bastante grande y bastante uniforme durante todo el año, comparado con otros países, lo que hace atractivo su uso. En términos generales, se dispone, en promedio anual, de 4-5 Kw.h/m² día en la costa y selva y de 5-6 Kw.h/m² día, aumentando de norte a sur. Esto implica que la energía solar incidente en pocos

⁴ Suelo solar, Situación actual de la energía solar fotovoltaica en el mundo según el Plan de Energías Renovables PER 2011-2020. <http://www.suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=6209>

metros cuadrados es, en principio, suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de una familia. El problema es transformar esta energía solar en energía útil y con un costo aceptable.

La energía solar se puede transformar con facilidad en calor: de hecho, cualquier cuerpo, preferentemente de color negro, absorbe la energía solar y la transforma en calor, que puede ser usado para calentar ambientes, calentar agua (termas solares), secar diversos productos, cocinar, etc.

Por otro lado, con los paneles fotovoltaicos, o simplemente llamados “paneles solares”, se puede transformar la energía solar directamente en electricidad. La fabricación de los paneles fotovoltaicos requiere alta tecnología y pocas fábricas en el mundo (en países desarrollados) lo hacen, pero su uso es sumamente simple y apropiado para la electrificación rural, teniendo como principal dificultad su (todavía) alto costo.⁵

2.2.3. Energía solar en Lima

La energía solar en Lima actualmente se aprovecha en forma individual en algunos hogares aislados, mediante el uso de paneles fotovoltaicos, cuyo uso básico es para el alumbrado domiciliario y alimentación de equipos de radio y televisión.

La Energía Fotovoltaica, convierte directamente la luz que recibimos del sol en electricidad, gracias al efecto fotoeléctrico del silicio que compone los módulos fotovoltaicos.

⁵ Universidad Nacional de Ingeniería, Los retos energéticos del Perú, El estado actual del uso de la energía solar en el Perú.
<http://fc.uni.edu.pe/mhorn/Energia%20solar%20en%20Peru%20perueconomico.pdf>

El "Atlas Solar del Perú" fue desarrollado por la MEM/DEP (ahora DPR) y SENAMHI (Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología) en junio del 2003. El Atlas fue desarrollado como parte del "Proyecto PER/98/G31: Electrificación Rural a Base de Energía Fotovoltaica en el Perú" financiado por el Fondo del Medio Ambiente Mundial (GEF), a través del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). El atlas indica una elevada radiación solar anual en la Sierra de aproximadamente 5.5 a 6.5 Kw.h/m², y 5.0 a 6.0 Kw.h/m² en la Costa y en la Selva de aproximadamente 4.5 a 5.0 Kw.h/m².

De acuerdo a la información obtenida de la NASA (promedio mensual de insolación incidente sobre una superficie horizontal del periodo Julio 1983 -Junio 2005) indica que los valores medios anuales varía de 4.08 a 5.18 Kw/m²/día.

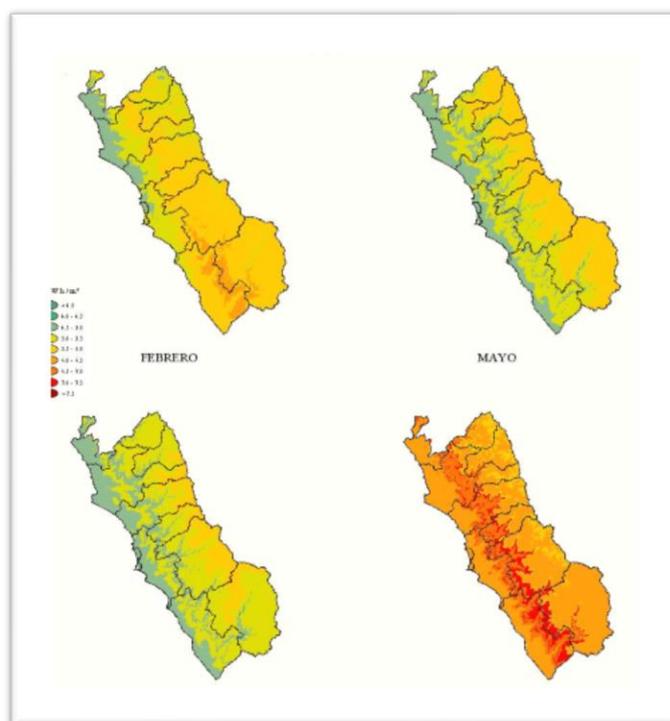


Figura 1: Atlas solar del Perú – Departamento Lima.⁶

⁶ Fuente: Atlas de Energía Solar del Perú.

2.3. RADIACIÓN SOLAR

Se refiere al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol; el sol se comporta prácticamente como un Cuerpo negro que emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 K. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, pues las ondas ultravioletas, más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatio por metro cuadrado).

2.3.1. Tipos de radiación

En función de cómo reciben la radiación solar los objetos situados en la superficie terrestre, se pueden distinguir estos tipos de radiación:

Radiación directa: Es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

Radiación difusa: Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, que se denomina difusa, va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto

a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.

Radiación global: Es la radiación total. Es la suma de las tres radiaciones.

La presencia de superficies reflectantes, las superficies claras son más reflectantes, de allí que la radiación reflejada sea mayor en invierno por efecto de la nieve, que en verano (absorción del terreno).

2.3.2. Medición de radiación Solar

Los medidores de radiación solar le ayudan a la hora de seleccionar la ubicación o de comprobar módulos fotovoltaicos. Existen varios Instrumentos para medir los parámetros.

Medida de radiación directa: Se realiza con un instrumento denominado pirheliómetro. Mide la radiación solar, en función de la concentración de un punto de luz. Utilizan generalmente termopilas como detectores. Se emplean para un registro continuo de la radiación solar.



Figura 2: Pirheliómetro autocalíbrable de cavidad absoluta.⁷

⁷Fuente:<http://www.profesaulosuna.com/data/files/energia%20renovables/instr%20er/unidad%20ii%20er.pdf>

Medición de la radiación difusa: Para medir la radiación difusa (o la radiación solar procedente de la dispersión de los rayos por los constituyentes atmosféricos) también se puede emplear lo piranómetros. Para eliminar que la componente directa de la radiación incida sobre el sensor, se instala un sistema que consiste en una banda o un disco parasol que evita la radiación solar directa del mismo.



Figura 3: Piranómetro con banda de sombra.⁸

Medida de la radiación global: Para este caso se emplea el piranómetro, también llamado solarímetro y actinómetro, es un instrumento con el que se mide la radiación solar global (difusa y directa), que se recibe en todas las direcciones, pero que usualmente se usa para medir la que se recibe sobre una superficie horizontal. Es un instrumento sencillo que no requiere la incorporación de mecanismos de seguimiento solar.



Figura 4: Piranómetro.⁹

⁸Fuente:<http://www.profesaulosuna.com/data/files/energia%20renovables/instr%20er/unidad%20ii%20er.pdf>

⁹ Fuente: <https://es.wikipedia.org/wiki/Piran%C3%B3metro>

2.3.3. Horas de Sol Pico (HSP)

Las horas de sol pico es el número de horas por día cuando la insolación arroja los 1000 Watt en un área de (01) un m^2 en un día. Se puede notar que cuando la Irradiancia se expresa en $Kw.h/m^2$ es numéricamente similar a las H.S.P. Este concepto es importante, ya que junto con un factor de pérdidas ayuda a estimar la potencia producida por los paneles fotovoltaicos. La distribución de la radiación a lo largo del día y el concepto de horas pico de sol se muestran en la figura 05.

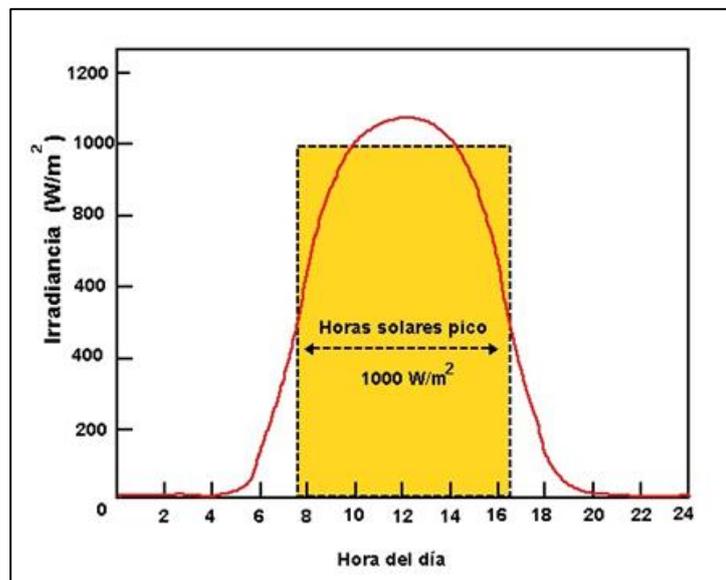


Figura 5: Curva característica de la H.S.P.¹⁰

2.4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los Sistemas Fotovoltaicos (SFV) transforman la radiación solar en energía eléctrica permitiendo abastecer una amplia variedad de consumos.

El Instituto para la Diversidad y Ahorro de la Energía, define a los Sistemas Fotovoltaicos como un conjunto de elementos capaces de suministrar electricidad para cubrir las necesidades planteadas, a partir de la energía

¹⁰ Fuente: "Selección de sistemas fotovoltaicos". Autor: Miguel Ángel Hadzich Marín.

solar. Sostiene también que un Sistema Fotovoltaico (SFV), consiste en la integración de varios componentes que, con una o más funciones específicas, pueden suplir la demanda eléctrica impuesta por la carga, usando como combustible la energía solar.

La capacidad de generación de un SFV depende de su tamaño y del recurso solar disponible en el lugar de su instalación. Los SFV se diseñan de tal manera que la energía que deben generar debe ser equivalente a la requerida por los consumos conectados. En la mayoría de los casos el cálculo debe realizarse para el mes de peor nivel de insolación (invierno).

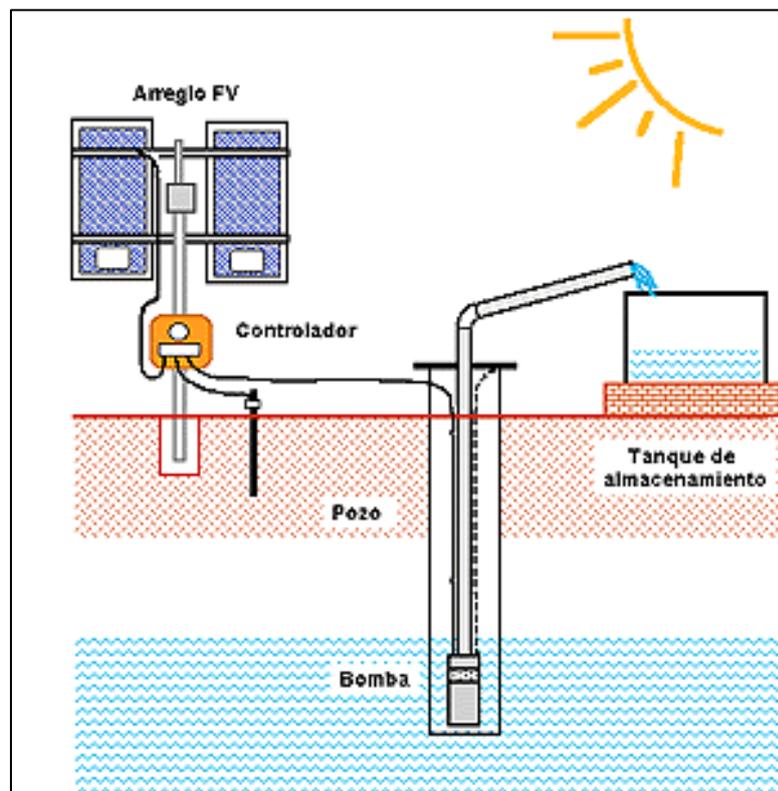


Figura 6: Sistema fotovoltaico básico para riego.¹¹

¹¹ Fuente: Eduardo Su Aguilar, "Proyecto de Riego por Goteo Utilizando Energía Solar para el Cultivo de Aguacate en la Finca Ojo de Agua en la localidad de San Francisco Libre" (Tesis de Ingeniería, Universidad Nacional de Ingeniería, Nicaragua, 2012).

2.4.1. Componentes de un sistema fotovoltaico

Los componentes de un sistema fotovoltaico aislado son:

2.4.1.1. Generador fotovoltaico o campo de paneles

Es el elemento captador de energía, que recoge la radiación solar y la transforma en energía eléctrica. Está formado por un conjunto de paneles o módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo, que deben proporcionar la energía necesaria para el consumo.

a) Tipos de celdas

Una célula solar también llamada celda fotovoltaica es un dispositivo capaz de convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica. La palabra fotovoltaica se compone de dos términos: Foto= Luz, Voltaica= Electricidad.

Existen tres tipos de celdas; dependiendo su diferenciación según el método de fabricación:

Las de silicio monocristalino: Son celdas densamente cristalinas que se obtienen a partir de barras cilíndricas de silicio Mono cristalino producidas en hornos especiales. Las celdas se obtienen por cortado de las barras en forma de obleas cuadradas delgadas (0,4- 0,5 mm de espesor). Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es superior al 12%.

Las de silicio policristalino: Son celdas densamente cristalinas que se obtienen a partir de bloques de silicio obtenidos por fusión de trozos de silicio puro en moldes especiales. En los moldes, el

silicio se enfría lentamente, solidificándose. En este proceso, los átomos no se organizan en un único cristal.

Se forma una estructura policristalina con superficies de separación entre los cristales. Estas celdas son menos caras para fabricar y menos eficientes que las celdas simples de cristal de silicio. Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es algo menor a las de silicio Monocristalino.

b) Curvas características de las celdas fotovoltaicas

En ellas se podrá observar el comportamiento tanto del voltaje como la corriente en un panel fotovoltaico.

Curva de corriente vs tensión (curva I-V): La representación típica de la característica de salida de un dispositivo fotovoltaico (celda, módulo, sistema) se denomina curva corriente tensión. La corriente de salida se mantiene prácticamente constante dentro del rango de tensión de operación y, por lo tanto el dispositivo se puede considerar como una fuente de corriente constante en este rango. Ambos parámetros de operación (I, V), están determinados por la radiación solar incidente, por la temperatura ambiente, y por las características de la carga conectadas al mismo. La siguiente ecuación representa todos los pares de valores (I/V) en que puede trabajar una célula fotovoltaica.

$$I = I_{CC} \left[1 - e^{\frac{-e(V_{CA}-V)}{mKT}} \right] \dots\dots(1)$$

Dónde:

I_{CC}: es la corriente de cortocircuito.

V_{CA} : es la tensión de circuito abierto.

V : es la tensión de operación del panel.

e : es la carga del electrón.

m : es un parámetro constructivo de la célula, normalmente=1

K : es la constante de Boltzman.

T : temperatura en K.

La característica I-V de una célula tendrá la siguiente forma:

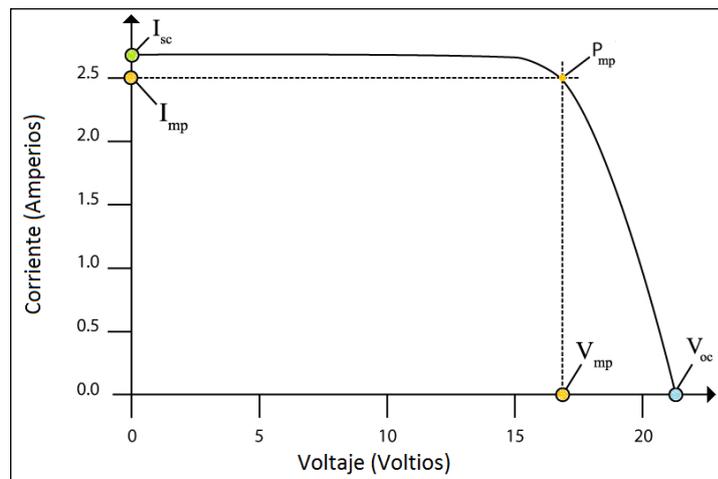


Figura 7: Curva característica I-V de una célula.¹²

Donde, los valores trascendentes de esta curva son:

La corriente de cortocircuito (I_{cc}): Es la máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y consecuentemente a potencia nula.

Tensión de circuito abierto (V_{ca}): Es la máxima tensión que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de

¹² Fuente: http://www.catalogosolar.mx/centro-de-informacion/informacion-solar-basica/19_curso-breve/21-4-curva-de-corriente-vs-tension-curva-i-v

radiación y temperatura correspondiendo a circulación de corriente nula y consecuentemente a potencia nula.

Potencia Pico (P_{mp}): Es el máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo. Corresponde al punto de la curva en el cual el producto ($V \cdot I$) es máximo.

Corriente a máxima potencia (I_{mp}): Es la corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Se utiliza como corriente nominal del mismo.

Tensión a máxima potencia (V_{mp}): Es la tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Se utiliza como tensión nominal del mismo.

Factores ambientales sobre la característica de salida del dispositivo: La salida de los paneles fotovoltaicos depende en gran medida de los factores ambientales. Por lo que a continuación se estudiará el comportamiento del panel solar ante estos factores.

Efecto de la intensidad de radiación solar:

El resultado de un cambio en la intensidad de radiación es una variación en la corriente de salida para cualquier valor de tensión.

La corriente varía con la radiación en forma directamente proporcional. La tensión se mantiene prácticamente constante como lo muestra la figura 08.

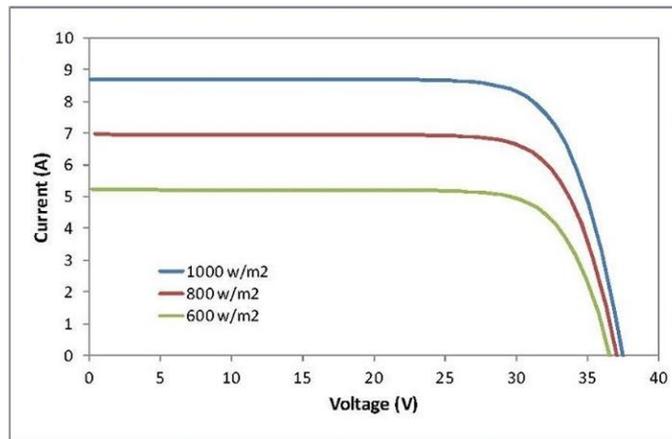


Figura 8: Efecto de la intensidad de la radiación.¹³

Efecto de la temperatura:

El principal efecto provocado por el aumento de la temperatura del módulo, es una reducción de la tensión en forma directamente proporcional.

Existe un efecto secundario dado por un pequeño incremento de la corriente para valores bajos de tensión como lo muestra la figura 08. Es por ello que para lugares con temperaturas ambientes muy altas son aptos módulos que poseen mayor cantidad de celdas en serie para que los mismos tengan la suficiente tensión de salida para cargar baterías.

La tensión en el punto de máxima potencia de salida para una celda es de aproximadamente 0,5 volts a pleno sol. La corriente que entrega una celda es proporcional a la superficie de la misma y a la intensidad de la luz. Es por ello que para lograr módulos con corrientes de salida menores se utilizan en su fabricación tercios, cuartos, medios, etc. de celdas.

