



**UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

**INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN
EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

TEMA:

**“PROPUESTA DE SISTEMA DE BOMBEO UTILIZANDO PANELES
FOTOVOLTAICOS”**

AUTOR:

BYRON FERNANDO, JÁCOME RENDÓN

**Trabajo de Titulación previo al obtención del Grado de
Ingeniero Eléctrico-Mecánico con Mención en Gestión Empresarial Industrial**

TUTOR:

ING. LUIS ORLANDO PHILCO ASQUI, M.SC.

Guayaquil, Agosto del 2017



**UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por Byron Fernando Jácome Rendón como requerimiento para la obtención del título de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial.

TUTOR

Ing. Orlando Philco Asqui, M.Sc.

DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Miguel Armando Heras Sánchez, M.Sc.

Guayaquil, a los 25 del mes de Agosto del año 2017



**UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Byron Fernando Jácome Rendón

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación “**Propuesta de sistema de bombeo utilizando paneles fotovoltaicos**” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 25 del mes de Agosto del año 2017

EL AUTOR

Byron Fernando, Jácome Rendón



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

AUTORIZACIÓN

Yo, Byron Fernando, Jácome Rendón

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación: “**Propuesta de sistema de bombeo utilizando paneles fotovoltaicos**”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 25 del mes de agosto del año 2017

EL AUTOR

Byron Fernando, Jácome Rendón



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. ARMANDO HERAS SANCHEZ
DECANO O DIRECTOR DE CARRERA

ING. LUIS ORLANDO PHILCO ASQUI
COORDINADOR DE TITULACIÓN

ING. RAUL MONTENEGRO TEJADA
OPONENTE

REPORTE URKUND

Documento: **TESIS BYRON JACOME 27 AGOSTO.docx** (D30261665)

Presentado: 2017-08-27 22:38 (-05:00)

Presentado por: mauribenitez_22@hotmail.com

Recibido: orlando.philco.ucsg@analysis.orkund.com

Mensaje: RV: Tesis Byron Jácome -Final [Mostrar el mensaje completo](#)

3% de estas 37 páginas, se componen de texto presente en 5 fuentes.

Lista de fuentes Bloques

- Tesis Hector Ortega final™.pdf
- Tesis Hector Ortega final ok.pdf
- https://procomun.files.wordpress.com/2010/02/esf_operinandic2013.pdf
- http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/3887
- http://www.itacanet.org/esp/electricidad/Guia_Bombeo_Agua_Energia_Fotovoltaica_Voil_Lj...
- http://www.leroymerlin.es/ideas-y-consejos/como-hacerlo/elige-un-sistema-de-riego-eficient...

generador fotovoltaico es 33,06 amperios, que es menor al doble de la corriente nominal del fusible (92 amperios) que se determinó en la sección anterior. Por lo tanto, se puede utilizar un cable de cobre AWG número 10 o número 8. Para otros sistemas en los que el conductor de puesta a tierra de los equipos deba tener otra sección, se recomienda revisar los artículos 250-95 del capítulo 2 del Código Eléctrico Nacional. Los marcos de la mayoría de paneles FV, cuentan con un terminal de tierra debidamente identificado, mientras que aquellos que no lo poseen, presentan varios orificios en el marco, para de esa forma utilizar cualquiera de ellos y realizar la conexión a las estructuras metálicas de soporte (también cuentan con un terminal de tierra) como se muestra en la figura 3.3.

Figura 3. 33 conexión de Puesta a tierra del panel FV Fuente: CITATION Mig07 (Alonso, 2007) Posteriormente se debe conectar el cable al electrodo, el mismo que para este caso de estudio, será una varilla Copperweld enterrada lo más cerca posible de la estructura metálica de soporte de los paneles solares. El mismo procedimiento de debe realizar para los soportes metálicos de los demás equipos. La conexión de la puesta a tierra del generador fotovoltaico se muestra en la figura 3.4.

Figura 3. 44 Puesta a tierra del sistema fotovoltaico Fuente: CITATION Mig07 (Alonso, 2007) De esta manera se ha dimensionado un sistema básico de sistema de riego utilizando paneles FV para alimentar la bomba de agua. En la figura 3.5 se aprecia un esquema del sistema básico de bombeo para sectores rurales.

Figura 3. 55 Configuración del sistema de bombeo fotovoltaico dimensionado para una zona rural Fuente: el autor. El costo del sistema puede alcanzar el valor 4.620 dólares. En el anexo 2 se presentan los costos estimados para el sistema de bombeo solar fotovoltaico, los mismos que han sido obtenidos en el mes de

Reporte Urkund Trabajo de Titulación: **“PROPUESTA DE SISTEMA DE BOMBEO UTILIZANDO PANELES FOTOVOLTAICOS”**. Del estudiante **BYRON FERNANDO, JÁCOME RENDÓN**, al 3% de coincidencia.

Atentamente.

MSc. Orlando Philco A.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis Padres; Inés Rendón y Víctor Jácome, que a través de los años han sido mi apoyo y el fiel pilar sobre el cual sin importar el número de veces que resulté vencido, encontré el alivio, la motivación e inspiración para continuar con mi camino y así poder culminar una etapa crucial de mi vida.

Dedico también a mi hermana Daylin Jácome para que este trabajo de titulación le sirva como ejemplo de superación académica.

A mis tíos; Sonia Rendón y Freddy Zambrano por el apoyo incondicional y consejos que me han brindado durante los años de estudio de mi carrera universitaria.

Byron Jácome Rendón.

AGRADECIMIENTO

A Dios en especial por la salud y fuerza que me ha brindado para mantenerme constante y sin desmayo.

A mi querida Familia, mi Madre, Padre y Hermana quienes, con sus palabras de aliento y compañía, me han fortalecido sin dejarme perder en lo que seguramente sin ellos sería un camino distinto al que con este trabajo emprendí.

A mis maestros quienes con sus enseñanzas impartidas tanto dentro como fuera de los salones de clase, me han sabido guiar en este y, muchos otros trabajos desarrollados a lo largo de mi estudio universitario.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo general el dimensionamiento de un sistema de bombeo utilizando paneles solares para su alimentación eléctrica. En ciertos sectores rurales el tendido eléctrico no llega hasta los terrenos de cultivo, por dicha razón se plantea una propuesta de riego, empleando alimentación eléctrica con uso de energía renovable (solar) para el funcionamiento de la bomba.

La metodología que se emplea es descriptiva y analítica se caracteriza el equipamiento para un sistema de bombeo alimentado con paneles fotovoltaicos, esta propuesta puede utilizarse en terrenos de hasta 1 hectárea. Se efectúan cálculos teóricos para el dimensionamiento de sus componentes, el sistema de bombeo es ideal con el método de riego por aspersión, según los resultados de los cálculos, se debe utilizar 6 paneles fotovoltaicos, 9 baterías (plomo-ácido híbridas de 55Ah de 12 voltios). Si se desea cubrir más de una hectárea debe dimensionarse nuevamente todos sus componentes.

Palabras claves: Riego, Paneles fotovoltaicos, Bomba solar, Riego por aspersión.

ABSTRACT

The present work has as general objective the sizing of a pumping system using solar panels for its electrical power supply. In some rural areas, the power line does not reach the cultivated land. For this reason, an irrigation proposal is proposed, using electricity with the use of renewable energy (solar) for the operation of the pump.

The methodology used is descriptive and analytical is the equipment for a pumping system powered by photovoltaic panels, this proposal can be used in land up to 1 hectare. According to the results of the calculations, there are 6 photovoltaic panels, 9 batteries (lead-acid hybrid of 55Ah of 12 volts). If it is desired to cover more than one hectare, all its components must be re-dimensioned

Key words: Irrigation, Photovoltaic panels, Solar pump, Aspersión irrigation.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	IX
ABSTRACT.....	X
CAPÍTULO I: DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1 Introducción	1
1.2 Planteamiento del Problema.....	2
1.3 Justificación.....	2
1.4 Objetivo General	3
1.5 Objetivos Específicos.....	3
1.6 Hipótesis.....	3
1.7 Metodología	3
CAPÍTULO II: EFECTO FOTOVOLTAICO Y SU APROVECHAMIENTO	4
2.1. Aprovechamiento de energía fotovoltaica en Balzar	4
2.1 Radiación solar en Ecuador.....	5
2.1.1 Atlas solar Ecuatoriano	5
2.1.1.1 Insolación	5
2.2. La trayectoria solar.....	9
2.3. Energía fotovoltaica	11
2.3.1 Efecto fotovoltaico	11

2.3.2. Celdas solares.....	11
2.3.3 Tipos de celdas fotovoltaicas	15
2.3.3.1 Célula fotovoltaica Orgánica.....	16
2.3.4 Eficiencia y vida útil	18
2.4 Métodos y características de los sistemas de riego utilizados en el Ecuador..	19
2.4.1 Riego superficial o por gravedad	19
2.4.2 Riego a presión o presurizado	21
2.4.3 Riego por aspersión.....	21
2.4.4 Riego por goteo	21
2.5. Características de un sistema de bombeo solar fotovoltaico.....	23
2.5.1 Tipos de configuración de sistemas de bombeo solar fotovoltaico.....	24
2.5.1.1 Sistema de bombeo solar directo.....	24
2.5.1.2 Sistema de bombeo solar con baterías	26
2.6 Componente de un sistema de bombeo solar fotovoltaico.....	28
2.6.1 Sistema de acumulación (baterías).....	34
2.6.1.1 Formas de conexión de las baterías.....	38
2.6.2 Regulador de carga.....	39
2.6.3 Inversor	44
2.6.3.1 Selección del inversor	44

2.6.3.2 Rendimiento de los inversores	46
2.7 Conductores	47
2.8. Métodos para el dimensionado del sistema fotovoltaico	49
2.9. Bombas hidráulicas	51
2.9.1 Criterios técnicos en bombas	54
2.10. Motor eléctrico	56
2.10.1 Motor de Corriente Continua	57
2.10.2 Motor de Corriente Alterna	58
2.10.3 Componentes básicos del sistema de bombeo	60
CAPITULO III: DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA DE RIEGO CON PANEL FV	64
3.1 Selección de la bomba.....	65
3.2. Cálculo de la demanda de energía.....	67
3.3 Cálculo del número de paneles solares	69
3.4 Dimensionado del sistema de acumulación (baterías)	71
3.5 Dimensionado del regulador de carga.....	74
3.6 Dimensionado del Inversor	75
3.7 Dimensionamiento del cableado, protecciones y la puesta a tierra.....	77
3.7.2 Protecciones	80

3.8 Puesta a tierra	80
CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
4.1 Conclusiones	85
4.2 Recomendaciones.....	86
Glosario.....	91
Anexo 1	95

INDICE FIGURAS

Figura 2. 1 División territorial de Balzar	4
Figura 2. 2 Insolación Difusa Anual en Ecuador	7
Figura 2. 3: Insolación Global Promedio	8
Figura 2. 4 Insolación Directa Anual Promedio	8
Figura 2. 5 Movimiento de la tierra alrededor del sol en función del día del año.	9
Figura 2. 6 Incidencia de los rayos solares en la zona de Guayaquil.....	10
Figura 2. 7 Movimiento del sol en el País.....	10
Figura 2. 8 Incidencia de rayos solares en panel fotovoltaico	12
Figura 2. 9 Representación del efecto fotovoltaico	14
Figura 2. 10 El espectro electromagnético	15
Figura 2. 11 Métodos de riego utilizados en el Ecuador.....	19
Figura 2. 12 Configuración básica de un sistema de bombeo utilizando un motor AC	24
Figura 2. 13 Esquema de un sistema de bombeo solar directo, utilizado en riego por goteo.....	25
Figura 2. 14 Esquema básico de un sistema de bombeo solar con baterías, utilizado en un sistema de riego por aspersión	27
Figura 2. 15 Partes de un panel solar	30

Figura 2. 16 Curva característica de un panel solar	30
Figura 2. 17 Conexión de paneles solares en serie.....	32
Figura 2. 18 Conexión de paneles solares en paralelo.	33
Figura 2. 19 Conexión de baterías en serie y en paralelo.....	38
Figura 2. 20 Esquema básico de operación de un regulador serie	41
Figura 2. 21 Esquema básico de operación del regulador paralelo.....	42
Figura 2. 22 Reguladores de carga.....	43
Figura 2. 23 Tipos de inversores para sistemas FV	45
Figura 2. 24 Rendimiento de un inversor autónomo para cargas inductivas	47
Figura 2. 25 Curva característica de una bomba centrífuga.....	56
Figura 2. 26 Válvula de Pie.....	60
Figura 2. 27 Válvula de retención (Vr)	61
Figura 2. 28 Válvula de compuerta	61
Figura 2. 29 Representación de instalación de aspersores y su tubería	62
Figura 3. 1 Infraestructura del sistema de riego por aspersión	64
Figura 3. 2 Referencia para selección de tipo de bomba.....	66
Figura 3. 3 conexión de Puesta a tierra del panel FV.....	82
Figura 3. 4 Puesta a tierra del sistema fotovoltaico	83

Figura 3. 5 Configuración del sistema de bombeo fotovoltaico dimensionado para una zona rural..... 84

INDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Valores de eficiencia Vs material fotovoltaico	18
Tabla 2. 2. Número de UPA y área regada, según el método de riego en el Ecuador	22
Tabla 2. 3 Métodos de riego por región	22
Tabla 2. 4 Componentes eléctricos de un panel solar y sus características	29
Tabla 2. 5 Características de las baterías de plomo-ácido y níquel-cadmio.....	38
Tabla 2. 6 Características, ventajas y desventajas, según el tipo de bomba	54

CAPÍTULO I: DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Introducción

Actualmente en Ecuador, la lucha por el recurso de agua ha sido histórica y su acceso, problemático y desigual. El sector campesino ha demandado concesiones de agua para riego y muchas comunidades lo lograron gracias a su propio trabajo. Las zonas rurales y muchas ciudades todavía esperan que se amplíe el servicio de agua potable. Si hay algo en el mundo que puede detener la producción agrícola de un país, la comercialización externa de productos, la disponibilidad de alimentos en el mercado local e incluso la reducción de la pobreza, es la falta de agua.

En el mundo, el 70% del agua aprovechable se predestina a la agricultura, el 20%, a la industria y el 10% a uso doméstico. A nivel internacional, el área agrícola está compuesta por 500 millones de fincas campesinas, donde 1.500 millones de personas trabajan directamente para abastecer de alimentos a la humanidad. Sin agua, eso no sería posible.

El Consorcio del Manejo de los Recursos Naturales Renovables (CAMAREN) enfatiza que son los campesinos quienes realizan sus propios sistemas de riego y han creado sus propios sistemas de gestión comunitaria. El 43% del área cultivada de riego pertenece a las comunidades, el 18% al Estado y el 40 % al sector empresarial. Los campesinos sostienen la soberanía alimentaria son los pequeños y medianos agricultores, pero curiosamente son ellos los que menos acceso al agua de riego tienen. la Secretaría Nacional del Agua (SENAGUA). Indica que mayor número de concesiones de agua

autorizadas (36.918) corresponde a riego. Le siguen las concesiones para uso doméstico (27.130) y los abrevaderos (13.501).

En la provincia del Guayas los agricultores del sector rural de Balzar establecen su desarrollo productivo y económico desde la siembra y para este cumplimiento, el riego para sus cultivos es fundamental, pero en dichos sectores de Balzar necesitan de redes y tendido eléctrico.

A través del dimensionamiento de los equipos de un sistema de bombeo, y uso de paneles solares fotovoltaicos se puede mejorar el proceso de riego.

1.2 Planteamiento del Problema

La ausencia de tendido eléctrico dificulta alimentar bombas para riego a cultivos de agricultores en Cantón Balzar, provincia del Guayas; en la instalación de un sistema de riego, por lo común su alimentación eléctrica se realiza con plantas de generación portátiles, las mismas que utilizan combustibles de origen fósil, como la gasolina.

1.3 Justificación

La propuesta de riego utilizando paneles fotovoltaicos para la alimentación eléctrica de una bomba sumergible en lugares muy apartados, donde la red de servicio eléctrico público no existe, es justificable para llevar a cabo dicha propuesta. Pues, las personas dedicadas a la actividad agrícola tienen una gran necesidad de alcanzar mejores resultados con sus cultivos y de esta manera, puedan obtener mayores ganancias económicas que aporten al desarrollo de sus familias. Además, el sistema de alimentación eléctrica de la bomba es ‘amigable’ con el medio ambiente.

1.4 Objetivo General

Determinar el dimensionamiento de una bomba alimentado con paneles fotovoltaicos, propuesta de riego optimizado.

1.5 Objetivos Específicos

- 1 Estudiar los conceptos teóricos del efecto fotovoltaico
- 2 Determinar desempeño de energía solar fotovoltaica para conexión de una bomba de riego.
- 3 Dimensionar un sistema de riego con bomba superficial alimentado con paneles fotovoltaicos.

1.6 Hipótesis

La alimentación eléctrica a través de paneles solares para una bomba de riego resulta factible o adecuada para riego por aspersión en cultivo de hasta 1 hectárea.

1.7 Metodología

La metodología a aplicarse en el desarrollo de este trabajo es del tipo descriptiva, por cuanto se hacen determinaciones de conceptos teóricos de la operación del efecto fotovoltaico, sus características y rendimiento por conexiones de los mismos paneles fotovoltaicos.

Se levantará datos de radiación solar para determinar el tipo de panel fotovoltaico y se realizará el dimensionamiento eléctrico para una bomba centrífuga de 1 hp.

CAPÍTULO II: EFECTO FOTOVOLTAICO Y SU APROVECHAMIENTO

2.1. Aprovechamiento de energía fotovoltaica en Balzar

Balzar es una tierra considerada como una zona predominantemente agrícola, ya que sus tierras son muy fértiles. El principal producto agrícola del cantón Balzar es el maíz. Además, se cultiva arroz, hortalizas y frutas dependiendo de la estación. La producción de maíz en el cantón es la principal fuente de ingresos económicos de los Balzareños, a lo largo de todo el territorio de este cantón se pueden admirar grandes plantaciones de esta gramínea, la misma que tiene un período de cosecha de tres meses.

En la figura 2.1 se puede ver la división territorial de Balzar.

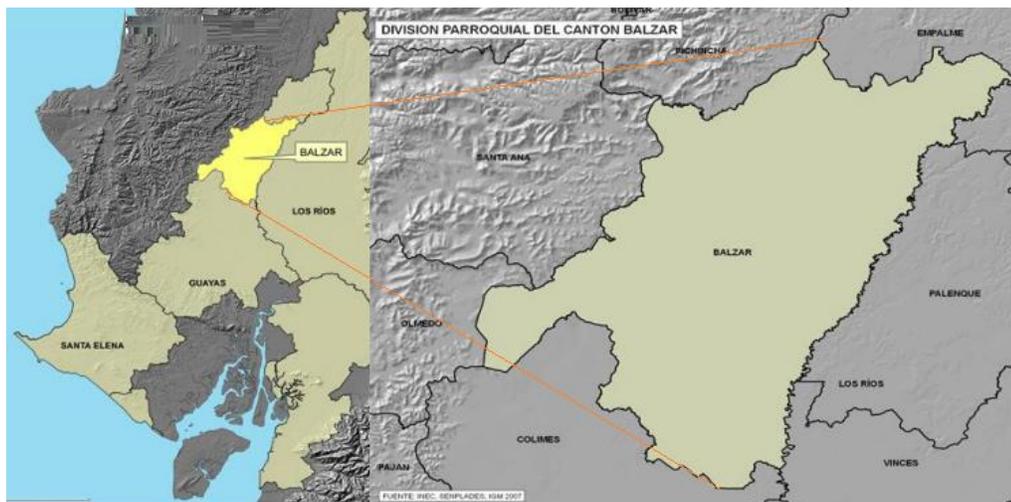


Figura 2. 1 División territorial de Balzar

Fuente: (Sistema Nacional de Información (SNI), 2014)

A continuación, se presentan los principales conceptos a considerar en los estudios sobre la radiación solar.

