

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA



**PROPUESTA METODOLÓGICA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE
BOMBEO DE AGUA ENERGIZADO CON RECURSO SOLAR**

PRESENTADO POR:

Br. BRADIS, SOTO CASTILLO

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO

CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO 2023

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

M.Sc. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIA GENERAL :

M.Sc. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA

SECRETARIO :

**Ing. JULIO ALBERTO PORTILLO
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

DIRECTOR INTERINO:

Ing. FRANCISCO DE LEÓN TORRES

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO MECÁNICO

Título :

**PROPUESTA METODOLÓGICA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE
BOMBEO DE AGUA ENERGIZADO CON RECURSO SOLAR**

Presentado por :

BRADIS SOTO CASTILLO

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

Ing. MIGUEL TOMÁS AMAYA GÓMEZ

San Salvador, febrero de 2023

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

Ing. MIGUEL TOMÁS AMAYA GÓMEZ

Contenido

RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	3
OBJETIVO GENERAL	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
ALCANCES	4
1 Energía solar fotovoltaica	6
1.1 Sistema fotovoltaico	7
1.2 Radiación.....	7
1.3 Horas solares pico (HSP).....	8
1.4 Situación actual en el salvador con la energía solar fotovoltaica	10
2 Bombeo solar fotovoltaico	12
2.1 Componentes básicos de un sistema de bombeo solar fotovoltaico.....	14
2.1.1 Generadores fotovoltaicos.....	16
2.1.2 Sistema motor-bomba	20
2.1.3 Sistema de cableado y tuberías.....	24
2.1.4 Sistema de acondicionamiento de potencia.....	25
2.1.5 Sistema de acumulación de agua.....	32
2.2 Aplicaciones de bombeo solar	33
2.3 Configuraciones típicas de sistemas de bombeo solar FV	35
2.3.1 Configuración con motor-bomba CC	35
2.3.2 Configuración con motor-bomba CA.....	36
2.3.3 Configuración motor-bomba CA con banco de baterías	37
3 Metodología para el cálculo de sistemas de bombeo solar FV	38
3.1 Datos de partida.....	40
3.1.1 Emplazamiento.....	40
3.1.2 Necesidades hídricas	41
3.1.3 Descripción y ubicación del sistema de bombeo	42
3.1.4 Descripción del sistema hidráulico.....	43
3.1.5 Caudal de operación del sistema.....	50
3.2 Diseño del sistema hidráulico.....	52
3.2.1 Diámetro nominal de la tubería.....	52
3.2.2 Longitud de tubería y accesorios	54

3.2.3	Parámetros necesarios para el cálculo de pérdidas de aspiración e impulsión	55
3.2.4	NPSH o altura neta positiva de aspiración.....	60
3.2.5	Selección del tipo de bomba.....	63
3.2.6	Potencia de la bomba.....	64
3.3	Cálculo del regulador	70
3.4	Dimensionamiento del generador fotovoltaico.....	71
3.4.1	Módulos fotovoltaicos	72
3.4.2	Performance ratio (PR)	74
3.4.3	Configuración del generador solar fotovoltaico	79
3.4.4	Distancia mínima entre filas de módulos.....	81
3.5	Sistema eléctrico.....	82
3.5.1	Cableado eléctrico.....	83
3.5.2	Protecciones.....	88
3.5.3	Puesta a tierra	94
4	Utilización de metodología en hoja de cálculo y caso práctico.....	97
4.1	Pasos para utilizar la metodología con la hoja de cálculo de Excel proporcionada.	99
4.2	Ejemplo: Sistema de bombeo solar en caserío el tesoro, municipio de el porvenir, Santa Ana	111
4.2.1	Datos de partida.....	112
4.2.2	Cálculo del caudal de impulsión.....	113
4.2.3	Diseño hidráulico	114
4.2.4	Cálculo del inversor	118
4.2.5	Diseño Generador fotovoltaico	119
4.2.6	Sistema eléctrico	127
4.2.7	Aplicación de la hoja de cálculo en el caso práctico	131
5	Instalación, operación y mantenimiento de sistema de bombeo solar FV	138
5.1	Herramientas, materiales y equipo de protección personal para la instalación del sistema de bombeo solar fotovoltaico	140
5.1.1	Herramientas.....	140
5.1.2	Materiales.....	141
5.1.3	Equipo de protección personal (EPP).....	144
5.2	Instalaciones del sistema de bombeo solar fotovoltaico	146
5.2.1	Instalaciones de paneles solares.....	147
5.2.2	Instalación eléctrica (CC).....	149

5.2.3	Obra civil	154
5.2.4	Instalación de puesta a tierra y pararrayos	155
5.2.5	Instalación del regulador.....	158
5.2.6	Instalación de banco de baterías	161
5.2.7	Instalación de inversor.....	165
5.2.8	Instalaciones eléctricas (CA, Consumo)	168
5.2.9	Instalación de bombas.....	170
5.2.10	Instalación de sistema hidráulico	174
5.3	Operación y mantenimiento del sistema de bombeo solar fotovoltaico .	179
5.3.1	Paneles solares.....	181
5.3.2	Reguladores e inversores.....	187
5.3.3	Baterías.....	188
5.3.4	Bombas y motores.....	188
6	Conclusiones	194
7	Recomendaciones	195
	Glosario de siglas	197
	Glosario de abreviaturas	199
	Referencias	201
	Bibliografía	203
	Anexos	210

Contenido de Figuras

Figura 1	Esquema de radiación sola. Fuente: La Heliosfera, la radiación solar. .	8
Figura 2	Horas Solares Pico. Fuente: Helio Esfera.....	9
Figura 3	Mapa de irradiación solar promedio por zonas de El Salvador. Fuente: Proyecto SWERA.	12
Figura 4	Algunas combinaciones de un sistema de bombeo solar fotovoltaico. Fuente: Solartik.	15
Figura 5	Generador fotovoltaico. Fuente: SOLARTEC	16
Figura 6	Sección de un módulo fotovoltaico. Fuente: Romero.	17
Figura 7	Sistema motor-bomba. Fuente: TIMSA.....	20
Figura 8	Comparación entre las curvas características típicas Altura-Caudal de las bombas centrífugas y de desplazamiento positivo a velocidad constante. Fuente: CIEMAT.....	22
Figura 9	Bomba sumergible. Fuente: Liyupan	23
Figura 10	Bomba centrífuga. Fuente: Fluide.....	23

Figura 11 Bomba de desplazamiento positivo. Fuente: Global Industrial.	24
Figura 12 Controlador de carga PWM Victron Energy, modelo BlueSolar PWM-Pro 12/24V-10A. Fuente: Victron Energy.	26
Figura 13 Controlador de carga MPPT Victron Energy, modelo BlueSolar MPPT 12/24/36/48V 150V / 35. Fuente: Victron Energy.	28
Figura 14 Inversor Victron Phoenix 12/1200 de 12V y 1000W continuos y onda senoidal pura. Fuente: Victron Energy.	29
Figura 15 Instalación de un inversor en paneles solare. Fuente: EcoFener.	29
Figura 16 Conexión de banco de baterías en generador fotovoltaico. Fuente: Antehc El Salvador.....	31
Figura 17 Distribución de agua con tanque elevado. Fuente: ISSUU, Instalaciones hidráulicas	32
Figura 18 Necesidad de agua para consumo de residencias. Fuente: Lokman Arosenema, Tanque de reserva de agua potable	33
Figura 19 Diagrama de bloques de un sistema de bombeo de agua fotovoltaico de DC de acoplamiento directo. Fuente: Review of solar photovoltaic water pumping system technology	36
Figura 20 Diagrama de bloques de un sistema de bombeo de agua fotovoltaico AC. Fuente: Review of solar photovoltaic water pumping system technology	37
Figura 21 Diagrama de bloques de un sistema de bombeo de agua fotovoltaico con almacenamiento de batería. Fuente: Review of solar photovoltaic water pumping system technology	38
Figura 22 Secuencia de la metodología de diseño. Fuente: Elaboración propia.	39
Figura 23 Representación gráfica de una bomba en superficie. Fuente: Elaboración propia.	44
Figura 24 Diagrama esquemático de variación del nivel de agua en un pozo de bombeo (abatimiento). Fuente: Sistemas de bobeo solar fotovoltaico, CIEMAT.....	46
Figura 25 Esquema de ubicación de accesorios. Fuente: ESPA.....	49
Figura 26 Intervalos de aplicación de los distintos tipos de bomba para aplicaciones fotovoltaicas. Fuente: Guía para el desarrollo de proyectos de bombeo de agua con energía fotovoltaica.	63
Figura 27 Esquema del cálculo de la potencia de la bomba. Fuente: elaboración propia	64
Figura 28 Bomba Grundfos, selección de bomba. Fuente: Catalogo de Grundfos.	66
Figura 29 Datos técnicos de bomba Grundfos NB 32-125.1, 2 polos 50 Hz. Fuente: Catalogo de Grundfos.	67
Figura 30 Diagrama esquemático básico de un variador de frecuencia industrial. Fuente: CIEMAT, 2018.....	70
Figura 31 Curva característica I-V de un módulo fotovoltaico. Fuente: Click Renovables.	74
Figura 32 Esquema de distancia mínima entre filas de módulos. Fuente: Ingelibre Blog.....	82

Figura 33 Visualización técnica de una sobretensión (derecha). Fuente: Saclima.	89
Figura 34 Medios de desconexión en una instalación fotovoltaica. Fuente: Sánchez Juárez, A. Centro de Investigación de Energía, UNAM.	92
Figura 35 Diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el cual se muestran las posiciones sugeridas en donde deben localizarse los Medios de Desconexión (Dsc). Fuente: (Quinteros Calzadia & Zelada Ramírez, 2018).....	92
Figura 36: Aislador de porcelana con sus dimensiones sugeridas. Fuente: CAESS	93
Figura 37 Datos de partida, emplazamiento y necesidades de agua. Fuente: Elaboración propia.	99
Figura 38 Hoja de datos de partida, sistema hidráulico. Fuente: Elaboración propia.	100
Figura 39 Ejemplo grafico de sistemas de bombeo por bomba de superficie y sumergible. Fuente: Elaboración propia.....	100
Figura 40 Hoja de datos de partida, factores de pérdidas por accesorios. Fuente: Elaboración propia.	101
Figura 41 Volúmenes estacionales. Fuente: Elaboración propia.	101
Figura 42 Hoja de potencial de la zona, datos a ingresar de irradiancia mensual o diario. Fuente: Elaboración propia.....	102
Figura 43 Volumen estacional. Fuente: Elaboración propia.....	103
Figura 44 Hoja de Diseño hidráulico, datos necesarios para cálculos. Fuente: Elaboración propia.	104
Figura 45 Hoja de diseño hidráulico, resultados de datos de la bomba y el motor seleccionado. Fuente: Elaboración propia.	105
Figura 46 Hoja de datos de partida, datos a ingresar de la bomba y del motor. Fuente: Elaboración propia	105
Figura 47 Hoja de datos de partida, datos a ingresar del inversor. Fuente: Elaboración propia.	106
Figura 48 Hoja de datos de partida, datos a ingresar de módulo FV. Fuente: Elaboración propia.	107
Figura 49 Ficha técnica de módulo fotovoltaico CS6U Canadian Solar. Fuede: Canadian Solar.....	107
Figura 50 Hoja de generador FV, resultados de las características del generador a utilizar. Fuente: Elaboración propia.	108
Figura 51 Hoja de cableado eléctrico, resultados de intensidad de diseño en tramos de cableado. Fuente: Elaboración propia.	110
Figura 52 Hoja de resultados para guardado de archivos de cálculo.	111
Figura 53 Curva de bomba MTRE 15-2/1 A-W-A-HUUV. Fuente: Catálogo de Grundfos.....	116
Figura 54 Ficha técnica de bomba MTRE 15-2/1 A-W-A-HUUV. Fuente: Catálogo de Grundfos.....	117
Figura 55 Características técnicas del lado de corriente directa del inversor ABB UNO-DM-2.0-TL-PLUS-Q. Fuente: ABB Solar inverter	118

Figura 56 Características técnicas del lado de corriente alterna del inversor ABB UNO-DM-2.0-TL-PLUS-Q. Fuente: ABB Solar Inverter	119
Figura 57 Estructura metálica. Fuente: Gemsasolar, estructura de suelo	125
Figura 58 Esquema de la posición del módulo fotovoltaico. Fuente: Aula Facil, PVF las sombras y las distancias, https://bit.ly/3PSiSik	126
Figura 59 Equipo de Protección personal más común. Fuente: Safety Culture	146
Figura 60 Instalación de paneles solares, vista superior. Fuente: La bodega solar BS	149
Figura 61 Conectores de paneles solares MC4. Fuente: Sola CELL, ¿Cómo conectar paneles solares en serie o paralelo?; https://bit.ly/3bm3QCw ...	150
Figura 62 Conexión de paneles en serie con sus conectores. Fuente: Sola CELL, ¿Cómo conectar paneles solares en serie o paralelo?; https://bit.ly/3bm3QCw	151
Figura 63 Conexión de paneles en paralelo con sus conectores. Fuente: Sola CELL, ¿Cómo conectar paneles solares en serie o paralelo?; https://bit.ly/3bm3QCw	151
Figura 64 Diagrama de conexión, Fuente: DISEÑO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO RESIDENCIAL CON ENERGÍA SOLAR	153
Figura 65 Orificios en marco de placas solares. Fuente: Sunflieds, Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas, José Lorenzo	156
Figura 66 Diagrama de puesta a tierra de estructura y módulos solares. Fuente: Sunflieds, Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas, José Lorenzo ..	157
Figura 67: Instalación de paneles solares y aerogenerador con pararrayos. Fuente: Habitissimo, instalación de placas solares, aerogenerador y pararrayos.	158
Figura 68 Cableado de un regulador. Fuente: AutoSolar	160
Figura 69 Arreglo de baterías en paralelo. Fuente: SYSCOM, ¿Cómo conectar bancos de baterías?	161
Figura 70 Conexión de banco, batería con sobrecarga. Fuente: Como calcular y diseñar un banco de baterías, mayo 2020	163
Figura 71 Conexión de banco, baterías con descarga y sobrecarga. Fuente: Como calcular y diseñar un banco de baterías, mayo 2020	164
Figura 72 Conexión de bancos correcto. Fuente: Como calcular y diseñar un banco de baterías, mayo 2020	164
Figura 73 Banco de baterías en diferentes arreglos de voltaje. Fuente: SYSCOM, ¿Cómo conectar bancos de baterías?	165
Figura 74 Cable THHN dentro de tubería EMT Fuente: Medical Electric	169
Figura 75 Cable TSJ 3x12, Fuente: Pelsa	170
Figura 76 Bomba superficial con paneles solares, para riego de palma, bomba de 21 Hp con caudal máximo de 80 L/s. Fuente: Energía fuera de red.	172
Figura 77 Instalación de bomba sumergible Grundfos SP, Fuente: Grundfos	174
Figura 78 Tanque de almacenamiento de agua elevado. Fuente: Tanque de reserva de agua potable, https://bit.ly/3PuEYku	178
Figura 79 Arreglo de módulos solares con los cambios del NEC 2014. Fuente: Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos en edificios, Alestore	182

Figura 80 Arreglo de módulos solares con los cambios del NEC 2017. Fuente: Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos en edificios, Alestore	Figura 81 Arreglo de módulos solares con los cambios del NEC 2014. Fuente: Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos en edificios, Alestore
Figura 82 Arreglo de módulos solares con los cambios del NEC 2017. Fuente: Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos en edificios, Alestore	Figura 83 Arreglo de módulos solares con los cambios del NEC 2017. Fuente: Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos en edificios, Alestore
Figura 84 Arreglo de módulos solares con los cambios del NEC 2014. Fuente: Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos en edificios, Alestore	Figura 85 Arreglo de módulos solares con los cambios del NEC 2017. Fuente: Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos en edificios, Alestore
Figura 86 Arreglo de módulos solares con los cambios del NEC 2014. Fuente: Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos en edificios, Alestore	Figura 87 Arreglo de módulos solares con los cambios del NEC 2017. Fuente: Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos en edificios, Alestore

Contenido de Tablas

Tabla 1 Ventajas e inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica. Fuente: Total Energie, Ventajas y desventajas de energía solar	Tabla 2 Paneles actuales en el mercado. Fuente: Sunfields, 2019.
Tabla 3 Tipos de paneles del mercado actual. Fuente: Elaboración propia.	Tabla 4 Costo de los paneles solares en dólares americanos por watt de potencia para los países de Latinoamérica. Fuente: CEMAER, 2019.
Tabla 5 Diámetros nominales normalizados. Fuente: Elaboración propia.	Tabla 6 Diámetro de tuberías de agua y pérdidas de carga. Fuente: Ballester.
Tabla 7 Nomenclatura de Conductores, Fuente: NEC 2016.	Tabla 8 Porcentajes de caída de tensión (%). Fuente: Inge mecánica, Instalación solar fotovoltaica para el bombeo de agua para riego.
Tabla 9 Datos técnicos panel fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.	Tabla 10 Resultados, generador fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.
Tabla 11 Características del cableado del Tramo I. Fuente: Elaboración propia.	Tabla 12 Características del cableado del tramo II. Fuente: Elaboración propia.
Tabla 13 Características del cableado del tramo III. Fuente: Elaboración propia.	Tabla 14 Datos de partida. Fuente: Elaboración propia.
Tabla 15 Resultado de caudal de diseño. Fuente: Elaboración propia.	Tabla 16 Selección de diámetro. Fuente: Elaboración propia.
Tabla 17 Resultado de pérdidas de cargas localizadas. Fuente: Elaboración propia.	Tabla 18 Resultados de pérdidas primarias y altura del sistema. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 19 Datos técnicos de bomba. Fuente: Elaboración propia.....	134
Tabla 20 Potencia en el eje de la bomba y eléctrica demandada por el motor. Fuente: Elaboración propia.	134
Tabla 21 Datos técnicos del inversor. Fuente: Elaboración propia.	135
Tabla 22 Datos técnicos del panel FV. Fuente: Elaboración propia.....	135
Tabla 23 Resultados de análisis de pérdidas en módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.	136
Tabla 24 Dimensionamiento del generador fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.	136
Tabla 25 Resultados de cableado eléctrico en el Tramo I. Fuente: Elaboración propia.	137
Tabla 26 Resultados del cableado eléctrico en los tramos I y II. Fuente: Elaboración propia.	137
Tabla 27 Fallas y recomendaciones comunes en instalación de paneles solares. Fuente: SolarPak, Problemas comunes en los paneles solares y como solventarlos	186
Tabla 28: Fallas, causas y soluciones para bombas. Fuente: CADECO, Fallas comunes en bombas hidráulicas.	192

RESUMEN

En la actualidad ha aumentado la importancia del uso de las energías renovables para combatir el cambio climático, en El Salvador se tiene potencial para la utilización de energías limpias, así se consigue reducir la huella de carbono y la huella hídrica hacia nuestro planeta, también, es una buena alternativa para disminuir los costos de proyectos que dependen de una red eléctrica o de combustibles fósiles, por lo cual, se podría aprovechar el potencial de energía solar y eólica que tenemos disponible en El Salvador, en el caso de esta metodología se dará una alternativa para los sistemas de bombeo que hay en la actualidad, energizados desde una red eléctrica o de generadores utilizando combustibles fósiles, logrando un proyecto impulsado completamente por energía solar con la tecnología de paneles fotovoltaicos. Se tendrá todo el conocimiento básico para el diseño de un sistema de bombeo energizado con recurso solar, también, la metodología detalla paso a paso el correcto cálculo de componentes que lleva un sistema de bombeo solar fotovoltaico, para la facilidad se ha creado una hoja de cálculo de Excel que facilitara todo el procedimiento de diseño, logrando disminuir los errores de cifras significativas o errores humanos en los procedimientos de cálculo.

INTRODUCCIÓN

El agua es un recurso indispensable para la vida diaria del ser humano, en El Salvador este recurso puede llegar a ser escaso en algunas zonas del país,

por lo tanto, en su mayoría es necesario transportar este recurso de un lugar que tenga disponibilidad a otro que no la tenga, para esto se debe utilizar un sistema de bombeo el cual puede ser alimentado con energía eléctrica de la red del país, generadores eléctricos con combustibles fósiles o energías renovables.

En El Salvador existen valores de irradiancia que pueden ser aprovechados para la generación de electricidad, podemos notar como en el país la implementación de este tipo de energía ha venido en ascenso en los últimos años^[1], una de las aplicaciones son los sistemas de bombeo solar, donde a partir módulos fotovoltaicos se suministra la potencia necesaria para activar el conjunto motor-bomba que permite el desplazamiento del agua de un punto a otro, estos sistemas son utilizados principalmente para riego, consumo humano, consumo animal . En consecuencia, la existencia de una metodología que facilite el diseño y posterior implementación de sistemas de bombeo de agua energizado con recurso solar se hace necesaria.

Como primer punto, en este Trabajo de Graduación se presentará un breve recorrido histórico sobre las aplicaciones de la energía solar en el bombeo de agua a nivel mundial, así como un breve panorama de la situación actual de la energía solar fotovoltaica en El Salvador, a continuación, se expondrán los diferentes componentes y elementos necesarios para que el sistema pueda tener un funcionamiento autónomo en base a los parámetros predefinidos por el usuario, así como también los diversos procedimientos necesarios para el dimensionamiento y el cálculo de los componentes de un sistema de bombeo de agua que utiliza como única fuente de energía el sol. Se diseñará una hoja de cálculo que permita la automatización de este proceso

Se incluirá, además, un ejemplo práctico donde se demuestra la utilización y funcionalidad de la hoja de cálculo diseñada. Por último, se propondrán buenas prácticas para el montaje, uso, mantenimiento y fallas de los sistemas de bombeo

de agua energizados con recurso solar a fin de garantizar su buen desempeño en operación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Realizar una propuesta metodológica para el diseño de sistemas de bombeo solar fotovoltaico.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Diseñar el sistema hidráulico de bombeo, de acuerdo con las necesidades hídricas demandadas.
- Dimensionar el sistema fotovoltaico para generar la energía eléctrica demandada por el sistema de bombeo.
- Dimensionar y seleccionar los componentes de protección y control del sistema.
- Elaborar guías de montaje, uso y mantenimiento de sistemas de bombeo de agua energizado con recurso solar.