¹³ Fuente: <http://www.catalogosolar.mx/centro-de-informacion/informacion-solar-basica/19-curso-breve/21-4-curva-de-corriente-vs-tension-curva-i-v>

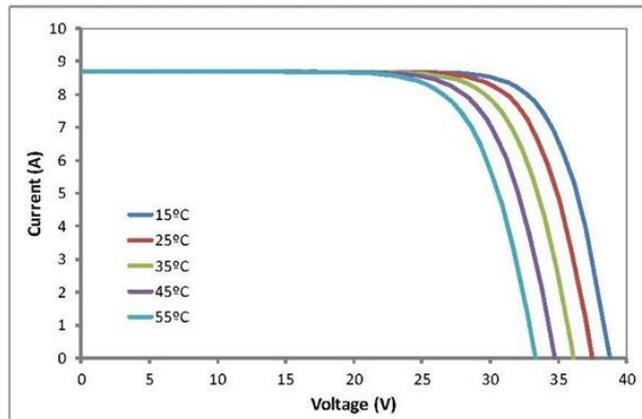


Figura 9: Combinaciones de celdas y curvas resultantes.¹⁴

c) Conexión de los Módulos Fotovoltaicos

Puede efectuarse previa a su fijación en la estructura, o bien con estos ya instalados. En cualquier caso, el objetivo principal es preparar eléctricamente el Campo FV, dejando dispuestos los terminales principales: positivos y negativos, que identifican el circuito generador FV principal.

Para evitar errores en la conexión, sobre todo en configuraciones serie - paralelo de módulos (Ver figura 10), se recomienda el uso de planos o esquemas que tengan en cuenta tanto su disposición final como su cableado; este último se debe realizar siguiendo las indicaciones presentes en las cajas de conexiones de los módulos. En campos FV con un número considerable de módulos, las cajas de conexiones se utilizan para el conexionado en serie; el cableado en paralelo de las filas de módulos en serie (usualmente formando paneles), se realiza en una caja de conexiones principal (distinta a la de cualquier modulo).

¹⁴ Fuente: <http://www.catalogosolar.mx/centro-de-informacion/informacion-solar-basica/19-curso-breve/21-4-curva-de-corriente-vs-tension-curva-i-v>

La utilización de la caja de conexión principal facilita el mantenimiento, ya que se debe ubicar en algún lugar de fácil acceso; en estas cajas se incorporan usualmente: los diodos de bloqueo, los descargadores de tensión, los fusibles, entre otros.

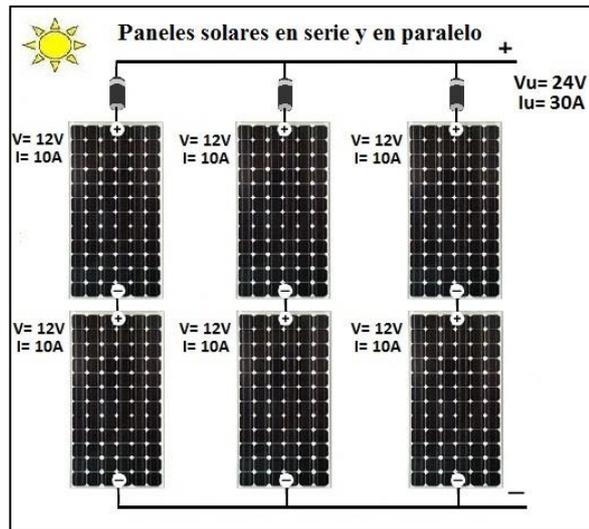


Figura 10: Conexión de módulos Serie – Paralelo.¹⁵

d) Estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos

El óptimo aprovechamiento de la Energía Solar, requiere que los elementos captadores (módulos fotovoltaicos), dispongan de la inclinación y la orientación adecuada, como se observa en la Figura 11. Aun lado a lo anterior, las superficies ocupadas por el número de módulos necesarios dificulta su integración a edificaciones existentes, considerando los efectos perjudiciales que el sombreado (incluso parcial) de los módulos ejerce sobre la generación, haciendo necesaria la inclusión de una estructura de soporte.

¹⁵ Fuente: <http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

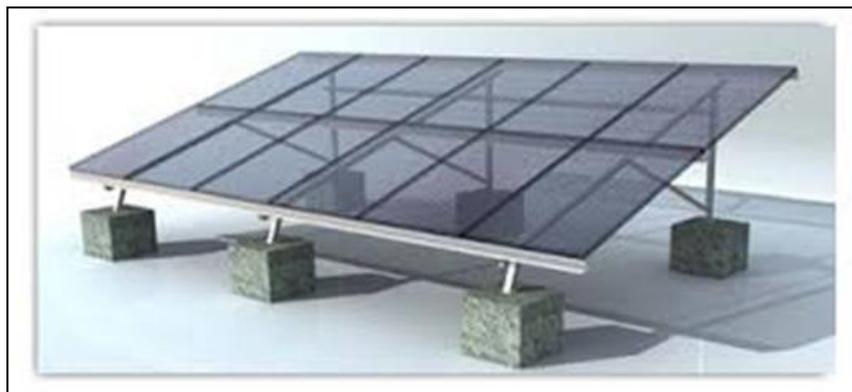


Figura 11: Soporte metálico para paneles.¹⁶

2.4.1.2. Controlador de carga

El controlador o regulador de carga asegura que la batería funcione en condiciones apropiadas, evitando la sobrecarga y sobre descarga de la misma, fenómenos ambos muy perjudiciales para la vida de la batería.

a) Tipos de controladores

En toda instalación fotovoltaica aislada existen dos tipos de reguladores de carga solares: los PWM y los MPPT. Ambos se encargan de lo mismo, controlar el flujo de energía entre el campo fotovoltaico y las baterías.

Controlador (o regulador) PWM: Un regulador PWM (Modulación por anchura de pulsos) sólo dispone en su interior de un Diodo, por tanto el campo fotovoltaico funciona a la misma tensión que las baterías. La energía a un lado y al otro del regulador es la misma, con los valores de tensión y corriente iguales también.

¹⁶ Fuente: Propia del investigador

Esto hace que los módulos no trabajen en su punto de máxima potencia, sino en el que impone la batería según su estado de carga, produciendo una pérdida de potencia, que puede llegar hasta el 25 - 30%.

El regulador PWM es capaz de llenar por completo la batería gracias a que introduce la carga de forma gradual, a pulsos de tensión, en la fase de flotación, fase de llenado último de la batería. Así, la corriente se va introduciendo poco a poco hasta que la batería se llena de manera óptima y estable.

Controlador (o regulador) MPPT: Un regulador MPPT o maximizador solar dispone, además del diodo de protección, de un convertidor de tensión CC-CC y de un seguidor del punto de máxima potencia. Esto le permite dos cosas:

El convertidor de tensión CC-CC (de alta tensión en el campo fotovoltaico a baja tensión en las baterías) permite trabajar a tensiones diferentes en el campo fotovoltaico y en las baterías.

El seguidor del punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés) adapta la tensión de funcionamiento en el campo fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia.

Por tanto, en un regulador MPPT la energía que entra y sale del regulador es la misma, al igual que en los reguladores PWM, pero la tensión y la corriente son diferentes a un lado y a otro. Con ello se consigue aumentar la tensión del panel solar y aumentar la producción solar en hasta un 30% respecto a los reguladores PWM, aunque también son más caros los MPPT.



Figura 12: Controlador de carga Victron PWM y MPPT.

b) Características del Controlador de carga

Para definir o caracterizar completamente un Regulador se deben especificar:

Tensión Nominal: el valor más común es 12 V, aunque existen modelos que permiten su selección manual o automática en un rango habitual entre 12 y 48 V.

Intensidad Nominal: define a la corriente procedente del Campo FV que puede manejar el Regulador.

2.4.1.3. Baterías

La batería es el elemento que almacena la energía durante las horas en la que hay radiación solar para entregarla durante la noche o en días nublados. Además es un dispositivo capaz de transformar energía potencial química en energía eléctrica. El tamaño del banco de baterías depende de la distribución de días claros y nublados correspondientes al lugar de la instalación, siendo su capacidad aproximada igual a un valor entre 4 y 8 veces el consumo diario.



Figura 13: Gama de Baterías de aplicación Solar.

La incorporación de Baterías en un sistema FV permite:

Dotar al sistema de una fuente eléctrica independiente de las condiciones de Radiación Solar existente; así como también dar autonomía al servicio eléctrico durante los periodos de inactividad de los módulos, mediante el uso de la energía almacenada.

Fijar una tensión de referencia, para establecer en los módulos un punto de trabajo óptimo, y estabilizar su valor para los elementos de consumo.

a) Características de la Batería

Los parámetros que caracterizan a las baterías, son:

Capacidad: Se expresa en Amperios por hora (Ah). Determina la cantidad de energía eléctrica que se puede suministrar bajo determinadas condiciones. El rango comercial oscila entre 50 y 4000A.h.

Tensión: La Batería se considera como una fuente de C.C. Los valores comerciales se encuentran en el rango de 2 a 12 V, siendo el último valor el más usado.

Estado de carga: Relación porcentual entre la capacidad disponible y la total.

Profundidad de descarga: Relación porcentual entre la capacidad útil y la total.

Ciclaje: Los procesos cíclicos de carga y descarga de la Batería determinan su vida útil. Sin embargo, el fabricante suele especificar el tiempo de vida mediante el número de ciclos de carga – descarga, a los que la Batería estará sometida.

b) Tipos de baterías

Existen diferentes tipos de baterías solares en el mercado. Veamos un poco acerca de las baterías para aplicaciones en energías renovables:

Baterías Líquidas

Este tipo de batería tiene una capacidad de almacenamiento mayor. Se les llama baterías líquidas porque funcionan a altas temperaturas para que electrolito y electrodos permanezcan en estado líquido, son necesarios alrededor de 500 grados centígrados para propiciar esta situación. Además de ser muy económicas, presentan menos problemas cuando se sobrecargan y tiene mayor durabilidad.

Baterías tipo VRLA

La batería VRLA – Valve Regulated Lead Acid battery, en español ácido-plomo regulada por válvula es otro tipo de batería de plomo recargable. No se encuentran completamente selladas pero contienen una tecnología que recombinan el oxígeno e hidrógeno que sale de las placas durante la carga y así eliminan la pérdida de

agua si no son sobrecargadas, además son de las únicas que pueden transportarse en avión. Estas a su vez se dividen en:

Baterías de Gel: Que como su nombre lo indica el ácido que contiene está en forma de gel, lo que impide que se pierda líquido. Otras ventajas de este tipo de batería son; funcionan en cualquier posición, se reduce la corrosión, son resistente a temperaturas bajas y su vida útil es mayor que en las baterías líquidas. Entre algunas de las desventajas de este tipo de batería está que son muy delicadas para cargar y su alto precio.

Baterías tipo AGM: En inglés-Absorbed Glass Mat- en español Separador de Vidrio Absorbente, cuentan con una malla de fibra de vidrio entre las placas de la batería, que sirve para contener el electrolito. Este tipo de batería son muy resistentes a bajas temperaturas, su eficiencia es de 95%, puede funcionar a alta corriente y en general tiene una buena relación costo por vida útil.

c) Conexión de las baterías

La conexión entre Baterías, como se indica en la figura 14, obedece a los requerimientos de tensión y capacidad de acumulación particulares de cada instalación (serie, paralelo o mixto).

Se puede considerar que existen dos grupos de Baterías; ambos disponen de bornes aptos para una conexión estándar: el primero tiene un sistema de conexión propio, especialmente diseñado para la Batería, este grupo se caracteriza por la flexibilidad de la conexión; caso contrario del segundo (libre mantenimiento) que presentan una conexión rígida, en el que tanto la situación de los

acumuladores, como la de sus elementos de interconexión, están predefinidos y son únicos (o insustituibles). Una ventaja este grupo es la fiabilidad y facilidad de montaje, ya que es el fabricante quien aporta la solución práctica de la conexión.

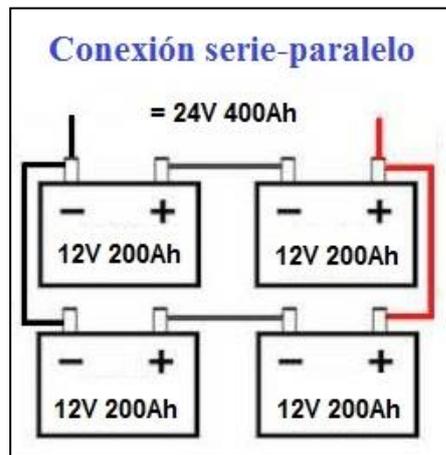


Figura 14: Conexión de las Baterías.

2.4.1.4. Convertidor o Inversor

Es el encargado de convertir la electricidad continua que produce el conjunto paneles-baterías en tensión de alimentación acta para la carga. Los de inversores son de continua-alterna (DC/AC).

Los convertidores CC/CA, denominados inversores u onduladores, permiten producir una tensión alterna de frecuencia variable a partir de una fuente de tensión continua.



Figura 15: Inversor de corriente.¹⁷

a) Características del convertidor

Tensión Nominal: Tensión que se debe aplicar a los terminales de entrada.

Potencia Nominal: Potencia que puede suministrar el Inversor de forma continua, su rango comercial oscila entre los 100 W y los 5 Kw.

Capacidad de Sobrecarga: Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal, y el tiempo que puede mantener esa situación.

Forma de Onda: Señal alterna en los terminales de salida, caracterizada principalmente por su forma y, por sus valores de tensión (eficaz) y frecuencia.

Eficiencia o Rendimiento: Relación porcentual entre la potencia de salida y la de entrada al Inversor. Su valor depende de las condiciones de operación, es decir, de la potencia total de los aparatos alimentados, en relación a su consumo nominal.

Los Inversores modernos para uso FV presentes en el mercado cuentan con protección contra sobrecargas, cortocircuito e inversión de la polaridad; estabilidad de la tensión de salida; arranque automático; Señalización de funcionamiento y estado.

¹⁷ Fuente: <http://www.lidersolar.es/>

b) Clases de inversores según su forma de onda

Los Inversores de uso FV, se clasifican generalmente según su forma de onda.

De onda cuadrada: Características de algunos Inversores económicos, pero normalmente son también los menos eficientes. Producen armónicos que generan interferencias (ruidos). No son aptos para motores de inducción. Si se desea corriente alterna únicamente para alimentar un televisor, un ordenador o un aparato eléctrico pequeño de baja potencia, así como elementos de iluminación.

De onda senoidal pura: Este tipo de Inversor proporciona una forma de onda a su salida prácticamente idéntica a la aportada por la red eléctrica, permitiendo así la alimentación de cualquier aparato de consumo o en otro caso la conexión a la red.

De onda senoidal modificada (Trapezoidal): Intermedio de los dos anteriores, permite ampliar el espectro de elementos de consumo y de potencia, limitado en el de onda cuadrada modulada.

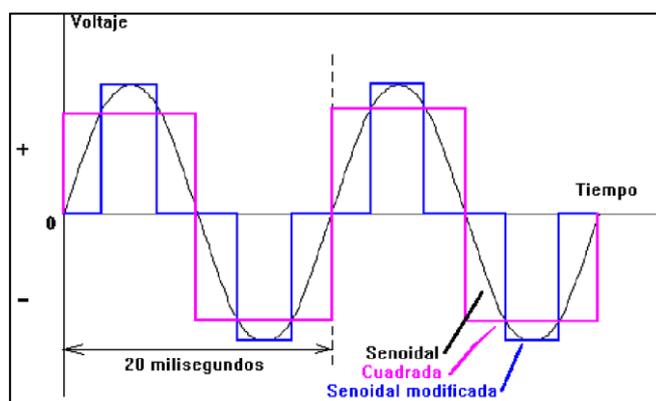


Figura 16: Formas de onda de los Inversores.¹⁸

¹⁸ Fuente: <http://www.solener.com/pregunta.html>

c) Conexión del inversor

La conexión del Inversor es una operación muy sencilla, dado que el fabricante suministra la información requerida, tanto en el aparato como en su manual de instrucciones.

Un Inversor dispone, generalmente, de dos terminales de entrada continua para la conexión de la Batería (o Regulador) o del campo FV (según el tipo de inversor), y dos o tres terminales de salida alterna (fase, neutro, tierra) para la conexión del circuito de consumo en alterna o de la red externa.

Deben dimensionarse según los vatios de Potencia eléctrica que podrá suministrar, durante su funcionamiento normal o de forma continua, o mediante la potencia de arranque.

La eficiencia de los Inversores disminuye cuando se utiliza a un porcentaje bajo de su capacidad; por esta razón no es conveniente sobredimensionarlos, deben ser elegidos con una potencia lo más cercana posible a la de consumo.

2.4.1.5. Componentes auxiliares

Incluye al cableado, y a los sistemas de desconexión y protección del Sistema.

Cableado de los campos fotovoltaicos

A diferencia de los sistemas de electrificación convencionales, los FV suelen instalarse de manera imprevista; motivo por el cual el cableado se realiza a la vista, sujeto a muros y paredes (grapados, con bridas o bajo canaletas), o enterrados (bajo tubos).

En este tipo de cableado (aéreo), además de adaptarse a las exigencias de intemperie (humedad y radiación ultravioleta), y al efecto lesivo de gases emanados por Baterías, la instalación debe considerar la estética, evitando tendidos desordenados y poco uniformes (abundantes curvas y direcciones oblicuas).

La identificación de la polaridad de los conductores y el terminal al que han de conectarse, es otro aspectos de especial atención; la técnica mayormente implementada para tal fin, consiste en el empleo de cables de diversos colores, y el marcado de sus terminaciones con cintas de distintos colores (principalmente en las grandes sesiones fabrica das generalmente en color negro).

Tabla 1: Colores de conductores en Instalaciones FV.

Polaridad	Color
Positivo	Rojo o marrón
Negativo	Negro, azul o blanco

Fuente: Delta Volt

2.4.2. Condiciones de instalación de módulos solares

La disposición de los módulos fotovoltaicos, definido por su orientación e inclinación, repercute de manera decisiva en su rendimiento. Lo ideal es emplear módulos con seguidor que permiten en todo momento orientar los paneles fotovoltaicos hacia el sol lo que garantiza el máximo uso de la radiación solar. Se estima en un 40% el incremento de la potencia entregada por aquellos módulos que emplean un sistema de seguimiento respecto a los paneles instalados fijos.

a) Orientación

La orientación de los paneles solares será tal que éstos se dispongan siempre "mirando" hacia el ecuador terrestre. Esto supone orientación sur para aquellas instalaciones situadas en el hemisferio norte terrestre, y orientadas hacia el norte para las instalaciones situadas en el hemisferio sur. No obstante, son admisibles unas desviaciones de hasta $\pm 20^\circ$ respecto del ecuador del observador sin que se produzcan grandes pérdidas de rendimiento.

b) Inclinación

Muchos de los módulos fotovoltaicos están inclinados para colectar mayor radiación solar. La cantidad óptima de energía se colecta cuando el módulo está inclinado en el mismo ángulo que el ángulo de latitud, la orientación de un generador fotovoltaico se define mediante coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del sol.

Angulo acimut (α): Ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección sur. Vale 0° si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el oeste y negativo hacia el este. Si coincide con el Este su valor es -90° y si coincide con el oeste su valor es 90° .

Angulo de inclinación (β): Ángulo que forma la superficie del panel fotovoltaico con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca el panel en forma vertical.

Una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la dirección del sol. Como la posición del sol varia al

trascuro del día, la posición óptima de la superficie tendrá que estar dirigida hacia el sur en el caso del hemisferio Norte y hacia el norte en caso de ubicaciones en el hemisferio Sur.