2.1 Radiación solar en Ecuador

Según el Consejo Nacional de Electricidad (2008), la topografía Ecuatoriana y su variedad climática hacen del Ecuador un país con condiciones únicas de gran potencial para la utilización de energías limpias, mediante la energía calorífica proveniente del sol. El recurso energético que produce electricidad, debido a que las condiciones de satisfacción y cobertura de la demanda presentan un estrecho lazo específicamente con la energización rural y con la electrificación (CONELEC, 2008).

2.1.1 Atlas solar Ecuatoriano

En los datos estadísticos de la energía solar se pueden ver el Atlas Solar del Ecuador, proporcionado por el CONELEC en su portal web; éste es de gran utilidad y una herramienta básica para realizar los proyectos energéticos. A continuación, se detalla una breve conceptualización de términos relacionados.

2.1.1.1 Insolación

Cantidad de energía solar que llega a una superficie, medida en Vatio/hora/metro cuadrado. La insolación que llega a la superficie terrestre puede ser 'directa o difusa'. A continuación, se describe con más detalles al respecto.

- ✚ **La insolación directa:** Proviene directamente del sol. Es la que se recibe cuando los rayos solares no se difuminan o se desvían a su paso por la atmósfera terrestre. La insolación directa incide sobre cualquier superficie con un único y preciso ángulo de incidencia; pues, la difusa cae en esa superficie con varios ángulos. Asimismo, cuando la insolación directa no llega a una superficie a

causa de la presencia de un obstáculo, el área en sombra no se encuentra completamente a oscuras gracias a la insolación difusa. Por ello, los dispositivos fotovoltaicos pueden funcionar incluso solamente con insolación difusa.

✚ **La insolación difusa:** Proviene de la radiación del cielo, como resultado de la dispersión de la radiación solar por la atmósfera. Igualmente, es la radiación solar difundida por la atmósfera (por lo que no llega directamente del sol). Por tanto, se puede decir que la insolación difusa es aquella recibida de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación del sol en la misma. Esta energía podría suponer aproximadamente un 15% de la insolación en los días soleados, pero en los días nublados la insolación directa es muy baja. Sin embargo, la insolación difusa supone un porcentaje mucho mayor.

✚ **La Insolación Global:** Es la suma de las insolaciones directa y difusa.

En la figura 2.2 se muestran tonalidades/coloraciones de la insolación; la coloración más dorada, se encuentra ubicada en las provincias de Pichincha, Imbabura y parte de Tulcán. Según el mapa de la figura 2.2, se comprueba que una mejor exposición a la radiación solar desde el norte del país hasta Loja (callejón interandino). El resto del país muestra otro tipo de color, pero está dentro de los parámetros de exposición a la radiación solar directa y difusa dadas en la superficie Ecuatoriana.

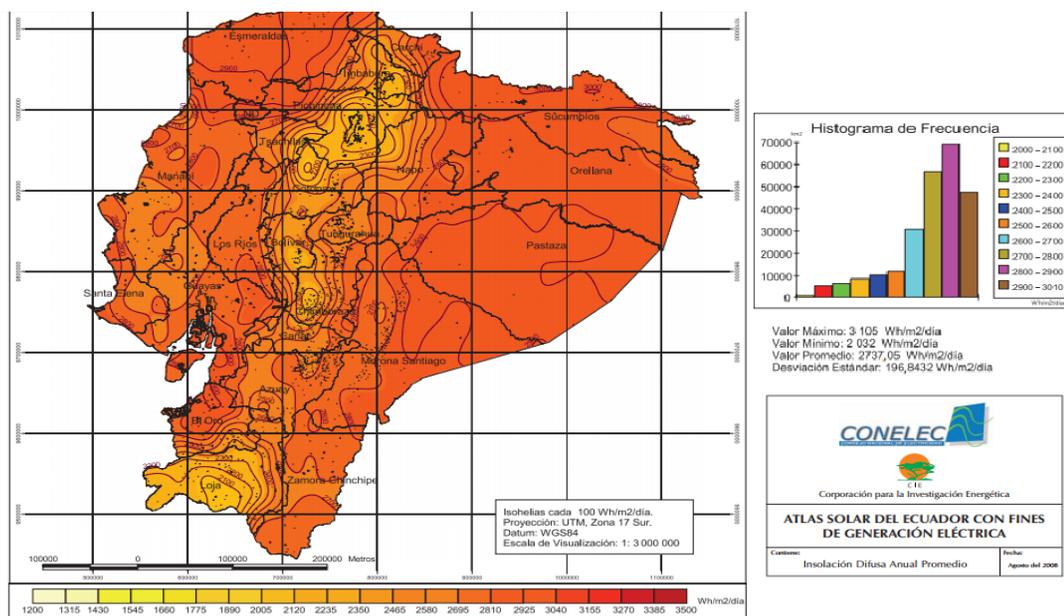


Figura 2. 2 Insolación Difusa Anual en Ecuador

Fuente: (CONELEC, 2008)

La figura 2.2, muestra la radiación promedio de energía solar en nuestro país, de esto se puede decir que nuestro país está en una zona favorecida con más ventajas las provincias que se encuentran a mayor nivel sobre el mar, en este caso la sierra de nuestro país mantiene altos índices de radiación solar. Por lo tanto, estos valores pueden ayudar a desarrollar proyecto energético utilizando paneles fotovoltaicos.

Un ejemplo, es la empresa de generación eléctrica con uso de paneles fotovoltaicos a gran escala Valsolar, ubicada en la provincia de Imbabura, cantón Pimampiro. Su potencia instalada es de; 998 kilovatios y su producción de generación eléctrica anual podría alcanzar 1,4 millones de kilovatios hora. Se utilizan 4.160 paneles fotovoltaicos ubicados sobre estructuras de metal en una loma de 3 hectáreas en la comunidad de San Francisco de Paragachi.

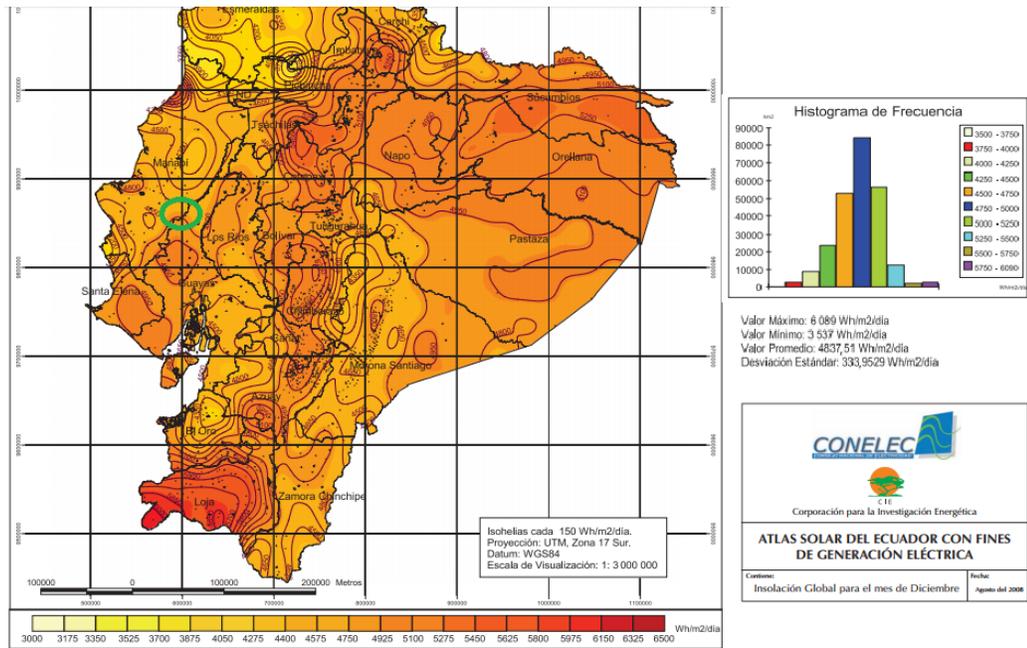


Figura 2. 3: Insolación Global Promedio

Fuente (CONELEC, 2008)

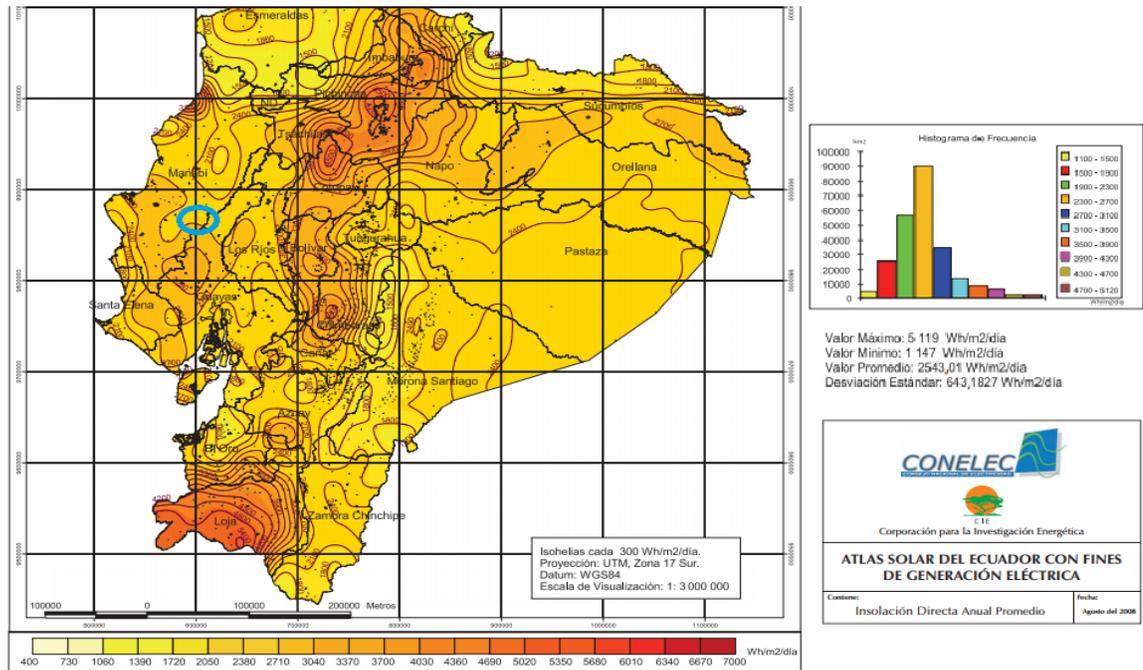


Figura 2. 4 Insolación Directa Anual Promedio

Fuente: (CONELEC, 2008)

2.2. La trayectoria solar

La trayectoria solar es otro parámetro que afecta la incidencia del sol en un captador solar, esto es gracias al movimiento del sol a lo largo del día y el año. En la figura 2.5 se observa los movimientos que tiene el sol en la tierra.

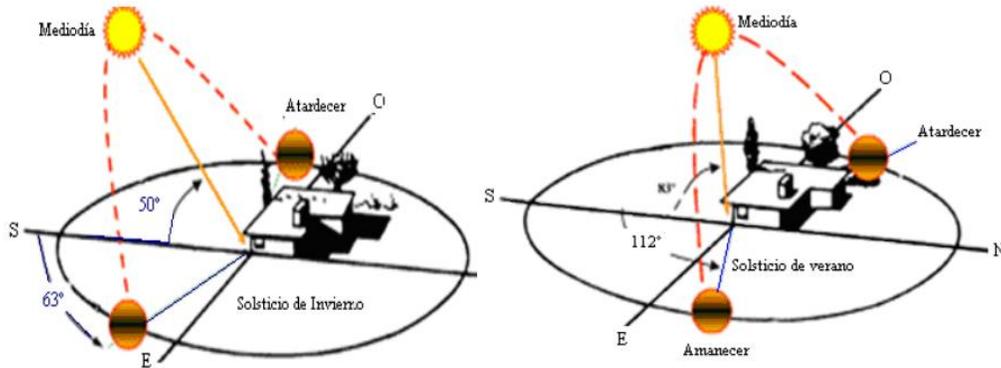


Figura 2. 5 Movimiento de la tierra alrededor del sol en función del día del año.

Fuente: (Tello, 2010)

En efecto, se sabe que la tierra tiene dos movimientos, cuales son:

1. En su propio eje;
2. Alrededor del sol

En nuestro país, el movimiento solar se manifiesta en otra forma, el cual se detalla en la figura 2.6 donde se hace un enfoque al movimiento en Guayaquil.



Figura 2. 6 Incidencia de los rayos solares en la zona de Guayaquil.

Fuente: (SunEarthTools.com, 2017)

Mientras que en el país el sol llega de la siguiente forma, descrita visualmente en la figura 2. 7



Figura 2. 7 Movimiento del sol en el País

Fuente (SunEarthTools.com, 2017; Tello, 2010)

Irradiancia

La irradiancia es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética, por lo que su unidad es el kW/m^2 .

2.3. Energía fotovoltaica

Un dispositivo fotovoltaico genera electricidad directamente de la luz del sol o energía solar, en esta viajan los fotones, al ser captados por el panel; el cual está compuesto por materiales semiconductores. Pues, una vez los fotones en los semiconductores liberan energía por medio de los electrones, estos son inducidos a viajar a través del circuito eléctrico, los cuales después se darán diversas aplicaciones para dar soluciones a los problemas energéticos. De esto se genera dos efectos que son:

- ✓ El Fotoeléctrico externo
- ✓ El Fotovoltaico

2.3.1 Efecto fotovoltaico

La palabra fotovoltaica se compone de dos términos: “Foto = Luz, Voltaica = Electricidad. Este efecto consiste en el aprovechamiento y transformación de las emanaciones electromagnéticas de energía luminosa que se recibe del sol, en Energía Eléctrica” (Agencia Insular de la Energía-Tenerife, 2017).

2.3.2. Celdas solares.

Las celdas fotovoltaicas están hechas de materiales especiales llamados **semiconductores**, como el silicio, que es el material más usado. Cuando la luz solar choca en la celda una cierta porción de ella es absorbida dentro del material semiconductor. Esto significa que la energía de la luz absorbida es transferida al semiconductor. La energía golpea los electrones libres permitiéndoles fluir libremente.

Todas celdas fotovoltaicas (fv) tienen uno o más campos eléctricos que actúan para forzar a los electrones liberados por la acción de la luz para fluir en una cierta dirección. Este flujo de electrones es una corriente y poniendo los contactos de metal en la parte superior e inferior de la celda fv se puede dibujar la corriente para usarla externamente. Esta corriente junto con el voltaje de celda, define la potencia que puede entregar la celda solar.

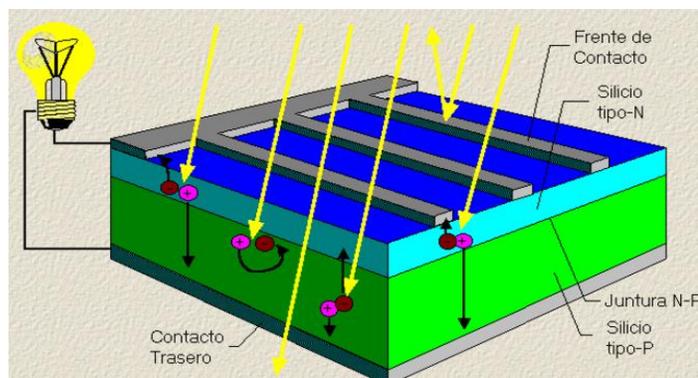


Figura 2. 8 Incidencia de rayos solares en panel fotovoltaico

Fuente. (Tello, 2010)

El silicio tiene algunas propiedades químicas especiales, sobre todo en su forma cristalina. Pues, un átomo de silicio tiene 14 electrones dispuestos en tres capas diferentes; las primeras dos capas, las más cercanas al centro están completamente llenas y la capa exterior sólo está semi llena, por cuanto tiene sólo cuatro electrones.

Un átomo de silicio siempre buscará llenar su última capa con 8 electrones.

Para hacer esto compartirá cuatro electrones de su átomo vecino; este proceso forma la estructura cristalina y esta estructura resulta ser importante para este tipo de celdas fv.

El silicio puro no sirve como conductor, por eso se utiliza silicio con impurezas.

Normalmente se utilizan estructuras de silicio con fósforo ya que este al tener 5

electrones, deja uno libre no atado a la estructura. Al aplicar energía, por ejemplo, en forma de calor, este electrón es liberado de su posición más fácilmente que en una estructura de silicio puro.

Este proceso de agregar impurezas al silicio, se denomina *Dopping*. Cuando al silicio se le hace doping con fósforo resulta un silicio llamado tipo-N, porque prevalecen los electrones libres. El silicio tipo-N es mucho mejor conductor que el silicio puro.

Cuando al silicio se le hace doping con boro, el cual tiene 3 electrones en la última capa, se denomina silicio tipo-P. El silicio tipo-P, en lugar de tener electrones libres tiene huecos libres. Los huecos son ausencia de electrones, llevando así carga opuesta a la del electrón, es decir carga positiva. Estos se mueven igual como lo hacen los electrones.

Las celdas fv sin un campo eléctrico no funcionarían. Este campo eléctrico se forma al poner en contacto un silicio tipo-N y un silicio tipo-P. En la juntura se produce una barrera que hace difícil que los electrones del lado N crucen hacia el lado P, se tiene un campo eléctrico que separa los 2 lados. Este campo actúa como un diodo permitiendo con ayuda de la aplicación de energía externa los electrones fluyan desde el lado P al N.

Cuando la luz en forma de fotón choca con nuestra celda, libera pares de electrón-hueco. Cada fotón liberará exactamente un electrón dejando un agujero libre. Si esto sucede lo bastante cerca del campo eléctrico, este hará que se envíe un electrón al lado N y un hueco al lado P. Esto provoca la ruptura de la neutralidad eléctrica. Si además

se le proporciona un camino externo, los electrones fluirán hacia su lado original (Lado tipo-P) para unirse con los agujeros.

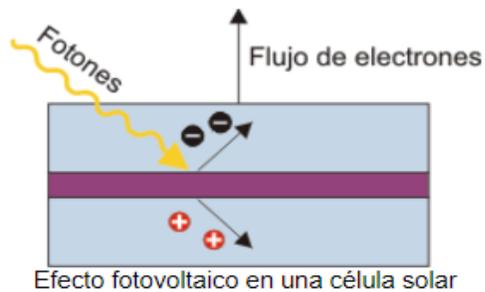


Figura 2. 9 Representación del efecto fotovoltaico

Fuente: (Caiza, 2017)

Los electrones que fluyen constituyen la corriente y el campo eléctrico de la celda constituye el voltaje. Con la corriente y voltaje se obtiene la potencia de la celda.

La mayoría de las celdas pueden absorber alrededor del 25% y con mayor probabilidad 15% o menos. Esto es porque la luz visible es sólo una parte del espectro electromagnético. Y la radiación electromagnética no es monocromática.

La luz puede ser separada en diferentes longitudes de onda. La luz que golpea tiene fotones con una gran variedad de energía, resulta que algunos no tienen la energía suficiente para formar el par electrón hueco. Mientras que otros fotones tienen mucha más energía esto se justifica por el tipo de onda electromagnética.

En la figura 2,10 se muestra el espectro electromagnético con sus diferentes niveles de energía según longitud de onda.

