

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
ESCUELA DE POSGRADO

SECCION DE POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



TESIS

**“MODELADO Y CONTROL DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO CON SEGUIMIENTO DEL PUNTO
DE MÁXIMA POTENCIA PARA ELECTROBOMBAS
SOLARES EN AGRICULTURA”**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

AUTOR: JACOB ASTÓCONDOR VILLAR

Callao – 2018
PERÚ

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO

MIEMBROS DEL JURADO

DOCTOR	: FERNANDO JOSÉ OYANGUREN RAMIREZ	Presidente
DOCTOR	: CIRO ITALO TERAN DIANDERAS	Secretario
DOCTOR	: ADAN ALMIRCAR TEJADA CABANILLAS	Miembro
DOCTOR	: SANTIAGO LINDER RUBIÑOS LIMENEZ	Miembro
DOCTOR	: JUAN HERBER GRADOS GAMARRA	ASESOR

Nº DE LIBRO	: 01
FOLIO	: 66
FECHA DE APROBACION	: Febrero 08 ,2018
RESOLUCION DIRECTORAL	: Nº 005-2018-DUPG-FIEE

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi madre Fortunata †.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mis hijos Lizbhet y Jacob Jr.:

Quienes permanentemente me apoyan con espíritu alentador contribuyendo incondicionalmente a lograr las metas y objetivos propuestos

Agradecimiento

Quisiero expresar mi agradecimiento a mi asesor el Dr. Juan Herber Grados Gamarra por el apoyo que recibí durante el desarrollo de esta tesis , a mis profesores y personal administrativo de la Sección de Postgrado y Segunda Especialización de La Facultad de Ingeniería ELectrica y Electrónica . Mi agradecimiento al Instituto de Investigación de la FIEE por su apoyo en el desarrollo de este proyecto .

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

MODELADO Y CONTROL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CON
SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA PARA
ELECTROBOMBAS SOLARES EN AGRICULTURA

TESIS

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA

JACOB ASTOCONDOR VILLAR

Callao - Perú

Extracto

El presente trabajo trata acerca de sistemas de riego fotovoltaico para la zona rural en la costa, sierra o la selva del país, El acceso al agua potable es complejo en estas regiones donde la disponibilidad de la energía eléctrica proveniente de la red es limitada. El uso de energías provenientes de combustibles fósiles es, en esos casos, el más ampliamente difundido para la extracción y traslado del líquido hasta los lugares de almacenamiento y consumo. Lo anterior implica por lo general costos de operación y mantenimiento sumamente altos, que en muchas ocasiones no pueden ser pagados por los usuarios.

Este tipo de situaciones somete a muchas comunidades a los estragos de la sequía, o bien, a utilizar fuentes de agua superficiales altamente contaminadas y perjudiciales para la salud.

Para dicho propósito se utilizó la elevada radiación solar con que cuenta las zonas, convirtiendo la energía proveniente del sol, en energía eléctrica, a través de unos paneles denominados fotovoltaicos.

Los sistemas de este tipo aún suelen considerarse caros en términos de inversión inicial, sin embargo, la tendencia de precios es hacia la baja conforme avanza la tecnología de las celdas solares y convertidores de potencia. En el desarrollo de este trabajo de investigación se presenta un sistema de bombeo fotovoltaico su modelamiento y control con máxima transferencia de potencia MPPT, el cual está enfocado

a satisfacer necesidades en la agricultura, pero con la opción a crecimiento y un alto grado de compatibilidad con numerosas opciones de bombeo disponibles en el mercado. Al aprovechar la integración de los sistemas basados en circuitos integrados más recientes en los inversores, se logra un ahorro sustancial en cuanto al costo y tamaño del convertidor.

Palabras claves: energía solar; fotovoltaico; desarrollo rural; agricultura; bombas solares, inversor, panel.

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
Facultad de ingeniería Eléctrica y Electrónica

“MODELANDO E CONTROLO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO COM
SEGUIMENTO DO PONTO DE PODER MÁXIMO PARA APARELHOS
SOLARES NA AGRICULTURA ”

Tese
PARA ESCOLHER O GRUPO ACADÉMICO DE DOUTOR EM INGENIERIA
ELÉCTRICA

JACOB ASTOCONDOR VILLAR

Callao - Perú

Resumo

O presente trabalho trata de sistemas de irrigação fotovoltaica para a área rural na costa, montanhas ou a selva do país. O acesso a água potável é complexo nessas regiões onde a disponibilidade de eletricidade da rede é limitada. O uso de energia proveniente de combustíveis fósseis é, nesses casos, o mais disseminado para extração e transferência de líquidos para locais de armazenamento e consumo. O acima mencionado geralmente implica custos de operação e manutenção muito altos, que em muitos casos não podem ser pagos pelos usuários.

Este tipo de situação sujeita muitas comunidades aos estragos da seca ou ao uso de fontes de água altamente contaminadas que são prejudiciais à saúde.

Para isso, utilizou-se a alta radiação solar das zonas, convertendo a energia proveniente do sol, em energia elétrica, através de painéis chamados de energia fotovoltaica.

Os sistemas deste tipo ainda são geralmente considerados caros em termos de investimento inicial, no entanto, a tendência de preços é descendente à medida que a tecnologia de células solares e conversores de energia avança. No desenvolvimento deste trabalho de pesquisa, apresentamos um sistema de bombeamento fotovoltaico, sua modelagem e controle com transferência máxima de potência MPPT, que se concentra na satisfação das necessidades na agricultura, mas com a opção de crescer e um alto grau de compatibilidade com inúmeras opções de bombeamento disponíveis no mercado. Ao aproveitar a integração de sistemas com base nos mais recentes circuitos integrados em inversores, economias substanciais são alcançadas em termos de custo e tamanho do conversor.

Palavras-chave: energia solar; fotovoltaico; desenvolvimento rural; agricultura; bombas solares, inversores, painéis.

Universidad Nacional del Callao
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Modeling and Control of Photovoltaic System with Monitoring of the Maxima
Point Power for Solar Electric Pumps in Agriculture

THESIS

Requirement for the degree of DOCTOR
Major: Occupational Health; and Environmental Management

by:

JACOB ASTOCONDOR VILLAR

Lima - Perú

Abstract

The present work deals with photovoltaic irrigation systems for the rural area in the coast, mountains or the jungle of the country. Access to drinking water is complex in these regions where the availability of electricity from the network is limited. The use of energy from fossil fuels is, in those cases, the most widespread for the extraction and transfer of the liquid to the places of storage and consumption. The above usually implies very high operation and maintenance costs, which in many cases can not be paid by users. This type of situation subjects many communities to the ravages of drought, or to the use of highly contaminated water sources that are harmful to health.

For this purpose, the high solar radiation of the zones was used, converting the energy coming from the sun, into electrical energy, through some panels called photovoltaic. Systems of this type are still usually considered expensive in terms of initial investment, however, the price trend is downward as the technology of solar cells and power converters advances. In the development of this research work we present a photovoltaic pumping system, its modeling and control with maximum MPPT power transfer, which is focused on satisfying needs in agriculture, but with the option to grow and a high degree of compatibility with numerous pumping options available in the market. By taking advantage of the integration of systems

based on the latest integrated circuits in inverters, substantial savings are achieved in terms of cost and size of the converter.

Keywords: solar energy; photovoltaic; rural development; farming; solar pumps, inverter, panel.

Indice

Caratula	1
Pagina de respeto	2
Hoja de referencia del jurado y aprobacion	3
Dedicatoria	4
Agradecimiento	5
Indice	6
Listado de figura	14
Lista de tabla	16
Capítulo 1	
Planteamiento del problema	17
1.1 Identificación del problema	17
1.2 Formulación del problema	18
1.2.1 Problema General	18
1.2.2 Problemas Especificos	18
1.3 Objetivos de la investigacion	19
1.3.1 Objetivo general	19
1.3.2 Objetivo Específico	19
1.4 Justificación	19
1.4.1 Legal	19
1.4.2 Teorica	20
1.4.3 TecnoLogica	20
1.4.4 Economica	20
1.4.5 Social	20
1.4.6 Practica	21
1.4.7 Naturaleza	21
Capítulo 2	
Marco Teórico	23
2.1 Antecedentes del estudio	23
2.2 Fundamento Teóricos	26

2.2.1	Fundamentación Ontológico	26
2.2.2	Fundamentación metodológica	26
2.2.3	Fundamentación epistemológico	27
2.3	Justificación de la tesis doctoral	27
2.4	Bases teóricas	27
2.4.1	Descripción del sistema de bombeo fotovoltaico	28
2.4.2	Configuraciones típicas de bombeo Fotovoltaico	29
2.4.3	Dimensionado de un sistema de bombeo fotovoltaico.	31

Capítulo 3

	Variables y Hipotesis	44
3.1	Definición de variables	44
3.2	Operacionalización de variables	44
3.3	Hipótesis general e hipótesis específicas	45
3.3.1	Hipótesis General	45

Capítulo 4

	Metodología	46
4.1	Tipo de investigación	46
4.2	Diseño de la investigación	46
4.2.1	Nivel de investigacion	46
4.2.2	Método de la Investigación	46
4.3	Poblacion y Muestra	47
4.3.1	Población	47
4.3.2	Delimitacion	47
4.3.3	Tipo de muestra	47
4.3.4	Tamaño de la muestra	47
4.4	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	47
4.4.1	Tecnicas	47
4.4.2	Instrumentos	48
4.4.3	Procedimiento de recolección de datos	49
4.4.4	Procesamiento estadístico y análisis de datos	49
4.5	Etapas de Estudio y Metodología	49

4.5.1	Etapa 1: Modelado del generador fotovoltaico	49
4.5.2	Etapa 2: Modelado y control del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia	58
4.5.3	Etapa 3 modelado y control Acondicionamiento de potencia en un sistema de bombeo FV	72

Capítulo 5

Resultados		78
5.1	Hardware general del sistema Panel Solar y conversor <i>CC – CC</i> . .	79
5.1.1	Controlador Atmega 328P	79
5.1.2	Sensores	80
5.1.3	Hardware del Convertidor DC-DC BUCK	85
5.2	Implementación del inversor trifásico	86
5.2.1	Controlador digital de señales dsPIC30F4013	86
5.2.2	Programacion del Controlador digital de señales dsPIC30F4013	87
5.3	Aspectos Económicos.	88
5.3.1	Costos	89
5.3.2	Estimación de Costos.	90
5.3.3	Análisis de Comparación entre Sistema FV y Sistema Con- vencional de energía.	91

Capítulo 6

Discusion de resultados		97
6.1	Contrastación de la hipótesis	97
6.1.1	Prevision de consumo hidraulico	97
6.1.2	Modelamiento de radiación solar en una superficie horizontal.	98
6.1.3	Modelamiento Matemático para una Célula solar y Generador fotovoltaico.	99
6.1.4	Controlador solar MPPT	102
6.1.5	Hardware del inversor	105

Capítulo 7	
Conclusiones	111
Capítulo 8	
Recomendaciones	112
Bibliografía	114
Apéndice A	
Controlador MPPT y Inversor	115
A.1 Código de algoritmo de carga MPPT utilizado en ATMEGA328P .	115
A.2 Código de inversor trifasico con el dsPIC30F10	127
Apéndice B	
Diagramas en SIMULINK	131
B.1 Generador Fotovoltaico	131
B.2 Modelado Convertidor CC-CC Boost	132
Apéndice C	
Programas en MATLAB	135
C.1 Listado de Programas de simulacion del panel solar con Scilab . . .	135
C.1.1 codigo Nro.01- Funcion ipanel de los parametros del panel .	135
C.1.2 codigo Nro.02- Creacion de la gráficas del panel solar	136
Apéndice D	
Matriz de consistencia	138

Índice de figuras

Figura 1.1	Aplicaciones de la energía fotovoltaica	22
Figura 2.1	Sistema de Bombeo Fotovoltaico	29
Figura 2.2	Suministro de agua	30
Figura 2.3	Descripción de los distintos componentes y parámetros que intervienen en el bombeo solar	34
Figura 4.1	Diagrama general de un Sistema fotovoltaico con MPPT	50
Figura 4.2	Modelo de lá células fotovoltaicas	50
Figura 4.3	Circuito simplificado de la fotocelda ideal	52
Figura 4.4	Características eléctricas de la fotocelda Solartec	53
Figura 4.5	Curvas Características $I-V$ y $P-V$. En diferentes temperaturas	54
Figura 4.6	Curva de $I-V$ y $P-V$ irradiancia variable	55
Figura 4.7	Circuito fotocelda FV	55
Figura 4.8	modelo de la fotocelda PV	56
Figura 4.9	modelo del panel PV	57
Figura 4.10	Estructura de la celula y curva caracterisitica	59
Figura 4.11	Modulo Fv con diodo antiretorno con diodo Bpass , y punto de trabajo en funcion de la radiacion y la carga	59
Figura 4.12	Diagrama del sistema implementado con convertidor CC/CC	61
Figura 4.13	Circuito del convertidor CC/CC Boost	61
Figura 4.14	Circuito del convertidor CC/CC Boost en conduccion y corte	62
Figura 4.15	ecuaciones de estado	65
Figura 4.16	Sistema fotovoltaico con control Fuzzy	66
Figura 4.17	Funciones de membresia	68
Figura 4.18	Diagrama de flujo del control fuzzy para el MPPT	70
Figura 4.19	Circuito ideal y real para la simulacion con Simulink	70
Figura 4.20	Modelo del conversor CC-CC y formas de onda	71
Figura 4.21	Diagrama de potencia del sistema FV	72

Figura 4.22	Puente de Mosfet y formas de onda	73
Figura 4.23	circuito equivalentes del modo de operacion del inversor . . .	74
Figura 4.24	Voltajes en cada Fase	75
Figura 4.25	Generacion de pulsos para modulador del inversor CA . . .	76
Figura 4.26	Voltajes de salida del inversor para carga resistiva	77
Figura 5.1	Diagrama general de un Sistema fotovoltaico con MPPT . .	79
Figura 5.2	Esquema de conexiones de sensores , controlador , panel ,LCD, bateria, conversor CC-CC	81
Figura 5.3	Esquema Convertidor DC-DC Buck	85
Figura 5.4	Circuito implementado del inversor	87
Figura 5.5	Esquema de Selección de Alternativas.	92
Figura 6.1	Diagrama general de requerimiento hidraulico	98
Figura 6.2	Mapa de horas de sol pico (HSP)	99
Figura 6.3	Radiacion global diaria media para el mes en estudio	99
Figura 6.4	Curva caracteristica $I - V$ de la célula solar realizado Matlab	100
Figura 6.5	Curva caracterisitica $I - V , P - V$ por variación de irradiancia	101
Figura 6.6	Curva caracterisitica $I - V , P - V$ por variacion de la temperatura	102
Figura 6.7	Potencia y corriente Fotovoltaico versus Voltaje	103
Figura 6.8	Potencia y corriente en funcion de la onda PWM	104
Figura 6.9	Potencia Pico en funcion del tiempo de un dia	104
Figura 6.10	Esquema de simplificado del inversor	107
Figura 6.11	Circuito de potencia del inversor	108
Figura 6.12	Formas de onda del voltaje y corriente de salida del inversor	109
Figura B.1	Módulo fotovoltaico de entrada de voltaje	132
Figura B.2	Caracteristicas del generador para 200,400,600,800 w/m2 . .	133
Figura B.3	modelo del convertidor CC-CC boost	133
Figura B.4	Formas de onda del voltaje de salida, corriente en la carga y Señal de control	134
Figura C.1	Curvas Características $I - V$ y $P - V$. para diferentes tempe- raturas	136
Figura C.2	Curvas Características $I - V$ y $P - V$. para diferentes tempe- raturas	137

Índice de cuadros

Tabla 2.1	Rendimiento del motor bomba estimado	39
Tabla 4.1	Tabla de verdad para temperatura variable del sistema FV .	69
Tabla 5.1	Vida Útil Elementos Solares.	90
Tabla 5.2	Estimacion de costos Opcion N01	91
Tabla 5.3	Estimacion de costos opcion 02	91
Tabla 5.4	Analisis de costos sistema fotovoltaico	93
Tabla 5.5	Sistema de fotovoltaico- Costos en 20 años	94
Tabla 5.6	Sistema Sistema convencional-costos 20 años	95
Tabla 5.7	Sistema Sistema convencional Electrico: Gastos	95
Tabla 6.1	Valores de Irradiancia y variacion de temperatura	102
Tabla 6.2	Prueba del sensor de voltaje	105
Tabla 6.3	Prueba del sensor de corriente	105
Tabla 6.4	Prueba de eficiencia del controlador de carga MPPT	106
Tabla 6.5	Parametros del inversor	107
Tabla 6.6	Especificaciones del módulo IRAMS10UP60A.	108
Tabla B.1	Parametros del conversor CC-CC	134

Capítulo 1

Planteamiento del problema

1.1. Identificación del problema

El disponer de agua en el sitio donde normalmente se requiere para su aprovechamiento implica, casi siempre, el traslado de la misma. En este punto existen un sinnúmero de opciones, sin embargo, todas ellas tienen un elemento en común: implican el consumo de energía; por lo tanto, se debe tener una fuente de energía que sea capaz de satisfacer las necesidades de traslado del volumen de agua requerido.

Por la naturaleza indispensable del agua y sus aplicaciones, se han usado la mayor parte de fuentes de energía disponibles para el ser humano en el traslado del agua, realizándose incluso diferentes formas de conversión de energías que permitan su mejor aplicación en dicha labor.

En el caso de lugares aislados, el número de fuentes de energía suele reducirse considerablemente, recurriéndose normalmente al empleo de combustibles fósiles, y en menor medida, a fuentes de energía renovables de pequeña escala. Dentro de las energías renovables, una de las opciones que se pretende impulsar en la actualidad es la energía fotovoltaica.

Los sistemas de bombeo fotovoltaicos han demostrado ser una opción económicamente rentable, aunque con costos de inversión inicial altos. La rentabilidad de dichos sistemas reside en las necesidades de mantenimiento mínimas y el costo de operación nulo (la energía solar no cuesta).

El hecho de que el costo de *O&M* sea mucho menor al de las opciones comunes (bombeo impulsado por motores de combustión interna principalmente) coadyuva a despertar el interés entre los usuarios potenciales de estos sistemas, limitados principalmente por la baja disponibilidad comercial y los altos costos.

La limitante principal en la vida útil de estos sistemas reside en la etapa de potencia. Se calcula que el tiempo promedio a la primera falla es de cinco años. Por otro lado la vida útil de una celda comercial típica puede llegar hasta los 25 años, esto equivale a tener una vida útil en las celdas hasta 5 veces mayor que en la etapa de potencia.

Por consiguiente, se debe considerar cuidadosamente las ventajas y desventajas de la opción solar antes de tomar una decisión. Los sistemas de generación de energía FV tienen dos grandes problemas:

1. La baja eficiencia de conversión energética (cerca al 20 % en dispositivos comerciales (Ameco, 2011))
2. La energía generada depende de las condiciones ambientales, especialmente de la radiación solar (Mutoh, Ohno, & Inoue, 2006).

Por lo tanto se requiere contar con sistemas de conversión eficientes con estrategias de control que permitan la obtención de la máxima energía generable ante diferentes condiciones de radiación solar; este proceso se conoce como **SPMP** (Seguimiento de Punto de Máxima Potencia).

Por lo indicado se realiza el desarrollo del presente trabajo para contribuir con el desarrollo de los pueblos rurales especialmente para dotar de energía a zonas alejadas

1.2. Formulación del problema

1.2.1. Problema General

¿En qué medida influye el modelado y control de sistema fotovoltaico (FV) autónomo (en zonas rurales) con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para bombas solares en agricultura?

1.2.2. Problemas Especificos

- ¿Cómo realizar el modelamiento y control de sistemas fotovoltaicos (FV) con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para electrobombas en zonas rurales aisladas en la agricultura?
- ¿Cómo simular, desarrollar y Seleccionar adecuadamente los elementos del sistema fotovoltaico (FV) con MPPT para electrobombas en zonas rurales aislada en la agricultura?

Se diseña por tanto un sistema que se adapte a un ambiente rural y aislado, que requiera mínimamente de elementos exteriores, y que sea lo más eficiente y robusto posible.

Todo ello por supuesto con el máximo respeto al medio ambiente.

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo general

Proponer el modelado y control de sistema fotovoltaico (FV) con seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) para electrobombas para la agricultura en zonas rurales el cual se adecue a las necesidades actuales de la región, los agricultores y la población.

1.3.2. Objetivo Específico

1. Presentar la obtención de un modelo y simulación del generador fotovoltaico (FV) que permite evaluar su comportamiento ante diferentes condiciones ambientales
2. Proponer el modelo y control del regulador y inversor con seguimiento de máxima potencia (SPMP) que aseguran la operación del generador fotovoltaico (FV) en el punto de máxima potencia (PMP) con adecuado selección de sus componentes con la premisa de ser económico, confiable y competitivo con la contraparte del mercado nacional. Contribuyendo en el suministro de energía eléctrica en zonas rurales y su aplicación de energías renovables en la agricultura

1.4. Justificación

La ejecución del presente trabajo de investigación, se justifica por:

1.4.1. Legal

- Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables - Decreto Legislativo 1002 (mayo 2008).
- Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables Decreto Supremo 012-2011-EM (Marzo 2011). Reemplaza al Reglamento original (Decreto Supremo 050-2008-EM).

1.4.2. Teorica

Ampliar la base teórica sobre el planeamiento de la Generación y distribución de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos en el Perú, por lo que se busca el desarrollo la misma para complementar la información existente.

1.4.3. TecnoLogica

Basados en la problemática expuesta, el aporte científico y/o tecnológico el enfoque del presente trabajo se estableció sobre los siguientes puntos:

- **Dimensionamiento del sistema.** Selección correcta de todos los componentes del sistema en función de las necesidades específicas de caudal y carga dinámica deseada, así como la disponibilidad energética.
- **Estudio de la etapa de potencia.** Consiste en la implementación de un convertidor electrónico de potencia que sea capaz de impulsar una máquina eléctrica de baja capacidad (del orden de $\frac{1}{2}$ de H.P.).

1.4.4. Economica

Si la implementación de este tipo de tecnologías aporta a la recuperación agrícola de la región, el impulso económico puede acarrear consigo beneficios indirectos muy importantes para las comunidades.

1.4.5. Social

Toda la sociedad debe contar con la mejor opción tecnológica en las redes de distribución de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos en el Perú, el cual permitirá la satisfacción de la demanda y cualquier mejora en él, repercutirá en forma global a la sociedad.

Los proyectos de riego con energía FV serán el aumento de la producción y la posibilidad de producir cultivos múltiples. Se mencionan menos la introducción de nuevos cultivos y la explotación de nuevos predios. Aparentemente, los proyectos de riego con energía FV se realizarán a explotar al máximo las tierras y los cultivos existentes, cuyo mercado ya se conoce, también a experimentar con nuevos cultivos y nuevas tierras.

1.4.6. Practica

Los resultados de la investigación serán aplicados en beneficio de los pobladores de zonas rurales especialmente en la agricultura. Asimismo, servirán a las Facultades de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de las Universidades , en este caso la FIEE-UNAC que en este año 2018-A se dispone de un laboratorio de energía renovable , Institutos de Educación Superior, Centros de Investigación en el área de Energías Renovables.

Una de las metas más importantes de este estudio es que el éxito de los programas *FV* mejora considerablemente con una estrategia integral. Los sistemas solares fotovoltaicos, por la flexibilidad de su aplicación, representan una oportunidad única para que el sector de la energía proporcione servicios a las zonas rurales apartadas, por ejemplo para los servicios de salud, educación, comunicaciones y luz eléctrica, así como para la agricultura y el suministro de agua.

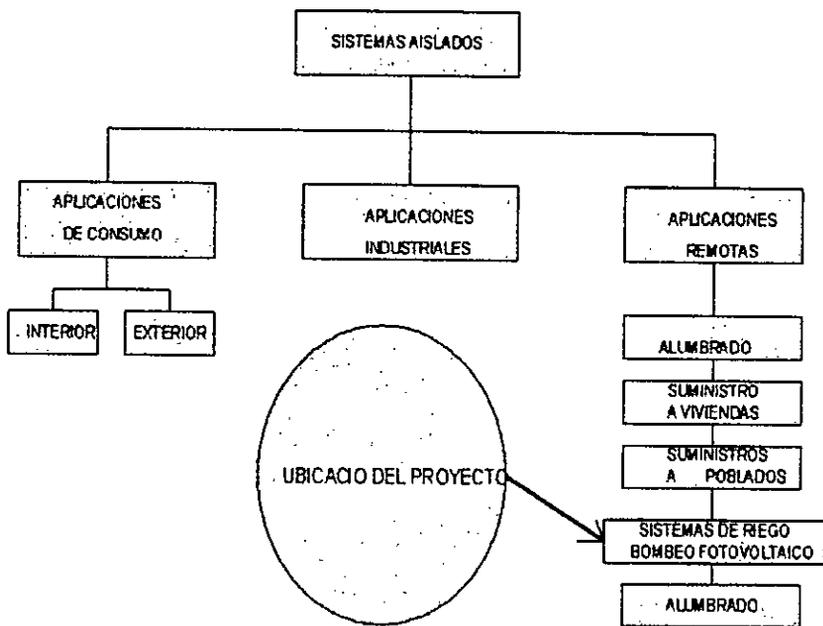
Este proyecto fomentara la creatividad y la comunicación entre las diversas instituciones que participan en el suministro de estos servicios a las zonas rurales, y de esta manera, sea una aportación a las decisiones **informadas** en materia de opciones de tecnología fotovoltaica.

1.4.7. Naturaleza

La ingeniería de aplicaciones ha sido capaz de introducir la electricidad solar fotovoltaica en los sectores que se presentan en la figura 01

Como se puede ver en el cuadro de la figura 01 las aplicaciones aisladas de la Energía Solar Fotovoltaica son numerosas y no dejan de aparecer otras nuevas. Casi todas suelen requerir almacenamiento eléctrico, salvo algunas que almacenan de otra forma, por ejemplo, llenando balsas con agua bombeada por un sistema fotovoltaico o híbrido fotovoltaico-eólico. Este es un mercado creciente, y es posible que alguna aplicación nueva pueda hacerle crecer exponencialmente (por ejemplo, la sustitución de los generadores diésel cuando el precio resulte favorable y se intensifique el crédito para la compra inicial del sistema fotovoltaico).

Figura 1.1: Aplicaciones de la energía fotovoltaica



Autoria:propia

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Antecedentes del estudio

El interés en el uso técnico de las energías renovables, especialmente de la energía solar, comenzó en el Perú, como en muchos otros países, en los años setenta del siglo pasado, como consecuencia de la llamada crisis de petróleo.

Se trabajó en diferentes instituciones del país (mayormente en universidades) en capacitación y desarrollo tecnológico, especialmente en bombeo de agua con molinos de viento, calentadores solares de agua y secadores solares de productos agrícolas. Estas experiencias fueron puntualmente exitosas, p.ej. la tecnología de los calentadores solares de agua, hoy bien asentada en Arequipa, fue originalmente desarrollada por el ex -ITINTEC, y, los secadores solares artesanales de maíz usados hoy en el Valle Sagrada del Urubamba fueron desarrollados y diseminados por un proyecto de la Universidad Nacional de Ingeniería con la cooperación alemana.

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:

- 4-5 kWh/m² día en la costa y selva
- 5-6 kWh/m² día, aumentando de norte a sur.

Esto implica que la energía solar incidente en pocos 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 fabricas en el mundo (en países desarrolladas) lo hacen, pero su uso es sumamente simple y apropiado para la electrificación rural, teniendo como principal dificultad su (todavía) alto costo.

Presentaremos a continuación algunos ejemplos de aplicaciones de la energía solar en el Perú.

1. **Secado solar** El aprovechamiento tradicional de la energía solar más difundido es el secado solar de productos agrícolas, exponiendo el producto directamente a la radiación solar. Para superar los inconvenientes de este método (bermas, disminución de la calidad, etc.) el CER-UNI realizó, con apoyo de la cooperación técnica alemana entre 1983 y 1990 el proyecto “Desarrollo y difusión de secadores solares para productos agrícolas y alimenticios”, cuyos resultados están incluidos en el libro “Teoría y práctica del secado solar”. Posteriormente, hasta el día de hoy, siguen realizándose trabajos en este tema (p.ej. secadores de orégano, CERT, Tacna) y varios de los modelos de secadores solares estudiados, de construcción simple con materiales disponibles en el campo, han encontrado una difusión en el campo.
2. **Termas solares** La fabricación local de calentadores solares de agua es la tecnología más antigua y de mayor desarrollo y diseminación en el Perú. Se estima que hoy hay 25000 a 30000 termas solares, mayormente en Arequipa. Existen ahora alrededor de 20 fabricantes que recientemente se ha constituido en una “Asociación de Empresas Peruanas de Energía Solar”, AEPES y que producen mensualmente alrededor de 600 metros cuadrados de colectores solares para termas solares.
3. **Energía solar fotovoltaica** En el Perú, comparada con otros países, existen todavía pocos sistemas fotovoltaicos, SFV: Hasta 2005, en el Perú hay alrededor de 10 000 SFV instalados, con una potencia total de 1,5 MWp. 65 % de esta potencia corresponde a SFV para telecomunicaciones, 29 % para iluminación interna a casas, incluyendo postas de salud, salas comunales, etc., y el resto para otros usos (refrigeración, bombeo de agua, etc).

Primeros proyectos FV en el Perú

El primer proyecto de electrificación rural FV en el Perú fue un proyecto de la cooperación técnica alemana que instaló en 1986 - 96 en el Departamento Puno cerca de 500 SFD, en un marco "pre-comercial" (subsidiados). Durante la evaluación del proyecto que el CER-UNI ha realizado 10 años después del inicio del proyecto, se observó que todos los usuarios eran muy contentos con esta tecnología y que los SFD visitados han seguido en operación.

Posteriormente, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) ha instalado entre 1995 y 1998 un total de 1500 SFD en diferentes regiones del Perú, mayormente en comunidades de la selva y muy dispersa. Inicialmente el MEM planteó que el proyecto debe incentivar a empresarios privados para invertir en proyectos fotovoltaicos bajo un esquema de mercado. Finalmente se optó de dar al proyecto un objetivo social, pidiendo al beneficiario solamente una contribución para los costos de mantenimiento del SFD a su disposición. Estos SFD están ahora propiedad de la empresa estatal ADINELSA, quién la administra con un modelo tarifaria y, para facilitar la administración, ha creado en cada comunidad una asociación de usuarios.

Empresa Autosolar . Realiza instalación de bombeo de agua en el Perú en un campo de espárragos en la localidad de Casma, al noroeste de Perú.

La instalación del bombeo de agua se ha realizado con el objetivo de regar el cultivo con la extracción de agua de una balsa cercana.

El bombeo de agua fotovoltaico consta de una bomba de agua trifásica de 7,5 HP y 400V. La bomba de agua es alimentada por la energía solar obtenida a través de los 34 paneles fotovoltaicos situados de forma estratégica para obtener la mayor energía posible.

La inversión en energía solar es cada vez mayor, no sólo en proyectos que nacen desde el propio gobierno, sino que cada vez más son más los particulares que optan por la instalación de Kits Solares Fotovoltaicos, sistemas de Bombeo solar o cualquier producto relacionado con la energía solar que facilite la vida de los ciudadanos y al tiempo contribuya con el cuidado del medio ambiente.

PERSPECTIVAS

Todas las personas e instituciones vinculadas con el uso de la energía solar para la electrificación de regiones rurales consideran que esta energía tendrá un uso masivo a mediano plazo en el Perú. Sin embargo, es difícil predecir en qué magnitud y con qué velocidad ocurrirá esto. Una barrera, a parte del costo, es la falta de conocimiento de la potencialidad real del uso de la energía solar: son relativamente pocas

personas en el Perú que conocen realmente estas posibilidades y, por el otro lado, sus limitaciones y dificultades. Por lo tanto urgen programas de capacitación, sea a nivel técnico (uso de equipos) o profesional (diseño de equipos). La UNI ofrece desde 1980 un programa de "Segunda Especialización Profesional en Energía Solar". Actualmente se ofrece este programa en forma semipresencial, usando las facilidades de Internet.

La UNAC a través de la **Unidad de Posgrado de la FIEE** en el plan curricular tiene la asignatura : **ENERGÍAS ELÉCTRICAS RENOVABLES** y en el pregrado en la Escuela de Ingeniería Electronica se tiene la asignatura **TECNOLOGIAS DE LAS ENERGIAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE** El objetivo es ayudar a grupos comunitarios y comunidades indígenas a desarrollar sus propios proyectos de energía renovable de pequeña escala.

Se dispone de un **laboratorio de energía renovables en la FIEE-UNAC** y de Docentes especialistas en el Area de energía renovables .

2.2. Fundamento Teóricos

2.2.1. Fundamentación Ontológico

Este fundamento abarca la razón del ser de plantear el modelamiento y control de sistemas fotovoltaicos para electrobombas solares aplicados a la agricultura, tratando de alcanzar la satisfacción de todos los involucrados, a través de una interacción dinámica.

Esto abarca un enfoque social del servicio de generación de Energía Eléctrica mediante energía renovable que mejora la calidad del servicio en la agricultura.

2.2.2. Fundamentación metodológica

Este enfoque abarca la razón del que hacer para obtener conclusiones o teorías de sistemas fotovoltaicos con seguimiento del punto de máxima potencia para electrobombas aplicados en la agricultura del Planeamiento para la satisfacción de la sociedad en zonas rurales.