ALCANCES

- a) La metodología a diseñar será de fácil aplicación.

b) La metodología sistematizará parte del proceso de cálculo haciendo uso de una “hoja de cálculo”, la cual tendrá las siguientes características:

1-Uso intuitivo y amigable, no siendo necesario que el usuario tenga profundos conocimientos técnicos en el tema.

2-Brindará la información básica requerida para la implementación del sistema de bombeo solar fotovoltaico.

3-Los resultados tendrán un respaldo técnico y teórico, lo que garantizará la confiabilidad de estos.

c) El usuario del sistema solar fotovoltaico tendrá toda la información necesaria para la operación y mantenimiento básico de los componentes del sistema de bombeo.

1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua por medio de semiconductores cuando éstos son iluminados por un haz de fotones a través de paneles solares.

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua por medio de semiconductores cuando éstos son iluminados por un haz de fotones a través de paneles solares.

Mientras la luz incide sobre una célula solar, que es el nombre dado al elemento fotovoltaico individual, se genera potencia eléctrica; cuando la luz se extingue, la electricidad desaparece.

Tabla 1 Ventajas e inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica. Fuente: Total Energie, Ventajas y desventajas de energía solar

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Limpia, renovable, infinita, silenciosa	Gran inversión inicial
Retribuida económicamente la producción para venta de red	Difícil almacenamiento
Subsidios por medios ambientalistas	Proceso de fabricación de módulos complejo y caro
Corto plazo de recuperación de inversión	No competitiva con otras energías en la actualidad en grandes demandas
Sin partes móviles y modular	Producción variable según climatología y época del año

1.1 Sistema fotovoltaico

Se define al sistema fotovoltaico como un conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que ayudan a captar y transformar la energía solar en energía eléctrica. Esta última es acondicionada según los requerimientos y necesidades de una aplicación determinada y ser aprovechada por el hombre.

Su funcionamiento comienza cuando la luz solar incide sobre la superficie del arreglo fotovoltaico, donde se transforma en energía eléctrica de corriente directa por las células solares; dicha energía es recogida y conducida hasta un regulador de carga solar, el cual tiene como función enviar esta energía hasta el banco de baterías, en donde es almacenada, cuidando que se genere sobrecarga y sobre descarga; en algunos de los diseños de los sistemas fotovoltaicos, parte de esta energía es enviada directamente a las cargas.

1.2 Radiación

La radiación es la transferencia de energía calorífica por ondas electromagnéticas, es decir, no hay contacto directo con la fuente de calor. La energía viaja en línea recta a través del espacio o el vacío (similar a la luz) y no genera calor hasta que es absorbida por un cuerpo.

Todos los cuerpos con temperatura por encima del “cero absoluto” irradian energía, los cuerpos más calientes irradian más energía que los más fríos. La radiación solar es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas.



Figura 1 Esquema de radiación sola. Fuente: La Heliosfera, la radiación solar.

Irradiancia (I): la radiación que incide en un instante sobre una superficie determinada, W/m^2 (potencia).

Irradiación (H): la radiación que incide durante un período de tiempo sobre una superficie determinada, Wh/m^2 o J/m^2 (energía).

1.3 Horas solares pico (HSP)

Las Horas Solares Pico u Horas de Sol Pico (HSP) es una unidad de medida de irradiación (energía) suponiendo una radiación constante de $1000 W/m^2$. Por lo tanto, es una magnitud que se mide en “horas”.

Cuando se habla de una hora de sol pico, se refiere a la energía recibida por una radiación de 1000 W/m^2 durante una hora. Este parámetro permite calcular de forma sencilla la energía recibida en un periodo de tiempo.

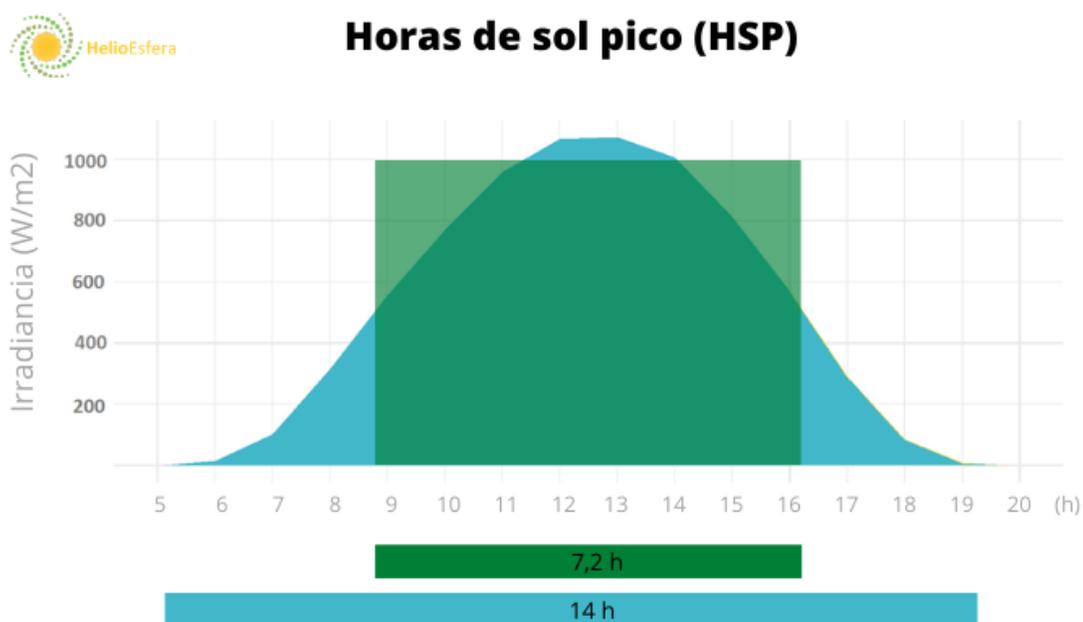


Figura 2 Horas Solares Pico. Fuente: Helio Esfera.

La gráfica de color azul de la figura 2, muestra la irradiancia normal (potencia en W/m^2) a lo largo de un día, ésta va aumentando hasta llegar a su máximo (1100 W/m^2), a partir del cual empieza a disminuir, es decir, varía con el tiempo. Si embargo, en la gráfica de color verde, la irradiancia es constante (1000 W/m^2) durante un periodo más corto de tiempo (7,2 h).

La energía generada, es la superficie de la gráfica, en el caso de la gráfica azul es una forma de campana y en el caso de la gráfica verde es un rectángulo, y en ambos casos es la misma, 7200 W/m^2 .

Es una forma de simplificar el dato la energía de recibida con una única unidad, horas de Sol pico. Esto facilita a la hora de hacer cálculos, estimaciones, dimensionados.

Las HSP permiten:

- Comparar la radiación en diferentes puntos y periodos de tiempo, el que tenga mayor HSP, significará que tiene mayor radiación.
- Calcular la irradiación por unidad de superficie (Wh/m²) simplemente multiplicando las HSP por 1000 W/m².
- Calcular la irradiación total en una superficie dada (Wh) simplemente multiplicando las HSP por 1000 W/m² y por la superficie en m².

1.4 Situación actual en el salvador con la energía solar fotovoltaica

Las fuentes renovables de energía, incluyendo energía hidráulica, geotérmica, biomasa, solar y eólica juegan un importante y creciente papel en la matriz energética en El Salvador. El Consejo Nacional de Energía (CNE) institución que dicta las políticas energéticas, está comprometido con el desarrollo sostenible de las tecnologías energéticas renovables y el aumento en el uso de las energías limpias nacionales, siendo esta una parte importante de la lucha contra el cambio climático y el aumento de nuestra seguridad energética.

Potencial de la energía solar

Para tener conocimiento del potencial energético solar de una región se debe determinar qué punto geográfico se plantea analizar, así sabremos la disponibilidad del recurso solar para proyectos de energía fotovoltaica del país.

En la región central del área metropolitana de El Salvador la irradiación solar es alta teniendo un valor de 5.3 kWh/m²/día según estudios realizados por SWERA el año 2012, en comparación con la de otros países como Alemania o Tokio que tienen valores de irradiación de 3.3 kWh/m²/día y aun así dicho país tiene gran capacidad instalada en energía fotovoltaica ya que es viable económicamente. El mapa de irradiación solar en El Salvador fue creado bajo el proyecto SWERA, el cual muestra el potencial de irradiación solar en promedio diario en un año, con este valor de irradiancia podemos conocer si es viable un proyecto de energía fotovoltaica en nuestro país.

Además, hay un porcentaje aceptable de cielo despejado durante 5 meses manteniéndose en un 79% como máximo a un 44% como mínimo de porcentaje durante este periodo, las horas de radiación solar disponible son 12 horas al día aproximadamente.

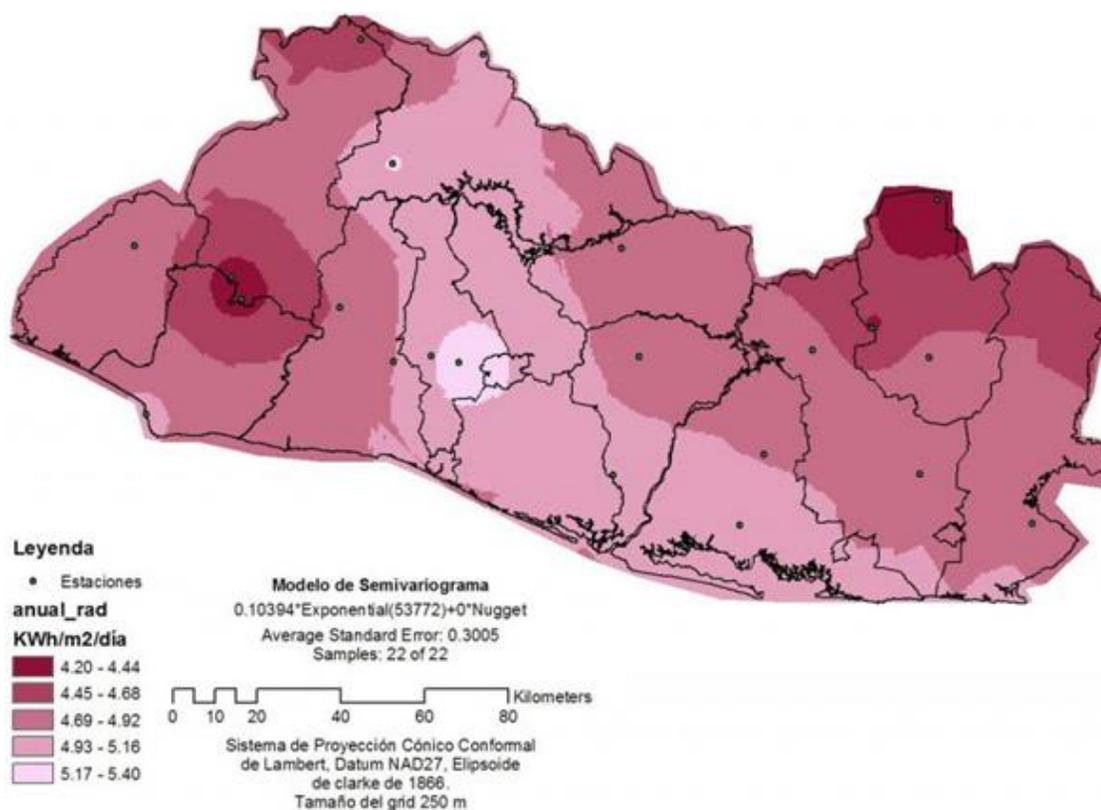


Figura 3 Mapa de irradiación solar promedio por zonas de El Salvador. Fuente: Proyecto SWERA.

2 Bombeo solar fotovoltaico

El bombeo solar fotovoltaico o simplemente bombeo solar, es un sistema que funciona de forma autónoma, que proporciona un suministro de agua utilizando como única fuente la energía solar. Resulta especialmente útil para aquellas instalaciones de abastecimiento de agua que se encuentran en lugares aislados donde no llega la red eléctrica o no es lo suficientemente potente.

El bombeo solar es lo mismo que un sistema bombeo tradicional mediante el cual se busca extraer o impulsar agua hacia un lugar determinado, la diferencia reside en la manera de alimentar de electricidad a la bomba, generalmente esto se solventa a través de la conexión a la red eléctrica o con generadores utilizando combustibles fósiles, con su correspondiente coste económico en energía eléctrica o combustible.

Los sistemas de bombeo solar fotovoltaico ofrecen una fuente de energía sostenible desde el punto de vista económico y ambiental y pueden reducir significativamente el costo de extracción del agua para las comunidades rurales.

Estos factores han hecho que el bombeo de agua solar sea una forma extremadamente viable de ampliar el acceso a la energía en los países y comunidades en desarrollo como es El Salvador. Además, estos paneles duran alrededor de 25 años, requiriendo poco mantenimiento durante este tiempo.

Esta corriente directa generada por los paneles solares puede impulsar un motor de corriente continua junto con una bomba o se puede transformar a través de un inversor para que pueda impulsar un motor de corriente alterna.

Este tipo de sistema de bombeo es ecológico, ya que puede eliminar por completo la cantidad de contaminantes, esto puede lograr una nula necesidad de combustible para transportar el agua y se reduce la contaminación potencial hacia el medio ambiente.

2.1 Componentes básicos de un sistema de bombeo solar fotovoltaico

En general, las instalaciones de bombeo solar FV están compuestas por generadores fotovoltaicos, conjunto motor-bomba, ya sea de corriente directa (CC) o corriente alterna (CA), la fuente de donde se extraerá el agua (pozo, río, entre otros), un sistema de tuberías, accesorios, un depósito de acumulación (opcional), un sistema de acondicionamiento de potencia (controladores CC/CC, inversores CC/CA u otros dispositivos electrónicos) que se acoplan entre generador fotovoltaico y el motor, ya sea para operar motores en CA o para incrementar el rendimiento de sistemas que funcionen con motores CC, se suele usar baterías para almacenar energía pero no es recomendable por su alto costo de inversión, y más cuando la demanda de agua en nuestra aplicación no es constante en todo el día, es preferible almacenar el agua en forma de energía potencial en un tanque a determinada altura y así se asegura tener el recurso para cuando no haya energía solar.

El sistema debe de estar debidamente instalado y protegido, utilizando sensores de nivel en el pozo y en el depósito de acumulación (si se utiliza) para evitar la operación en vacío de la bomba y el desperdicio del agua. A pesar de que se instalan bombas de superficie o flotantes.

Los principales factores que determinan la configuración de un sistema de bombeo solar FV son:

- Las condiciones hidráulicas.
- La profundidad del nivel del agua en el pozo bajo la superficie.
- La altura estática de elevación del agua por encima de la superficie del suelo (por ejemplo, hasta un depósito de almacenamiento).

- La energía suministrada por el generador fotovoltaico a lo largo del día, determinada por la radiación solar, las condiciones climatológicas y la localización.
- Las pérdidas adicionales de presión en tuberías y accesorios.

De acuerdo con estos factores, se pueden definir algunas configuraciones de un sistema de bombeo solar fotovoltaico: sumergible, flotante, de superficie, con bomba centrífuga o de desplazamiento positivo, con motor de corriente continua o de corriente alterna, etc. A continuación, se muestran las dos ubicaciones típicas para las bombas:

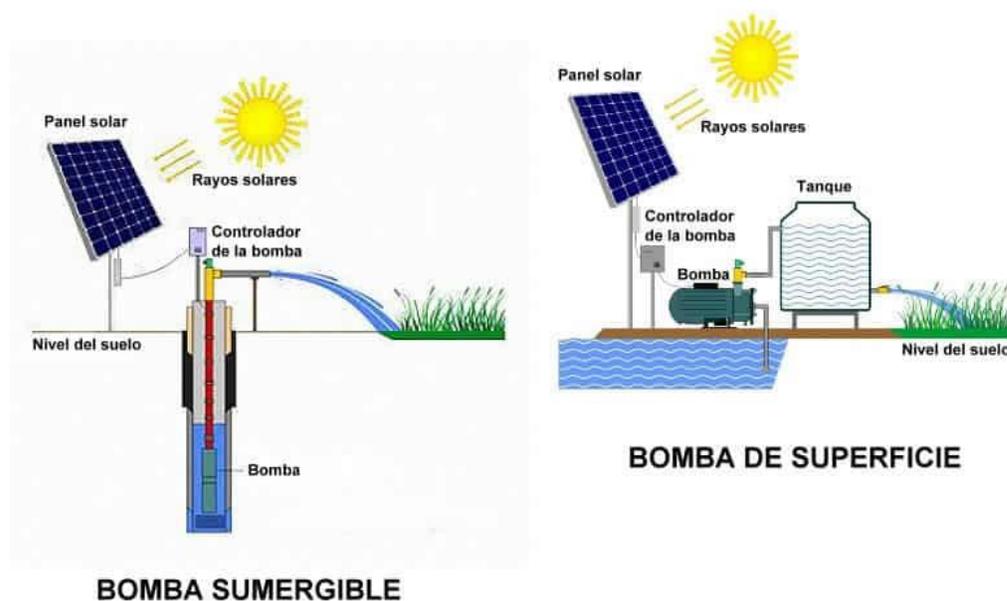


Figura 4 Algunas combinaciones de un sistema de bombeo solar fotovoltaico. Fuente: Solartik.

2.1.1 Generadores fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico es el encargado de transformar la energía solar en electricidad. El tipo de electricidad que proporcionan los módulos fotovoltaicos es de corriente continua.



Figura 5 Generador fotovoltaico. Fuente: SOLARTEC

a) Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son estructuras que están compuestas por células fotovoltaicas. Por lo general contienen entre 40 y 80 células y su área varía entre los 0.80 m² y los 2 m², pero el más utilizado es el módulo plano de 36 células compuesto por vidrio, EVA (Etileno-vinil-acetato) y TEDLAR (Fluoruro de polivinilo) que produce voltaje suficiente para alimentar una batería de 12 V.

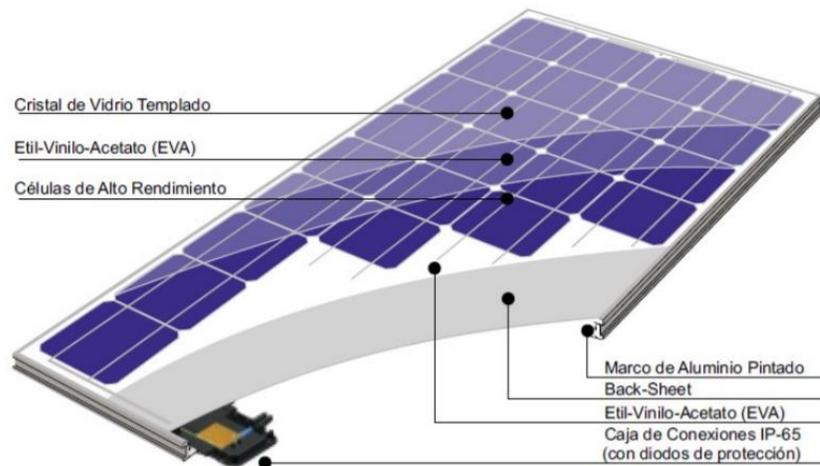


Figura 6 Sección de un módulo fotovoltaico. Fuente: Romero.

b) Eficiencia de paneles solares

En el sector fotovoltaico hay dos tecnologías que predominan, la monocristalina y la policristalina, pero dentro de la monocristalina hay a su vez variaciones de tecnología, convencionales y otras exclusivas de cada marca.

A continuación, se colocan algunos de los módulos más eficientes que existen en el mercado actual (2020).

Tabla 2 Paneles actuales en el mercado. Fuente: Sunfields, 2019.

FABRICANTE	MODELO	EFICIENCIA	POTENCIA (Wp)	TAMAÑO largo x ancho (mm)
SunPower	SPR-X22-370 (Ahora MAX3-400)	22.60%	400	1.690 x 1.046
SunPower	SPR-X22-360 (Ahora MAX3-390)	22.10%	390	1.690 x 1.046
SunPower	MAX3-370	20.90%	370	1.690 x 1.046
LG Neon R	LG360Q1C-A5	20.80%	360	1.700 x 1.016
LG	LG355Q1C-A5	20.60%	355	1.700 x 1.016
Panasonic	VBHN330SJ53	19.70%	330	1.590 x 1.053
Panasonic	VBHN325SJ53	19.40%	325	1.590 x 1.053
SunPower	SPR-P19-400	19.40%	400	2.067 x 998

A continuación, se muestra un cuadro resumen de lo anterior con los tres tipos de paneles más utilizados en el mercado actual.

Tabla 3 Tipos de paneles del mercado actual. Fuente: Elaboración propia.

CÉLULA	RENDIMIENTO EN LABORATORIO	RENDIMIENTO EN SITIO	CARACTERÍSTICAS
Monocristalino	24%	15-18%	-Formado por un único cristal de Boro. -Rendimiento elevado. -Se obtiene del silicio puro con dopaje de boro. -Color azul profundo y homogéneo.
Policristalino	19-20%	12-14%	-Formado por muchos cristales de Silicio. -Más económicos que los monocristalinos. -Superficie estructurada en cristales y contiene distintos tonos de azules. -Contiene Silicio y dopaje de Boro
Amorfo	16%	<10%	-Se usa en dispositivos que requieren muy poca energía como calculadoras. -Muy bajo costo. -Espesor muy reducido, provocando que sean flexibles. -Color homogéneo marrón.

c) Costo de módulos fotovoltaicos

El costo por Watt-pico de módulos solares por país, o \$/Wp son los dólares que habría que gastar para comprar un panel solar capaz de producir un Watt de electricidad. El cálculo es muy sencillo, se obtiene dividiendo el costo total del panel entre la cantidad de Watts de potencia máxima o pico (Wp) que puede producir.