Cabe señalar que en cualquier caso es más recomendable una inclinación mayor de 10°, para que el agua de la lluvia pueda circular adecuadamente sobre el panel además de la no retención de polvo.

Los módulos deben estar inclinados en la dirección correcta, esto significa que algunas veces has circunstancias locales que impiden la correcta colocación de los módulos.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|\Phi| \dots\dots(02)$$

Donde:

β_{opt} = Ángulo de inclinación óptima (grados)

$|\Phi|$ = Latitud del lugar, sin signo (grados)

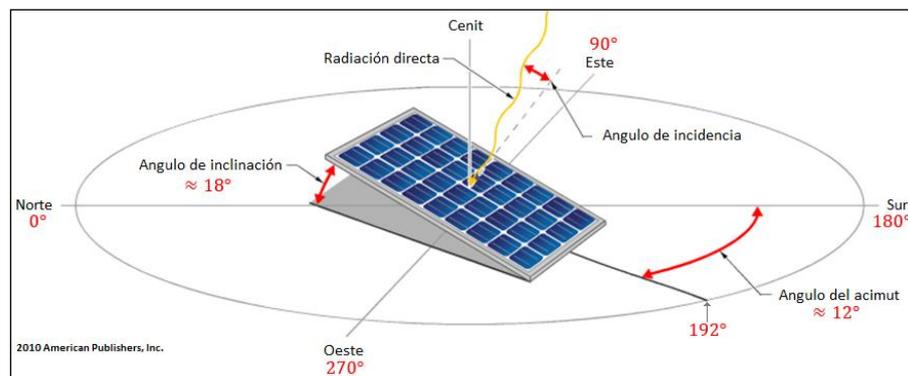


Figura 17: Inclinación y orientación de un panel solar.¹⁹

¹⁹ Fuente: <http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/componentes.htm>

2.4.3. Ventajas y desventajas

Ventajas

La energía solar presenta varias ventajas, entre las cuales se pueden destacar las siguientes:

- a) No consume combustible, pues obtiene su energía del Sol, lo cual significa que, económicamente, en el largo plazo estos sistemas son más viables y estables.
- b) Impacto ambiental prácticamente nulo, favorable por ser limpio y no producir contaminación
- c) Los sistemas fotovoltaicos no producen ningún sonido molesto, por lo que no ocasionan ningún tipo de contaminación sonora.
- d) Los sistemas tienen una vida útil larga (más de 20 años) y cuyo recurso solar es inagotable.
- e) El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es sencillo y tiene costos muy bajos.

Desventajas

Como toda fuente de energía, la solar tiene sus desventajas también:

- a) Las cantidades de potencia y energía que se pueden obtener de un sistema fotovoltaico están limitadas por la capacidad de generación y almacenamiento.
- b) Los costos de instalación son altos, requiere de una gran inversión inicial.
- c) Los sistemas fotovoltaicos no producen humo; sin embargo, durante el proceso de carga las baterías liberan al ambiente hidrógeno en cantidades moderadas.

d) La disponibilidad de energía es variable y depende de las condiciones atmosféricas.

2.4.4. Aplicaciones autónomas

Producen electricidad sin ningún tipo de conexión con la red eléctrica, a fin de dotar con este tipo de energía al lugar donde se encuentran ubicados. Pueden distinguirse en:

2.4.4.1. Aplicaciones terrestres

Telecomunicaciones: En las comunicaciones ya que los sistemas fotovoltaicos son una excelente solución cuando hay necesidad de transmitir cualquier tipo de señal o información desde un lugar aislado, por ejemplo; Telefonía rural, radio, televisión. Etc.



Figura 18: Antenas de comunicación con panel solar.²⁰

Electrificación en zonas rurales: Donde llevar energía eléctrica por medio de la red general sería demasiado costosa y por lo tanto no cuentan con este servicio. En este caso, la instalación de un generador fotovoltaico es ampliamente rentable.

²⁰ Fuente: http://www.it46.se/courses/solar/materials/es/IT46_es_energia_solar_introduccion.pdf



Figura 19: Electrificación de viviendas.²¹

Señalización: Se aplica, por ejemplo, a señales de tráfico luminosas, formadas por diodos LED, alimentados por un panel solar y una batería.

En ayudar a la navegación como alimentar eléctricamente faros, boyas, balizas, plataformas y embarcaciones.



Figura 20: Señalización de vías con energía solar.²²

Bombeo de agua: En la agricultura y ganadería se está teniendo una atención muy especial en estos sectores, la aplicación más

²¹ Fuente: Propia de la investigación del autor

²² Fuente: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia54/HTML/Articulo10.htm>

importante es el bombeo de agua para riego agrícola en zonas aisladas.



Figura 21: Electrobombas con paneles solares.²³

²³ Fuente: Propia de la investigación del autor

2.5. BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO

2.5.1. Configuraciones Típicas de Sistema de Bombeo Fotovoltaico

Según la tecnología de los productos que tengamos en el mercado y las necesidades y especificaciones concretas para cada aplicación, podemos encontrarnos con diferentes configuraciones a la hora de acoplar cada uno de los componentes de un sistema de energía solar fotovoltaica.

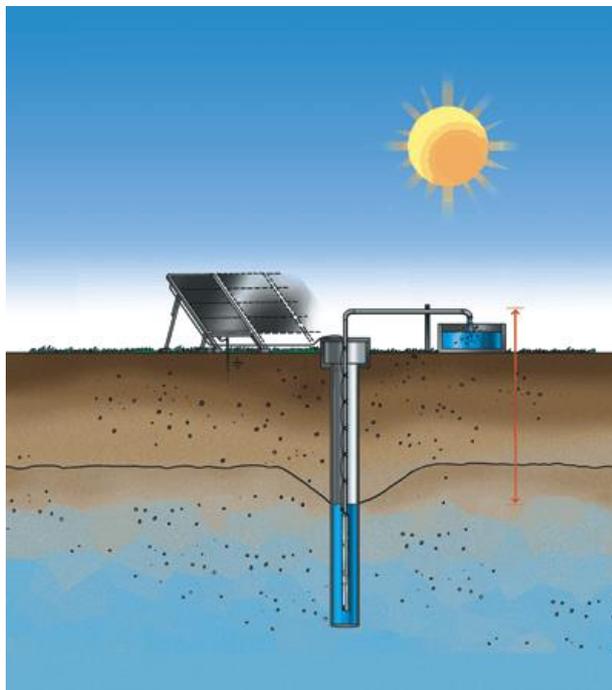


Figura 22: Sistema de Bombeo Fotovoltaico.²⁴

Las cuatro configuraciones más utilizadas en la actualidad son:

1. Grupo motor-bomba sumergible: el motor puede ser c.a o c.c y la bomba es centrífuga multiestado, siendo el número de estados en función de la altura de bombeo requerida.
2. Grupo motor-bomba sumergible: la bomba es de desplazamiento positivo.

²⁴ Fuente: Grundfos Cía.

3. Grupo motor-bomba flotante con motor c.c y bomba centrífuga.
4. Grupo motor-bomba instalado en la superficie: la bomba podrá ser centrífuga o de desplazamiento positivo.

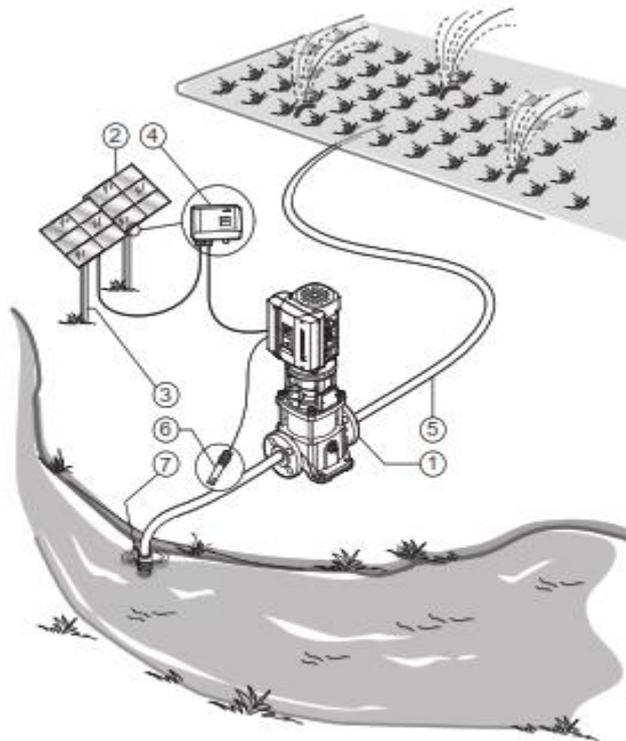
Cuando el bombeo se realice con motores a.c, se necesita incluir un inversor. Si utilizamos bombas de desplazamiento positivo con motores c.c necesitamos utilizar un convertidor c.c/c.c para acoplarlas al generador, mientras que con bombas centrífugas no es necesario este componente.

2.5.1.1. Bombeo con Motores cc

Las componentes principales del sistema en este caso serán:

- ✚ Generador fotovoltaico.
- ✚ Convertidor c.c / c.c. Este componente es opcional.
- ✚ Motor de corriente continua.
- ✚ Bomba.
- ✚ Depósito de almacenamiento. Al igual que el convertidor c.c/c.c también es opcional.

Actualmente solo se utilizan motores c.c en instalaciones de superficie, ya que de esta forma se facilita el manteniendo, puesto que las escobillas del motor deben cambiarse cada 2.000 – 4.000 horas de funcionamiento debido al desgaste que sufren.



TM05 0322 0911

Pos.	Description
1	CRFlex pump
2	Solar panels
3	Support structure
4	IO 50 switch box
5	Water pipe
6	Dry-running sensor (optional)
7	Foot valve

Figura 23: Sistema de Bombeo Fotovoltaico con Motor-Bomba en Superficie.²⁵

2.5.1.2. Bombeo con Motores ac

Los componentes básicos de este sistema son:

- ☀️ Generador fotovoltaico.
- ☀️ Inversor c.c / a.c
- ☀️ Motor a.c
- ☀️ Bomba.
- ☀️ Depósito de almacenamiento. Este componente es opcional.

²⁵ Fuente: Grundfos CRFlex Technical Guide.

El generador proporciona la corriente continua que luego es transformada por el inversor, c.c / a.c en alterna para poder alimentar el motor.

Los motores de corriente alterna pueden ser utilizados sin ningún problema en pozos. Además, son más simples, robustos, y necesitan menos mantenimiento que los de corriente continua.

2.5.2. Dimensionado de un Sistema de Bombeo Fotovoltaico

Los pasos necesarios para el correcto dimensionado de una instalación de bombeo por energía solar fotovoltaica son tres:

1. Evaluar cuáles son las necesidades de energía hidráulica.
2. Evaluar cuál es la energía solar disponible.
3. Elegir el grupo de motor-bomba necesario.

La metodología descrita, así como el procedimiento detallado de cálculo se muestra en el Capítulo V.

2.6. EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

La evaluación de proyectos de inversión tiene como finalidad, analizar la conveniencia o inconveniencia en el uso de recursos destinados a la ejecución de un proyecto, dirigido a la solución de un problema o a la satisfacción de necesidades. Los criterios que se utilicen deben garantizar, la eficiencia financiera, económica, social y ambiental.²⁶

²⁶ Tito Duarte, Ramón Jiménez y Myriam Ruiz, "Scientia et Technica: Análisis Económico de Proyectos de Inversión." Universidad Tecnológica de Pereira, Agosto de 2007.

2.6.1. Inversión

Las Inversiones del Proyecto, son todos los gastos que se efectúan en unidad de tiempo para la adquisición de determinados factores o medios productivos, los cuales permiten implementar una unidad de producción que a través del tiempo genera flujo de beneficios.

2.6.2. Horizonte de evaluación

Uno de los puntos más importantes en el mundo de la evaluación de proyectos, es la evaluación de viabilidad financiera del mismo, obviamente, porque de esta se deriva en la mayoría de los casos, la decisión de invertir o no invertir en su ejecución.

En este punto, se hace fundamental la determinación de un horizonte de evaluación acorde con las particularidades del mismo, con su vida útil o con el tipo de producto o servicio que se pretende comercializar, o de la actividad que se pretende realizar, lo que nos lleva a deducir que no es posible tener una regla general porque el período de evaluación a considerar en determinado proyecto depende de las características específicas de este.

2.6.3. Tasa de interés

La tasa de interés es la tasa de retorno que un inversionista debe recibir, por unidad de tiempo determinado, del deudor, a raíz de haber usado su dinero durante ese tiempo.

En términos generales, a nivel individual, la tasa de interés (expresada en porcentajes) representa un balance entre el riesgo y la posible ganancia (oportunidad) de la utilización de una suma de dinero en una situación y tiempo determinado. En este sentido, la tasa de interés es el

precio del dinero, el cual se debe pagar/cobrar por tomarlo prestado/cederlo en préstamo en una situación determinada.

2.6.4. Flujos de Cajas

Denominado también flujos de tesorería, flujos de efectivo o simplemente caja. Los flujos de caja de un proyecto constituyen un estado de cuenta que resume las entradas de efectivo y salidas de efectivo a lo largo de la vida útil del proyecto, por lo que permite determinar la rentabilidad de la inversión. Es la diferencia entre los soles cobrados y los pagados, es decir, constituye el flujo neto de efectivo que se espera recibir en el futuro (ingresos menos egresos).

2.6.5. Indicadores

El VAN y el TIR son dos herramientas financieras procedentes de las matemáticas financieras que nos permiten evaluar la rentabilidad de un proyecto de inversión, entendiéndose por proyecto de inversión no solo como la creación de un nuevo negocio, sino también, como inversiones que podemos hacer en un negocio en marcha, tales como el desarrollo de un nuevo producto, la adquisición de nueva maquinaria, el ingreso en un nuevo rubro de negocio, etc.

2.6.5.1. Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, nos quedaría alguna ganancia. Si el resultado es positivo, el proyecto es viable.

Basta con hallar VAN de un proyecto de inversión para saber si dicho proyecto es viable o no. El VAN también nos permite

determinar cuál proyecto es el más rentable entre varias opciones de inversión.

$$VAN = -A + \sum_{s=1}^n \frac{Q_s}{(1+i)^s} \dots (3)$$

Donde:

A: Inversión Inicial

Q_s: Flujos netos en el periodo "s"

n: Número de años que dura la inversión

i = rentabilidad mínima que le exigimos a la inversión

La rentabilidad del proyecto se determina considerando los siguientes valores del VAN:

VAN menor a 0: El proyecto no es rentable. El retorno del proyecto no alcanza a cubrir la tasa de costo de oportunidad.

VAN mayor a 0: El proyecto es rentable. El proyecto da un retorno mayor a la tasa de costo de oportunidad.

VAN igual a 0: Indiferente. Significa que el proyecto me está rindiendo lo mismo que la tasa de costo de oportunidad.

2.6.5.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, que se lee a mayor TIR, mayor rentabilidad. Por esta razón, se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

Se define la tasa interna de retorno como aquella que hace que el valor presente neto sea igual a cero.

$$0 = -A + \frac{Q_1}{(1+r)^1} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+r)^n} \dots (4)$$

Donde:

A: Inversión Inicial

Q_s: Flujos netos en el periodo “s”

n: Número de años que dura la inversión

r= TIR

La Inversión se considera efectuable cuando “r” sea mayor que la rentabilidad mínima que le exijamos a la inversión. Y la rechazaríamos cuando fuese inferior.

2.7. DEFINICIÓN CONCEPTUAL DE LA TERMINOLOGÍA EMPLEADA

Debido a la diversidad de términos técnicos en este presente trabajo de investigación, es necesario comenzar con una lista de las principales definiciones que permitirán comprender mejor los términos técnicos utilizados.

a) Celda solar o celda fotovoltaica: Elemento que transforma la luz solar (fotones) en electricidad. Es el insumo fundamental de los módulos solares fotovoltaicos.

b) Irradiancia: Es la magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega hasta nosotros medida como una potencia instantánea por unidad de superficie, W/m² o unidades equivalentes.

c) Irradiación: Es la cantidad de Irradiancia recibida en un lapso de tiempo determinado, es decir, la potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie. Se suele medir en Wh/m² o, en caso de un día, en Wh/m².día o unidades equivalentes.

- d) Capacidad instalada:** Potencia nominal o de placa de una unidad generadora.
- e) Corriente alterna:** En la corriente alterna (CA o AC, en inglés) los electrones, a partir de su posición fija en el cable (centro), oscilan de un lado al otro de su centro, dentro de un mismo entorno o amplitud, a una frecuencia determinada (número de oscilaciones por segundo).
- f) Corriente continua:** La corriente continua (CC o DC, en inglés) se genera a partir de un flujo continuo de electrones (cargas negativas) siempre en el mismo sentido, el cual va desde el polo negativo de la fuente al polo positivo.
- g) Corriente de corto circuito:** Corriente que se mide en condiciones de corto circuito en los terminales de un módulo.
- h) Corriente de máxima potencia:** Corriente correspondiente al punto de máxima potencia.
- i) Horas de sol pico:** Número equivalente de horas a 1 Kw.h/m² de radiación solar que produce la misma cantidad de energía solar que bajo las condiciones reales de insolación.
- j) Potencia eléctrica:** Capacidad de los aparatos eléctricos para producir trabajo (la cantidad de trabajo realizado en la unidad de tiempo). La unidad de medida es el Watt (W), el kilowatt (Kw) o el megawatt (Mw).
- k) Punto de máxima potencia:** Punto de la curva I-V en donde el producto $I * V$ (potencia) tiene su valor máximo.

- l) Voltaje de circuito abierto:** Voltaje que se mide en los terminales sin carga de un sistema fotovoltaico.
- m) Voltaje de máxima potencia:** Voltaje correspondiente al punto de máxima potencia.
- n) Días de autonomía(N):** Son los días en que el sistema puede continuar sus funciones (consumo de energía), sin que exista generación de la fuente primaria. Esto se logra mediante la acumulación de la cantidad de energía necesaria en las baterías.
- o) Watt pico:** Unidad de medida de un módulo solar fotovoltaico, que significa la cantidad de potencia máxima que puede generar el módulo a condiciones estándar de funcionamiento (1000 W/m², 25°C y 1.5 de masa de aire).
- p) Carga:** Cualquier dispositivo o aparato que demanda potencia.
- q) Consumo eléctrico:** Número de Watts hora (Wh) o Kilowatts hora (Kw.h) utilizados para que funcione un aparato eléctrico durante un tiempo.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

En el presente trabajo es importante describir los criterios de investigación que nos permitió desarrollar y concluir con éxito el proyecto, los cuales son los siguientes.

a) Investigación Explicativa: Porque permitió analizar e interpretar su comportamiento para la solución del problema; descubriendo las causas directas del problema central que es la generación de electricidad y su aprovechamiento para el accionamiento de un motor-bomba con el propósito de riego.

b) Investigación Aplicada: Porque se hizo uso de los conocimientos y bases teóricas de la ingeniería para dar solución al problema de la falta energía eléctrica en la zona involucrada y su aplicación en riego tecnificado.

c) Investigación Descriptiva: Porque solo se pretende describir las características de las variables en estudio (radiación solar y energía fotovoltaica) a través tal y como se presentan en la realidad.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

El presente trabajo de investigación ha sido aplicado a un lugar específico, donde la población involucrada es la misma que la muestra, por lo tanto, no se han desarrollado técnicas de muestreo.