En el presente trabajo de Tesis Doctoral permitirá determinar la planeación de la generación de la energía eléctrica mediante energías fotovoltaica para accionamiento de electrobombas aplicados a zonas rurales , con una descripción detallada de sus partes, para hacer luego un análisis correlacional sobre las causas y efectos de las

relaciones entre las distintas variables que se presenten en este estudio.

2.2.3. Fundamentación epistemológico

La presente actividad busca el desarrollo teórico y práctico para la introducción de un modelo de Planeamiento basado en el modelado y control de sistemas fotovoltaicos con seguimiento de máxima potencia aplicados a zonas rurales.

Es importante tener presente que la información que se tiene y se va a utilizar debe ir al mismo ritmo de los adelantos tecnológicos.

2.3. Justificación de la tesis doctoral

La energía es un factor fundamental para el desarrollo de las comunidades urbanas y rurales; en nuestro país es evidente que aquellas comunidades apartadas en la geografía Peruana, en lo que algunos autores denominan el **Perú lejano olvidado** presentan problemas de abastecimiento de agua para la agricultura, saneamiento básico, baja cobertura de luminosidad en la noche, falta de comunicaciones, lo cual repercute en los índices de calidad de vida y desarrollo por la falta de este servicio.

Es así que, con el desarrollo de este proyecto se busca cubrir estas falencias, mediante la utilización de energías alternativas (la solar fotovoltaica), que pretenden de alguna manera, remediar algunos problemas de estas comunidades y contribuir con la disminución de efectos negativos ambientales y de salubridad, como la deforestación y la generación de gases de invernadero en las áreas rurales.

Siempre con la premisa de ser económico

2.4. Bases teóricas

El bombeo de agua con energía solar fotovoltaica (FV) es una aplicación de especial interés en sistemas aislados. Esta tecnología ha demostrado a lo largo de los años ser un modo efectivo de suministro de agua potable para usuarios y comunidades rurales, así como para aplicaciones agrícolas (irrigación) y ganaderas (abrevaderos).

Es posible adoptar distintas soluciones tecnológicas para bombear un determinado volumen de agua a una determinada altura en función de los rangos de potencia (producto altura por caudal) requeridos. En la mayor parte de los casos, la solución más eficiente y económica es usar un sistema de bombeo en el que se conecta

un generador fotovoltaico a un conjunto motor/bomba mediante un determinado dispositivo de acondicionamiento de potencia entre ambos.

No es recomendable la utilización de baterías de acumulación siendo preferible la acumulación de energía en forma de energía hidráulica.

No obstante se pueden dar determinadas situaciones en las que puede resultar más económico utilizar sistemas de bombeo con baterías, como pueden ser los casos de la existencia de baterías en un sistema de electrificación doméstica en la que el bombeo es uno de los consumos parciales o la imposibilidad de disponer de un depósito de acumulación.

La elección de un sistema de bombeo alimentado mediante energía solar fotovoltaica frente a otras fuentes energéticas depende principalmente de factores geográficos y económicos. La experiencia muestra que un proyecto es económicamente factible cuando el ciclo hidráulico no sobrepasa los $1500m^4$.

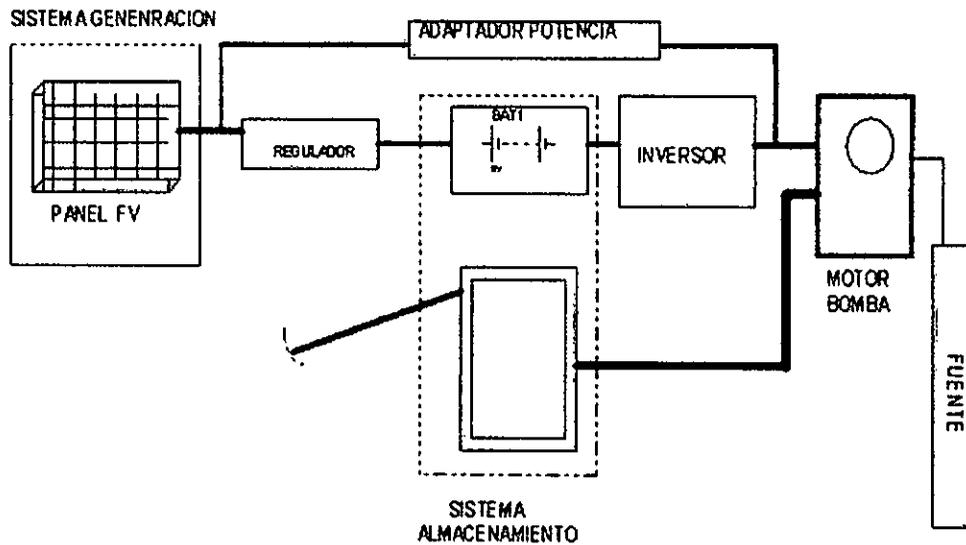
2.4.1. Descripción del sistema de bombeo fotovoltaico

Una instalación de bombeo fotovoltaico Figura 2.1 está compuesta principalmente por:

- Generador FV
- Motor/bomba
- Pozo
- Sistema de tuberías
- Depósito de acumulación.
- Sistema de acondicionamiento de potencia (controladores DC/DC, inversores DC/AC u otros dispositivos electrónicos) de acople entre el generador FV al motor, para poder operar motores AC o para incrementar el rendimiento medio diario en sistemas con motores DC que accionen bombas de desplazamiento positivo.

El sistema ha de estar debidamente instalado y protegido, utilizando sensores de nivel en el pozo y en el depósito de acumulación para evitar el desperdicio del agua y la operación en vacío.

Figura 2.1: Sistema de Bombeo Fotovoltaico



Autoria:propia

2.4.2. Configuraciones típicas de bombeo Fotovoltaico

Los elementos de un sistema de bombeo FV se han de diseñar para operar conjuntamente acoplados, maximizando el rendimiento global del sistema. Es posible adoptar distintas soluciones para bombear un determinado volumen de agua a una determinada altura en función de los rangos de potencia (producto altura por caudal) requeridos en una aplicación específica.

A pesar de que se instalan bombas de superficie y flotantes, la configuración más habitual, es una motobomba sumergible instalada en un pozo de sondeo, figura 2.2

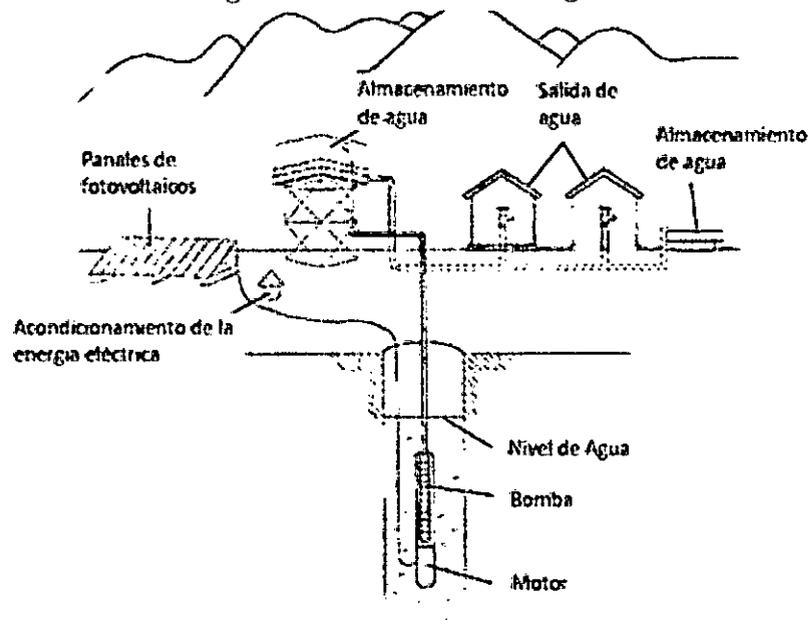
La configuración de un sistema de bombeo FV viene determinada por:

- Tipo de generador FV,
- Tipo de bomba
- Tipo de motor
- Tipo de acondicionamiento de potencia.

Se pueden distinguir los siguientes tipos de sistemas de bombeo FV:

1. **Sistemas de pequeña potencia (50 a 400 Wp).** Utilizan principalmente un motor DC accionando una bomba centrífuga o de desplazamiento positivo. Entre el generador FV y el motor se instala un convertidor DC/DC para mejorar su acoplo. En general son aplicaciones en el rango de los 150 m³/día.

Figura 2.2: Suministro de agua



Autoria:propia

2. **Sistemas de mediana potencia (400-1500 Wp).** Compuestos básicamente por una bomba centrífuga sumergible multiestado accionada por un motor AC de inducción y un inversor DC/AC de frecuencia variable con SPMP y los formados por un motor DC sin escobillas (que en este rango de potencias pueden tener un rendimiento mayor que los motores de inducción trifásicos convencionales y aún mayor que los motores de inducción monofásicos) El motor DC sin escobillas está comandado por un controlador externo utilizado tanto para la conmutación electrónica del motor DC como para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia. Son sistemas caracterizados por su elevada fiabilidad y amplia utilización desde las primeras instalaciones de bombeo FV. Su ciclo hidráulico está en el rango de 150 a 1,500 m^4 /día.
3. **Sistemas con convertidores de frecuencia.** Un nuevo tipo de sistemas de bombeo FV basado en la utilización de convertidores de frecuencia (FC) estándar industriales.

El número de sistemas de bombeo FV que han demostrado tanto un elevado grado de fiabilidad como buen rendimiento de operación no son muy numerosos: muchos tienen diseños especiales (como puede ser por ejemplo la utilización de motores trifásicos a 68V) y resultan caros comparados con el costo del bombeo convencional. Además existe una limitación en cuanto a la potencia

disponible (los mayores no superan los 1600Wp).

Los volúmenes de agua demandados, especialmente para aplicaciones de riego agrícola, son cada vez mayores lo que implica a su vez un aumento de la potencia instalada de los sistemas.

La utilización de convertidores de frecuencia de tipo industrial, alternativos a los inversores especiales usados hasta ahora en aplicaciones de bombeo FV, junto con bombas centrífugas sumergibles y motores AC de inducción ofrecen una solución viable, eficiente y económica.

Acoplamiento del sistema generador motor -bomba

Puede adoptar diferentes configuraciones dependientes de la tecnología de los productos disponibles en el mercado y de las especificaciones y necesidades particulares de cada aplicación. Las cuatro configuraciones más comúnmente instaladas son:

1. Motobomba sumergible, con motor DC o AC y bomba centrífuga multiestado. El número de estados es función de la altura requerida.
2. Motorbomba sumergible de desplazamiento positivo.
3. Motobomba flotante con motor DC y bomba centrífuga.
4. Unidades motor-bomba instaladas en la superficie. Las bombas pueden ser centrífugas o de desplazamiento positivo.

Los sistemas de bombeo con motores AC incluyen un inversor. Las bombas centrífugas con motores DC suelen acoplarse directamente al generador FV, mientras que las bombas de desplazamiento positivo con motores DC suelen acoplarse al generador FV mediante un convertidor DC/DC.

2.4.3. Dimensionado de un sistema de bombeo fotovoltaico.

El dimensionado de sistemas de bombeo fotovoltaico se puede abordar mediante diferentes métodos, dependiendo su complicación, del número de variables consideradas y del grado de optimización en la obtención de los resultados.

En general, existen tres pasos que es necesario seguir:

- Evaluación de la energía hidráulica necesaria
- Análisis del recurso fotovoltaico.

- Definición de los equipos necesarios.

I).Evaluacion de la energia Hidraulica

El método de dimensionado expuesto a continuación está basado en cálculos sobre valores medios mensuales de la energía hidráulica necesaria y de la radiación solar disponible, así como en las definiciones de rendimiento pico del subsistema motor bomba y rendimiento energético diario.

Una vez determinadas las energías media mensuales se calcula el balance energético de cada mes para obtener el mes en el cual la demanda de agua es mayor en relación con la energía solar disponible. Este mes será el mes de dimensionado.

El dimensionado de los elementos del sistema se calcula para satisfacer la demanda en este mes de dimensionado que es el más desfavorable asegurando un excedente de agua en el resto del año.

Al diseñar un sistema de bombeo hay dos importantes aspectos que deben tener en cuenta:

- La selección de los componentes del sistema es crucial para proporcionar al sistema un bajo mantenimiento, larga vida útil y alta fiabilidad.
- El acoplo de los componentes del sistema requiere un elevado conocimiento y experiencia, y de él dependerá el rendimiento final del sistema.

Para poder continuar en el proceso hemos de suponer que se ha realizado un estudio previo del sondeo de donde se extraerá el agua. Algunas de los puntos a comprobar serán:

- Fiabilidad del sondeo: teniendo en cuenta tiempos de reposición del agua, abatimientos, épocas de lluvia.
- Calidad del agua

a).Determinación de necesidades hidráulicas.

En primer lugar hay que conocer el volumen de agua diario medio mensual necesario para satisfacer la demanda de la aplicación. Las diferentes demandas pueden ser:

- Agua para consumo humano.
- Agua para consumo de animales domésticos.
- Agua para riego de cultivos.

Para seleccionar el sistema adecuado hay que tener en cuenta el tipo de consumo que se va a realizar. El consumo diario depende mucho del contexto. Idealmente se puede realizar medidas y discutir con la población. En segundo lugar hay que discriminar la demanda en cuanto a su uniformidad en el tiempo. Podemos distinguir:

- **Consumo continuo o demanda diaria.** Como es el caso de abastecimiento de agua para casas de campo o chalets, en las que el consumo puede ser tanto por el día como por la noche, en invierno o en verano. En este caso es necesario determinar las necesidades diarias por persona y, en su caso, por cada animal que vaya a consumir agua del sistema y la capacidad del depósito de almacenamiento. Para asegurar un suministro continuo es necesario contar con un depósito de acumulación y un sistema de baterías para garantizar el suministro en cualquier situación.
- **Consumo estacional.** Como en el caso de los sistemas de riego, en los que las necesidades de agua son aproximadamente proporcionales a la intensidad de la radiación solar, y habitualmente localizadas en el verano. No es necesario el uso de baterías

b). Requerimientos hidráulicos de la bomba.

Del apartado anterior obtendremos un caudal diario expresado en m³ /día que dividiéndolo entre 24 horas obtendremos el caudal medio horario (Q_d). El caudal que deberá suministrar la bomba (Q_b) lo obtendremos con la expresión 2.1.

$$Q_B = Q_d * 1,8 \quad (2.1)$$

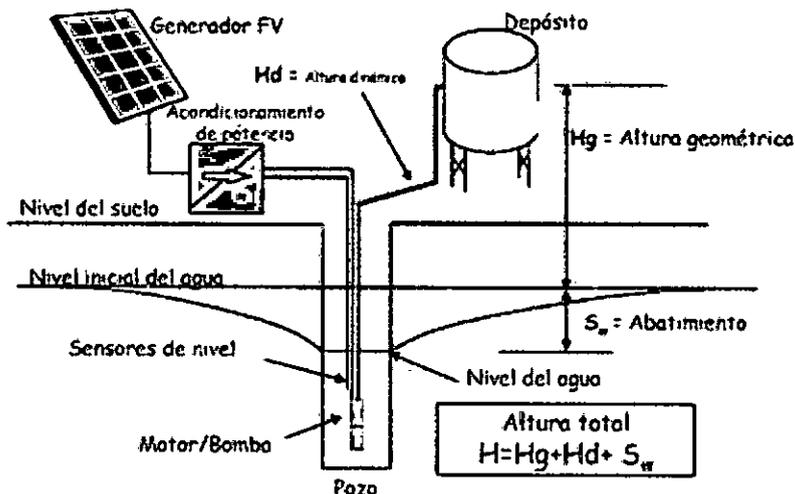
Este caudal será el caudal mínimo que nos deberá suministrar la bomba y que utilizaremos para seleccionarla más adelante en tablas del fabricante una vez sepamos la potencia del motor que lleva acoplado. Es un valor aproximado para las necesidades.

Determinación de la altura hidráulica de bombeo.

Para llevar a cabo un diseño, se necesita calcular el valor de la altura del sistema a instalarse. Este valor representa la suma de todos los valores que deben ser tenidos en cuenta cuando la bomba está en actividad, a fin de determinar la potencia a instalarse ver figura 2.3 Para su correcta determinación es necesario tener en cuenta los siguientes conceptos:

La altura total h

Figura 2.3: Descripción de los distintos componentes y parámetros que intervienen en el bombeo solar



Autoria:propia

Es la suma de la altura estática, la altura dinámica y el abatimiento del pozo.

$$h = H_d + H_G + S_w \quad (2.2)$$

La altura estática o geométrica H_G

Es la distancia geométrica desde el nivel del agua en el pozo hasta el punto más elevado, hasta donde debe bombearse el agua. Hay que considerar que el nivel del agua en el pozo desciende al producirse el bombeo hasta una profundidad en la cual la salida del caudal del pozo se iguala con la entrada de caudal al mismo.

La altura dinámica H_d

Es resultado de la caída de presión cuando un líquido circula por el interior de una tubería (fricción). Estas pérdidas de carga dependen de la longitud de la tubería, de su diámetro y del coeficiente de fricción, el cual depende a su vez de la rugosidad de la superficie interior del tubo y de las características de la corriente (régimen laminar o turbulento). La altura dinámica puede estimarse mediante la ecuación 2.3

$$H_d = 10,643Q^{1,852} * C^{-1,852} * D^{-4,87} * L \quad (2.3)$$

Dónde:

- H_d = pérdida por fricción interna (m).
- Q =caudal (m³/s).

- C=coeficiente C'' de Hazen-Williams
- D= diámetro interno de la tubería (m).
- L = longitud de la tubería (m).

El coeficiente C'' depende del material de fabricación de la tubería, entre más lisa sea, el coeficiente será mayor (C del PVC = 150). Tuberías de hierro muy viejas (40 años o más) tienen un coeficiente C en tronco a 80 ó 90.

Abatimiento S_w

Es el descenso del nivel del agua en el espacio interior del pozo desde un nivel estacionario, en el que el caudal extraído es nulo (y no se está en ningún proceso de recuperación), hasta un determinado nivel, cuando el caudal extraído es Q. Se puede obtener una relación matemática entre el abatimiento producido en un pozo, el caudal bombeado y el tiempo transcurrido desde el inicio del bombeo.

A esta relación se le denomina ecuación característica del pozo ec. (2.4)

$$S_w = \frac{ln t}{4\pi T_D} * Q + K_{DW} * Q + D_w Q^2 \quad (2.4)$$

donde:

- S_w Abatimiento dentro del pozo de bombeo.
- K_P Constante que representa la suma de los coeficientes de las componentes lineales constantes del abatimiento debidas a las características del acuífero no alterado, los efectos de la zona de desarenado, los efectos del empaque de grava y los efectos de las pérdidas de carga en la rejilla y la camisa.
- D_w Constante que representa la suma de los coeficientes constantes de las componentes cuadráticas (no lineales o turbulentas) del abatimiento, debidas a los mismos efectos que se han señalado para K_w
- T_D es el coeficiente de trasmisividad del acuífero
- t, es el tiempo de bombeo
- Q, es el caudal

Una vez definidas las necesidades de volumen de agua para cada mes del año y la altura hidráulica total se puede calcular la energía hidráulica diaria necesaria mediante la ecuación 2.5:

$$E_H = \frac{Q_d * K * H_{TE}}{\eta_m} \quad (2.5)$$

donde:

- $K = 2,725$
- $Q_d =$ caudal requerido en m^3/dia
- E_H en W_h/dia
- $H_{TE} =$ Altura total equivalente , altura hidrica de bombeo o carga dinamica total
- η_m rendimiento del conjunto motor bomba

Existe otra formula para calcular la energia hidraulica es dada por la ecuacion 2.6

$$E_H = p * g * V * h \quad (2.6)$$

donde :

- $E_H =$ energia hidraulica en (julios)
- $V =$ Volumen del agua
- $h =$ altura total (metros cubicos)
- $p =$ densidad del agua kg/m^3
- $g =$ aceleracion de la gravedad m/s^2

II. Recurso solar.

La potencia suministrada por el generador fotovoltaico depende de la radiación solar incidente disponible. Esta varía para cada lugar y para cada día del año, consecuencia del cambio de estación y de las condiciones climáticas y geográficas específicas. Para proceder al dimensionado de un sistema fotovoltaico mediante el método aquí utilizado se necesitan datos medios mensuales de radiación solar del lugar donde se desea realizar la instalación. La cantidad de energía solar incidente sobre una superficie depende de su orientación relativa al sur y del ángulo que forma con los rayos del sol. Es, por tanto, necesario determinar la orientación y el

ángulo de inclinación que optimicen la relación entre la energía incidente y la energía hidráulica demandada a lo largo de todo el año. Para ello es necesario estimar la radiación global incidente sobre una superficie a distintos ángulos de inclinación y orientada al sur a partir de los datos de radiación global sobre superficie horizontal. Se suele obtener a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- NASA:<http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?+s1#s1>
- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial

Una vez que se dispone de la energía hidráulica y de la energía solar incidente sobre superficies inclinadas a diferentes ángulos para cada mes, el ángulo de inclinación del generador fotovoltaico se obtiene optimizando el cociente entre la energía hidráulica necesaria y la energía solar disponible para cada mes y para cada inclinación.

El mes de dimensionado y el ángulo óptimo de inclinación del generador fotovoltaico, son aquellos en los cuales el cociente entre la energía hidráulica y la energía solar es máximo. Es, por tanto, el mes más desfavorable energéticamente para satisfacer la demanda de agua.

Este último paso nos lo podemos ahorrar ya que existen estudios realizados por regiones en los que podemos consultar cual es el ángulo de inclinación óptimo en la región donde queremos implantar nuestro sistema. Una vez tenemos ese ángulo también se nos ofrece la posibilidad de consultar cual es el mes que menos irradiancia diaria media recibe para realizar nuestros cálculos con el mes más desfavorable.

Una página web donde se puede consultar es:

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/radmonth.php?lang=en&map=urope>

a). **Generador Fotovoltaico**

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realiza suponiendo que opera en condiciones estándar CEM: 25 °C y 1000 W/m² y que el punto de trabajo coincide con el de máxima potencia todo el día. Esto no es cierto en la práctica y habrá que corregirlo con diferentes factores.

La potencia pico de salida de un generador FV en CEM es ecuación (2.7):

$$P_P = A * G_{CEM} * \eta_G \quad (2.7)$$

Donde:

- A= area de los paneles FV.

- $G_{GEM} = 1K_w/m^2$
- η_G =rendimiento del generador a $25^\circ C$.

El área de paneles necesaria para suministrar una energía E_e es

$$A = \frac{E_e}{G_{dm(\alpha,\beta)} * \eta_g} \quad (2.8)$$

donde:

- $G_{dm(\alpha,\beta)}$ es irradiación media diaria del mes en el plano del generador $KWh/m^2/dia$
- η_g Rendimiento medio diario del generador en las condiciones reales de operación.
- E_e Es la energía eléctrica diaria necesaria expresada en kWh

El **rendimiento medio diario del generador** en las condiciones reales de operación se halla con la ecuación 2.9:

$$\eta_{fv} = F_m(1 - \delta(T_m - 25)) * \eta_g \quad (2.9)$$

Donde:

- F_m Es el **factor de acoplo medio** . Se obtiene entre el cociente entre la energía eléctrica generada y la que se generaría si se trabajase en el PMP(punto de máxima potencia). también se indica que es $F_m = 0,95$ para sistemas con seguidor de PMP; $F_m = 0,9$ para sistemas con bomba centrifugas y $F_m = 0,8$ para otras bombas
- δ es el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura de las células; vale entre 0.004 y 0.005 $1/^\circ C$ para **Si**(silicio) monocristalino
- T_m Es la temperatura media diaria de los módulos
- η_g Rendimiento medio diario del generador en las condiciones reales de operación.

La energía eléctrica se relacionará con la hidráulica a través de rendimiento medio diario de la motobomba (2.10):

$$E_{MB} = \frac{E_H}{\eta_{MB}} \quad (2.10)$$

donde:

- η_{MB} = Rendimiento del grupo motor bomba
- E_H = Energía hidráulica

Este η_{MB} rendimiento medio diario tiene el valor estimado, obtenido a partir de la experiencia y que depende del tipo instalación; en la tabla 2.1 se indica η_{MB} para 3 casos. Estos valores de rendimiento del sistema de bombeo FV son generales

Tabla 2.1: Rendimiento del motor bomba estimado

Tipo	Valor Medio	Mejor valor
Superficial con motor CD y bomba centrífuga	25 %	30 %
Superficial con motor CD y bomba centrífuga Multiestado	28 %	40 %
Motor AC o CD sumergible y bomba centrífuga	32 %	42 %

y de carácter orientativo, obtenidos a partir de la experiencia y están basados en un día estándar de 6 kWh/m²/día de radiación sobre superficie horizontal con una irradiancia de 700 W/m y una fracción de radiación difusa del 34 %.

Para valores menores de radiación o condiciones climáticas adversas estos rendimientos disminuyen considerablemente.

Sustituyendo las ecuaciones anteriores en la siguiente expresión (2.11) se encuentra que la potencia pico necesario, en función de la energía hidráulica, de la radiación incidente y del rendimiento medio diario del subsistema motor-bomba.

$$P_P = \frac{E_H}{\eta_{MB}} * \frac{G_{CEM}}{F_m(1 - \delta(T_C - T_{CEM})) * G_{dm}} \quad (2.11)$$

donde:

- P_P es Potencia pico necesaria
- E_h es energía hidráulica necesaria Wh/día
- η_{MB} es Rendimiento del grupo motor-bomba
- G_{cem} es Radiación media diaria CEM 1000W/m²
- F_m es el Factor de acoplo medio (0,9 para bombas centrífugas)
- δ es el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura

- T_c es la Temperatura media diaria de los módulos durante las horas de sol
 $T_{cem} = 25^\circ C$
- G_{dm} Radiación media diaria en un mes dado (más desfavorable) en el plano del generador

Con esta potencia podemos seleccionar los paneles fotovoltaicos que se instalarán y el número de ellos mirando las tablas de características que nos aportan los fabricantes.

La potencia pico del generador seleccionado deberá ser mayor o igual a la potencia pico requerida por la instalación.

Una vez que se elija el motor se realiza la configuración del generador fotovoltaico, esto es, el número de módulos en serie y paralelo.

b. Configuración del Generador Fotovoltaico

Para calcular la energía generada un por panel solar durante un día E_{panel} , debemos usar la siguiente ecuación:

$$E_{panel} = I_{panel} * V_{panel} * HSP * 0,9 \quad (2.12)$$

Siendo:

- I_{panel} = Corriente máxima del panel
- V_{panel} = Tensión máximas del panel,
- HSP = son las horas sol pico,
- 0,9 = Es el coeficiente del rendimiento del panel (típicamente 85 – 90 % al descontar ya las pérdidas).
- E_{panel} = Es La energía resultante expresada en *Whd*.

Esa sería la energía generada por un solo panel solar, pero si lo que queremos es saber cuánta energía va a generar una instalación solar con varias placas solares, simplemente habría que aplicar la fórmula siguiente:

$$E_{GFV} = I_{GFV} * V_{GFV} * HSP * 0,9 \quad (2.13)$$

La corriente, en este caso, sería la máxima resultante de la asociación de los módulos fotovoltaicos conectados en paralelo de cada rama (string), y la tensión sería la resultante del la suma de tensiones de cada rama (string) conectados en serie.

c).Conexión de placas solares fotovoltaicos

hay tres opciones posibles:

1. Numero de modulos conexion serie: Voltaje nominal del motor/ Voltaje nominal del módulos.
2. Numero de módulos en paralelo : nos relaciona la potencia pico del generador entre el numero de modulos en serie por su potencia pico de cada modulo

Para poder calcular esto último hay que contar con las características del motor que se seleccionará en el apartado siguiente.

Cada módulo fotovoltaico proporciona una potencia de salida máxima en watts. Los principales datos de desempeño de los módulos se extraen de las hojas de datos del fabricante.

III. Equipos necesarios

a). Selecccion Motor-Bomba

El motor debe ser capaz de soportar la potencia pico del generador fotovoltaico, por tanto, el valor de su potencia eléctrica de entrada debe ser al menos la potencia pico (P_p calculada en el apartado anterior) del generador fotovoltaico.

La configuración del generador, esto es, el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo, debe adaptarse a las limitaciones de corriente y voltaje del motor (o del sistema de acondicionamiento de potencia), procurando acoplar bien ambos elementos para optimizar las relaciones de máxima potencia.

Por último es importante señalar que en la actualidad, en muchos modelos comerciales, el motor está acoplado a la bomba de fábrica con lo que deberemos seleccionar un motor-bomba que cumpla el requisito anterior y las necesidades de caudal mencionadas en el apartado 2.3.2 para una altura total h dada.

b). Baterías de acumulación.

En el caso de querer dotar a la instalación de una cierta autonomía de funcionamiento en el caso de fallo del recurso solar (utilización nocturna, día nublado,etc) o por utilización de otros equipos conectados a nuestro generador se puede instalar una batería de acumuladores.

En este caso una vez se sepa con certeza el autoconsumo del grupo motor-bomba y demás equipos (incluidas instalación de alumbrado, toma de fuerza si fuese requerida) debemos calcular la **energía media diaria** consumida por todo nuestro sistema.

Conocido el **valor medio mensual** de la irradiación diaria sobre el plano del generador, se estima a partir del rendimiento energético aproximado, de la instalación la potencia mínima del generador FV con la expresión 2.13:

Definición. de Rendimiento energético de la instalación o **performance ratio (PR)**

Como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño

$$PR = \frac{E_D * G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp}} \quad (2.14)$$

donde:

- G_{CEM} es $1kW/m^2$ irradiancia en condiciones estándar de medida
- P_{mp} es Potencia pico del generador (kWp)
- E_D es el Consumo expresado en kWh/día.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ es Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $KWH/(m^2.día)$ y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado

Un valor típico de partida de PR para el diseño de sistemas con inversor y batería es PR = 0,6 y de 0,7 para bombeo directo sin batería. Límites estipulados en las codicones técnicas:

- La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 valor Pmp, min para el caso general .
- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.
- La autonomía mínima del sistema será de 3 días.

Teniendo en cuenta lo anterior la batería de acumulación se seleccionará de acuerdo a la siguiente expresión (2.14):

$$A = \frac{C_{20} * PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} * \eta_{rb} \quad (2.15)$$

donde:

- A : autonomía del sistema en días
- C_{20} es la Capacidad del acumulador en Ah (*)
- PD_{max} es la Profundidad de descarga máxima
- η_{inv} es el Rendimiento energético del inversor
- η_{rb} es el Rendimiento energético del acumulador + regulador
- L_D es el Consumo diario medio de la carga en Ah

$$L_D = \frac{E_D}{V_{NOM}} \quad (2.16)$$

donde: E_D en Wh/día ; V_{NOM} en voltios

Capítulo 3

Variables y Hipotesis

3.1. Definición de variables

Relacionando las variables relevantes que intervienen en el presente problema objeto de estudio, que conllevan a la explicación, demostración y probación de la formulada hipótesis, se han identificado las siguientes variables:

- **X:** La Variable independiente(Conocimientos basicos sobre generacion de energia renovable fotovoltaica)
- **Y:** Variable Dcpndiente (modelado , control y simulación de Sistema Fotovoltaico Autónomo para obtener energía eléctrica y aplicar a la agricultura)

Entonces:

- **X=** Energía solar renovable (niveles de irradiacion) ,paneles fotovoltaicos y sus parametros
- **Y=** Modelado, control y simulacion de sistemas fotovoltaicos autonomos para obtener energía eléctrica y su aplicacion a zonas rurales

3.2. Operacionalización de variables

El grado más elevado de los referentes empíricos la determinamos operacionalizando, las variables que se simbolizan con sus propiedades concretas con las letras X, Y , de igual manera, se obtiene los siguientes indicadores:

1. **Variable X.**Conocimiento Basicos sobre generacion de energia electrica renovable fotovoltaica.

indicadores

- **X1=** Radiación solar, temperatura; datos estadísticos de la zona en estudio

- X2= Paneles solares y sus parametros
- X3= Recurso hidricos de la zona en estudio (ubicacion)

2. **Variable Y.** Modelado , control y simulación de Sistema Fotovoltaico Autónomo para obtener energia eléctrica y aplicado a zonas rurales.

indicadores Etapas del sistema fotovoltaico

- Y1= Modelado y Simulacion del Panel Solar y Generador Fotovoltaico
- Y2= Modelado ,Simulacion y desarrollo del Regulador Fotovoltaico con punto de maxima potencia (MPPT)
- Y3= Modelado, Simulacion y desarrollo del controlador Fotovoltaico (Algoritmo Controlador Fuzzy y Perturb and Observe)
- Y4= Modelado ,simulacion y desarrollo del Inversor
- Y4= Seleccion adecuada de componentes del Sistema

3.3. Hipótesis general e hipótesis específicas

3.3.1. Hipótesis General

Empleando conocimientos de ingeniería, así como material y equipos disponibles en el mercado; es posible el modelado y control y desarrollo de un sistema de bombeo fotovoltaico para una aplicación en la agricultura ; el cual cumpla con la premisa de ser económico, además de ser confiable y competitivo.

Capítulo 4

Metodología

4.1. Tipo de investigación

Según el objeto de estudio la presente Investigación es aplicada ya que utiliza los conocimientos en la práctica, para aplicarlos, en la mayoría de las veces, en provecho de la sociedad.

Según la fuente de información es Investigación Mixta, la cual participa de la naturaleza de la investigación de campo y de la investigación documental. La investigación de campo se apoya en informaciones obtenidas directamente de la realidad y la investigación documental se basa en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales impresas, audiovisuales o electrónicos.