La siguiente tabla indica el costo de los módulos solares por watt de potencia para los países de Latinoamérica, los datos fueron obtenidos a través de una minuciosa investigación realizada por CEMAER, considerando los costos de distintas marcas y tipos de paneles solares.

Tabla 4 Costo de los paneles solares en dólares americanos por watt de potencia para los países de Latinoamérica. Fuente: CEMAER, 2019.

	MONOCRISTALINOS		POLICRISTALINOS		FLEXIBLES
	140-160Wp	240-260Wp	140-160Wp	240-260Wp	100-120Wp
México	0.79	0.87	0.79	0.67	1.22
Colombia	1.63	1.35	1.23	1.04	1.57
Chile	0.88	1.1	0.98	1.07	3.18
Argentina	2.07	1.72	2.41	1.8	3.3
Ecuador	1.11	1.33	1.23	1.2	3.01
Perú	1.07	1.06	1.15	1.15	2.92
Centro américa	1.25	1.04	1.25	0.94	2.06

2.1.2 Sistema motor-bomba

El subsistema motor-bomba está formado por un motor que acciona una bomba de agua. En general, los motores pueden ser de corriente continua (CC) o de corriente alterna (CA), por otra parte, las bombas pueden ser de tipo centrífugas, de desplazamiento positivo, sumergibles y superficiales. Por su situación en el pozo los sistemas motor-bomba pueden ser sumergibles, flotantes o de superficie.



Figura 7 Sistema motor-bomba. Fuente: TIMSA

a) Motores

Un motor es una máquina que transforma energía eléctrica en energía mecánica. Dependiendo del tipo de alimentación eléctrica, los motores pueden clasificarse básicamente en:

- Motores de corriente continua (CC)
- Motores de corriente alterna (CA)

Dependiendo del tipo de construcción, los motores de corriente continua pueden ser de imán permanente (con o sin escobillas), Serie o Shunt y los motores de corriente alterna pueden ser monofásicos o trifásicos, síncronos o asíncronos.

b) Eficiencia de los motores

La eficiencia de un motor es la relación entre la potencia mecánica de salida y la potencia eléctrica de entrada. Este es el concepto más importante desde el punto de vista del consumo de energía y del costo de operación de un motor eléctrico. La eficiencia se puede expresar de las siguientes maneras:

$$Eficiencia = \frac{Potencia\ mecánica\ de\ salida}{Potencia\ eléctrica\ de\ entrada} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

c) Bombas

Una bomba es una máquina capaz de transformar energía mecánica en energía hidráulica. Hay dos tipos básicos de bombas:

- Bombas de desplazamiento positivo o volumétricas
- Bombas centrífugas.

Las bombas de desplazamiento positivo tienen un contorno móvil que, por cambios de volumen, obliga al fluido a avanzar a través de la máquina, en estas se abre una cavidad en la que el fluido penetra a través de una toma y después se cierra expulsando el fluido por la abertura de salida, estas bombas

pueden ser de pistón o tipo helicoidal, estos tipos de bombas tiene un caudal más bajo comparado con las bombas centrífugas.

Las bombas centrífugas añaden simplemente cantidad de movimiento al fluido por medio del rodete compuesto por una serie de alabes.

Las bombas centrífugas están diseñadas para una altura manométrica más o menos fija y proporcionan generalmente mayor caudal que las bombas de desplazamiento positivo. Las bombas de desplazamiento positivo son apropiadas para altos incrementos de presión y bajos caudales, mientras que las bombas centrífugas proporcionan caudales elevados con bajas alturas manométricas, la siguiente figura presenta curvas características de la bomba centrífuga y bomba de desplazamiento positivo.

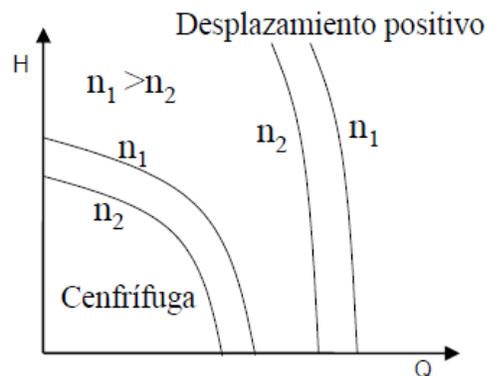


Figura 8 Comparación entre las curvas características típicas Altura-Caudal de las bombas centrífugas y de desplazamiento positivo a velocidad constante. Fuente: CIEMAT.

Según la disposición de las bombas en la instalación, éstas se pueden clasificar como:

- Sumergibles.

- Flotantes.
- De Superficie.

Las bombas sumergibles suelen utilizarse en pozos profundos de pequeño diámetro y normalmente están directamente acopladas al motor. Las bombas flotantes disponen de un flotador que permite su instalación en ríos, lagos o pozos de grandes diámetros flotando en la superficie del agua. En general, las bombas flotantes proporcionan mucho caudal, pero a poca altura manométrica. Las bombas de superficie se instalan a nivel del suelo facilitando su mantenimiento. No obstante, la profundidad de succión no debe exceder de los 8 metros. Las bombas que utilizan agua como lubricante no deben operar en seco ya que se sobrecalientan pudiendo destruirse.



Figura 9 Bomba centrífuga. Fuente: Fluide



Figura 10 Bomba sumergible. Fuente: Liyupan



Figura 11 Bomba de desplazamiento positivo. Fuente: Global Industrial.

2.1.3 Sistema de cableado y tuberías

Los sistemas fotovoltaicos, como toda instalación que queda expuesta a la intemperie, deben estar diseñadas para resistir las duras condiciones meteorológicas (temperaturas ambientales extremas, radiación solar, humedad, resistencia a los impactos, etc.) que condicionan la calidad de los materiales utilizados.

También es muy importante proteger el sistema contra sobrecargas, que ocurren cuando existe un valor excesivo de corriente ocasionado por un defecto de aislamiento, una avería o una demanda excesiva de carga, una sobrecarga en los cables genera un calentamiento excesivo de los mismos, lo que provoca su daño prematuro, reduciendo su vida útil, es necesario incluir protecciones contra cortocircuitos, que usualmente se originan cuando la conexión no es correcta o en un defecto de aislamiento. Tanto el sistema de cableado y de tuberías debe dimensionarse de acuerdo con las normativas que lo regulan, adaptado a los requerimientos del sistema para minimizar pérdidas y garantizar la seguridad de la instalación.

Para conocer la longitud de la tubería hay varias opciones. Medirlo en el lugar o utilizar herramientas virtuales para su medición.

Para el cálculo de calibre de cable y protecciones del sistema eléctrico, se deben seguir las recomendaciones o normativas del país en el cual se hará la instalación, se recomienda el uso del NEC (National Electrical Code) la versión más reciente, normalmente para este cálculo se debe conocer los datos de la bomba que se utilizará, considerando su capacidad máxima de corriente.

2.1.4 Sistema de acondicionamiento de potencia

El sistema de acondicionamiento de potencia son equipos electrónicos encargados de controlar y regular el paso de corriente eléctrica desde los módulos fotovoltaicos hacia la bomba de agua. Es un dispositivo que evita que se produzcan sobrecargas y a la vez limita la tensión de alimentación a la bomba a unos valores adecuados para su funcionamiento.

a) Controlador de carga

El regulador o controlador de carga dirige y controla la cantidad de energía que discurre entre la batería y los módulos fotovoltaicos.

Los tipos de controladores de carga son los siguientes:

- PWM (*Pulse Width Modulation*, o modulación por anchura de pulsos).

- MPPT *Maximum Power Point Tracking*, o seguidor del punto de máxima potencia).

PWM (*Pulse Width Modulation* o modulación por anchura de pulsos)

Su única función es desconectar el circuito de las baterías cuando estas estén cargadas y conectarse cuando se descargan.

Un controlador de carga PWM sólo dispone en su interior de un diodo, haciendo de este modo que los paneles funcionen a la misma tensión que las baterías. Esto provoca que la energía que hay en la entrada y en la salida del controlador sea la misma (voltaje y corriente).

Esto también hace que los paneles no trabajen en su punto de máxima potencia, y que la potencia la imponga la batería según el estado de carga en el que se encuentra. En general esto provoca una pérdida de potencia que gira en torno al 25-30%. (Victron Energy).



Figura 12 Controlador de carga PWM Victron Energy, modelo BlueSolar PWM-Pro 12/24V-10A.

Fuente: Victron Energy.

MPPT (*Maximum Power Point Tracking*, o seguidor del punto de máxima potencia)

Tiene dos funciones, una desconectar el circuito de baterías cuando estas estén cargadas y poseen seguidor del punto de máxima potencia para lograr que los paneles trabajen siempre a la máxima potencia.

Un regulador MPPT, a diferencia del regulador PWM que dispone del diodo de protección, está compuesto a su vez de un convertidor de tensión CC/CC y de un seguidor del punto de máxima potencia. Con esto se consigue que se pueda trabajar a diferentes potencias (voltaje y corriente) en el campo fotovoltaico y en las baterías (convertidor de tensión CC/CC). A su vez el seguidor MPPT adapta la tensión de funcionamiento en el campo fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia.

La diferencia principal del MPPT con el PWM es que, en términos de energía, la que entra y sale del controlador es la misma, pero en el MPPT la tensión y la corriente son diferentes en la entrada y en la salida. Esto permite un aumento de la tensión del panel solar y aumenta la producción solar en hasta un 30% respecto a los controladores PWM.



Figura 13 Controlador de carga MPPT Victron Energy, modelo BlueSolar MPPT 12/24/36/48V 150V / 35. Fuente: Victron Energy.

b) Inversores

Los inversores CC/CA tienen la principal misión de transformar la corriente continua de salida del generador en corriente alterna, apta para su utilización en motores CA. Los inversores de uso en bombeo solar FV generan una salida monofásica o trifásica con voltaje y frecuencia variables. La variación de la frecuencia de salida permite a los motores operar a velocidades distintas de la velocidad nominal correspondiente a la frecuencia nominal de 50/60 Hz y así disminuir el umbral de irradiancia solar para el arranque de la bomba.

Normalmente estos inversores suelen incorporar un seguidor del punto de máxima potencia, por lo tanto, ya no es necesario colocar un controlador de carga MPPT ya que viene incorporado en el inversor. Ambas características permiten aumentar el rendimiento del sistema de bombeo solar FV.



Figura 14 Inversor Victron Phoenix 12/1200 de 12V y 1000W continuos y onda senoidal pura. Fuente: Victron Energy.



Figura 15 Instalación de un inversor en paneles solare. Fuente: EcoFener.

c) Baterías

El uso de baterías en un sistema de bombeo FV, como sistema de acondicionamiento de potencia, permite fijar un voltaje de trabajo del generador fotovoltaico, lo que hace que el sistema pueda trabajar cerca

del punto de máxima potencia e independientemente del nivel de irradiancia y suministrar la corriente necesaria al motor, así como la corriente de arranque.

Por otro lado, las baterías permiten almacenar la energía sobrante durante las horas de sol para reutilizarla durante las horas nocturnas o en momentos de muy baja irradiancia. De otro modo una bomba alimentada por un generador fotovoltaico suministra agua únicamente durante aquellas horas de sol que superen la irradiancia mínima de operación.

Tipos de baterías

- Plomo-ácido: son las más utilizadas, tienen un bajo costo, pero son más pesadas y ocupan más espacio.
- Níquel-Cadmio: se emplean en sistemas de baja potencia por su elevado costo.

Según sus ciclos de descarga existen dos tipos de baterías:

- Ciclo bajo: diseñadas para suplir una cantidad de corriente por un corto período de tiempo y soportar pequeñas sobrecargas. Si son descargadas repetidamente por debajo del 20% se acorta su vida útil considerablemente. Una de las aplicaciones más comunes se hace en los automotores.
- Ciclo profundo: están diseñadas para ser descargadas repetidamente hasta un 80% de su capacidad.

Según la clasificación anterior la mejor opción para una instalación fotovoltaica son las baterías de ciclo profundo ya que éstas soportan mayor cantidad de descargas.

La introducción de baterías en un sistema de bombeo puede disminuir su fiabilidad e incrementar las necesidades de mantenimiento regular; es necesario incluir un regulador de tensión para protegerla de sobrecargas o sobre descargas.

En general sólo es justificable si el caudal bombeado durante las horas de sol resulta insuficiente para satisfacer la demanda de agua. En este tipo de aplicaciones resulta recomendable el almacenamiento de agua mediante la utilización de un depósito de acumulación en lugar de utilizar baterías, dicho recipiente debe estar en gran altura para tener mayor energía potencial gravitatoria.

SOLAR PANEL SYSTEM FOR HOME

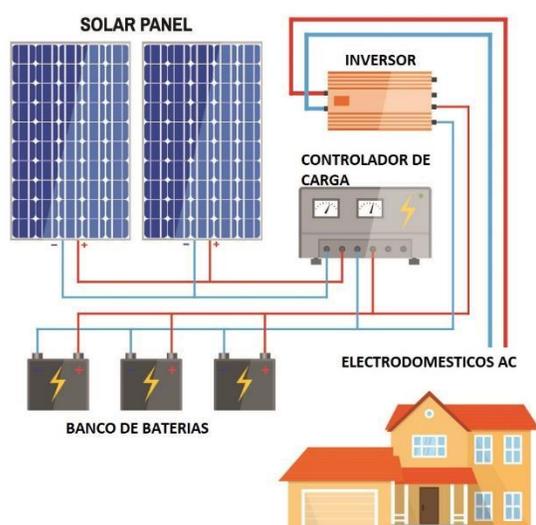


Figura 16 Conexión de banco de baterías en generador fotovoltaico. Fuente: Antehc El Salvador

2.1.5 Sistema de acumulación de agua

Los depósitos de agua han surgido como solución a los problemas de suministro de agua y se utilizan en una gran diversidad de campos como el riego, ganadería, extinción de incendios, etc.

El agua que se almacena es la que se extrae con la bomba y esta puede ser utilizada cuando no haya energía solar, debido a que el generador fotovoltaico depende del sol, el almacenaje de agua es buena opción cuando no haya energía solar ni baterías, ya que ésta, al poseer energía potencial, está lista para convertirse en energía cinética y ser utilizada para sistema de riego o suministro de agua para consumo humano.

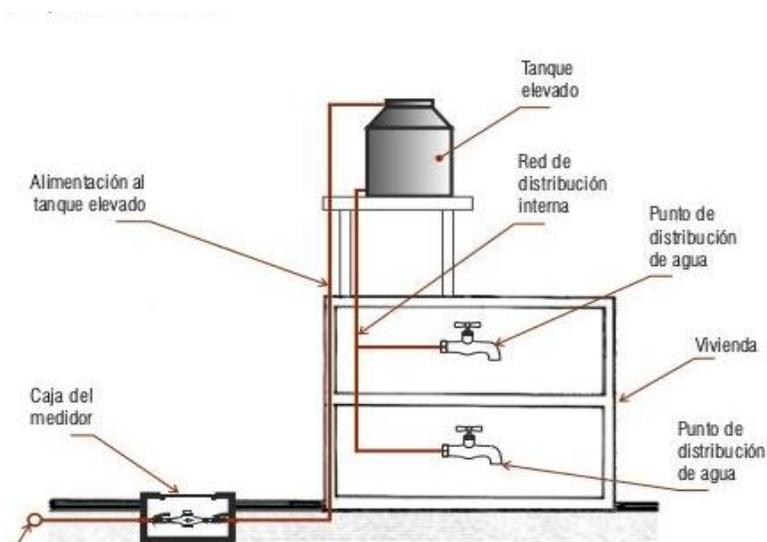


Figura 17 Distribución de agua con tanque elevado. Fuente: ISSUU, Instalaciones hidráulicas

Solo hay que tener claro la cantidad de agua que se desea almacenar por una cantidad de tiempo o una actividad especifica, así adquirir el tanque más idóneo para nuestra aplicación de sistema de bombeo, así como se muestra la siguiente imagen para uso doméstico.



Figura 18 Necesidad de agua para consumo de residencias. Fuente: Lokman Arosenema, Tanque de reserva de agua potable

2.2 Aplicaciones de bombeo solar

Las aplicaciones de las bombas solares se utilizan principalmente donde se requiere transportar agua de un punto a otro y la tecnología solar presenta una ventaja sobre los demás sistemas de bombeo por el simple hecho que solo se necesita la radiación proveniente del sol para funcionar, los demás necesitan de algún recurso ya sea combustible o que estén conectados a una red eléctrica.

Las aplicaciones más frecuentes para el bombeo solar son:

- Abastecimiento de agua para consumo humano.

- Abastecimiento de agua para animales.

- Suministro de agua para riego de cultivos.

- Extracción de pozos profundos.

Las necesidades de agua para riego se caracterizan por su gran variación estacional, ya que dependen del tipo de cultivo que se pretenda regar. La demanda de agua puede oscilar entre valores pico de 100 m³/día/hectárea en los meses secos hasta volúmenes próximos a cero en los meses de lluvias.

En áreas agrícolas de países en desarrollo como El Salvador, para el abastecimiento de pequeñas granjas, las necesidades de agua por hectárea son del orden de 1 a 5 l/s, con alturas manométricas superiores a 7 metros la cual contempla altura de aspiración, impulsión y pérdidas de carga. Las bombas de esta capacidad se sitúan en el rango de 150 a 500 W y pueden suministrar agua para regar entre 0.5 y 1 hectáreas, dependiendo del cultivo y del rendimiento del sistema de distribución de agua según estudio de ahorro mediante bombeo solar FV (David Cruz Baldan, Estudio del ahorro mediante bombeo solar).

Las necesidades de agua para consumo de animales domésticos oscilan entre los 50 l/día de un caballo hasta los 0.1 l/día para un ave de corral.

También puede ser utilizado un sistema de bombeo solar transportando agua potable para el consumo humano en lugares donde el servicio de agua potable no es accesible, solo se necesita una fuente de agua como puede ser un pozo o un manantial y la instalación del sistema de bombeo solar.

2.3 Configuraciones típicas de sistemas de bombeo solar FV

En un sistema autónomo, la carga no tiene conexión a la red pública y a menudo se basa en un conjunto de baterías para asegurar el suministro de energía por la noche y en otros momentos en que los paneles solares no producen electricidad.

En el siguiente apartado se muestran los diferentes tipos de configuraciones de la instalación de un sistema de bombeo fotovoltaico que podemos emplear en nuestro proyecto, pero se puede moldear las configuraciones de otras formas como uno lo desea.

2.3.1 Configuración con motor-bomba CC

Se puede observar que la energía que producen los paneles fotovoltaicos es una carga de corriente continua, en esta configuración dicha energía es utilizada directamente por un motor de corriente continua y esta convierte la energía eléctrica en mecánica para que la bomba realice su trabajo de succión. Normalmente cuando se dejan motores DC es porque la demanda del sistema es de baja potencia, los sistemas de menos de 5 kW utilizan estos motores de DC, en esta configuración también se contempla el almacenamiento de agua en un tanque.

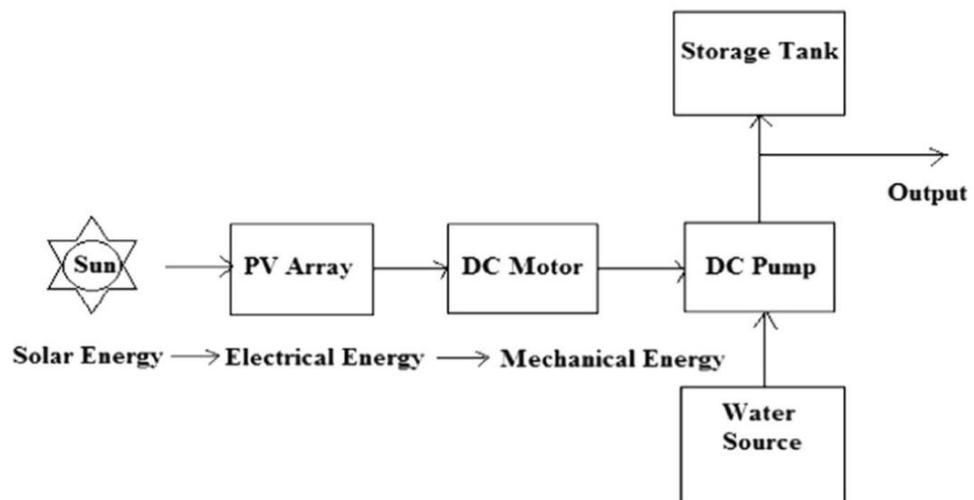


Figura 19 Diagrama de bloques de un sistema de bombeo de agua fotovoltaico de DC de acoplamiento directo. Fuente: Review of solar photovoltaic water pumping system technology

2.3.2 Configuración con motor-bomba CA

Los problemas de costo y mantenimiento de los motores de corriente continua se han resuelto en el uso de motores de inducción (CA) pero requieren el uso de un inversor entre el campo fotovoltaico y el motor, del cual ya hemos hablado anteriormente y dicha configuración hace uso también de almacenamiento de agua en un tanque.