3.3. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS

¿Los niveles de radiación solar en el fundo nos permitirán determinar la viabilidad de implementar un sistema de riego tecnificado fotovoltaico autónomo para cubrir las necesidades hídricas para el cultivo de flores?

3.4. VARIABLES- OPERACIONALIZACIÓN

La definición operacional de las variables es el proceso mediante el cual se establecen los procedimientos empíricos que permiten la obtención de datos de la realidad para verificar las hipótesis y solucionar el problema.

En nuestro caso la variable independiente es la radiación solar, el cual es la principal fuente de energía, y la variable dependiente es el sistema de riego fotovoltaico propuesto a implementar para solucionar el problema de riego del cultivo.

A continuación, se muestra el cuadro de las variables y su operacionalización consideradas en el presente proyecto de investigación.

Tabla 2: Descripción de la variable dependiente e independiente.

VARIABLE	DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN	INSTRUMENTOS	INDICADORES
Independiente	Niveles de Radiación Solar	Es indispensable para el funcionamiento de nuestro modulo fotovoltaico y el motor-bomba.	✓ Software de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.	✓ Horas Pico Sol (HPS)
Dependiente	Sistema de bombeo Fotovoltaico	Proporciona energía eléctrica y acciona el motor bomba para riego.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Manual de guía para el dimensionamiento de sistemas autónomos. ✓ Metodología determinada. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Consumo de energía ✓ Cantidad de paneles fotovoltaicos. ✓ Máxima Demanda ✓ Costo de inversión ✓ Indicadores económicos
Localización	Fundo "Huertas"	Ubicado en distrito de Sayán, provincia de Huaura, departamento de Lima .	Google Earth.	

Fuente: Elaboración Propia

3.5. MÉTODOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

3.5.1. Métodos de investigación

- a) **Analítico:** Porque se ha realizado el estudio de un sistema fotovoltaico para determinar las características eléctricas de todos sus componentes para el suministro de energía eléctrica y el recurso hídrico.
- b) **Deductivo:** Utilizamos este método porque se han considerado características generales del uso de energías renovables, para llegar a conocer hechos particulares como es la radiación solar en la generación de energía eléctrica.
- c) **Comparativo:** Porque ha permitido conocer los hechos de la realidad, estableciendo diferencias entre el sistema convencional de riego y sistema fotovoltaico propuesto.

3.5.2. Técnicas de investigación

- a) **Observación:** Se aplicó la técnica de observación focalizada, que consistió en observar y registrar al detalle las características eléctricas de las cargas existentes; estos datos fueron registrados por el investigador, que posteriormente fueron utilizados para determinar la máxima demanda instalada.
- b) **Fichaje:** Consistió en registrar los datos que se fueron obteniendo en los instrumentos llamados fichas (o formatos), las cuales, debidamente elaboradas y ordenadas contienen la mayor parte de la información que se recopiló en la investigación.

3.6. DESCRIPCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS UTILIZADOS

Estos instrumentos permitieron recoger y registrar los datos observables de la investigación. Para registrar la información de campo se utilizó un formato (ficha técnica) ya establecido por el autor responsable de la investigación.

Tabla 3: Técnicas e instrumentos en la investigación.

Técnicas	Instrumentos
Observación	Cuaderno de apuntes
Fichaje	Formatos: -F001: Registro de visita técnica. -F002: Registro de equipos y materiales instalados. -F003: Registro de instalación.

Fuente: Elaboración Propia

3.7. ANÁLISIS ESTADÍSTICO E INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS

El análisis estadístico y la interpretación de los datos es una de las etapas más importantes en la investigación, porque aquí es donde se proyecta a las conclusiones.

La información obtenida en el presente trabajo de investigación, como son datos de radiación solar, máxima demanda eléctrica y las necesidades hídricas con el sistema convencional y fotovoltaico, se han organizado en tablas y gráficas de barras utilizando el MS Excel, gracias a ello se ha podido determinar a dar posibles respuestas al problema planteado.

Una medida de tendencia central que se ha utilizado es la media aritmética, la cual permitió expresar en forma resumida los datos de energía eléctrica generada por año con sistema convencional y fotovoltaico.

Cabe resaltar que en este proyecto no se ha realizado un análisis de muestreo para determinar algunas características de la población involucrada, esto se debe a que la población es muy pequeña.

CAPITULO IV

PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

4.1. PROPUESTA DE ESTUDIO

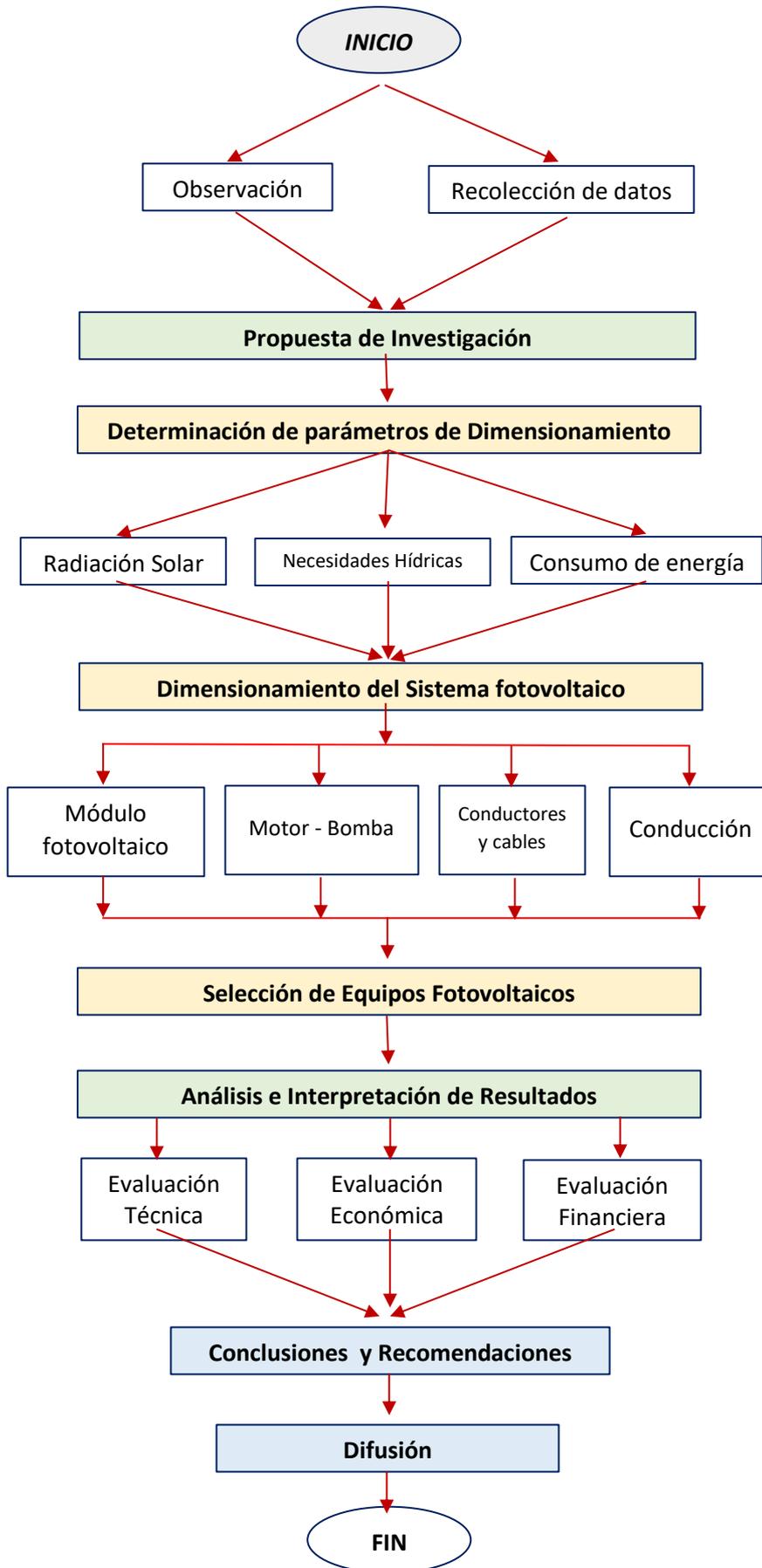
En la actualidad se ha venido promoviendo el uso de energías renovables con la finalidad de dejar atrás las ineficientes formas de generación de energía eléctrica de muchas familias de las zonas rurales de nuestra región y país.

El uso de combustibles fósiles en la generación de energía tiene un rol muy importante con el medio ambiente, ya que causa un impacto ambiental no favorable.

Otro aspecto para resaltar al utilizar el sistema convencional con combustible (gasolina) en el riego por goteo son los altos costos de operación y mantenimiento, la cual conlleva a un gasto considerado que afecta la economía familiar.

Por lo descrito anteriormente se realizará un estudio para determinar la viabilidad técnica y económica para el uso de energía fotovoltaica en el fundo “Huertas”, perteneciente al distrito de Sayán, provincia de Huaura, departamento de Lima.

Nuestra propuesta de investigación obedece al siguiente Esquema.



4.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PROPUESTO

El sistema fotovoltaico propuesto a implementar en el fundo “Huertas” para riego tecnificado de flores, se dimensionó considerando la radiación solar de la zona, las necesidades hídricas del cultivo y la altura total de la instalación. Así mismo se ha de determinar la rentabilidad del proyecto realizando una evaluación técnica, económica y financiera.

Este sistema estará conformado por los siguientes equipos y/o componentes:

Tabla 4: Descripción de equipos propuestos.

Equipos y/o Componentes	Descripción
Generador Fotovoltaico	Está formado por un módulo de 09 paneles solares del tipo monocristalino, estos se instalarán sobre estructura autoportada; la potencia de cada panel solar es de 270 Wp.
Motor-Bomba Hidráulica	Motor-Bomba Hidráulica CRIF 10-02 A-CA-I-E-HQQE 3446 rpm; 12,1 m ³ /h; 22,1m; 1,73-15kW (P1-P2).
Cables y Conductores	Para el conexionado del arreglo de paneles solares se utilizará cable NYY 2-1x6mm ² y para el conexionado entre el campo fotovoltaico y el sistema de bombeo se usará NYY 2-1x16mm ² .

Fuente: Elaboración Propia

CAPITULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1. EVALUACIÓN DE LAS NECESIDADES DE AGUA

5.1.1. Características del terreno

Como se indica en los capítulos precedentes las características del fundo ubicado en distrito de Sayán, provincia de Huaura, departamento de Lima son las siguientes:

Área del fundo : 10 891,26 m²

Altura en msnm : 690 m

Tipo de suelo : Arcilloso

5.1.2. Tipo de cultivo y redes de distribución

El tipo de cultivo será para exportación en el rubro de las flores, de ellas las que se cultivan son el pompón, el clavel, el crisantemo y las rosas.



Figura 24: Ubicación del predio.

Fuente: Google earth

La parcela de terreno, tal y como se muestra en la figura N° 24 obtenida de Google Earth, es de topografía aproximadamente plana y de perímetro irregular.

La parcela cuenta con un pozo de agua existente, cuyo nivel freático se encuentra a una profundidad de 1.5 metros medidos desde la cota del nivel del terreno, el cual se alimenta desde un canal que transcurre por el límite de la parcela; desde dicho pozo de agua se bombeará a la red de distribución que a continuación se describe: consta de una línea principal de distribución que recorre el terreno en forma longitudinal desde la cual parten las distintas cintas de goteo. Estos ramales de derivación serán los encargados de conducir el agua hasta cada planta. Por otra parte, la instalación de riego parte actualmente desde la tubería de impulsión de la bomba, la cual enlaza con la línea principal de distribución y desde allí a los ramales de derivación. La distancia entre líneas de distribución es de dos líneas de 1,20 m de ancho.



Figura 25: Pozo de agua existente.

Fuente: Visita de Campo



Figura 26: Ramales de distribución de fondo.

Fuente: Visita de Campo

5.1.3. Demanda de agua

Con el riego por goteo se busca satisfacer las necesidades de las plantas, en este caso flores; sin excederse ni ser precario, esto con el fin de que la planta tenga un crecimiento adecuado.

5.1.3.1. Necesidad de agua

Las necesidades de agua se relacionan a la cantidad necesitada por cada planta, dichas necesidades juntamente con sus coeficientes de corrección se muestran en la ecuación 5.1:

$$Nn = ET_0 K_c K_L K_a K_r \quad (5.1)$$

Donde:

ET_0 : Evapotranspiración dependiente del clima.

- K_C : Corrección de acuerdo con el tipo de cultivo y transpiración de este.
- K_L : Corrección por efecto localizado (se pierde menor cantidad de agua por evaporación que en métodos comunes de riego, por esto se debe corregir el área expuesta, que no está cubierta, sombreada por la planta).
- K_a : Corrección por variaciones climáticas locales.
- K_r : Corrección por advección.

La fórmula de Hargreaves (Hargreaves y Samani, 1985) para evaluar la Evapotranspiración Potencial necesita solamente datos de temperaturas y de Radiación Solar. La expresión general es la siguiente:

$$ET_0 = 0,135(t_{med} + 17,78)R_S \quad (5.2)$$

Donde:

- t_{med} : Temperatura media, °C.
- R_S : Radiación solar incidente, convertida en mm/día.

La radiación solar incidente, R_S , se evalúa a partir de la radiación solar extraterrestre (la que llega a la parte exterior de la atmósfera, que sería la que llegaría al suelo si no existiera atmósfera); ésta última aparece según los autores como R_0 ó R_a , y la leemos en tablas en función de la latitud del lugar y del mes. En nuestro caso nos referiremos a ella como R_0 .

Por otra parte la radiación solar incidente la obtenemos (según Samani 2000) mediante la siguiente fórmula:

$$R_S = R_0 * KT * (t_{max} - t_{min})^{0.5} \quad (5.3)$$

Donde:

- R_0 : Radiación solar extraterrestre, en mm/día (ver tabla N°5).
- KT : Coeficiente.
- t_{max} : Temperatura diaria máxima, °C.
- t_{min} : Temperatura diaria mínima, °C.

Tabla 5: Tabla de Radiación solar extraterrestre en mm/día (Allen et al., 1998)

Latitud	HEMISFERIO NORTE												HEMISFERIO SUR											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
70	0.0	1.1	4.2	9.4	14.4	17.3	16.1	11.4	6.1	2.0	0.0	0.0	16.9	11.7	6.4	2.0	0.1	0.0	0.0	0.9	4.4	9.6	15.2	18.5
68	0.0	1.5	4.8	9.8	14.4	17.1	15.9	11.7	6.6	2.4	0.3	0.0	16.7	12.0	6.9	2.4	0.3	0.0	0.0	1.3	4.9	10.0	15.3	18.2
66	0.2	2.0	5.3	10.1	14.5	16.9	15.8	12.0	7.1	2.9	0.6	0.0	16.7	12.2	7.4	2.9	0.6	0.0	0.2	1.7	5.3	10.4	15.3	18.0
64	0.6	2.4	5.8	10.5	14.7	16.8	15.8	12.2	7.5	3.5	1.0	0.2	16.7	12.6	7.9	3.4	1.0	0.2	0.5	2.2	5.9	10.7	15.5	17.9
62	0.9	2.9	6.3	10.9	14.8	16.8	15.9	12.5	8.0	4.0	1.4	0.5	16.8	12.9	8.3	3.9	1.4	0.5	0.8	2.6	6.3	11.1	15.6	17.9
60	1.3	3.4	6.8	11.2	14.9	16.8	16.0	12.8	8.4	4.4	1.8	0.9	16.9	13.2	8.8	4.4	1.8	0.8	1.2	3.1	6.8	11.5	15.8	17.9
58	1.8	3.9	7.2	11.6	15.1	16.9	16.1	13.1	8.9	4.9	2.2	1.3	17.0	13.5	9.2	4.9	2.2	1.2	1.6	3.6	7.3	11.8	16.0	18.0
56	2.2	4.4	7.7	11.9	15.3	16.9	16.2	13.3	9.3	5.4	2.7	1.7	17.1	13.8	9.6	5.4	2.7	1.6	2.0	4.0	7.8	12.2	16.1	18.0
54	2.7	4.9	8.2	12.2	15.4	16.9	16.2	13.6	9.7	5.9	3.2	2.1	17.2	14.0	10.0	5.9	3.1	2.0	2.4	4.5	8.2	12.5	16.3	18.1
52	3.1	5.4	8.6	12.6	15.6	17.0	16.4	13.8	10.1	6.4	3.7	2.6	17.3	14.3	10.4	6.4	3.6	2.4	2.9	5.0	8.7	12.8	16.4	18.1
50	3.6	5.9	9.1	12.9	15.7	17.0	16.4	14.0	10.5	6.9	4.2	3.1	17.4	14.5	10.9	6.8	4.1	2.9	3.3	5.5	9.1	13.1	16.6	18.2
48	4.1	6.4	9.5	13.1	13.8	17.1	16.5	14.2	10.9	7.4	4.7	3.6	17.5	14.8	11.2	7.3	4.5	3.3	3.8	6.0	9.5	13.4	16.7	18.2
46	46.1	6.9	9.9	13.4	16.0	17.1	16.6	14.4	11.2	7.8	5.1	4.0	17.6	15.0	11.6	7.8	5.0	3.8	4.2	6.4	9.9	13.7	16.8	18.2
44	5.1	7.3	10.3	13.7	16.0	17.1	16.6	14.7	11.6	8.3	5.7	4.5	17.6	15.2	12.0	8.2	5.5	4.3	4.7	6.9	10.3	13.9	16.9	18.2
42	5.6	7.8	10.7	13.9	16.1	17.1	16.7	14.8	11.9	8.7	6.2	5.1	17.7	15.4	12.3	8.7	6.0	4.7	5.2	7.3	10.7	14.2	17.0	18.2
40	6.1	8.3	11.1	14.2	16.2	17.1	16.7	15.0	12.2	9.2	6.7	5.6	17.7	15.6	12.6	9.1	6.4	5.2	5.7	7.8	11.1	14.4	17.1	18.2
38	6.6	8.8	11.5	14.4	16.3	17.1	16.7	15.1	12.5	9.6	7.1	6.0	17.7	15.7	12.9	9.5	6.9	5.7	6.2	8.2	11.4	14.6	17.1	18.2
36	7.1	9.2	11.8	14.6	16.3	17.0	16.7	15.3	12.9	10.0	7.6	6.6	17.7	15.9	13.2	9.9	7.4	6.2	6.6	8.7	11.8	14.8	17.1	18.1
34	7.6	9.7	12.2	14.7	16.3	17.0	16.7	15.3	13.1	10.4	8.1	7.1	17.7	16.0	13.5	10.3	7.8	6.6	7.1	9.1	12.1	15.0	17.1	18.1
32	8.1	10.1	12.5	14.5	16.3	16.9	16.6	15.5	13.4	10.9	8.6	7.6	17.7	16.1	13.8	10.7	8.3	7.1	7.6	9.5	12.4	15.1	17.1	18.0
30	8.6	10.5	12.8	15.0	16.3	16.8	16.6	15.5	13.6	11.3	9.1	8.1	17.6	16.2	14.0	11.1	8.7	7.6	8.0	9.9	12.7	15.3	17.1	17.9
28	9.1	10.9	13.1	15.1	16.3	16.7	16.5	15.6	13.8	11.6	9.5	8.6	17.6	16.2	14.2	11.5	9.2	8.0	8.4	10.3	13.0	15.4	17.1	17.8
26	9.6	11.3	13.4	15.3	16.3	16.6	16.4	15.6	14.1	12.0	10.0	9.1	17.5	16.3	14.4	11.8	9.6	8.5	8.9	10.7	13.3	15.5	17.1	17.7
24	10.0	11.8	13.7	15.3	16.2	16.4	16.3	15.6	14.2	12.3	10.4	9.5	17.3	16.3	14.6	12.2	10.0	8.9	9.3	11.1	13.5	15.6	17.0	17.6
22	10.5	12.1	13.9	15.4	16.1	16.3	16.2	15.7	14.4	12.7	10.9	10.0	17.2	16.4	14.8	12.5	10.4	9.4	9.8	11.5	13.8	15.7	16.9	17.4
20	10.9	12.5	14.2	15.5	16.0	16.1	16.0	15.6	14.6	13.0	11.3	10.4	17.1	16.3	14.9	12.8	10.9	9.8	10.2	11.8	14.0	15.8	16.8	17.2
18	11.4	12.9	14.4	15.5	15.9	16.0	15.9	15.6	14.7	13.3	11.7	10.9	16.9	16.3	15.1	13.1	11.2	10.2	10.6	12.2	14.2	15.8	16.7	17.0
16	11.8	13.2	14.6	15.6	15.8	15.8	15.7	15.6	14.9	13.6	12.1	11.4	16.8	16.3	15.2	13.4	11.6	10.7	11.0	12.5	14.4	15.8	16.6	16.8
14	12.2	13.5	14.7	15.6	15.7	15.6	15.6	15.5	15.0	13.8	12.5	11.8	16.6	16.2	15.3	13.6	12.0	11.1	11.4	12.8	14.5	15.8	16.4	16.6
12	12.6	13.8	14.9	15.5	15.5	15.3	15.3	15.4	15.1	14.1	12.9	12.2	16.4	16.2	15.4	13.9	12.3	11.5	11.8	13.1	14.7	15.8	16.2	16.3
10	13.0	14.1	15.1	15.5	15.3	15.1	15.1	15.3	15.1	14.3	13.2	12.7	16.1	16.0	15.4	14.1	12.7	11.9	12.2	13.4	14.8	15.7	16.0	16.1
8	13.4	14.4	15.2	15.4	15.1	14.8	14.9	15.2	15.2	14.5	13.6	13.1	15.9	15.9	15.5	14.3	13.0	12.2	12.5	13.6	14.9	15.7	15.8	15.8
6	13.8	14.6	15.3	15.3	14.9	14.6	14.7	15.1	15.2	14.7	13.9	13.4	15.6	15.8	15.5	14.5	13.3	12.6	12.9	13.9	15.0	15.6	15.6	15.5
4	14.1	14.9	15.3	15.3	14.7	14.3	14.4	14.9	15.2	14.9	14.2	13.8	15.3	15.6	15.5	14.7	13.6	13.0	13.2	14.1	15.1	15.5	15.3	15.2
2	14.4	15.1	15.4	15.1	14.4	14.0	14.1	14.7	15.2	15.1	14.5	14.2	15.1	15.5	15.5	14.9	13.9	13.3	13.5	14.4	15.1	15.4	15.1	14.9
0	14.8	15.3	15.5	15.0	14.2	13.6	13.8	14.6	15.2	15.3	14.8	14.5	14.8	15.3	15.5	15.0	14.2	13.6	13.8	14.6	15.2	15.3	14.8	14.5