El nivel de la investigación es Descriptivo-Explicativa. Es Descriptiva por cuanto tiene la capacidad de seleccionar las características fundamentales del objeto de estudio, con una descripción detallada de sus partes y es Explicativa en la medida que se analizan las causas y efectos de las relaciones entre las distintas variables.

4.2. Diseño de la investigación

Teórico y experimental

4.2.1. Nivel de investigación

El presente trabajo de investigación planteado corresponde al tipo de investigación aplicada, en razón a que se utilizaron conocimientos de Ingeniería Eléctrica y electrónica.

4.2.2. Método de la Investigación

La metodología para este estudio es de tipo cuantitativa y cualitativa, la primera debido a que se pretende examinar los datos de forma numérica para determinar el

dimensionamiento de las instalaciones a realizar en campo y la segunda, para obtener la información correspondiente a los problemas que impactan la población a causa de la falta del suministro adecuado de electricidad en zonas rurales.

4.3. Poblacion y Muestra

4.3.1. Población

La población abarca, Generación de energía eléctrica mediante generador fotovoltaico en las zonas rurales o alejadas

La Muestra abarcó: Los generadores de energía eléctrica mediante la energía fotovoltaica, conjuntamente con la energía hidráulica para zona rural

4.3.2. Delimitacion

1. **Espacial** : Abarca utilizacion de energia solar para obtener energia electrica en zonas rurales especificamente en agricultura
2. **Temporal**: Demanda de energia electrica en zonas rurales para bombeo fotovoltaico a nivel nacional

4.3.3. Tipo de muestra

El método de muestreo es probabilista, es decir aleatorio. El muestreo es por niveles de Incertidumbre porque se basa exclusivamente en la selección de casos que serán más convenientes para el propósito del estudio.

4.3.4. Tamaño de la muestra

La generación de energía eléctrica mediante generador fotovoltaico, conjuntamente con el sector de agricultura en zonas rurales

4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

4.4.1. Tecnicas

Las técnicas que se ha utilizado son las siguientes:

1. **Pruebas estandarizadas:** En estas pruebas se deben cumplir determinadas normas vigentes para su aplicación y para la interpretación de sus resultados, es así que la aplicación de una prueba debe hacerse bajo ciertas condiciones, las cuales deben cumplir, tanto quienes la aplican, como los dispositivos objetos de estudio.
2. **Análisis documental:** Se utilizó para analizar las normas, información bibliográfica y otros aspectos relacionados con la investigación.
3. **Análisis de Contenido:** Es una técnica que permite reducir y sistematizar cualquier tipo de información acumulado (documentos escritos, films, grabaciones, etc.) en datos, respuestas o valores correspondientes a las variables que se han investigado.
4. **Tecnología de la investigación:** Se utilizó la tecnología como una herramienta para la búsqueda información a través de la Internet, lo que permitió encontrar documentos y publicaciones importantes que enriqueció la investigación y softwares para simulación.

4.4.2. Instrumentos

1. **Cuaderno de Registros:** Además del registrar los datos de manera ordenada y resumida, permite la revisión en cualquier momento de los datos más resaltantes.
2. **Fichas bibliográficas:** Recogen únicamente las referencias bibliográficas de los documentos que se han consultado para la realización de este trabajo científico. En ellas se registra o consigna todos los datos precisos para su localización y su correcta referencia ulterior en el trabajo.
3. **Fichas de contenido:** Permite la anotación de las ideas extraídas de los trabajos leídos. Indispensable para redacción de la introducción, el marco teórico y la discusión de los trabajos en orden a fundamentar para las aportaciones.
4. **Páginas Web:** Es uno de los medios principales por los que fue obtenida la información para el estudio

4.4.3. Procedimiento de recolección de datos

La técnica para la recolección de información es la denominada técnica de Investigación Bibliográfica o fuentes secundarias. Las fuentes secundarias se utilizaron para obtener información teórica y las características técnicas de los modelos de planificación y desarrollo de los sistemas fotovoltaicos.

4.4.4. Procesamiento estadístico y análisis de datos

Consta de lo siguiente:

1. Una vez finalizada la fase de recolección de los datos, o tomar el caso en particular se realizara las simulaciones.
2. Se utilizarán tablas para ordenar y posteriormente procesar la información.
3. Los resultados obtenidos luego del procesamiento de la información, se diagramará en bloques , gráficos de resultados del sistema . Además, se hace empleo de cuadros de doble entrada; tablas, y otros instrumentos de exposición de datos para una mejor presentación de la información obtenida.

4.5. Etapas de Estudio y Metodología

A continuación se describe y se realiza el modelado y control de las principales etapas del Estudio:

Un sistema de bombeo FV es similar a los sistemas convencionales excepto por la fuente de potencia. Como se describió anteriormente son cuatro los elementos básicos que constituyen un sistema de bombeo fotovoltaico; dentro de cada uno de ellos pueden encontrarse numerosas opciones y una gran variedad de combinaciones.

Se realizó:

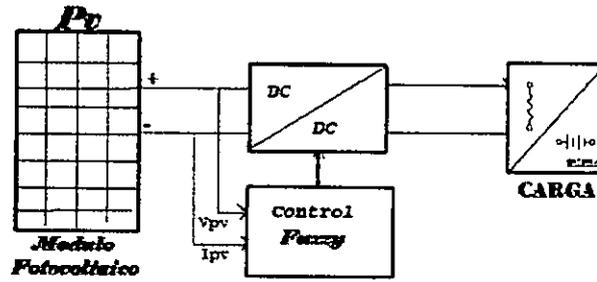
4.5.1. Etapa 1: Modelado del generador fotovoltaico

Conversión directa de la luz solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.

Los dispositivos donde se lleva a cabo la transformación de luz solar en electricidad se llaman **generadores fotovoltaicos** y a la unidad mínima en la que se realiza dicho efecto se le conoce como **celda solar**.

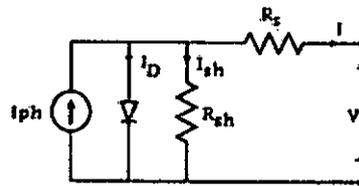
El centro de nuestro estudio se basa en un *SFV* (sistema fotovoltaico autónomo), este sistema contiene diferentes componentes, por lo general se lo puede dividir en

Figura 4.1: Diagrama general de un Sistema fotovoltaico con MPPT



Fuente: Autoria propia

Figura 4.2: Modelo de lá células fotovoltaicas



Fuente: Autoria propia

tres partes esenciales, como se muestra en la Figura 4.1:

a. Modelo matemático del panel FV

El bloque de construcción de las matrices fotovoltaicas es la célula solar, que es básicamente una unión de semiconductores p-n que convierte directamente la energía de la luz en electricidad y el módulo fotovoltaico puede ser modelado como se muestra en la Figura 4.2 Una celda fotovoltaica es básicamente un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa en energía eléctrica.

Las celdas fotovoltaicas presentan una característica no lineal en la curva corriente en función de la tensión $i(v)$ y de potencia en función de la tensión $p(v)$. Además, pueden variar con la radiación solar y con la temperatura.

Modelo:

El circuito equivalente está compuesto por una fuente de corriente, un diodo en paralelo, una resistencia en paralelo (representando la corriente de pérdida) y una resistencia en serie (resistencia interna del dispositivo) Como se puede apreciar en la siguiente figura 4.2.

La ecuación de la corriente en función de la tensión está dada por:

$$I = I_{PH} - I_S \left[e^{\frac{q(V - I * R_S)}{K * T_C * A}} - 1 \right] - \frac{(V - I * R_S)}{R_{SH}} \tag{4.1}$$

Donde:

- I_{PH} es la corriente generada por la luz incidente en la celda fotovoltaica
- I_S es la corriente de saturación.
- q es la carga del electrón. $q = 1,6e^{-19}$ Coulomb.
- k es la constante de Boltzmann. $k = 1,38e^{-23}$
- T_C es la temperatura de trabajo de la celda.
- A es un factor que depende de la tecnología de la celda fotovoltaica. Para una celda de Silicio monocristalino el valor es 1,2; para una celda de Silicio policristalino es 1,3.
- R_{SH} Es la resistencia Shunt.
- R_S Es la resistencia en serie.

La corriente producida por la luz incidente en la celda es expresada como:

$$I_{PH} = [I_{SC} + K_I[T_C - T_{ref}]]\lambda \quad (4.2)$$

Donde:

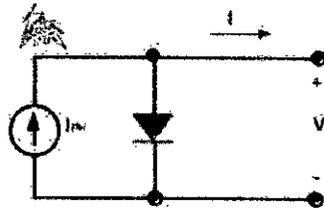
- I_{SC} es la corriente de corto circuito a 25 grados centígrados y a una radiación de 1000 W/m^2
- K_I es un coeficiente de temperatura de la celda fotovoltaica.
- T_C es la temperatura de trabajo de la celda fotovoltaica.
- T_{ref} es la referencia de temperatura de la celda.
- λ es la radiación en KW/m^2

La corriente de saturación está dada por:

$$I_S = I_{RS} * \left(\frac{T_C}{T_{ref}}\right)^3 * \exp\left[\frac{q * E_C \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_C}\right)}{K * A}\right] \quad (4.3)$$

Donde:

Figura 4.3: Circuito simplificado de la fotocelda ideal



Fuente: Autoria propia

- I_{RS} es la corriente de saturación inversa a una determinada radiación y a una dada temperatura.
- E_G es la energía de la banda prohibida.

Despreciando R_{SH} , o sea: R_{SH} haciendo infinito, el modelo queda como se ve en la figura 4.3 Con las consideraciones de simplificación la ecuación de la corriente queda como:

$$I = I_{PH} - I_S \left[\exp\left(\frac{q * V}{K * T_C * A} - 1\right) \right] \quad (4.4)$$

Para un arreglo fotovoltaico entonces la ecuación que es como:

$$I = N_P * I_{PH} - N_P * I \left[\exp\left(\frac{q * V}{N_S * K * T_C * A} - 1\right) \right] \quad (4.5)$$

Donde:

- N_P es la cantidad de celdas en paralelo.
- N_S es la cantidad de celdas fotovoltaicas en serie

b. Simulación del panel fotovoltaico

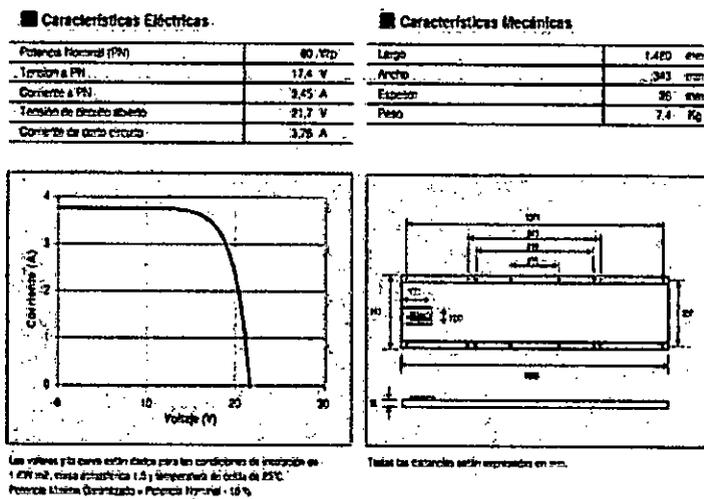
Para las pruebas de simulación se considero la fotocelda solar de la empresa Solartec (empresa Argentina) cuyas características se indica en la figura 4.4

Para la simulación se utilizó un panel FV de 60W monocristalino, cuyas características eléctricas con una tolerancia de $\pm 3\%$ para $E_i = 1000W/m^2$ y $T = 25^\circ C$ se muestran en la figura 4.4.

Los valores de los parámetros T_{Ci} , T_{Cv} fueron medidos directamente, puesto que no estaban disponibles en la placa de datos incorporada en el panel FV elegido como muestra.

Codigo 1: Creación de función del panel fotovoltaico con software Scilab

Figura 4.4: Características eléctricas de la fotocelda Solartec



Fuente: Empresa Solar Solartec

denominado ipanel

Para construir la función en Scilab se escribió un archivo *.sci que contiene la función. Los parámetros para la función son tensión, temperatura, radiación y la tensión a circuito abierto en el arreglo fotovoltaico.

El modelo implementado en la función es el más simplificado que desprecia las resistencias R_{SH} y R_S . Para ejecutar la función solo es necesario cargar la función y ejecutar en Scilab.

Instrucciones: Creación de la función denominada **ipanel** se presenta en el apéndice Matlab

Código 2: Creación del código para obtener las gráficas

En el código 02 se tienen los valores de voltaje y corriente del panel y luego la presentación en el apéndice Matlab se tiene el código 02

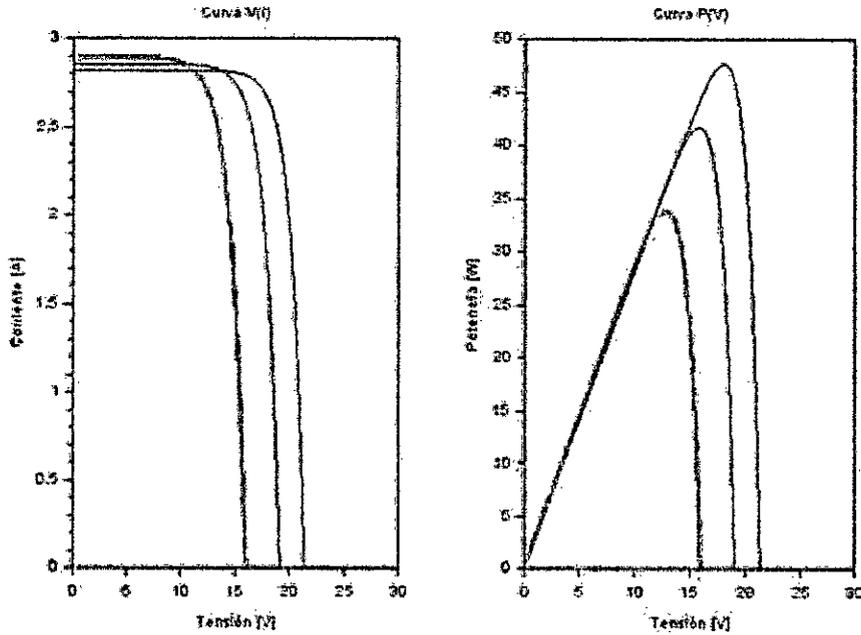
Las curvas características de salida típicas del módulo fotovoltaico se muestran en la Figura 4.5. y 4.6.

En la figura 4.5 se muestra la Curva de voltaje-corriente de las células solares. Como se puede ver, su funcionamiento no es lineal y hay una compensación entre voltaje y corriente.

Cuando no hay carga la tensión en los terminales del panel se denomina tensión de circuito abierto V_{oc} .

Cuando la carga tiene impedancia cero (terminales cortocircuitados), la corriente que fluye a través de los terminales del panel se denomina corriente de cortocircuito I_{sc} .

Figura 4.5: Curvas Características $I - V$ y $P - V$. En diferentes temperaturas



Fuente: Autor

Para obtener Las curvas $I-V$ y $P-V$ se prueban en condiciones de prueba estándar STC de temperatura de $25^{\circ}C$ y de insolación solar (irradiancia) de $1000W/m^2$.

La Figura N°4.6 muestra los efectos de la temperatura en las curvas $I-V$ en un panel solar. Se observa que cuanto mayor es la temperatura menor es el área bajo la curva y por lo tanto menos potencia y eficiencia.

C. Simulación de la celula y panel fotovoltaico

C₁. Modelo celda fotovoltaica PV y ecuaciones

Aplicando la primera ley de kirchoff en el circuito de la figura 4.7

$$I_{SC} - I_D - \frac{V_D}{R_P} - I_{PV} = 0 \quad (4.6)$$

Ecuacion caracterisitica del diodo:

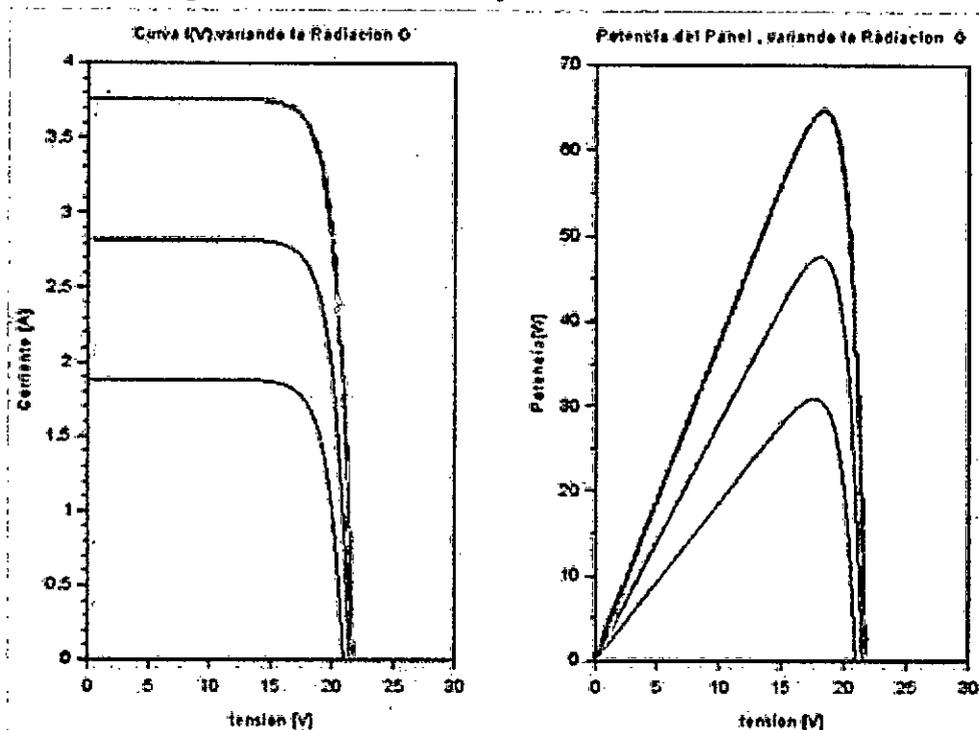
$$I_D = I_0(e^{\frac{V_D}{V_T}} - 1) \quad (4.7)$$

Aplicando la segunda ley de kirchoff en el circuito de la figura 4.7

$$V_{PVcell} = V_D - R_s * I_{PV} \quad (4.8)$$

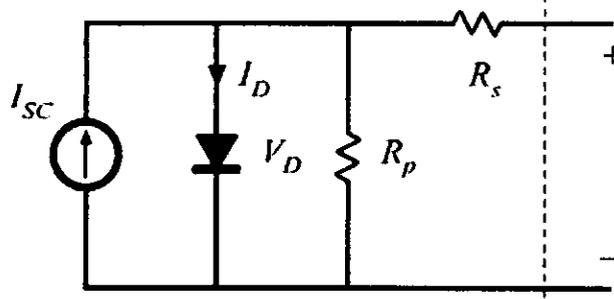
el modelo implementado en simulink se muestra en la figura 4.8 y sus graficas de I

Figura 4.6: Curva de I-V y P-V irradiancia variable



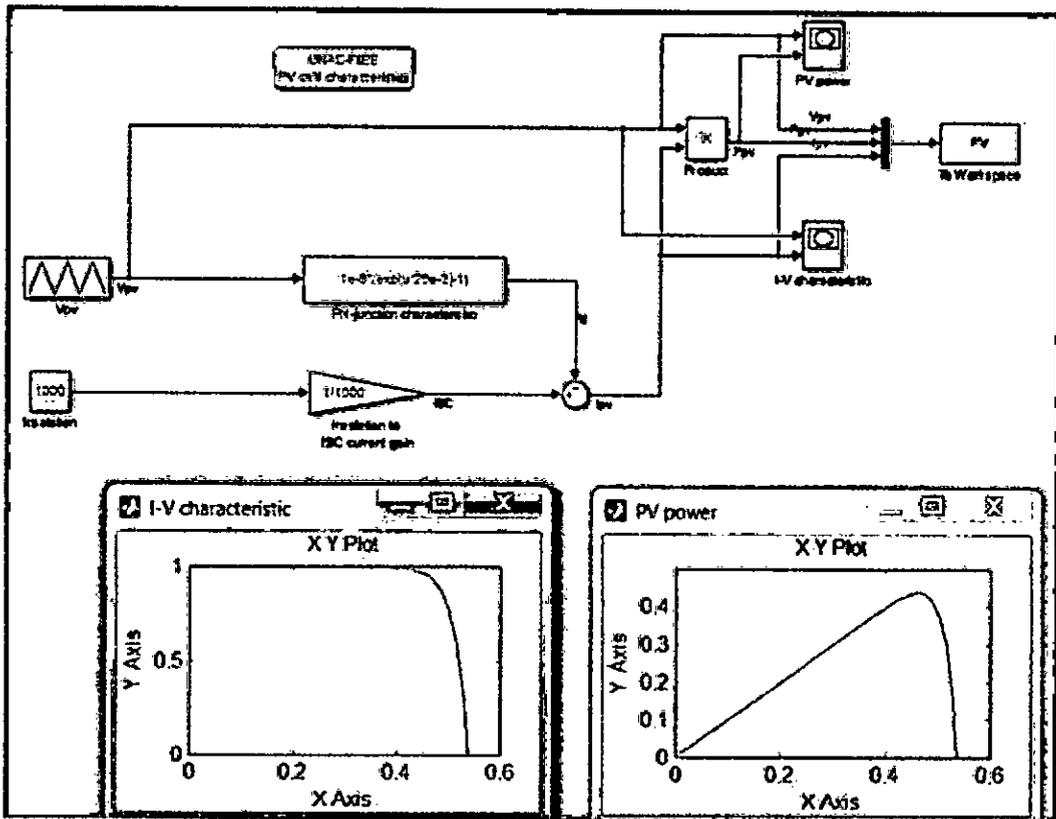
Fuente: Autor

Figura 4.7: Circuito fotocelda FV



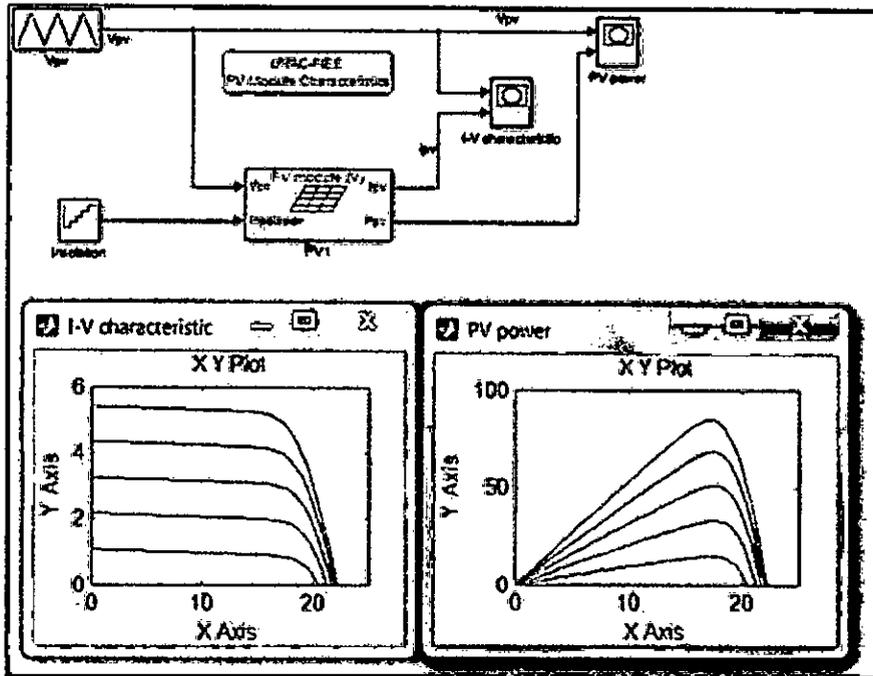
Fuente: Autor

Figura 4.8: modelo de la fotocelda PV



Fuente: Autor

Figura 4.9: modelo del panel PV



Fuente: Autor

versus V y P_{PV} versus V considerando irradiancia de 1000 y Voltaje $V_{PV} = 0,6$.

C₂. Modelo del panel fotovoltaico PV

Se implementa el modelo Fotovoltaico PV con entrada de voltaje y aislacion variable Se tiene como entrada $V_{PV} = 2$ y irradiancia variable de 200, 400, 600, 800, 1000 W/m^2

La Figura 4.9 muestra el impacto de la irradiación en la curva I-V de un panel solar. Se observa que una mayor irradiación aumenta el área bajo la curva lo que significa más potencia y eficiencia, lo que puede demostrarse mediante la curva P-V de la Figura 4.9 para un panel solar típico de 60W.

La eficiencia se puede mejorar en los casos de baja irradiación solar utilizando métodos directos como el seguimiento solar y la concentración de luz o métodos indirectos como el que está en el ámbito de este proyecto que es la implementación de un controlador de carga MPPT.

El factor, abreviado "FF", es la relación de la potencia de salida máxima de la célula solar con el producto de la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito de la célula; eficiencia de la célula solar es la relación de potencia

máxima a la potencia incidente.

$$FF = \frac{P_{MAX}}{V_{OC} * I_{SC}} \quad (4.9)$$

$$eficiencia = \frac{V_{OC} * I_{SC} * FF}{P_{in}} \quad (4.10)$$

4.5.2. Etapa 2: Modelado y control del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia

Las celdas fotovoltaicas tienen curvas características V-I que definen el comportamiento de las mismas ante diferentes condiciones de operación. La potencia de una celda solar está dada por el producto de la corriente y el voltaje de la misma. El punto de máxima potencia (MPP, Maximum Power Point) es el producto del voltaje en el punto máximo V_{MPP} y corriente en el punto máximo I_{MPP} para los cuales la potencia extraída del arreglo fotovoltaico es máxima P_{MPP} . El punto de máxima potencia varía continuamente, pues depende de factores como la temperatura de la celda solar y de las condiciones de irradiancia.

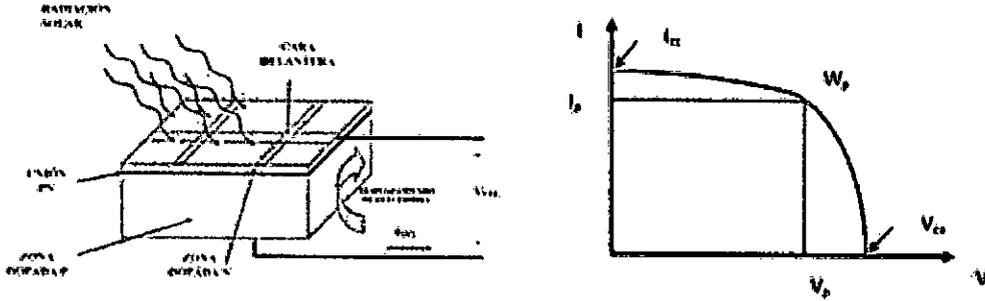
Dos conceptos fundamentales que hay que tener en cuenta de una célula fotovoltaica:

1. La tensión de circuito abierto V_{oc} varía en función de la temperatura, a menor temperatura mayor tensión, pero a un determinado valor de tensión, se mantiene constante.
2. La corriente de cortocircuito I_{SC} suministrada por una célula solar es proporcional a la intensidad de la radiación y a la superficie de la célula.
3. Potencia pico W_P es la potencia pico que puede proporcionar la célula es determinado por el punto de la curva $I - V$ donde el producto de la corriente y el voltaje es máximo

Generador fotovoltaico conexión directa a la carga FV

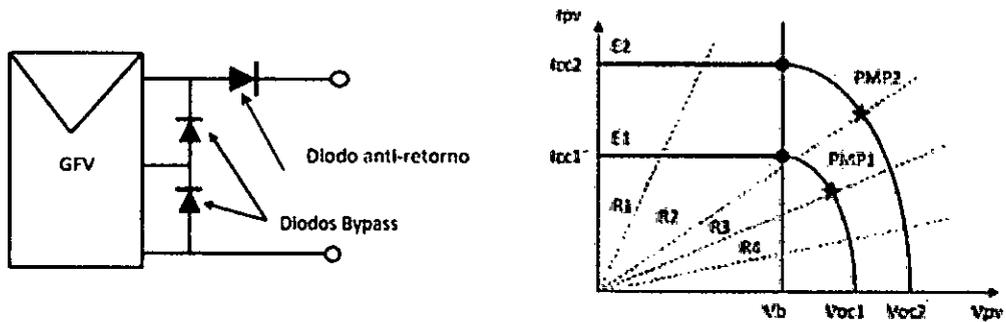
Se debe considerar un diodo antiretorno cuando la carga es una batería, para evitar que se descargue la batería cuando no hay ausencia de sol, para el caso de paneles de mayor tensión es necesario considerar dos diodos bypass y uno antiretorno; los diodos Bypass sirve para proteger al generador FV; porque este está formado por módulos o paneles en serie y cada panel está formado por células; los diodos están conectados en cada panel ver figura 4.11.

Figura 4.10: Estructura de la célula y curva característica



Fuente: Autor

Figura 4.11: Modulo Fv con diodo antiretorno con diodo Bypass , y punto de trabajo en funcion de la radiacion y la carga



Fuente: Autor

Punto de maxima potencia : MPPT (Maximum Power Point tracking)

La curva caracterisitica del panel solar FV presenta un punto de maxima potencia *MPPT* , el cual es marcado por la impedancia de la carga , por ejemplo si se alimenta una carga resistiva tendra uno diferente si se alimenta a una bateria ,el MPPT cambia.

El punto funcionamiento de un Panel FV es el resultado de la interseccion entre la caracterisitica I-V del panel FV y la caractesitica I-V de la carga.

En al figura 4.11 se puede ver que segun el valor de la resistencia de carga se trabaja a un nivel u otro de potencia que ademas varia por el valor de la radiacion solar . en la figura se observa puntos marcados con una estrella , estos son los puntos en que estan entregando maxima potencia el panel denominados MPPT.

En el caso de que carga es una bateria , el punto de la caracterisitica I-V del panel se corta con el voltaje V_b de la bateria se representa con un punto , este no representa el punto MPPT

el control del punto de operacion de los paneles FV es realizados por controladores de seguimiento del punto de máxima potencia , conocidos como controladores MPPT (Maximum Power Point tracking); para el control MPPT se tiene diferentes algoritmos

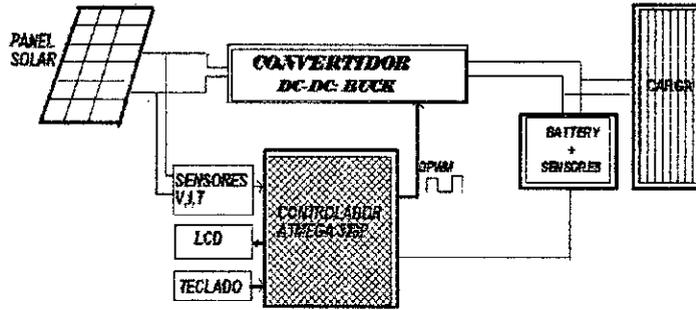
a. Control del seguimiento del punto de maxima potencia

El control de la potencia en un PV se realiza mediante convertidores DC-DC, ya que varían su impedancia de entrada, con el fin de controlar la corriente y el voltaje del PV, para seguir el MPP mediante una técnica de control. Desde el punto de vista de su arquitectura interna, este tipo de convertidores se agrupan según su capacidad para realizar transformaciones de tensión, las configuraciones básicas conocidas son

- a) Convertidor Buck o reductor,
- b) Convertidor Boost o elevador,
- c) Convertidor Buck-Boost o reductor elevador.

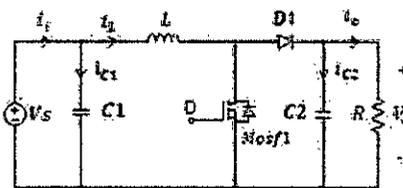
Existen investigaciones donde se analiza las pérdidas generadas en los convertidores Boost, Buck y Buck-Boost, se comprueba analíticamente que el convertidor elevador Boost presenta una mayor eficiencia. Si bien el convertidor reductor Buck muestra una mayor eficiencia con fuentes ideales, en aplicaciones fotovoltaicas tiene una debilidad, debido a que en esta topología hay una parte del periodo de conmutación en que no fluye corriente desde la fuente, provocando que no haya una continua extracción de potencia.

Figura 4.12: Diagrama del sistema implementado con convertidor CC/CC



Fuente: Autor

Figura 4.13: Circuito del convertidor CC/CC Boost



Fuente: Autor

Por el contrario, en el convertidor Boost siempre existe un flujo de corriente en el inductor, cuando este trabaja en modo de conducción continuo (MCC).

Por esta razón se elige el convertidor Boost para realizar el MPPT.