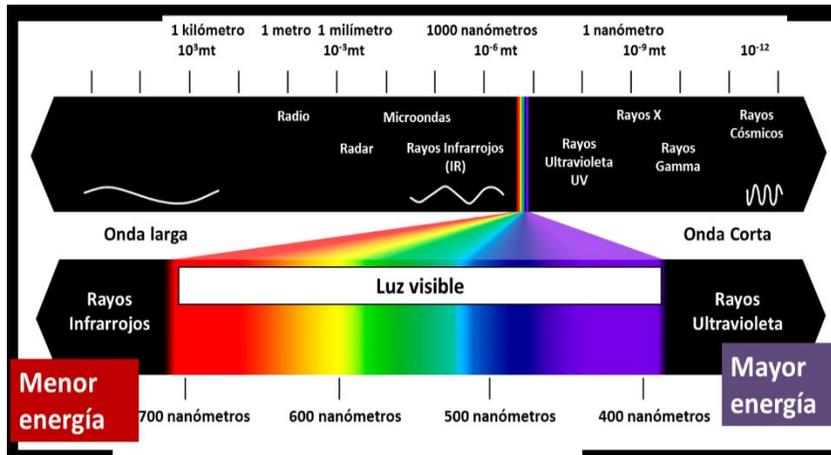


Figura 2. 10 El espectro electromagnético

Fuente: (Tello, 2010)

Sólo se requiere una cierta cantidad de energía medida en electrón-volt para golpear un electrón libre (para el caso del silicio cristalino se requiere 1.1 eV). A esto se le llama banda de intervalo de energía de un material. (*band gap energy*)

La banda óptima de intervalo de energía es 1.4 eV para una celda hecha de un material simple. Existen otras pérdidas, como lo es la resistencia interna de la celda llamada resistencia serie. Para minimizar estas pérdidas la celda es cubierta por un a grilla metálica, sobre la grilla se coloca una cubierta anti reflectiva y sobre esta una cubierta de vidrio como protección. Esto reduce las pérdidas en un 5%.

2.3.3 Tipos de celdas fotovoltaicas

La literatura científica indica que existen 3 tipos de células o celdas fotovoltaicas:

1. La célula de silicio monocristalino; Las células solares de silicio monocristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido.

2. La célula de silicio policristalino; Las células solares de silicio multicristalino se fabrican a partir de silicio solar fundido en bloques.
3. La célula de silicio amorfo; Las células solares de silicio amorfo se llaman también células solares de capa delgada.

2.3.3.1 Célula fotovoltaica Orgánica

La célula fotovoltaica orgánica apareció en 1990 con la intención de reducir el coste de la electricidad fotovoltaica. El bajo coste de los semiconductores orgánicos entre los que destacan los polímeros, pequeñas moléculas de materiales que se depositan por evaporación térmica, los convierten en una alternativa mucho más accesible. Hay cuatro tipos de células fotovoltaicas orgánicas:

Dye Sensitized Solar Cells (DSC) o células de Grätzel: Son células que manejan productos aditivos o pigmentos (dyes) que absorben mucha luz y transfieren velozmente el electrón a un óxido nano estructurado como puede ser TiO_2 . Para hacer este proceso reversible y seguir absorbiendo luz, debe ser extraído el hueco que permanece en el pigmento. Esta tarea es realizada por un agente redox ó electrolito líquido.

Células multicapa. Sucesivas capas de diferentes materiales semiconductores son secuencialmente depositadas con el propósito de maximizar la intensidad del campo óptico en las franjas donde se foto generan las cargas; optimizando así tanto la absorción, como la disociación de los excitones. A la vez se intenta minimizar los posibles daños que la evaporación de metales podría causar en el film activo, disminuyendo la longitud de difusión de los excitones.

Células con múltiples hetero-uniones orgánicas internas: Dos materiales poliméricos inmiscibles entre sí, con diferentes afinidades electrónicas y potenciales de ionización, se mezclan en la misma disolución y a partir de ella, por evaporación del disolvente, se forma una fina película con dominios de ambos materiales a escala nanométrica para así optimizar tanto el proceso de disociación de excitones, como el transporte de carga hasta los electrodos.

Células híbridas órgano-inorgánicas: Estas células funcionan de una forma muy similar a las descritas en el apartado anterior. El papel de aceptar los electrones y transportarlos hasta su respectivo electrodo le corresponde, en este caso, a materiales inorgánicos con un gran band gap como TiO_2 ó ZnO . Nano estructurar estos materiales en forma de nano poros o nano cables (de dimensiones similares a la longitud de difusión de los excitones, 10 nm) sobre el sustrato es crucial para garantizar un transporte efectivo de carga. Posteriormente el polímero se deposita desde la disolución sobre esta nano estructura.

Las células fotovoltaicas orgánicas tienen las mismas propiedades de conducción que el silicio pero pueden ser impresas o adheridas sobre casi cualquier tipo de material.

La principal diferencia entre los semiconductores convencionales y los polímeros conjugados es que en los primeros el electrón excitado y el hueco resultante migran libremente hacia electrodos opuestos mientras que en los segundos el electrón y el hueco que se generan tras incidir un fotón se encuentran ligados en forma de excitación.

Mediante la creación de interfases entre polímeros conductores con diferente afinidad electrónica se hace posible la transferencia de electrones entre polímeros. Este proceso,

conocido como transferencia de electrones foto inducida, consigue separar las cargas, y la unión creada en la interfase dador-aceptor es análoga a las hetero-uniones de semiconductores convencionales.

2.3.4 Eficiencia y vida útil

La eficiencia es el cociente entre la potencia eléctrica producida por el módulo y la irradiación incidente sobre el mismo. Es decir, es el cociente entre la potencia máxima (PM) de la celda con la potencia luminosa (PL) recibida por la célula, tal y como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{V_M \times I_M}{P_L} \quad \text{Ec. 2.1}$$

En la tabla 2.1 se muestran los valores de eficiencia en relación con el material con el que se ha fabricado el módulo fotovoltaico:

Tabla 2. 1 Valores de eficiencia Vs material fotovoltaico

Tecnología	Eficiencia (%)
Silicio mono cristalino	14-16
Silicio policristalino	10-12
Silicio amorfo	6-8
Polímero	4-5

Fuente: (Caiza, 2017)

Como se observa en la tabla 2.1, los paneles solares compuestos por células orgánicas presentan el inconveniente de tener aún una baja eficiencia.

La vida útil se mide en ciclos, que se definen como el número de veces que se produce la carga y la descarga. Con cada ciclo, la batería va perdiendo propiedades, y envejece

disminuyendo la capacidad máxima que puede alcanzar. Cuanto mayor sea la descarga (disminución de la capacidad) menor será el número de ciclos y, en consecuencia, menor será la vida útil.

La vida útil de los paneles, así como su eficiencia, depende principalmente del proceso y de la calidad y la interacción en el dispositivo multicapa de los componentes del sistema. Aun así, existe cierto optimismo en cuanto a solucionar estos problemas de las células orgánicas. El mayor desafío en el desarrollo de tan alto rendimiento es optimizar la absorción de los materiales eléctricamente conductores.

2.4 Métodos y características de los sistemas de riego utilizados en el Ecuador

Según el (Plan Nacional de Riego y Drenaje, 2012-2027), no se puede precisar de la información exacta en cuanto a los métodos y técnicas de riego utilizados por los agricultores ecuatorianos. A continuación, se puede ver en la figura 2.11 los métodos más comunes utilizados.

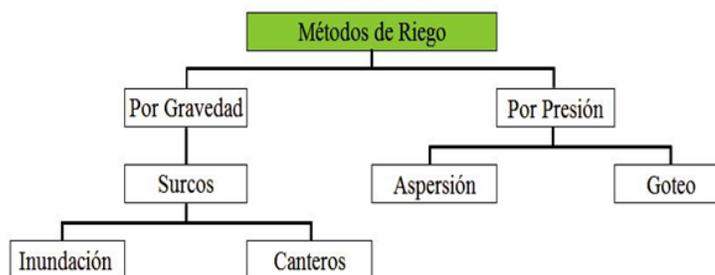


Figura 2. 11 Métodos de riego utilizados en el Ecuador

Fuente: (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2012)

2.4.1 Riego superficial o por gravedad

Riego por canteros

En este método de riego, la gravedad hace correr el agua por surcos en forma de serpentina, el caudal que se hace correr por los canteros varía según la pendiente, esta puede ser entre 1 y 4 litros por segundo. Se usa para papas, fréjol, maíz y hortalizas (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2012)

Riego por inundación

Este método de riego consiste en distribuir el agua por medio de la gravedad, construyendo canales sobre el terreno que se asemejan a cajones con la única condición que el terreno sea plano o nivelado. Se usa principalmente para el cultivo de arroz (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2012)

En la Sierra, los sistemas comunitarios de riego superficial aprovechan las fuentes de agua se encuentran en los páramos para llevar el recurso hacia las parcelas por medio de canales que aprovechan la gravedad para conducir el agua, sin embargo se requiere de una gran organización, pues la irregularidad topográfica que demanda fuerte control, la dependencia a la disponibilidad de mano de obra para el mantenimiento y la precaria infraestructura, han hecho que el 90% de casos de riego por este método presenten pérdidas de agua. (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2012).

Según datos del Censo Nacional, el riego superficial cubriría el 77,8% de las superficies regadas en el país. Como ejemplo en la Sierra se utiliza el riego por surcos, melgas (franja de terreno delimitada por dos bordos paralelos a través de los cuales circula el agua de riego) e inundación para regar pastos, mientras que la inundación en el cultivo de arroz y por surcos en el cultivo de caña de azúcar y oleaginosas de ciclo corto, son muy utilizados en la Costa.

2.4.2 Riego a presión o presurizado

Los dos métodos que se presentan a continuación tienen que ver con el riego por presión, en donde el agua va por tuberías con cierta fuerza, la misma que puede ser producida por un equipo de bombeo o por la misma toma, si es que esta se encuentra a alturas mayores a los 10 metros sobre el terreno a regar. Esta altura es conocida como metros de columna de agua (mca).

2.4.3 Riego por aspersión

Este método consiste en llevar agua hacia el terreno por medio de tuberías: principal, secundarias y laterales. Estas últimas poseen aspersores que hacen que el agua salga en forma de lluvia. Este método de riego alcanza una eficiencia del 85% gracias a que el agua casi no se desperdicia, lo que disminuye su eficiencia es el calor o el viento demasiado fuerte (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2012)

Debido a que el riego a presión requiere mayor inversión, el riego por aspersión ha sido utilizado en cultivos de alta rentabilidad, en la Costa especialmente en cultivos de exportación como banano, flores y frutales, mientras que en la Sierra en cultivos como flores, frutales y espárragos.

2.4.4 Riego por goteo

Este método es similar al anterior, es decir el agua llega al terreno por medio de tuberías, pero la diferencia es que son tuberías delgadas, las mismas que poseen goteros que humedecen la tierra alrededor de las raíces. La ventaja de este método es que se proporciona el agua necesaria al suelo cercano a la planta, optimizando la humedad y

dejando muy poco a la evaporación. Debido a que los orificios de los goteros son pequeños, el agua debe estar sin impurezas para que no se tapen. El caudal de agua que dosifican los goteros fluctúa entre 1 y 8 litros por hora (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuicultura y Pesca, 2012)

En la tabla 2.2 se presenta la cobertura de algunos de los métodos de riego utilizados por los agricultores en el Ecuador, según número de Unidad de Producción Agropecuaria UPA y sus hectáreas.

Tabla 2. 2. Número de UPA y área regada, según el método de riego en el Ecuador

Método	Ha	UPA
Goteo	19.401	3.158
Aspersión	170.058	11.912
Bombeo	220.842	31.807
Gravedad	432.147	185.915
Otros	10.885	6.511
Total Nacional	853.333	239.303

Fuente: (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuicultura y Pesca, 2012)

En la tabla 2.3 se muestra un resumen de los métodos de riego por región; en la misma no se incluye la región amazónica, pues como se indicó se han otorgado concesiones para riego por un 2% del total de concesiones para riego a nivel nacional, por lo que no se tiene datos exactos sobre el riego en esa región.

Tabla 2. 3 Métodos de riego por región

Zona	Superficie bajo riego (ha)	Riego por gravedad %	Riego presurizado %
Sierra	362.254	84,23	12,56
Litoral	486.707	28,1	21,4
Nacional	848.961	50,83	22,07

Fuente: (Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, 2012)

En resumen, se puede decir que las principales necesidades a nivel campesino, tanto en la Costa como en la Sierra, son económicas y de energía eléctrica; las mismas que son factores determinantes para el desarrollo de sus UPA. Además, en la Costa el apoderamiento de los sistemas públicos de riego por parte de grandes empresarios y en la Sierra, la irregularidad de los terrenos y las precarias infraestructuras de riegos por gravedad, hacen que la implementación de un sistema de riego utilizando energía solar fotovoltaica, sea viable. (Caiza, 2017).

Si bien es cierto que el costo inicial es elevado, también se debe mencionar que es un sistema confiable y con un mantenimiento adecuado puede durar hasta 25 años, de manera que su inversión se puede recuperar en un tiempo moderado (Feijoo, 2009).

2.5. Características de un sistema de bombeo solar fotovoltaico

Los sistemas de bombeo solar fotovoltaico están compuestos básicamente de un generador fotovoltaico, un sistema de acondicionamiento de potencia (opcional), un sistema de acumulación (baterías), un sistema motor-bomba, un sistema de tuberías y una fuente de agua (rio, pozo, reservorio).

Como la generación es en corriente continua (DC), el sistema motor-bomba puede ser acoplado directamente al generador si se utiliza un motor DC, caso contrario si se utiliza un motor de corriente alterna (AC), el sistema motor-bomba requerirá de un inversor monofásico o trifásico dependiendo del motor AC elegido, tal como se indica en la figura 2.12

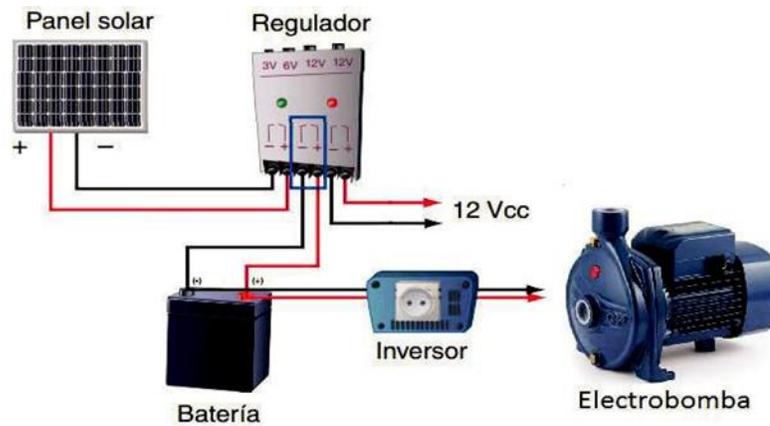


Figura 2. 12 Configuración básica de un sistema de bombeo utilizando un motor AC

Fuente: (Caiza, 2017)

2.5.1 Tipos de configuración de sistemas de bombeo solar fotovoltaico

Generalmente existen dos alternativas para el diseño de un sistema de bombeo solar fotovoltaico aislado que son:

- * Sistema de bombeo solar directo
- * Sistema de bombeo solar con baterías

Entre los factores que inciden para la configuración de cualquiera de las alternativas están la profundidad del nivel agua, la altura de elevación sobre el nivel de extracción, las pérdidas de carga, las características físico-químicas del agua y la cantidad de energía eléctrica que puede producir el generador fotovoltaico (Caiza, 2017)

2.5.1.1 Sistema de bombeo solar directo

En este tipo de sistema, el bombeo de agua se realiza únicamente cuando hay presencia de radiación solar, por lo que para un sistema (por goteo o aspersión) con este tipo de

configuración, el trabajo de riego queda condicionado a realizarse únicamente durante el día.

Para solucionar esto comúnmente se instala un tanque de almacenamiento abierto, para que además de llenarlo por medio del bombeo, este sirva para la recolección del agua de lluvia. En este sistema el tanque de almacenamiento deberá instalarse a alturas superiores a 10 metros sobre el terreno a regar, y poseerá un volumen adecuado para dar independencia al sistema en un número de días fijos.

Véase la figura 2.13 con el sistema de riego con energía fotovoltaica directa

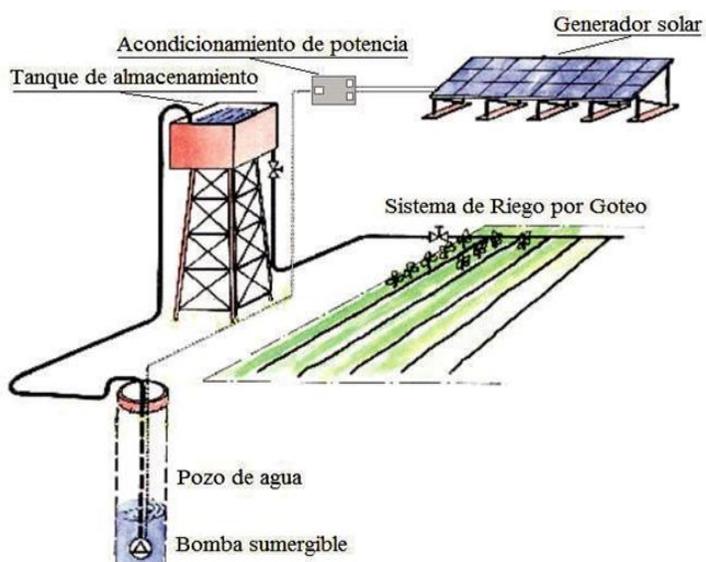


Figura 2. 13 Esquema de un sistema de bombeo solar directo, utilizado en riego por goteo

Fuente: (Caiza, 2017)

En un sistema de bombeo solar directo, se puede instalar bombas superficiales y bombas sumergibles, ya sean de corriente alterna o de corriente continua. Sin embargo, la configuración más habitual en un sistema de bombeo directo es mediante el uso de

una bomba sumergible en un pozo, junto con sondas de nivel para evitar que la bomba trabaje en vacío y así evitar daños irreversibles en su funcionamiento. (Arija, 2010).

La configuración de un sistema de bombeo solar directo, se determina en base al tipo de bomba y tipo de motor que se vaya a utilizar, ya que de esto depende el tipo de acondicionamiento de potencia. El acondicionamiento de potencia consiste en la utilización de un inversor, si se utiliza un motor de corriente alterna, o la utilización de controladores de motor (convertidor DC/DC) si se utiliza un motor de corriente continua. La utilización de cualquiera de estos motores depende de las características específicas de diseño y de los costos de cada una de las bombas, por lo que se aconseja utilizar un motor de corriente continua en bombas centrífugas o volumétricas para sistemas de pequeña potencia (hasta 400 vatios pico), mientras que para sistemas de mediana potencia (hasta 1500 vatios pico), se sugiere utilizar una bomba centrífuga sumergible, accionada por un motor de corriente alterna. (Caiza, 2017).

2.5.1.2 Sistema de bombeo solar con baterías

A contraste del caso anterior, este tipo de bombeo contiene un sistema de carga de baterías (almacenamiento), de esta forma se brinda la autonomía a la operación de riego durante un determinado número de días en ausencia de sol. Al igual que en bombeo solar directo, los sistemas de riego pueden contar con un tanque de almacenamiento abierto, esto es opcional, ya que, al contar con un almacenamiento de energía, se puede realizar el bombeo de agua controlado en el tiempo, y el trabajo de riego se lo puede hacer directamente, aprovechando la energía que le transfiere la electrobomba al agua,

esto se lo realiza mediante sistemas de riego por goteo o mediante el uso de aspersores (motivo de este trabajo).