Fuente: F. Javier Sánchez San Román---- Dpto. Geología Univ. Salamanca

En la siguiente tabla se muestran los datos de temperaturas y Radiación R_0 :

Tabla 6: Temperaturas y Radiación Solar en la zona del proyecto

Mes	Temperatura mínima [°C]	Temperatura máxima [°C]	Temperatura media [°C]	Radiación Extraterrestre Latitud 11 [mm/día]
Enero	17.3	30.4	22.9	16.30
Febrero	17.9	31.8	23.3	16.10
Marzo	18.6	31.5	22.8	15.40
Abril	17.1	29.1	21.9	14.00
Mayo	15.5	29.1	19.8	12.50
Junio	12.4	27.9	17.4	11.70
Julio	10.6	27.4	16.5	12.00
Agosto	10.0	26.9	16.6	13.30
Setiembre	11.6	28.2	18.0	14.80
Octubre	13.8	28.1	18.6	15.80
Noviembre	15.0	28.1	21.5	16.10
Diciembre	14.6	28.6	20.7	16.20

Fuente: Senamhi: Estación Meteorológica Sayán

El coeficiente KT de la expresión (5.3) es un coeficiente empírico que se puede calcular a partir de datos de presión atmosférica, pero Hargreaves (citado en Samani, 2000) recomienda $KT = 0,162$ para regiones del interior y $KT = 0,19$ para regiones costeras. Nuestro proyecto se encuentra en el segundo caso por lo que los valores de Radiación Solar y Evapotranspiración serían los mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 7: Valor previo de evapotranspiración inicial en función de la radiación solar

Radiación Solar Incidente [mm/día]											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
11.21	11.40	10.51	9.21	8.76	8.75	9.35	10.39	11.46	11.35	11.07	11.52
Evapotranspiración potencial diaria [mm/día]											
6.16	6.32	5.76	4.94	4.44	4.16	4.32	4.82	5.53	5.58	5.87	5.98

Fuente: Elaboración Propia

Para obtener la evapotranspiración del cultivo ET_c se multiplica la evapotranspiración inicial por un factor de corrección de cultivo (K_c), aplicando lo indicado por *Allen, Pereira, Raes, y Smith, 2006*, que para cultivos de flores recomienda un valor de 1,15.

5.1.3.2. Efecto de localización

El área sombreada por el cultivo se denomina A , definida como la fracción de la superficie del suelo sombreado por la cubierta vegetal a mediodía con respecto a la superficie total, es un factor de corrección relacionado con la cantidad de agua perdida por evaporación, comparando el método localizado con otros métodos.

Este método supone que por efectos de evapotranspiración el área sombreada se comporta casi igual que la superficie del suelo en riegos no localizados, mientras que el área no sombreada elimina agua con una intensidad mucho menor. Por lo tanto, la evapotranspiración del cultivo ET_c se debe corregir con un coeficiente de localización K_1 , esto dependerá del área sombreada. Sin embargo, debido a que en el cultivo de flores el área sombreada tiende a ser mayor a un 60 % el efecto es despreciable, y no se corrige por efecto de localización.

5.1.3.3. Efecto de las condiciones climáticas

La corrección por variaciones climáticas (K_a), Según Pizarro 1990 en el libro de riego localizado de alta frecuencia, menciona que siempre estará comprendido entre 1,15 y 1,20. Para efectos de diseño, se utilizará 1,20 debido a la pequeña variación existente en las necesidades de las flores a través del tiempo.

Tabla 8: Evapotranspiración tomando en cuenta el efecto de localización y condiciones climáticas.

Evapotranspiración resultante [mm/día]											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
7.39	7.59	6.91	5.92	5.33	4.99	5.19	5.79	6.64	6.69	7.05	7.18

Fuente: Elaboración Propia

5.1.3.4. Necesidades de lavado por aguas salinas (KI):

Este índice expresa el aumento de aplicación de agua debido a la necesidad de lavar las sales que se depositan en el suelo. Se calcula con la siguiente expresión: $KI=1-NL$.

Donde:

$$NL = \frac{CE}{2CS} \quad (5.4)$$

NL : Necesidad de lavado.

CE : Conductividad eléctrica del agua de riego (mmhos/cm).

CS : Conductividad eléctrica del suelo (mmhos/cm).

Nota: El lavado del suelo se utiliza cuando el agua tenga una salinidad $CE > 1$ mmhos/cm. En este caso no se empleará el factor de eficiencia, K_e y si se utilizará el factor de coef. de uniformidad K_u .

Cuando CE es igual 1 o menor que 1 mmhos/cm se utilizará el factor de lavado KI y se empleará el factor $K_{eu} = 1.2$ que engloba al factor de eficiencia y al factor de Uniformidad. En nuestro caso según datos registrados de suelos similares se tiene un CE de 0.8 mmhos/cm y un CS de 0.04 mmhos/cm.

5.1.3.5. Necesidades diarias de agua de la planta

Agua sin salinidad ($C_e \leq 1$ mmhos/cm).

$$ND = K_C \cdot K_S \cdot K_a \cdot K_{eu} \cdot ET \cdot M \quad (5.5)$$

Agua sin salinidad ($C_e = 1$ mmhos/cm).

$$ND = (K_C \cdot K_S \cdot K_a \cdot K_u \cdot ET \cdot M) / KI \quad (5.6)$$

Donde:

ND : Factor de cultivo (l/día por árbol).

K_C : Factor de cultivo (0,65).

K_S : Factor de sombra miento (0,5).

- K_a : Factor de aumento por valores medios (1.20).
- K_{eu} : Factor global de $K_e + K_u=1.2$
- K_u : Factor de Uniformidad ($K_u=1.1$).
- K_l : Factor de lavado.
- ET : Evapotranspiración diaria para el mes de máximo consumo (mm/día o l/m²).
- M : Superficie que ocupa un árbol. 0,14m².

Los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla 9: Necesidades diarias de agua de la planta.

Necesidades diarias de agua de la planta [l/día por árbol]											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0.43	0.45	0.41	0.35	0.31	0.29	0.30	0.34	0.39	0.39	0.41	0.42

Fuente: Elaboración Propia

5.1.3.6. Número de gotero por planta

$$e \geq \frac{Sp \cdot Pm}{Smj} \quad (5.7)$$

Donde:

- e : Número de gotero por planta.
- Sp : superficie que ocupa una planta en m² (Normalmente coincide con el marco de plantación siempre y cuando no sobre pase 36m², cifra que se tomará cuando ocurra esta circunstancia).
- Pm : Porcentaje de superficie mojada (en decimales) (En árboles aumenta su producción si se riega 33%).
- Smj : Superficie que moja un gotero en m². Esto depende del caudal y número gotero por planta, tipo de suelo, tipo de riego.

Para calcular la Smj en m², calculamos el solape en tanto por 100.

$$S = \frac{a}{r} \cdot 100 \quad (5.8)$$

- S : Solape expresado en tanto por 100.
- a : Distancia recubierta por dos bulbos consecutivos.
- r : Radio del bulbo.

La distancia entre gotero debe ser:

$$D = r \left(2 - \frac{S}{100} \right) \quad (5.9)$$

Con el cálculo de D y la fórmula de $A = \pi r^2 / 2$ se calcula Smj en m^2 .
Con esto determinamos un gotero por planta.

5.1.3.7. Tiempo de riego

$$Tr = \frac{Dn}{Ng \cdot Qq} \quad (5.10)$$

Donde:

- Tr : Tiempo de Riego (horas).
 Dn : Necesidades Diarias (l/día por árbol).
 Ng : Número de gotero por planta.
 Qq : Caudal del gotero (l/h).

Los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla 10: Tiempo de Riego (min).

Tiempo de riego [minutos]											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
3.25	3.34	3.04	2.61	2.35	2.20	2.29	2.55	2.93	2.95	3.10	3.16

Fuente: Elaboración Propia

5.1.3.8. Número de Sectores

$$N_{sectores} = \frac{Jornada}{T_{riego}} \quad (5.11)$$

Jornada de Riego: Podemos considerar una jornada adecuada 15 minutos.

a) Número de plantas en total en la superficie (Np):

$$Np = \frac{Superficie (m^2)}{Marco de riego o plantación} \quad (5.12)$$

b) Número de planta a regar Simultáneamente ($Nprs$):

$$Nprs = \frac{Número de plantas total}{Número de Sectores} \quad (5.13)$$

5.1.3.9. Caudal de Bombeo

a) Caudal Bombeo (Qb)(caudal de un sector):

$$Qb = Nprs \cdot Ng \cdot Qg \quad (5.14)$$

Donde:

N_{prs} : Número de planta a regar simultáneamente.

N_g : número de goteros.

Q_g : Caudal del gotero (l/h).

b) Caudal Necesario para regar 1 ha de cultivo:

$$Q_n = \frac{Q_b(l/s)}{A(ha)} \quad (5.15)$$

Donde:

Q_n : Caudal necesario.

Q_b : Caudal bombeo (l/s).

A : Área (Ha).

5.1.3.10. Resumen de cálculo

Cantidad de Sectores:

Tabla 11: Cantidad de Sectores.

Cantidad de Sectores											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00

Fuente: Elaboración Propia

Número de plantas en total en la superficie:

Tabla 12: Número de plantas en total en la superficie.

Número de plantas en total en la superficie (N_p):											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676

Fuente: Elaboración Propia

Número de plantas a regar simultáneamente:

Tabla 13: Número de plantas a regar simultáneamente.

Número de plantas a regar Simultáneamente (N_{prs}):											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946

Fuente: Elaboración Propia

Caudal de Bombeo en un Sector:

Tabla 14: Caudal de Bombeo en un Sector.

Caudal Bombeo (Q_b)(caudal de un sector) [l/s]											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1

Fuente: Elaboración Propia

Caudal Necesario para regar una hectárea de cultivo:

Tabla 15: Caudal Necesario para regar una hectárea de cultivo.

Caudal Necesario para regar 1 ha de cultivo [l/s]											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2

Fuente: Elaboración Propia

5.2. DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS Y DERIVACIONES

La elección del diámetro de las distintas tuberías que conforman la instalación de riego deberá realizarse con el objetivo de limitar en lo posible las pérdidas de carga originadas por el rozamiento del flujo de agua con las paredes interiores de la tubería, a la vez que se garantiza que llegue el caudal previsto a todos los emisores que conforman la instalación.

Como criterio de buena práctica se recomienda que, para tuberías de naturaleza termoplásticas, la velocidad que alcance el flujo de agua por el interior de la tubería se encuentre en el rango de 0,5 a 3,5 m/s.

Velocidades superiores a los 3,5 m/s darán lugar a problemas de arrastres, ruidos y fenómenos abrasivos en las paredes interiores que afectarían a la durabilidad de la tubería, mientras que velocidades inferiores a los 0,5 m/s podrían ocasionar problemas de sedimentación de partículas y residuos debida a la escasa velocidad de movimiento del agua.

La expresión que relaciona la velocidad del agua (v) por el interior de la tubería con el caudal (Q) es la siguiente:

$$Q = v \cdot A \quad (5.16)$$

donde,

Q es el caudal volumétrico o flujo de agua que circula por la tubería;

v es la velocidad del agua en el interior de la tubería;

A es el área de la sección interna de la tubería ($\pi \cdot D^2/4$), siendo D el diámetro interior de la tubería.

Despejando el valor (v) de la expresión anterior, la velocidad del agua que discurre por el interior de una tubería podrá ser expresada en función del caudal (Q) y del diámetro interior (D) de la tubería, como:

$$v = Q/A = (4 \cdot Q)/(\pi \cdot D^2) \quad (5.17)$$

Como ya se ha indicado en el apartado anterior, la instalación se compondrá de una línea principal de distribución enterrada que recorrerá la parcela a lo largo (en dirección noreste-suroeste), de la cual partirán transversalmente los distintos ramales portagoteros que discurrirán sobre la superficie del terreno, y sobre los cuales se anclarán los emisores que descargarán el agua sobre cada planta.

Para los ramales portagoteros es habitual en las instalaciones de riego por goteo, emplear las típicas y ya mencionadas tuberías flexibles de polietileno de baja densidad (en este caso, DN16 mm) fabricadas en color negro característico.

En cada planta se colocará para su riego 1 gotero con un caudal de descarga de agua de 8 l/h.

De acuerdo a los cálculos precedentes, cada ramal transversal portagoteros dará riego a unas 48 plantas de flores, como término medio, lo que supone un caudal de flujo por ramal de 384 l/h ($1,07 \cdot 10^{-4}$ m³/s).

Como resumen de características, en la siguiente tabla se indican los valores de diseño para los ramales transversales portagoteros que se han instalado:

Tabla 16: Ramales portagoteros usados.

Ramales portagoteros en tubos flexibles de polietileno de baja densidad				
	Diámetro nominal (mm)	Diámetro interior (mm.)	Espesor de pared (mm.)	Velocidad del flujo de agua (m/s)
	16	13,6	1,2	0,76

Fuente: Ingemecánica²⁷

Por otro lado, para el diseño y cálculo de la tubería principal enterrada y su diámetro respectivo, se empezará del máximo caudal que espera circule por su interior, dadas las necesidades de la instalación (*calculadas en 5.1.3.10*):

- *Caudal por sector a bombear: 2,10 l/s*

De acuerdo a la ecuación 5.17 calculamos el valor de la velocidad del agua, la cual está en función del caudal y la sección de la tubería, que para una tubería de polietileno con DN63 mm será:

Tabla 17: Tubería de la línea principal.

Tubería de la línea principal enterrada en polietileno de baja densidad						
	Tramo	Caudal	Diámetro exterior (DN)	Espesor de pared	Diámetro interior	Velocidad del flujo de agua (m/s)
	Línea Principal	7 560 l/h	63 mm	8,6 mm	45,8 mm	1,27

Fuente: Ingemecánica

²⁷ <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn207.html>

5.3. PÉRDIDAS DE CARGA EN LA INSTALACIÓN

Una vez determinado el diseño de cómo hacer la distribución de la instalación de riego, se realizará una estimación de las pérdidas de carga, también llamado pérdida de presión, con objeto de poder dimensionar correctamente el equipo de bombeo.

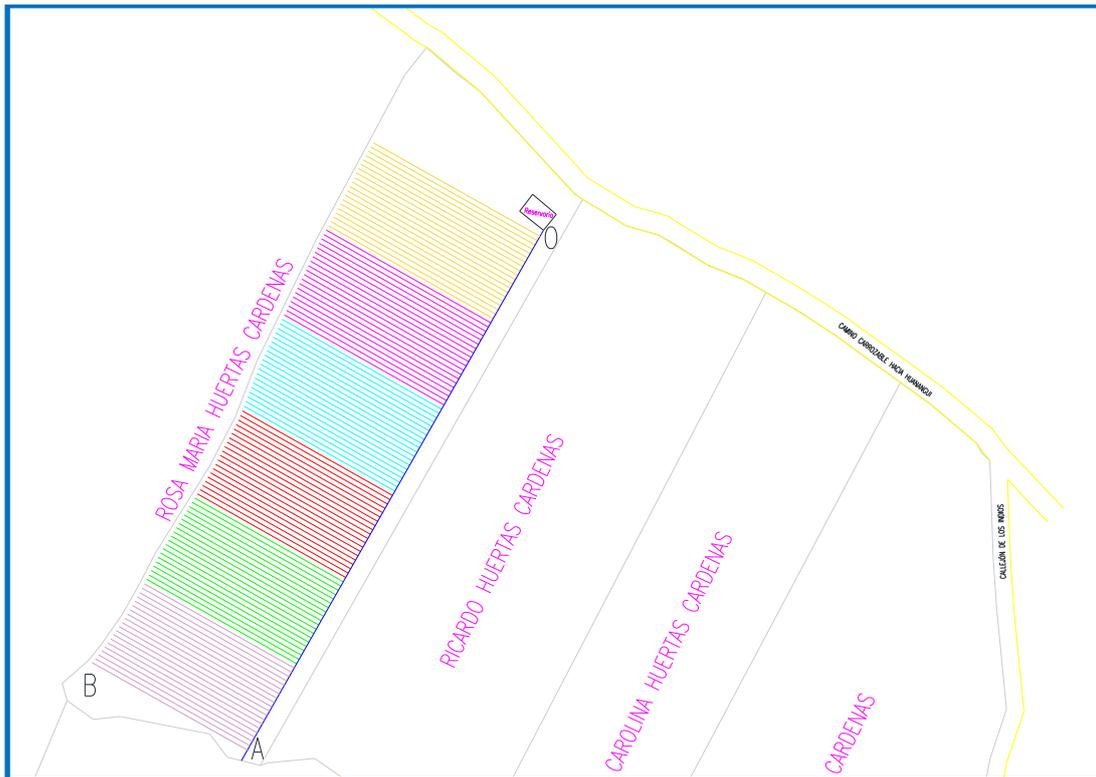


Figura 27: Distribución de Tuberías y derivaciones.