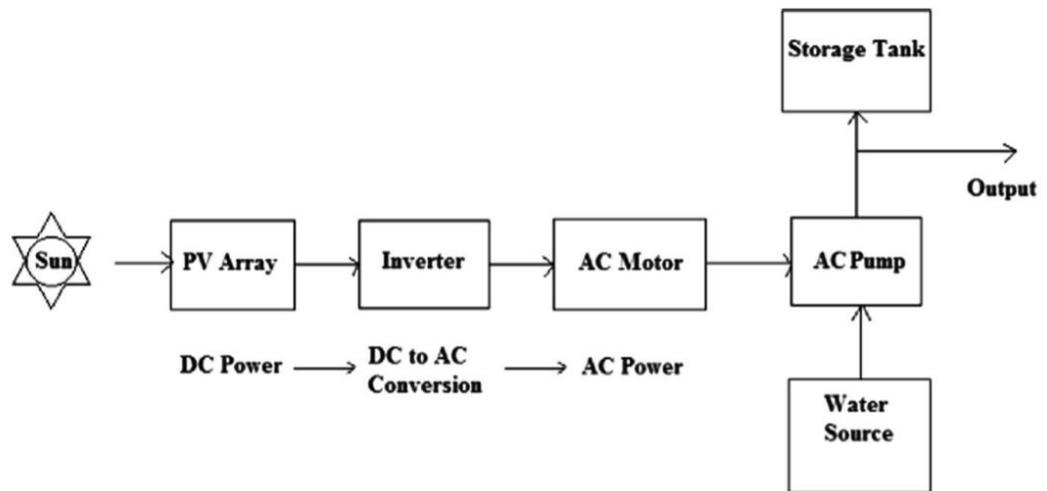


Figura 20 Diagrama de bloques de un sistema de bombeo de agua fotovoltaico AC. Fuente: *Review of solar photovoltaic water pumping system technology*

2.3.3 Configuración motor-bomba CA con banco de baterías

EL MPPT es el dispositivo que se instala justo después del arreglo de paneles solares, dicho dispositivo ya se mencionó anteriormente.

El regulador es un conversor CC-CC que adapta la tensión que generan los paneles a la tensión que necesita la batería para cargarse, claro en el caso que se coloque un banco de baterías para usar su energía cuando no haya radiación solar.

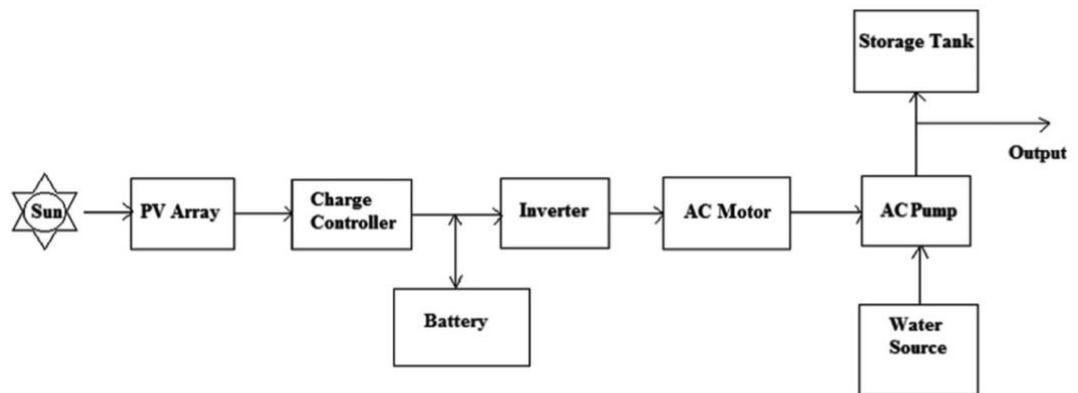


Figura 21 Diagrama de bloques de un sistema de bombeo de agua fotovoltaico con almacenamiento de batería. Fuente: Review of solar photovoltaic water pumping system technology

Esta configuración es la más recomendable para hacer el sistema de bombeo solar más eficiente y económico a largo plazo.

3 Metodología para el cálculo de sistemas de bombeo solar FV

En este capítulo se define un procedimiento que, partiendo de los datos básicos de entrada de variables determinados por el estudio hidráulico y las necesidades de agua, permita dimensionar el sistema básico y definir los diferentes elementos que lo conformarán. En cada una de las etapas del diseño y cálculo se aplicarán los criterios expuestos al caso práctico, que se define en el siguiente capítulo, se utilizarán métodos de diseño de mecánica de fluidos, energías renovables, máquinas hidráulicas e instalaciones eléctricas.

El método expuesto a continuación está basado en cálculos sobre valores medios mensuales de la energía hidráulica necesaria y de la radiación solar disponible. Antes de iniciar el dimensionamiento de un sistema de bombeo impulsado por energía solar, es necesario contar con información básica que

puede obtenerse directamente en el lugar del proyecto. Se necesita conocer la demanda de agua en el mes más crítico del año, a veces llamado "mes de diseño," y las características físicas del manto acuífero.

La siguiente imagen muestra la secuencia a seguir en esta metodología:

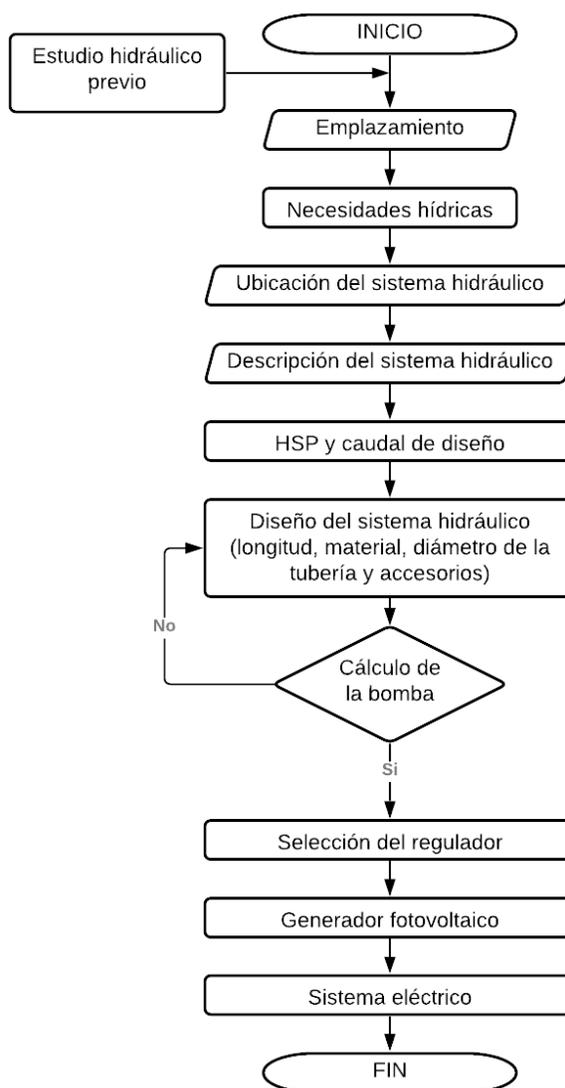


Figura 22 Secuencia de la metodología de diseño. Fuente: Elaboración propia.

3.1 Datos de partida

Los datos de partida son utilizados para iniciar el cálculo para el diseño del sistema de bombeo solar fotovoltaico que se desea instalar para una actividad, más importantes son los siguientes:

- Emplazamiento
- Necesidades hídricas
- Descripción y ubicación del sistema de bombeo
- Descripción del sistema hidráulico

3.1.1 Emplazamiento

La localización del sistema de bombeo depende mayormente de la ubicación de una fuente de agua, estas pueden ser ríos, lagos, manantiales naturales y aguas subterráneas, en nuestro caso el agua superficial será la mejor opción y más económica, hoy en día estas siguen siendo las fuentes de agua dulce más importantes del planeta y son las utilizadas en nuestro sistema de bombeo.

Luego de ubicar la fuente de agua a utilizar se estudiará la localización exacta de la extracción de dicho recurso, entre más cerca se encuentre el lugar donde existe la necesidad de agua, el sistema de bombeo requerirá menos energía y será más eficiente en cuanto a pérdidas por fricción en tuberías. Se tiene que realizar estudios sobre el terreno donde será la instalación del sistema de bombeo y cuál es la bomba conveniente para utilizar debido a la fuente de agua, ya sea bomba sumergible, flotante o en superficie.

Con todas las consideraciones anteriores ya se tendrá la localización del sistema de bombeo, ubicada en un mapa con sus coordenadas geográficas y su dirección específica.

3.1.2 Necesidades hídricas

La necesidad de agua dependerá de la aplicación, puede ser para agricultura, ganadería o consumo humano.

Es muy importante realizar un estudio previo de la capacidad de la fuente de agua del que se va a bombear y realizar un estudio de las variaciones estacionales del agua.

Para seleccionar el sistema adecuado hay que tener en cuenta el tipo de consumo que se va a realizar:

Consumo continuo, como es el caso de abastecimiento de agua para casas de campo, en las que el consumo puede ser tanto por el día como por la noche, en invierno o en verano. En este caso es necesario determinar las necesidades diarias por persona y, en su caso, por cada animal que vaya a consumir agua del sistema y la capacidad del depósito de almacenamiento. Para asegurar un suministro continuo es necesario contar con un depósito de acumulación que suministre agua durante la noche y en días nublados o con un banco de baterías para suministrar energía a la bomba mientras no haya energía solar.

La capacidad del depósito se calcula estimando las necesidades diarias y multiplicándose por el número de días de reserva y para estimar la cantidad y capacidad de baterías se calcula el número de horas que se

desea trabajar con nuestro sistema de bombeo solar cuando no exista nuestra fuente energía solar.

Consumo estacional, como en el caso de los sistemas de riego, en los que las necesidades de agua son aproximadamente proporcionales a la intensidad de la radiación solar, y habitualmente localizadas en el verano. En este caso es necesario conocer las necesidades máximas diarias de agua del cultivo en el que se va a implantar el sistema de riego.

3.1.3 Descripción y ubicación del sistema de bombeo

Teniendo la localización geográfica de donde será la extracción del agua, se determinará lo siguiente:

UBICACIÓN DE LA BOMBA

Dependerá de la bomba a instalar, una bomba sumergible, una bomba superficial se monta al nivel de agua, ya sea adyacente a la fuente de agua o, en el caso de una bomba flotante, por encima del agua.

Las bombas superficiales son menos caras que las bombas sumergibles, pero no son aptas para succión ya que no pueden ubicarse a más de 6 metros verticales desde la fuente de agua (ya que podrían generar eventualmente problemas de cavitación). Las bombas superficiales son excelentes para empujar agua grandes distancias horizontales y normalmente se colocan cerca de la fuente de agua, se debe dejar la bomba en un lugar seguro de derrumbes e inundaciones cuando estas sean superficiales.

DISTANCIA DE LA BOMBA A LOS MÓDULOS FV

No hay una distancia específica para colocar los módulos, pero normalmente se colocan en campo abierto para el aprovechamiento máximo de la luz solar, se tienen que evitar las sombras encima de los paneles a lo largo del día para obtener la mayor cantidad de energía, por lo tanto la conexión de los módulos con la bomba pueden estar alejados hasta 100 m o más, dependiendo de la ubicación del terreno y el cableado será dimensionado según las normativas que lo regulan (NEC), adaptando los requerimientos del sistema para minimizar pérdidas y garantizar la seguridad de la instalación, hay que considerar que entre más lejos estén los paneles de la bomba, mayor sería la caída de voltaje lo que conlleva a pérdidas de energía.

3.1.4 Descripción del sistema hidráulico

Es posible que en algunos casos se desee solo reemplazar la fuente de energía de una instalación por paneles fotovoltaicos, en este caso ya existe un sistema hidráulico (tuberías, cotas, volumen de depósitos, etc.) y una bomba por lo tanto solo es necesario conocer la potencia eléctrica que consume dicho sistema, así hacer el estudio de energía solar y el diseño de los paneles solares.

Se debe describir las características de los siguientes elementos del sistema hidráulico:

- Volumen o caudal de la fuente de agua
- Volumen del tanque de almacenamiento de agua
- Acotamiento de alturas
- Longitud de tubería

- Diámetro de tubería
- Material de tubería
- Altura máxima de aspiración
- Accesorios

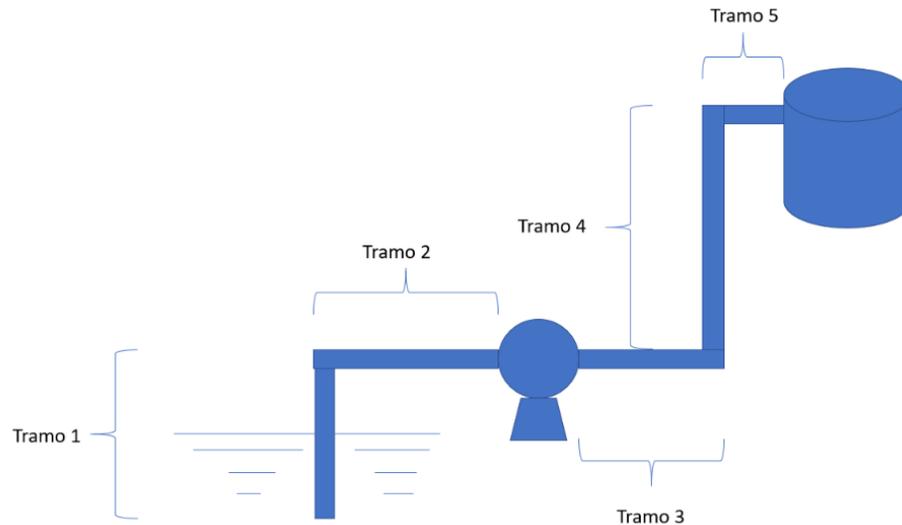


Figura 23 Representación gráfica de una bomba en superficie. Fuente: Elaboración propia.

ALTURA DE ABATIMIENTO (SW).

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

$$s_w = \frac{\ln t}{4\pi T} Q + K_{\#} Q + D_{\#} Q^2$$

Ecuación 3.1

Donde:

Sw: abatimiento dentro del pozo de bombeo.

KW: constante que representa la suma de los coeficientes de las componentes lineales constantes del abatimiento debidas a las características del acuífero no alterado, los efectos de la zona de desarenado, los efectos del empaque de grava y los efectos de las pérdidas de carga en la rejilla y la camisa.

DW: constante que representa la suma de los coeficientes constantes de las componentes cuadráticas (no lineales o turbulentas) del abatimiento, debidas a los mismos efectos que se han señalado para KW.

T: es el coeficiente de transmisividad del acuífero.

T: es el tiempo de bombeo.

Q: es el caudal.

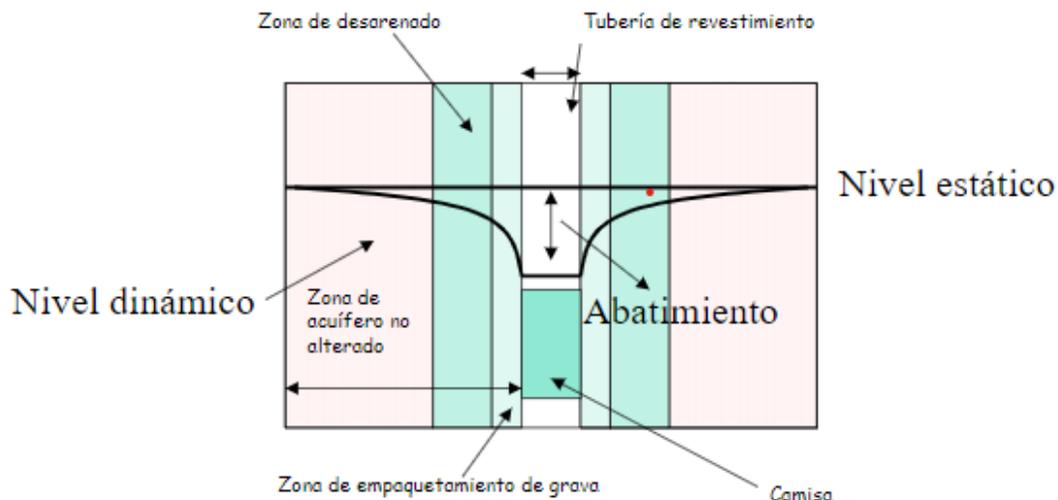


Figura 24 Diagrama esquemático de variación del nivel de agua en un pozo de bombeo (abatimiento). Fuente: Sistemas de bombeo solar fotovoltaico, CIEMAT

a) Material de la tubería

La selección del material se realiza según la temperatura de diseño del fluido, se debe tener en cuenta que la tubería nunca deberá trabajar a temperaturas por encima del valor máximo aceptable del material.

Según las Normas técnicas para abastecimiento de agua potable y alcantarillados de aguas negras de ANDA las tuberías deben satisfacer las normas siguientes:

a) Tuberías de hierro fundido dúctil

Los tubos de fundición dúctil serán centrifugados en conformidad con la norma AWWA C151. Para presiones de trabajo mayores se aplicará el diseño por espesores para seleccionar el tipo de tubería de acuerdo con la norma AWWA C-150.

Tipos de junta en tubería de hierro dúctil:

➤ Junta Campana – Espiga (Junta Rápida)

La Junta Campana – Espiga deberá ser de tipo Enchufe, deberá cumplir con la norma AWWA C-111.

➤ Junta Bridada

La tubería bridada y los accesorios de junta brida y brida enchufe, deberá cumplir con la norma AWWA C-111.

➤ Junta Mecánica

La tubería junta mecánica y los accesorios de junta mecánica deberán cumplir con la norma AWWA C-110

b) Tuberías y Accesorios de Policloruro de Vinilo (PVC)

Tubería de Policloruro de Vinilo según Norma ASTM D-2241, con accesorios de Policloruro de vinilo (PVC) según norma ASTM D-2466.

Tubería de Policloruro de Vinilo (PVC), según norma AWWA C-900.

c) Tuberías de Polietileno de Alta Densidad

Tubería de polietileno de alta densidad (PE), según norma AWWA C901 y según norma AWWA C-906, de acuerdo con su diámetro.

d) Tuberías de Hierro Galvanizado.

Tubería de hierro galvanizado clase liviana y clase mediana: según norma BS-1387 para diámetros hasta 4 pulgadas, con rosca NPT, con revestimiento de zinc mayor a 400gr/m²

Tubería de hierro galvanizado clase pesado (cédula 40): según norma BS 1387 o según norma ASTM A53, para diámetros hasta 4 pulgadas, con rosca tipo NPT, galvanizado en caliente, con revestimiento de zinc mayor a 500 gr/m².

En riego se utilizan normalmente tuberías de policloruro de vinilo (PVC) o polietileno (PE). El PVC es rígido y debería instalarse enterrado o protegido contra los rayos UV, porque rayos inciden y lo vuelven frágil con el tiempo. El polietileno no tiene ese problema, es flexible y resistente a la congelación y a los impactos, pero es más costoso y puede sufrir el ataque de los roedores.

Rugosidad del material

Cuando el fluido pasa por una tubería, la energía de presión del fluido disminuye debido a la fricción y la energía interna del fluido aumenta. La disminución de la energía interna se manifiesta como pérdida de carga en el fluido.

En el caso de las pérdidas que se producen, se distingue entre la fricción interna en el fluido y la fricción entre el fluido y la pared o resistencia. En relación con las pérdidas, se debaten los siguientes conceptos generales de la mecánica de fluidos:

- Flujo laminar y turbulento
- Fricción de tubería debido a materiales y superficies diferentes

- Pérdidas de carga en tuberías
- Pérdida de carga en válvulas

b) Accesorios hidráulicos

Para la instalación de un bombeo fotovoltaico hay una serie de accesorios básicos que han de ser instalados.

- Válvula de pie
- Válvula de retención
- Válvula de compuerta
- Caudalímetro
- Manómetro
- Filtro
- Purgadores de aire

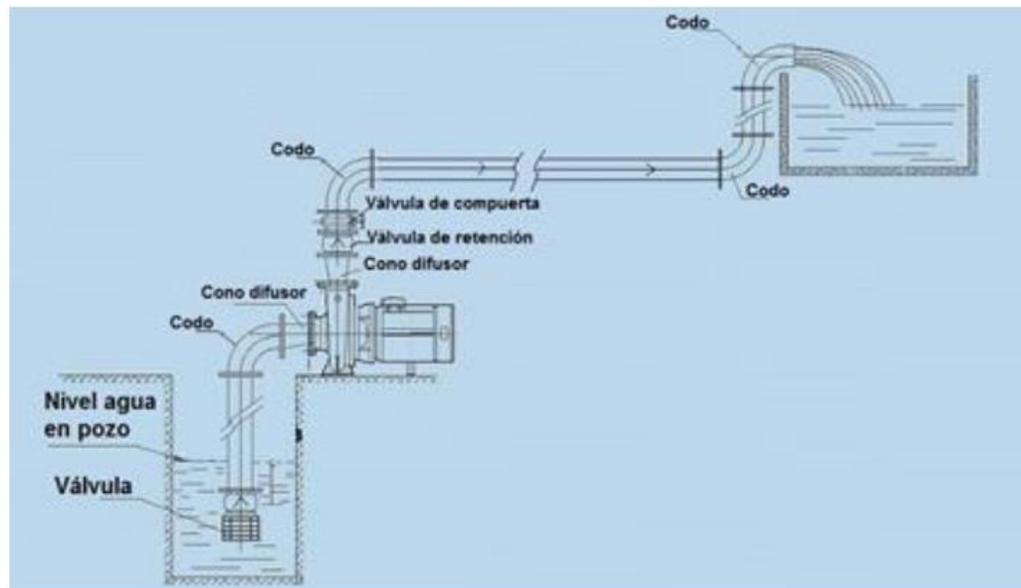


Figura 25 Esquema de ubicación de accesorios. Fuente: ESPA

3.1.5 Caudal de operación del sistema

Hay que conocer las necesidades de bombeo en m^3/h para cumplir con la necesidad de la demanda de agua bombeada y poder así determinar el tipo de bomba a utilizar.

Para ello partimos de dos supuestos: Volumen anual necesario y volumen mínimo necesario. Para este cálculo, previamente, necesitamos conocer la irradiación solar en la ubicación elegida, en forma de Horas de Sol Pico (HSP).

a) Determinación de caudal medio diario

Teniendo el volumen anual necesario y las HSP del apartado anterior con la inclinación óptima en la ubicación de la instalación, el caudal medio diario se obtiene dividiendo el volumen anual necesario entre las HSP anuales del lugar:

$$Q \left[\frac{m^3}{h} \right] = \frac{\text{Volumen anual en } m^3}{\text{HSP anual}} \quad \text{Ecuacion. 3.2}$$

Este caudal será el caudal volumétrico con el cual seleccionaremos los componentes hidráulicos.