La configuración de este tipo de sistema incluye un inversor en el caso que se utilice una bomba accionada por un motor de corriente alterna, mientras que si se utiliza una bomba accionada por un motor de corriente continua, la conexión se realiza directamente al regulador de carga tal como se muestra en la figura 2.14, donde se indica el esquema básico de este tipo de configuración, utilizado para un sistema de riego por aspersión.

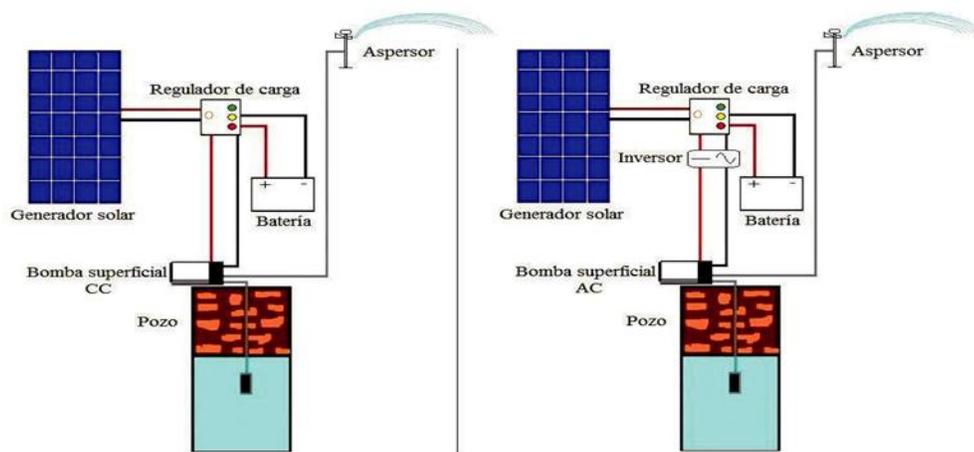


Figura 2. 14 Esquema básico de un sistema de bombeo solar con baterías, utilizado en un sistema de riego por aspersión

Fuente: (Caiza, 2017)

La utilización de cualquiera de estos motores para accionar la bomba, dependen de las características específicas de diseño, de los costos y de las ventajas y desventajas que ofrecen cada tipo de bomba ante una situación.

En el presente trabajo se utilizará un sistema de bombeo solar con baterías, y la elección del tipo de bomba, así como el tipo de motor, se realizará tomando en cuenta el estudio realizado más adelante.

2.6 Componente de un sistema de bombeo solar fotovoltaico

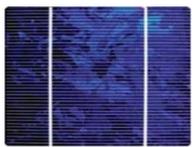
Panel solar

El panel solar es conocido también como módulo fotovoltaico y éste transforma la energía solar en energía eléctrica. El panel solar está formado por un conjunto de células solares conectadas eléctricamente, con la finalidad de proporcionar en su salida de conexión voltajes específicos (12, 24, 48V...), las mismas que definen la tensión de trabajo del sistema fotovoltaico.

Existe una variedad de tipos de paneles solares, tanto por su configuración eléctrica como por sus características constructivas, su forma y hasta por su aspecto estético. Por el tipo de configuración eléctrica los paneles de 36 células (de silicio monocristalino o policristalino) asociadas en serie, ofrecen potencias comprendidas entre los 50 y 100 vatios pico (Wp) con tensiones cercanas a los 15 voltios en funcionamiento, por lo que son adecuados para acoplarse a baterías de 12 voltios y son utilizados comúnmente en sistemas de electrificación rural. Con el gran surgimiento de los sistemas de conexión a red, se han desarrollado módulos con potencias superiores a los 200 vatios pico y tensiones comprendidas entre 30 y 50 voltios. (Perpiñan, 2013)

En la tabla 2.4 se puede apreciar los tipos de paneles solares según su configuración eléctrica, el rendimiento y las características de cada uno.

Tabla 2. 4 Componentes eléctricos de un panel solar y sus características

Células	Silicio	Rendimiento en laboratorio	Rendimiento directo	Características
	Monocristalino	24%	15-18%	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí.
	Policristalino	19-20%	12-14%	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.
	Amorfo	16%	<10%	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.

Fuente: (Jardín Solar, 2013) & (Caiza, 2017)

Por sus características constructivas, se puede decir que las células solares de la mayoría de los paneles son encapsuladas entre dos capas de Etileno-Vinilo-Acetato, cubiertas con una lámina frontal de vidrio templado con algún tipo de tratamiento anti reflexivo y una capa posterior de un polímero termoplástico (ver figura 2.15). Es muy común que todo este conjunto se encuentre enmarcado en una estructura de aluminio, esto último se realiza con el propósito de facilitar el anclaje de los módulos a los soportes, mientras que el encapsulamiento de las células solares, brinda protección a la intemperie, protegiéndolas de la abrasión, la humedad, resistencia a posibles impactos y fenómenos atmosféricos. (Perpiñan, 2013).

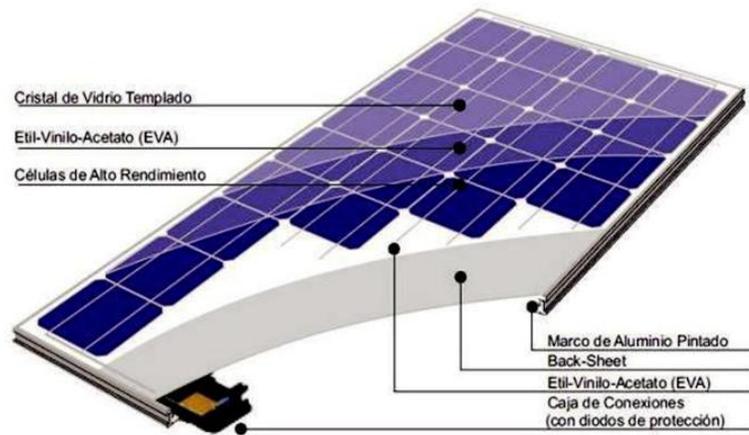


Figura 2. 15 Partes de un panel solar

Fuente: (Sebastián, 2016)

Por su forma se tienen paneles de formato ‘teja o baldosa’, planos con sistema de concentración y paneles bifaciales.

Curva característica de un panel solar

Independientemente de la tecnología de fabricación, los paneles solares vienen caracterizados por la curva V-I (voltaje versus corriente) como la de la figura 2.16, la misma que indica datos de valores como la corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto, potencia pico máxima y el voltaje y corriente máximos de generación.

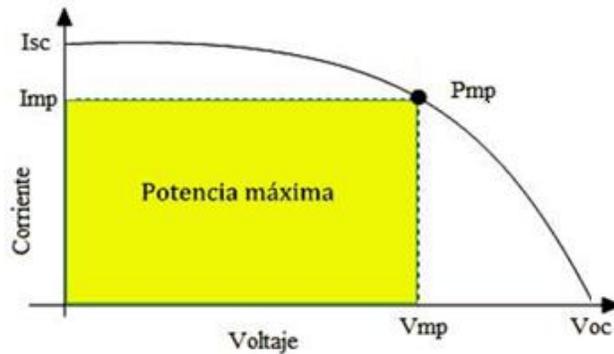


Figura 2. 16 Curva característica de un panel solar

Fuente: (Caiza, 2017)

Donde:

Voc: Voltaje de circuito abierto, es decir el voltaje generado por el panel cuando no tiene conectada ninguna carga.

Pmp: Potencia máxima que puede entregar el panel solar.

Imp & Vmp: Valores de corriente y voltaje donde la potencia entregada es máxima.

Isc: Corriente de cortocircuito, es decir el valor de corriente cuando sus terminales se encuentran en contacto.

Formas de conexión de los paneles solares

Dependiendo de la necesidad de la instalación, los paneles solares pueden conectarse en serie o en paralelo. Si existe la necesidad de un voltaje elevado a los terminales, se puede considerar la conexión de dos o más módulos en serie como se indica en la figura 2.17, obteniendo las siguientes relaciones.

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad [1]$$

Donde:

V_T : es el voltaje total [V]

V_1, V_2, V_3, V_n : son los voltajes nominales de cada panel solar [V]

Entonces se tiene que:

$$I_T = I_1 = I_2 = I_3 = \dots I_n \quad [2]$$

Dónde:

I_T : es la corriente total [A]

I_1, I_2, I_3, I_n : son las corrientes nominales de cada panel solar [A]

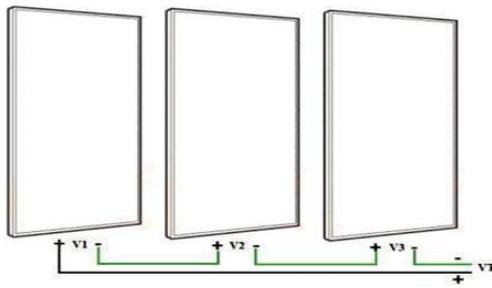


Figura 2. 17 Conexión de paneles solares en serie

Fuente: (Alonso, 2007)

Si el sistema requiere de una corriente elevada se puede optar por la conexión de varios módulos en paralelo como se indica en la figura 2.18, obteniendo las siguientes relaciones.

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots I_n \quad [3]$$

Entonces se tiene que:

$$V_T = V_1 = V_2 = V_3 = \dots V_n \quad [4]$$

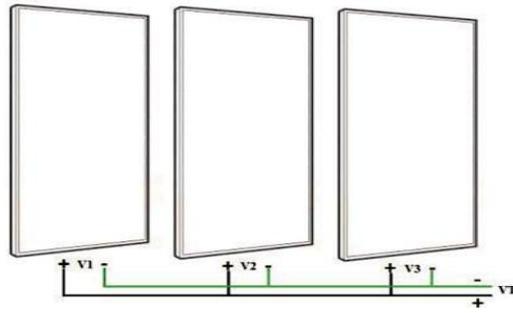


Figura 2. 18 Conexión de paneles solares en paralelo.

Fuente: (Alonso, 2007)

Ángulo de inclinación

Otro factor muy importante que tiene que ver con los paneles solares, es su orientación. Por tanto, lo ideal es que la radiación llegue de manera perpendicular a la superficie del panel, porque la generación de energía eléctrica es proporcional a la cantidad de radiación incidente sobre la superficie del panel solar. Pero dado que la tierra tiene un movimiento constante de rotación, nunca se tendría un ángulo que permita recibir permanentemente la radiación de forma perpendicular. Una buena opción sería modificar el ángulo de los módulos cada cierto tiempo dependiendo de la posición del sol.

Si bien es cierto que existen métodos estadísticos para calcular el ángulo óptimo de inclinación, también estudios demuestran que la máxima radiación que se puede captar durante el mayor número de días del año, es cuando el ángulo de inclinación es igual a la latitud del lugar donde están situados los módulos más 10 o 15 grados, que además

ayudan a que no se acumule polvo o restos de vegetación, los mismos que obstruirían el paso de la radiación y por ende se vería afectada la generación de energía eléctrica.

La orientación en cambio se indica que debe ser hacia el norte si el lugar se encuentra en el hemisferio sur y orientados al sur si por el contrario los módulos se encuentran en un lugar del hemisferio norte. Como ejemplo se puede mencionar a una zona rural de la provincia de Esmeraldas, cuya latitud es $1,3^\circ$, si se instalara un sistema fotovoltaico en esa zona el ángulo de inclinación de los paneles solares sería de $11,3^\circ \approx 12^\circ$ o $16,3^\circ \approx 17^\circ$, con una orientación hacia el sur geográfico porque la zona se encuentra en el hemisferio norte.

2.6.1 Sistema de acumulación (baterías)

El sistema de acumulación está compuesto por un banco de baterías, las mismas que serán las encargadas de proporcionar energía eléctrica cuando los paneles solares no generan electricidad suficiente para abastecer el consumo de las cargas, esto es por las noches o en días nublados. Además, en sistemas de bombeo de agua o en cualquier aplicación en que se utilice un motor eléctrico, las baterías sirven para suministrar los picos de corriente que demanda el arranque del motor.

El cálculo para la capacidad del banco de baterías, se lo hace en base al consumo de la carga, al número de días de autonomía del sistema y a la máxima profundidad de descarga DOD (*Depth Of Discharge*).

La profundidad de descarga (DOD), se define como el porcentaje de la capacidad nominal de la batería que ha sido extraída, la capacidad de soportar descargas poco

profundas o muy profundas depende de los elementos con que hayan sido construidas las baterías. La profundidad de descarga indica la cantidad de energía que puede ser usada de la capacidad total de una batería sin que ésta haya sido recargada y sin que le cause daños, por lo que una forma de alargar su vida útil es extrayendo la menor cantidad de energía posible durante un ciclo (carga-descarga). Se debe indicar entonces que una batería con poca DOD disponible, limitará la capacidad de un mayor número de días de autonomía del sistema fotovoltaico.

❖ Baterías de ciclo ligero o de ciclo poco profundo

Son baterías que no pueden ser utilizadas hasta que se descarguen completamente, por lo que durante su uso se están cargando y descargando de manera alternativa. También son conocidas como baterías de arranque y están diseñadas para profundidades de descarga no mayores del 20%. Este tipo de baterías son más livianas y menos costosas que las baterías de ciclo profundo, pero son más susceptibles de daños permanentes si se exceden regularmente los niveles de descarga, son diseñadas para altas descargas iniciales solamente, por lo que son usadas comúnmente para el arranque de vehículos con motores de combustión. (Cavasassi, 2014).

❖ Baterías de ciclo profundo

Estas baterías son diseñadas para ser utilizadas durante largos periodos de tiempo, sin la necesidad de ser recargadas y sin que sufran daños permanentes debido a descargas regulares. Este tipo de baterías, poseen una profundidad de descarga que puede alcanzar hasta el 80%, son más robustas y más costosas que las baterías de ciclo ligero o de ciclo

poco profundo, pero gracias a sus características de funcionamiento, son las baterías idóneas para sistemas fotovoltaicos aislados. (Caiza, 2017).

De manera general las baterías recargables más utilizadas son las baterías de plomo-ácido, gracias a las prestaciones que ofrecen, pero actualmente las baterías de Litio superan las prestaciones que ofrecen las baterías de plomo-ácido, pero el principal problema para su uso en sistemas fotovoltaicos es su elevado costo, aunque esto podría cambiar en el futuro gracias a la aparición de este tipo de baterías más económicas. (Cristín, 2004).

Generalmente en sistemas fotovoltaicos, se utilizan dos tipos de baterías: baterías de plomo-ácido y baterías de níquel-cadmio, las mismas que son de ciclo profundo o conocidas también como de descarga profunda.

❖ Baterías de plomo-ácido

Como ya se mencionó este tipo de baterías son más económicas, por lo que su potencial comercial es muy elevado. El electrolito está compuesto mediante diversas aleaciones de plomo en una solución de ácido sulfúrico, mientras que las placas están compuestas de una aleación de plomo con otros materiales, de dicha aleación depende la profundidad de descarga de la batería. Por ejemplo se tienen baterías con placas de una aleación de plomo-antimonio y plomo-calcio. En las baterías de plomo-antimonio, el antimonio evita que se dañen las placas cuando la batería se descarga a profundidad, por lo que son baterías de ciclo profundo, mientras que en las baterías de plomo-calcio, el calcio reduce la auto descarga de la batería, sin embargo, este tipo de aleación sufre

daños si las profundidades de descarga superan el 25%, por lo que son baterías de ciclo ligero. (Cristín, 2004).

No obstante, existe otro tipo de baterías de plomo-ácido denominada 'Gel', debido a que el electrolito se encuentra en ese estado. La ventaja que ofrece este tipo de batería ante las baterías de electrolito líquido es que gracias a que se encuentran completamente selladas pueden trabajar en distintas posiciones sin que se riegue el electrolito o haya fugas de gases, siendo utilizadas en sistemas fotovoltaicos que requieren de gran cantidad de energía y en condiciones lugareñas que carecen de ventilación.

❖ Baterías de níquel-cadmio

Este tipo de baterías es diferente a las baterías de plomo-ácido, ya que utilizan una base de hidróxido de potasio como electrolito en lugar de ácido. Este electrolito no produce cambios químicos en los materiales de las placas, sino que únicamente sirve como camino para los electrones. El polo positivo de la batería está compuesto con aleaciones de níquel, mientras que el polo negativo con aleaciones de cadmio, de ahí que son llamadas baterías de níquel-cadmio. Entre las ventajas que ofrecen este tipo de baterías, se tiene que soportan condiciones de frío intensos, así como también altas temperaturas, no son tan afectadas ante sobrecargas y pueden ser descargadas totalmente sin que esto les cause daños, mientras que la principal desventaja para su utilización en sistemas fotovoltaicos es su elevado costo en comparación con las baterías de plomo-ácido (Cristín, 2004).

En la tabla 2.5 se hace una comparación entre las características de las baterías de plomo-ácido y las baterías de níquel-cadmio.

Tabla 2. 5 Características de las baterías de plomo-ácido y níquel-cadmio

		Precio	Profundidad de descarga	Autodescarga por mes	Mantenimiento
Plomo-ácido	Plomo-antimonio	Bajo	40-80%	5%	Alto
	Plomo-calcio abiertas	Bajo	15-25%	1-4%	Medio
	Plomo-calcio selladas	Bajo	15-25%	1-4%	Bajo
	Híbridas (antimonio-calcio)	Medio	40-80%	3-6%	Medio
	Gel	Medio-Alto	40-80%	2-3%	Bajo
Níquel- cadmio	Placas 'sintered'	Alto	100%	3-6%	Ninguno

Fuente: (Ramón & Pineda, 2015)

2..6.1.1 Formas de conexión de las baterías

El banco de baterías puede ser conectado en serie o en paralelo, tal como se muestra en la figura 2.19. De la conexión en serie, se tiene que la corriente total del sistema es igual a la corriente de cada batería que componen el sistema, mientras que de la conexión en paralelo, se tiene que la corriente total del sistema es igual a la suma de corrientes de cada batería que componen el sistema de acumulación.

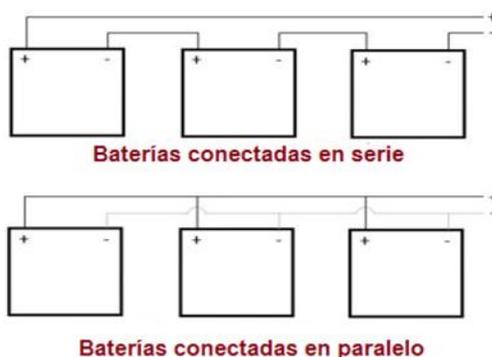


Figura 2. 19 Conexión de baterías en serie y en paralelo

Fuente: El autor

2.6.2 Regulador de carga

El regulador de carga es un dispositivo electrónico, que tiene como finalidad evitar la sobrecarga y la descarga excesiva de las baterías. Sin un regulador de carga, los módulos solares seguirían cargando las baterías sin importar si estas estén completamente cargadas o no. El resultado que provoca esta carga excesiva de las baterías, es un efecto químico llamado hidrólisis (liberación de hidrógeno), lo que ocasionaría una pérdida del electrolito, causando un calentamiento interno y disminuiría la vida útil de las baterías (Renobat, 2012)..

Cuando las baterías se han cargado completamente, el regulador actúa como un interruptor, es decir que abre el paso de la corriente del generador fotovoltaico hacia las baterías, evitando así la pérdida del electrolito y el calentamiento interno. Una vez que las baterías empiezan a descargarse, el regulador cierra nuevamente el paso de la corriente hacia las baterías, permitiendo que estas vuelvan a cargarse.