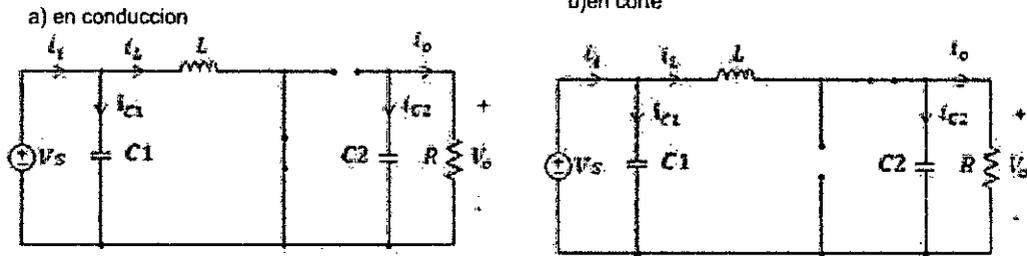
b. CONVERTIDOR CC/CC BOOST

Para realizar el MPPT, se determinó el uso del convertidor electrónico Boost, debido a que posee un elemento almacenador de energía (inductor), que permite de manera directa el control de la corriente de entrada al convertidor. En la Figura 4.13, se muestra el modelo de circuito de un convertidor elevador Boost. Existen diferentes estrategias de conmutación de los interruptores electrónicos de los convertidores. Una de las estrategias más sencillas es conmutar los transistores del convertidor a una frecuencia fija F_s y modificar la duración de la fase de encendido $D * T_s$ y apagado $(1 - D) * T_s$, donde T_{on} es el tiempo de encendido, T_s es el periodo de conmutación igual a F_s^{-1} , y D es el ciclo de trabajo donde: $D \in [0, 1]$ y se define como:

$$D = \frac{T_{on}}{T_s} \quad (4.11)$$

Para realizar el diseño del convertidor Boost se define el voltaje de entrada como el voltaje de máxima potencia y un ciclo de trabajo a un valor de 0.6, de esta manera

Figura 4.14: Circuito del convertidor CC/CC Boost en conduccion y corte



Fuente: Autor

el voltaje de salida del convertidor Boost se define mediante la ecuación:

$$V_0 = \frac{V_{mp}}{1 - D} = \frac{19,26}{1 - 0,6} \quad (4.12)$$

La inductancia mínima se deduce mediante ec.4.11 , donde f representa la frecuencia de conmutación del mosfet que corresponde a 20Khz.

$$L_{min} = \frac{D * (1 - D)^2 * R_L}{2 * f} \quad (4.13)$$

Añadimos un margen de seguridad del 30 % y tomamos el valor nominal más cercano $L = 61,5 \mu H$.

Para calcular el valor del condensador de salida C se define un valor de rizado de voltaje de 0.01.

$$C_2 = \frac{D}{\frac{\Delta V_0}{V_0} * R_L * f} \quad (4.14)$$

Se elige el valor nominal más cercano. $C_2 = 220 \mu C$

Adicionalmente es necesario un capacitor de entrada de $4700 \mu F$ con el objetivo de estabilizar el voltaje proveniente del módulo fotovoltaico.

C. Modelo matemático del convertidor Boost.

El funcionamiento del convertidor Boost se basa en 2 intervalos de tiempo.

En el **primer intervalo de tiempo**, donde el transistor entra en **conducción** y la inductancia L almacena energía a medida que la intensidad aumenta, mientras que el diodo entra en estado de no conducción y desacopla el circuito RC. el circuito resultante se muestra en la figura 4.14-a

Las ecuaciones de malla y nodos son:

$$\frac{dV_{C1}}{dt} = \frac{1}{C_1} (i_i - i_L) \quad (4.15)$$

$$\frac{dV_{C2}}{dt} = \frac{1}{RC_2}V_{C2} \quad (4.16)$$

$$i_L = \frac{1}{L}V_{C2} \quad (4.17)$$

En el **segundo intervalo de tiempo** corresponde al transistor en **corte o no conducción**, el circuito resultante se muestra en la Figura N°4.14-b.

Para este intervalo de tiempo las ecuaciones de malla y nodos son:

$$\frac{dV_{C1}}{dt} = \frac{1}{C_1}(i_i - i_L) \quad (4.18)$$

$$\frac{dV_{C2}}{dt} = \frac{1}{C_2}i_L - \frac{1}{RC_2}V_{C2} \quad (4.19)$$

$$i_L = \frac{1}{L}(V_{C1} - V_{C2}) \quad (4.20)$$

1. Modelo del convertidor Boost en el espacio de estado

Los elementos semiconductores son modelados como interruptores ideales. La descripción de un sistema dinámico mediante ecuaciones de estado está descrito por.

$$\frac{dx(t)}{dt} = Ax(t) + Bu(t) \quad (4.21)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t) \quad (4.22)$$

A, B, C, D son matrices de coeficientes constantes, donde A se denomina la matriz de estado, B es la matriz de entrada, C matriz de salida y D es la matriz de transmisión directa. En MCC el circuito presenta dos estados dados por el interruptor, uno cuando la variable $u(t)$ toma el valor 1, intervalo $D * T_s$ (ON), y cuando toma el valor de 0, intervalo $(1 - D) * T_s$ (OFF).

Las ecuaciones en cada uno de los estados serán:

$$\frac{dx(t)}{dt} = Ax(t) + Bu(t) \quad (4.23)$$

$$\frac{dx(t)}{dt} = A_{OFF} * x(t) + B_{OFF} \quad (4.24)$$

La ecuación que describe un ciclo completo T_s , estará entonces dada por la concatenación de las ecuaciones (4.23) y (4.24) como se indica en las ecuaciones

$$\frac{dx(t)}{dt} = (A_{ON} * x(t) + B_{ON}) * u(t) + (A_{OFF} * x(t) + B_{OFF}) * (1 - u(t)) \quad (4.25)$$

$$\frac{dx(t)}{dt} = (A_{ON} - A_{OFF}) * x(t) + A_{OFF} * x(t) + (B_{ON} - B_{OFF}) * u(t) + B_{OFF} \quad (4.26)$$

El sistema actúa dependiendo de la variable t , conmutando de un estado ON ($t = 1$) a un estado OFF ($t = 0$). Aunque las ecuaciones (4.25) y (4.26) son lineales, el conjunto presenta un sistema no lineal debido a las conmutaciones.

El comportamiento real de los convertidores $DC - DC$ mostrado anteriormente por el modelo conmutado, dificulta el análisis del sistema debido a que las conmutaciones no pueden ser estudiadas en conjunto.

2. Modelo promediado del convertidor elevador Boost.

El modelo conmutado puede ser aproximado a un modelo promediado, cuando el periodo de conmutación es constante y menor a las constantes de tiempo en cada modo de operación.

Esto permite encontrar un modelo continuo que se aproxima al valor de las variables en cada periodo T_S .

En este caso la variable de control t deja de ser una señal binaria y toma directamente el valor del ciclo de trabajo D , que se mueve en todo el rango de 0 a 1.

La ecuación 4.25 puede ser expresada de la siguiente forma

$$\frac{dx(t)}{dt} = (A_{ON} * x(t) + B_{ON}) * D + (A_{OFF} * x(t) + B_{OFF}) * (1 - D) \quad (4.27)$$

Redistribuyendo la ecuación anterior tenemos el modelo promediado:

$$\frac{dx(t)}{dt} = (A_{ON} * D + A_{OFF}(1 - D)) * x(t) + (B_{ON} * D) + B_{OFF} * (1 - D) \quad (4.28)$$

El modelo promediado se obtiene a partir de las ecuaciones (4.15) al (4.20) con la nueva variable de control D .

$$\frac{dV_{C1}}{dt} = \frac{i_i - i_L}{C_1} \quad (4.29)$$

$$\frac{dV_{C2}}{dt} = \frac{i_L - D}{C_2} - \frac{V_{C2}}{RC_2} \quad (4.30)$$

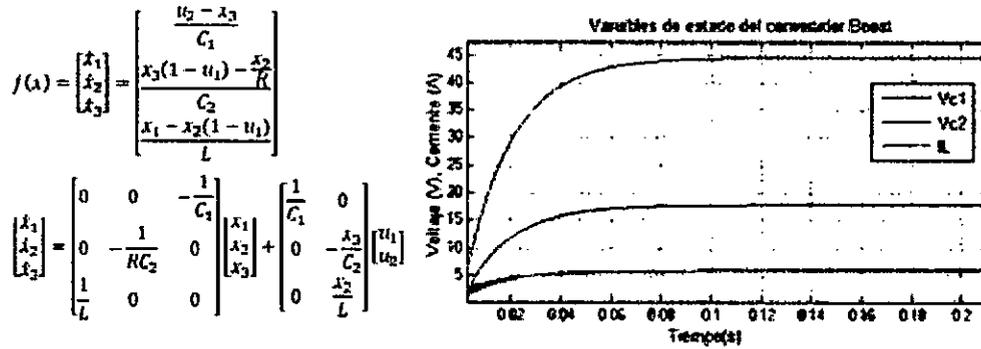
$$i_L = \frac{V_{C1} - V_{C2} * (1 - D)}{L} \quad (4.31)$$

A partir de las ecuaciones presentadas en (4.29, 4.30, 4.31), se definen las variables de estado y las entradas del sistema, tal como se presenta:

$$x_1(t) = V_{C1}(t)$$

$$x_2(t) = V_{C2}(t)$$

Figura 4.15: ecuaciones de estado



Fuente: Autor

$$x_3(t) = i_L(t)$$

$$u_1(t) = D ; \text{ entrada}$$

$u_2(t) = i_L(t)$ En la Figura 4.15 se presenta la simulación de las variables de estado contra el tiempo, los valores de los elementos son: $C_1 = 4700\mu$, $C_2 = 220\mu$, $L = 60\mu H$, $R = 18,19$, $f_s = 20Khz$, $D = 0,6$, $i_i = i_{mp} = 5,68A$.

D. Algoritmos de control del punto de MPPT

El problema es cómo obtener los puntos óptimos de operación (voltaje y corriente) de forma automática a la máxima potencia de salida fotovoltaica en la mayoría condiciones.

Dadas las características variables según las condiciones atmosféricas las estrategias de control MPPT determinan las condiciones de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos en tiempo real.

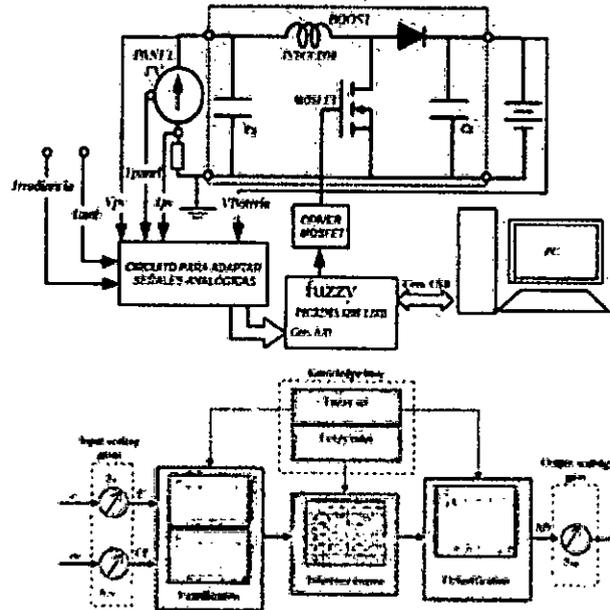
Se tienen los siguientes algoritmos de control

- Perturbation y Observation
- Incremental Conductance
- Fractional Open Circuit Voltaje
- Fractional Short Circuit current
- Fuzzy logic control
- NEURAL NETWORK

D.1 Controlador Fuzzy para MPPT

El lazo de control para el convertidor DC-DC puede establecerse como se observa en la Fig. 4.16 El bloque de sensado se encarga de obtener los valores adaptados de voltaje

Figura 4.16: Sistema fotovoltaico con control Fuzzy



Fuente: Autor

y corriente a cada instante, para que sean posteriormente procesado mediante un procesador digital (microcontrolador).

En este bloque de control, el controlador ejecuta los algoritmos MPPT encargados de modificar el valor de ciclo de trabajo del convertor, teniendo en cuenta tanto la potencia instantánea en terminales del panel como el valor de la carga aplicada a la salida del convertor.

El controlador de lógica difusa (FLC) mide el valor de la tensión y corriente en la salida del panel solar y luego calcula el poder de extraer las entradas para el controlador de carga. FLC calcula la potencia de salida P_k en cada muestra k y determina la variación en la potencia con respecto al voltaje dP/dV . Como se muestra en la Fig. 4.16

Funcionamiento

- Si $\frac{dP}{dV} > 0$, el controlador cambia el ciclo de trabajo de modo que para aumentar la tensión hasta que la potencia alcance su máximo valor o hasta que $\frac{dP}{dV} = 0$.
- Si $\frac{dP}{dV} < 0$, el controlador cambia el ciclo de trabajo de modo que para disminuir el voltaje hasta que la potencia alcance su máximo valor

El controlador tiene como entradas:

- Error $\rightarrow E$ donde $E(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)}$

- Cambio de error $\rightarrow CE$ donde $CE(k) = E(k) - E(k - 1)$

Salida : Variacion del ciclo util(D)

Donde:

- Error $E(k)$ es la pendiente de la curva muestra que ya sea en el instante (k) el punto de operación está a la izquierda o derecha del MPP en el curva característica o exactamente en el punto MPP.
- Cambio en el error $CE(k)$ determina la dirección en que se mueve el MPP.
- $P(k)$ y $V(k)$ determina los valores de potencia y voltaje generados por el Panel PV respecto en el instante (k) .

La inferencia lógica difusa utilizada para diseñar el controlador es basado en el enfoque de Mamdani.

La variable de salida del controlador es el incremento del ciclo útil del convertidor Boost ΔD , el cual puede tomar valores positivos o negativos dependiendo de la ubicación del punto de operación.

Utilizando el valor de ΔD que entrega el controlador, se realiza un acumulador para obtener el valor del ciclo útil.

$$D(k) = D(k - 1) + \Delta D$$

El voltaje de salida del convertidor Buck corresponde a $V_{bat} = 12V$ y teniendo en cuenta que los voltajes máximo y mínimo del panel en el MPP son $V_{max} = 19,267V$ y $V_{min} = 13,29V$, se tiene que los cambios en el ciclo útil D deben estar entre:

1. $D_{max} = \frac{12v}{13,29v} = 0,902$

2. $D_{min} = \frac{12v}{19,267v} = 0,622$

3. $D = \frac{\sum_{j=1}^n \mu(dj) * dj}{\sum_{j=1}^n \mu(dj)}$

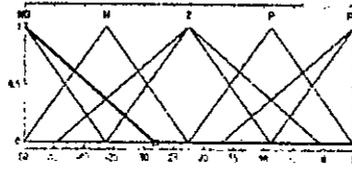
a). Universo de Discurso

Para determinar el universo de discurso o rango de valores que pueden tomar las entradas E y CE se realiza una representación de estas señales versus el voltaje del panel FV para diferentes niveles de irradiación solar.

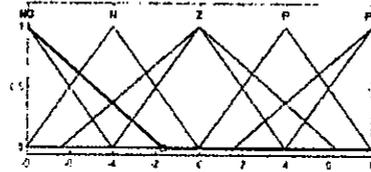
Con este procedimiento se definen los rangos para E de 5 a 50 y CE de -8 a 8. El rango para la salida del controlador ΔD se define de -0.01 a 0.01 para tener un mayor grado de precisión en el seguimiento del MPP.

Figura 4.17: Funciones de membresía

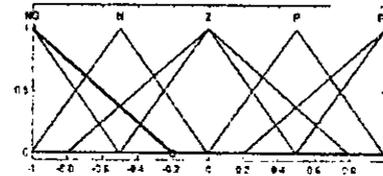
- Funciones de membresía para la entrada Error



- Funciones de membresía para la entrada CError



- Funciones de membresía para la salida D



Fuente: Autor

b). Funciones de membresía y variables lingüísticas

Para el proceso de fuzificación se eligen funciones de membresía triangulares por su simplicidad y por su fácil desarrollo en un dispositivo programable para una futura implementación (Chang, 2010).

Para las entradas E , CE y para la salida ΔD del controlador, se definen 5 funciones de membresía expresadas en términos de las variables lingüísticas:

- Negativo Grande (NG),
- Negativo (N)
- Cero (Z),
- Positivo (P)
- Positivo Grande (PG).

En la figura 4.17 se tienen las funciones de membresía para las entradas y salida del controlador teniendo en cuenta el universo de discurso de cada una de ellas.

c). Reglas difusas

Definidas las funciones de membresía, se procedió con la definición de las reglas difusas. Se definieron 25 reglas de control utilizando una descripción lingüística del tipo Si-Entonces como se muestra en la tabla.

Tabla 4.1: Tabla de verdad para temperatura variable del sistema FV

CE/E	NG	N	Z	P	PG
NG	PG	P	P	P	P
N	PG	P	P	P	P
Z	P	P	Z	N	N
P	NG	NG	N	N	N
PG	NG	N	N	NG	NG

d). **Proceso de fuzificación** Para el proceso de defuzificación se utiliza el método del centro de área utilizando la operación lógica τ (Passino y Yurkovich, 1998).

Por ejemplo, para el caso en que las entradas $Error = 0$ y $CError = 3$, se tienen los siguientes valores para las funciones de membresía:

- $\mu_{cero}(Error) = 1$
- $\mu_{positivo}(CError) = 0,339$
- $\mu_{positivogrande}(CError) = 0,339$

Los valores para las demás funciones de membresía son cero para este caso. Existen dos reglas activas que tiene asociadas las premisas **error es zero, cambio en error es positivo y cambio en error es positivo grande** las cuales son:

Si **Error es Z** y **CError es P** \rightarrow D es N.

Si **Error es Zy CError es PG** \rightarrow D es N. Utilizando el criterio del mínimo se tiene que las premisas para las dos reglas son:

$$\mu_1 = \min\{0.33941\} = 0.3394$$

$$\mu_2 = \min\{0.28441\} = 0.2844$$

Aplicando el método del centro de áreas, se tiene que el valor defuzificado a la salida del controlador sería:

$$\mu = \frac{(-0,003)(0,0014) + (-0,0033)(0,0012)}{0,0014 + 0,0012} = 0.003$$

E). Diagrama de flujo del Algoritmo de control difuso

El siguiente diagrama de flujo en la figura 4.18 describe el control algoritmo basado en lógica difusa que se utiliza para implementar el sistema.

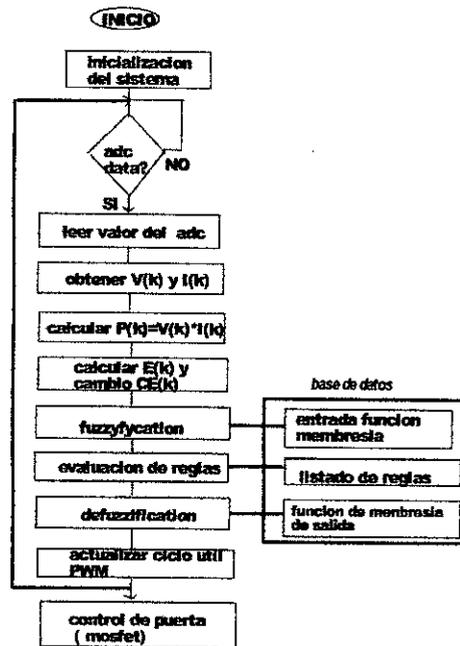
F. Simulación del conversor Boost CC/CC con Simulink

El circuito de simulación del conversor $CC - CC$ y sus datos son: Datos Para realizar la simulación

- Voltaje entrada $V_g = 100V$

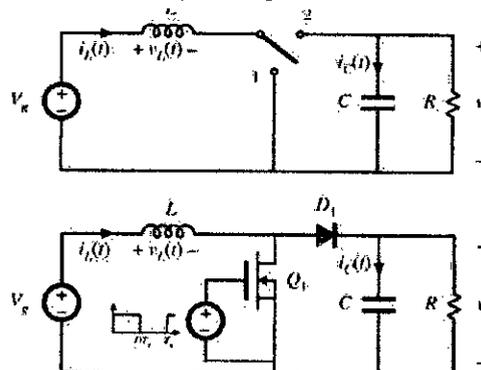
Figura 4.18: Diagrama de flujo del control fuzzy para el MPPT

Figura. 4.18
Diagrama de flujo de MPPT



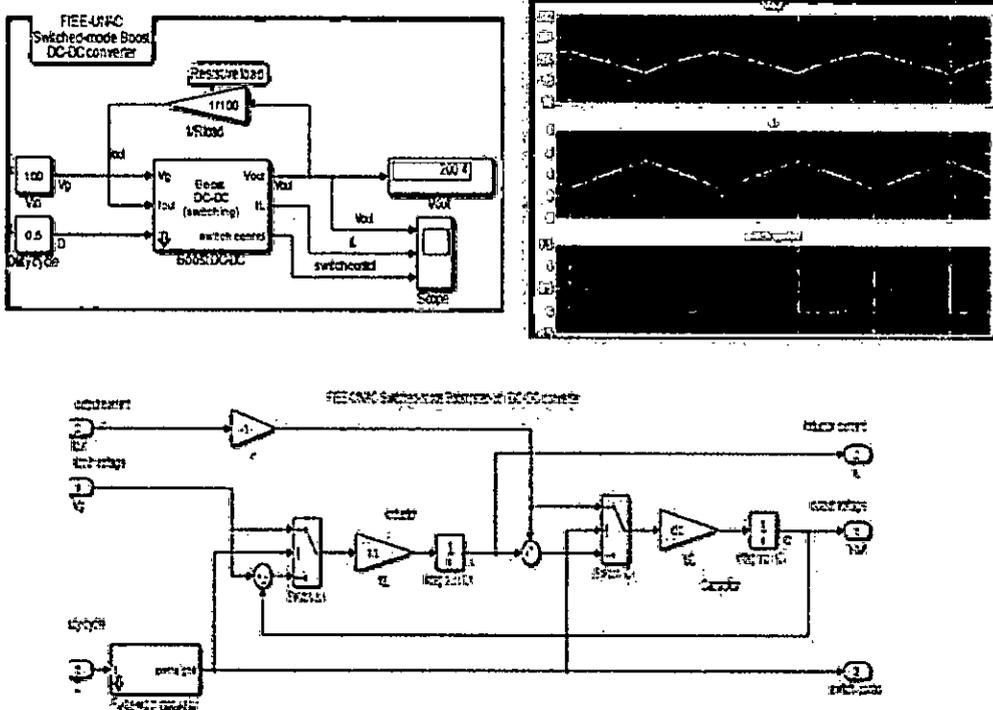
Fuente: Autor

Figura 4.19: Circuito ideal y real para la simulacion con Simulink



Fuente: Autor

Figura 4.20: Modelo del convertor CC-CC y formas de onda

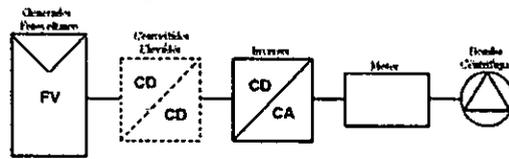


Fuente: Autor

- Inductancia $L = 200\mu\text{H}$
- Capacitancia $C = 10\mu\text{F}$
- Resistencia de carga $R = 100$
- Switch duty cycle $D = 0,5$
- Voltaje de salida $V_{out} = 200\text{V}$
- Corriente de entrada $i_g = i_L = 4\text{A}$
- Potencia $P = 400\text{W}$
- frecuencia de Switching $f_s = 100\text{Khz}$
- Periodo Switching $T_s = 10\mu\text{s}$

En la figura 4.20 se muestra el modelo simplificado del CC-CC y sus formas de onda de entrada y salida; luego el convertor DC-DC boost establece el punto de operación V_{PV} y I_{PV} en el punto MPPT; también mantiene la eficiencia de la tensión V_{PV} a un voltaje más alto.

Figura 4.21: Diagrama de potencia del sistema FV



Fuente: Autor

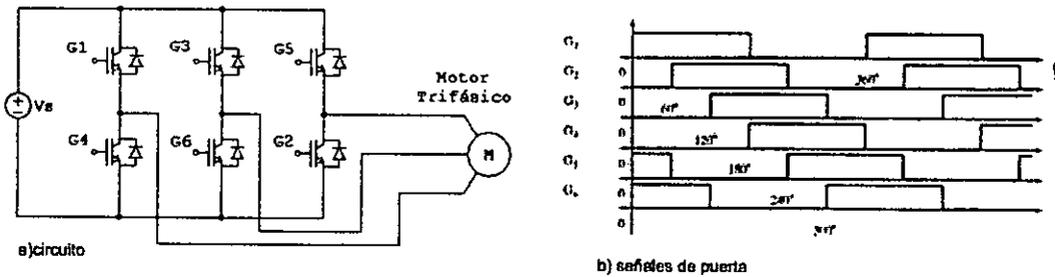
4.5.3. Etapa 3 modelado y control Acondicionamiento de potencia en un sistema de bombeo FV

Cuando se trata de operar módulos fotovoltaicos, los cuales entregan siempre una CD y si se desea operar equipos cuyo funcionamiento está basado en CA, será necesario el empleo de un acondicionador de potencia, que para este caso se trata de un inversor.

El núcleo básico de la conversión de potencia lo representan el inversor y el dispositivo encargado de generar sus señales de disparo. Pero dadas las características de la base instalada, en donde el voltaje disponible resulta insuficiente para la operación de un motor trifásico convencional, es necesario proponer una etapa elevadora de voltaje, ya sea directamente en CD (como es el caso de la fuente elevadora propuesta).

El sistema de bombeo fotovoltaico propuesto se muestra en la Figura 4.20, el cual incorpora un convertidor elevador en CD.

Figura 4.22: Puente de Mosfet y formas de onda



Fuente: Autor

a. Inversor del sistema fotovoltaico

El inversor convierte la tensión CC de la instalación fotovoltaica en tensión CA para la alimentación de los receptores que trabajan con CA (la mayoría).

Dispositivos electrónicos que convierten la corriente continua en alterna permiten por tanto:

- **Utilizar receptores de CA en instalaciones aisladas de la red.** Aquí se utiliza el tipo de inversor de **conmutación forzada o autoconmutados de inversor**. Permiten generar CA mediante conmutación forzada, que se refiere a la apertura y cierre forzados por el sistema de control. Pueden ser de salida escalonada (onda cuadrada) o de modulación por anchura de pulsos (PWM), con los que se pueden conseguir salidas prácticamente senoidales y por tanto con poco contenido de armónicos.
- **Conectar los sistemas FV a la red de distribución eléctrica;** son denominados **inversores de conmutación natural** también son conocidos como inversores conmutados por la red, por ser esta la que determina el fin del estado de conducción en los dispositivos electrónicos. Su aplicación es para sistemas FV conectados a la red. Actualmente están siendo desplazados por los inversores de conmutación forzada tipo PWM, conforme se desarrollan los transistores de tipo IGBT para mayores niveles de tensión y corriente.

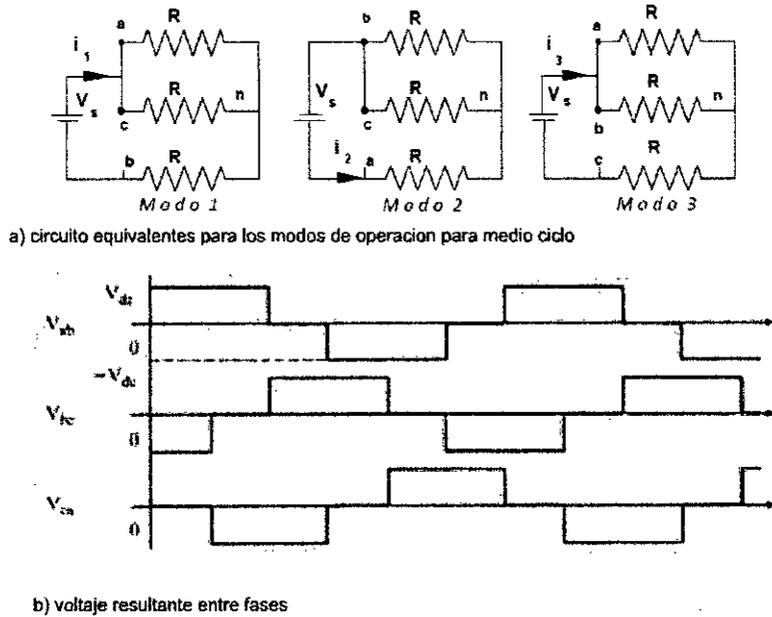
La solución para la inversión de voltaje se encontró en un inversor de fuente de voltaje trifásico (VSI) como el que se ilustra en la Figura 4.2.

b. Análisis del inversor

Existen seis modos de operación distintos por cada ciclo y la duración de cada ciclo es de 60° .

Si posterior a eso, se asume que la carga del inversor es puramente resistiva y conectada en estrella, se tienen tres modos de operación para un medio ciclo, para

Figura 4.23: circuito equivalentes del modo de operación del inversor



Fuente: Autor

cada uno de los cuales existe un circuito equivalente, los mismos que se muestran en la Figura 4.23 Los voltajes entre fases pueden ser fácilmente identificados a partir de los modos de operación Figura 4.23.

Para analizar los voltajes de fase (con respecto al neutro), se analizan los circuitos equivalentes de la Figura 4.23, para los tres diferentes modos de operación.

1. Modo de operación I: $0 \leq wt \leq \frac{\pi}{6}$

$$R_{eq} = R + \frac{R}{2} = \frac{3R}{2}$$

$$i_i = \frac{V_s}{R_{eq}} = \frac{2V_s}{3R}$$

$$V_{an} = V_{cn} = \frac{i_1 R}{2} = \frac{V_s}{3}$$

$$V_{bn} = -i_1 \cdot R = -\frac{2V_s}{3}$$

2. Modo de operación II: $\frac{\pi}{3} \leq wt \leq \frac{2\pi}{3}$

$$V_{an} = V_{bn} = \frac{2V_s}{3}$$

$$V_{cn} = V_{cn} = -\frac{i_1 R}{2} = -\frac{V_s}{3}$$

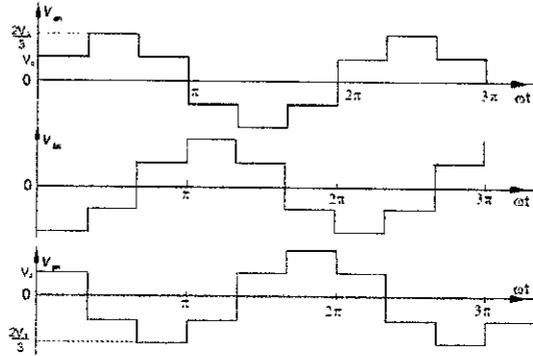
3. Modo de operación: $\frac{2\pi}{3} \leq wt \leq \pi$

$$V_{an} = V_{bn} = \frac{i_1 R}{2} = \frac{V_s}{3}$$

$$V_{cn} = -i_1 \cdot R = -\frac{2V_s}{3}$$

Como es de suponerse, el proceso se repite para el siguiente medio ciclo de conmutación, por lo tanto, las formas de onda de los voltajes resultantes de fase pueden

Figura 4.24: Voltajes en cada Fase



Fuente: Autor

observarse en la Figura 4. Los voltajes instantáneos entre fases pueden expresarse en series de Fourier, y que v_{ab} está desplazado $\frac{\pi}{6}$ y que los armónicos pares son cero.

$$V_{ab} = \sum_{n=1,3,5..}^{inf} \frac{4V_s}{n \cdot \pi} \cos \frac{n \cdot \pi}{6} \text{sen}(n) * (wt + \frac{\pi}{6}) \quad (4.32)$$

Los voltajes V_{bc} y V_a se obtienen de igual manera que en la ecuación ec.4.32 , desplazados 120° y 240° con respecto de V_{ab}

$$V_{bc} = \sum_{n=1,3,5..}^{inf} \frac{4V_s}{n \cdot \pi} \cos \frac{n \cdot \pi}{6} \text{sen}(n) * (wt - \frac{\pi}{2}) \quad (4.33)$$

$$V_{ca} = \sum_{n=1,3,5..}^{inf} \frac{4V_s}{n \cdot \pi} \cos \frac{n \cdot \pi}{6} \text{sen}(n) * (wt - \frac{7\pi}{6}) \quad (4.34)$$

Para las ecuaciones (4.32) a la (4.34) los armónicos múltiplos de 3 son ceros debido a la naturaleza trifásica del sistema.

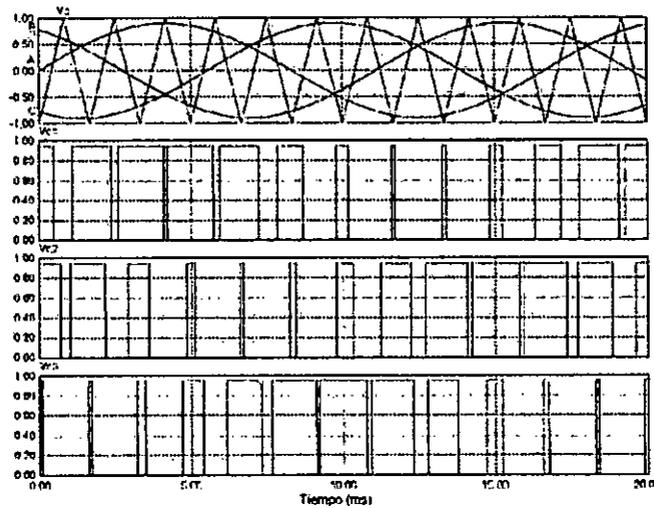
Los voltajes rms entre fases pueden entonces determinarse mediante la ecuación (4.35).

$$V_L = \sqrt{\frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} V_s^2 dwt} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot V_s = 0,8165 * V_s \quad (4.35)$$

Ya que sólo la fundamental produce par útil, sólo se debe analizar el desempeño en estado estable para la evaluación de los motores alimentados por un inversor de este tipo. Con esta consideración, el voltaje entre fases *rms* para la fundamental de la forma de onda de seis pasos es:

$$V_{L1} = \frac{4 * V_s * \cos(30)}{\sqrt{2} * \pi} = 0,7797 * V_s \quad (4.36)$$

Figura 4.25: Generacion de pulsos para modulador del inversor CA



Fuente: Autor

El valor *RMS* para los voltajes de fase con respecto al neutro se determina con:

$$V_A = \frac{V_L}{\sqrt{3}} = \frac{2V_s}{3} = 0,4714 * V_s \quad (4.37)$$

Tecnica de Modulacion del inversor SPWM

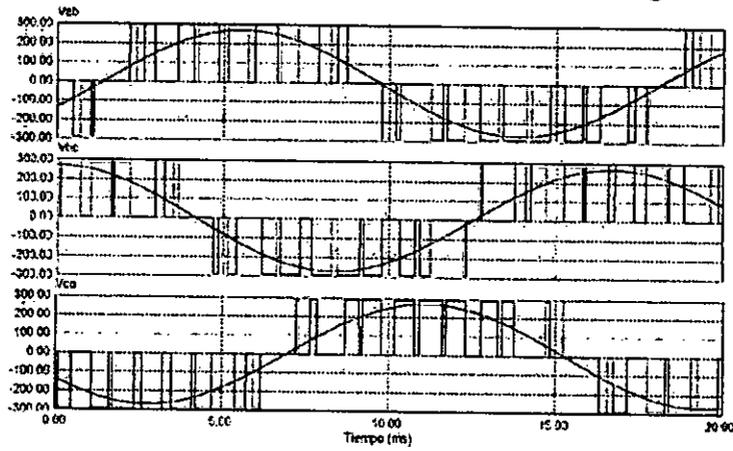
En la Figura 4.25 se observa que las señales de compuerta aplicados a los interruptores del inversor son aplicadas a la frecuencia de operación del inversor. Este tipo de esquema permite cambiar un voltaje de entrada en CD en un voltaje de salida alterno, mas sin embargo, si la fuente de CD de entrada es constante, la salida de voltaje del inversor también lo será, tal como lo describen las ecuaciones (4.35) a la (4.37).