Si se dispone de la insolación promedio diario del sitio, el caudal o régimen de bombeo se puede calcular de la siguiente forma:

$$Q[m^3/h] = \frac{\text{Volumen diario en } m^3}{\text{Insolación en kWh/día}} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

En esta metodología, si el consumo es continuo, se trabajará con el caudal medio diario calculado anteriormente.

b) Determinación del caudal a partir del volumen estacional mínimo necesario

En el caso de riego de cultivos, conocidos los volúmenes estacionales de agua necesarios y las HSP mensuales estacionarios, se obtiene el mínimo caudal medio estacional necesario por cada estación del año, para cumplir con las necesidades de agua. De los caudales obtenidos se escoge el mayor, siendo este el más restrictivo, asegurando así que en ninguna estación falte agua.

Es decir, si se tienen demandas mínimas por mes, se determinan las HSP para cada mes y se calcula el caudal mínimo necesario para suplir la demanda mensual, se escoge como caudal de impulsión de la bomba el caudal mayor. Si éste es el caso, la forma de proceder será la siguiente:

1. Dividir los volúmenes de agua de cada estación/mes entre el total de HSP de esos meses. De esta forma se conoce los caudales mínimos de trabajo.

$$Qn\left[\frac{m^3}{h}\right] = \frac{\text{Volumen estacional } [m^3]}{\text{HSP estacional } [h]} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

2. Escoger como caudal medio mensual de trabajo de la bomba el mayor de todos los obtenidos en el apartado anterior.

3. Comprobar que con el caudal de trabajo y las HSP medias mensuales los volúmenes totales estacionales son semejantes o superiores a los requeridos.

3.2 Diseño del sistema hidráulico

El objetivo de este apartado es dimensionar el sistema de bombeo de agua incluyendo la longitud de tubería, diámetro y material de tubería y los accesorios; para el dimensionamiento del sistema hidráulico es necesario conocer las necesidades de agua y el caudal mínimo como punto de partida.

3.2.1 Diámetro nominal de la tubería

El diámetro nominal es el diámetro interior de un tubo y los tamaños normalizados son los siguientes:

Tabla 5 Diámetros nominales normalizados. Fuente: Elaboración propia.

Diámetro nominal (DN)			
pulgadas (")	(mm)	pulgadas (")	(mm)
3/8	10	4	100
1/2	15	5	125
3/4	20	6	150
1	25	8	200
1 1/4	32	10	250
1 1/2	40	12	300
2	50	14	350
2 1/2	63	16	400
3	80	20	500
3 1/2	90	24	600

Una vez conocido el caudal volumétrico se puede obtener el diámetro nominal de la tubería que asegure que la velocidad final del fluido esté dentro de los rangos aceptables. El diámetro de la tubería afecta a la velocidad del fluido y a las pérdidas de carga en esta, al seleccionar un diámetro se debe comprobar que las pérdidas de carga (fricción) no sean muy elevadas o solamente se escoge una bomba capaz de vencer la altura manométrica que es la suma de alturas geométricas y pérdidas en fricción.

La siguiente tabla propone, en función del caudal (q), en m^3/h o m^3/s , un diámetro nominal (dN), [mm] o pulgadas [“], para no sobrepasar las velocidades habituales en la práctica de ingeniería, ya que si se sobrepasa podría causar cavitación en el interior de la tubería. Según sea la tubería de aspiración o impulsión.

Tabla 6 Diámetro de tuberías de agua y pérdidas de carga. Fuente: Ballester.

$dN_{prop.}$ “	$dN_{prop.}$ mm	Condiciones generales (impulsión)		Agua caliente en tuberías de aspiración y líneas de condensados	
		qh m^3/h	U_{max} m/s	qh m^3/h	U_{max} m/s
¾ 1 1 ¼ 1 ½	10	0,23	0,8	0,11	0,4
	15	0,5	0,8	0,25	0,4
	20	1	0,8	0,5	0,4
	25	1,5	0,8	0,8	0,4
	32	2,5	0,8	1,25	0,4
2 2 ½ 3 4	40	3,8	0,8	1,9	0,4
	50	6	0,8	3	0,4
	65	16	1,2	8	0,6
	80	30	1,5	15	0,75
5 6 8 10	100	50	1,7	25	0,85
	125	80	1,9	40	0,95
	150	125	2,1	62,5	1,05
	200	300	2,5	150	1,25
	250	500	2,7	250	1,35
	12 14 16 20 24	300	800	2,9	400
350		1000	3	500	1,5
400		1.400	3,1	700	1,55
500		2.500	3,4	1.250	1,7
600		4.000	3,6	2.000	1,8

Conociendo el diámetro interior y el caudal volumétrico, se calcula la velocidad mediante la siguiente fórmula:

$$u = \frac{4 \cdot q}{\pi \cdot D_{int}} \text{ Ecuación 3.5}$$

Donde:

u: velocidad [m/s]

q: caudal volumétrico [m³/s]

D_{int}: diámetro interno [m]

Esta velocidad no podrá ser superior a la velocidad máxima admisible para el agua, el cual no debe ser menor a 0.5m/s ni mayor de 5 m/s, considerando que lo ideal en residenciales para no escuchar ruidos es de 3.5m/s como máximo.

3.2.2 Longitud de tubería y accesorios

Si no se dispone del dato de la longitud de la tubería, se debe determinar haciendo visitas de campo al lugar de la instalación, se considera importante conocer las siguientes longitudes y distancias:

- Altura de superficie del manto acuífero hasta la posible ubicación de la bomba.
- Longitud desde la superficie del manto acuífero hasta la ubicación de la bomba.
- Altura desde la bomba hasta el punto final de suministro.

- Longitud desde la bomba hasta el punto final de suministro, puede ser el tanque de almacenamiento.

Se debe hacer un croquis de la trayectoria de la tubería y de cada componente hidráulico que se desea colocar, dicho dibujo debe tener las cotas debidamente señaladas y los cambios de trayectoria de la tubería, así como también, todos los accesorios hidráulicos necesarios en la instalación, los cuales ya fueron mencionados en la sección de datos de partida, así guiarnos en el análisis y diseño del sistema hidráulico.

Diseño de sistema motor-bomba

Para el diseño de un sistema motor bomba se debe conocer toda la descripción del sistema hidráulico, con estos datos podremos calcular la altura que debe vencer la bomba para la operación del sistema hidráulico que deseamos implementar en nuestro proyecto.

3.2.3 Parámetros necesarios para el cálculo de pérdidas de aspiración e impulsión

Los sistemas de tuberías están compuestos por distintos elementos de tuberías con distintas propiedades específicas. Al determinar pérdidas de carga, se diferencia entre las pérdidas puramente por fricción en los elementos rectos de tuberías y las pérdidas adicionales en uniones o conexiones de tubos y otros elementos como válvulas y codos. Al contrario que en los elementos rectos de tuberías, en las conexiones de tubos se producen, además de las pérdidas por fricción debido a la rugosidad de la superficie, otras pérdidas por separación y/o flujo secundario.

a) Régimen de flujo

La distinción entre flujo laminar y turbulento se puede determinar con ayuda del número de Reynolds (Re). El número de Reynolds es un número característico adimensional. Hasta un número de Reynolds de aprox. 2300, se habla de flujo laminar. A partir de un número de Reynolds de 2300, se habla de flujo turbulento. Los flujos con el mismo número de Reynolds son comparables en su comportamiento.

En las tuberías, el número de Reynolds Re se puede calcular a partir del diámetro interno de la tubería d , la velocidad media del fluido v y la viscosidad cinemática ν .

El número de Reynolds es muy esencial para la descripción de los regímenes de flujo de los fluidos que fluyen y luego se usa para determinar las ecuaciones necesarias para ser utilizados en el cálculo de pérdida de presión. Es importante saber qué régimen de flujo del fluido es en antes de seleccionar la ecuación a utilizar para calcular la pérdida de presión.

$$Re = \frac{vf * D}{\nu} = \frac{Q * D}{A * \nu} = \frac{Q * D}{\left(\frac{\pi}{4} * D^2\right) * \nu} = \frac{4Q}{\pi * D * \nu} \text{ Ecuación 3.6}$$

Donde:

Q: caudal en m^3/s .

D: diámetro interno de la tubería en m.

ν : viscosidad cinemática en m^2/s .

v_f : velocidad del agua en la tubería.

b) Cálculo de pérdidas

Hay pérdidas primarias y pérdidas secundarias. Las primarias son aquellas en tramos de tuberías sin cambio de sección y las secundarias son todas aquellas debido a un accesorio de cambio de dirección o de control como lo son las válvulas.

Cada pérdida lleva un coeficiente que lo caracteriza, en las primarias es el coeficiente de Darcy y en las secundarias depende del accesorio, al multiplicar dichos coeficientes por $\frac{v^2}{2g}$ tendremos las pérdidas en altura.

i. PÉRDIDAS PRIMARIAS: COEFICIENTE DE FRICCIÓN DE DARCY

El coeficiente de fricción de Darcy es un parámetro adimensional que se utiliza en dinámica de fluidos, para calcular la pérdida de carga en una tubería debido a la fricción, para eso es necesario el número de Reynolds y el material de la tubería con su rugosidad.

Al escoger el diámetro de la tubería, el caudal y la viscosidad cinemática que se lee de tablas de propiedades físicas del agua, podremos calcular el número de Reynolds.

Al tener el número de Reynolds y la rugosidad del material, podemos leer el coeficiente de fricción del tramo de tubería (ver Anexo 2).

Ecuación de pérdidas Primarias:

$$P\acute{e}rda\ primaria: \frac{v^2}{2g} * f * \frac{Ltramo}{D} \quad \text{Ecuaci3n 3.7}$$

$$P\acute{e}rda\ primaria: \left(\frac{4Q}{\pi D^2}\right)^2 * \frac{f}{2g} * \frac{Ltramo}{D} \quad \text{Ecuaci3n 3.8}$$

Donde:

F: es el coeficiente de fricci3n de Darcy.

L tramo: longitud del tramo en an3lisis en m.

D: di3metro del tramo en an3lisis en m.

V: velocidad del fluido

Existe la ecuaci3n de Colebrook simplificada que permite obtener el coeficiente de Darcy de manera m3s directa sin necesidad de utilizar el diagrama de Moody, la ecuaci3n es la siguiente:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log \left[\left(\frac{\epsilon}{3.7}\right)^{1.11} + \frac{6.9}{Re} \right] \quad \text{Ecuaci3n 3.9}$$

Donde:

F: es el coeficiente de fricci3n de Darcy.

ϵ : rugosidad de material.

Re: número de Reynolds.

Si se busca una manera más sencilla de obtener el coeficiente de Darcy hay programas y páginas web disponibles para esto, donde las variables de entrada son el número de Reynolds y la rugosidad del material (ver Anexo 2 y 9).

ii. PÉRDIDAS SECUNDARIAS

En las pérdidas secundarias se tiene el factor K el cual depende del diámetro interno de la tubería (ver Anexo 4 y 6).

$$Perdida\ secundaria = \frac{v^2}{2g} * K \quad \text{Ecuación 3.10}$$

El factor K puede representarse como longitud equivalente según tablas y es un número adimensional. Al hacer uso de la longitud equivalente se utiliza el mismo factor de fricción de Darcy, es decir, una pérdida secundaria se puede convertir en una pérdida primaria para simplificar la ecuación de pérdidas, logrando así, que un solo factor de Darcy multiplique todas las longitudes de tramos de tubería y las longitudes equivalentes (ver Anexo 5).

$$\frac{v^2}{2g} * K_{valvula} = \frac{v^2}{2g} * f * \left(\frac{L_{eq}}{D}\right) \quad \text{Ecuación 3.11}$$

Donde:

K: coeficiente de resistencia para accesorios, numero adimensional leído de gráficas.

$\frac{L_{eq}}{D}$: Longitud equivalente en diámetro de conductos.

c) Pérdidas del sistema

Teniendo todos estos parámetros podemos calcular las pérdidas por aspiración e impulsión, sumando todas las pérdidas primarias y secundarias.

$$H_{asp} \text{ o } H_{imp} = \text{Perdidas primarias} + \text{Perdidas secundarias}$$

Las pérdidas de sistema es la sumatoria de pérdidas en todos los tramos de tuberías debido a la fricción y la altura bruta. Esta misma pérdida del sistema, se traduce a la altura mínima que debe tener la bomba, logrando vencer la gravedad y fricción en las tuberías para transportar el fluido.

Por lo tanto, tenemos:

$$H_{sis} = H_{asp} + H_{imp} + H_b \quad \text{Ecuación 3.12}$$

Donde:

H_b : Altura bruta o altura entre niveles de agua.

3.2.4 NPSH o altura neta positiva de aspiración

Como se mencionó anteriormente, en la ubicación del sistema de bombeo, es necesario calcular la altura máxima de aspiración para verificar cavitación que cause daños en la bomba que se ha seleccionado.

En el cálculo de esta altura se encuentra el NPSH, el cual es un dato sacado normalmente de catálogos de fabricantes de bombas y que representa la altura mínima necesaria a la entrada del rodete, sumado con la presión cinética correspondiente a la velocidad de entrada del líquido en la boca de aspiración. Además del NPSH, también entra en consideración las pérdidas en la tubería de aspiración por fricción.

Hay dos energías de succión a considerar. Existe la energía de succión disponible para la bomba. Este es el NPSHa (a=disponible). Luego, está la energía de succión requerida por la bomba, llamada NPSHr (r = requerida).

El valor de NPSHr solamente depende de las características de la bomba y no de las características de la instalación. Es variable para cada bomba, siempre es positivo y cambia según el caudal y el número de revoluciones del motor. Los valores y las curvas son suministrados por el fabricante. El valor de NPSHr informa sobre la capacidad de aspiración de una bomba en un punto determinado de su curva característica de funcionamiento: cuanto menor es el valor de NPSHr tanto mayor es su capacidad de aspiración.

La condición para evitar la cavitación se suele definir en términos de las alturas netas de aspiración disponible y requerida, definidas respectivamente como:

$$NPSHa = \frac{Pa - Pv}{\gamma} - Hf, asp - Hs \quad \text{Ecuación 3.13}$$

$$NPSHr = \frac{Ve^2}{2g} + Hz \quad \text{Ecuación 3.14}$$

Al igualar el NPSHa y NPSHr podremos tener la altura máxima para la cual la bomba podría trabajar sin presentar cavitación, normalmente a este valor de altura máxima se le agrega un valor de altura de seguridad que puede ser de 0.5m a 5m, hay que tener en cuenta que el NPSHr que se lee de tablas es normalmente en las mejores condiciones de una bomba, por esta razón es recomendable estar atento a vibraciones que suele producir la cavitación por su liberación de energía.

$$H_s(max) = \frac{P_a - P_v}{\gamma} - H_{f, asp} - NPSHr \quad \text{Ecuación 3.15}$$

Donde:

Hs(max): altura máxima de aspiración con un valor de 0.5 m de seguridad.

Pa: presión en el estanque de agua o presión atmosférica en pascales.

Pv: presión de vapor o de saturación en pascales, sacado de tablas.

γ : peso específico del agua.

Hf, asp: pérdidas en tubería de aspiración.

H_z: Presión absoluta mínima necesaria en la zona inmediata anterior a los álabes.

El valor de NPSHr se lee normalmente de gráficos directamente, depende del caudal y el tipo de bomba a emplear.

3.2.5 Selección del tipo de bomba

Las bombas centrífugas y volumétricas ofrecen diferentes alternativas para distintos rangos de aplicación. Todas las bombas tienen que usar la energía en forma eficiente, por esta razón el proyectista debe saber qué bomba es la adecuada para el proyecto según generalidades, la selección se complica debido a la multitud de marcas y características de cada bomba, como ejemplo, un solo fabricante puede ofrecer más de 20 bombas y cada una tiene un rango óptimo de operación.

La siguiente figura muestra el tipo de bomba que se recomienda en función de la carga dinámica total del sistema de bombeo.

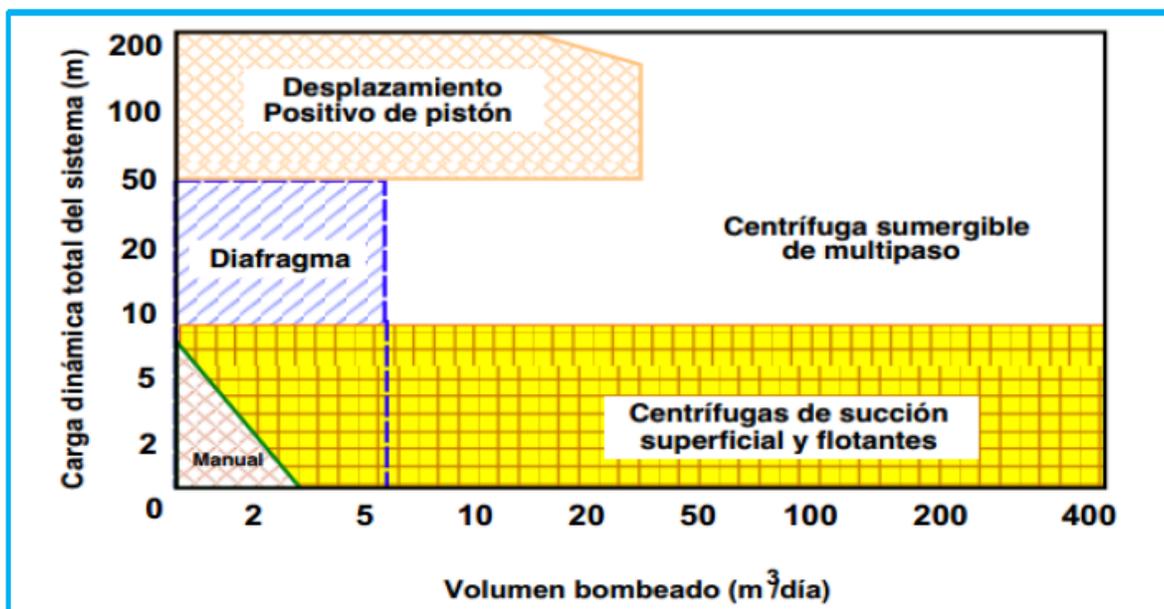


Figura 26 Intervalos de aplicación de los distintos tipos de bomba para aplicaciones fotovoltaicas.

Fuente: Guía para el desarrollo de proyectos de bombeo de agua con energía fotovoltaica.

3.2.6 Potencia de la bomba

Se determinan todas las potencias a partir de la potencia útil, potencia en el eje de la bomba teniendo en cuenta pérdidas hidráulicas y volumétricas, potencia mecánica o motor considerando su eficiencia y, por último, la potencia eléctrica que demanda el motor, luego hay que seleccionar aquellas bombas que cumplan el criterio de altura manométrica- caudal.

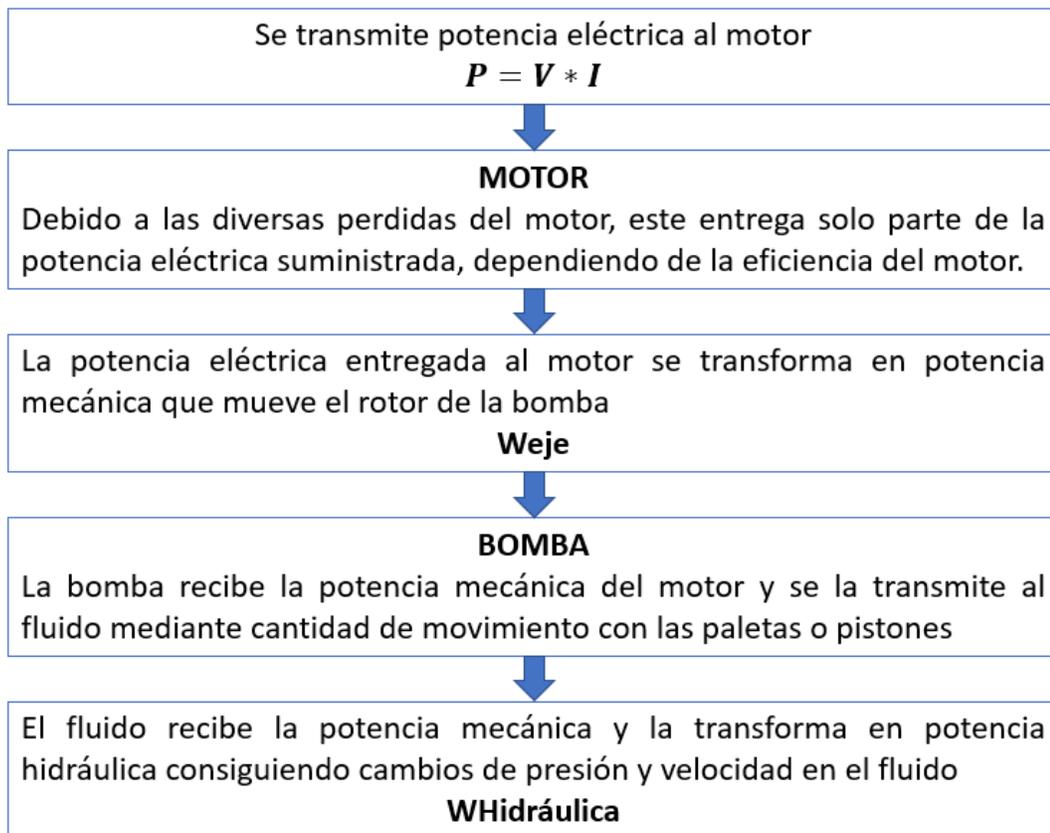


Figura 27 Esquema del cálculo de la potencia de la bomba. Fuente: elaboración propia

Después, hay que analizar las curvas de potencia–frecuencia–caudal. Una vez conocida la bomba y la franja de frecuencias, potencias y eficiencia en las que trabajará, se puede obtener la potencia máxima de entrada al motor, calculada dividiendo la potencia máxima de la bomba entre la eficiencia en este punto.

Para el cálculo de potencia necesario de la bomba se necesita determinar la altura útil de la bomba.

$$P_b = \gamma QH \quad \text{Ecuación 3.16}$$

Al calcular altura útil de la bomba se utilizará los anteriores cálculos y se coloca en la ecuación de Bernoulli, los puntos a analizar son desde el nivel de agua inferior (embalse, punto 1) hasta el nivel de agua superior (tanque, punto 2) en los cuales las velocidades de esos puntos son aproximadamente cero.