Fuente: Elaboración Propia

Para ello en primer lugar se deberá identificar donde se produzca la mayor pérdida de toda la instalación, dado que este valor va a condicionar las prestaciones que debe ofrecer el grupo de bombeo para poder garantizar el caudal previsto en cada emisario.

De acuerdo a lo mostrado en la figura N° 27 en donde se aprecia la parcela efectivamente dividida en 6 sectores y en donde el tramo indicado con las letras **OAB** constituye el recorrido donde el flujo de agua sufrirá la mayor

pérdida de carga de la instalación. Una vez identificado el recorrido más desfavorable, a continuación, se procederá al cálculo de la pérdida de carga que se produce en dichos tramos de la instalación.

El cálculo de la pérdida de carga se realizará distinguiendo tres tipos de pérdidas, donde cada uno se calculará con un procedimiento de cálculo distinto:

- a) Pérdida de carga producida en los tramos rectos de tubería;
- b) Pérdida de carga producidas en puntos y elementos localizados de la red;
- c) Pérdida de carga producida en los emisarios o goteros.

La pérdida de carga total de la instalación (Δp_{total}) será la suma de todas ellas:
 $a) + b) + c)$.

a) Pérdida de carga producida en los tramos rectos de tubería:

Para el cálculo de la pérdida de carga que se produce en un tramo recto de tubería (Δp) de una longitud determinada "L", se empleará la expresión de *Darcy-Weisbach*:

$$\Delta p = f \frac{L v^2}{D 2g} \quad (5.18)$$

Donde,

Δp : pérdida de carga expresada en metros de columna de agua (m.c.a.).

L : longitud del tramo considerado de tubería (m)

D : diámetro interior de la tubería (m)

V : velocidad del agua en el interior de la tubería (m/s)

g : aceleración de la gravedad (9,81 m/s²)

f : es el factor de fricción de *Darcy-Weisbach*.

El factor de fricción (f), es un parámetro adimensional que depende del número de Reynolds (Re) del fluido (en este caso, del agua) y de la rugosidad relativa de la tubería (ϵ_r). Es decir, que para calcular el factor de fricción (f) en un determinado tramo recto de tubería, previamente se deberán calcular los valores del número de Reynolds (Re) para el agua en ese tramo y de la rugosidad relativa (ϵ_r) que tiene la tubería en ese tramo.

El número de Reynolds se calcula con:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} \quad (5.19)$$

Donde,

ρ : densidad del fluido, en este caso agua (kg/m^3).

μ : viscosidad dinámica del agua ($kg/m.s$)

D : diámetro interior de la tubería (m)

v : velocidad del agua en el interior de la tubería (m/s)

Otra forma de calcular el número de Reynolds (Re) es el que lo relaciona con la viscosidad cinemática del fluido ($\vartheta = \mu / \rho$):

$$Re = \frac{v \cdot D}{\vartheta} \quad (5.20)$$

Donde,

v : velocidad del agua en el interior de la tubería (m/s)

D : diámetro interior de la tubería (m)

ϑ : viscosidad cinemática del agua (m^2/s)

En la tabla a continuación se presentan los valores de densidad, viscosidad absoluta y viscosidad cinemática para el agua a distintas temperaturas.

Tabla 18: Valores de densidad y viscosidad del agua.

Temperatura [°C]	Densidad ρ [kg/m ³]	Viscosidad absoluta μ [kg/m.s]	Viscosidad cinemática ν [m ² /s]
0	999,9	1,792x10 ⁻³	1,792x10 ⁻⁶
5	1 000,0	1,519x10 ⁻³	1,519x10 ⁻⁶
10	999,7	1,308x10 ⁻³	1,308x10 ⁻⁶
20	998,2	1,005x10 ⁻³	1,007x10 ⁻⁶
40	992,2	0,656x10 ⁻³	0,661x10 ⁻⁶
60	983,2	0,469x10 ⁻³	0,477x10 ⁻⁶
80	971,8	0,357x10 ⁻³	0,367x10 ⁻⁶
100	958,4	0,284x10 ⁻³	0,296x10 ⁻⁶

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de la instalación de riego nos interesa la viscosidad cinemática del agua a 20°C, que es de 1,007x10⁻⁶ m²/s.

En cuanto a la rugosidad relativa de la tubería (ϵ_r), esta viene dada en función de la rugosidad absoluta (ϵ) del material del que está fabricada la tubería y de su diámetro interior (D) de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\epsilon_r = \frac{\epsilon}{D} \quad (5.21)$$

En la tabla siguiente se detallan los valores de rugosidad absoluta para distintos materiales:

Tabla 19: Rugosidades absolutas de materiales.

RUGOSIDAD ABSOLUTA DE MATERIALES			
Material	ϵ (mm)	Material	ϵ (mm)
Plástico (PE, PVC)	0,0015	Fundición asfaltada	0,06-0,18
Poliéster reforzado con fibra de vidrio	0,01	Fundición	0,12-0,60
Tubos estirados de acero	0,0024	Acero comercial y solado	0,03-0,09
Tubos de latón o cobre	0,0015	Hierro forjado	0,03-0,09
Fundición revestida de cemento	0,0024	Hierro galvanizado	0,06-0,24
Fundición con revestimiento bituminoso	0,0024	Madera	0,18-0,90
Fundición centrifugada	0,003	Hormigón	0,3-3,0

Fuente: Ingemecánica

Como se mencionó líneas arriba, se utilizarán tuberías de polietileno para toda la instalación, siendo la rugosidad absoluta de este tipo de tuberías de $\epsilon = 0,0015$ mm, según lo indicado.

Volviendo al concepto de número de Reynolds (Re), éste presenta la relación entre las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas que posee el flujo de agua en la tubería.

Cuando las fuerzas predominantes son las viscosas (ocurre para Re con valores bajos), el fluido discurre de forma laminar por la tubería y la importancia de la rugosidad de la tubería en la pérdida de carga es menor que las debidas al propio comportamiento viscoso del fluido. Por otro lado, en régimen turbulento (Re grande), las fuerzas de inercia predominan sobre las viscosas y la influencia de rugosidad se hace más patente.

Para el caso del agua, los valores de transición entre régimen laminar y turbulento se encuentra con el número de Reynolds en la franja de 2000 a 4000. Es decir, en función del valor del número de Reynolds se tiene el siguiente comportamiento del flujo de agua por el interior de la tubería:

- $Re < 2000$: Régimen laminar.
- $2000 < Re < 4000$: Zona crítica o de transición.
- $Re > 4000$: Régimen turbulento.

Conocer si el flujo que circula por una tubería se encuentra en el régimen laminar o turbulento es importante porque marca la manera de calcular el factor de fricción (f).

En efecto, el factor de fricción (f) para valores del número de Reynolds por debajo del límite turbulento ($Re < 2000$), es decir, en régimen laminar, se puede calcular aplicando la fórmula de Poiseuille:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (5.22)$$

Para la otra situación, es decir, que nos encontremos en régimen turbulento ($Re > 4000$), el cálculo para conocer el factor de fricción (f) ya nos es tan inmediato, y depende tanto del número de Reynolds como de la rugosidad relativa de la tubería. En este caso existen diversas formulaciones que pueden ser utilizadas para el cálculo del factor de fricción (Ecuación de Colebrook-White).

No obstante, afortunadamente además de estas expresiones existen representaciones gráficas y ábacos empíricos que nos permiten calcular cómodamente el factor de fricción (f). Uno de ellos es el Diagrama de Moody que es la representación gráfica en escala doblemente logarítmica del factor de fricción (f) en función del número de Reynolds (Re) y de la rugosidad relativa de la tubería (ε/D), según se representa en la figura 28.

A continuación, se va a aplicar lo anterior, para calcular la pérdida de carga que se produce en el tramo más desfavorable considerado de la instalación de riego.

Como ya se indicó en el inicio de este apartado, el recorrido más desfavorable, donde las pérdidas de carga serán mayores, será el formado por los tramos indicados por las letras *OAB*.

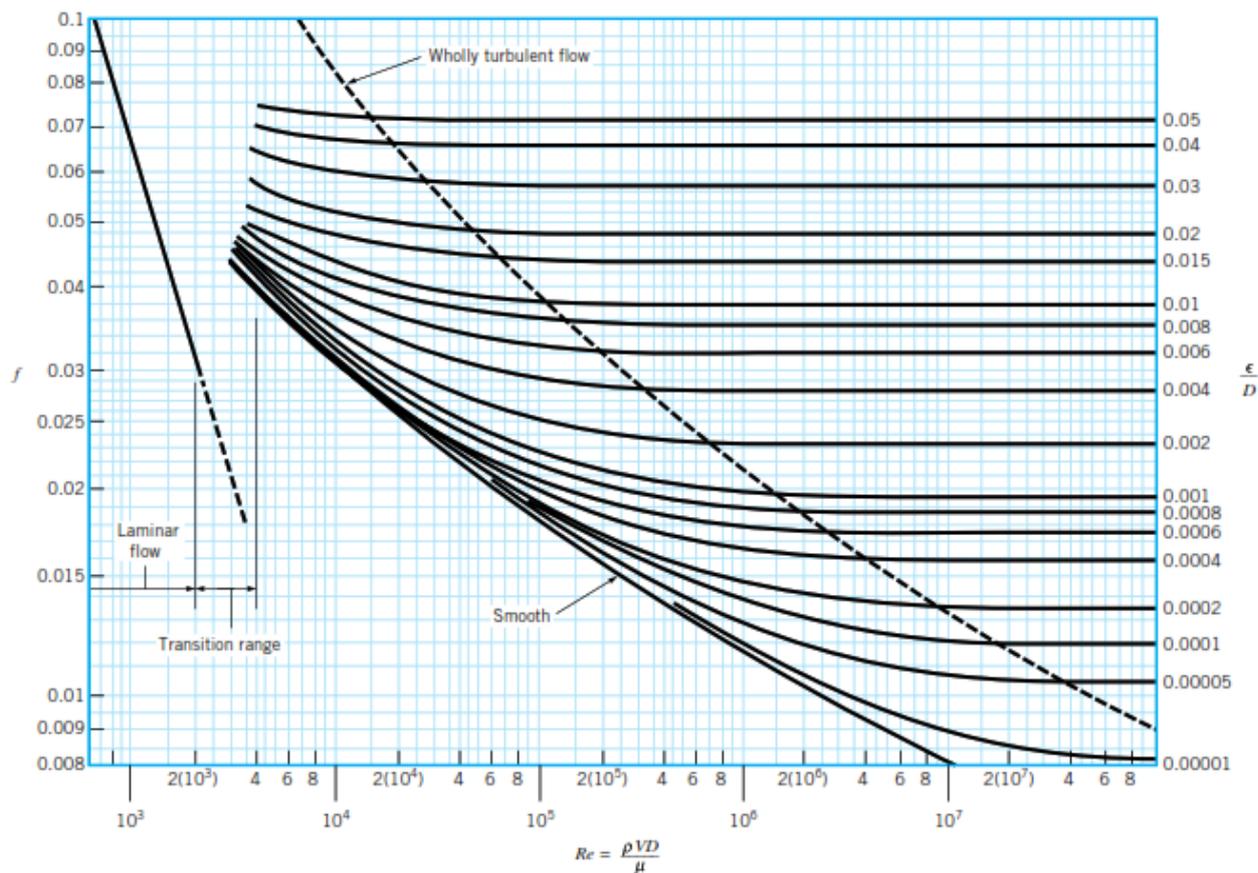


Figura 28: Diagrama de Moody.

Fuente: Fundamentals of Fluid mechanics, Munson

A su vez, en este recorrido se distinguen dos tramos diferentes con tuberías de distinto diámetro, a saber:

- **Tramo OA**, correspondiente al tramo de la línea principal de polietileno con $DN63$.
- **Tramo BC**, ramal aéreo portagoteros de tubería de polietileno $DN16$.

Los resultados se muestran a continuación:

- **Tramo OA (Línea principal de distribución enterrada)**.
 - Material tubería: polietileno de baja densidad $PE-32$.
 - Diámetro nominal, $DN=63 \text{ mm}$
 - Diámetro interior, $Di=45,8 \text{ mm}$

- Longitud del tramo, $L=160\text{ m}$
- Velocidad del agua en el tramo, $v=1,27\text{ m/s}$
- Rugosidad absoluta de la tubería, $\varepsilon=0,0015\text{ mm}$
- Rugosidad relativa ($\varepsilon_r=\varepsilon/D_i$): $0,000033$
- Número de Reynolds (Re) en el tramo: $Re=56\ 852$
- Del diagrama de Moody con Re y ε_r : $f=0,021$
- Pérdidas de carga (*Ecuación de Darcy-Weisbach*): $\Delta p_{OA}=6,03\text{ m}$
- **Tramo AB** (*Ramales portagoteros*).
 - Material tubería: polietileno de baja densidad PE-32.
 - Diámetro nominal, $DN=16\text{ mm}$
 - Diámetro interior, $D_i=13,6\text{ mm}$
 - Longitud del tramo, $L=50\text{ m}$
 - Velocidad del agua en el tramo, $v=0,76\text{ m/s}$
 - Rugosidad absoluta de la tubería, $\varepsilon=0,0015\text{ mm}$
 - Rugosidad relativa ($\varepsilon_r=\varepsilon/D_i$): $0,00011$
 - Número de Reynolds (Re) en el tramo: $Re=10\ 264$
 - Del diagrama de Moody con Re y ε_r : $f=0,031$
 - Pérdidas de carga (*Ecuación de Darcy-Weisbach*): $\Delta p_{AB}=3,36\text{ m}$

En consecuencia, y sumando las pérdidas obtenidas en ambos tramos, se obtiene la pérdida de carga producida en los tramos rectos de tubería, según la distancia más desfavorable:

$$\Delta p_{OAB} = \Delta p_{OA} + \Delta p_{AB} = 6,03\text{ m} + 3,36\text{ m} = 9,39\text{ m}$$

b) Pérdida de carga producidas en puntos y elementos localizados de la red;

En el apartado a) anterior, se ha mostrado el proceso para calcular la pérdida de carga producida en los tramos rectos de tuberías, pero en la instalación hay otros elementos, como válvulas, filtros, derivaciones, codos, cambios de dirección, etc., que también contribuyen generando pérdidas de carga en la instalación.

Para evaluar las pérdidas locales que se originan en estos elementos que se encuentran intercalados en la instalación (codos, derivaciones en T, bifurcaciones, reducciones...) se puede emplear la siguiente formulación de tipo empírica:

$$\Delta p = K \frac{v^2}{2g} \quad (5.23)$$

O bien

$$\Delta p = K \frac{8Q^2}{\pi^2 g D^4} \quad (5.24)$$

donde el coeficiente adimensional k (coeficiente de pérdida) sirve para medir la caída de presión que se produce en cada elemento de la instalación.

El valor de este coeficiente se obtiene experimentalmente y lo suele suministrar cada fabricante de los distintos elementos.

A falta de más información de un determinado fabricante, se pueden emplear los siguientes valores orientativos para el coeficiente k de la siguiente tabla:

Tabla 20: Coeficientes de pérdida de carga, K.

Válvulas (abiertas)	Coeficiente de pérdida, K
De bola	K = 0,1
Compuerta	K = 0,1 - 0,3
Anti-retorno	K = 1,0
De asiento estándar. Asiento de fundición	K = 4,0 - 10,0
De asiento estándar. Asiento de forja (pequeña)	K = 5,0 - 13,0
De asiento a 45°. Asiento de fundición	K = 1,0 - 3,0
De asiento en ángulo. Asiento de fundición	K = 2,0 - 5,0
De asiento en ángulo. Asiento de forja (pequeña)	K = 1,5 - 3,0
Mariposa	K = 0,2 - 1,5
Diafragma	K = 2,0 - 3,5
De macho o tapón. Rectangular	K = 0,3 - 0,5
De macho o tapón. Circular	K = 0,2 - 0,3
Otros elementos	Coeficiente de pérdida, K
Codos a 90°	K = 0,2
Filtros	K = 3,0
Derivación	K = 0,7

Fuente: Fundamentals of Fluid mechanics, Munson

Para el caso que las válvulas se encuentren parcialmente abiertas, el valor de los coeficientes de pérdida de carga respecto al valor del coeficiente en apertura total, se puede tomar de esta otra tabla:

Tabla 21: Coeficientes de pérdida de carga en válvulas parcialmente abiertas.

Cociente $K_{(parcialmente\ abierta)}/K_{(abierta)}$			
Situación	Compuerta	Esfera	Mariposa
Abierta	1,0	1,0	1,0
Cerrada 25%	3,0 - 5,0	1,5 - 2,0	2,0 - 15,0
50%	12 - 22	2,0 - 3,0	8 - 60
75%	70 - 120	6,0 - 8,0	45 - 340

Fuente: Fundamentals of Fluid mechanics, Munson

La forma de proceder para realizar el cálculo de este tipo de pérdidas de carga sería la siguiente:

1. Se identifican los tramos que constituyen el recorrido del agua donde se va a producir la mayor pérdida de carga, es decir, el tramo más desfavorable.
2. Se contabiliza los elementos singulares intercalados en la instalación en ese tramo (válvulas, filtros, codos, derivaciones...) y se le asigna el coeficiente de pérdida (k) correspondiente, según las tablas anteriores.
3. Empleando la formulación empírica anterior para cada elemento, se obtendrá la pérdida de carga con la que contribuye ese elemento en cuestión.
4. Finalmente, se suman todas las pérdidas de los diferentes elementos para obtener la pérdida de carga total debida a los distintos elementos de la red.

Como se ha identificado el recorrido *OAB* como los tramos de la instalación donde se producirá la mayor pérdida de carga, se realiza el cálculo de las pérdidas de carga de los elementos instalados en estos tramos. En la siguiente tabla se indican los valores obtenidos:

Tabla 22: Pérdidas de carga localizadas.

Tramo	Caudal, Q (l/h)	Diámetro interior, D (mm)	Tipo de elemento	Unidades	Coefficiente de pérdida del elemento, k	Pérdida de carga, Δp_{local} (m)
OA	7 560	45,8	Válvula antirretorno	1	1,0	0,083
			Válvula de bola	2	0,1	0,017
			Codos a 90°	16	0,2	0,520
			Derivaciones de ramales portagoteros	28	0,7	1,623
BC	384	13,6	Inserción de los goteros	48	0,7	0,923
Total (m)						3,17

Fuente: Elaboración Propia

En la anterior tabla se han contabilizado las pérdidas de carga que se producen en elementos singulares tales como válvulas, codos o cambios de dirección en la tubería. También se han tenido en cuenta las originadas por las derivaciones de los ramales portagoteros de la tubería principal, así como las interferencias con el flujo debida a la inserción de los goteros en el ramal.

Sin embargo, y por ser elementos singulares que aportan gran pérdida de carga, los filtros deben ser consultados en sus fichas de características técnicas para conocer su valor.