Para controlar el nivel de voltaje a la salida del inversor, manteniendo constante el voltaje de entrada en CD, debe variarse la ganancia del inversor; esto se hace controlando la modulación de ancho de pulso (PWM) en el inversor [6]. Existen diferentes técnicas de modulación PWM, que van desde la modulación de la misma onda cuadrada, hasta el uso de técnicas de modulación vectorial avanzadas .

Una técnica de modulación muy popular es la *PWM* sinusoidal o *SPWM*. Como su nombre lo indica, está basada en una modulación que emplea la función seno con el fin de generar una señal pulsante de control de disparos, para de esa forma, producir una salida de corriente alterna sinusoidal con un bajo nivel de armónicos.

La Figura 4.25 muestra el proceso para generar las señales de disparo, usando la comparación de una señal de referencia sinusoidal a la frecuencia de operación

Figura 4.26: Voltajes de salida del inversor para carga resistiva



Fuente: Autor

deseada con una señal portadora triangular de alta frecuencia. En la Figura 4.26 se muestran los voltajes entre fases para las salidas trifásicas así como sus respectivas corrientes de fase para una carga resistiva.

La ventaja para implementar esta modulación de este tipo es su bajo contenido armónico

Capítulo 5

Resultados

Se identificaron, relacionaron y delimitaron las variables y procesos del objeto de estudio, partiendo de la hipótesis se realizó el análisis de los datos colectados que sirvieron para corroborar o contrastar lo expresado en la hipótesis **hipótesis de partida.**

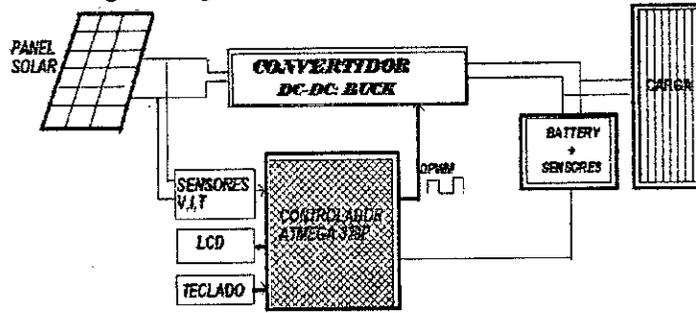
Para poder simular y realizar pruebas en nuestro laboratorio de la FIEE el sistema de control fotovoltaico para bombas solares con máxima transferencia de potencia *MPPT* hemos planteado una serie de hipótesis iniciales considerando la selección de las variables de entrada y la salida.

La finalidad es poder aproximarnos a unas condiciones reales prefijadas para el posterior análisis de los resultados.

Los datos de partida son los siguientes:

- El sistema abastecerá de agua potable a una zona rural para luego hacer utilizado en el regadío o para una cantidad de habitantes. La extracción de agua se hará mediante bomba sumergible. Se prevé que el sondeo tendrá una profundidad máxima de 25 m (30 m.c.a con las pérdidas y subida del agua a un tanque de almacenamiento). La ubicación de la instalación será en una zona rural del país
- Este proyecto se basa en mejorar la eficiencia de los paneles solares mediante el método indirecto de Máximo Seguimiento de punto de potencia *MPPT* como se describe en las características de las células *PV* y su modelado y simulación con el software Scilab y Matlab.
- La curva de potencia no lineal para un panel *PV* se vio que cambiaba principalmente por los factores de nivel de insolación solar y temperaturas de funcionamiento por ello se considera el lugar (zona rural) donde se desarrolla el proyecto.
- El algoritmo del controlador de carga *MPPT* debe ser capaz de monitorear los voltajes de ambos la matriz fotovoltaica y la batería para determinar los

Figura 5.1: Diagrama general de un Sistema fotovoltaico con MPPT



Fuente: Autoria propia

diversos estados de carga de una batería mientras se mantiene la máxima eficiencia desde el panel solar, por ello se modela y simula el inversor $CC - CC$. Estas técnicas constan de muchos aspectos, como la complejidad, la velocidad de convergencia, implementación de hardware, sensores necesarios, costo, rango de efectividad y necesidad de parametrización. se implementa el modulo conversor $CC-CC$ y control de MPPT con microcontrolador Atmega 328 /P de la familia AVR

- Modelacion y control de inversor trifasico, se realiza la implementacion de inversor trifasico con dsPIC30F y el módulo IRAMS10UP60A
- Selección adecuada de motor AC y Bomba

5.1. Hardware general del sistema Panel Solar y conversor $CC - CC$

El diagrama de bloques del MPPT que se implemento se ilustra a continuación en la Figura 5-1

5.1.1. Controlador Atmega 328P

El microcontrolador Atmel ATmega328P fue elegido como el microcontrolador para las pruebas.

Los ATmega328P es un microcontrolador de bajo consumo CMOS de 8 bits basado en la arquitectura AVR RISC. Contiene los requisitos de hardware y software

pertinentes para cumplir con todos los objetivos de diseño, proporcionando suficientes pines digitales y analógicos para manejar todos los sensores, LCD, mientras que al mismo tiempo realiza el algoritmo de control con el circuito MPPT usando salidas de modulación por ancho de pulso (PWM).

Una lista de especificaciones para el ATmega328P se da a continuación:

- 8-bit microcontroller
- Up to 20 MHz clock
- tiene 32 KB flash memory
- dispone de 1 KB EEPROM
- 2 KB SRAM(Static Random Access Memory)
- tiene 6 PWM channels
- dispone de 6 analog inputs (10-bit built-in ADC)
- 14 pines digital input/output
- dispone de modulo Programmable Serial USART
- Master/slave SPI Interface
- Two-Wire (TWI) or Inter-Integrated Circuit (I2C) communication
- 5V DC power

Los seis pines analógicos se utilizarán en el controlador de carga MPPT.

Se considera dos sensores de corriente analógicos y dos sensores de voltaje analógicos cada uno para la batería y el panel solar se considera cuatro pines analógicos (PC0... PC3). Se considera el I2C que emplea un reloj y bus de datos, y el LCD es conectado al resto de pines (PC4 / SDA y PC5 / SCL).

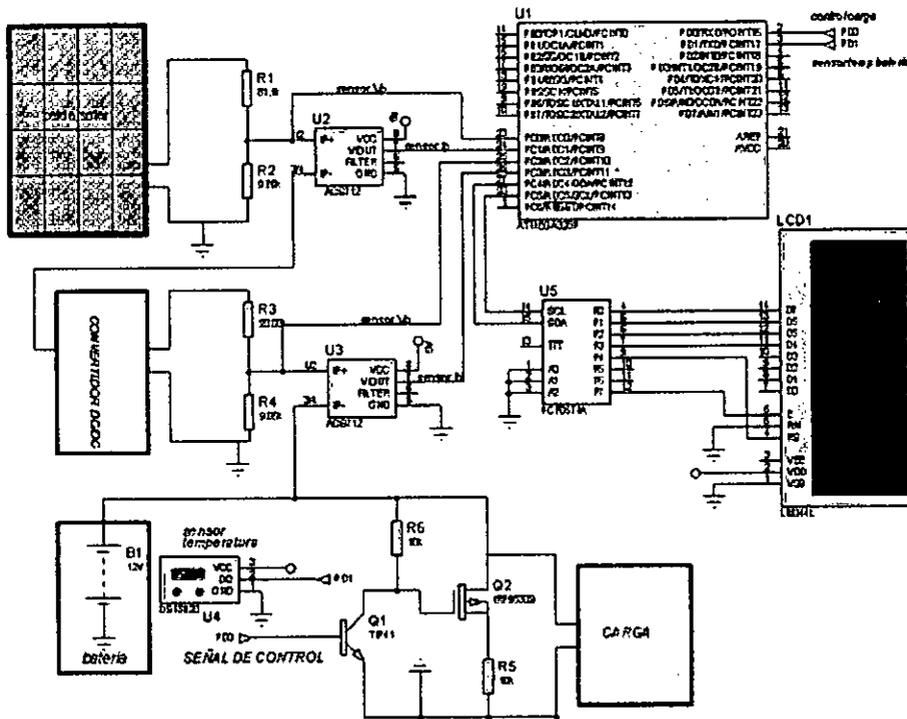
5.1.2. Sensores

a) Sensores de Voltage

Para la detección de voltaje, las redes del divisor de voltaje se usaron para detectar el panel solar y los voltajes de la batería.

De la hoja de datos de ATMEGA 328P, la tensión operativa especificada para los pines (E/S) es de 5 V, la corriente continua máxima por pin de E/S es de 40 mA; por

Figura 5.2: Esquema de conexiones de sensores , controlador , panel ,LCD, batería, convertor CC-CC



Fuente: Autoria propia

lo tanto, se usa una relación de resistencias para reducir el tamaño del voltajes para que la tensión máxima alimentada desde el divisor de voltaje sea de 5V para evitar dañar el dispositivo analógico (E/S) mientras limita la corriente dibujada dentro de los límites.

Usando la ecuación del divisor de voltaje (5.1), se encontraron los valores de resistencia.

$$V_{out} = \frac{R_2}{R_1 + R_2} \quad (5.1)$$

Las resistencias debían ser lo suficientemente grandes como para limitar la corriente que se extraía, por lo tanto, se eligieron resistencias en el rango $K\Omega$. Se agregaron condensadores en paralelo con la segunda resistencia R_2 para actuar como filtros que suavizan para ruido al microcontrolador.

El voltaje a través de R_2 es V_{out} es el que debe medirse con *ATMEGA328P*. Para la red de voltajes divididos en paneles solares, la Ecuación 5.1 se lleva a cabo tomando el escenario del peor caso de $V_{in} = V_{oc}$ (voltaje de circuito abierto del panel solar) para dar un $V_{out} = 5V$ como medida de seguridad; de manera similar para el voltaje de la batería red divisoria el peor escenario posible se tomó con $V_{in} = V_b$

absorción de la batería.

Dado que el Atmega328P tiene un ADC de 10 bits, asigna los valores de lectura analógica a 2^{10} (1024) niveles (0-1023) y también dado que la tensión recomendada de los pines de E/S analógicos es 0-5 V, la entrada de 5 V se asigna a 1024^{th} nivel, la sensibilidad del ADC al voltaje es por lo tanto $5/1024V/\text{nivel ADC}$.

Para obtener el voltaje sentido de la salida de ADC que se utilizará para el cálculo por el ATMEGA328P en el MPPT algoritmo que necesitamos para calcular V_{in} mediante el uso de la fórmula

$$V_{\text{sensado}} = \frac{V_{\text{ADC}} \cdot 5}{1024} \frac{(R_1 + R_2)}{R_2} \quad (5.2)$$

Para el panel solar se considera resistencias de $R_1 = 81,1K\Omega$, $R_2 = 9,75K\Omega$, mientras que para el lado de la batería $R_3 = 20,08K\Omega$, $R_4 = 9,85K\Omega$

- Lo anterior habilitó el peor caso de voltaje de entrada solar $V_{oc} = 45V$ y el peor voltaje de batería $V_{batt} = 15V$ para ser reducido a menos de 5V que es 4.83V y 4.93V que eran seguros para el microcontrolador en las peores condiciones del caso. El par de resistencias en serie en $K\Omega$ también asegúrese de que la corriente de entrada en el microcontrolador se redujo a 0,5 mA, lo que es muy seguro para los pines de E/S del microcontrolador.
- Los condensadores se colocaron a través de la entrada del sensor al microcontrolador para suavizar la entrada y el filtro de ruido

b) Sensores de Corriente

Los sensores de efecto Hall de Allegro Microsystems se consideraron adecuados para el proyecto.

Los sensores de corriente Allegro son de tres tipos 0-50A, 50-200A, 0 - 1000A; para reducir el alcance, se eligió el rango 0 – 50A de los sensores actuales porque cubrió los requisitos del proyecto y tenía una mejor sensibilidad actual que los otros dos grupos.

Se eligió la serie ACS712 porque tenía $V_{cc} = 5V$, es bidireccional y tiene versiones de 5, 20 y 30A.

La versión 20A se eligió en función del rango de corriente como objetivo del proyecto para diseñar un MPPT con una corriente de carga máxima de 20 A para la cual el 5A versión era inadecuada y aunque la versión 30A hubiera sido suficiente para atender márgenes, la versión 20A tenía una mejor sensibilidad, lo que significa que el controlador de carga MPPT sería más preciso.

Otras características ventajosas de la versión ACS712 -20A son:

- Entrada de señal analógica de bajo ruido
- El ancho de banda del dispositivo se configura a través del nuevo pin FILTER
- Tiempo de subida de salida de $5\mu s$ en respuesta a la corriente de entrada por pasos item Ancho de banda de $80kHz$
- Error de salida total del 1,5% a $T_A = 25^\circ C$
- Paquete SOIC8 de perfil pequeño y poco espacio
- Resistencia del conductor interno de $1,2m\Omega$

A partir del voltaje de salida frente a la corriente detectada de la hoja de datos ACS712 – 20A se evidencia que la sensibilidad es $0.1V/A$ y que emite una tensión de 2.5V cuando no fluye corriente (0A) suponiendo que no hay compensaciones eléctricas.

El Pin7 (VIOUT) es el pin conectado al pin de entrada analógica del ATMEGA328P para que el algoritmo MPPT calcule la corriente. Por lo tanto, idealmente, la corriente medida en Amperes viene dada por

$$I_{medido} = \frac{V_{medido} - 2,5v}{\frac{0,1v}{A}} \quad (5.3)$$

El ATMEGA328P tiene un ADC de 10 bits, por lo tanto, asigna voltaje medido entre $2^{10} = 1024$ niveles, y como la tensión recomendada para las E/S es de 5V, una entrada analógica de 5V está representada por el 1024^{th} del valor ADC.

Para el rango de corriente = 0A a corriente = 20A se mapea al valor 512^{th} a 1024^{th} del ADC.

Por lo tanto, para convertir el valor leído de ADC a un nivel actual que se utilizará para el cálculo aritmético mediante el algoritmo MPPT usamos la siguiente fórmula:

$$I_{sensado} = \frac{\frac{ADC_{VALOR} * 5}{1024} - 2,5}{0,1} \quad (5.4)$$

De lo que vemos que el valor de ADC detectado se convierte en el rango de voltaje 0 a 5V y se deduce el desplazamiento nulo ideal de 2.5V, el resultado se convierte a amperios en función de la sensibilidad de $0.1V/A$

Después de que se montaron los sensores de corriente, los voltajes de compensación V_{Iout} a tierra se midieron para determinar los desplazamientos reales a 0A y obtener lecturas de corriente más precisas.

Se determinó que eran 2.48 V y 2.476 V para los lados de entrada y de salida respectivamente, estos fueron programados en el algoritmo para lecturas más precisas.

C.) Sensores de temperatura

La temperatura de la batería es importante en su carga para la compensación de temperatura de modo que los puntos de referencia se reducen a medida que las temperaturas aumentan por encima de los 25°C y aumentan cuando las temperaturas bajan por debajo de 25°C, también es importante tener en cuenta la temperatura de la batería para evitar el sobrecalentamiento de la batería durante carga ya que esto destruye la vida de la batería e incluso podría explotar las baterías.

Se eligió el sensor de temperatura *DS18B20* es un dispositivo que se comunica de forma digital. Cuenta con tres terminales: Vcc, GND y el pin Data.

Este sensor utiliza comunicación por One Wire. Este protocolo de comunicación permite enviar y recibir datos utilizando un solo cable. A diferencia de otros protocolos, que utilizan dos o más líneas de comunicación digital.

CARACTERÍSTICAS

- Sensor Digital
- Resolución de 9 y 12 bits
- Rango de operación de -50° a 125° grados Centígrados
- Precisión +- 0.5 grados
- Protocolo One Wire

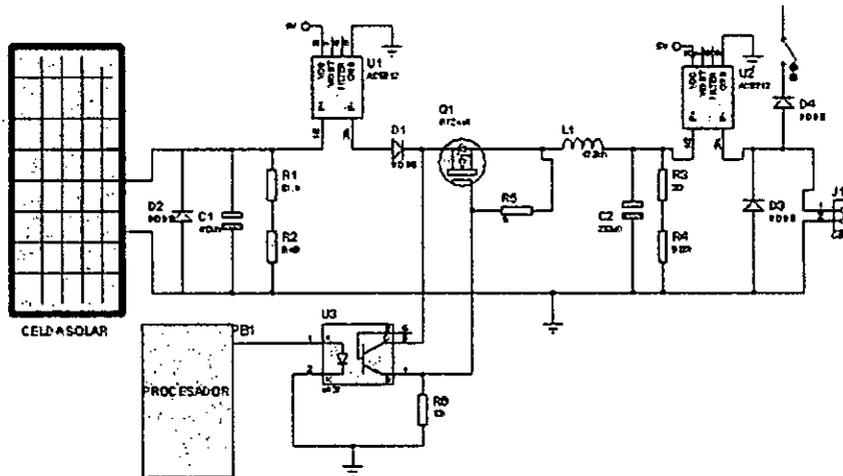
d.) Pantalla LCD-I2C-20x4

Se consideró esta pantalla LCD 4x20. Este módulo posee una pantalla LCD de 20 caracteres por 4 líneas, retro iluminado color azul. Caracteres blancos. Incorpora un módulo conversor para que en vez de utilizar varios pines del microcontrolador , sólo se utilicen 2 Pines, SDA y SCL.

Esta pantalla integra el módulo para poderla usar a través del protocolo I2C sin ningún problema. Características

- Alimentación: 5v.

Figura 5.3: Esquema Convertidor DC-DC Buck



Fuente: Autoria propia

- Caracteres: 4 filas x 20 caracteres alfanuméricos.
- Fondo de pantalla: azul.
- Color de los caracteres: blanco.
- Dimensiones del display: 75 x 26 mm útiles (97 x 40 mm en total).
- Dimensiones de la placa: 98 x 60 mm.
- Módulo I2C / IIC pre soldado en la parte trasera.

5.1.3. Hardware del Convertidor DC-DC BUCK

La topología utilizada para el convertidor fue la tipo Buck, en la cual el voltaje de salida es menor al voltaje de entrada y su función es que permite acondicionar la señal proveniente del panel FV utilizando un control difuso (Erickson, 1999).

Se eligió esta topología puesto que el panel FV maneja un rango de voltajes entre 14,34 y 19,26V que necesitan ser regulados para conectarse a la carga que en este caso es una batería de 12V.

En la figura 5.3 se presenta la topología que fue diseñada para garantizar que el convertidor opere en el modo de operación continuo (MOC), y así evitar que la corriente en el inductor sea cero durante un intervalo de tiempo.

- **Selección del inductor L.** Para seleccionar el valor del Inductor que garantice el MOC para todas las condiciones de irradiación expuestas, se tiene

que $V_o = 12V$ y con los valores de $V_i = 17,41V$, $i_o = 0,694A$ en el punto de máxima potencia para una irradiación de $200W/m^2$ y con una frecuencia de muestreo de $f_s = 100KHz$ se tiene que:

$L_{min} \geq 89,55\mu H$ Se elige un inductor de $L = 108\mu H$ asumiendo una tolerancia de $\pm 20\%$.

Para este valor se tiene que $i_o = 0,5754A$ y por lo tanto el rizado en la corriente en el inductor es:

$$\Delta i_L = 2 * 0,3 * i_o = 345$$

- **Selección del capacitor.** El valor de C es $C = 79,71\mu F$

5.2. Implementación del inversor trifásico

La forma de implementar el inversor que alimentará al motor de inducción trifásico, es a través de un módulo integrado de potencia o IPM *IRAMS10UP60A*, fabricado por International Rectifier

El hecho de que todo el puente inversor y el driver estén integrados en el mismo dispositivo reduce las capacitancias parásitas al máximo y por lo tanto, el ruido. La reducción de tamaño en el diseño es una ventaja adicional que se obtiene de la integración de componentes.

La desventaja que tiene este componente es que si llega a fallar alguno de los IGBT del puente, debe reemplazarse el módulo completo, con los costos y problemas que eso implica.

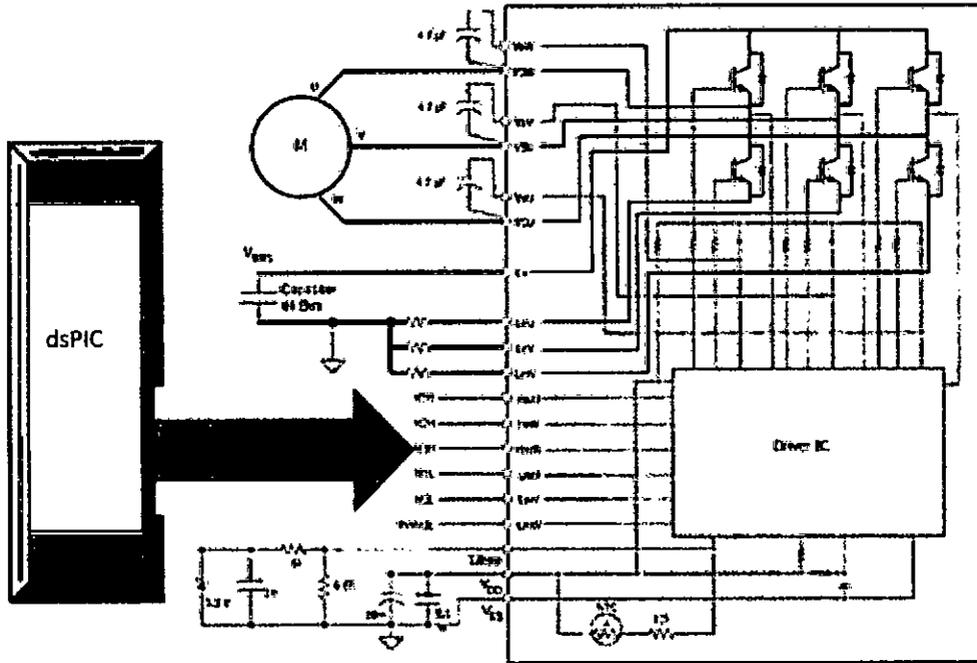
El único componente externo necesario para la configuración bootstrap es el capacitor y se selecciona uno de tantalio de $4,7\mu F$, basándose en las recomendaciones del fabricante .

5.2.1. Controlador digital de señales dsPIC30F4013

Para proporcionar las señales de disparo requeridas por el módulo de potencia y generar la salida trifásica deseada, se requirió de un controlador capaz de producir las señales de activación para los seis interruptores del puente trifásico; adicionalmente, se requería que el mismo controlador tuviera posibilidades de conversión analógica-digital, con el fin de modificar

los parámetros de desempeño del inversor sin la necesidad de circuitería de conversión y cálculo externa. El modelo seleccionado, el dsPIC30F4013, es un DSC con

Figura 5.4: Circuito implementado del inversor



Fuente: INTERNATIONAL RECTIFIER

características enfocadas al control de motores y capacidades DSP, lo que ofrece un amplio espectro de posibilidades.

5.2.2. Programación del Controlador digital de señales dsPIC30F4013

El programa implementado para la operación del inversor sensa dos niveles analógicos, los cuales corresponden el primero a la frecuencia y el segundo a la pendiente del perfil V/F. A partir de esos niveles, el programa determina la secuencia de disparos que corresponda a la frecuencia definida de forma analógica y el voltaje definido por la pendiente del perfil V/F.

Los componentes del programa de operación del inversor trifásico se muestran a continuación:

1. Inicialización del dsPIC30F4013 y configuración de bits de sistema
2. Definición de variables, constantes y ordenamiento de la memoria.
3. Tabla de búsqueda de la onda sinusoidal
4. Configuración del módulo ADC (subrutina)

- Modalidad de operación y tiempo de conversión
5. Configuración de módulo PWM (subrutina)
 - Definición de portadora, tiempos muertos e interrupciones
 6. Ciclo principal del programa
 - Seguimiento de estados en el DSC
 - Llamadas a subrutinas
 7. Subrutinas de operación principal:
 - ADC: Lectura y escalamiento de datos
 - PWM: Generación de secuencia de pulsos y de ciclos de trabajo para las 3 fases

5.3. Aspectos Económicos.

La decisión de utilizar un sistema solar para bombeo de agua, depende en gran medida del costo del sistema y de los beneficios económicos que se esperan.

Los sistemas de bombeo FV tienen un alto costo inicial comparado con otras alternativas de bombeo; sin embargo, no necesitan de combustible y requieren menos mantenimiento y atención del operador.

Un factor muy importante que se ha considerado en la elección de los componentes para la opción elegida, es el tipo de equipo que se utiliza. Por ejemplo, los sistemas con bombas de corriente continua generalmente son de costo inicial más bajo, debido a que estas bombas son más eficientes y no necesitan un inversor.

Los componentes eficientes pueden reducir el tamaño del arreglo FV requerido y por consiguiente, el costo del sistema. Tomando en cuenta estas características propias de los sistemas solares, el costo a largo plazo debe usarse para determinar si el sistema solar es económicamente viable.

En este capítulo, se pretende dar una aproximación del costo real que significaría instalar este tipo de sistema en la zona de estudio, y si esta opción elegida es viable en el tiempo. Además, de una comparación con un sistema convencional versus el sistema de bombeo fotovoltaico seleccionado.

5.3.1. Costos

El mérito económico asociado a los sistemas fotovoltaicos, debe ser evaluado analizando una serie de factores como lo es el precio de la energía producida por un sistema convencional, (como por ejemplo un motor eléctrico, diesel, etc.), la relación costo/beneficio, los costos de mantenimiento, costos de inversión inicial, vida útil, etcétera.

1. Costos de Inversión Inicial

La inversión inicial, o costo capital de un sistema de bombeo fotovoltaico está compuesto por cinco elementos principales:

- Paneles Fotovoltaicos
- Regulador de Carga
- inversor
- Bomba Solar
- Equipo de Riego
- Otros Accesorios

Este es un pago único que se hace al comienzo del proyecto.

2. Costo de Operación y Mantenimiento.

Como se ha señalado anteriormente, en general este tipo de sistemas fotovoltaicos demandan muy pocos gastos de operación y mantención, reduciéndose a trabajos de inspección periódica de acuerdo con el tipo de componente en cuestión. Los costos debido a este rubro son difíciles de estimar, como sugerencia en la mayoría de los proyectos fotovoltaicos se da como sugerencia la siguiente relación : 20 dolares más 0.02 dolares/Wp al año.

3. Costo de Instalación.

Los costos de instalación en lo que se refiere a instalaciones eléctricas, están basados principalmente en el proceso de instalación de paneles solares, bomba solar y regulador de carga respectivamente.

Específicamente el costo de instalación de una bomba fotovoltaica en la mayoría de los proyectos fotovoltaicos, incluyendo el conjunto de paneles solares, es aproximadamente el 7 % del costo de la inversión total del sistema.

4. Costo del Combustible.

Los costos de combustible, es el total de los costos anuales de los combustibles o energía consumida por el sistema.

5. Costo de Reemplazo.

Este tipo de costo corresponde a la suma de todos los costos de reemplazo de equipos, debido a que la vida útil de algunos componentes del sistema resulta ser inferior a la vida útil de todo el sistema.

Este tipo de costo más los costos de instalación, operación y mantenimiento son los denominados costos de funcionamiento del sistema.

6. Ciclo de Vida.

De acuerdo con la vida útil de los equipos que componen el sistema de bombeo fotovoltaico, se muestran a continuación las tablas donde se señalan la vida útil de los principales componentes utilizados en el sistema.

Tabla 5.1: Vida Útil Elementos Solares.

Elemento	Vida util(años)
Paneles solares	20
Reguladores	15
inversores	15

5.3.2. Estimación de Costos.

Según lo señalado a lo largo de este proyecto, se han barajado dos opciones distintas para este tipo de bombeo fotovoltaico.

- Una primera opción con almacenamiento de energía en altura, a través de un tanque de almacenamiento vertical.
- una segunda opción con bombeo directo a la unidad de riego.

Respecto de las dos opciones señaladas, las tablas que se presentan a continuación muestran la estimación de costos de cada una de ellas:

1. **Estimacion de costo Opcion 01 Sistema Fotovoltaico** : se muestra los costos en la tabla 5.2 y 5.3
2. **Estimacion de costo Opcion 02-Sistema fotovoltaico** Como era de esperar, la opción de menor costo resultó ser la opción N° 2, correspondiente a

Tabla 5.2: Estimacion de costos Opcion N01

Itmen	Descripcion	Marca	Cant	Punit	Sub.Tot
1	Sistema fotovoltaico				
1.1	Modulo solar	Shell Solar	6	1000	6000
1.2	Bomba Solar	SunCentric	1	490	490
1.3	Regulador de Carga	Atersa	1	120	120
1.4	Inversor 12V 1400W	schneider	1	512	512
1.5	Estruc. Soporte. Paneles Sol.		3	30	90
1.6	Tanque Cilín. vert.(20,000lts)	FormingPlast	1	1000	1000
	Costo total				8122.00

Tabla 5.3: Estimacion de costos opcion 02

item	Describeion	Marca	Cantidad	Precio unit	sub total
1.1	Modulo solar	shell solar	6	1000	6000
1.2	Bomba solar	suncentric	1	490	490
1.3	Regulador de carga	Altersa	1	120	120
1.3	Soporte . Paneles Sol		3	30	90
	subtotal				6600.00

un sistema fotovoltaico de bombeo directo, los costos de cada componente esta en dolares .

Teniendo en consideración estos resultados, lo que se presenta a continuación es una comparación entre la opción fotovoltaica más económica, frente a un sistema convencional de energía, para de esta forma determinar si este proyecto utilizando energía solar es rentable en el tiempo.

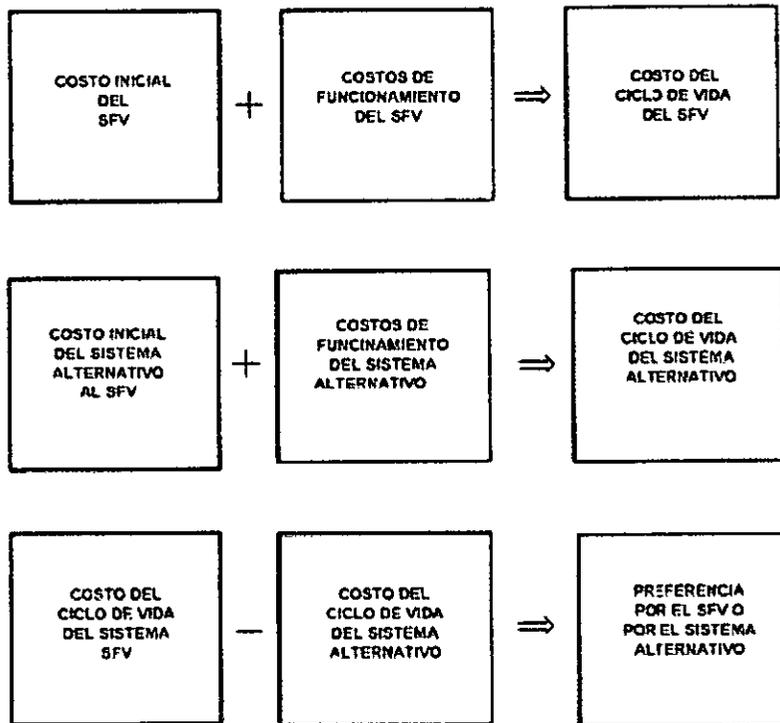
5.3.3. Análisis de Comparación entre Sistema FV y Sistema Convencional de energía.

En términos generales, un sistema fotovoltaico produce electricidad, que a su vez es usada para producir un beneficio, que en este caso en particular corresponde al riego .

Igualmente, el valor económico de este tipo de sistemas puede ser analizado dentro de dos puntos de vista, ya sea viendo el valor de la electricidad producida por el sistema, o bien por los beneficios producidos. Ambos procedimientos son posibles.

Para suministrar energía eléctrica en sitios rurales o aislados hay diferentes alternativas como lo son la extensión de redes y el sistema FV.

Figura 5.5: Esquema de Selección de Alternativas.



Fuente: economía gestion

Con el fin de elegir entre estas dos alternativas, es necesario considerar las características propias de cada sistema, es decir la demanda de energía y sus respectivos costos asociados como se señalan en el punto 5.1 de este capítulo.