En caso de una producción insuficiente de energía por parte del generador fotovoltaico o un alto consumo por parte de la carga, las baterías pueden descargarse excesivamente, esto puede ocasionar daños irreparables como la formación de cristales aislantes en sus placas (en baterías de plomo-ácido), reduciendo su vida útil, para evitar esto el regulador actúa de manera similar al caso anterior, pero con la diferencia que se desconecta la carga del sistema de acumulación hasta que éstas se hayan cargado nuevamente , entonces el regulador vuelve a conectar la carga para que pueda funcionar. (Renobat, 2012)

En la actualidad existen reguladores que proporcionan información al usuario acerca del estado de carga de las baterías, ya sea por medio de una pantalla o por medio de luces led, también informan al usuario cuando el nivel de descarga está próximo a alcanzar un nivel máximo permitido o cuando está próximo a desconectar al generador fotovoltaico para evitar una sobrecarga, esto lo hacen mediante la emisión de luces o sonidos.

El regulador de carga trabaja conectando o desconectando el generador fotovoltaico o la carga de las baterías, dependiendo del valor de tensión que presenten los bornes de las baterías en un determinado momento, estos valores de tensión son conocidos como voltaje de sobrecarga, voltaje de rearme de carga, voltaje de sobre descarga y voltaje de rearme de descarga. (Alonso, 2007).

Estos valores de voltaje dependen del tipo de batería que se esté utilizando, algunos reguladores establecen estos valores de voltaje automáticamente al seleccionar en el dispositivo el tipo de baterías, mientras que en dispositivos menos sofisticados que no poseen esta característica, el usuario debe indicar los valores de sobrecarga y rearme de carga, basándose en que el regulador permita la carga por completo de las baterías (voltajes altos). (Alonso, 2007)

De esta manera se evita la corrosión de las rejillas y el excesivo consumo de agua (voltajes bajos), mientras que para los voltajes de sobre descarga y rearme de descarga, los valores son seleccionados procurando tener al usuario satisfecho (valores bajos de desconexión que maximizan la disponibilidad de energía) y a la vez protegiendo a las baterías (valores altos de desconexión que alejan el riesgo de sobre descarga). Como se

mencionó los valores de tensión que manejan los reguladores, dependen del tipo de batería que se esté utilizando, por lo que, para su adecuada determinación, es conveniente recurrir a ensayos en laboratorios o revisar las recomendaciones proporcionadas por los fabricantes. (Perpiñan, 2013) y (Caiza, 2017).

Los dos métodos básicos en función del tipo de control utilizados por los reguladores son: el regulador serie y el regulador paralelo. Los reguladores paralelo o *shunt*, son utilizados en sistemas fotovoltaicos de baja potencia, mientras que los reguladores serie son utilizados en sistemas fotovoltaicos de potencias grandes.

✚ Regulador serie

El trabajo del regulador con este tipo de control, consiste en abrir el paso de corriente proveniente desde el generador fotovoltaico antes que sobrecarguen a las baterías y abrir el paso de corriente a la carga a fin de evitar una sobre descarga. En la figura 2.20 se puede ver el circuito básico de control que maneja un regulador serie, en la misma que se puede apreciar dos interruptores, uno que impide la sobrecarga de las baterías (interruptor de sobrecarga), y el otro que corta la entrega de energía de las baterías a la carga (interruptor de sobre descarga).

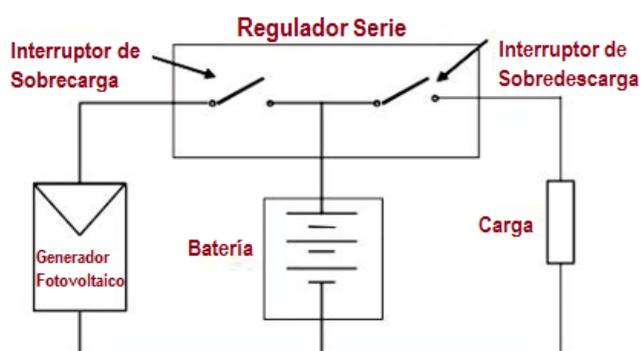


Figura 2. 20 Esquema básico de operación de un regulador serie

Fuente: (Alonso, 2007)

✚ Regulador paralelo

Cuando la tensión de las baterías se encuentra por encima de un valor preestablecido, este regulador limita la corriente hacia ellas, manteniendo únicamente un valor de carga conocido como carga de flotación, pero cuando el regulador detecta el voltaje de sobrecarga, disipa el exceso de energía a través de dispositivos de estado sólido que internamente (en el regulador) están conectados en paralelo con el generador fotovoltaico, ocasionando que en momentos el regulador se caliente debido a esta disipación, es por esto que este tipo de regulador es utilizado en sistemas fotovoltaicos de pequeñas potencias. (Alonso, 2007) y (Caiza, 2017).

En la figura 2.21 muestra el esquema básico de un regulador paralelo.

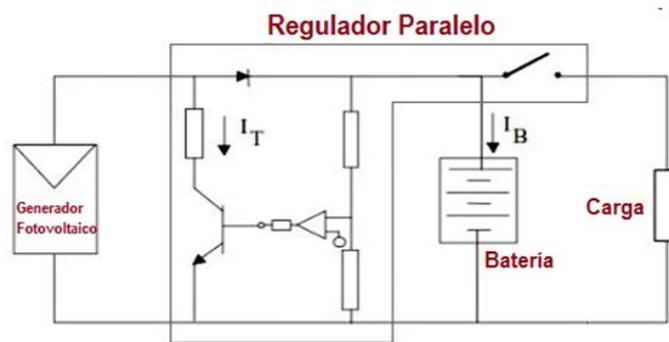


Figura 2. 21 Esquema básico de operación del regulador paralelo

Fuente: (Alonso, 2007)

Tanto los reguladores serie como los reguladores en paralelo operan gracias a variadas técnicas de control, una de ellas es por ejemplo la utilización de un control PWM (Pulse Width Modulation) para la carga de las baterías, y consiste en producir una carga pulsada o por pulsos de corriente en lugar de abrir el circuito entre el generador

fotovoltaico y las baterías, cuando estas alcancen un determinado valor de tensión en sus bornes.

Actualmente, existen reguladores de carga que incorporan un seguidor de punto máximo de potencia MPPT (Maximun Power Point Tracking), los cuales se denominan así porque gracias a diferentes algoritmos acondicionan las ondas de voltaje y corriente de tal manera que fuerzan al generador fotovoltaico a trabajar en su punto de máxima potencia instantánea, logrando de esa manera un aumento en el rendimiento total del sistema, razón por la cual estos equipos son más costosos comparados con un regulador de tipo PWM, y por lo tanto no resulta económicamente viable para sistemas de pequeña potencia.

Independientemente de la tecnología con que haya sido construido un regulador, es el punto donde se deben conectar las terminales provenientes del sistema de acumulación, del generador fotovoltaico y del inversor, además proporciona información sobre el estado de carga de las baterías e información general sobre la operación del sistema. En la figura 2.22 se aprecia algunos tipos de reguladores de carga.



Figura 2. 22 Reguladores de carga

Fuente: (Alonso, 2007)

Se puede decir entonces, que el regulador de carga es el responsable de la vida útil de las baterías (que juntamente con los módulos son los más costosos del sistema), y a pesar de no ser tan costosos comparados con el costo total del sistema fotovoltaico, es indispensable su instalación porque mientras funcione correctamente no se acortará la vida útil de las baterías, lo que significa un gran ahorro ante un posible reemplazo de una o varias de ellas.

2.6.3 Inversor

El inversor es un dispositivo electrónico que convierte la corriente continua en corriente alterna. En sistemas de bombeo solar fotovoltaico que utilizan bombas accionadas por un motor de corriente alterna, el uso de un inversor es indispensable, y su conexión hacia las baterías se lo puede hacer directamente mediante los bornes o a través de las borneras del regulador de carga.

2.6.3.1 Selección del inversor

Los motores de corriente alterna que accionan la bomba, necesitan de una onda de corriente senoidal pura, ya que una onda que contenga un elevado porcentaje de armónicos (THD- Total Harmonic Distortion), disipa calor por efecto Joule, esto se evidencia en el calentamiento de las bobinas de los motores, llegando inclusive a destruir sus aislamientos. Por esa razón en la actualidad existen inversores que generan una onda de salida sinusoidal pura, con valores de armónicos que no representan un valor considerable, y además con un mínimo error en la frecuencia, la misma que generalmente es de $\pm 0,05$ ciclos, alrededor de 60 veces menor que los inversores que

generan una onda sinusoidal modificada. Esto se logra mediante un proceso llamado modulación por anchura de pulsos o PWM, gracias al cual se puede tener un rendimiento del inversor de hasta el 90%, incluso si trabajan con bajas potencias.

Entre los datos eléctricos que se encuentran en las especificaciones técnicas de los inversores, se tienen dos valores de potencia: una que indica la potencia que puede suministrar el inversor de manera continua, y otra que indica la máxima potencia que el inversor puede suministrar durante un corto lapso de tiempo, esto es de vital importancia dentro del sistema de bombeo solar fotovoltaico, ya que al ser la bomba accionada por un motor eléctrico, la corriente de arranque puede llegar incluso a ser 8 veces el valor de la corriente nominal, por lo tanto los inversores que poseen esta característica de sobrecarga para un instante corto de tiempo, resultan de mucha utilidad, porque de esa manera se evita sobredimensionar al inversor, y también el pago por uno de mayor potencia. En la figura 2.23 se muestran distintos tipos de inversores para sistemas fotovoltaicos.



Figura 2. 23 Tipos de inversores para sistemas FV

Fuente: (Alonso, 2007)

A continuación, se presentan algunas de las características a tener en consideración, al momento de optar por un inversor:

- Potencia de salida
- Voltaje de entrada
- Límites de voltaje de entrada (+, - del voltaje de entrada)
- Rendimiento >90%
- Capacidad de sobrecarga (para casos de inversores de frecuencia fija, que van conectados a motores)
- Facilidad de reparación y mantenimiento.
- Capacidad de autoarranque (arrancar automáticamente cuando la carga ha sido activada)
- Capacidad de regulación y mantenimiento del voltaje de salida al nominal y de la frecuencia de operación.
- Protecciones contra sobre corrientes, sobretensiones, bajas tensiones, inversión de polaridad.
- Protección térmica.

2.6.3.2 Rendimiento de los inversores

El rendimiento de los inversores varía en función de la potencia que se genera y el tipo de carga a las que se encuentra conectado.

En función de la potencia que se genera, el rendimiento es bajo a bajas potencias y va aumentando a medida que aumenta la potencia. En función del tipo de carga, por ejemplo, en cargas inductivas como motores, se produce un desfase entre el voltaje y la corriente y con ello el factor de potencia, el mismo que disminuye la potencia activa

suministrada a la carga, con lo que se ve afectado el rendimiento del inversor. (Alonso, 2007).

La figura 2.24 muestra una curva de rendimiento para cargas resistivas e inductivas, la misma que nos da una idea sobre cómo se comportará el inversor.

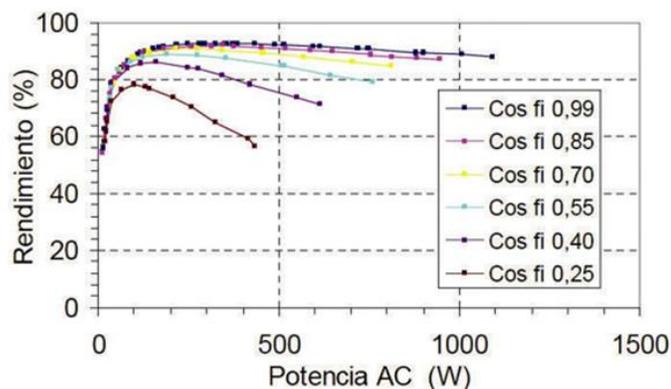


Figura 2. 24 Rendimiento de un inversor autónomo para cargas inductivas

Fuente: (Alonso Abella, 2001)

Para la estimación de la demanda de energía en el dimensionado del sistema de bombeo fotovoltaico, es necesario conocer el rendimiento del inversor, por lo que se debe analizar un perfil diario de la carga y con ello recurrir a una gráfica como la de la figura 2.24, que indicará el rendimiento que va a tener el inversor la mayor parte del tiempo.

2.7 Conductores

Una buena elección de los conductores implica seleccionar tanto el material conductor como el tipo adecuado de aislamiento, dependiendo las condiciones eléctricas y climatológicas del lugar.

La finalidad del aislamiento es evitar cortocircuitos por lo que están hechos de materiales como plástico en su mayoría y para usos especiales están hechos de asbesto o silicona.

Los tipos de aislamiento más comunes son:

- T: aislamiento plástico (termoplástico)
- TW: aislamiento resistente a la humedad
- TH: aislamiento resistente al calor
- THW: aislamiento resistente al calor y a la humedad.

Para la selección adecuada del calibre, se debe tomar en cuenta la capacidad de corriente del material del conductor a elegir, debido a que mientras más pequeña sea su sección, habrá más oposición al paso de corriente, lo que produce un efecto calorífico llamado efecto Joule y las consecuencias van desde una pérdida de potencia, hasta la destrucción del aislamiento del conductor.

Otro factor que tomar en cuenta es la caída de tensión, el efecto Joule siempre está presente (solo varía en cantidad) en los conductores, ocasionando pérdidas por calor. Estas pérdidas se van acumulando y son considerables cuando se tienen grandes longitudes de conductor. El valor permisivo que comúnmente se maneja en la normativa ecuatoriana comprende valores entre 2 a 6% de la tensión nominal, este valor depende del tipo de instalación. (Caiza, 2017).

La temperatura también debe ser tomada en cuenta, ya que mientras mayor sea la temperatura mayor será la oposición del material conductor al paso de corriente.

Además, se recomienda revisar tablas de los conductores, en las que se indican la capacidad de corriente de acuerdo con el número de conductor, esto puede ser de gran ayuda cuando las distancias no son demasiado largas y la elección del calibre puede ser determinada únicamente por la corriente que va a demandar la carga, teniendo cuidado que ésta esté por debajo de la capacidad de corriente del conductor que se elija.

2.8. Métodos para el dimensionado del sistema fotovoltaico

Durante los últimos años se han realizado estudios que han permitido establecer desde métodos de diseño y dimensionado simples que solo requieren cálculos, hasta modelos matemáticos complejos que requieren un software para su simulación. Por lo que de manera general, se pueden mencionar dos metodologías.

1. Probabilidad de pérdida de carga (*LLP-Load Loss Probability*)

En un sistema aislado esta metodología se basa en la probabilidad de pérdida de carga, en este método se asegura que dicha probabilidad sea la mínima posible, teniendo como consecuencia un buen funcionamiento del sistema, y lo hace más fiable que es lo que al final de cuentas interesa en este método, más no el producir la mayor cantidad de energía eléctrica, ya que es un sistema aislado y no un sistema conectado a la red. El uso de este método implica la utilización de un software que simule las condiciones y componentes (radiación solar, generador, regulador, baterías) para la generación de energía eléctrica y proporcione información sobre la fiabilidad de la instalación fotovoltaica.

2. Método amperios-hora

Este método consiste en establecer el consumo diario de amperios-hora, teniendo en cuenta dentro de este consumo todo tipo de pérdidas presentes en el camino de la corriente, desde el banco de baterías hasta la carga. Para cubrir la demanda de amperios-hora es necesario conocer los datos de irradiación del lugar donde se instalará el generador fotovoltaico. Se debe hacer notar que el consumo diario de amperios-hora, se tomará como si fuese el mismo para todo el año, por lo que para dimensionar el generador fotovoltaico se tomarán en cuenta el dato de la irradiación del peor mes del año del lugar, así como un adecuado ángulo de inclinación. Este método a diferencia del anterior no aporta con información preliminar acerca de la fiabilidad del sistema ante ciertas condiciones, pero sí ofrece una buena aproximación a la estructuración ideal del sistema fotovoltaico para las necesidades requeridas.

Ahora que se conoce las dos metodologías, se sabe que, aunque no tienen en cuenta los mismos factores, las dos buscan que el sistema sea fiable, y mientras que en el primer método se necesita de un software para la simulación, en el segundo método solo se necesitan unos cuantos cálculos a mano, cuyos resultados no dejan de estar aproximados a los de un sistema fotovoltaico diseñado por medio de software.

Con el propósito de elaborar una metodología más completa posible y para que en cualquier zona rural del Ecuador, un usuario pueda realizar el dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo, el presente trabajo utilizará el método de amperios-hora para el dimensionamiento.

2.9. Bombas hidráulicas

Las bombas hidráulicas son dispositivos que convierten la energía mecánica del eje de un motor eléctrico en energía hidráulica, logrando que el líquido se movilice de un punto de menor presión a un punto de mayor presión.

La energía que consume una bomba depende de la presión del punto de descarga, longitud y diámetro de la tubería, velocidad del líquido, altura a la que se encuentra el punto de descarga y de las propiedades físicas del fluido como su densidad o viscosidad.

Las bombas hidráulicas que más se utilizan en sistemas de bombeo fotovoltaico son: bombas centrífugas superficiales y sumergibles, y bombas volumétricas de pistón y de diafragma conocidas también como bombas de desplazamiento positivo.

Bombas centrífugas

En las bombas centrífugas el movimiento del fluido se da por la acción de fuerzas que se desarrollan en la misma masa del líquido, como consecuencia de la rotación de un disco que contiene hélices conocidas como impulsores, a las que ingresa el líquido por su centro y lo arroja por su periferia gracias a la acción de la fuerza centrífuga que genera diferenciales de presión.

Este tipo de bombas pueden ser superficiales o sumergibles.

Bomba centrífuga superficial

Estas bombas se colocan fuera de la fuente del fluido, extrayendo el líquido en el lado de aspiración por medio de una tubería y cuya altura no debe exceder los ocho metros

de longitud a fin de evitar el fenómeno de cavitación, pero tienen la ventaja de su fácil acceso para labores de mantenimiento.

Bombas centrífugas sumergibles

Este tipo de bombas se sumergen completamente gracias a que tienen acoplados los impulsores directamente al motor, el mismo que posee un sello hermético para evitar cortocircuitos, pero también hay bombas de este tipo que únicamente sumergen dentro del fluido a los impulsores que van acoplados al motor por medio de una flecha. Las bombas sumergibles poseen varios impulsores por lo que también son conocidas como bombas de paso múltiple o de múltiples etapas.

Las bombas sumergibles a diferencia de las bombas superficiales, pueden utilizarse para cargas dinámicas totales de hasta 60 metros o más dependiendo del número de impulsores. (Alonso, 2007).

Bombas volumétricas

En las bombas volumétricas el movimiento del líquido, es originado directamente por la acción del órgano de impulsión de la bomba, por lo tanto se obliga al líquido a ejecutar el mismo movimiento al que está sujeto este órgano impulsor. En este tipo de bombas el líquido ocupa y desocupa volúmenes conocidos en el interior de manera sucesiva, por esa razón son llamadas bombas volumétricas también conocidas como bombas de desplazamiento positivo, debido a que el fluido se mueve en la misma dirección de la fuerza a él transmitida por el órgano de impulsión.

Los dos tipos de bombas volumétricas usadas comúnmente en sistemas de bombeo solar fotovoltaico son las Bombas de Pistón y las Bombas de Diafragma.

Bombas de pistón

En este tipo de bombas el movimiento del fluido se da gracias al trabajo de un pistón que se mueve dentro de un cilindro. Cuando el pistón baja, la cámara del cilindro se llena de líquido, y el empuje de su ascenso mueve al fluido con más presión por la tubería. Esto se puede hacer gracias a válvulas que abren o cierran las salidas por efecto del mismo empuje del líquido.