En este caso, se intercalará a la salida de la bomba los siguientes elementos de filtrado con su correspondiente valor de pérdida de carga:

Tabla 23: Filtros instalados en el sistema de riego.

Tipo de filtro	Pérdida de carga (m.c.a.)
Filtro hidrociclón	3,5 metros
Filtro de malla	1,5 metros

Fuente: Elaboración Propia

Por lo tanto, sumando las pérdidas de carga producida en los dos filtros instalados a las obtenidas en la tabla anterior correspondiente a válvulas y ramificaciones, se obtiene una pérdida de carga localizada debida a los elementos intercalados en la instalación de:

$$\Delta p_{local} = 3,17 \text{ m} + 3,50 \text{ m} + 1,50 \text{ m} = 8,17 \text{ m}$$

c) Pérdida de carga producida en los emisarios o goteros.

La conexión del gotero a la tubería portagoteros produce una pérdida de carga que en general se puede expresar en forma de longitud equivalente de la tubería donde se inserta el gotero.

En función del diámetro nominal del ramal portagoteros, esta longitud equivalente toma el valor que se indica en la siguiente tabla:

Tabla 24: Longitudes equivalentes de pérdida de carga en goteros.

	Diámetro del portagoteros	12 mm	16 mm	20 mm	25 mm
	Longitud equivalente	0,35 m	0,23 m	0,18 m	0,12 m

Fuente: Ingemecánica

Por tanto, y finalizando con el cálculo, una vez obtenidas las distintas pérdidas de carga anteriores (a, b y c), su suman todas ellas, con objeto de obtener la pérdida de carga total de la instalación, resultando ser de:

$$\Delta p_{TOTAL} = 9,39 \text{ m} + 8,17 \text{ m} + 0,23 \text{ m} = 17,79 \text{ m}$$

5.4. DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE BOMBEO

En las secciones anteriores se ha obtenido las necesidades de caudal de agua y presión que debe generar el grupo de bombeo para el regado de los rosales.

El caudal a bombear se obtuvo en la sección 5.1 obteniendo el siguiente resultado:

- N° de plantas (rosales) : 5 676
- N° de sectores de riego : 6
- Caudal de riego por planta : 8 l/h
- Caudal Total necesario : 7 568 l/h ($2,10 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$)

Tomando en cuenta futuras ampliaciones o necesidades de agua, consideramos un incremento en 25%, entonces el caudal a suministrar la bomba será de $9,5 \text{ m}^3/\text{h}$.

Por otro lado, en cuanto a la presión que debe dar la bomba de agua para el riego, también llamada altura manométrica (H), reseñar que se compone de la suma de los siguientes términos:

$$H = H_g + \Delta p \tag{5.25}$$

Donde,

H_g : altura geométrica, profundidad a la que se encuentra el nivel del agua en el reservorio o pozo (m).

Δp : pérdida de carga del flujo de agua a su paso por tuberías, filtros, válvulas, etc., en la instalación hasta que sale por el gotero. (m)

Para obtener el valor de la altura geométrica (H_g), éste coincidirá con la profundidad a la que se encuentra el nivel del agua en el pozo (a 1,20 metros de profundidad. A este valor habrá que sumarle la variación de nivel que experimente el nivel freático a medida que el bombeo de agua se desarrolla, o bien, por las variaciones debida a la estacionalidad (en verano al ser la época seca el nivel freático de los acuíferos baja).

Con estas consideraciones, se establece que el nivel del agua en el pozo variará de 1,20 a 2,00 metros de profundidad, debiéndose instalar una sonda de nivel que desconecte automáticamente el bombeo de agua cuando el nivel en el pozo baje por debajo de los 2,00 metros de profundidad.

En este sentido, la altura geométrica (H_g) que deberá vencer la bomba será, para el caso más desfavorable, de 2,00 metros.

El otro término que proporciona la altura manométrica de la bomba son las pérdidas de carga que se producen en la instalación. Este valor se calculó en el apartado 5.3 anterior resultando ser, $\Delta p = 17,79$ m.

Sumando ambos conceptos se obtendrá la altura manométrica total o presión que debe dar la bomba:

$$H = H_g + \Delta p = 2,00 + 17,79 = 19,79 \text{ metros}$$

En resumen, los criterios para realizar la selección de la bomba serán:

Tabla 25: Resultados para selección de bomba.

Caudal [m ³ /h]	Presión [m]
9,5	19,79 m

Fuente: Elaboración Propia

Para la selección de la bomba, cada fabricante dispone generalmente de tablas y herramientas informáticas de selección rápida que permite obtener el modelo de bomba que mejor se adapta a nuestros requerimientos de entre toda la gama de productos. Para nuestro diseño utilizaremos el aplicativo informático del fabricante *Grundfos*²⁸, luego este resultado será contrastado con lo que se obtendrá de la metodología aplicada en los párrafos siguientes.

Los resultados del aplicativo informático se muestran a continuación²⁹:

Tabla 26: Resultados para selección de bomba.

Modelo de Bomba: CRIF 10-02 A-CA-I-E-HQQE de Grundfos	
	Bombas centrífugas verticales de varias etapas. Estas bombas en línea (no autocebantes) pueden utilizarse en sistemas en tuberías y están diseñadas para montarse sobre una base. El motor MGF de estas bombas admite un suministro eléctrico tanto de c.c. como de c.a. Dado que los sistemas electrónicos del motor incorporan funciones de protección del motor, no se requiere ningún tipo de protección adicional para el motor. La función de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) permite al motor funcionar de forma eficiente al conectarlo a un panel solar. El motor tiene un valor P1 de 1250 W y alcanza una velocidad máxima de 3350 rpm.
Caudal nominal	12,1 m ³ /h
Altura nominal	22,1 m
MATERIALES	
Cuerpo hidráulico	Acero inoxidable, DIN W.-Nr. 1.4408, AISI 316
Impulsor	Acero inoxidable, DIN W.-Nr. 1.4301
DATOS ELÉCTRICOS	
Tipo de motor	90SC
Potencia de entrada – P1	1,73 kW
Potencia nominal – P2	1,5 kW
Tensión nominal ac	1 x 90-240 V
Tensión nominal dc	30 - 300 V
Cos phi - Factor de potencia	0,99
Velocidad nominal	500-3600 rpm
Grado de protección (IEC 34-5)	IP55
Clase de aislamiento (IEC 85)	F
OTROS	
Peso neto/bruto	40/44 kg

Fuente: Grundfos

²⁸ <https://product-selection.grundfos.com>

²⁹ Los resultados del cálculo, así como los catálogos respectivos se muestran en los Anexos E y F.

A continuación, se explica el procedimiento de cálculo en donde se demuestra analíticamente los resultados obtenidos:

5.4.1. Energía hidráulica requerida por mes (E_h)

Como la potencia que suministra el generador fotovoltaico depende de la intensidad de la radiación, variará para cada lugar y para cada día del año, debido a los cambios de estación y a las condiciones climáticas y geográficas de cada lugar específico.

Necesitamos, pues, datos medios mensuales de radiación solar del lugar donde se vayan a montar la instalación y, en caso de no disponer de valores para la población en concreto donde se instale, tomaremos los de la población más cercana de la que se dispongan estos.

Partiremos de los datos de radiación media diaria de cada mes sobre superficie horizontal, y a partir de estos, con la ayuda de las tablas, podremos calcular la irradiancia incidente sobre superficie inclinada.

Con la ayuda de la información obtenida del fabricante *Grundfos* se ha obtenido los valores promedio de irradiancia mensual, los cuales son tabulados en forma de *HSP* (horas solar pico). Como se recuerda las “horas de sol pico” pueden definirse como el número de horas al día con una hipotética irradiancia de 1.000 W/m^2 que en conjunto suman la misma irradiancia total que la real de ese día.

A continuación, se muestra el resultado de cálculo de la energía hidráulica requerida por mes (E_h), se puede observar que se ha considerado un factor que toma en cuenta las mayores necesidades de agua durante los meses de verano.

Tabla 27: Energía hidráulica requerida por mes (Eh).

MES	V' (teórico) [m ³ /día]	FACTOR	V (real) [m ³ /día]	Altura estática Hg[m]	Altura dinámica Hd[m]	Abatimiento Ab[m]	Altura total H[m]	Eh[kWh]	HSP	Eh/HSP
Enero	19.00	1.20	22.800	1.50	17.79	0.50	19.79	1.228	4.60	0.267
Febrero	19.00	1.20	22.800	1.50	17.79	0.50	19.79	1.228	4.10	0.300
Marzo	19.00	1.20	22.800	1.50	17.79	0.50	19.79	1.228	3.90	0.315
Abril	19.00	1.00	19.000	1.50	17.79	0.50	19.79	1.024	4.40	0.233
Mayo	19.00	1.00	19.000	1.50	17.79	0.50	19.79	1.024	5.40	0.190
Junio	19.00	1.00	19.000	1.50	17.79	0.50	19.79	1.024	5.40	0.190
Julio	19.00	1.00	19.000	1.50	17.79	0.50	19.79	1.024	5.70	0.180
Agosto	19.00	1.00	19.000	1.50	17.79	0.50	19.79	1.024	6.30	0.162
Septiembre	19.00	1.00	19.000	1.50	17.79	0.50	19.79	1.024	6.60	0.155
Octubre	19.00	1.00	19.000	1.50	17.79	0.50	19.79	1.024	6.40	0.160
Noviembre	19.00	1.00	19.000	1.50	17.79	0.50	19.79	1.024	6.10	0.168
Diciembre	19.00	1.20	22.800	1.50	17.79	0.50	19.79	1.228	4.90	0.251

Fuente: Elaboración propia

La orientación de los paneles fotovoltaicos será hacia el norte geográfico y en cuanto al ángulo de inclinación será de 11° de acuerdo a recomendaciones del fabricante.

5.4.2. Determinación del mes condicionante

El mes de dimensionado será aquel en el cual el cociente entre la energía hidráulica necesaria, y la energía solar disponible, sea máximo. Por lo tanto, será el mes más deficitario energéticamente para satisfacer la demanda de agua.

Para obtener este mes se calcularon los cocientes entre las energías hidráulicas y las radiaciones de cada mes, eligiendo el mes cuyo cociente sea máximo. Los datos energéticos de este mes se utilizarán como base para dimensionar los componentes de la instalación. Cabe destacar que para nuestro caso el mes de dimensionado es marzo (resaltado en la tabla anterior).

5.4.3. Cálculo de la potencia del campo fotovoltaico

Consiste en determinar la potencia pico del campo de paneles necesaria para satisfacer la demanda de agua a lo largo de todo el año. A la hora de calcular esto supondremos que los módulos operan en sus condiciones estándar (25 °C y 1 000 W/m²) y que están suministrado su potencia máxima durante todo el día.

En la realidad, la potencia de salida de los módulos será inferior a la pico, debido a factores tales como que la irradiancia a lo largo del día toma valores inferiores a 1 000 W/m², debido a la influencia de la temperatura de operación de los módulos, a las pérdidas por conexionado de estos, etc.

Para calcular la potencia pico del generador se procederá siguiendo los pasos detallados a continuación.

En primer lugar, se calculará la energía eléctrica diaria, E_e , expresada en kWh como:

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{mb}} \quad (5.26)$$

Donde η_{mb} es el rendimiento medio diario mensual del subsistema motor –bomba y cuyo valor se estima en:

- 0,3 para unidades de succión superficial, o unidades flotantes de succión sumergida que utilizan motores de imán permanente c.c con o sin escobillas y bombas centrífugas.
- 0,4 para unidades flotantes de c.c con bomba sumergida o unidades de bomba sumergida con motor en la superficie o con motor de c.c con o sin escobillas y bomba centrífuga multiestado.

- 0,42 para bombas centrífugas multiestado sumergibles de c.c o c.a y bombas de desplazamiento positivo sumergidas en motor de c.c en la superficie.

Está claro que la demanda de energía mecánica se va a corresponder con un consumo de energía eléctrica que vendrá determinado por las características y prestaciones del grupo motor-bomba. El parámetro descriptivo en este caso es el rendimiento electromecánico, que se define como el porcentaje de la energía eléctrica que es capaz de transformarse en energía mecánica en un sistema de impulsión de agua. Una vez obtenida E_e , se calculará el área de generador necesaria para suministrar dicha energía:

$$A = \frac{E_e}{\eta_{fv} G_{dm}} \quad (5.27)$$

G_{dm} , es la energía media diaria mensual incidente sobre el generador fotovoltaico para el peor mes, expresada en kWh/m²/día y que se calculará a partir del dato que tenemos en las tablas de la energía media diaria mensual incidente sobre superficie horizontal (habrá que pasar los Mj a kWh) y aplicando el factor de corrección, k, por inclinación de paneles (1 Mj = 1/3,6 kWh).

η_{fv} , es el rendimiento medio diario del generador, que se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\eta_{fv} = F_m \cdot F_t \cdot \eta_g \quad (5.28)$$

F_m , es el factor de acoplo medio y se define como el cociente entre la energía eléctrica que se genera en condiciones reales de operación, y la que se generaría si el generador trabajase en el punto de máxima

potencia. Tiene pues en cuenta el hecho de que el generador no trabaja siempre en condiciones estándar. Si no conocemos su valor tomaremos 0,95 si se dispone de un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, 0,9 para bombas centrífugas y 0,8 para las de desplazamiento positivo.

F_t , es un término que tiene en cuenta el efecto de la temperatura sobre los módulos fotovoltaicos y se estima en 0,8 para climas cálidos y 0,9 para climas fríos.

η_g , es el rendimiento del generador a la temperatura de referencia, 25°C.

La potencia eléctrica de salida de un generador fotovoltaico a 25 °C y 1 000 W/m² es:

$$P_p = \eta_g \cdot A \cdot 1\,000 \quad (5.29)$$

Sustituyendo η_g y A por sus valores, tendremos:

$$P_p = \frac{E_h \cdot 1\,000}{\eta_{mb} \cdot F_m \cdot F_t \cdot G_{dm}} = \frac{1,288 \times 1\,000}{0,3 \times 0,9 \times 0,8 \times 3,9} = 1\,458,10 \text{ W} \quad (5.30)$$

5.4.4. Selección de la bomba

Con los datos de caudal y altura calculados y mostrados en la Tabla N°25, procedemos a seleccionar la bomba a utilizar en nuestro sistema de riego, tal y como puede observarse en la Tabla N°26 las características de la bomba, del fabricante Grundfos, más ideales para los valores de caudal y altura necesarios son los de la bomba obtenida en el aplicativo informático del fabricante.

Por lo tanto, como conclusión utilizaremos:

Modelo de Bomba: CRIF 10-02 A-CA-I-E-HQQE de Grundfos

5.4.5. Cálculo del arreglo del campo fotovoltaico

Para determinar la cantidad y forma de conexionado necesitamos saber con qué tipo de paneles vamos a trabajar, la tensión nominal del motor eléctrico que utilizará la bomba y la potencia del campo fotovoltaico determinada en 5.4.3.

En primer lugar, el panel fotovoltaico a utilizar será el *GF 270* de *Grundfos*, el cual tiene las siguientes características:

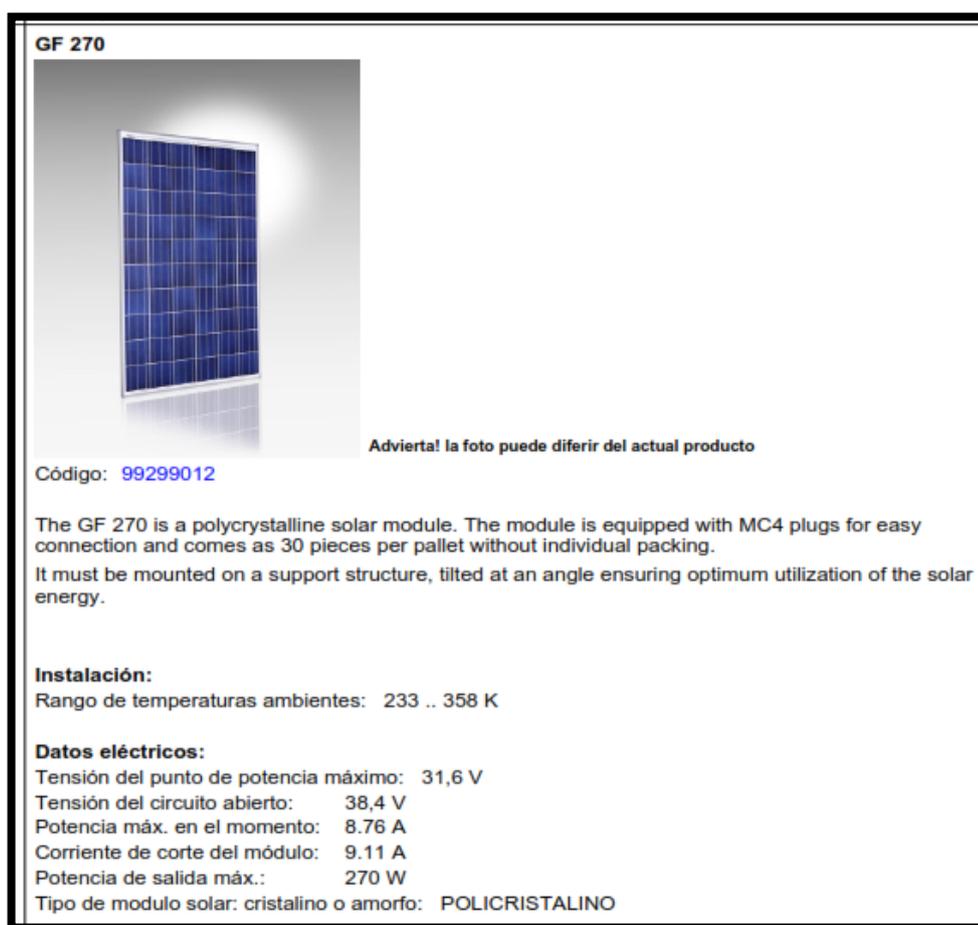


Figura 29: Panel solar empleado.

Fuente: Fabricante Grundfos

Como se puede observar en la Tabla N°26 la tensión nominal dc de trabajo del motor a utilizar está entre 30 - 300V, por lo que para que el sistema trabaje en condiciones adecuadas la tensión nominal (a plena carga) de nuestro campo fotovoltaico debe estar comprendida en este

rango de tensiones. Como la tensión del punto de potencia máximo del panel empleado es de 31,6V podemos emplear tres paneles en serie por lo que la tensión nominal de nuestro arreglo será de:

$$\text{Tensión nominal del campo fotovoltaico} = 3 \times 31,6 = 94,8V$$

El cual como se observa está comprendido en el rango de trabajo de la bomba.

Por otra parte, necesitamos conocer el número de ramas en paralelo a instalar. También es necesario saber que la potencia del campo fotovoltaico ahora deberá ser necesariamente por lo menos igual a la potencia P_1 de la bomba seleccionada (ver Tabla N°26). Podemos usar la siguiente expresión:

$$\text{ramales en paralelo} = \frac{\text{Potencia } P_1}{\# \text{paneles serie} \times \text{Potencia panel}} \quad (5.31)$$

Reemplazando valores tenemos:

$$\text{ramales en paralelo} = \frac{1730}{3 \times 270} = 2,1 \approx 3$$

Conclusión:

Nuestro campo fotovoltaico empleará paneles GF 270 del fabricante Grundfos y tendrá 3 módulos en serie y 3 ramas en paralelo. Es decir, se emplearán 9 módulos fotovoltaicos y la potencia total será de 2,43kW.