El método de análisis denominado **CCVU (Costo del Ciclo de Vida Útil)**, permite hacer una comparación entre las dos alternativas, al considerar la totalidad de los costos que se presentan durante la vida útil del proyecto. Para seleccionar un sistema se compara el CCVU de los dos sistemas, y se selecciona el que presente el CCVU más bajo.

A continuación, se presenta un esquema representativo para la selección de las distintas alternativas planteadas:

Hay que recalcar que los factores sociales, ambientales y de confiabilidad del sistema no están incluidos en este análisis. Estos factores son difíciles de evaluar en términos económicos, pero deben considerarse al momento de decidir cuál es la mejor opción, principalmente si los costos resultan ser muy similares.

(a) **Análisis del Costo del Ciclo de Vida útil CCVU .**

Se presentan los calculos segun la tasa de interes llevados a valor presente para los dos tipos de sistemas La siguiente tabla ,muestra el analisis de costos para un sistema fotovoltaico

Tabla 5.4: Analisis de costos sistema fotovoltaico

Sistema	Fotovoltaico		
Concepto	Año	Cantidad	Valor
Costo inicial	0		6,600.00
Remplazos			
Bomba solar	8	1	490
Regulador Carga	15	1	120
Bomba solar	16	1	490
Mantenimiento			
inspecciones			
Limpieza	cada año		20
Combustible			
Para bombeo			
Energia solar	Cada año		0.00
		Valor presente	1500.00
CCVU		Costo total	7,500.00

Se presentan los flujos llevados a valor presente según la tasa de interés recientemente calculada

(b) **Eventual Tendido Eléctrico.**

Ante la imposibilidad de disponer de electricidad en la zona y con la finalidad de comparar el proyecto, se considerará un valor muy aproximado de lo que costaría realizar un empalme en la zona de estudio. Para dicho propósito, se consulta a la empresa de energia electrica , la cual cuenta con personal para poder realizar este tipo de trabajos.

Los materiales y accesorios para poder llevar a cabo un empalme en la zona son:

- I. Longitud del tramo a cubrir es de 1000 metros.
- II. Postaciones.
- III. Cables.
- IV. Protecciones.

Tabla 5.5: Sistema de fovoltaico- Costos en 20 años

Año	Accion	Costo
1	Mantenimiento	20
2	Mantenimiento	20.000
3	Mantenimiento	20.000
4	Mantenimiento	20.000
5	Mantenimiento	20.000
6	Mantenimiento	20.000
7	Mantenimiento	20.000
8	Reempl. Bom.solar+Man	510.00
9	Mantenimiento	20.000
10	Mantenimiento	20.000
11	Mantenimiento	20.000
12	Mantenimiento	20.000
13	Mantenimiento	20.000
14	Mantenimiento	20.000
15	Reempl. Reg. de Carga+Man	140.00
16	Reemp.Bomba Solar + Mant	510.00
17	Mantenimiento	20.000
18	Mantenimiento	20.000
19	Mantenimiento	20.000
20	Mantenimiento	20.000
	Total	1500.00

v. Automáticos.

vi. Medidor.

vii. Mano de Obra.

La estimación de costos dada por el personal de la empresa electrica , tomando en consideración los materiales y mano de obra necesaria para realizar este empalme es de 5.000.000

- **bomba Electrica**

Para el funcionamiento de este tipo de sistema se cotizó una bomba marca Pedrollo de 2 Hp, con un caudal de 85 litros/minutos, la cual cumple con los requerimientos necesarios para el sistema de riego. El precio de dicha bomba es de 280.000 IGV incluido ; Estos dos últimos puntos serían el costo inicial del sistema eléctrico convencional.

- **Analisis de costos de sistema convencional**

Se considera la siguiente tabla

comparando las tablas 5.4 y 5.6 del sistema fovoltaico y El sistema conven-

Tabla 5.6: Sistema Sistema convencional-costos 20 años

Sistema	Convencional		
Concepto	Año	Cantidad	Valor
Costo Inicial	0		5280.00
Remplazos			
Bomba Eléctrica	6	1	280.00
Bomba Eléctrica	12	1	280.00
Bomba Eléctrica	18	1	280.00
Mantenimiento			
Inspecciones Visuales			
Limpieza	Cada año		50.00
Combustible para Bombeo			
Energía Eléctrica	cada año		181.00
		Valor presente	
CCVU(20 Años)	Costo Total		10,650

Tabla 5.7: Sistema Sistema convencional Electrico: Gastos

Año	Accion	costo	
1	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
2	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
3	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
4	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
5	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
6	Reemp. Bba Elec.+Comb.Bbeo + Mant.	481.00	
7	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
8	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
9	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
10	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
11		231.00	
12	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
13	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
14	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
15	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
16	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
17	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
18	Reemp. Bba Elec.+Comb.Bbeo + Mant.	481.00	
19	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
20	Mantenimiento+Energia. Bbeo	231.00	
	total 20 Años	5370	

cional; el sistema fotovoltaico es mas rentable.

Para el cálculo del consumo anual de energía eléctrica, se tomo un promedio

de 5 horas diarias, respecto de los tiempos de riego necesarios.

Capítulo 6

Discusion de resultados

Contrastación de hipótesis con los resultados.

HIPOTESIS GENERAL

Empleando conocimientos de ingeniería, así como material y equipos disponibles en el mercado; es posible el modelado y control de un sistema de bombeo fotovoltaico con máxima transferencia de potencia (MPPT) para una aplicación en la agricultura especialmente para riego; el cual cumpla con la premisa de ser económico, además de ser confiable y competitivo.

6.1. Contrastación de la hipótesis

Se realiza el modelado, simulación y desarrollo de cada etapa del sistema y se realiza el control considerando el punto *MPPT*

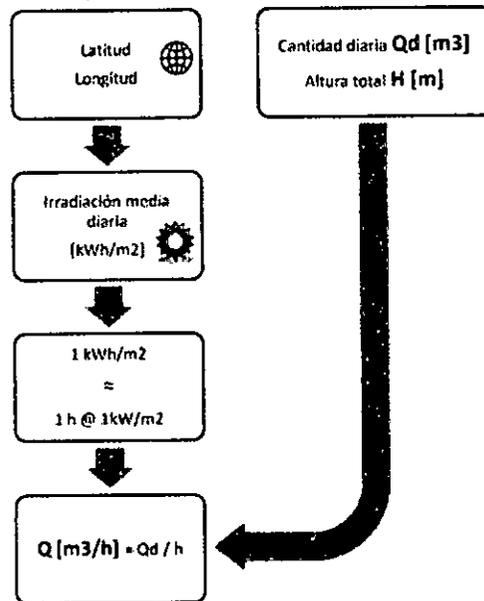
6.1.1. Prevision de consumo hidraulico

El sistema abastecerá de agua potable a una zona rural para luego hacer utilizado en el regadío y para una cantidad de habitantes. La extracción de agua se hará mediante bomba sumergible. Se prevé que el sondeo tendrá una profundidad máxima de 25 m (30 m.c.a con las pérdidas y subida del agua a un tanque de almacenamiento) La ubicación de la instalación será en una zona rural del país El sistema de bombeo debe ser diseñado teniendo en cuenta el caudal diario de agua requerida, la altura total y el lugar de instalación tal como se indica en el diagrama mostrado de la figura En particular, la elección de la bomba debe llevarse a cabo teniendo en cuenta la radiación media diaria.

Para una población de habitantes rurales se requieren aproximadamente 30l de agua para abastecimiento por persona y día.

El hecho de que nuestra Zona rural cuente con 90 habitantes hace que el volumen de agua bombeado necesario al día sea de 2700 litros lo que equivale

Figura 6.1: Diagrama general de requerimiento hidraulico



Fuente: Autoria propia

a aproximadamente $2,7m^3$ de agua al día $0,12m^3/h$. Similarmente se hace el analisis para regadio en la agricultura considerando la hectaria y el tipo de planta.

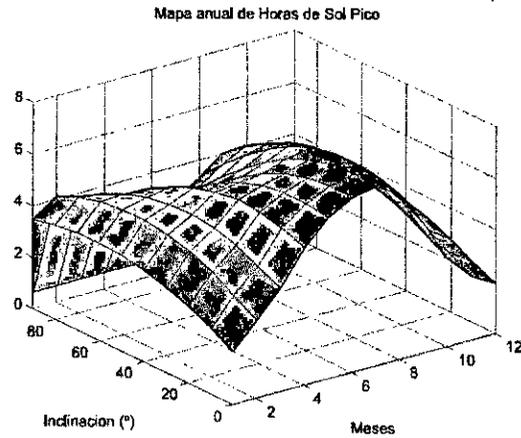
El caudal mínimo que se requerirá a la bomba en el mes de irradiación mas desfavorable será : de $0,12 \times 1,8 = 0,21 m^3/h$.

Si la bomba es capaz de suministrar este caudal se garantizan las necesidades hidráulicas de $2,7m^3$ al día dosificadas poco a poco, es decir, según los habitantes lo van necesitando o a la zona de del area de agricultura . Al sobredimensionar el caudal mínimo contamos con un pequeño margen para momentos de poca irradiación solar (pensando en bombeo directo).

6.1.2. Modelamiento de radiación solar en una superficie horizontal.

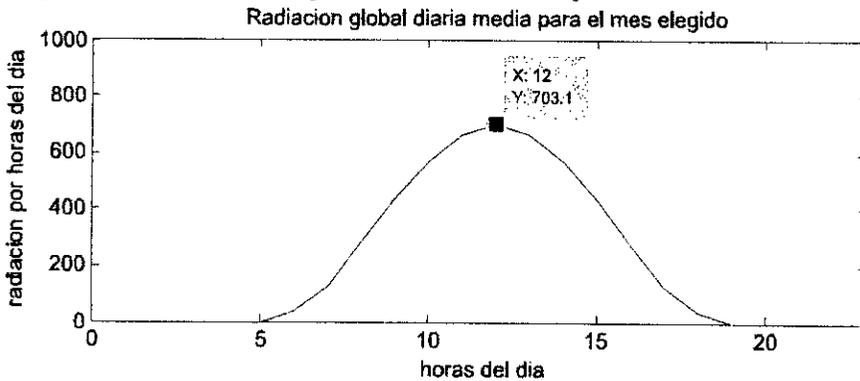
La radiación solar global (radiación solar terrestre GT), está disponible desde el nivel del mar hasta la atmosfera de la tierra; la radiación solar en una superficie consiste normalmente de dos componentes, llamados radiación solar directa (beam) y radiación solar difusa. Para cada lugar existe base datos (SENAMI) de radiacion del lugar en estudio los datos a considerar son las

Figura 6.2: Mapa de horas de sol pico (HSP)



Fuente: Autoria propia

Figura 6.3: Radiación global diaria media para el mes en estudio



Fuente: Autoria propia (programa en anexo)

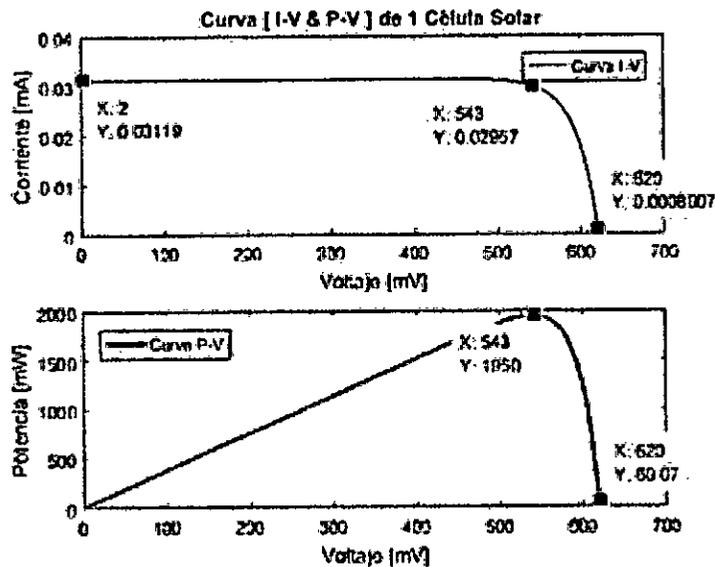
inclinaciones de los paneles de 0 a 110° en intervalos de 10 en 10° ; la radiación recibida, la horas de cada día (1 a 12) Con estos datos se obtiene una superficie en 3D con las inclinaciones, los meses y la radiación recibida

Con la base datos donde se tiene la de radiación del lugar de cada mes y con inclinaciones de 0° a 90° en intervalos de 10° en 10° . se obtiene Radiación global diaria media para el mes elegido tal como se muestra en la figura

6.1.3. Modelamiento Matemático para una Célula solar y Generador fotovoltaico.

Para el sistema fotovoltaico se tiene las pruebas y resultados realizados :

Figura 6.4: Curva característica $I - V$ de la célula solar realizado Matlab



Fuente: Autoria propia

(a) **Comportamiento Fotocelda solar**

El más simple circuito equivalente de una célula solar es una fuente de corriente conectado en paralelo con un diodo como se muestra en la figura 4.3.

La salida de la fuente de corriente es directamente proporcional a la luz que cae sobre la célula. Si la luz cae en la célula solar esta genera una corriente de diodo.

El diodo D, determina la curva característica $I-V$, $P-V$ de la célula solar, se muestra en la figura Nro. 6.4 es no lineal

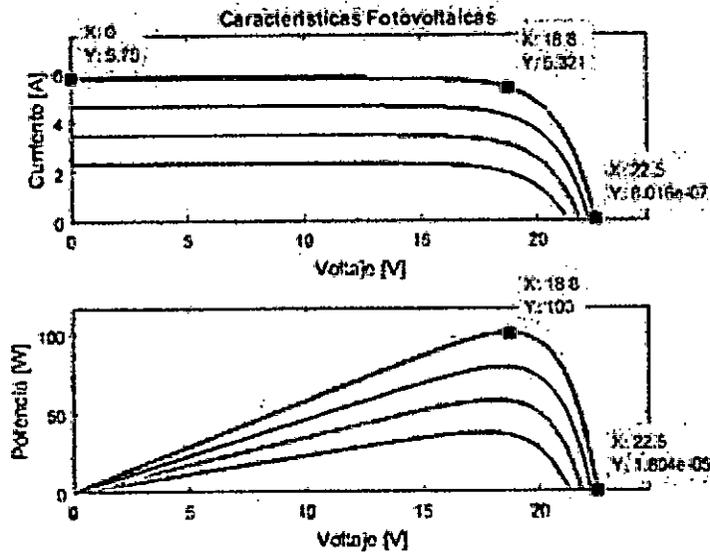
(b) **Generador fotovoltaico comportamiento por variacion de irradiancia**

Las características eléctricas del módulo fotovoltaico son representadas por medio de $I-V$ y $P-V$, como se ha mostrado anteriormente son totalmente dependientes en particular de las condiciones climáticas.

Específicamente, las curvas características $I-V$ y $P-V$ dependen de la irradiancia solar incidente (G), que recae sobre el módulo PV y la temperatura del módulo PV.

En la figura Nro. 6.5 , se refleja el efecto de la curva característica de un módulo fotovoltaico en diferentes niveles de irradiancia se puede notar

Figura 6.5: Curva característica $I - V$, $P - V$ por variación de irradiancia



Fuente: Autoria propia (programa en anexo)

que la corriente de cortocircuito I_{SC} es semilinealmente dependiente de la irradiancia solar, mientras el cambio del voltaje a circuito abierto V_{oc} es menor.

Así, la salida de la potencia en el punto máximo de potencia incrementa cuando incrementa la irradiancia solar.

Los valores de las irradiancia para la simulacion con Matlab son:
 $1000w/m^2$, $800W/m^2$, $600W/m^2$, $400W/m^2$

(c) **Generador Fotovoltaico comportamiento por variacion de Temperatura.**

Al aumentar la temperatura, la tensión V_{OC} disminuye del orden de unos pocos milivoltios por cada grado centígrado que aumenta la temperatura; tiene un efecto en la curva característica $I-V$ y $P-V$, del módulo FV. Con un incremento de la temperatura, la corriente de cortocircuito I_{SC} aumente marginalmente, como resultado de la absorción de la luz.

Por otra parte, el voltaje a circuito abierto V_{OC} es afectado fuertemente por la temperatura y disminuye significativamente.

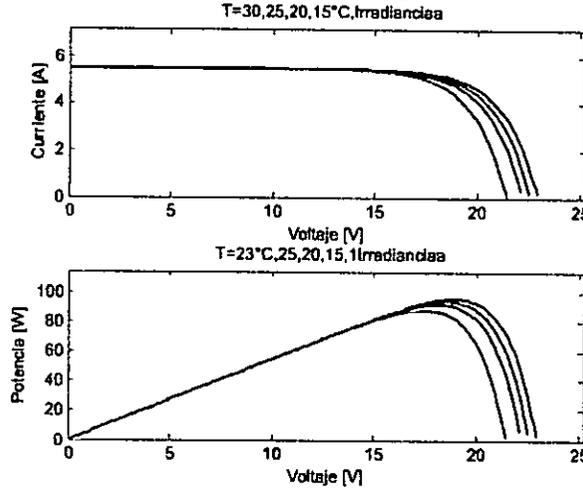
La simulación en matlab se realizo considerando la tabla

En la figura 6.6 se muestra la variacion de la salida (corriente y potencia) del generador fotovoltaico para cuatro temperaturas diferentes

Tabla 6.1: Valores de Irradiancia y variacion de temperatura

	1	2	3	4
$G(\text{W}/\text{m}^2)$	1000	1000	1000	1000
$T(^{\circ}\text{C})$	25	30	45	55

Figura 6.6: Curva caracterisitica $I - V, P - V$ por variacion de la temperatura



Fuente: Autoria propia (programa en anexo)

6.1.4. Controlador solar MPPT

Las partes de hardware y software del proyecto se dividieron en etapas mientras se desarrollaba el conjunto sistema. Las pruebas consistieron en:

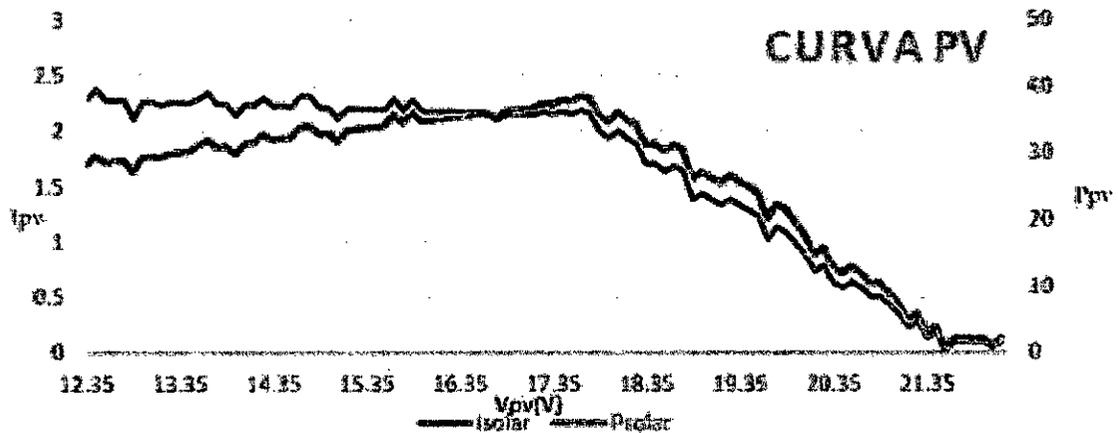
- pruebas de panel
- pruebas de batería
- pruebas de sensores
- Pruebas de carga de MPPT
- pruebas de software de controlador

Construyendo y probando secciones individuales más pequeñas del sistema en el la placa de prueba hizo que el proyecto fuera más manejable y aumentó la eficiencia al disminuir el tiempo de depuración.

(a) Pruebas de panel solar.

La prueba del panel solar es importante para determinar las características $I-V$ y $P-V$. las características del panel solar se prueban con el método de barrido; el ciclo de trabajo varía de cerca 100. Estos valores nos permite generar las curvas de:

Figura 6.7: Potencia y corriente Fotovoltaico versus Voltaje



Fuente: Autoría propia

- $PV_{voltage}$ vs PWM,
- $PV_{corriente}$ vs $PV_{voltaje}$
- PV_{power} vs $PV_{voltaje}$.

Además, las pruebas anteriores se realizaron a diferentes horas del día para ver el efecto de varias condiciones climáticas como la insolación y las nubes sobre las características P-V y la potencia máxima producida por el panel solar.

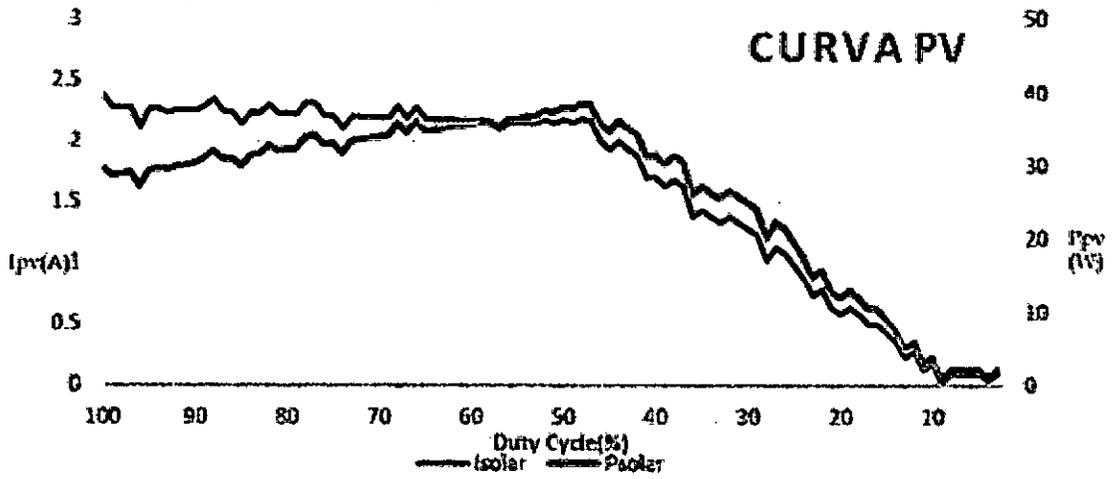
El panel solar utilizado fue el siguiente (SOLARTEC SOLAR MODULE NE-20). Las características más importantes se especifican: $V_{oc} = 21,6V$, $V_{mp} = 17,2V$, $I_{sc} = 3,5A$

Para trazar las lecturas, se grabó los valores mostrados en la pantalla LCD y también se utilizó el programa MegunoLink Pro para leer los datos que se transfieren entre ATMEGA 328P y el puerto de la computadora Personal. Los datos se transfirieron vía la conexión en serie y los valores registrados se pegaron en Excel 2013 para generar un gráfico de líneas compuesto.

El 5/07/2017, se hicieron pruebas. Se hizo un programa de pruebas para barrer el ciclo de trabajo del convertidor buck del 100% al 0% mientras que la potencia, la corriente y el voltaje del panel solar se registraron a partir de la serie monitor.

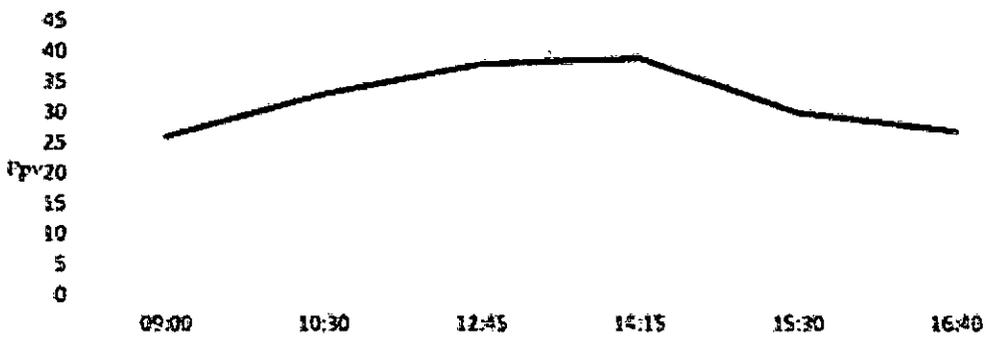
La figura 6.7 muestra la potencia del panel solar (P_{solar}) y la corriente (I_{solar}) en función de la energía solar o voltaje del panel (V_{solar})

Figura 6.8: Potencia y corriente en funcion de la onda PWM



Fuente: Autoria propia

Figura 6.9: Potencia Pico en funcion del tiempo de un dia



Fuente: Autoria propia

la Figura 6.8 muestra los mismos parámetros como una función del ciclo de trabajo de conmutacion MOSFET Q1; ambas pruebas se llevaron a cabo a las 14 : 15 horas.

La figura 6.9 Se muestra el Wateaje pico del panel solar de los valores mostrado en la pantalla LCD tomada en seis momentos diferentes de ese día.

(b) Prueba de la batería

El voltaje de la batería, la temperatura y la corriente fueron probados y verificados para corresponder a la carga estado que se muestra en la pantalla LCD y el LED según las tablas 5 y 6. La batería utilizada para la prueba era FIAMM 12FGL100.

(c) **Prueba de los sensores**

Los sensores de voltaje y corriente fueron la clave para determinar la potencia de salida del panel solar que es clave en el algoritmo $P\phi O$, fuzzy y también para determinar el modo de carga de la batería. Los sensores así tuvo que ser preciso para un rendimiento eficiente y efectivo. Los voltajes y las corrientes

En la tabla se tiene valores medidos por el microcontrolador y mostrados en el LCD se comparó con los medidos por el multitester y los resultados encontraron un grado sobresaliente de precisión como se muestra en las tabla a continuación.

Tabla 6.2: Prueba del sensor de voltaje

Atmega	Atmeg	Mult	Mult	% difef	% difef
V_{PV}	V_{Bat}	V_{PV}	V_{Bat}	V_{PV}	V_{Bat}
21.60	13.55	21.61	13.51	0.04%	0.29%
17.48	12.82	17.50	12.81	0.1%	0.10%
22.10	12.82	22.15	13.13	0.23%	0.23%
18.01	13.00	17.95	13.10	0.33%	0.76%
21.46	12.76	21.47	12.80	0.04%	0.31%
21.42	12.46	21.51	12.46	0.60%	0.00%

Tabla 6.3: Prueba del sensor de corriente

Atmega	Atmeg	Mult	Mult	% difef	% difef
I_{PV}	I_{Bat}	I_{PV}	I_{Bat}	V_{PV}	V_{Bat}
1.5	2.13	1.6	2.12	6.25%	0.47%
1.71	2.5	1.75	2.6	2.29%	3.85%
2.3	2.35	2.19	3.37	5.02%	0.59%
0.2	0.39	0.21	0.4	4.76%	2,5%
2.12	3.10	2.14	3.3	0.93%	6.06%

(d) **Pruebas de software**

El software fue probado en diferentes momentos y diferentes condiciones para ver el estado del sistema los indicadores muestran el estado real del sistema. Los resultados fueron tabulados a continuación.

6.1.5. Hardware del inversor

El inversor CC-CA contiene los siguientes partes:

- El controlador digital de señales dsPIC30F3010 de microchip

Tabla 6.4: Prueba de eficiencia del controlador de carga MPPT

Panel Solar	Panel Solar	Bateria	Batery	% difef
V_{PV}	I_{PV}	V_{batt}	I_{Batt}	$(V_{batt} * I_{batt}) / (V_{PV} * I_{PV})$
16.55	1.5	13.55	1.55	84.6 %
18.01	1.71	12.82	2.1	87 %
17.6	2.30	13.10	2.6	84.1 %
17.248	0.2	13.00	0.3	90.2 %
0.00	2.18	12.3	2.8	90.3 %

- Red inversor tipo fuente de tensión
- circuitos de condicionamiento de las señales de la corriente y tensión
- tres topologías para la clave estática de transferencia, una compuesta por tiristores y otra por IGBTs; tipo tampón
- circuito de alimentación y convertidor D/A.

(a) **Controlador Dspic30F3010**

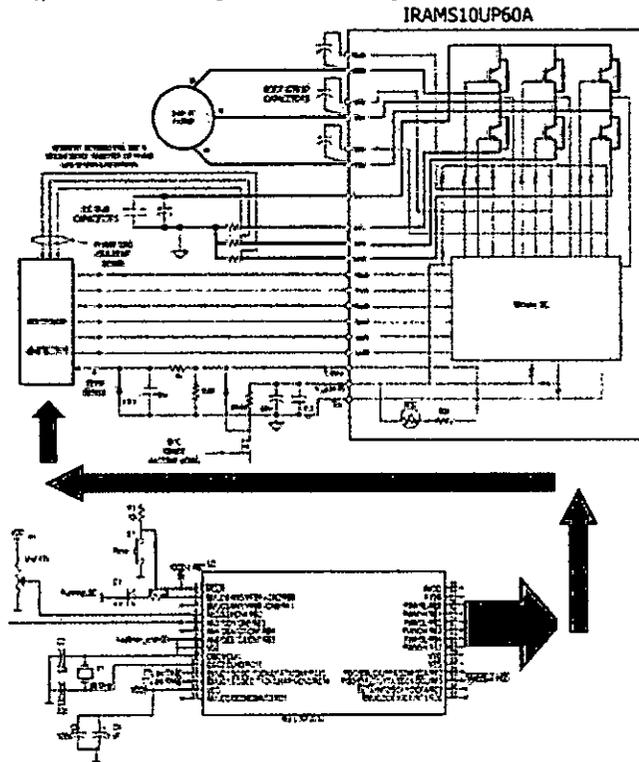
Este procesador presenta las siguientes características principales

- Controlador digital de señales de 16 bits.
- Memoria de programa flash de 48 kB.
- RAM de 2048 Bytes.
- EEPROM de datos de 1024 Bytes.
- Velocidad de la CPU hasta 30 MIPS.
- Oscilador externo: DC hasta 40 MHz.
- 30 fuentes de interrupciones (3 externas)
- ADC de 10 bits, 1 Msps y 9 canales.
- 6 canales PWM para el control de motores
- codificador en cuadratura, puertos SPI, I^2C , y CAN, 2 UARTs.

las señales de disparo para los seis mosfets requeridas por el módulo de potencia y generar la salida trifásica deseada, se considero el dsPIC30F3010 ; adicionalmente, se requería que el mismo controlador tuviera posibilidades de conversión analógica-digital, con el fin de modificar los parámetros de desempeño del inversor sin la necesidad de circuitería de conversión y cálculo externa.

El dsPIC30F3010 es un Controlador con características enfocadas al control de motores y capacidades DSP, lo que ofrece un amplio espectro de

Figura 6.10: Esquema de simplificado del inversor



Fuente: Autoria propia

posibilidades. Con el fin de determinar los esfuerzos de corriente y tensión que los interruptores y los diodos en antiparalelo del inversor estarán sujetos es necesario tener conocimiento de la potencia máxima que el sistema podrá trabajar. Debido a los sensores de corriente de efecto Hall ACS712 soportan hasta 5 A, la potencia máxima de salida es:

$$S_{salida} = 127 * \frac{5}{\sqrt{2}} = 450 \quad (6.1)$$

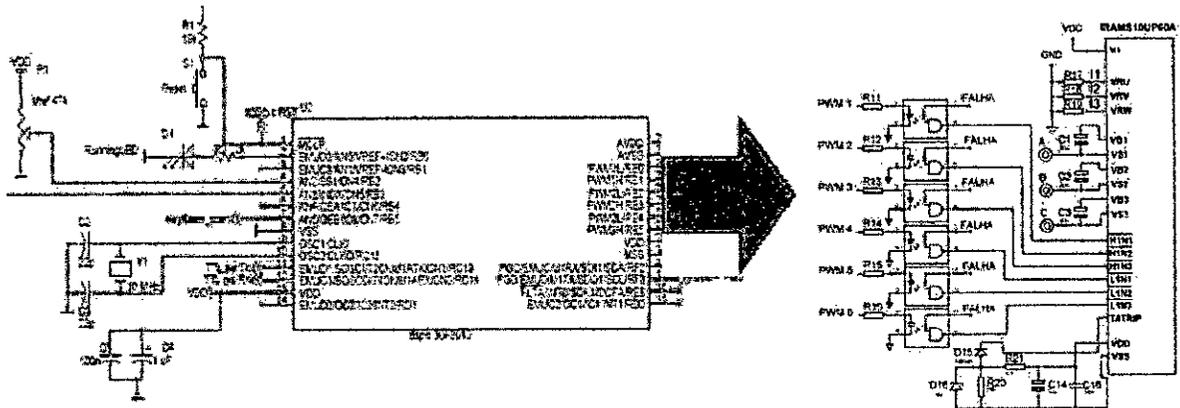
La Tabla muestra los parámetros de diseño del variador trifásico.

La forma de implementar el inversor que alimentará al motor de induc-

Tabla 6.5: Parametros del inversor

Parametros	Valores
Potencia maxima de salida	450VA
tension de salida	180Vpico
Tensión de bus de CC de entrada	240 V
corriente maxima de salida (pico)	5A
Corriente eficaz máxima de salida	3.54A
Frecuencia de conmutación de las llaves	15Khz

Figura 6.11: Circuito de potencia del inversor



Fuente: Autoria propia

ción trifásico, es a través de un módulo integrado de potencia o IPM , fabricado por International Rectifier cuyas características se describen en la Tabla 6-5

Tabla 6.6: Especificaciones del módulo IRAMS10UP60A.