Bombas de diafragma

Este tipo de bombas son llamadas así debido a que la aspiración e impulsión se produce por medio de un diafragma (membrana) que se deforma, variando el volumen de la cámara y aumentando la presión del fluido gracias al empuje de una de sus paredes elásticas, unas válvulas de retención abren y cierran alternativamente la entrada y salida.

Al concluir una breve descripción de algunos tipos de bombas, se debe indicar que la bomba tipo centrífuga tiene la mejor opción para un sistema de bombeo para riego en zona rural.

En la tabla 2.6 se presenta algunas ventajas y desventajas de las bombas mencionadas anteriormente, las mismas que servirán para ayudar a elegir el tipo de bomba que se adapte más a las condiciones geográficas, climatológicas y demás condiciones del lugar de instalación del sistema que pueden mermar en la eficiencia y vida útil de la bomba.

Tabla 2. 6 Características, ventajas y desventajas, según el tipo de bomba

Características, Ventajas y Desventajas Según el Tipo de Bomba		
Bombas	Características y ventajas	Desventajas
Bombas centrífugas sumergibles	Comúnmente disponibles. Pueden tolerar pequeñas cantidades de arena. Pueden utilizar el agua como lubricante. Utilizan motores de CD de velocidad variable o CA. Manejan altos caudales. Operan a cargas dinámica grandes. Tienen un diseño modular que les permite obtener más agua al agregar más módulos fotovoltaicos.	Tienen un intervalo de eficiencia estrecho con respecto a la carga dinámica total. Se dañan si trabajan en seco. Deben extraerse para darles mantenimiento. Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas.
Centrifugas de succión superficial	Comúnmente disponibles. Pueden tolerar cantidades pequeñas de arena. Son de fácil operación y mantenimiento Utilizan motores de CD de velocidad variable o AC. Manejan altos caudales. Manejan cargas dinámicas intermedias aunque no son capaces de succionar mas de 8 metros.	Tienen un intervalo de eficiencia estrecho con respecto a la carga dinámica total. Se dañan si trabajan en seco. Pueden dañarse por congelamiento en climas frios. Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas.
Desplazamiento positivo	Soportan cargas dinámicas muy grandes. La producción puede variarse ajustando la carrera del pistón.	Requieren de reemplazo regular de sellos del pistón. No toleran arena o sedimentos. La eficiencia se reduce a medida que el pistón pierde la capacidad de sellar el cilindro. Debe extraerse el pistón y el cilindro del pozo para reparar los sellos. No dan grandes caudales.
Diafragma	Operan a cargas dinámicas menores a 40 metros. Son muy económicas	No toleran arena sedimentos. No trabajan en cargas dinámicas grandes. Bajos caudales

Fuente: (Cervantes J. 2009)

2.9.1 Criterios técnicos en bombas

Una vez determinado el tipo de bomba adecuado, su dimensionado para realizar la operación de irrigación en un sistema de riego debe considerar al menos los siguientes aspectos:

Cavitación

La cavitación es un fenómeno hidrodinámico que se presenta cuando la presión del fluido en la línea de succión adquiere valores inferiores al de la presión de vapor del mismo, lo que ocasiona que se formen burbujas de aire, estas burbujas de vapor son arrastradas por el fluido y se condensan, al pasar por el interior del impulsor y logran zonas de alta presión, vuelven al estado líquido bruscamente, cuando ocurre este cambio de estado el fluido dentro del impulsor tiene una alta velocidad, lo que provoca olas de presión de alta intensidad, llegando a superar la resistencia a la tracción del material del impulsor, arrancando partículas del cuerpo, de las palas y de las paredes de la bomba, produciendo una caída en su rendimiento y reduciendo la vida útil de la misma. (Alonso, 2007), (Caiza, 2017)

Una manera de saber si la bomba está cavitando, es escuchar cuando está trabajando ya que el sonido es diferente al sonido normal de operación, el sonido se asemeja al de piedras chocando en su interior o como si se estuviera bombeando arena, cuando lo que está pasando realmente es que son las burbujas de aire que están explotando dentro del impulsor.

Curva Característica de una Bomba

La curva característica de una bomba es la expresión gráfica de sus características de funcionamiento, expresada por el caudal en el eje de las abscisas y por la altura manométrica total en el eje de las ordenadas tal como se muestra en la figura 2.25.

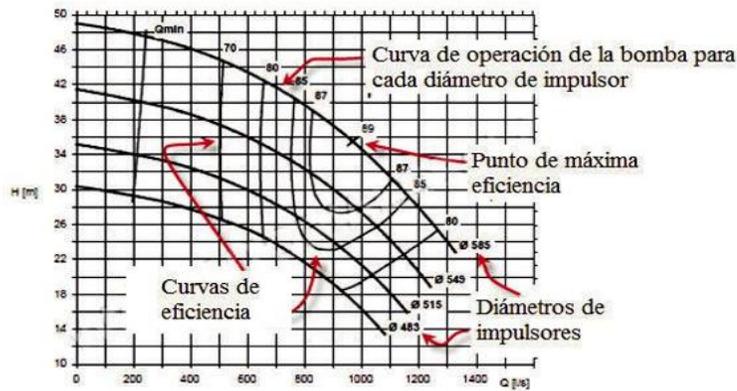


Figura 2. 25 Curva característica de una bomba centrífuga

Fuente: (Ingeniería civil, 2009)

Golpe de Ariete

Se define como las sobrepresiones que se producen en las tuberías ante cualquier modificación de la velocidad del líquido, por ejemplo, ante un corte inesperado de la energía eléctrica, parada imprevista de la bomba y la apertura o cierre de una válvula.

Cebado de una Bomba

Cebar una bomba es llenar de líquido toda la tubería de aspiración y el cuerpo de la bomba, con el fin de evitar que queden bolsas de aire en su interior y de esa manera facilitar la succión. El cebado de una bomba se debe hacer solo en las bombas centrífugas de eje horizontal pues las bombas de pistón no necesitan cebarse.

2.10. Motor eléctrico

El motor eléctrico es el encargado de proporcionar la potencia absorbida por la bomba a través del acoplamiento de su eje.

De acuerdo al tipo de alimentación, existen Motores de Corriente Continua y Motores de Corriente Alterna, en sistemas de bombeo fotovoltaico cada uno de ellos es utilizado

dependiendo de sus características y de las ventajas y desventajas que ofrecen ante una situación como se estudiará más adelante.

2.10.1 Motor de Corriente Continua

El motor de corriente continua es una máquina que convierte la energía eléctrica en energía mecánica, gracias al campo magnético generado por devanados conocidos como polos, los mismos que también pueden ser imanes permanentes. Un motor de corriente continua está compuesto básicamente de un rotor, un estator, un colector con delgas y escobillas. Un inconveniente que presenta este tipo de motor, es que las escobillas por estar hechas de grafito sufren desgaste, al estar en permanente rozamiento con las delgas por lo que requieren de un reemplazo y mantenimiento periódico.

También hay motores de corriente continua que en lugar de campos bobinados tienen imanes permanentes, resultan eficientes, pero solo cuando se trata de cargas pequeñas, aun así requieren de un cambio periódico de sus escobillas, además de una limpieza del colector. Este problema no existe en los motores que poseen un control electrónico para la conmutación, los mismos que no emplean escobillas para realizar el cambio de polaridad necesario para que se produzca el giro del rotor, para esto utilizan controladores digitales y sensores de posición y aunque pueden ser utilizados en sistemas de alta capacidad y con poco mantenimiento, son muy costosos y con un riesgo de falla en el sistema electrónico, por esta razón son más utilizados en sistemas de bombeo fotovoltaico de muy baja potencia. (Alonso, 2007).

2.10.2 Motor de Corriente Alterna

También conocidos como motores de inducción, estos motores no requieren de un campo magnético alimentado por corriente continua, una fuente de corriente alterna genera un campo magnético giratorio en el estator, el mismo que induce una corriente en el circuito del rotor, haciéndolo girar.

Los motores de inducción son generalmente más baratos que los motores de corriente continua, su precio aumenta a medida que demanda de un control de velocidad, torque y corriente de arranque. Son también un poco menos eficientes, pero son los más adecuados para cargas grandes porque pueden funcionar por muchos años con poco mantenimiento. (Caiza, 2017).

En sistemas de bombeo fotovoltaico, el uso de motores de corriente alterna y de motores de corriente continua, depende generalmente del tamaño del sistema, de las condiciones físicas y ambientales a las que puede estar expuesto el motor y de la capacidad económica del usuario.

Las bombas accionadas por un motor de corriente continua, son de un costo más elevado que el de una bomba accionada por un motor de corriente alterna, sin embargo las bombas de corriente continua son más eficientes, ya que van conectadas al generador fotovoltaico únicamente a través de un convertidor DC/DC, por lo que la energía generada va casi de forma directa a la bomba para ser aprovechada casi en su totalidad, mientras que en las bombas de corriente alterna, la incorporación obligatoria de un inversor hace que disminuya la eficiencia, debido a las pérdidas por la conversión de corriente continua a corriente alterna. Por lo tanto los motores de corriente continua,

son los que más se usan cuando se trata de sistemas de bombeo fotovoltaico cuyas potencias son consideradas pequeñas (hasta 400 vatios pico). En cambio los motores de corriente alterna, son más utilizados cuando se trata de sistemas de bombeo fotovoltaico cuyas potencias son consideradas intermedias a grandes (>400 vatios pico).

La principal ventaja de una bomba accionada por un motor de corriente alterna, además de su bajo costo, es que casi no requiere de mantenimiento gracias a la simplicidad de su construcción, a diferencia de una bomba de corriente continua, que requiere de cambio periódicos de sus escobillas o de mucho cuidado si el motor en lugar de tener escobillas, tiene un control de conmutación electrónico.

Una desventaja de utilizar una bomba de corriente alterna, es que mientras mayor sea su potencia, requerirá de un inversor de iguales características, lo que encarecería el sistema, pues un inversor trifásico puede sobrepasar los 5000 dólares.

Ahora que se ha mencionado las situaciones para las cuales se aconseja la utilización de cada tipo de motor, se tiene que para un sistema de bombeo fotovoltaico de pequeña potencia, se podría utilizar una bomba de corriente continua superficial, sin embargo ante algunas situaciones que se presentan en el campo, como por ejemplo exceso de polvo o la presencia de vapores corrosivos (por ejemplo debido al uso de pesticidas en cultivos), se podría obstaculizar el contacto de las escobillas con el colector, haciendo que el motor no funcione y que se requiera de un cambio de escobillas debido a un desgaste acelerado, a esto hay que añadir que el usuario deberá llevar la bomba desde un lugar muy alejado, hasta uno donde haya el personal capacitado para realizar el

mantenimiento necesario. Estas condiciones incitarían entonces a seleccionar una bomba accionada por un motor de corriente alterna, sin que esto resulte demasiado costoso ya que en el mercado existen inversores monofásicos de 110-220 Voltios.

2.10.3 Componentes básicos del sistema de bombeo

A continuación, se indica la función que cumple cada uno de ellos dentro del sistema de bombeo, utilizando como ejemplo el uso de una bomba centrífuga superficial.

Válvula de Pie (Vp)

La válvula de pie (como la de la figura 2.26) es instalada al extremo de la tubería de aspiración, su trabajo es mantener cebada a la bomba gracias a un ‘colador’ que deja pasar el líquido de abajo hacia arriba cuando empieza a funcionar la bomba, pero que cae cuando la bomba se apaga. Dispone de un filtro para que ingrese el líquido, pero no cuerpos extraños como piedras, palos, plásticos.



Figura 2. 26 Válvula de Pie

Fuente: (Comagro, 2014)

Válvula de Retención

La válvula de retención (figura 2.27) o también conocida como válvula anti retorno, se coloca en el lado de impulsión y tiene como trabajo dejar pasar el líquido cuando la bomba está funcionando, pero no lo deja retroceder con el fin de proteger a la bomba del golpe de ariete cuando ésta se para bruscamente o cuando una válvula es abierta o cerrada.



Figura 2. 27 Válvula de retención (Vr)

Fuente: (Cepex, 2017)

Válvula de compuerta (Vc)

Este tipo de válvula es la más utilizada en sistemas de riego, y su función es abrir y cerrar el paso del fluido en las tuberías. Véase figura 2.28.



Figura 2. 28 Válvula de compuerta

Fuente: (Cepex, 2017)

Cono difusor

La función de los conos difusores, es adaptar la tubería de aspiración y la tubería de impulsión a la entrada y salida de la bomba respectivamente. Por lo que se necesitan dos conos llamados, Cono Difusor Excéntrico (Ce) (en el lado de aspiración) y Cono Difusor Concéntrico (Cc) (en el lado de impulsión).

La longitud recomendada de los dos conos difusores es entre 5 y 7 veces el diámetro interno de la tubería del lado al que pertenezca cada cono.

Aspersor

Un aspersor es un mecanismo que transforma un fluido presurizado en rocío, esparciéndolo uniformemente en un radio de acción de manera circular o semicircular.

Tuberías y codos

La tubería transporta el fluido de un punto a otro, la fricción interna que se produce con el líquido depende del material con el que está construido, de la velocidad y naturaleza propia del líquido. Los codos son accesorios que se instalan entre dos tuberías para realizar un cambio de dirección de flujo. Los codos pueden ser de 45, 60, 90 y 180°.

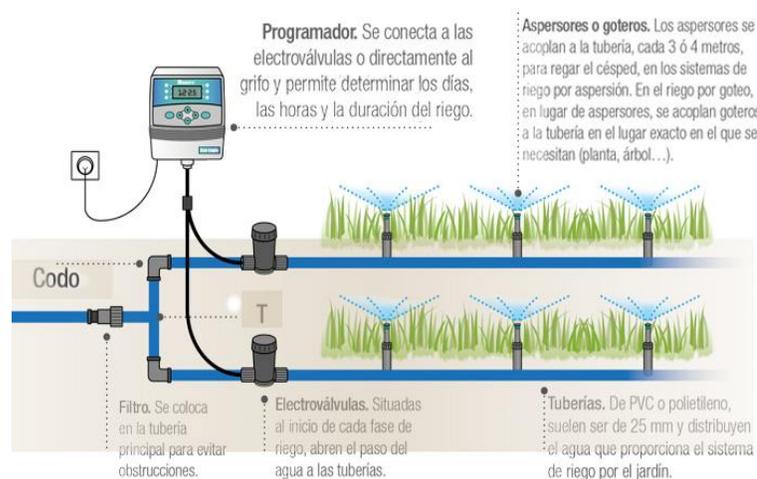


Figura 2. 29 Representación de instalación de aspersores y su tubería

Fuente: (Leroy-Merlin, 2016)

Todos los elementos mencionados y otros tipos de válvulas y accesorios que se instalan en los sistemas de bombeo complejos, ocasionan pérdidas de carga o pérdidas de presión dependiendo de material de fabricación, acabados, longitud y velocidad con que circule el caudal a través de ellos. Por lo que es muy importante conocer las pérdidas de carga equivalente en metros de columna de agua (mca) de cada uno de los

elementos que conforman el sistema de bombeo. Este dato es proporcionado por los fabricantes a través de tablas, y servirá para realizar el cálculo de la altura manométrica total y su elección dependerá de la calidad y de la cantidad equivalente en m.c.a. que estos presenten.

CAPITULO III: DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA DE RIEGO CON PANEL FV

Se realiza el dimensionamiento y se determina los principales cálculos y sus requerimientos.

Para un caso típico se ha establecido el área del terreno para el sistema de riego de 10.000m², se encuentra a una altitud de aproximadamente 100 msnm con una temperatura media de 27°C y una presión atmosférica igual a 0,83kgf/cm². La presión del aspersor es de 2,2 kgf/cm², la velocidad del agua en el lado de aspiración es de 1,9m/s y en el lado de impulsión es de 2,5m/s,

La infraestructura hidráulica del sistema se puede ver en la figura 3.1.

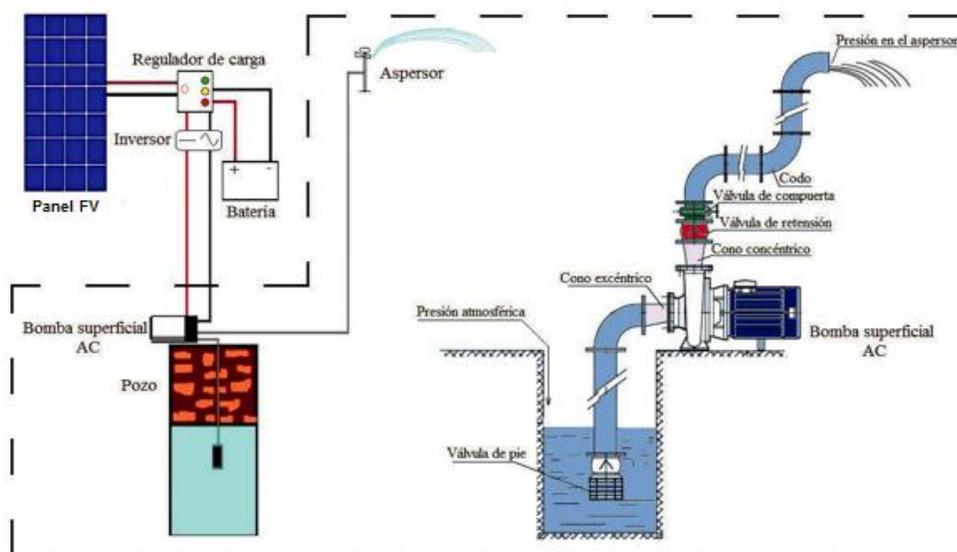


Figura 3. 1 Infraestructura del sistema de riego por aspersión

Fuente: (Alonso, 2007)

La infraestructura hidráulica cuenta con 2 conos difusores (uno excéntrico y otro concéntrico), 4 codos de 90° y 3 válvulas (válvula de pie, válvula de retención y una

válvula de compuerta). Se debe determinar en qué periodo de tiempo se realizará el riego, para lo cual se asume que el riego se realizará durante tres horas diarias.

3.1 Selección de la bomba

Con el dato del caudal requerido, la altura manométrica total y el rendimiento de la bomba (para este caso se asume un rendimiento igual a 0,6) se pasa a calcular la potencia que absorbe la bomba. La potencia absorbida por la bomba, es decir la energía motriz que la bomba necesitará que le proporcione el motor se calcula con la ecuación 3.1.

$$P_{ab} = \frac{Q * H_{mt} * \rho}{365 * \eta} \quad [\text{Ec.31}]$$

Dónde:

P_{ab} : es la potencia absorbida por la bomba (KW)

Q: es el caudal (m³/h)

Hmt: es la altura manométrica total (m)

ρ : es el rendimiento esperado de la bomba

η : es el peso específico del líquido, para este caso del agua (0,9982 kgf/dcm³).

La Potencia absorbida entonces es igual a:

$$P_{ab} = \frac{1.25 * 37.8 * 0.998}{365 * 0.6}$$

$$P_{ab} = 0,214\text{KW} = 214\text{W}$$

La elección del tipo de bomba así como también del tipo de motor, se realiza valiéndose de las ventajas que ofrecen cada uno frente a diversas adversidades. Según la figura 3.2, se debería elegir una bomba de diafragma.