En la ecuación de Bernoulli:

$$H = \frac{P_2 - P_1}{\gamma} + Z_2 - Z_1 + \frac{(v_2)^2}{2g} - \frac{(v_1)^2}{2g} + H_{asp} + H_{imp} \quad \text{Ecuación 3.17}$$

Teniendo presión atmosférica en ambos puntos, debido a que el tanque estará venteado, los términos de presión se eliminan, así también, los términos de velocidad, por lo que se concluye que la altura útil será igual a las pérdidas del sistema y la diferencia de alturas, que es lo que se desea.

Con la altura útil se puede ver en las gráficas de altura manométrica contra caudal para ver cuál es la mejor opción de bomba y su respectivo

caudal de operación, este debe ser mayor que el caudal que se escogió en los parámetros iniciales, así poder cumplir la demanda necesaria. Luego se lee el NPSH de las mismas gráficas para sacar la altura máxima que soporta la bomba seleccionada y verificar si la bomba no presenta cavitación, si ese fuera el caso se procede a seleccionar otra bomba del catálogo de fabricante.

NB, NK 2 polos

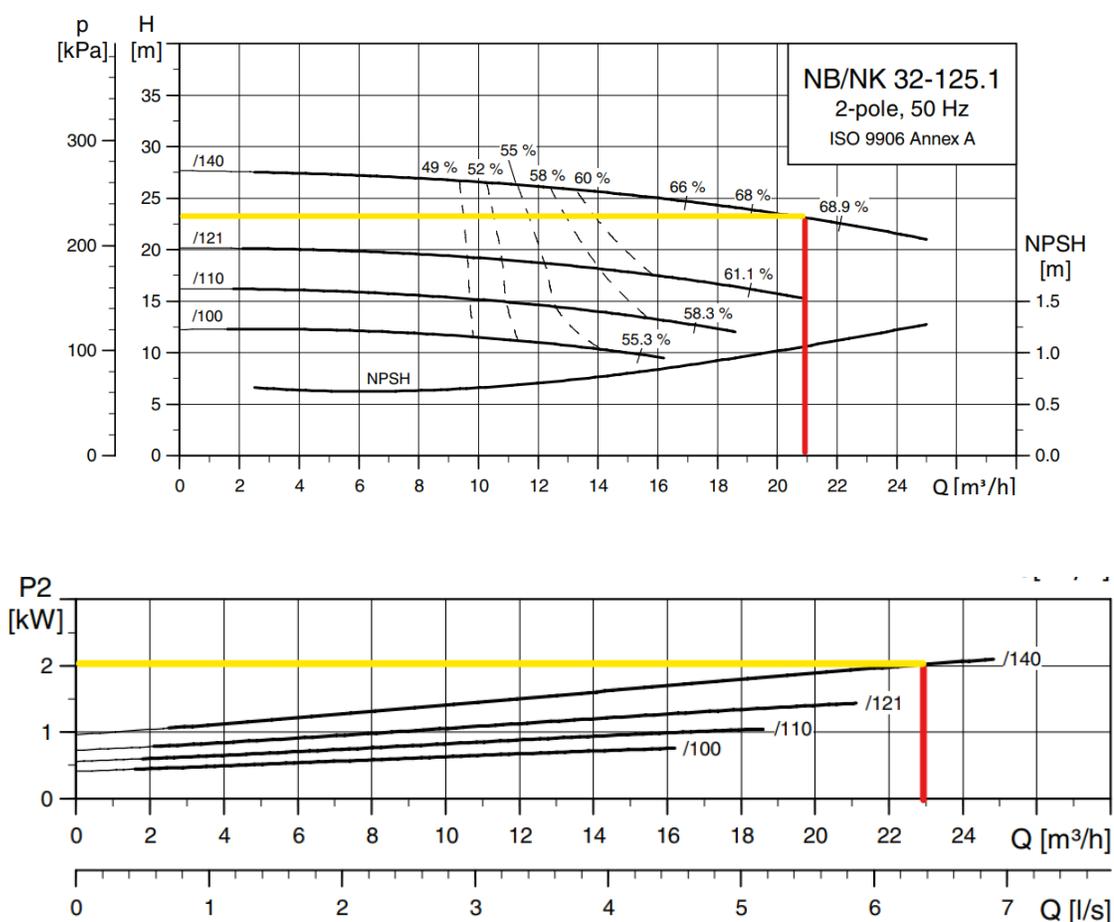


Figura 28 Bomba Grundfos, selección de bomba. Fuente: Catalogo de Grundfos.

Como se puede ver se tiene un caudal de 21m³/h, el cual, al subir con una recta a una curva deseada, en este caso se intercepto una curva de 140 mm de diámetro de impulsor, luego con una línea recta horizontal se lee la altura de la bomba. De igual manera se lee la potencia de la bomba.

Normalmente los catálogos de fabricantes de bomba llevan consigo el motor, por lo tanto, solo se busca en el mismo catalogo la potencia que demandaría dicho motor, así se conoce la energía que debe suministrarse para su funcionamiento con energía solar, así como también los datos generales de dicha bomba.

Datos técnicos

Tipo de bomba		32-125.1/100	32-125.1/110	32-125.1/121	32-125.1/140	
Tipo de motor	Motor de gama alta	MG 80A-C	MG 90SA-D	MG 90SB-D	MG 90LC-D	
	Motor eléctrico	-	-	MGE 90SB	MGE 90LC	
Datos generales NB/NK	P ₂	[kW]	0.75	1.1	1.5	2.2
	PN	[bar]	16	16	16	16
	DNs	[mm]	50	50	50	50
	DNd	[mm]	32	32	32	32
	a	[mm]	80	80	80	80
	h ₂	[mm]	140	140	140	140
	Ss		4x19	4x19	4x19	4x19
	Sd		4x19	4x19	4x19	4x19
Datos generales NK estándar/espaciador	L NK	[mm]	715/811	765/861	775/871	815/911
	L NKE	[mm]	-/-	-/-	815/911	815/911
	Peso NK	[kg]	81/81	88/88	88/88	99/98
	Peso NKE	[kg]	-/-	-/-	96/95	107/106
	Peso NK SS	[kg]	-/-	-/-	-/-	-/-
	Peso NKE SS	[kg]	-/-	-/-	-/-	-/-

Figura 29 Datos técnicos de bomba Grundfos NB 32-125.1, 2 polos 50 Hz. Fuente: Catalogo de Grundfos.

Muchos fabricantes incluyen el sistema motor bomba en sus catálogos, pero en el caso que no lo incluyan debe escogerse un motor para acoplarse a dicha bomba, utilizando las eficiencias pertinentes en la transmisión de potencia.

La P2 leída de tablas de fabricantes es usualmente la potencia del motor que lleva incluido la bomba de lo contrario se puede calcular con la potencia hidráulica y la eficiencia de transmisión como se muestra a continuación:

$$P2 = Pm = \frac{\gamma QH}{\eta_{tot}}$$

$$\eta_{tot} = \eta_{vol}\eta_{mec}\eta_h$$

$$Pm = \frac{\gamma QH}{\eta_{vol}\eta_{mec}\eta_h} \quad \text{Ecuación 3.18}$$

Donde:

γ : peso específico del agua en N/m³

Q : Caudal de operación en m³/s.

H : altura útil de la bomba en m.

η_{tot} : eficiencia total

η_v : eficiencia volumétrica, considera las pérdidas de caudales hacia el exterior.

η_h : Eficiencia hidráulica, considera las pérdidas de rozamiento en superficie.

η_{mec} : eficiencia mecánica, considera las pérdidas de rozamiento en cojinetes y accionamientos auxiliares, es decir la eficiencia de transmisión entre la bomba y el motor.

Para escoger la bomba y así obtener los parámetros de η_H y η_V hay que mirar las curvas del fabricante que relacionan la altura manométrica con el caudal y las curvas de eficiencia

Si el motor no está incluido en las fichas de fabricante de bombas habrá que seleccionar un motor, por lo tanto, habrá que calcular P_b , así podemos escoger un motor adecuado que suministre la demanda antes mencionada, si el acople del motor es directo, las pérdidas por transmisión podrían ser despreciables, pero si se ocupa alguna transmisión debe considerarse la eficiencia de la transmisión al escoger dicho motor.

Con el motor seleccionado ya se puede saber la demanda de energía necesaria para el motor de la bomba, para así conocer cuanta energía deberá ser suministrada por los paneles solares.

La potencia eléctrica activa es la que realmente se desea conocer y se calcula así:

- Para motores monofásicos:

$$P_e (kW) = \frac{VI*FP}{1000} \quad \text{Ecuación 3.19}$$

- Para motores trifásicos:

$$P_e (kW) = \sqrt{3} * \frac{VI*FP}{1000} \quad \text{Ecuación 3.20}$$

Donde:

V: voltaje de la red eléctrica en voltios.

I: corriente de la red eléctrica en amperios.

FP: factor de potencia

3.3 Cálculo del regulador

Un sistema de acondicionamiento de potencia puede disponer de controladores de carga (si se usan baterías), inversores cuando el subsistema motor-bomba es AC e incluso Variadores o Convertidores de Frecuencia. A continuación, se explica el funcionamiento de este último.

El variador de frecuencia es un sistema para el control de la velocidad rotacional de un motor de corriente alterna (AC), por medio del control de la frecuencia de alimentación suministrada al motor. En la figura siguiente se muestra su esquema que facilita la comprensión de su funcionamiento.

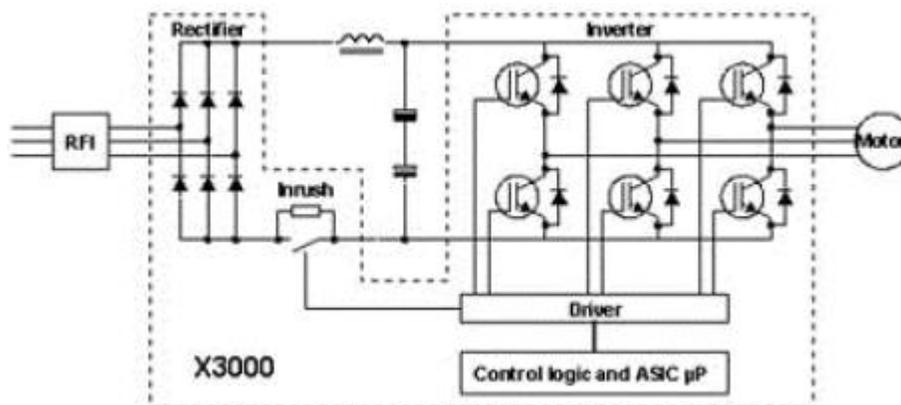


Figura 30 Diagrama esquemático básico de un variador de frecuencia industrial. Fuente: CIEMAT, 2018.

Hablando de manera general, el regulador debe ser capaz de mantener el voltaje de la bomba y potencia que demanda el sistema para el punto óptimo de trabajo.

Por lo tanto, se selecciona un regulador de potencia en base al voltaje del sistema motor-bomba y a la potencia que éste demanda. Se consultan catálogos de fabricantes y se selecciona el más adecuado.

En este punto se puede calcular la potencia del generador fotovoltaico como el cociente de la potencia que demanda el motor y la eficiencia del regulador.

$$\text{Potencia del generador FV} = \frac{\text{Potencia entrada del motor}}{\text{Eficiencia del regulador}} \quad \text{Ecuación 3.21}$$

Normalmente los reguladores de potencia están instalados en la misma caseta que la bomba, por lo que no resulta necesario el uso de instalaciones de filtros para evitar la formación de armónicos en una instalación de corriente alterna.

3.4 Dimensionamiento del generador fotovoltaico

Su dimensionamiento consiste en determinar la potencia pico a instalar para generar la suficiente energía para satisfacer las necesidades del bombeo durante todo el año, así como diseñar el número de módulos en cada string y el número de string. Para ello, es necesario conocer los parámetros de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos y del regulador.

Siendo:

- N_p : número de series o string.
- N_s : número de módulos en cada string.
- N : número total de módulos.

El número de módulos en cada string define la tensión del generador, y el número de string define la intensidad de corriente en CC del generador. Estos valores no pueden sobrepasar los límites establecidos por el fabricante del regulador.

3.4.1 Módulos fotovoltaicos

Para determinar el modelo de módulo fotovoltaico a utilizar se deben tener en cuenta, dentro de la oferta del mercado, la potencia pico (se aconseja que sea superior a 250Wp), la eficiencia, el precio y la garantía. Los parámetros necesarios para realizar los cálculos de diseño son los expuestos a continuación. Se obtienen de la ficha técnica del módulo.

- Potencia máxima o potencia pico (P_{max} ; P_p): es la potencia máxima que puede generar el módulo fotovoltaico en las condiciones estándar de medida (CEM). Esta potencia se mide en vatios pico (Wp).
- Tensión en vacío o circuito abierto (open circuit) (V_{oc}): es la tensión máxima que puede ceder el módulo en CEM sin carga. Se mide en voltios (V).

- Intensidad de cortocircuito (I_{cc}): es la máxima intensidad que puede ceder el módulo en CEM sin carga. Se mide en amperios (A).

- Tensión máxima o tensión pico (V_{max}): es la tensión máxima que puede ceder el módulo, en CEM, conectado a una carga por la que circula una corriente. Se mide en voltios (V).

- Intensidad nominal (I_{pmp}): corriente que cede el módulo, en CEM, conectado a una carga a la que se le aplica una tensión. Se mide en amperios (A).

- Tensión nominal (V_{pmp}): es la tensión de trabajo a la que está diseñado el módulo.

- Coeficiente de rendimiento (η): relaciona la potencia máxima del módulo con la radiación incidente sobre el mismo.

Estas magnitudes quedan representadas en la curva característica del módulo fotovoltaico:

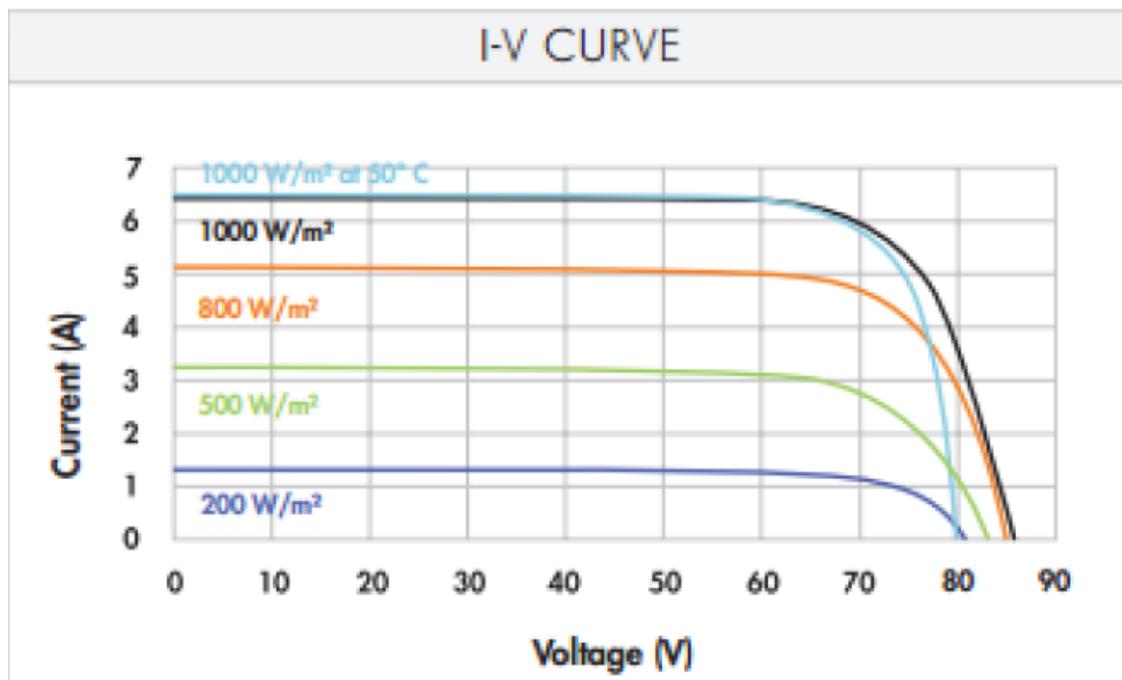


Figura 31 Curva característica I-V de un módulo fotovoltaico. Fuente: Click Renovables.

Conocidas las características de los módulos y del variador de frecuencia elegido, se procede al cálculo del número de módulos necesarios para obtener los valores de tensión e intensidad.

3.4.2 Performance ratio (PR)

El Performance Ratio o PR es el rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.

Este coeficiente (PR) tiene en cuenta las siguientes pérdidas originadas en la instalación:

- Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos.
- Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas.
- Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos.
- Pérdidas por sombras.
- Pérdidas por degradación de los módulos.
- Pérdidas eléctricas.
- Pérdidas por reflectancia.

A continuación, se valoran las distintas pérdidas anteriores para poder estimar el "Performance Ratio" (PR) de la instalación.

a) Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos, P1 (%)

La potencia que pueden desarrollar los módulos no es exactamente la misma, y por lo tanto tampoco lo son ni su intensidad ni su tensión de máxima potencia. De este modo, cuando se constituye un sistema generador formado por varios módulos conectados en serie, este hecho induce a que se produzca una pérdida de potencia debido a que el valor de la intensidad de corriente de paso será igual a la de menor valor de los módulos colocados en serie.

Para minimizar este efecto, los módulos se clasifican por su intensidad, que suele venir indicado con una letra grabada mediante un adhesivo adherido al marco de un módulo, de manera que se puede escoger los módulos similares a la hora de armar las series durante la instalación.

Estas pérdidas vienen especificadas en la ficha técnica de cada módulo, definidas como Tolerancia de Potencia (%Pmax).

- b) Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas, P2 (%)

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura a la que se encuentra la superficie del módulo. Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera continuada, es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta al sol como por la parte posterior de los módulos. No obstante, incluso con buena ventilación, se produce un incremento de temperatura de la superficie de los módulos con respecto a la temperatura ambiente exterior.

Para el cálculo del factor que considera las pérdidas por incremento de la temperatura del módulo (PT), se suele emplear la siguiente expresión:

$$PT = KT \cdot (T_c - 25^{\circ}C) \quad \text{Ecuación 3.22}$$

Siendo:

KT : el coeficiente de temperatura, medido en $^{\circ}C^{-1}$. Generalmente este valor viene dado por el fabricante de la placa solar, aunque si este dato no lo proporcionara el fabricante se puede tomar por defecto el valor de $0.0035 \text{ }^{\circ}C^{-1}$.

T_c : es la temperatura media mensual a la que trabajan las placas fotovoltaicas. Para calcular esta temperatura, T_c , se suele emplear la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + G * \frac{(NOCT-20)}{800} \quad \text{Ecuación 3.23}$$

Siendo:

T_{amb} : la temperatura ambiente media mensual del lugar donde se instalarán los módulos fotovoltaicos.

$NOCT$: es la temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 , la temperatura ambiente es de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y la velocidad del viento de 1 m/s . Este dato también es suministrado por el fabricante del módulo solar.

G : es la radiación media en un día soleado del mes en cuestión.

c) Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos, P3 (%)

En unas condiciones normales de emplazamiento y realizando tareas de mantenimiento y limpieza correspondientes de forma regular, los paneles fotovoltaicos no deben superar unas pérdidas por este concepto del 3%.

d) Pérdidas por sombras, P4 (%)

Las pérdidas por el sombreado parcial de los generadores fotovoltaicos que penalizan su producción eléctrica se pueden estimar en torno al 2%

e) Pérdidas por degradación de los módulos, P5 (%)

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio debido a su exposición a la radiación solar, que de forma usual se admite que sean del orden del 1%.

f) Pérdidas eléctricas, P6 (%)

La instalación eléctrica y el conexionado entre módulos, y de éstos con los demás componentes de la instalación fotovoltaica, se deberá realizar según las recomendaciones del NEC, donde se indica que la caída de tensión no podrá superar el 1.5% en la parte de la instalación que funcione en corriente continua. Por tanto, se estiman que las pérdidas eléctricas serán del 1.5%.

g) Pérdidas por reflectancia, P7 (%)

Este tipo de pérdidas, que hacen referencia a los efectos angulares de la reflexión en los módulos, fueron estimadas por la Universidad de Ginebra y deben considerarse en un 2.9%.