Parametros	descripcion	Valor maximo	Unidad
V_{ces}	Máxima tensión inversa de bloqueo	600	V
$I_0 - T_c - 25^\circ c$	corriente eficaz	10	A
I_{pk}	Maxima corriente de pico($t_{pico} \leq 100ms$)	15	A
F_P	Maxima frecuencia de conmutacion	20	Khz

(b) Implementacion del circuito de potencia

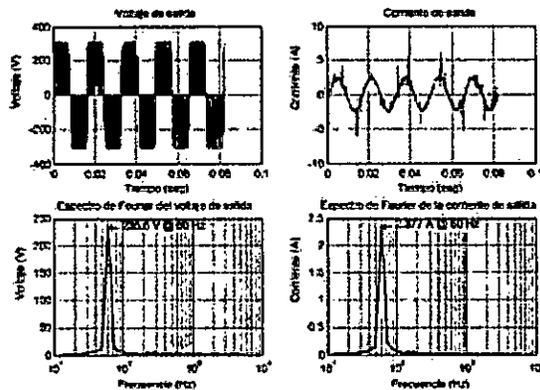
Las resistencias R17, R18 y R19, de la Figura 6.6, se conectan en serie con el emisor de los transistores inferiores de cada brazo del inversor, y actúan como resistores shunt, posibilitando la medición de la señal de corriente. eran especificados en 0,1 ohmios, 5 vatios, lo que permite medir las corrientes de hasta aproximadamente 10 A de pico. La tensión sobre estas resistencias se utilizará por el circuito de protección.

Las señales de mando de las llaves se aíslan eléctricamente por una de seguridad y protección del circuito de control. El aislamiento se obtiene mediante la utilización de opto-acopladores.

(c) Desempeño del inversor

El primer punto que se analiza es la potencia de entrada del convertidor, así como el espectro de Fourier de la señal de corriente, el cual indica que

Figura 6.12: Formas de onda del voltaje y corriente de salida del inversor



Fuente: Autoria propia

las variaciones en la demanda que se realiza a la fuente se encuentran en función de la frecuencia de portadora, así como de su segundo armónico. Adicionalmente, aparece un pico relativamente pequeño a la frecuencia de 360 Hz (el doble de la frecuencia de modulación, multiplicada por 3 para el sistema trifásico) Los aspectos relevantes son las formas de onda de corriente y potencia.

La forma de comprobar si la onda de voltaje que se aplicó al motor-bomba es la adecuada para su funcionamiento es verificar las formas de onda de voltaje y corriente (Figura 6.6) y analizar en ambas el espectro de Fourier, de forma que sea posible determinar la frecuencia real de operación del motor.

(d) Software del Inversor

Los pasos del programa de operación del inversor trifásico se muestran a continuación:

- I. Inicialización del dsPIC30F4013 y configuración de bits de sistema
- II. Definición de variables, constantes y ordenamiento de la memoria.
- III. Tabla de búsqueda de la onda sinusoidal
- IV. Configuración del módulo ADC (subrutina)
 - Modalidad de operación y tiempo de conversión
- V. Configuración de módulo PWM (subrutina)
 - Definición de portadora, tiempos muertos e interrupciones
- VI. Ciclo principal del programa

- Seguimiento de estados en el DSC
- Llamadas a subrutinas

VII. Subrutinas de operación principal:

- ADC: Lectura y escalamiento de datos
- PWM: Generación de secuencia de pulsos y de ciclos de trabajo para las 3 fases

Las instrucciones del programa se encuentra en el apendice

Capítulo 7

Conclusiones

Para la elaboración del modelo matemático se tuvo que partir de la comprensión de los fenómenos físicos del efecto fotoeléctrico, así como hacer uso de herramientas de cálculo numérico y cálculo diferencial para aproximar las curvas experimentales con las teóricas con la finalidad del menor error posible.

Al hacer un promedio de la Irradiancia para el modelamiento, causa una variación en el punto inicial de la curva I-V (corriente de corto circuito) ya sea por encima o por debajo de la corriente medida, para un instante de irradiancia dada que a su vez se manifiesta en el aumento del porcentaje de error la cual se hace menos preciso a nuestro modelo y puede alterar los datos para la futura función en lo que se vaya emplear.

Ahora bien, si se consideran las características del inversor desarrollado, el cual es independiente del tipo de carga, es posible realizar cambios en el tipo de bomba utilizada, sin que esto represente una modificación al convertidor, siempre y cuando se respeten los niveles de potencia que es capaz de suministrar éste.

Por lo tanto, existe la posibilidad de utilizar una amplia gama de bombas disponibles en el mercado, muchas de las cuales presentan eficiencias hidráulicas mucho mejores al modelo utilizado para las pruebas.

El seguimiento del punto de máxima potencia es otro punto a analizar, donde se puede explorar una regulación natural del sistema al relacionar la variable de voltaje del generador fotovoltaico con la variación de la frecuencia y el perfil V/F del inversor, con lo que es posible alterar la potencia entregada a la carga, una vez que el sistema se encuentra operando en condiciones de altura de bombeo constantes.

Capítulo 8

Recomendaciones

Los sistemas de bombeo FV directamente conectados al generador, esto es, sin baterías, son los más recomendados. Sin embargo hay muchos sistemas en los cuales esta configuración no se puede utilizar:

- (a) Cuando las alturas de bombeo son demasiado grandes para poder utilizar una bomba centrífuga con un rendimiento aceptable.
- (b) Cuando no se dispone de motores DC de la potencia necesaria, como en sistemas de elevada potencia, o cuando se necesita un motor sumergible y no se dispone de un motor DC sin escobillas.
- (c) Cuando el bombeo en las horas de sol pico excede la capacidad de la fuente de agua, entonces es necesario incluir un sistema de control.
- (d) Cuando las baterías son esenciales para almacenamiento de energía, esto es, cuando la disponibilidad de agua debe ser muy grande y no se dispone de depósitos de almacenamiento o estos resultan más caros que un sistema de baterías.

Se recomienda los pasos a seguir en un proceso general de dimensionado de una instalación de bombeo alimentada mediante energía solar fotovoltaica.

- (a) Visitar el lugar de la instalación. Determinar un diseño general del sistema.
- (b) Obtener información del pozo y la capacidad de generación de agua, esto es, diámetro, profundidad, descensos estacionales, nivel del agua, capacidad de generación (l/hora). El ritmo de bombeo ha de ser menor que la capacidad regenerativa del pozo para que este no se seque. Consultar con los usuarios de la instalación y la gente del lugar que suele tener buena información acerca de sus pozos. En caso contrario se puede acudir a las administraciones hidráulicas locales o nacionales.
- (c) Estimar las necesidades de agua para la aplicación en cada mes. En el caso de sistemas para riego o para suministro de agua para ganado también

el usuario suele conocer con bastante exactitud el volumen de agua que necesita para sus cultivos. En el caso de suministro para población utilizar las tablas indicativas para el tipo medio de vida del lugar.

- (d) Determinar la altura manométrica total de bombeo, teniendo en cuenta que la altura total es la suma de la altura estática y la altura dinámica debida a pérdidas de carga en las tuberías.
- (e) Calcular la energía hidráulica para cada mes, como el producto del caudal por la altura total.
- (f) Obtener los datos de irradiación diaria media mensual y determinar el mes de dimensionado y la inclinación del generador fotovoltaico.
- (g) Determinar la potencia pico del generador FV teniendo en cuenta el rendimiento del tipo de bomba a utilizar.
- (h) Seleccionar una bomba teniendo en cuenta las características altura-caudal.
- (i) Determinar el caudal pico y dimensionar las tuberías (seleccionar un diámetro adecuado para satisfacer la altura dinámica considerada en el punto 4).
- (j) Finalmente, a partir de los valores obtenidos en estos apartados se procede a la elección de los componentes del sistema a partir de las características de los distintos elementos. Una vez seleccionados los elementos que se adecuen a los resultados del dimensionado es conveniente repetir los cálculos, iterando al menos una vez, para obtener una mejor estimación de los rendimientos y factores de desacople y de este modo un dimensionado óptimo.

Las curvas I-V de una motobomba DC varían en función de la altura manométrica total de bombeo. Cuando se seleccionen los componentes de una instalación concreta es necesario superponer las curvas I-V del motor/bomba operando a la altura manométrica de bombeo y las curvas I-V del generador FV a distintos valores de irradiancia y temperatura. De este modo se encuentran los puntos de trabajo del sistema y se determinan tanto el caudal bombeado en función de la irradiancia como los umbrales de irradiancia por debajo de los cuales no se bombea agua.

BIBLIOGRAFIA

1. A.Harish, M. . Microcontroller based Photovoltaic MPPT Charge Controller. IJETT, 4(4). (2013).
2. About Us:Arduino. (n.d.). Retrieved from Arduino.cc:
<https://www.arduino.cc/en/Hacking/PinMapping168>
3. About Us:Blueskyenergyinc. (n.d.). Retrieved from Blueskyenergyinc:
[http://www.blueskyenergyinc.com/uploads/pdf/BSE_SB2512i\(X\)-HV_datasheet.pdf](http://www.blueskyenergyinc.com/uploads/pdf/BSE_SB2512i(X)-HV_datasheet.pdf)
4. About Us:Midnitesolar. (n.d.). Retrieved from Midnitesolar:
http://www.midnitesolar.com/pdfs/spec_sheet_kid_frontBack.pdf
5. Bowling, S.; “An Introduction to AC Induction Motor Control Using the dsPIC30F MCU” Microchip AN984, DS00984A, 2005.
6. CHAVÉZ, D. 1992. Bombeo de agua con energías no convencionales. (Disponible en: <http://www.cepis.ops-oms.org/eswww/proyecto/repidisc/publica/hdt/hdt051-b.html>. Consultado el: 7 de Octubre de 2017.)
7. Castañer Luis & Silvestre Santiago : “*Modelling Photovoltaic Systems Using PSpice*”. Barcelona, Spain – John Wiley & Sons. (202)
8. Djamilia Rekioua, Matagne Ernest: “*Optimization of Photovoltaic Power Systems – Modelization, Simulation and Control*”. London, British – Springer. 2012
9. Femia Nicola, Petrone Giovanni, Spagnuolo Giovanni, Massimo Vitelli : “*Power Electronics and Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*”. CRC Press Taylor & Francis Group .2013
10. Fonash Stephen J. : “*Solar Cell Device Physics*” Second Edition. Burlington, USA – Elsevier Inc. 2010
11. Hankins Mark : “*Stand-Alone Solar Electric Systems*”. Washington, USA – Earthscan. 2010
12. Holmes, G.; Lipo, T. “*Pulse width modulation for power converters. Principles and Practice*”.1st Ed.. IEEE-Wiley, 2003.

13. Hadi, H. "Photovoltaic water pump system", PHD Dissertation, Kochi University of Technology, Japan, 2003.
14. "IRAM16UP60A Datasheet" International Rectifier PD-94648 Rev. B, 2003.
15. "dsPIC30F3010/3011 Data Sheet", Microchip DS70141D, 2007.
16. "dsPIC30F Family Reference Manual", Microchip DS70046 E, 2006.
17. "Heat sinks for half brick DC/DC converters", Aavid Thermalloy, 2008.
18. Rashid, M. H. (n.d.). Power Electronics Handbook (Third ed.). Florida: Butterworth-Heinemann.
19. Wikipedia. (n.d.). Retrieved from Wikipedia:
[https://en.wikipedia.org/wiki/Battery_\(electricity\)](https://en.wikipedia.org/wiki/Battery_(electricity))
20. Sumathi S, Ashok Kumar L & Surekha P. : "*Solar PV and Wind Energy Conversion Systems. An Introduction to Theory, Modeling with MATLAB/SIMULINK, and the Role of Soft Computing Techniques*". Switzerland – Springer. 2015
21. Tamayo Pacheco, Jesús F. "*La Industria de la Energía Renovable en el Perú: 10 Años de Contribuciones a la Mitigación del Cambio Climático*". Lima, Perú – Osinergmin. 2017
22. Tamayo Pereyra Roberto (2011): "*Potencial de las Energías Renovables en el Perú*" Ministerio de Energía y Minas. Lima, Peru.

Apéndice A

Controlador MPPT y Inversor

A.1. Código de algoritmo de carga MPPT utilizado en ATMEGA328P

El algoritmo utilizado para el seguimiento del punto de máxima potencia fue P&O (Perturb and Observe) y tres estados carga se usó para cargar la batería.

El código completo se proporciona, la lógica del algoritmo es bien definido por los comentarios en el código (las conexiones de pin out y los indicadores de estado del sistema que muestran la información relevante del diagrama de flujo principal para el usuario)

El siguiente es el código completo para el controlador de carga MPPT.

Especificaciones:

- Corriente de carga máxima = 20A
- Tensión de entrada nominal máxima = 45V
- Calificación eficiente del panel solar = 50-240W
- Batería clasificada = batería de 12V por defecto, puede tolerar también 6V y 24V

Conectividad de Arduino en cada Pin:

Pines para entradas analógicas

- A0-Sensor de divisor de voltaje del panel solar Sensor de corriente del panel
- A1-Solar ACS-712 Sensor divisor de voltaje de la batería
- A2 Sensor de corriente
- A3-Battery ACS-712 SDA y SCL-LCD de I2C

Pines para entradas y salidas digitales Input/Output

- Pin 3 LED-AZUL
- Pin 5 LED-ROJO
- pin 6 LED-VERDE
- Pin 8-PWM MOSFET DRIVER SD
- Pin 9-PWM MOSFET DRIVER IN o PC817 ánodo pin1
- Pin 1 Sensor Temperatura
- Pines : 2,4,7,10-13-Teclado matricial

Instrucciones del programa

```

#include<TimerOne.h>//http://playground.arduino.cc/Code/Timer1
#include<LiquidCrystal_I2C.h>//http://playground.arduino.cc/Code/LCDi2c
#include<Wire.h>
#include <DallasTemperature.h>//for dsb1820
#include <Keypad.h>
// Pin outs definitions
#define Vsolar_sensor 0
#define Isolar_sensor 1
#define Vbatt_sensor 2
#define Ibatt_sensor 3
#define SD_pin 8//IR2110 SD
#define IN_pin 9//IR2110 HIN
#define MPPT_PandQ
//choose method of implementation using either perturb or incremental conductance by
//uncommenting the choice.
//#define MPPT_INCCOND
#define COMMON_ANODE
//uncomment if its common cathode ,the RGB pin connectivities are specified below
#define R 5
#define G 6
#define B 3
#define Vsolar_factor 0.045085461//(5/1024)*(R2+R1)/R1;R1=9.85K,R2=81.1K
#define Vbatt_factor 0.014938902//(5/1024)*(R2+R1)/R1;R1=9.75K,R2=20.08K
#define Isolar_factor 0.048828125//(5/1024)/0.1 ,,sensitivity of ACS712-20A is 100mV/A
#define Ibatt_factor 0.048828125//5/1024)/0.1 ,,sensitivity of ACS712-20A is 100mV/A
#define Ioffset1 24.9
//2.5/0.1 5/1024)/0.1 ,,sensitivity of ACS712-20A is 100mV/A & volatge at 0A is 2.5 V
//(but with the ones I used they had avoltage drop Of 24.8 at 0A)
#define Ioffset2 24.9
//2.5/0.1 5/1024)/0.1,sensitivity of ACS712-20A is 100mV/A & volatge at 0A is 2.5 V
//(but with the ones I used they had avoltage drop Of 24.4 at 0A) Pertinent constants
#define MOSFET_OFF digitalWrite(IN_pin,LOW)//
because were using PC817 just turn off its input
#define MOSFET_ON digitalWrite(SD_pin,LOW)
#define LOAD_ON digitalWrite(load_pin,HIGH)
#define LOAD_OFF digitalWrite(load_pin,LOW)
#define pwm_max 100 //100%
#define pwm_top 1023 //DAC value of max pwm by timer1.h
#define pwm_min 28 //worst case pwm for maximum rating open circuit voltage Voc=45V

```

```

#define pwm_stepsize 1//step size to be use in Perturb&Observe
#define pwm_start 60//Optimal starting pwm
#define sample_no 10

// Data wire is plugged into Dpin1 on the Arduino
#define ONE_WIRE_BUS 1
#define load_pin 0//for keypad
const byte ROWS = 4; //four rows
const byte COLS = 3; //three columns
char keys[ROWS][COLS] = {{'1','2','3'},{'4','5','6'},{'7','8','9'},{'.','0','#'}};

byte rowPins[ROWS] = {13, 12, 11, 10}; //connect to the row pinouts of the keypad
byte colPins[COLS] = {7, 4, 2}; //connect to the column pinouts of the keypad

//LCD BATTERY SoC ICONS
byte batt_icons [6][8]={{0b01010,0b10001,0b10001,0b10001,0b10001,0b10001,0b10001,0b11111},
{0b01010,0b10001, 0b10001, 0b10001, 0b10001, 0b10001, 0b11111, 0b11111 },
{0b01010,0b10001, 0b10001, 0b10001, 0b10001, 0b11111, 0b11111, 0b11111 },
{0b01010,0b10001, 0b10001, 0b11111, 0b11111, 0b11111, 0b11111, 0b11111 },
{0b01010,0b11111, 0b11111, 0b11111, 0b11111, 0b11111, 0b11111, 0b11111 }, };
#define PV_ICON 6
byte pv_icon[8]={ 0b11111,0b10101, 0b11111,0b10101, 0b11111,0b10101, 0b11111,0b11111 };
#define PWM_ICON 7
byte pwm_icon[8]= {0b10111,0b10111,0b10101, 0b10101, 0b10101,0b10101, 0b11101,0b11101 }

//Declaracion de variables y tipos de datos
float Vsolar; float PrevVsolar=0;
float Isolar; float PrevIsolar=0;
float Vbatt; float Ibatt; float T batt=25;
float celcius; float Psolar; float Pleast=2;
float PrevPsolar=0; unsigned int interrupt_counter=0;
unsigned long boost_millis=0;//
float delta=pwm_stepsize;//
float inc=pwm_stepsize;//
float error1=0;//
float error2=0;//
float error3=0;//
float pwm=0;
//Battery set points
float Vfloat;//
float Vfloat1;//
char strfloat []={"13.60"};
float Vboost;//
float Vboost1;//r
char strboost []={"14.40"};
float LVD;//Voltaje bajo Desconectar
char strLVD []={"11.20"};
unsigned long boost_settime;
float boost_settime1;
char strboostTime []={"060"};
unsigned long boost_time;
char strBattType []={"12"};
float temp_compensation;
float tempComp1;
char strtempComp []={"3.0"};//3mV per cell
int Imax=20;//Macima corriente de carga
int Tmax=40;//maxima temperature en bacteria para rango de carga

```

```

//keypad auxiliaries
enum charger_mode{off,initialize,bulk,boost,float_mode}charger_mode;
//SetLCD I2C address fot the 2004 diplay by syntax :hexaddress,en,rw,rs,D4,D5,D6,D7,b1,b1
LiquidCrystal_I2C lcd(0x3F,2,1,0,4,5,6,7,3,POSITIVE);
//set keypad mapping matrix
Keypad keypad = Keypad( makeKeymap(keys), rowPins, colPins, ROWS, COLS );
// setup dsi8b20 Pass our oneWire reference to Dallas Temperature .
OneWire oneWire(ONE_WIRE_BUS);
DallasTemperature sensors(&oneWire);
void setup() {
pinMode(SD_pin,OUTPUT);

MOSFET_OFF;
charger_mode=off;
lcd.begin(20,4);//Initialize our LCD 2004 display (20 columns by 4 rows)
// Crear iconos en LCD SoC-estado de carga de bateria
lcd.backlight();
for (int baticon=1;baticon<7;baticon++)
{
lcd.createChar(baticon,batt_icons[baticon]);
} lcd.createChar(PV_ICON,pv_icon);
lcd.createChar(PWM_ICON,pwm_icon);
pinMode(R,OUTPUT);
pinMode(G,OUTPUT);
pinMode(B,OUTPUT);
led_mode=black; Timer1.initialize(20);//inicializar timer1 a a 20us period=50KHz
Timer1.pwm(IN_pin,0);// Configure el PWM para el pin IN del controlador MOSFET en 0

// Inicie pwm en un punto de inicio optimizado
pwm=pwm_start;
keypad.addEventListener(keypadEvent); // Add an event listener for this keypad
//display constant icons of the key MPPT components
lcd.setCursor(0,0);
lcd.print("PV");
lcd.setCursor(3,0);
lcd.write(PV_ICON);
lcd.setCursor(7,0);
lcd.print("PWM");
lcd.setCursor(11,0);
lcd.write(PWM_ICON);
lcd.setCursor(14,0);
cd.print("BATT");

}
void loop() {
read_sensors();
//leer varios sensores para ejecutar la carga MPPT controller
keypadmode();
run_MPPTcharger();
//ejecutar el algoritmo MPPT P & Q y el algoritmo de carga de la batería
lcd_display();//display system parameters on LCD
led_display();//display system status via LEDs
load_engage();resetting(); }

int sample_sensor(int Inputpin)
{
int sum = 0; int temp;
for (int k=0; k<sample_no ; k++)

```

```

{   temp=analogRead(Inputpin);
sum+=temp;
delayMicroseconds(50);
}
return(sum/sample_no);
}

void read_sensors(void)
{Vsolar=sample_sensor(Vsolar_sensor)*Vsolar_factor;
Vbatt=sample_sensor(Vbatt_sensor)*Vbatt_factor;
Isolar=(sample_sensor(Isolar_sensor)*Isolar_factor)-Ioffset1;
Ibatt=(sample_sensor(Ibatt_sensor)*Ibatt_factor)-Ioffset2;
sensors.begin();//to search for ds18b20
int b=(sensors.getDeviceCount());
if (b=10){sensors.requestTemperatures();
celcius=sensors.getTempCByIndex(0);
Tbatt=celcius; }
else {Tbatt=25;}
Psolar=Vsolar*Isolar;
Vfloat=(Vfloat1+(25-Tbatt)*temp_compensation);
Vboost=(Vboost1+(25-Tbatt)*temp_compensation); }
// Configuración del ciclo de trabajo pwm usando timer1.pwm en pin9
void set_pwm_duty_cycle(float pwm){
if (pwm<pwm_min){ pwm=pwm_min; }
else if (pwm>pwm_max||pwm==pwm_max){ pwm=pwm_max;
Timer1.pwm(IN_pin, (pwm_top-1), 20);
// operar a un ciclo de trabajo máximo del 99.9% para permitir que el condensador
//Booststrap se recargue en el tiempo de inactividad
}
if (pwm<pwm_max&& pwm>pwm_min)
{Timer1.pwm(IN_pin, (pwm_top)*pwm/100, 20); //set pwm at 50KHz}
void run_MPPT_charger(){
switch(charger_mode){ case off: MOSFET_OFF; delay(1500);
if(((Vbatt>12)&&(Vsolar>Vbatt+0.5)|| (Vbatt<=12)&&(Vsolar>=12.5))){
charger_mode=initialize;
} break;
case initialize:
if
(((Vbatt>12)&&(Vsolar<Vbatt+0.5)|| (Vbatt<=12)&&(Vsolar<12.5)|| (Isolar<0.1)|| (Ibatt>Imax)
|| (Vbatt>Vboost+0.15)|| Psolar<Pleast|| Tbatt>Tmax))
{charger_mode=off;
MOSFET_OFF;
break;
}
else
{if (boost_time>boost_settime){charger_mode=float_mode;}
else {if (Vbatt>Vboost)
{charger_mode=boost;
MOSFET_ON;
boost_millis=millis();
break; }
else {charger_mode=bulk;
// si el voltaje es menor que el voltaje de refuerzo y no puede ir a flotar desde
//el tiempo de impulso no se ha alcanzado/
MOSFET_ON; break;
} } } break;
case bulk:
if

```

```

(((Vbatt>12)&&(Vsolar<Vbatt+0.5)|| (Vbatt<=12)&&(Vsolar<12.5)|| (Isolar<0.1)|| (Ibatt>Imax)
|| (Vbatt>Vboost+0.15)|| Psolar<Pleast|| Tbatt>Tmax)){
    charger_mode=off;
    MOSFET_OFF;
    break;
}
else {if (Vbatt>Vboost+0.01){ if (boost_time>boost_settime){
    charger_mode=float_mode;
    MOSFET_ON; break; }
else { charger_mode=boost;
MOSFET_ON;    boost_time=millis();
break; } }
    else { #ifdef MPPT_PandO    mppt_PandO();    #endif
    #ifdef MPPT_INCCOND    mppt_INCCOND();
#endif

if(Ibatt>Imax-1){
    error3=Ibatt-(Imax-1);
inc=300*delta*error3;
    pwm-=inc;
set_pwmduycycle(pwm);
    } break; } }
case boost:
    boost_time=boost_time+millis()-boost_millis;    boost_millis=millis();
    if
(((Vbatt>12)&&(Vsolar<Vbatt+0.5)|| (Vbatt<=12)&&(Vsolar<12.5)|| (Ibatt>Imax)|| (Isolar<0.1)
|| (Vbatt>Vboost+0.15)|| Psolar<Pleast|| Tbatt>Tmax)){    charger_mode=off;
MOSFET_OFF;    break; }
else {if (Vbatt< Vboost-0.25){    charger_mode=bulk;    MOSFET_ON;    break; }
else{ if(boost_time>boost_settime){    charger_mode=float_mode;
MOSFET_ON;    break;}
else {if(Vbatt>Vboost+0.02){error1=Vbatt-(Vboost+0.02);
inc=delta*500*error1;

pwm-=inc;    set_pwmduycycle(pwm);
boost_time=boost_time+millis()-boost_millis;}

    if(Ibatt>Imax-1){
error3=Ibatt-(Imax-1);    inc=300*delta*error3;
// si la corriente de la batería> 19 disminuye pwm por el% de error
pwm-=inc;
set_pwmduycycle(pwm); }
break; } } }
case float_mode:
    if (((Vbatt>12)&&(Vsolar<Vbatt+0.5)|| (Vbatt<=12)&&(Vsolar<12.5)|| (Isolar<0.1)|| (Ibatt
|| (Vbatt>Vboost+0.15)|| Psolar<Pleast|| Tbatt>Tmax)){
    charger_mode=off;
    MOSFET_OFF;
    break;    }
    else {if(Vbatt<(Vfloat-0.1)){
    charger_mode=bulk;    MOSFET_ON;    break;    }
else {if (Vbatt>(Vfloat+0.02)){    error2=Vbatt-(Vfloat+0.02);
inc=delta*500*error2;    pwm-=inc;
set_pwmduycycle(pwm);
if(Ibatt>Imax-1){
error3=Ibatt-(Imax-1); inc=300*delta*error3;
// si la corriente de la batería> 19 disminuye pwm por el% de error
pwm-=inc;    set_pwmduycycle(pwm);    }    break; } }

```

```

    default: charger_mode=off; MOSFET_OFF; break; }}

void mppt_PandO(){
    if (Psolar<PrevPsolar){
        pwm -=delta;

        PrevPsolar=Psolar;    set_pwmduycycle(pwm);    }
    else{ pwm+=delta;// más simplemente agrega el pwm normal que es positivo para pwm
        PrevPsolar=Psolar;
        set_pwmduycycle(pwm);    }
    }
void mppt_INCCOND(){
    float delta_P=Psolar-PrevPsolar;
    float delta_V=Vsolar-PrevVsolar;
    float delta_I=Isolar-PrevIsolar;
    float gradient=delta_P/delta_V;
    if(delta_V!=0){    if(gradient>0){ pwm+=delta;
PrevPsolar=Psolar;
    PrevVsolar=Vsolar;
    PrevIsolar=Isolar;
    set_pwmduycycle(pwm); }
    else
    if(gradient<0)
    {    pwm-=delta;
    PrevPsolar=Psolar;
    PrevVsolar=Vsolar;
PrevIsolar=Isolar;
set_pwmduycycle(pwm);    }    }
    else
    { if(delta_I>0)
    {    pwm+=delta;
    PrevPsolar=Psolar;
    PrevVsolar=Vsolar;
    PrevIsolar=Isolar;
    set_pwmduycycle(pwm);}
    else if(delta_I<0)
    {    pwm-=delta;
    PrevPsolar=Psolar;
    PrevVsolar=Vsolar;
    PrevIsolar=Isolar;
        set_pwmduycycle(pwm);}} }
/*led system status indication
red light= battery undervoltage <30% ,<11.75V// warning light
purple light=battery overvoltage >14.5V
orange light =30% to 90% 11.75-12.5V
green light=battery full charge >90% 12.5-13.6V
blue light= no solar panel/battery//warning light
small green led= MPPT charger on(will be done from lm7805 secondary side)*/
void led_display(void)
{ if(Vbatt>Vboost+0.2)led_mode=purple;    else if (Vbatt>12.5&&Vbatt<Vfloat)
led_mode=green;
    else
    if(Vbatt<11.75)
    led_mode=red;
    if (Vbatt<12.5||Vsolar<0.25) led_mode=blue;

switch (led_mode){
    case red:    setColor(255, 0, 0);

```

```

    break;case green:setColor(0, 255, 0);
    break;case blue:setColor(0, 0, 255);
break;case yellow:setColor(255, 255, 0);
break ;case purple:setColor(80, 0, 80);
break;
case orange :setColor(255,128,0);
break;case black :setColor(0,0,0);
break;}}
void setColor(int r, int g, int b)
{
#ifdef COMMON_ANODE r = 255 - r; g= 255 - g; b = 255 - b; #endif
analogWrite(R,r); analogWrite(G,g); analogWrite(B,b);}
//LCD display of system parameters
void lcd_display()
{ lcd.setCursor(0,0);
lcd.print("PV");
lcd.setCursor(3,0);
lcd.write(PV_ICON);
lcd.setCursor(7,0);
lcd.print("PWM");
lcd.setCursor(11,0);
lcd.write(PWM_ICON);
lcd.setCursor(14,0);
lcd.print("BATT");
//solar parameters
lcd.setCursor(0,1);
lcd.print(Vsolar);
lcd.print("V");
lcd.setCursor(0,2);
lcd.print(Isolar);
lcd.print("A");
lcd.setCursor(0,3);
lcd.print(Psolar);
lcd.print("W");
//Duty cycle of pwm
lcd.setCursor(7,1);
if (charger_mode==off){lcd.print("0");
lcd.print("."); lcd.print("00");
}
else {lcd.print(pwm);lcd.print("%");
}
//charging mode
lcd.setCursor(7,2);
if (charger_mode==off){ lcd.print("OFF");
lcd.print(" ");
lcd.print(" ");}
else if (charger_mode==bulk){ lcd.print("BULK");
lcd.print(" ");
}
else if (charger_mode==boost)lcd.print("BOOST");
else if (charger_mode==float_mode) lcd.print("FLOAT");
//boost time
lcd.setCursor(7,3);
lcd.print(boost_time/60000);
lcd.print ("min");
//battery parameters
lcd.setCursor(14,1);
lcd.print(Vbatt);

```

```

lcd.print("V"); lcd.setCursor(14,2);
lcd.print(Ibatt);
lcd.print("A");
//Battery SoC
int pct=100*(Vbatt-10.5)/(12.7-10.5);//battery at 10% is 12.7V and at 0% is 10.5V
if (pct<0) pct=0;
else if (pct>100)
pct=100; lcd.setCursor(18,0);
if (pct==0){ lcd.write(1);
}else {
lcd.print((char)(pct*5/100));//print battery icon based on battery SoC
} lcd.setCursor(14,3);
pct=pct-(pct%10);
lcd.print(pct);
lcd.print("%");
lcd.print(" ");
lcd.print(" ");}

// Taking care of some special events.
void keypadEvent(KeypadEvent key){
    switch (keypad.getState()){

char keypadmode(){
char key = keypad.getKey();    keypad.getState();
void settings()
{
while(e<7)
{ editmode=e;
if (editmode==0)
{ e++;
setBattType();}
else {if editmode==1){ e++; setVboost();
}
else{if (editmode==2){ e++; setVfloat();
}
else
{if(editmode==3)
{ e++;
setVboostTime();
}
else {if (editmode==4){e++; settempComp();}
else
{if(editmode==5){e++;
void setBattType()
{
lcd.clear();
lcd.setCursor(0,0);
lcd.print("Set Battery Type");
lcd.setCursor(2,1);
lcd.print("V");
lcd.setCursor(3,1);
lcd.print(":NEW VALUE");
lcd.setCursor(0,2);
lcd.print(a);
lcd.print("V");
lcd.print(":CURRENT VALUE");
float cellboost=Vboost1/(a/2);
//guardar punto de consigna de la celda para que, si cambiamos el tipo de batería,
//podamos aumentar de tamaño según el no. de celdas a / 6

```

```

float cellfloat=Vfloat1/(a/2);
//no es necesario ajustar la compensación de temperatura ya que es calculada por celda
float cellLVD=LVD/(a/2); while(j<2){char key = keypad.getKey();

if (key){strBattType[j]=key;
lcd.setCursor(j,1);
lcd.print(key); j++; } }
// j=0;//reset n incase we enter this loop again
lcd.clear();
Vboost1=cellboost*(a/2);
Vfloat1=cellfloat*(a/2);
LVD=cellLVD*(a/2);}

void setVboost
({ lcd.clear();
lcd.setCursor(0,0);
lcd.print("Enter Boost Value");
lcd.setCursor(5,1);
lcd.print("V");
lcd.setCursor(6,1);
lcd.print(":NEW VALUE");
lcd.setCursor(0,2);
lcd.print(Vboost1);
lcd.print("V");
lcd.print(":CURRENT VALUE");
while(k<5){char key = keypad.getKey();
if (key)
{strboost[k]=key;
lcd.setCursor(k,1);
lcd.print(key);
k++; } }
//k=0;//reset k incase we enter this loop again
lcd.clear();
Vboost=(Vboost1+(25-Tbatt)*temp_compensation);
}

void setVfloat()
{ lcd.clear();
lcd.setCursor(0,0);
lcd.print("Enter Float Value");
lcd.setCursor(5,1);
lcd.print("V");
lcd.setCursor(6,1);
lcd.print(":NEW VALUE");
lcd.setCursor(0,2);
lcd.print(Vfloat1);
lcd.print("V");
lcd.print(":CURRENT VALUE");
while(l<5){char key = keypad.getKey();
if (key)
{ strfloat[l]=key;
lcd.setCursor(1,1);
lcd.print(key);
l++; }
l=0;
lcd.clear();
Vfloat=(Vfloat1+(25-Tbatt)*temp_compensation);}

void setLVD(){