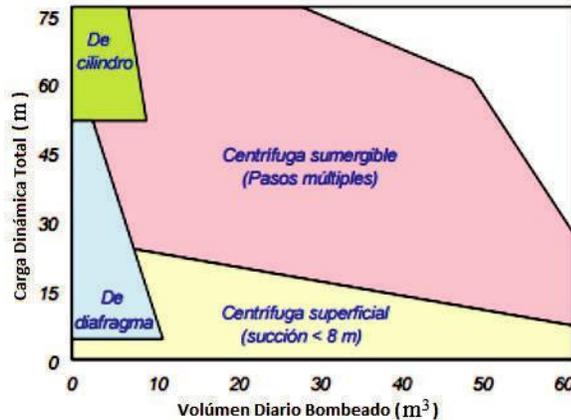


Figura 3. 2 Referencia para selección de tipo de bomba

Fuente: (Rochin, Ortiz, & Ellis, 2000)

Se decide utilizar una bomba centrífuga, la cual debe tener la capacidad de elevar $1,25\text{m}^3/\text{h}=20,8$ litros por minuto, a una altura de 37,8 metros y poseer un NPSH requerido menor al calculado para el sistema.

Una bomba que se adapta a esta necesidad es la electrobomba marca Pedrollo cuyas características son:

- * Potencia=0,85Hp
- * Alimentación: monofásica
- * Altura máxima de elevación: 40 metros
- * Caudal máximo: 90 litros por minuto
- * Diámetro de aspiración: 1 pulgada

* Diámetro de impulsión: 1 pulgada

Se debe hacer notar que todos los cálculos han sido tomados en cuenta con una temperatura del agua de 29°C.

3.2. Cálculo de la demanda de energía

Este cálculo se lo hace una vez que se sabe la potencia de la electrobomba, para lo cual se debe tener claro el tiempo que va a funcionar por cada día. La demanda de energía no solo toma en cuenta el tiempo de funcionamiento de la bomba, sino también el rendimiento del inversor, de las baterías y de los conductores.

Para realizar el cálculo de la demanda energética se debe tomar en cuenta la potencia requerida por la electrobomba y multiplicarla por el tiempo estimado (en horas) que se prevé esté en funcionamiento. Para este caso se tiene que la potencia de la electrobomba es de 214W y está previsto que va a funcionar durante 3 horas diarias, entonces mediante la ecuación 12 se tiene que:

$$E_{ac} = F_s * P_n * h \quad [\text{Ec. 3.2}]$$

Dónde:

E_{ac} : es la energía consumida [Wh]

F_s : es un factor de seguridad

P_n : Potencia nominal [W]

h : Número de horas de funcionamiento de la carga

$$E_{ac} = 1,2 * 214 * 3 \quad E_{ac} = 770,4 \text{Wh}$$

Por otro lado, el consumo tiene en cuenta los rendimientos de las baterías, de los conductores y principalmente del inversor, por lo que para saber el rendimiento de este último se puede recurrir a la figura 2.24, obteniendo un valor de 0,9, mientras que para las baterías tomando en cuenta sus características, popularidad en sistemas fotovoltaicos y su profundidad de descarga se utilizará baterías de plomo-ácido híbridas (Antimonio-calcio), con un rendimiento de 0,9 y de los conductores un rendimiento del 100%. Entonces la demanda real de energía se puede calcular a partir de la ecuación 3.3.

$$E_T = \frac{E_{cd} + \frac{E_{ca}}{\eta_{inv}}}{\eta_{bat} * \eta_{cond}} \quad [\text{Ec. 3.3}]$$

Dónde:

E_T = es la energía real requerida por el sistema [Wh]

E_{cd} = Energía consumida por cargas de corriente continua (para este caso es cero)

η_{inv} : es el rendimiento esperado del inversor

η_{bat} : es el rendimiento esperado de las baterías

η_{Cond} : es el rendimiento esperado de los conductores

$$E_T = \frac{770.4}{\frac{0.9}{0.9 * 1}} = 951,1Wh$$

Es decir que la energía real diaria requerida es 951,1Wh.

3.3 Cálculo del número de paneles solares

A continuación, se indica la ecuación 3.4, con la que se puede calcular el número de paneles de una instalación fotovoltaica.

$$NT = \frac{E_T}{P_p * HSP * PG} \quad [\text{Ec. 14}]$$

Dónde:

NT: es el número de paneles

E_T : energía total requerida [Wh]

P_p : potencia pico del módulo [W]

HSP: horas de sol pico [h]

PG: Factor Global de Pérdidas (suele variar entre 0.65 y 0.95)

Dependiendo de la necesidad de potencia se puede hacer dos tipos de conexiones para conseguirlo, estas son: la conexión serie y la conexión en paralelo, cuyas ecuaciones son 3.5 y 3.6 respectivamente.

$$N_s = \frac{V_{bat}}{V_m} \quad [\text{Ec. 3.5}]$$

Dónde:

N_s : número de módulos en serie por rama.

V_{bat} : tensión nominal de la batería [V].

V_m : tensión máxima de los módulos [V]

$$N_p = \frac{NT}{N_s} \quad [\text{Ec. 3.6}]$$

Dónde:

N_p : número de módulos a conectar en ramas paralelo.

Para poder saber la potencia pico que se necesita de un módulo y de esa manera utilizar sus datos para calcular el número total de paneles, se puede dividir el valor de la energía real diaria requerida para 24 horas ($951,1 \text{ Wh}/24=39,6$), entonces se conoce que se puede utilizar módulos no menores de 40Wp. Si se seleccionan módulos de mayor potencia la cantidad de ellos disminuirá y con eso se puede ahorrar espacio en la obra civil.

Del catálogo de proveedores se elige el panel de 90 vatios pico SIMAX SM536-90 mono cristalino, ya que poseen un mayor rendimiento directo, y en este caso se eligen unos de mayor potencia, para ahorrar espacio en el terreno donde se instalará el sistema fotovoltaico.

Las especificaciones técnicas de este tipo de módulo son:

- Voltaje nominal (V_n) =12V
- Voltaje máximo de generación (V_{max}) =17,6V
- Voltaje de circuito abierto (V_{oc})=21,8V
- Corriente máxima de generación (I_{max}) =5,11A
- Corriente de corto circuito (I_{sc}) =5, 51A
- Potencia pico (W_p) =90W +-2%

Para el cálculo del número de paneles solares es necesario conocer el valor de las horas de sol pico (HSP), valor que corresponde al mes crítico de la zona que en este caso es el mes de junio con un valor de $1900\text{Wh/m}^2=1,9\text{HSP}$ y el valor de la potencia pico de los módulos elegidos, en este caso su valor es de 90 vatios pico.

Una vez que se conoce el valor de HSP y se haya determinado el ángulo de inclinación apropiado que captará la radiación mínima requerida por el sistema, se puede calcular el número de paneles solares.

$$NT = \frac{951.1}{90 + 1.9 + 0.95} = 5.85 \cong 6 \text{ paneles } FV$$

En este punto se puede decidir la tensión nominal del sistema (tensión de las baterías, del regulador y del inversor), el mismo que será de 12 voltios igual a la tensión nominal de los módulos. Se puede determinar entonces si es necesario agrupar los módulos en serie o en paralelo.

$$Ns = \frac{12}{17.6} = 0.68 \cong 1 \text{ módulo por rama}$$

$$Np = \frac{6}{1} = 6 \text{ ramas}$$

3.4 Dimensionado del sistema de acumulación (baterías)

El cálculo para la capacidad del banco de baterías es algo muy importante a tener en cuenta, porque si la capacidad de almacenamiento de las baterías es mayor a la capacidad de suministro del generador fotovoltaico (paneles solares), habrá problemas para cargarlas completamente, lo que disminuiría su vida útil.

Los parámetros a tener en cuenta en el sistema de acumulación, es el voltaje nominal de las baterías y para su dimensionamiento la capacidad nominal en vatios-hora (ecuación 3.7) o en amperios-hora (ecuación 3.8), esta última se obtiene a partir de la ecuación 3.7 en términos de energía o vatios-hora.

$$C_n = \frac{ET * N}{Pd} \quad [\text{Ec. 3.7}]$$

Dónde:

C_n: es la capacidad nominal de la batería [Wh]

ET: es la energía total requerida [Wh]

N: es el número de días de autonomía del sistema fotovoltaico

P_d: es la máxima profundidad de descarga

$$C = \frac{C_n (Wh)}{Pd} \quad [\text{Ec. 3.8}]$$

Donde:

C: es la capacidad nominal de la batería [Ah]

V_n: es el voltaje nominal de la batería

Los factores que intervienen para el dimensionamiento del sistema de acumulación son el número de días de autonomía que se le quiere dar al sistema, la máxima profundidad de descarga dependiendo del tipo de batería que se utilice y la cantidad de amperios-hora que requerirá la carga para su funcionamiento.

Se ha considerado que el sistema debe tener 3 días de autonomía, las baterías se han elegido tomando en cuenta las sus características analizadas en la tabla 2.5 por lo que se ha elegido las baterías de plomo-ácido híbridas de 55Ah con una tensión de 12 voltios y una profundidad máxima de descarga del 50%.

$$C_n = \frac{951.1 * 3}{0.5} = 5706.6 \text{ Wh}$$

$$C = \frac{5706.6}{12} = 475.55 \text{ Ah}$$

El número de baterías en paralelo se puede determinar mediante la ecuación 3.9.

$$N_{bat p} = \frac{C}{C_{r bat}} \quad [\text{Ec. 3.9}]$$

Dónde:

$N_{bat p}$ = es el número de baterías en paralelo

$C_{r bat}$ = es la capacidad real de las baterías [Ah]

$$N_{bat p} = \frac{475.55}{55} = 8.64 \cong 9$$

Como el valor de la tensión real de las baterías es de 12 voltios, no hará falta conectar baterías en serie, en caso de ser la tensión nominal del sistema diferente al valor de tensión real de las baterías, el número de baterías en serie se puede calcular con la ecuación 3.10.

$$N_{bat s} = \frac{V_{n bat}}{V_{r bat}} \quad [\text{Ec.3.10}]$$

Dónde:

Nbat s: es el número de baterías en serie por rama

Vn bat: es el voltaje nominal de las baterías [V]

Vr bat: es el voltaje real de las baterías [V]

A la hora de dimensionar el sistema de acumulación se recomienda considerar periodos de autonomía cortos, para de esa manera alargar la vida útil de las baterías. También se puede redondear el valor del número de baterías por exceso para obtener así un mejor margen de seguridad.

3.5 Dimensionado del regulador de carga

Tanto el regulador serie como el regulador paralelo, se seleccionan en función de la tensión del sistema y se dimensionan en función de la corriente de cortocircuito I_{sc} (dato del fabricante) de los módulos, multiplicada por el número de ramas (si la conexión es en paralelo), y por un factor de seguridad (normalmente 1,2). La ecuación para su determinación ha sido obtenida del Boletín Solar Fotovoltaica Autónoma SunFields Europe. (Caiza, 2017).

$$I_e = 1,2 * I_{sc} * N_p \quad [\text{Ec.3.11}]$$

Dónde:

I_e : es la corriente de entrada al regulador

I_{sc} : es la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico

N_p : es el número de ramas en paralelo del generador

1,2: es un factor de seguridad

$$I_e = 1,2 * 5,51 * 6$$

$$I_e = 39,7A$$

Como los módulos que se utilizarán son aislados de 12 voltios (36 células), el tipo de regulador que se colocará será un PWM estándar con una tensión de 12 voltios (CD), sus características son:

Regulador SunSaver-10

- * Corriente de entrada hasta 40A
- * Voltaje nominal: 12 voltios
- * Tensión de Corte de Sobrecarga [Vsc] = 14,4V
- * Tensión de Rearme de Carga [Vrc] = 14,1V
- * Tensión de Corte de Sobredescarga [Vsd] = 11,5V
- * Tensión de Rearme de Descarga [Vrd] = 12,6V

3.6 Dimensionado del Inversor

El dimensionamiento del inversor se lo puede hacer con la ecuación 3.12, la misma que ha sido obtenida del Boletín Solar Fotovoltaica Autónoma SunFields Europe, y toma en cuenta el número de veces que se estima sube la potencia por la corriente de arranque del motor, aunque este parámetro ya no se toma en cuenta porque actualmente los inversores vienen fabricados de tal manera que producen una alta potencia durante cortos periodos de tiempo, de esa manera se evita el sobredimensionamiento de su

potencia, por lo tanto se puede obviar este parámetro o tomarlo en cuenta si el inversor a elegir no posee esta característica.

$$P_{inv} = 1,2 * P_{ab} * I_a \quad [\text{Ec. 3.12}]$$

Dónde:

P_{inv} : Potencia del inversor

P_{ab} : Potencia absorbida por la bomba (potencia que demanda la carga en AC) [W]

I_a : es el número de veces que se estima sube la corriente nominal

1,2: es un factor de seguridad

$$P_{inv} = 1,2 * (214)$$

$$P_{inv} = 256,8 \text{ W}$$

El inversor seleccionado es un ZONHAN con las siguientes características.

- * Potencia continua hasta 1500W
- * Potencia pico hasta 3000W
- * Tipo de onda: senoidal pura (THD < 3%)
- * Frecuencia: 60 Hz +/- 0,1%
- * Voltaje de salida: 100 ≈ 120VAC / 200 ≈ 240VAC (opcional)
- * Eficiencia máxima (90% a toda carga) / (95% a 1/3 de carga)

3.7 Dimensionamiento del cableado, protecciones y la puesta a tierra.

Finalmente se calcula la sección y el tipo de aislamiento adecuado de los cables, tomando en cuenta las condiciones en las que se van a encontrar en el campo. Las protecciones se dimensionan tomando en cuenta las corrientes más altas que se producirán en el sistema con el fin de salvaguardar los equipos y la seguridad de las

3.7.1 Dimensionamiento del cableado

Si las condiciones del lugar, ameritan para que se calcule el número de conductor AWG, se lo puede hacer de la forma como se indica a continuación, para lo cual se tomará como ejemplo, que la electrobomba está ubicada a 80 metros del generador fotovoltaico y cuyas características son las siguientes:

- * Motor monofásico de 220 voltios
- * Potencia= 0,85 Hp \approx 634,1 vatios
- * Rendimiento (η) = 0,85
- * Factor de potencia = 0,9
- * Temperatura máxima alcanzada = 70°C

Se ha previsto una caída de tensión máxima del 4% (8,8 voltios) y se desea calcular el calibre del conductor a condiciones normales de trabajo (20°C) y el calibre del conductor si la temperatura llegara a ser la máxima (50°C).

Se debe calcular la corriente que demanda la carga, para lo cual se utiliza las siguientes ecuaciones.

$$\eta = \frac{P_s}{P_e} \quad [\text{Ec. 3.13}]$$

Dónde:

η : es el rendimiento

P_s : es la potencia de salida o potencia mecánica

P_e : es la potencia de entrada o potencia eléctrica

* Para circuitos monofásicos

$$P_e = V * I * \cos \theta \quad [\text{Ec.3.14}]$$

Dónde:

V : es el voltaje nominal

I : es la corriente nominal

$\cos \theta$: es el factor de potencia

* Para circuitos trifásicos

$$P_e = \sqrt{3 * V * I * \cos \theta} \quad [\text{Ec. 3.15}]$$

Cálculo del calibre del conductor a 27°C

Despejando P_e de la ecuación 3.13 se tiene entonces que:

$$P_e = \frac{0.85 * 746}{0.85} = 746W$$

Despejando I de la ecuación 3.14 se tiene entonces que:

$$I = \frac{746}{220 * 0.9} = 3.78 A$$

La caída de tensión para circuitos monofásicos se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$\Delta V = 2RL * I \quad [\text{Ec. 3.16}]$$

Dónde:

ΔV : es la caída de tensión [V]

RL : es la resistencia de la línea [Ω]

I : es la corriente [A]

$$RL = \frac{8.8}{2 * 3.78} = 1.16 \Omega$$

La resistencia en función de la resistividad, longitud y área del conductor es:

$$RL = \frac{\rho * L}{A} \quad [\text{Ec. 3.17}]$$

Dónde:

ρ : es la resistividad del conductor a 27°C e igual a 0,0171

L : es la longitud del conductor [m]

A : es el área del conductor [mm^2]

$$A = \frac{0.0171 * 80}{1.16} = 1.2 \text{ mm}^2 = 0,012 \text{ cm}^2$$

Mediante la ecuación 26 se tiene entonces que el diámetro del conductor es:

$$d = \sqrt{\frac{4 * 0.012}{\pi}} \quad [\text{Ec. 3.18}]$$

$$d = 0,123 \text{ [cm]} = 0,048 \text{ [pulgadas]}$$

Posteriormente, el número de conductor AWG se obtiene mediante la ecuación 3.18.

$$1.123\eta = \frac{0.325}{0.048} = 16.5$$

Entonces se puede elegir un conductor AWG comercial número 16 o número 18.

Si se toma en cuenta que la temperatura en la costa del Ecuador puede sobrepasar los 35°C. se puede optar por un conductor AWG comercial número 14 o número 16.

3.7.2 Protecciones

Los fusibles han sido dimensionados para corriente máxima del sistema debe corresponder aproximadamente al 80% de la corriente nominal del fusible, mientras que para el voltaje nominal del fusible este debe ser igual o superior al voltaje del circuito donde se instale el fusible.

Los fusibles seleccionados deberán ser entonces de un voltaje nominal mayor o igual a 27 voltios, con una corriente nominal igual pero no muy mayor a 46 amperios.

3.8 Puesta a tierra

La puesta a tierra es una conexión eléctrica entre una parte conductora que no pertenece al circuito y una toma de tierra compuesta por un electrodo o varios de ellos enterrados en el suelo. La finalidad de esta conexión es proveer a la corriente un camino de poca

resistencia, para proteger a las personas de una posible electrocución en caso de una fuga de electricidad.

Dentro de los sistemas fotovoltaicos se debe poner a tierra todas las partes expuestas metálicas no portadoras de corriente, como son las estructuras y soportes metálicos de los módulos, del regulador de carga, de las baterías y la carcasa del inversor, así lo determina el Código Eléctrico Nacional en el artículo 690-43 del capítulo 6.

Para la conexión a tierra se puede utilizar electrodos fabricados, los mismos que según el artículo 250-83 capítulo 2 del Código Eléctrico Nacional, indica que, si es posible, estos deben ser enterrados por debajo del nivel de humedad permanente (nivel freático) y deben estar libres de recubrimientos no conductores como pintura o esmalte. Un tipo de electrodo que cumple con estas características es la varilla para tierra Copperweld.

Si se desea consultar más acerca de otras opciones de puesta a tierra en caso de no poseer electrodos, lo puede hacer revisando el artículo 250-81 del capítulo 2 del Código Eléctrico Nacional.

La sección del conductor de puesta a tierra de equipos en sistemas foto voltaicos, debe tener una sección no menor a la de los conductores de los circuitos, siempre y cuando la corriente de cortocircuito de la fuente de alimentación sea menor al doble de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobre corriente. Para este caso de estudio la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es 33,06 amperios, que es menor al doble de la corriente nominal del fusible (92 amperios) que se determinó en la sección anterior. Por lo tanto, se puede utilizar un cable de cobre AWG número 10 o número 8.

Para otros sistemas en los que el conductor de puesta a tierra de los equipos deba tener otra sección, se recomienda revisar los artículos 250-95 del capítulo 2 del Código Eléctrico Nacional.

Los marcos de la mayoría de paneles FV, cuentan con un terminal de tierra debidamente identificado, mientras que aquellos que no lo poseen, presentan varios orificios en el marco, para de esa forma utilizar cualquiera de ellos y realizar la conexión a las estructuras metálicas de soporte (también cuentan con un terminal de tierra) como se muestra en la figura 3.3.