Con todas las pérdidas anteriores, se obtiene el "Performance Ratio" (PR) o rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia alcanzada en la instalación, y de valor en este caso de:

$$PR (\%) = 100\% - \sum_{i=1}^7 P_i \quad \text{Ecuación 3.24}$$

Finalmente, la potencia del generador, teniendo en cuenta las pérdidas, se calcula:

$$P_{Gen} = \frac{P_{DC}}{PR} \quad \text{Ecuación 3.25}$$

3.4.3 Configuración del generador solar fotovoltaico

Primero se calcula el número de módulos en serie que generan una tensión nominal compatible a la del variador de frecuencia.

$$N_s = \frac{V_{nom,variado}}{V_{nom,módulo}} \quad \text{Ecuación 3.26}$$

Una vez conocido el número de módulos en serie, se calcula la potencia pico que generan.

$$Pot. serie (Wp) = N_s * Pot. pico módulo (Wp) \quad \text{Ecuación 3.27}$$

Con la potencia pico de una serie, se puede obtener cuántas series son necesarias para igualar o superar la potencia pico mínima, ya calculada, que debe proporcionar el generador fotovoltaico.

$$N_p = \frac{Pot. pico generador (Wp)}{Pot. serie (Wp)} \quad \text{Ecuación 3.28}$$

Con el número de series en paralelo y la potencia pico de cada serie, se calcula la potencia pico total que generará, finalmente, el generador con la configuración obtenida.

$$Pot. \text{pico generador } (Wp) = N_p * Pot. \text{serie } (Wp) \quad \text{Ecuación 3.29}$$

Y el número total de módulos fotovoltaicos.

$$N = N_p * N_s \quad \text{Ecuación 3.30}$$

Finalmente, se debe de comprobar que las tensiones y corrientes máximas de este diseño no superan los límites del variador de frecuencia.

a) Tensión del generador

Tensión nominal:

$$V_{\text{serie.pmp}} = N_s * V_{\text{módulo.pmp}} (V) \quad \text{Ecuación 3.31}$$

Tensión máxima:

$$V_{\text{serie.oc}} = N_s * V_{\text{módulo.oc}} (V) \quad \text{Ecuación 3.32}$$

b) Intensidad de una serie

$$I_{\text{serie.pmp}} = I_{\text{módulo.pmp}} \quad \text{Ecuación 3.33}$$

$$I_{\text{serie.cc}} = I_{\text{módulo.cc}} \quad \text{Ecuación 3.34}$$

c) Intensidad del generador

Intensidad nominal:

$$I_{gen.pmp} = N_p * I_{módulo.pmp} \quad \text{Ecuación 3.35}$$

Intensidad de cortocircuito:

$$I_{gen.cc} = N_p * I_{módulo.cc} \quad \text{Ecuación 3.36}$$

3.4.4 Distancia mínima entre filas de módulos

Con el fin de evitar pérdidas por sombras entre paneles, se utiliza la siguiente ecuación la cual se basa de la sombra que proyectaría un objeto de altura "h" en el solsticio de invierno (donde se proyecta mayor sombra $\delta = -23.45^\circ$).

$$d = \frac{h}{\tan(67^\circ - \emptyset)} \quad \text{Ecuación 3.37}$$

Siendo: \emptyset la latitud.

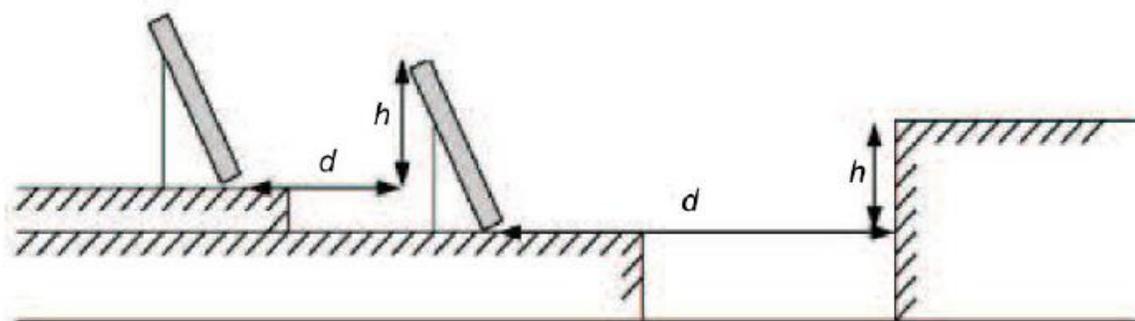


Figura 32 Esquema de distancia mínima entre filas de módulos. Fuente: Ingelibre Blog

3.5 Sistema eléctrico

Los sistemas fotovoltaicos, como toda instalación que queda permanente al aire libre, deben estar diseñadas para resistir las duras inclemencias meteorológicas (temperaturas ambientales extremas, radiación solar ultravioleta, humedad, resistencia a los impactos...) que condicionan la calidad de los materiales empleados.

La norma que se utiliza en esta metodología para la selección de los componentes del sistema eléctrico de la instalación es el Código Eléctrico Nacional, NEC, (por sus siglas en inglés).

El Código Eléctrico Nacional (NEC) es una extensa colección de artículos para garantizar la segura instalación de los equipos eléctricos instalados y el cableado eléctrico en los Estados Unidos, que, sin embargo, ha sido adoptado por muchos países, como es el caso de El Salvador

3.5.1 Cableado eléctrico

Usar cableado especial ayudará a conseguir la máxima eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas, garantizando la evacuación de la energía producida durante toda la vida útil de la instalación.

El NEC (*National Electrical Code*) establece que los conductores sean de cobre y tengan la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos.

El artículo 690 del NEC se aplica específicamente a los sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a red.

Los siguientes artículos, entre otros, se aplican a los sistemas fotovoltaicos:

- Artículo 210 para circuitos ramales.
- Artículo 240 para protección contra sobrecorrientes
- Artículo 250 para la puesta a tierra
- Artículo 300 para métodos de cableado.
- Artículo 690 se aplica específicamente a los sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a red.

Los tramos de cables en corriente continua serán tramos compuestos de dos conductores activos (positivo y negativo) más el conductor de protección.

Para la interconexión de los módulos:

- Monoconductores resistentes a la luz solar con aislante de 90°C en lugares mojados (LN).
 - NEC-99 acepta los tipos USE-2 y UF resistente a la luz solar.
- Cables monoconductores o poli-conductores en tubos con aislante de 90°C en LM.
 - La Norma acepta tipos RHW-2, THW-2, THWN-2.
 - No se permite usar cables monoconductores sin ductos, excepto en el arreglo fotovoltaico.

En la siguiente tabla se presenta la nomenclatura de los conductores:

Tabla 7 Nomenclatura de Conductores, Fuente: NEC 2016

Tipo	Descripción
T	Aislante de termoplástico.
H	Aislante de 75°C. *
HH	Aislante de 90°C.
N	Cubierta de Nylon.
W	Resistente a la humedad.
R	Aislante de caucho.
U	Uso subterráneo.
USE	Cable de acometida subterránea.**
UF	Cable de alimentación subterránea.**
SE	Cable de acometida.**
-2	Aislante de 90°C en lugares mojados.
*	Ausencia de "H" significa aislante de 60°C.
**	Puede ser cable monoconductor o de varios conductores.

Los cálculos para la determinación de la sección siguen los siguientes criterios.

a) Criterio de caída de tensión

Corriente continua:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\delta_{max}} \quad \text{Ecuación 3.38}$$

Corriente alterna (sistema monofásico):

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\delta_{max}}$$

Corriente alterna (sistema trifásico):

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\delta_{max}} \quad \text{Ecuación 3.39}$$

Donde:

ρ : resistividad del cable (W.mm²/m) para el cobre: 1/58 W.mm²/m
@ 20 °C

L: Longitud del conductor (m)

I: corriente que circula por el conductor (A)

δ_{max} : máxima caída de tensión (V)

En la siguiente tabla se indican los porcentajes de caída de tensión máximas y recomendadas para cada tramo en una instalación fotovoltaica:

Tabla 8 Porcentajes de caída de tensión (%). Fuente: Inge mecánica, Instalación solar fotovoltaica para el bombeo de agua para riego

Tramo	Máxima	Recomendada
Módulo Controlador	3%	1%
Controlador Bomba	5%	3%

Algunas recomendaciones pueden ser:

Limitar caídas de voltaje al 3% para sistemas fotovoltaicos con voltajes nominales menores o iguales a 48 V, y hasta el 5% para voltajes mayores a 48 V.

b) Criterio de máxima intensidad

Una vez determinada la sección mediante el criterio de caída de tensión, se comprobará mediante el NEC, si esa sección soporta la intensidad que se ha supuesto que circulará por ella. La intensidad admisible se obtiene de la tabla 310.16 del anexo 8 y la intensidad máxima que circula por el conductor se sobredimensiona un 25 %:

$$I_{diseño} = 1.25 \times I_{conductor} \quad \text{Ecuación 3.40}$$

$$I_{diseño} < I_{admisible}$$

Además, se presenta el código de colores:

Sistema de corriente alterna:

- Negro, rojo, azul u otros (excepto blanco, gris claro o verde) para los conductores de fase, convencionalmente: L1: negro, L2: rojo, L3: Azul.
- Blanco o gris claro para el neutro (puesto a tierra).
- Verde o verde/amarillo para el conductor puesto a tierra.

Sistema de corriente continua:

- Verde o verde/amarillo para puesto a tierra.
 - Se permite usar cable negro para las interconexiones del arreglo.
- Blanco o gris para el aislamiento de los conductores puestos a tierra.
- Rojo para el positivo.
- Negro para el conductor positivo.

La sección mínima de los conductores activos será de 2.08 mm² (#14 AWG) y la sección mínima del conductor de tierra será de 3.30 mm² (#12 AWG).

Para cables de conductores pequeños como las interconexiones de módulos se admitirán cables de un solo conductor listados para uso en exteriores que sean resistentes a la radiación solar y resistentes a la humedad en los tamaños mínimos de 16 AWG y 18 AWG, cuando dichos cables cumplan los requisitos de capacidad del presente capítulo. (Se debe usar la sección 310.15 del NEC para determinar la ampacidad y los factores de reducción debido a la temperatura).

3.5.2 Protecciones

La inutilización de un módulo fotovoltaico es uno de los mínimos daños que podemos sufrir, lo que más nos debería preocupar es la avería de los inversores de corriente o controladores.

También debemos saber que los rayos son una de las causas, pero no la más común, de las sobrecargas eléctricas. Durante los meses más propensos a tormentas (septiembre, octubre, noviembre) en El Salvador, en toda la red eléctrica de una instalación se inducen sobretensiones, con tormenta o no. Esto es debido a que la electricidad estática también puede provocar subidas de tensión que afecten a la instalación a través de la línea de salida.

En resumen, la instalación debe contar con elementos de protección contra sobretensiones y sobreintensidades.

Los elementos que sirven para proteger la instalación de sobretensiones y sobreintensidades son los interruptores automáticos magnetotérmicos omnipolares, con un calibre adecuado a la intensidad máxima admisible por el conductor.

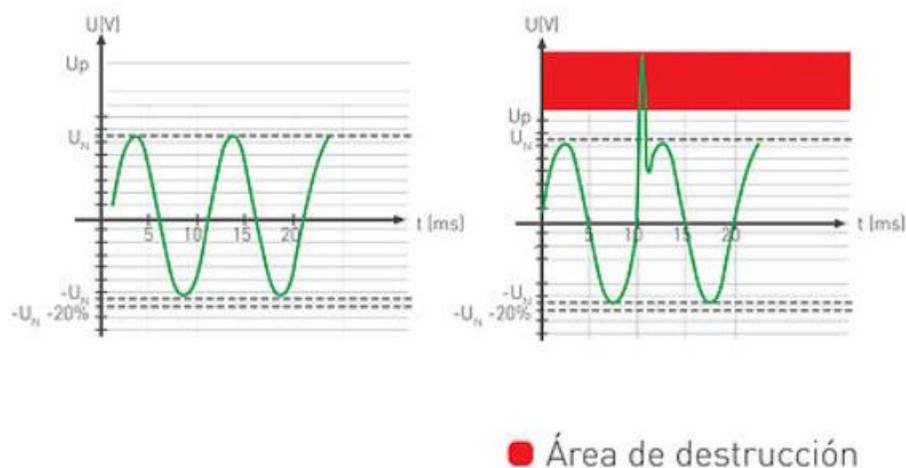


Figura 33 Visualización técnica de una sobretensión (derecha). Fuente: Saclima.

a) Dimensionamiento y corrientes de los circuitos

Corriente de los circuitos de la fuente fotovoltaica o unidad de generación fotovoltaica: la corriente máxima será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en paralelo, multiplicada por 1.25 veces.

Corriente de los circuitos de salida fotovoltaica: la corriente máxima será la suma de las corrientes máximas de los circuitos de las fuentes en paralelo.

Corriente de los circuitos de entrada del inversor: la corriente máxima será la corriente de entrada de régimen permanente del inversor cuando el inversor produzca su potencia nominal a la menor tensión de entrada.

Corriente del circuito de salida del inversor: la corriente máxima debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor (La corriente a la potencia nominal del inversor).

b) Protección contra sobre corriente

Los circuitos de corriente del sistema fotovoltaico deberán contar con su respectiva protección contra sobre corriente ya sea para C.C. y C.A. Los conductores del circuito y los dispositivos de protección contra sobre corriente deben dimensionarse de modo que conduzcan como mínimo el 1.25 veces las corrientes máximas calculadas en el apartado anterior.

Los dispositivos de protección de sobre corriente de los circuitos de fuente o salida fotovoltaica deben seleccionarse como 1.56 veces la corriente de cortocircuito de la cadena o arreglo fotovoltaico que protege. Para el circuito de salida del inversor con 1.25 veces la corriente nominal de éste.

Se permite usar el dispositivo de protección contra sobrecorriente del valor nominal inmediato superior a la capacidad de conducción de corriente calculada. El valor nominal o ajuste de los dispositivos de sobrecorriente se permitirá de acuerdo con el NEC 240.4 (B) y (C). Se considerarán de régimen permanentes las corrientes de los sistemas fotovoltaicos.

$$I_f = 1.56 * I_{SC} \quad \text{Ecuación 3.41}$$

Los dispositivos de sobre corriente en el lado CC, serán dimensionados para conducir una corriente no inferior a 1.25 veces la

máxima corriente del string y no deberá ser superior a la corriente inversa máxima que soportan los módulos que forman parte del string.

Los dispositivos de protección contra sobre corriente, como fusibles o los interruptores automáticos, que se utilicen en cualquier parte de CC de un sistema fotovoltaico de alimentación, deben estar listados para su uso en circuitos de CC y deben tener los valores nominales adecuados de tensión, corriente y valor de interrupción (corrientes de falla). Los fusibles deben fundirse a una corriente menor al 80% de la capacidad del conductor.

c) Medios de desconexión

Se debe proporcionar un medio que desconecte todos los conductores portadores de corriente de una fuente fotovoltaica de alimentación y de todos los demás conductores de la instalación eléctrica; se deben instalar los medios para desconectar los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes de energía.

Los sistemas fotovoltaicos deben tener medios de desconexión en los circuitos de salida del generador fotovoltaico o entrada del inversor, y salida del inversor, como un sistema de protección para seguridad del usuario y mantenimiento del sistema; es decir, tanto el circuito de la fuente y de salida fotovoltaica como el del inversor deben satisfacer dicho requerimiento.

Cada componente del sistema debe tener una manera de desconexión de todas las fuentes de potencia como arreglo fotovoltaico y batería (si se disponen de estas últimas).

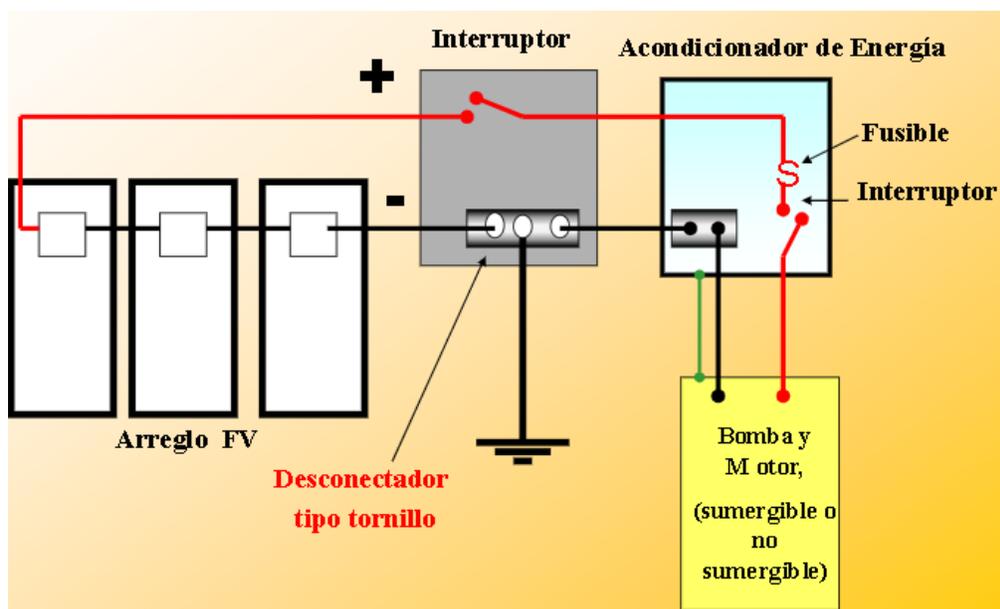


Figura 34 Medios de desconexión en una instalación fotovoltaica. Fuente: Sánchez Juárez, A. Centro de Investigación de Energía, UNAM.

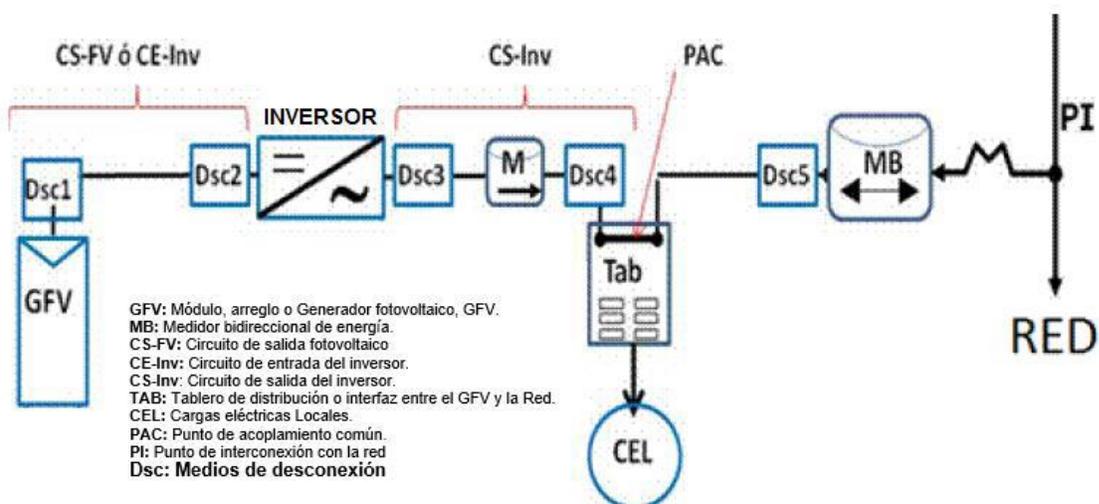


Figura 35 Diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el cual se muestran las posiciones sugeridas en donde deben localizarse los Medios de Desconexión (Dsc). Fuente: (Quinteros Calzadia & Zelada Ramírez, 2018).

d) Pararrayos

De forma general se llaman pararrayos a aquellos dispositivos destinados a absorber las descargas atmosféricas, esto se logra ionizando el aire para atraer el rayo y llevarlo hacia tierra. Los pararrayos están de acorde a lo indicado en el acuerdo 301-E-2003 emitido por SIGET. Dentro de sus funciones esta:

- Soportar el voltaje continuo para la cual ha sido diseñado a operar.
- Descargar cualquier energía transitoria del sistema en la forma de corriente, a la vez que prevenga que el voltaje a través del equipo sea excesivo.
- Operar en el mismo ambiente que el equipo protegido.

La siguiente figura muestra características del tipo de pararrayo más utilizado en El Salvador en cuando a sistemas de distribución estimados para un nivel de tensión de 23,000 V.

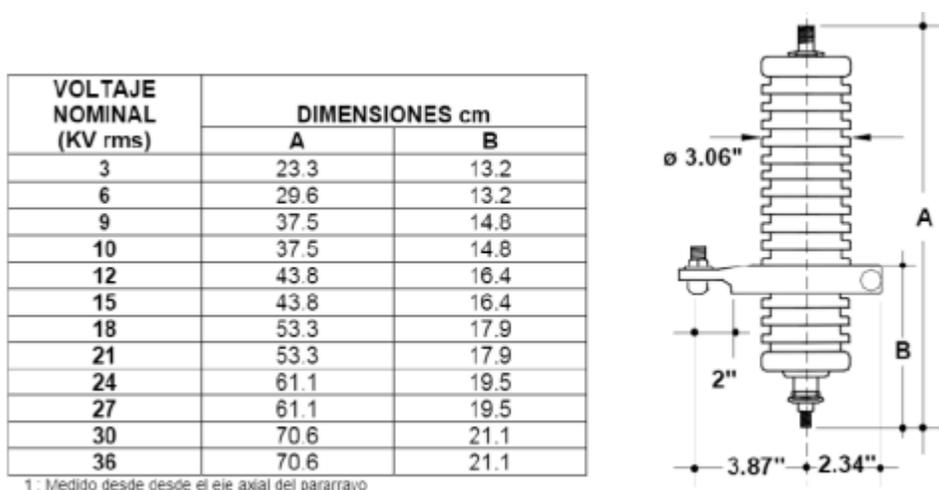


Figura 36: Aislador de porcelana con sus dimensiones sugeridas. Fuente: CAESS

3.5.3 Puesta a tierra

La puesta a tierra es un proceso que con lleva el conocimiento de múltiples conceptos los cuales quedan fuera del alcance de esta metodología, en El Salvador estos lineamientos se describen en el documento de consulta participativa acuerdo N°. 194-E-2019, publicado por la SIGET, capítulo 7.

En dicho documento se recomienda seguir los métodos normativos contenidos en el Artículo NEC 250, para puesta a tierra y unión para dar cumplimiento a los requisitos de desempeño.

La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica deberá ser de baja impedancia (lo más cercano a cero ohmios), equipotencial y tener la capacidad de conducción de las corrientes de falla a tierra del sistema.

El sistema de puesta a tierra debe componerse de uno o varios electrodos de puesta a tierra, y conductores de puesta a tierra de equipos y circuitos.

a) Resistencia a tierra

El sistema a tierra es uno de los más importantes ya que al ser una instalación al aire libre está expuesto a descargas atmosféricas, por lo tanto, todo debe estar conectado a un sistema a tierra, lo recomendable es que lo haga un técnico especialista en el área y así garantizar el correcto funcionamiento y protección de cada uno de los componentes de este sistema.

El sistema de tierras deberá consistir en uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema deberá tener una resistencia a tierra suficientemente baja, para minimizar los riesgos a las personas, en función de la tensión de paso y de contacto. Los sistemas de 50 V o más deben tener un conductor de corriente puesto a tierra, además, en sistemas fotovoltaicos con 3 o más módulos en serie, el conductor negativo debe ponerse a tierra.