```

```

lcd.clear();
lcd.setCursor(0,0);
lcd.print("Enter LVD Value");
lcd.setCursor(5,1);
lcd.print("V");
lcd.setCursor(6,1);
lcd.print(":NEW VALUE");
lcd.setCursor(0,2);
lcd.print(LVD);
lcd.print("V");
lcd.print(":CURRENT VALUE");
while(p<5)
{char key = keypad.getKey();
if (key){ strLVD[p]=key;
lcd.setCursor(p,1);
lcd.print(key);
p++;
} }
p=0; lcd.clear();

void setVboostTime()
{ lcd.clear();
lcd.setCursor(0,0);
lcd.print("Enter Boost minutes");
lcd.setCursor(3,1);
lcd.print("min");
lcd.setCursor(6,1);
lcd.print(":NEW VALUE");
lcd.setCursor(0,2);
lcd.print(strboostTime);
lcd.print("min");
lcd.print(":CURRENT VALUE");
while(m<3){
char key = keypad.getKey();
if (key){ strboostTime[m]=key;
lcd.setCursor(m,1);
lcd.print(key);          m++;          } }
lcd.clear(); ;
boost_settime=((unsigned long)(boost_settime1*60000));
}

void settempComp()
{ lcd.clear();
lcd.setCursor(0,0);
lcd.print("Cell TempCompensation");
lcd.setCursor(3,1);
lcd.print("mV/*C");
lcd.setCursor(8,1);
lcd.print(":NEW VALUE");
lcd.setCursor(0,2);
lcd.print(strtempComp);
lcd.print("mV/*C");
lcd.print(":CURRENT VAL");
while(n<3){
char key = keypad.getKey();
if (key){ strtempComp[n]=key;
lcd.setCursor(n,1);
lcd.print(key);

```

```

n++;
} }
  lcd.clear();
  temp_compensation=(tempComp1*(a/2)/1000);
}
void lcd_scroll(){ while(s<1){ lcd.clear();
  lcd.home();
  lcd.print("Batt Temp:");
  lcd.print(Tbatt);
  lcd.print("*C");
  lcd.setCursor(0,1);
  lcd.print("Vboost");
  lcd.print(Vboost); lcd.print("V");
  lcd.setCursor(0,2);
  lcd.print("Vfloat");
  lcd.print(Vfloat);
  lcd.print("V"); lcd.setCursor(0,3);
  lcd.print("LOAD:");
  if (load)
  { lcd.print("ON");
  }else { lcd.print("OFF");
  }
  delay(3000); s++;
  lcd.clear(); }
  resetting();}
void load_engage()
{ if(load){//only if user has activated load mode
  if(Psolar<Pleast&&Vbatt>LVD)
  { LOAD_ON; }
  else {if(Psolar>Pleast&&Vbatt>Vfloat){
LOAD_ON; }
else LOAD_OFF; }}
else LOAD_OFF;}

```

A.2. Código de inversor trifasico con el dsPIC30F10

De acuerdo a los estructurado el listado comentado de cada etapa es el siguiente

```
.equ __30F30i0, 1 ;Definición del dsPIC
.include "C:\Program Files\Microchip\MPLAB ASM30 Suite\Support\inc\p30f30i0.inc"
.global __reset
config __FOSC, CSW_FSCM_OFF & FRC_PLL4 ; Desactiva multiples entradas de reloj
; Desactiva el monitor de fallas de reloj
; Activación del reloj interno
; (7.37 Mhz x 4 del PLL = 29.48 MHz)
config __FWDTP, WDT_OFF ; Desactivar el Watchdog Timer
config __FBORPOR, PBOR_ON & PWRT_16 & MCLR_EN ; Activar voltaje de reset por bajo voltaje
config __FSG, CODE_PROT_OFF ; Desactivar la protección de código
; Las variables no inicializadas se colocan en la parte baja
; se definen los vectores que apuntan a la tabla de datos
;programados del PWM Sinusoidal
.section .nbss, "b"
Frequency: .space 2
; Al agregar la variable de Frecuencia, se logra ubicar
;correctamente el inicio de la tabla.
; Con un valor de 246 se tiene una frecuencia de 60 Hz, y un PWM de 16 KHz
Amplitude: .space 2
; Define la amplitud y la escala de los valores obtenidos de la tabla.
; los valores pueden colocarse desde 0 hasta 32767
Phase: .space 2
; Esta variable define el apuntador de la tabla.
; Altera el valor de la variable de frecuencia en cada interrupción
; Carga de la tabla de valores para la función sinusoidal en el espacio del Programa
.section .sine_table, "x"
.align 256
; Tabla de valores para la función sinusoidal en los 360° eléctricos.
SineTable:
.hword 0,3212,6393,9512,12539,15446,18204,20787,23170,25329
.hword 27245,28898,30273,31356,32137,32609,32767,32609,32137,31356,30273,28898
.hword 27245,25329,23170,20787,18204,15446,12539,9512,6393,3212,0,-3212,-6393
.hword -9512,-12539,-15446,-18204,-20787,-23170,-25329,-27245,-28898,-30273
.hword -31356,-32137,-32609,-32767,-32609,-32137,-31356,-30273,-28898,-27245
.hword -25329,-23170,-20787,-18204,-15446,-12539,-9512,-6393,-3212

;***** Constantes de la aplicación*****
; Se usa la siguiente constante para escalar la tabla de valores sinusoidales proporciona
; el valor de 230 se obtiene como una consecuencia de la fórmula dada en la ecuación 15.2
; del Family Reference Manual (70046D.pdf)
.equ PWM_Scaling, 230

; De la explicación dada en la AN984, 5555 produce un desfaseamiento
;de 120° eléctricos
.equ Offset_120, 0x5555
; Definición de la sección del código en memoria
.text
;***** Inicio de la sección del código*****
__reset:
MOV #__SP_init, W15 ;Inicializa puntero de pila
```

```

MOV #_SPLIM_init, W0 ;Inicializa límite para el puntero de pila
MOV W0, SPLIM
NOP ;retardo necesario
CALL _wreg_init ; Llamar a la subrutina de inicialización del registro
call Setup ; Rutina de configuración del PWM
; Inicializar variables en Ceros
clr Frequency
clr Amplitude
; *****Programa Principal*****
Loop: btss IFS2,#PWMIF ; Revisar la bandera de int. del PWM
      bra CheckADC ; continuar con la revisión del ADC
      call Modulation ; llamar a la subrutina de modulación
      bclr IFS2, #PWMIF ; Limpia la bandera de interrupción del PWM
CheckADC:
      btss IFS0,#ADIF ; Revisar la bandera de int. del ADC
      bra Loop ; retorna al ciclo principal
      call ReadADC ; llama subrutina del ADC
      bra Loop ; ciclo principal
;-----
; Subrutina de lectura y procesamiento del ADC
;-----
ReadADC:
push.d W0
push.d W4
mov ADCBUF0,W0 ;Carga valores del ADC en W0
mov ADCBUF1,W1 ;y en W1.
asr W0,#2,W4 ;Un corrimiento de 2 bits permite
mov W4,Frequency ;obtener la frecuencia de modulación
sl W1,#5,W4 ;Corre AN1 y AN5 para conseguir
sl W0,#5,W5 ;un dato fraccional de 1.15.
mpy W4*W5,A ;Multiplica la frecuencia por la
;ganancia V/Hz y se obtiene la
sac A,W0 ;amplitud de modulación.
mov #28000,W1 ;Limitando la amplitud de modulación
cp W1,W0 ;se previene la distorsión de tiempos
bra GE,NoLimit ;muertos en el PWM
NoLimit: mov W0,Amplitude
pop.d W4
pop.d W0
return
;-----
; Subrutina del PWM
;-----
Modulation:
push.d W0
push.d W2
push.d W4
push.d W6
push.d W8
push.d W10
; Inicialización del puntero del registro para acceso
;a la tabla de valores en memoria
mov #tblpage(SineTable),W0
mov W0,TBLPAG
mov #tbloffset(SineTable),W0
; Cargar las constantes de fase, amplitud y frecuencia
mov Phase,W1 ; Cargar el apuntador de la tabla sinusoidal
mov #Offset_120,W4 ; Desfasamiento de 120°

```

```

mov Amplitude,W6 ; Factor de escalamiento
mov #PWM_Scaling,W7 ; Valores de escalamiento
mov Frequency,W8 ; Constante de frecuencia cargada en el
; apuntador en cada interrupción.
; Código de ajuste de Fase
add W8,W1,W1 ; Agregar el valor de frecuencia a la tabla
add W1,W4,W2 ; Sumar 120° para la segunda Fase
add W2,W4,W3 ; Sumar otros 120° para la fase 3

; Debido a los 64 valores de la tabla con que se cuenta,
; el apuntador se corre a la derecha para
; obtener un valor de puntero de 6 bits (2^6=64)

    lsr W1,#10,W9 ; Recorrer la fase 1 a la derecha, 6 bits superiores
    sl W9,#1,W9 ; Corrimiento a 1 a la izquierda (dirección de byte)
    lsr W2,#10,W10 ; Recorrer la fase 2 a la derecha, 6 bits superiores
    sl W10,#1,W10 ; Corrimiento a 1 a la izquierda (dirección de byte)
    lsr W3,#10,W11 ; Recorrer la fase 3 a la derecha, 6 bits superiores
    sl W11,#1,W11 ; Corrimiento a 1 a la izquierda (dirección de byte)

; Ya que el puntero de cada fase se agregó al puntero de la tabla
; y se tiene los valores de la
; tabla de valores absolutos de búsqueda, se deben escalar
; estos valores a la amplitud adecuada
; y al intervalo de ciclos de trabajo adecuados.

;***** Ciclo de trabajo para la fase 1,
    add W0,W9,W9 ; Tabla de direcciones de la Fase 1
    tblrdl [W9],W5 ; Leer el valor de búsqueda de la fase 1
    mpy W5*W6,A ; Aplicar factor de escalamiento
    sac A,W5 ; Almacenar el valor escalado
    mpy W5*W7,A ; Factor de escalamiento del PWM
    sac A,W8 ; Almacenar el valor escalado
    add W7,W8,W8 ; Se suma el Factor de escala del PWM para un 50% de offset
    mov W8,PDC1 ; Almacena el ciclo de trabajo del PWM en var PDC1

; *****Ciclo de trabajo para la fase 2

    add W0,W10,W10 ; Tabla de direcciones de la Fase 2
    tblrdl [W10],W5 ; Leer el valor de búsqueda de la fase 2
    mpy W5*W6,A ; Aplicar factor de escalamiento
    sac A,W5 ; Almacenar el valor escalado
    mpy W5*W7,A ; Factor de escalamiento del PWM
    sac A,W8 ; Almacenar el valor escalado
    add W7,W8,W8 ; Se suma el Factor de escala del PWM para un 50% de offset
    mov W8,PDC2 ; Almacena el ciclo de trabajo del PWM en var PDC2

; *****Ciclo de trabajo para la fase 3

    add W0,W11,W11 ; Tabla de direcciones de la Fase 3
    tblrdl [W11],W5 ; Leer el valor de búsqueda de la fase 3
    mpy W5*W6,A ; Aplicar factor de escalamiento
    sac A,W5 ; Almacenar el valor escalado
    mpy W5*W7,A ; Factor de escalamiento del PWM
    sac A,W8 ; Almacenar el valor escalado
    add W7,W8,W8 ; Se suma el Factor de escala del PWM para un 50% de offset
    mov W8,PDC3 ; Almacena el ciclo de trabajo del PWM en var PDC3
;Código para la próxima iteración
mov W1,Phase ; Carga el valor de Fase

```

```

pop.d W10    ; recupera los registros de trabajo
pop.d W8
pop.d W6
pop.d W4
pop.d W2
pop.d W0
return      ; Regresar al bloque principal
;-----
; ***** Configuración del PWM y el ADC
;-----
Setup:
    clr PORTD
    clr PORTE
    mov #0xF7FF,W0
    mov W0,TRISD
    mov #0xFDFE,W0
    mov W0,TRISE
    bset PORTE,#9
    repeat #39
    nop
    bclr PORTE,#9
; Configurar el ADC
    mov #0x0404,W0    ; revisar entradas
    mov W0,ADCON2    ; 2 muestras y conversiones por interrupción
    mov #0x0003,W0
    mov W0,ADCON3    ; Tad = 2*Tcy
    clr ADCHS
    clr ADPCFG    ; A/D (todos), PWM (Disparar), auto muestreo
    mov W0,ADCON1
    clr ADCSSL
    bset ADCSSL,#1    ; Activa revisión del pin 3 (AN1)
    bset ADCSSL,#5    ; Activa revisión del pin 7 (AN5)
    mov W0,ADCON1
    bclr IFS0,#ADIF    ; Limpia la bandera de interrupción del ADC
; Configuración de los registros del PWM
    mov #0x0077,W0    ; Modo complementario, #1, #2 y #3
    mov W0,PWMCON1    ; Activar los pares (alto, bajo)
    mov #0x000F,W0    ; Tiempo muerto de 2 us a 7.38 MIPS
    mov W0,DTCON1
    mov #PWM_Scaling, W0    ; Ajusta el periodo a 16 KHz PWM a 7.38 MIPS
    mov W0,PTPER
    mov #0x0001,W0
    mov W0,SEVTCMP    ; Configura el disparo de eventos del ADC
    mov #0x0F00,W0    ; configuración del post-escalador a 1:16
    mov W0,PWMCON2timebase enabled
    mov #0x8002,W0    ; modo de alineamiento del PWM centrado
    mov W0,PTCON
    return
; Subroutine: Borra todos los registros W
_wreg_init:
    CLR W0
    MOV W0,W14
    REPEAT #12
    MOV W0,[++W14]
    CLR W14
    RETURN
.end

```

Apéndice B

Diagramas en SIMULINK

B.1. Generador Fotovoltaico

Modelos de módulos fotovoltaicos con Simulink

- (a) **Módulo fotovoltaico con entrada de corriente:** Este modelo es muy adecuado para el caso cuando los módulos están conectados en serie y compartir la misma corriente

Entradas

- Insolación w/m^2
- Corriente fotovoltaica I_{PV} (A)

salidas

- Voltaje fotovoltaico V_{PV}
- Potencia de salida p_{PV}

- (b) **Módulo fotovoltaico con entrada de Voltaje** Este modelo de generador es muy adecuado para el caso cuando los módulos están conectados en paralelo y compartir el mismo voltaje

Entradas:

- Insolación w/m^2
- Voltaje fotovoltaica P_{PV} (V)

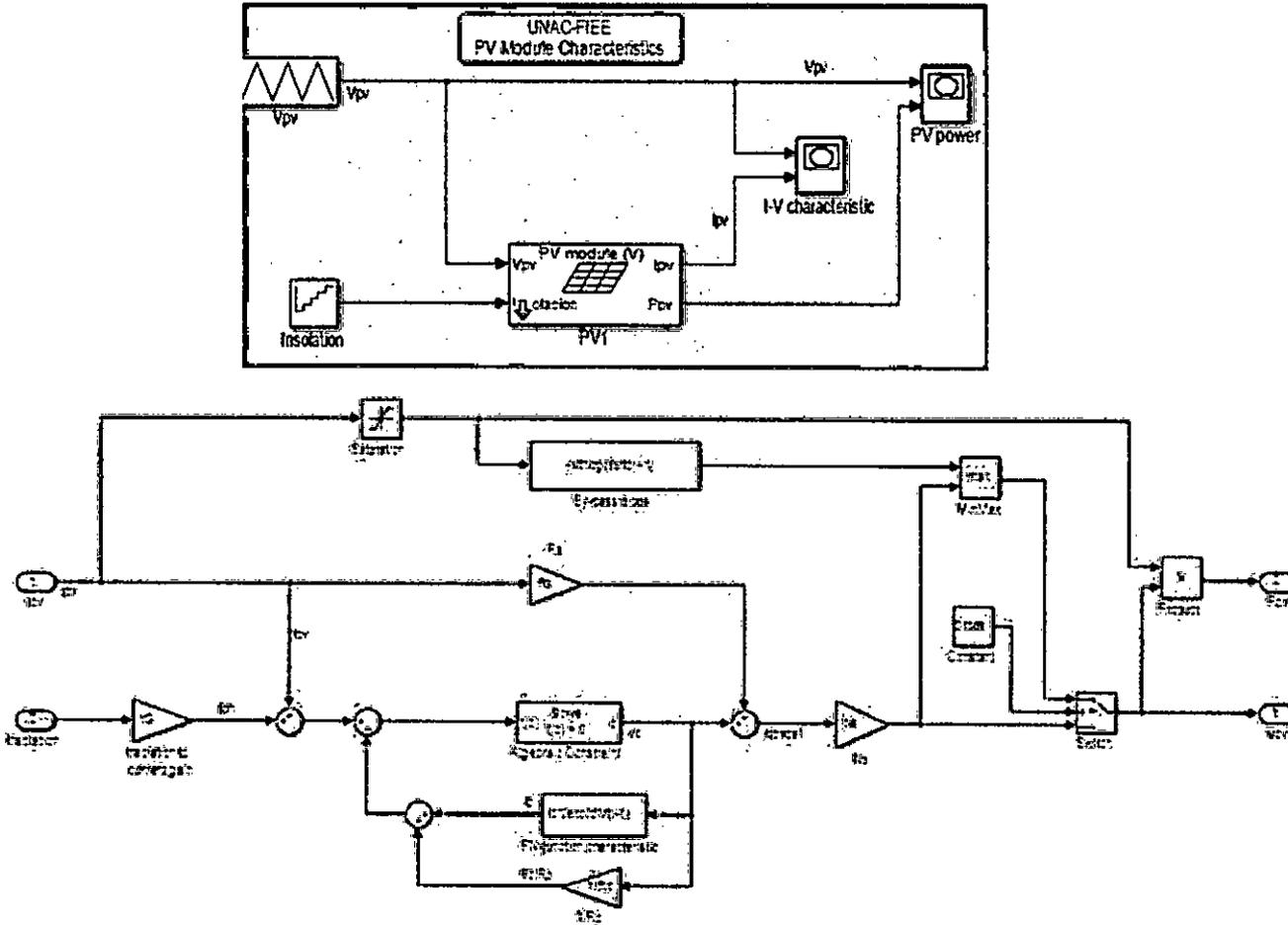
Salidas:

- Corriente fotovoltaico I_{PV}
- Potencia de salida p_{PV}

- (c) **Parametros de simulacion** Los parámetros del modelo, en ambos casos, son el estándar Parámetros de la hoja de datos del módulo PV:

- Corriente de corto circuito: $I_{sc} = 5.45A$
- Voltaje de circuito abierto: $V_{oc}=22.2$
- Corriente a la maxima potencia: $I_m=4.95A$

Figura B.1: Módulo fotovoltaico de entrada de voltaje



Fuente: Autor

- Voltaje a la maxima potencia: $V_m=17.2V$

(d) Simulacion del generador fotovoltaico con simulink

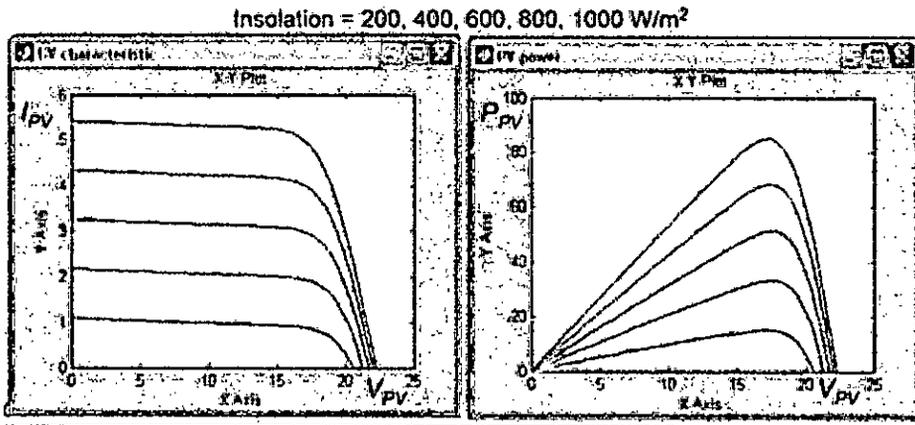
- Insolation : Insolation = 200, 400, 600, 800, 1000 W/m^2
- Voltaje $V_{pv}=0,1,2v$

Implementación en Simulink se muestra en al figura B1 Formas de onda de la I_{pv} versus V_{pv}

B.2. Modelado Convertidor CC-CC Boost

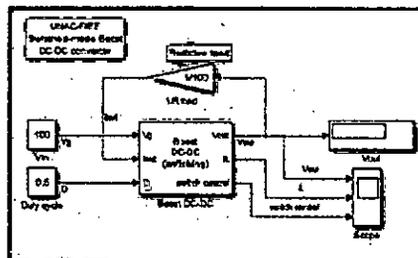
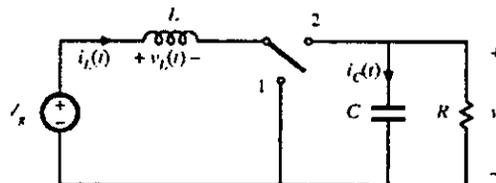
Esta representado por el siguiente circuito de la figura B3: Los parametros del conversor DC-DC esta por la tabla Las formas de onda obtenidos con simulink se muestra en al figura B4

Figura B.2: Características del generador para 200,400,600,800 w/m²



Fuente: Autor

Figura B.3: modelo del convertidor CC-CC boost

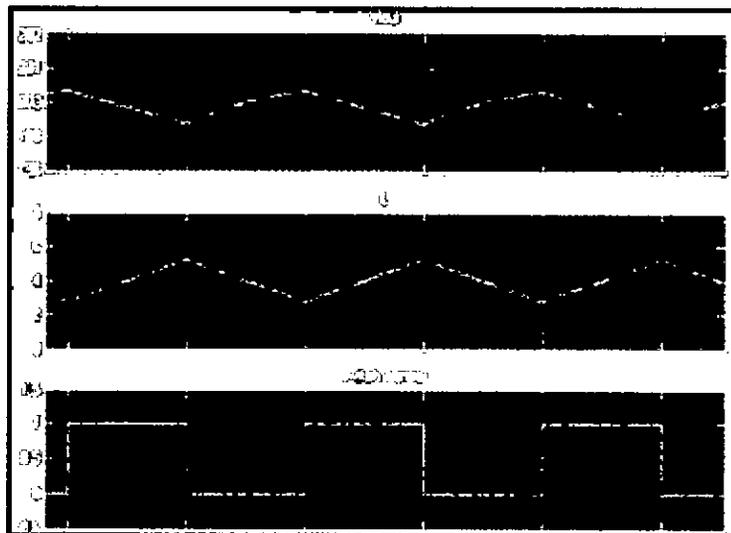


Fuente: Autor

Tabla B.1: Parametros del conversor CC-CC

Parametros	Simbolo	valor
voltaje de entrada	V_g	100V
Inductancia	L	200uH
Capacitancia	C	10uF
Resistencia de carga	R	100
ciclo util	D	0.5
Voltaje de salida	V_{out}	200V
corrient de entrada	I_g	4A
Potencia	P	400w
frecuencia de muestreo	f_s	100Khz
periodo de meustreo	T_s	10us

Figura B.4: Formas de onda del voltaje de salida, corriente en la carga y Señal de control



Fuente: Autor

Apéndice C

Programas en MATLAB

C.1. Listado de Programas de simulacion del panel solar con Scilab

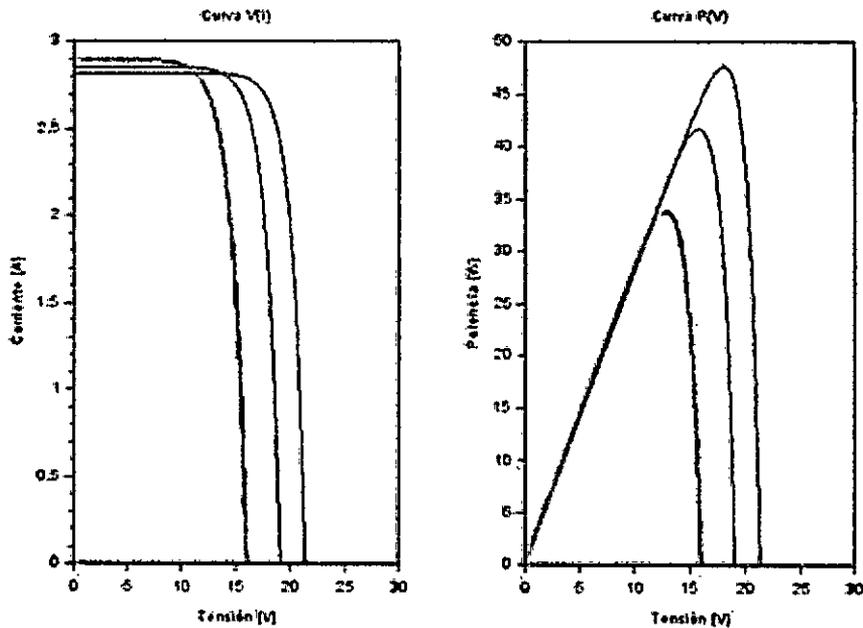
C.1.1. codigo Nro.01- Funcion ipanel de los parametros del panel

La Figura C_1 muestra las curvas $I - V$ y $P - V$ resultante para un panel solar comercial típico de 60W. Por lo tanto, los paneles solares son más eficientes en días fríos y soleados en contraste.

Codigo1.

```
function ipanel=ipanel(V,T,G,Voc)
//Definición de datos del panel
Isc=3.76; //A
Ns=36;
Np=1;
A=1.3;
Ki=3e-3;
Eg=1.15;
k=1.38e-23;
q=1.6e-19;
Tref=273+25;
Tc=273+T;
Irs=Isc/(exp(q*Voc/(Ns*k*A*Tc))-1);
Is=Irs*(Tc/Tref)^3*exp(q*Eg*(1/Tref-1/Tc)/(k*A));
Iph1=(Isc+Ki*(Tc-Tref))*G;
iVTG1=Np*Iph1-Np*Is*(exp(q*V/(Ns*k*Tc*A))-1);
dimv=size(iVTG1); //Dimensión del vector generado
//pone un cero si la función evaluada es menor a cero
if iVTG1<0 then
ipanel=0;
else
ipanel=iVTG1;
end
endfunction
```

Figura C.1: Curvas Características $I - V$ y $P - V$. para diferentes temperaturas



Fuente: Autor

C.1.2. codigo Nro.02- Creacion de la gráficas del panel solar

La Figura C_2 muestra los efectos de la temperatura en las curvas I-V en un panel solar. Se observa que cuanto mayor es la temperatura menor es el área bajo la curva y por lo tanto menos potencia y eficiencia.

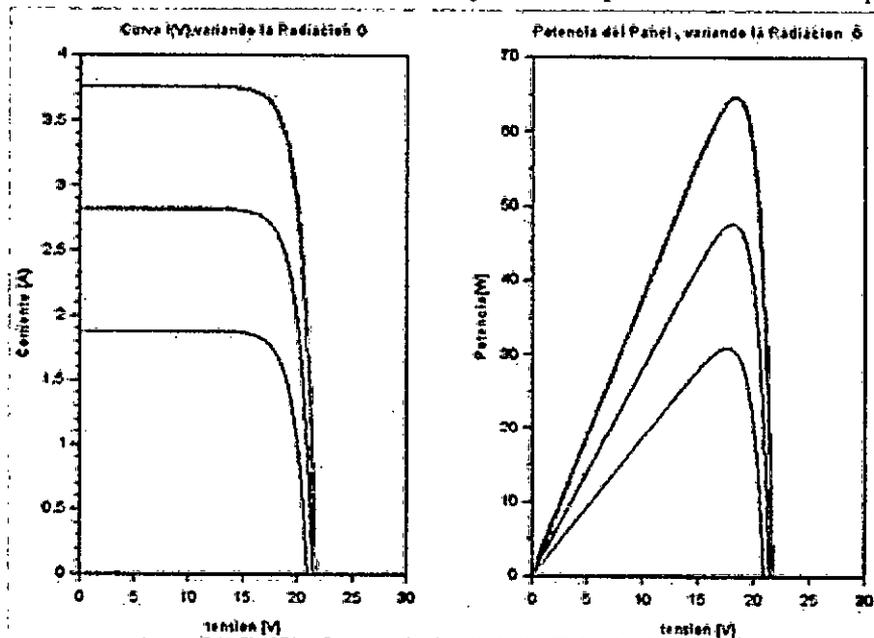
Codigo 02

```
V=[0:.1:30];
T1=25;
T2=40;
T3=60;
vi=size(V);
for j = 1:vi(1,2)
i1(j)=ipanel(V(j),T1,.75,21.7);
i2(j)=ipanel(V(j),T2,.75,21.7);
i3(j)=ipanel(V(j),T3,.75,21.7);

i4(j)=ipanel(V(j),T1,.5,21.7);
i5(j)=ipanel(V(j),T1,.75,21.7);
i6(j)=ipanel(V(j),T1,1,21.7);
end
subplot(121)
plot(V,i1,V,i2,V,i3);
xlabel('Tensión [V]');
ylabel('Corriente [A]');
title('Curva V(i)');

subplot(122)
```

Figura C.2: Curvas Características $I - V$ y $P - V$. para diferentes temperaturas



Fuente: Autor

```
plot(V,i1'.*V,V,i2'.*V,V,i3'.*V);
```

```
xlabel('Tensión [V]');
ylabel('Potencia [W]');
title('Curva P(V)');
```

```
figure(1)
subplot(121)
plot(V,i4,V,i5,V,i6);
xlabel('tension [V]');
ylabel('Corriente [A]')
title('Curva I(V),variando la Radiacion G')
subplot(122)
plot(V,i4'.*V,V,i5'.*V,V,i6'.*V);
xlabel('tension [V]');
ylabel('Potencia[W]')
title('Potencia del Panel , variando la Radiacion G')
```

Apéndice D

Matriz de consistencia

MATRIZ DE CONSISTENCIA

TÍTULO DEL PROYECTO: "MODELADO Y CONTROL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CON SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MAXIMA POTENCIA PARA ELECTROBOMBAS SOLARES EN AGRICULTURA"				
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODOS
<p>General: ¿En qué medida influye el modelado y control de sistema fotovoltaico Autónomo (en zonas rurales) con seguimiento del punto de máxima (SPMP) potencia para bombas solares en agricultura?</p> <p>Específico ¿Cómo realizar el modelamiento y control del regulador de carga CC-CC y Inversor de CC- CA en sistemas fotovoltaicos con SPMP para electrobombas en zonas rural aislada para abastecimiento de agua</p> <p>¿Cómo simular y Seleccionar adecuadamente los elementos del sistema fotovoltaico?</p>	<p>Objetivos General: Determinar el modelado y control de sistema fotovoltaico con seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) para electrobombas solares FV para la agricultura</p> <p>Objetivos Específicos:</p> <p>a) Determinar el modelado y control del regulador de carga CC-CC y Inversor CC_CA con seguimiento del punto máxima potencia fotovoltaico SPMP para electro bombas para la agricultura</p> <p>b) Simulación y desarrollo del sistema con adecuado selección de sus componentes con la premisa de ser económico , confiable y competitivo con su contraparte del mercado nacional</p>	<p>Hipótesis General: Empleando conocimientos básicos de ingeniería, así como material y equipos disponibles en el mercado; es posible el Modelamiento , control, simulación y desarrollo de un sistema de bombeo fotovoltaico Autónomo (En zonas rurales) para la agricultura ; el cual cumpla con la premisa de ser económico, además de ser confiable y competitivo con sus contrapartes del mercado comercial</p> <p>Hipótesis Secundarias: Modelado y control de sistemas fotovoltaico(FV) con Seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) para bombas en la agricultura influye en el desarrollo social en zonas rurales</p> <p>Simular y desarrollar el sistema FV con SPMP Para electrobombas en zonas rurales con una selección adecuada de componentes influye en el desarrollo social - económico</p>	<p>Variable: X independiente Paneles solares Recurso solar Ubicación de la zona en estudio (conocimientos básicos de generación de energía eléctrica mediante energía solar)</p> <p>Variable: Y Generación de energía eléctrica Electrodinámica Corriente eléctrica Electrostática y electricidad considerando el modelado , simulación y desarrollo de las etapas de regulación de carga , inversor y adaptación de potencia eléctrica y hidráulica</p> <p>Energía eléctrica limpia e hidráulica</p> <p>Flujo y caudal de agua</p>	<p>General A través de este método conoceremos la situación de la falta de energía eléctrica y su importancia en el desarrollo de actividades de la zona rural. El sistema fotovoltaico con características técnicas seleccionado adecuadamente para la zona rural permite obtener energía eléctrica limpia Esto permite obtener agua para consumo propio y para la agricultura el cual solucionara socialmente y económicamente El estándar de vida de los agricultores de la zona y con esto evitar conflictos en la zona</p> <p>Específico Se aplicarán los métodos de investigación: Experimental y Matematización.</p>