5.4.6. Cantidad de agua bombeada al año

La cantidad de agua en riego anual aproximada que será capaz de producir nuestro sistema fotovoltaico será:

Tabla 28: Cantidad de agua bombeada al año [m³].

MES	HSP	N° días	m3/mes
Enero	4.60	31	1354.700
Febrero	4.10	28	1090.600
Marzo	3.90	31	1148.550
Abril	4.40	30	1254.000
Mayo	5.40	31	1590.300
Junio	5.40	30	1539.000
Julio	5.70	31	1678.650
Agosto	6.30	31	1855.350
Septiembre	6.60	30	1881.000
Octubre	6.40	31	1884.800
Noviembre	6.10	30	1738.500
Diciembre	4.90	31	1443.050
			18458.500 m3/año

Fuente: Elaboración propia

5.4.7. Cálculo de sección del conductor alimentador

Para el cálculo de la sección del conductor que alimentará al sistema de bombeo desde nuestro campo fotovoltaico disponemos de la siguiente información:

- Potencia a transmitir : 2,43 kW
- Tensión de operación : 94,8 V
- Corriente nominal (I_n) : $9,11 \times 3 = 27,33 \text{ A}$
- Corriente de diseño ($I_d = 1,25I_n$): 34,16 A
- Longitud del conductor : 25 m
- Máxima caída de tensión : 1% (CNE-U Regla 050-102)

Para conductores de cobre la sección de los cables para corriente continua y alterna monofásica se calculará mediante la siguiente expresión:

$$S = \frac{2LI}{56 \Delta V} \quad (5.32)$$

Donde,

S : Sección en mm^2 .

L : Longitud en m .

56 : Conductividad del cobre.

I : Intensidad en amperios.

ΔV : Máxima caída de tensión en voltios ($1\% \times 94,8V = 0,95V$)

Reemplazando valores:

$$S = \frac{2 \times 12 \times 34,16}{56 \times 0,95} = 15,41mm^2$$

Conclusión:

Se empleará conductor NYY de 16mm².

5.5. ANÁLISIS ECONÓMICO - FINANCIERO

En la presente sección del capítulo se procederá a realizar el análisis económico – financiero del proyecto. De esta manera el análisis financiero que se expondrá a continuación permitirá conocer la viabilidad económica del proyecto propuesto para nuestro sistema de bombeo fotovoltaico. En este sentido se hará uso de algunos indicadores que permitirán evaluar la implementación del Sistema Fotovoltaico.

Los indicadores que se utilizarán son el Valor Actual Neto (VAN), el cual nos mostrará en el presente el valor de los flujos de dinero del fondo utilizando una Tasa de Descuento; la Tasa Interna de Retorno (TIR) será otro indicador a utilizar, la cual representa la rentabilidad porcentual del proyecto.

Sin embargo, para hacer uso de estos indicadores, en primer lugar, se procederá a determinar los diferentes ingresos y egresos monetarios del proyecto.

5.6.1. Inversión y estructura del financiamiento

Para comenzar, se procederá a describir tanto la inversión necesaria del proyecto como la estructura del mismo.

Inversión

Se ha estimado que en el proyecto se invertirá S/. 38 309,08 para la implementación del sistema de bombeo fotovoltaico para el cultivo de rosas propuesto.

A continuación, se muestran las siguientes tablas que describe el costo total del proyecto:

Tabla 29: Costo de Inversión del Proyecto.

METRADO Y PRESUPUESTO

PROYECTO : PROYECTO DE RIEGO POR GOTEO UTILIZANDO ENERGÍA SOLAR PARA CULTIVO DE ROSAS PARA EXPORTACIÓN EN EL FUNDO HUERTAS, DISTRITO DE SAYÁN, PROVINCIA DE HUAURA, DEPARTAMENTO DE LIMA

SECCION 1 : Sistema de Bombeo Fotovoltaico

UBICACIÓN : DISTRITO DE SAYÁN - PROVINCIA DE HUAURA - DEPARTAMENTO DE LIMA

FECHA : FEBRERO DEL 2018

ITEM	DESCRIPCION DE PARTIDAS	UNID	METRADO	COSTO UNITARIO	PARCIAL
	SUMINISTRO DE MATERIALES SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO				
1,00	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y EQUIPOS				
1,01	MÓDULO FOTOVOLTAICO POLICRISTALINO GF 270, 270 Wp, GRUNDFOS	u	9,00	852,00	7 668,00
1,02	BOMBA CRIF 10-02 A-CA-I-E-HQQE; 3446 rpm; 12,1 m3/h; 22,1 m; 1,73-1,5kW(P1, P2); GRUNDF	u	1,00	12 150,45	12 150,45
1,03	ESTRUCTURA METÁLICA DE SOPORTE PARA SUPERFICIE DE 15m2 DE CAPTADORES	glb.	1,00	1 800,00	1 800,00
	Sub Total 1,00				21 618,45
2,00	INSTALACIÓN ELÉCTRICA				
2,01	CABLE NYY, 1 KV, 2-1x16 mm2	m	12,00	12,90	154,80
2,02	CABLE TW, 1 KV, 1x10 mm2 (TIERRA)	m	12,00	4,75	57,00
2,03	TUBO DE PVC SAP 38mmØ, 3,20m long.	m	4,00	16,90	67,60
2,04	CURVA PVC SAP 38mmØ	u	4,00	5,90	23,60
2,05	CINTA AISLANTE	rl	1,00	5,80	5,80
	Sub Total 2,00				308,80
3,00	PUESTAS A TIERRA				
3,01	ELECTRODO DE ACERO RECUBIERTO CON COBRE DE 16mm ø X 2,40 m. PROVISTO CON CO	u	1,00	40,84	40,84
3,02	CAJA DE REGISTRO DE CONCRETO PARA INSPECCION DE P.T. (INC. SEÑALIZACIÓN)	u	1,00	35,85	35,85
3,03	CONECTOR DE COBRE TIPO AB	u	1,00	5,30	5,30
3,04	TUBO PVC 20mmØ x 3,20m	u	2,00	6,75	13,50
3,05	BENTONITA (50 Kg.)	Bls.	1,00	32,50	32,50
	Sub Total 3,00				127,99
	RESUMEN GENERAL				
	1.0 SUMINISTRO DE MATERIALES				22 055,24
	2.0 MONTAJE ELECTROMECHANICO				4 411,05
	3.0 TRANSPORTE				1 764,42
	4.0 COSTO DIRECTO				28 230,71
	5.0 GASTOS GENERALES				2 823,07
	6.0 UTILIDADES				1 411,54
	7.0 COSTO SUBTOTAL				32 465,32
	8.0 I.G.V. (18%)				5 843,76
	TOTAL GENERAL				38 309,08

Fuente: Elaboración propia

La fuente de donde provendrán los fondos para cubrir la inversión inicial descrita anteriormente será por un préstamo bancario.

A continuación, se describe los detalles.

Préstamo Bancario: La inversión total (S/. 40 000.00) será cubierto con un préstamo bancario. El préstamo se realizará con un banco mediante un crédito comercial a un plazo de 24 meses, la tasa de interés que se elegirá será con la que el proyecto resulte lo suficientemente rentable; los pagos mensuales dependerán de la tasa de interés.

5.6.2. Flujo de caja proyectado

El flujo de caja permitirá observar los ingresos y/o egresos netos que tendrá el proyecto durante los años de operación, es decir en un horizonte de 20 años.

Estructura del flujo de caja

Los componentes del flujo de caja son la inversión inicial, los diferentes ingresos y egresos que se darán durante el tiempo de operación del proyecto.

a) Ingresos y egresos proyectados: Los ingresos que el proyecto recibirá se obtendrán de los fondos generados al dejar de utilizar la motobomba existente para el sistema de bombeo; mientras que los egresos a considerar son la cuota anual por el préstamo bancario (se analizará con una tasa de interés máxima y la depreciación de los equipos según su vida útil).

A continuación, se presenta un resumen de los flujos de cajas.

Tabla 30: Flujos de caja proyectados en un horizonte de 20 años.

FLUJO DE CAJA DE LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO																						
AÑOS		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
FLUJO DE CAPITAL																						
Inversión Fija	S/.	-38 309,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL FLUJO CAPITAL	S/.	-38 309,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO OPERATIVO																						
INGRESOS																						
Ahorro en Combustible	S/.		11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14	11 783,14
Ahorro por mantto y otros en Motobomba	S/.		2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63	2 356,63
TOTAL DE INGRESOS	S/.		14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76	14 139,76
EGRESOS																						
Costos Variables																						
Manto en SBFV	S/.		191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55
TOTAL EGRESOS	S/.		191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55	191,55
UTILIDAD DE OPERACIÓN	S/.		13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22
FLUJO EFECTIVO (OPERATIVO)	S/.		13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22
FLUJO TOTAL																						
Flujo de caja operativos	S/.	-	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22
Flujo de caja de capital	S/.	-38 309,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	S/.	-38 309,08	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22	13 948,22
ACUM ULATIVO	S/.	-38 309,08	-24 360,86	-10 412,64	3 535,57	17 483,79	31 432,01	45 380,23	59 328,44	73 276,66	87 224,88	101 173,10	115 121,31	129 069,53	143 017,75	156 965,97	170 914,18	184 862,40	198 810,62	212 758,84	226 707,05	240 655,27
VALOR ACTUAL DE FLUJO DE CAJA	S/.	-38 309,08	12 680,20	11 527,45	10 479,50	9 526,82	8 660,75	7 873,41	7 157,64	6 506,95	5 915,41	5 377,64	4 888,77	4 444,33	4 040,30	3 673,00	3 339,09	3 035,54	2 759,58	2 508,71	2 280,65	2 073,31
VAN	S/.		80 439,96	80 439,96																		
TIR (%)			36,34%																			
VAN Beneficios	S/.		118 749,04	10%																		
VAN Costos de inversión	S/.		38 309,08																			
INDICE DE RENTABILIDAD (B/C)			3,10																			
TIEMPO DE RETORNO DE INVERSIÓN			2,75	Años																		

$$\text{Payback} = \left[\frac{\text{Periodo último con Flujo}}{\text{Acumulado Negativo}} \right] + \left[\frac{\text{Valor absoluto del último Flujo acumulado negativo}}{\text{Valor del Flujo de Caja en el siguiente periodo}} \right]$$

Fuente: Elaboración propia

5.6.3. Rentabilidad del proyecto

Luego de haber establecido los ingresos y egresos del proyecto, podemos hacer uso de los indicadores que ayudarán a analizar de manera objetiva lo atractivo de la inversión desde el punto de vista monetario. Para ello necesitamos determinar la tasa de descuento y el horizonte de evaluación del proyecto.

Tasa de descuento

Esta tasa representa una medida de la rentabilidad mínima que se exigirá al proyecto de acuerdo a su riesgo. Además, al obtenerla podremos utilizarla para conocer el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto.

Los flujos de caja se descontarán a una tasa de descuento igual a la tasa de interés activa vigente en el mercado. Para ello se han considerado las siguientes tasas para un préstamo a cuota fija a más de 360 días.

Tabla 31: Tasa Activa Anual.

Crédito a Microempresas	Tasa de Activa Anual
BBVA Continental	12,3%
Mi Banco	33,95%

Fuente: Superintendencia de Banca y Seguros (SBS).

Horizonte del Proyecto

El proyecto se ha sido evaluado en un horizonte de 20 años, en la cual se determinará si el proyecto es rentable.

5.6.4. Valor Actual Neto (VAN)

El valor Actual Neto es la cantidad monetaria que resulta de regresar los flujos netos del futuro hacia el presente con una tasa de descuento. El proyecto se acepta siempre y cuando el VAN sea mayor a cero, caso contrario se rechaza.

La tasa de descuento (costo de capital) con la que se ha evaluado la inversión es del 12,3%

Con estas consideraciones obtenemos nuestros VAN donde podemos concluir que el proyecto es económicamente rentable durante los 20 años de operación del proyecto.

Tabla 32: Valor Anual Neto del proyecto.

Tasa de Descuento	VAN	Decisión
12,3%	S/. 80 439,96	El proyecto es rentable, la inversión debe realizarse.

Fuente: Elaboración Propia

5.6.5. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR), es aquella tasa de interés que hace igual a cero el valor de flujos de beneficios netos.

El criterio para aceptar o rechazar el proyecto se fundamenta en que, si la TIR es menor que la tasa de descuento se debe rechazar el proyecto, en caso contrario se le acepta.

Tabla 33: Tasa Interna de Retorno del proyecto.

Tasa de Descuento	TIR	Decisión
12,3%	36,34%	El proyecto se debe aceptar

Fuente: Elaboración Propia

Al calcular la TIR para nuestro proyecto vemos que es mayor a la tasa de descuento mínima y máxima respectivamente, con lo cual confirmamos la rentabilidad del proyecto.

5.6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En la parcela de la familia Huertas, mediante la información proporcionada sobre los datos de consumo energético, ha permitido efectuar el cálculo del costo de la utilización del sistema de bombeo con motobomba de 5,5 Hp durante 4 horas al día, el mismo que da como resultado S/. 14 139,76 soles al año.

Por otro lado, la carga instalada considerada para el funcionamiento del sistema de bombeo fotovoltaico es de 1,73 kW y 1,5 kW (potencia eléctrica e hidráulica respectivamente), la cual será alimentada con un campo fotovoltaico de 2,43 kW, con paneles fotovoltaicos de 270 W (en arreglo serie paralelo de 3 x 3).

La zona donde se encuentra la parcela cuenta con muy buena radiación entre 3,90 a 6,60 HPS como promedio mensual.

Este sistema de bombeo fotovoltaico (SBFV), en el mes con menos radiación solar tendrá una producción de hasta 1090,60 m³/mes cubriendo ampliamente las necesidades hídricas de la plantación de flores de la parcela.

Por otro lado, en el análisis económico y financiero realizado para determinar la rentabilidad del proyecto se tiene un VAN de S/. 80 439,96 soles a una tasa del 12,3% (tasa de interés bancario mínima) en un horizonte de 20 años con una TIR de 36,34% lo que hace viable económicamente nuestro proyecto.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

De acuerdo al estudio que se ha seguido en el presente trabajo de investigación se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- a) Se determinaron los niveles de radiación existentes en la zona, para lo cual se utilizaron la data existente proveniente de la página Web de la Nasa y el software especializado del fabricante con el cual se trabajó.
- b) Se determinaron las necesidades hídricas de la plantación, para lo cual se hizo un análisis agronómico. Dichos cálculos nos permitieron estimar el caudal de diseño de nuestro sistema.
- c) Se dimensionaron adecuadamente los componentes del proyecto dando como resultado como datos principales: motor bomba con caudal nominal de 12,1 m³/h - 22,1 m de altura nominal y potencia nominal de 1,73 kW – 1,5 kW (potencia de entrada eléctrica e hidráulica respectivamente). Por otra parte, nuestro campo fotovoltaico tendrá 3 módulos en serie y 3 ramas en paralelo, cada uno de 270W dando una potencia total de 2,43 kW.
- d) Se realizó el análisis financiero del proyecto, llegando a la conclusión que la metodología aplicada para evaluar la viabilidad técnica y económica para implementar el sistema de bombeo fotovoltaico en el fundo “Huertas” es rentable frente a la alternativa de bombeo con motobomba, actualmente utilizado.
- e) El sistema de bombeo fotovoltaico (SBFV), después de realizado el análisis nos proporcionó una viabilidad con una producción mensual mínima de agua

de 1 090,60 m³/mes cubriendo ampliamente las necesidades hídricas de la plantación de flores de la parcela, y con una TIR promedio del 36,34 %.

- f) Efectuando el análisis económico y financiero se obtuvo un VAN de S/. 80439,96 y la TIR de 36,34% a una tasa mínima del 12,3% (BBVA), así; esto hace que la inversión sea rentable frente a cualquier tasa de interés bancario del mercado local y actual.

6.2. RECOMENDACIONES

De acuerdo al estudio que se ha seguido en el presente trabajo de investigación se ha llegado a las siguientes recomendaciones:

- a) Se debe realizar una limpieza por la acumulación de tierra en la superficie de los paneles en un mínimo dos veces por semana.
- b) Se recomienda para la utilización del riego tecnificado propuesto hacerlo estrictamente por sectores para poder aprovechar de manera adecuada el caudal proporcionado por nuestro sistema.
- c) Es recomendable que este tema de investigación se desarrolle a nivel académico por la gran importancia nuestra carrera y que es una solución a un problema energético.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIBLIOGRAFÍA

- a) Alonso M., Chenlo F., “Sistemas de Bombeo Fotovoltaico”, Departamento de Energías Renovables CIEMAT, 2015.
- b) I. García, “Instalación de Riego Fotovoltaico de 4 ha de Olivar en Calahorra (Rioja)”, Universidad Pública de Navarra, 2011, España.
- c) Arceda M., Hernandez A., “Proyecto de Riego por Goteo Utilizando Energía Solar para Cultivo de Aguacate en la Finca Ojo de Agua en la Localidad de San Francisco Libre”, Universidad Nacional de Ingeniería, 2012, Nicaragua.
- d) Proyecto de Norma Técnica Peruana PNTN 399.403 – 2003 Sistemas fotovoltaicos hasta 500 Wp. “configuración y método para la determinación de la eficiencia energética del sistema” primera edición.
- e) Texto único refundido de las especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones solares fotovoltaicas para la producción de electricidad, SODEAN S. A.
- f) “Atlas de Energía Solar del Perú”, Senamhi, MEM
- g) Reglamento técnico “Especificaciones Técnicas y Ensayos de los componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos hasta 500 Wp”, Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad, Febrero – 2005.
- h) Reglamento General de Electricidad con Energías Renovables DS N°. 050-2008-EM de 2 de mayo 2008.
- i) R.D. N° 003-2007-EM/DGE. Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural. (22/02/2007).

j) Decreto Legislativo N° 1002. Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

LINKORAFÍA

a) <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn207.html>

b) Delta Volt. Energía Solar Fotovoltaica. <http://deltavolt.pe/energia-renovable/energia-solar>.

c) Europe Sun Fields. Manual de cálculo de sistemas fotovoltaicos aislados/autónomos. <http://www.sfe-solar.com/suministros-fotovoltaica-aislada-autonoma/manual-calculo/>.

d) NASTEC. http://solar.nastec.eu/Systems/Edit/1173?search&order=0_asc&length=10&page=0.

e) Sitio Web oficial de monsolar. <http://www.monsolar.com/blog/como-funcionan-los-reguladores-de-carga-solares-pwm-y-mppt/>.

f) Sun Earth Tools.com. http://www.sunearthtools.com/es/tools/CO2-emissions-calculator.php#txtCO2_5.

g) Sitio Web oficial de Scribd. <https://es.scribd.com/doc/134113350/La-combustion-de-hidrocarburos-y-su-impacto-ambiental-docx#scribd>.

h) Superintendencia de Banca y Seguros. <http://www.sbs.gob.pe/>.

ANEXOS

ANEXO A: Plano de Ubicación.

ANEXO B: Plano de Distribución y Sectorización.

ANEXO C: Plano de diagrama unifilar del Sistema de Bombeo fotovoltaico (SBFV).

ANEXO D: Plano de Montaje de Soporte de Módulos Fotovoltáicos.

ANEXO E: Especificaciones técnicas Sistema de Bombeo fotovoltaico (SBFV).

ANEXO F: Especificaciones técnicas de los Módulos Fotovoltáicos.