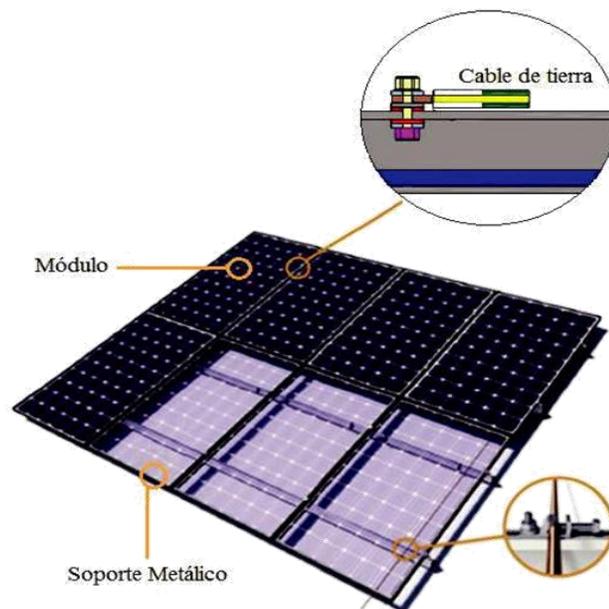


Figura 3. 3 conexión de Puesta a tierra del panel FV

Fuente: (Alonso, 2007)

Posteriormente se debe conectar el cable al electrodo, el mismo que para este caso de estudio, será una varilla Copperweld enterrada lo más cerca posible de la estructura metálica de soporte de los paneles solares. El mismo procedimiento de debe realizar

para los soportes metálicos de los demás equipos. La conexión de la puesta a tierra del generador fotovoltaico se muestra en la figura 3.4.

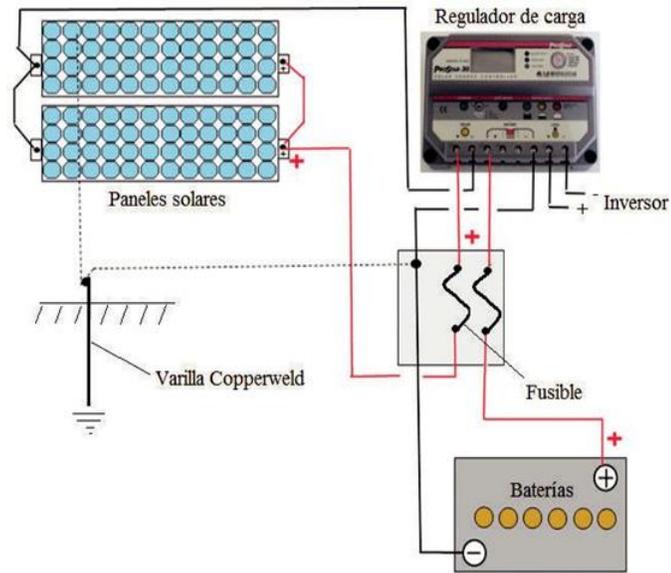


Figura 3. 4 Puesta a tierra del sistema fotovoltaico

Fuente: (Alonso, 2007)

De esta manera se ha dimensionado un sistema básico de sistema de riego utilizando paneles FV para alimentar la bomba de agua.

En la figura 3.5 se aprecia un esquema del sistema básico de bombeo para sectores rurales.

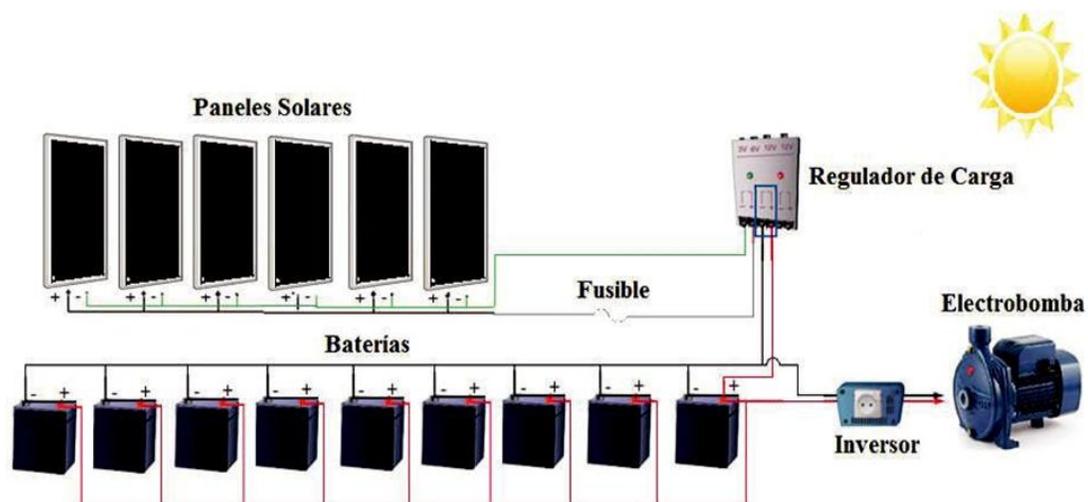


Figura 3. 5 Configuración del sistema de bombeo fotovoltaico dimensionado para una zona rural

Fuente: el autor

El costo del sistema puede alcanzar el valor 4.820 dólares. En el anexo 2 se presentan los costos estimados para el sistema de bombeo solar fotovoltaico, los mismos que han sido obtenidos en el mes de Julio del 2017.

CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

El sistema fotovoltaico utiliza el método de amperios-hora para el dimensionamiento de esta manera facilita el automatizado de la operación de irrigación.

Las baterías son el sistema de almacenamiento de energía más utilizado por sus prestaciones y coste son normalmente el método más viable a la hora de almacenar energía.

La función principal del regulador de carga es suministrar corriente procedente por el panel fotovoltaico, de modo que la batería se recargue totalmente, pero sin sobrecarga.

Sin un regulador de carga en el sistema que prevenga la sobrecarga la corriente de carga, proporcional a la irradiancia, entraría en la batería independientemente de si ésta está cargada o no.

Los reguladores de carga previenen la sobrecarga mediante limitación, interrupción completa, o pulsación de la corriente del generador fotovoltaico en función de unos determinados niveles de tensión de batería, relacionados con su estado de carga.

Cuando una batería de plomo-ácido se descarga excesivamente repetidamente se producen daños irreversibles que conducen a una pérdida de capacidad y vida útil. Para evitar la sobre descarga, el regulador desconecta el consumo cuando la tensión de batería desciende por debajo de unos determinados niveles de tensión

El método de riego a presión requiere mayor inversión, razón por la cual, en cuanto a nivel del agro, el riego por goteo todavía les representa una alta inversión, por lo que únicamente se los utiliza en cultivos intensivos y algunos frutales.

El riego por aspersión es adecuado para regar grandes praderas o cultivos no exceder de 3 ha. La literatura técnica señala que existen difusores más eficientes, con ahorro de 25% de agua frente a los tradicionales que pueden llegar a gastar 20 litros por m².

El riego por goteo que esta fuera del alcance del estudio de este Trabajo de Titulación, sin duda es el más ahorrador, no tiene pérdidas por evaporación y disminuye la proliferación de malas hierbas. Requiere muy poca presión y consiste en un sistema de tubos que se colocan alrededor de las plantas y proporcionan el agua gota a gota, en el momento y con duración programada.

4.2 Recomendaciones

El sistema de bombeo fotovoltaico de pequeña potencia utiliza una bomba de corriente continua superficial, pero por ambientes con polvo y suciedad es preferible recomendar bomba de corriente alterna, aunque supone un costo mayor su implementación.

Instalar una válvula de retención a la salida de la bomba con el fin de evitar el golpe de ariete.

Realizar el empalme de las tuberías de tal manera que no se presenten fugas de agua.

Tratar de evitar el uso excesivo de accesorios como curvas y codos.

Establecer una comparación entre las metodologías existentes para las regiones de la costa y la sierra con la metodología propuesta con el propósito de identificar las principales diferencias.

Revisar los manuales de instalación de cada uno de los equipos, con la finalidad de cumplir con los requerimientos de montaje de cada uno de ellos.

Realizar un plan de mantenimiento para alargar la vida útil del sistema.

Consultar con personal autorizado en caso de falla total del sistema.

Bibliografía

- Agencia Insular de la Energía-Tenerife. (2017). *ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA*. Recuperado el 7 de JULIO de 2017, de Agencia Insular de la Energía de Tenerife: http://www.agenergia.org/files/resourcesmodule/@random49914e4ed9045/1234267189_ENERGIA_SOLAR_FOTOVOLTAICA_ITER.pdf
- Alonso, M. (2007). *Sistemas Fotovoltaicos*. Obtenido de http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf
- Caiza, J. (2017). *FORMULACIÓN METODOLÓGICA PARA EL DIMENSIONADO E INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO PARA EL SECTOR RURAL DEL ECUADOR*. Obtenido de ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.
- Cavasassi, J. (2014). *Qué es una batería de ciclo profundo?* Obtenido de <http://www.cavadevices.com/archivos/FOLLETOS/BATERIAS%20CICLO%20PROFUNDO.pdf>
- Cepex. (2017). *VÁLVULA DE RETENCIÓN DE MUELLE Y RETENCIÓN DE BOLA*. Obtenido de <http://www.cepex.com/productos-riego/valvulas-de-retencion-bola-y-retencion-de-muelle>
- Comagro. (2014). *Válvula de Pie*. Obtenido de <http://www.comagro.com.py/valvula-de-pie-p191>
- CONELEC. (2008). *ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACION ELECTRICA*. Recuperado el 19 de JUNIO de 2017, de Corporación para la Investigación Energética: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00041.pdf>
- Cristín, M. (2004). *"Determinación del estado de carga de baterías Plomo-Ácido utilizando Redes Neuronales"*. Obtenido de https://www.cenidet.edu.mx/subaca/web-elec/tesis_mc/154MC_macv.pdf

- Feijoo, J. (2009). *Proyecto de implementación de paneles solares en haciendas, alejadas de la fuente de energía convencional*. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/21609/1/D-42260.pdf>
- Leroy-Merlin. (2016). *Elige un sistema de riego eficiente*. Obtenido de <http://www.leroymerlin.es/ideas-y-consejos/comoHacerlo/elige-un-sistema-de-riego-eficiente.html>
- Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca. (2012).
- Perpiñan, O. (2013). *Energía Solar Fotovoltaica*. Obtenido de https://procomun.files.wordpress.com/2010/02/esf_operpinandic2013.pdf
- Plan Nacional de Riego y Drenaje. (2012-2027). Obtenido de <http://www.agricultura.gob.ec/el-plan-nacional-de-riego/>
- Renobat. (2012). *Los cambios químicos de una batería causados por la temperatura*. Obtenido de <http://www.renobat.eu/es/comunicacion/articulos/193-los-cambios-quimicos-de-una-bateria-causados-por-la-temperatura>
- Rochin, Ortiz, S., & Ellis, A. (2000). *Energía solar para bombeo de agua*. La Paz Baja California: FIRCO-SWTDI.
- Sebastián, E. (2016). *Elementos de panel solar fotovoltaico*. Obtenido de <http://eliseosebastian.com/elementos-de-un-panel-solar-fotovoltaico/>
- Sistema Nacional de Información (SNI). (2014). *FICHA DE CIFRAS GENERALES*. Obtenido de http://app.sni.gob.ec/sni-link/sni/Portal%20SNI%202014/FICHAS%20F/0904_BALZAR_GUAYAS.pdf
- SunEarthTools.com. (2017). *SunEarthTools.com*. (N. 2017, Editor) Recuperado el 6 de JULIO de 2017, de <https://www.sunearthtools.com/es/tools/coordinates-latlong-sunpath-map.php>

Tello, A. (2010). *Sistema de seguimiento automático del sol para optimizar la captación de energía en celdas fotovoltaicas*. Repositorio Institucional de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE. (A. F. CÓNDROR, Ed.)
Obtenido de <http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/3887>

Glosario

Altura de Aspiración (Ha)

Altura geométrica medida desde el nivel mínimo del líquido al eje de la bomba.

Altura de Impulsión (Hi)

Altura geométrica medida desde el eje de la bomba hasta el nivel máximo de elevación.

Altura Manométrica de Aspiración (Hma)

Es la suma de la altura de aspiración más las pérdidas de carga equivalentes de la tubería y demás accesorios.

Altura manométrica de Impulsión (Hmi)

Es la suma de la altura geométrica más las pérdidas de carga equivalentes de la tubería y demás accesorios.

Altura Manométrica Total (Hmt)

Es la altura total que debe vencer la bomba (presión diferencial).

Caudal (Q)

Es la cantidad de agua medida en volumen y que se mueve en una unidad de tiempo.

Densidad (σ)

Es la masa de una sustancia por unidad de volumen o la cantidad de masa que existe en un determinado volumen del cuerpo.

NPSH disponible (Net Positive Suction Height)

Es la energía que el líquido posee en un punto inmediatamente anterior de la succión de la bomba y arriba de su presión de vapor a la temperatura de bombeo.

El NPSH disponible debe ser calculado por quien dimensiona el sistema de bombeo valiéndose de datos de la instalación y de coeficientes sacados de tablas.

NPSH requerido

Es la energía necesaria para vencer las pérdidas de carga entre la conexión de succión de la bomba y las palas del impulsor. Este dato es proporcionado por el fabricante de la bomba a través de las curvas características de la bomba.

Pérdidas de Carga

Se denomina pérdidas de carga o pérdidas de presión de un sistema, a la producida por la fricción causada por la resistencia de la pared interna de la tubería, válvulas, filtros, codos y demás accesorios que componen la infraestructura hidráulica.

Pérdidas de Carga Continuas

Son causadas por el movimiento del agua, estas pérdidas son uniformes a lo largo de toda la tubería para un mismo diámetro independientemente de su posición, pero dependiente de la velocidad del agua, de su viscosidad, densidad y de la rugosidad de las paredes internas de la tubería.

Pérdidas de Carga Localizadas

Son causadas por el movimiento del agua en las paredes internas de las conexiones o accesorios de la instalación hidráulica, siendo mayores en los puntos donde hay cambios de dirección del agua, estas pérdidas no son uniformes aun si las conexiones o accesorios tengan el mismo diámetro.

Peso (W)

Es la fuerza de atracción entre un objeto y la tierra.

Peso Específico (γ)

Se define como el peso de una sustancia por unidad de volumen, el peso específico influye en el bombeo dependiendo del tipo de sustancia, las mismas que necesitarán de una mayor o menor presión de descarga.

Potencia Absorbida [Pa]

La potencia absorbida de una bomba es la energía que la bomba consume para llevar el agua al caudal deseado, altura establecida y con el rendimiento esperado.

Presión (P)

Se define como presión a la fuerza ejercida sobre una superficie.

Presión Atmosférica (Pa)

La presión atmosférica, es aquella presión que ejerce el aire que envuelve al planeta sobre todo los cuerpos sumergidos en ella. Esta presión varía con la altitud, a mayor altitud menor presión atmosférica.

Presión Atmosférica Relativa (Pr)

Es la presión medida con relación a la presión atmosférica. Esta presión se la puede medir por ejemplo con un manómetro.

Presión de Vapor (Tv)

Es la presión a la que un líquido a determinada temperatura se encuentra en equilibrio con su fase gaseosa.

Régimen de Desplazamiento del Fluido

Es la forma de cómo el líquido se desliza en el interior de la tubería, lo que determinará su velocidad en función de la fricción generada.

Régimen de Desplazamiento Laminar

Es cuando las partículas del líquido siguen la misma trayectoria que la seguida por las partículas anteriores al paso por un punto. El régimen laminar es caracterizado cuando el número de Reynolds es menor a 2000.

Régimen de Desplazamiento Turbulento

Se da cuando las líneas del líquido se rompen, originando remolinos con velocidades variables en dirección y magnitud en puntos e instantes diferentes, los mismos que absorben energía del líquido aumentando el arrastre por rozamiento. El régimen turbulento es caracterizado cuando el número de Reynolds es mayor a 4000, mientras que para un número de Reynolds comprendido entre 2000 y 4000, el régimen de desplazamiento es considerado crítico o de transición.

Rugosidad

Son las irregularidades en el acabado de una superficie.

Viscosidad (μ)

La viscosidad es la propiedad de un fluido de oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza. Los fluidos que son muy viscosos presentan una cierta resistencia a fluir, mientras que los fluidos de baja viscosidad fluyen con facilidad.

1	Pcs	1	Inversor UPS Powerstar 3KW/12VDC Potencia nom: 1500 W (continua) Potencia max: 3000 W (10seg) Voltaje Entrada: 12 VDC (baterías) Voltaje Salida:120/220 VAC Eficiencia 90% (Full load)/95% (1/3 load) autosensing 60Hz sinusoidal pura	290,00	290,00
9	Pcs	9	TAB BATTERY POWERSUN 150Ah/12Vdc PLOMO-ÁCIDO Voltaje: 12 VDC Capacidad: 150 Ah@10h descarga profunda Libre mantenimiento. Ciclos 2400 DOD50% Dimensiones: 206x175x175 mm	170,00	1.530,00
					
6	Pcs	6	Estructura de soporte paneles solares Estructuras en hierro galvanizado para instalación en piso. Material menor, pernos, tuercas, etc.	100,00	600,00
9	Pcs	9	Soporte de baterías Soporte para baterías en hierro galvanizado. Con pintura anticorrosiva.	25,00	225,00
1	Glb	0	Gabinete conexionado 60*40*20 cm Gabinete eléctrico para conexionado de controlador, protecciones, precableado, etc.	200,00	200,00

1	Glb	0	Material menor (Cables, fusibles)	150,00	150,00
SUBTOTAL:					3.965,00
IVA 12%					551,10
VALOR					4.516,10



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



Presidencia
de la República
del Ecuador



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Byron Fernando Jácome Rendón** con C.C: **0925341539** autor del trabajo de titulación: “**Propuesta de sistema de bombeo utilizando paneles fotovoltaicos**”, previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico-Mecánico con Mención en Gestión Empresarial Industrial, en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 25 Agosto de 2017

f. _____

Byron Fernando Jácome Rendón

C.C: 0925341539



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



Presidencia
de la República
del Ecuador



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Propuesta de sistema de bombeo utilizando paneles fotovoltaicos		
Autor	Byron Fernando Jácome Rendón		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES) (apellidos/nombres):	Ing. Philco Asqui. Luis Orlando		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería Eléctrico-Mecánica		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero Eléctrico-Mecánico con Mención en Gestión Empresarial Industrial		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	25 de Agosto de 2017	No. DE PÁGINAS:	97
ÁREAS TEMÁTICAS:	Sistema riego, Máquinas eléctricas.		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Riego, Paneles fotovoltaicos, Bomba centrífuga, Riego por aspersión.		

RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):

El presente trabajo tiene como objetivo general el dimensionamiento de un sistema de bombeo utilizando paneles solares para su alimentación eléctrica. En ciertos sectores rurales el tendido eléctrico no llega hasta los terrenos de cultivo, por dicha razón se plantea una propuesta de riego, empleando alimentación eléctrica con uso de energía renovable (solar) para el funcionamiento de la bomba.

La metodología que se emplea es descriptiva y analítica se caracteriza el equipamiento para un sistema de bombeo alimentado con paneles fotovoltaicos, esta propuesta puede utilizarse en terrenos de hasta 1 hectárea. Se efectúan cálculos teóricos para el dimensionamiento de sus componentes, el sistema de bombeo es ideal con el método de riego por aspersión, según los resultados de los cálculos, se debe utilizar 6 paneles fotovoltaicos, 9 baterías (plomo-ácido híbridas de 55Ah de 12 voltios). Si se desea cubrir más de una hectárea debe dimensionarse nuevamente todos sus componentes.

ADJUNTO PDF: SI NO

CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN:	CON	Teléfono: 0981485735	E-mail: jacome280@hotmail.es
COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	LA	Nombre: Philco Asqui, Luis Orlando	
		Teléfono: (04) 2 202935 ext.2007	
	DEL	E-mail: luis.philco@cu.ucsg.edu.ec / ute@cu.ucsg.edu.ec	
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			