La resistencia a tierra de una conexión individual a través de un electrodo deberá ser lo más cercana a cero ohmios, y en ningún caso deberá ser mayor de 25 ohmios. Cuando la resistencia es mayor de 25 ohmios, deberán usarse dos o más electrodos hasta alcanzar este valor. El valor citado, es el máximo admisible medido en época seca.

El instalador tiene la responsabilidad de entregar un sistema de tierra con la resistencia solicitada o menor a ésta; la cual debe ser verificada con un instrumento certificado de medida para resistencia del sistema de tierra (telurómetro).

b) Calibre del conductor de puesta a tierra

Los conductores de puesta a tierra para los circuitos de una fuente y los circuitos fotovoltaicos de salida se deben dimensionar de acuerdo a lo siguiente:

Los conductores de puesta a tierra de equipos en fuentes fotovoltaicas y circuitos de salida fotovoltaicos, así también los demás equipos eléctricos de la instalación deberán dimensionarse de acuerdo

con la tabla NEC 250.122 (ver anexo 11). Cuando no se utilice un dispositivo de protección contra sobre corriente en el circuito, se utilizará en la tabla NEC 250.122 un dispositivo de sobre corriente supuesto con una corriente de cortocircuito nominal según el sistema fotovoltaico en cuestión. No se requerirán aumentos en el tamaño del conductor de puesta a tierra del equipo para resolver las consideraciones de caída de tensión. Los conductores de puesta a tierra del equipo no deben ser menores de 14 AWG.

El material del conductor de puesta a tierra de equipos y circuitos deberá ser de cobre o aluminio resistentes a la corrosión. Podrá ser alambre o cable, aislado, forrado o desnudo; pero, en cualquier caso, debe ser de un solo tramo continuo, sin empalmes ni uniones. Si el conductor de puesta a tierra de equipos y circuitos está forrado o recubierto con un material aislante, éste debe ser color verde, o verde con franjas amarillas.

c) Sistema de electrodo de puesta a tierra

Se deberá instalar un sistema de electrodo de puesta a tierra que cumpla lo establecido en las secciones del NEC 250.50 hasta 250.60. Destacándose los siguientes sistemas de electrodos de puesta tierra descritos en las secciones del NEC para aplicación en la presente norma:

d) Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente alterna

El calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra en la instalación eléctrica de corriente alterna debe estar dimensionado conforme a la Tabla del NEC 250.66.

e) Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente continua

El conductor del electrodo de puesta a tierra de CC no deberá ser menor que el conductor más grande del circuito CC alimentado por el sistema, y no menor que el 8 AWG de cobre.

4 Utilización de metodología en hoja de cálculo y caso práctico

Para esta metodología se utilizará una hoja de cálculo la cual fue creada para ingresar todos los datos necesarios y de como resultado la mayoría de los cálculos que se realizan en un sistema de bombeo solar empleado en esta metodología.

Esta herramienta es útil para el diseño básico de bombeo fotovoltaico, calcular la carga de bombeo, y la configuración del generador fotovoltaico a partir de la selección de la bomba, controlador y módulo fotovoltaico. Ha sido desarrollada por estudiantes de Ingeniería Mecánica de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad de El Salvador, basada en la metodología descrita anteriormente.

Introducir datos, de ser necesarios, en las celdas en blanco. Para determinar el modelo de módulo fotovoltaico a utilizar se deben tener en cuenta, dentro de la oferta del mercado, la potencia pico (se aconseja que sea superior a 250 Wp), la eficiencia, el precio y la garantía.

La hoja de cálculo cuenta con 7 hojas las cuales tienen diferente función y son las siguientes:

- **Introducción:** muestra consejos, descripción y la manera correcta de utilizar las hojas de cálculo siguientes.
- **Datos de partida:** es la que utilizaremos para agregar todos los datos de entrada para la realización de todos los cálculos.
- **Potencial de la zona (caudal):** cálculo del caudal a partir de las horas solares pico anual y el caudal necesario anual o de la insolación media diaria y el volumen diario necesario.
- **Volumen estacional (riego):** cálculo de caudal de impulsión para el mes más crítico.
- **Diseño hidráulico:** esta hoja muestra solo resultados a partir de los datos ingresados anteriormente, muestra altura necesaria de la bomba, caudal, potencia teórica y si la bomba presenta cavitación (en el caso de una bomba de superficie).
- **Generador FV:** cálculo del generador, igual que la hoja anterior esta solo muestra resultados, los cálculos se desarrollan de manera automática y aquí se mostrará información sobre la cantidad de módulos FV, separación y número de paneles por string (serie de módulos fotovoltaicos), así como valores de potencia, tensión y corriente del generador.
- **Cableado eléctrico:** esta hoja mostrará los datos de caída de voltaje máxima admisible e intensidad de diseño, es necesario que agregar datos de longitud de línea para cada tramo, además, se debe seleccionar la sección que tendrá el conductor a utilizar.
- **Resultados:** en esta sección podremos guardar los resultados obtenidos de todos los cálculos en un formato PDF, creando un archivo externo, dejando la facilidad para imprimir los datos del diseño del proyecto, solamente hay que apretar el botón de "Crear PDF" una vez finalizado el cálculo, dicho botón creará el PDF de resultados en la carpeta donde esta guardado esta hoja de cálculo.

La hoja de cálculo de Excel está disponible en la nube en el siguiente enlace: <https://bit.ly/3kR3isu>

4.1 Pasos para utilizar la metodología con la hoja de cálculo de Excel proporcionada.

1. Como ya mencionamos anteriormente la hoja de cálculo consta de 7 hojas en total, procedemos a leer la hoja de **introducción** para conocer detalles de importancia para que se hagan los cálculos y la hoja de cálculo muestre resultados de manera correcta, aquí se detalla una pequeña descripción de cada hoja del Excel y como se indica, todos los datos que ingresaremos tendrán que ser en casillas en blanco en la hoja de **datos de partida**.
2. En la hoja de **datos de partida** ingresaremos datos de emplazamiento debiendo colocar latitud y longitud exactas o aproximadas donde irá la instalación.

En necesidades de agua solo se llenará una de las opciones propuestas, ya sea, volumen diario necesario o volumen anual necesario.

Datos de partida		
Emplazamiento	Caserío/comunidad	
	Cantón	
	Municipio	
	Departamento	
	Latitud (grados)	
	Longitud (grados)	
Necesidades de agua	Volumen diario necesario (m ³ /día)	
	Volumen anual necesario (m ³ /año)	

Figura 37 Datos de partida, emplazamiento y necesidades de agua. Fuente: Elaboración propia.

3. Para los datos de sistema hidráulico en la misma hoja se proporcionará la Figura siguiente que servirá referencia para el llenado de datos, aquí se recomienda al usuario realizar un bosquejo de cómo será su instalación de tuberías con longitudes acotadas y cambios de dirección necesarias, para poder llenar estos datos, todos los datos deben ser ingresados para que los resultados sean correctos, la longitud de aspiración solo debe ingresarse si se ha preseleccionado una bomba de superficie, para la rugosidad del material ver Anexo 2 y 9.

Sistema hidráulico	Longitud total de la tubería (m)	
	Material de la tubería (m)	
	Rugosidad absoluta del material de la tubería (mm)	
	Nivel estático (m)	
	Abatimiento (m)	
	Altura de impulsión o altura de descarga (m)	
	Longitud total de aspiración (Bomba superficie) (m)	

Figura 38 Hoja de datos de partida, sistema hidráulico. Fuente: Elaboración propia.

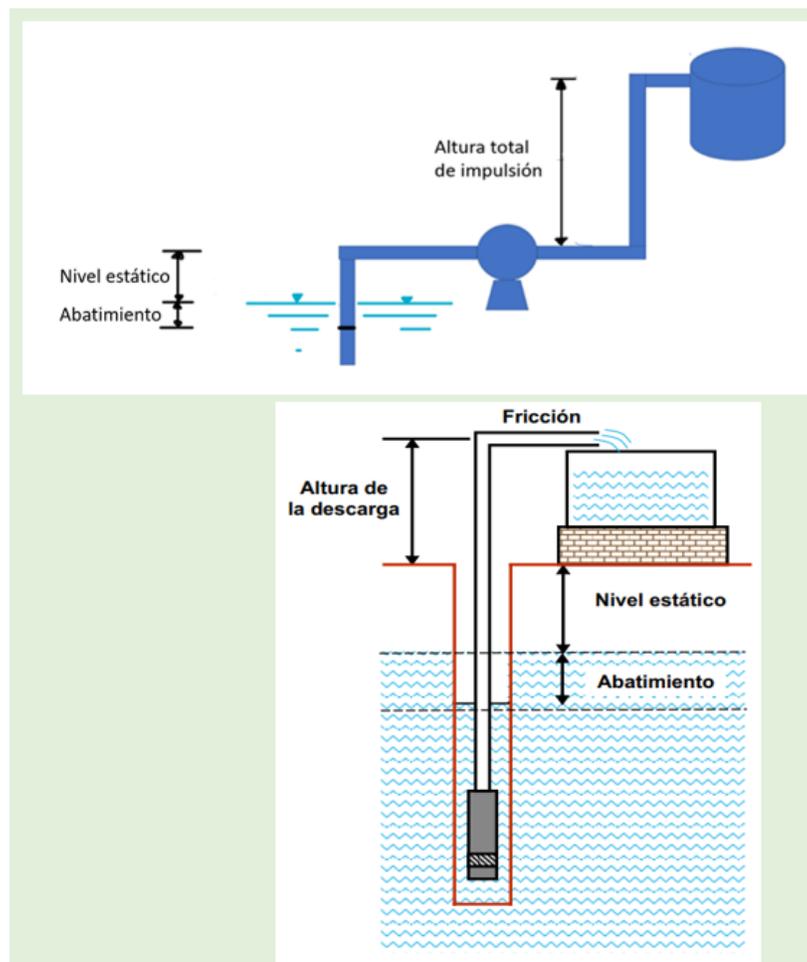


Figura 39 Ejemplo grafico de sistemas de bombeo por bomba de superficie y sumergible.

Fuente: Elaboración propia

- Para el ingreso de factores de pérdidas en accesorios, se deben utilizar los anexos 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 9, se ha utilizado accesorios preseleccionados

pero el usuario tiene la opción de dejar en blanco si no se utiliza algún accesorio de los que están dispuestos por defecto, el usuario puede agregar accesorios extras con su respectivo factor K y la cantidad, es necesario utilizar los datos como se muestra, ya sea para longitud equivalente o factor K.

Factores de pérdida equivalentes de accesorios	Pérdidas secundarias	Factor	Cantidad
	Válvula de pie (L/D)		
	Válvula de retención (L/D)		
	Válvula de compuerta (L/D)		
	Codo a 90° (L/D)		
	Paso de tubería a depósito (K)		
	Paso de embalse a tubería (K)		
	Accesorio extra (K)		
	Accesorio extra (K)		
	Accesorio extra (K)		
	Accesorio extra (K)		

Figura 40 Hoja de datos de partida, factores de pérdidas por accesorios. Fuente: Elaboración propia.

- Si se tienen volúmenes estacionales mínimos, deben ser ingresados en la tabla siguiente en la hoja de datos de partida. Estos se dividen en dos, estación seca y lluviosa, es decir, el volumen total necesario para cada estación cabe aclarar, que de ser necesario los caudales mínimos estacionales, se debe tener información sobre la irradiación media mensual como se explicará más adelante.

Volúmenes estacionales		
Estación	Descripción	Volumen estacional mínimo necesario (m ³)
Seca	Volumen total necesario en la época seca	
Lluviosa	Volumen total necesario en la época lluviosa	

Figura 41 Volúmenes estacionales. Fuente: Elaboración propia.

- Habiendo ingresado estos datos procedemos a movernos a la hoja de **Potencial de la zona (caudal)** en donde se introducirán los valores de irradiación mensuales o solamente el valor de insolación media diaria del sitio (sólo es necesario uno de estos valores).

Si en la hoja de **Datos de partida** se tienen datos de volúmenes estacionales mínimos, es necesario que se conozca la irradiación media mensual de cada mes e introducir esos datos en esta hoja, y así determinar el caudal mínimo para satisfacer la demanda del mes más crítico.

Datos mensuales
Hm: Irradiación media mensual (kWh/m²/mes)
Introduzca lo valores de irradiación mensual o la insolación media diaria del sitio (solo uno)

Mes	Hm	Mes	Días	HSP/mes (30°)	Volumen mensual (m ³)
Enero		Enero	31	0.00	0
Febrero		Febrero	28	0.00	0
Marzo		Marzo	31	0.00	0
Abril		Abril	30	0.00	0
Mayo		Mayo	31	0.00	0
Junio		Junio	30	0.00	0
Julio		Julio	31	0.00	0
Agosto		Agosto	31	0.00	0
Septiembre		Septiembre	30	0.00	0
Octubre		Octubre	31	0.00	0
Noviembre		Noviembre	30	0.00	0
Diciembre		Diciembre	31	0.00	0
Anual	0.00	Anual		0.00	0

Insolación	kWh/día	4.92
------------	---------	------

HSP anuales	0.00
Caudal medio diario (m³/h)	0.00

Figura 42 Hoja de potencial de la zona, datos a ingresar de irradiancia mensual o diario. Fuente: Elaboración propia.

- La siguiente hoja es **Volumen estacional (riego)**, que será de utilidad solo si se tienen datos de irradiación media mensual y volúmenes estacionales mínimos, si es así, el usuario debe seleccionar un caudal, de tal manera que cumpla con los requerimientos de agua para cada mes teniendo en cuenta el volumen de agua acumulado.

Mes	Día	HSP/mes (30°)	Volumen mensual necesario (m ³)	Caudal mínimo necesario a bombear (m ³ /h)	Volumen máximo posible a elevar (m ³)	Estación	Diferencia de volumen necesario (m ³)	Acumulado
Enero	31							
Febrero	28							
Marzo	31							
Abril	30							
Mayo	31							
Junio	30							
Julio	31							
Agosto	31							
Septiembre	30							
Octubre	31							
Noviembre	30							
Diciembre	31							
Anual								

Máximo caudal necesario (m³/h) Introducir caudal seleccionado

Figura 43 Volumen estacional. Fuente: Elaboración propia.

8. Con estos datos ingresados ya podemos hacer la selección de bomba, para eso nos vamos a la hoja de **Diseño hidráulico** en la cual ya habrá resultados de caudal y altura del sistema que debe vencer la bomba (resaltados en amarillo) ver Figuras 44 y 45.

Nos vamos a un catálogo de algún fabricante de bombas para la selección, en la misma hoja de **Diseño hidráulico** hay una página web del fabricante Grundfos, para el dimensionamiento de bomba con los datos de caudal y altura, solo debemos seguir los pasos y escoger la región (USA, México, Canadá o España).

Los datos de la ficha que necesitamos son: la eficiencia de la bomba, la eficiencia del motor, potencia nominal del motor-bomba, voltaje nominal del motor, corriente nominal de motor y el NPSHr de la bomba en dicho punto de operación de caudal y altura, este último solo es necesario para bomba de superficie.

Longitud de la tubería (m)	
Caudal medio o de diseño (m ³ /h)	
Diámetro interno de la tubería (m)	
Velocidad del flujo (m/s)	
Caudal medio o de diseño (m ³ /s)	
Nivel estatico	
Abatimiento	
Altura de impulsión o altura de descarga	
Altura total entre espejo de agua y salida de tub.	
Viscosidad cinemática (m ² /s)	
Peso específico de agua (N/m ³)	
Presión de vapor (Pa)	
Presión atmosférica (Pa)	
Tipo de bomba	

Figura 44 Hoja de Diseño hidráulico, datos necesarios para cálculos. Fuente:
Elaboración propia.

Pérdidas de carga localizadas				
Accesorio	Cantidad	L/D	Longitud eq. [m]	Factor K
Válvula de pie				
Válvula de retención				
Válvula de compuerta				
Codos a 90°				
Paso de tubería a depósito				
Paso de embalse a tubería				
Accesorio extra (K)				
Accesorio extra (K)				
Accesorio extra (K)				
Accesorio extra (K)				
Total				

Datos de pérdidas primarias	
Reynolds	
Rugosidad absoluta [m]	
Rugosidad relativa	
Coefficiente de Moody	

Pérdidas de aspiración	
Pérdidas totales	

Datos de la bomba	
H sistema	0.00
Caudal	
Rendimiento de Bomba (leído de fabricante)	
Potencia en eje de la bomba [kW]	

Datos del motor seleccionado	
Potencia del eje del motor [kW]	
Eficiencia del motor bomba	
Potencia eléctrica del motor [kW]	

Análisis de cavitación (Bomba superficie)	
NPSHr (m)	
Hs max (m)	
Diferencia de alturas	
Resultado	No hay cavitación

Figura 45 Hoja de diseño hidráulico, resultados de datos de la bomba y el motor seleccionado. Fuente: Elaboración propia.

9. Con los datos antes leídos seguiremos llenando la hoja de **Datos de entrada** e ingresaremos los datos de la bomba y del motor, los cuales fueron leídos en el paso anterior de una ficha técnica de fabricante.

Datos de la bomba (ficha técnica)	Tipo de bomba	Sumergible
	Rendimiento de Bomba (decimal)	0.667
	NPSHr de la ficha técnica de la bomba de superficie (m)	
Datos del motor (ficha técnica)	Potencia del eje del motor (kW)	1.1
	Voltaje nominal (V)	230
	Corriente nominal (A)	6.7
	Rendimiento del motor (decimal)	0.85

Figura 46 Hoja de datos de partida, datos a ingresar de la bomba y del motor. Fuente: Elaboración propia

10. Teniendo datos de potencia eléctrica que demanda el conjunto motor-bomba podemos seleccionar el inversor que instalaremos, se utilizan catálogos de fabricantes, en nuestro caso recomendamos la marca ABB y Canadian Solar, tienen que ser capaz de trabajar con la potencia eléctrica demandada por el motor de la bomba, los cuales son datos del lado de corriente directa y lado de corriente alterna, estos datos los ingresaremos la hoja de Datos de entrada.

Datos del controlador/Inversor (Ficha técnica)	Fabricante y modelo	
	Eficiencia (%)	
	Lado de entrada DC	
	Voltaje DC máximo de entrada (V):	
	Ventana de voltaje MPPT del inversor (V):	
	Corriente nominal de entrada al inversor/string (A)	
	Corriente máxima de entrada al inversor/string (A):	
	Potencia de entrada en DC (kW):	
	Lado de salida AC	
	Potencia de salida en AC (kW):	
	Rango voltaje AC (V):	

Figura 47 Hoja de datos de partida, datos a ingresar del inversor. Fuente: Elaboración propia.

11. Luego selecciona un panel a utilizar, se recomienda usar del fabricante Canadian Solar y como se ve en la siguiente figura son todos los datos que se necesitan de la ficha técnica del fabricante, estas fichas técnicas normalmente son como se muestra en la figura 49, se recomienda escoger una potencia mayor o igual de 320 W como se recomienda en la metodología.

Datos del panel FV (ficha técnica)	Fabricante y modelo	
	Tipo	
	Tensión en el punto de máxima potencia, V _{mpp} (V)	
	Potencia, P (W _p)	
	Intensidad cortocircuito, I _{cc} (A)	
	Intensidad en el punto de máxima potencia, I _{mp} (A)	
	Pérdidas por dispersión de potencia (%)	
	Tensión de circuito abierto, V _{oc} (V)	
	Eficiencia (%)	
	Longitud (mm)	
	Anchura (mm)	
	Espesor (mm)	
	Peso (Kg)	

Figura 48 Hoja de datos de partida, datos a ingresar de módulo FV. Fuente: Elaboración propia.

ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (P _{max})	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (I _{sc})	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 - + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (P _{max})	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (I _{sc})	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

Figura 49 Ficha técnica de módulo fotovoltaico CS6U Canadian Solar. Fuente: Canadian Solar

12. Habiendo ingresado todos los datos anteriores ya la hoja de Excel hará los cálculos automáticos y el resultado se mostrará en la hoja de **Diseño hidráulico y Generador FV**, en esta última se mostrará los cálculos de performance ratio y las características del generador FV, con el número de módulos por string y el número de string a instalar.

Controlador/Inversor	
V nom	
PDC (KW)	
Cálculos	
Performance Ratio	
Pérdidas por dispersión de potencia (%)	
Pérdidas por suciedad (%)	
Pérdidas por sombras (%)	
Pérdidas por degradación de módulos (%)	
PR	
Potencia del generador (KW)	
Características del generador fotovoltaico	
N° módulos por string	
N° de string	
N° total de módulos	
Potencia pico serie (Wp)	
Potencia pico generador FV (Wp)	
Tensión generador	
Tensión nominal (V)	Voltaje aceptado
Tensión máxima (V)	Voltaje aceptado
Intensidad de una serie (string)	
Intensidad nominal (A)	Valor aceptado
Intensidad cortocircuito (A)	Valor aceptado
Intensidad generador	
Intensidad nominal (A)	
Intensidad cortocircuito (A)	
Distancia mínima entre filas	
A (m)	
α (°)	
h (m)	
latitud (°)	
d (m)	

Figura 50 Hoja de generador FV, resultados de las características del generador a utilizar.
Fuente: Elaboración propia.

13. Para la hoja de **Cableado eléctrico** se encuentran tres tablas, una para cada tramo de acuerdo al diseño típico de distribución del sistema eléctrico en una instalación fotovoltaica.

Se debe indicar el tipo de alimentación eléctrica del motor, ya sea corriente alterna monofásica, corriente alterna trifásica o corriente continua.

La primera tabla corresponde al Tramo I: conexión entre los módulos fotovoltaicos y la caja de protecciones, se asignan de manera automática el número de string y el número de módulos fotovoltaicos, el usuario solo de introducir el valor de la longitud de la línea en metros para cada serie de módulos fotovoltaicos, luego se mostrará el resultado de la sección mínima que tendrá que tener el cable para no sobrepasar la caída de voltaje admisible. Debajo de esta tabla se encuentra el cálculo de la intensidad de diseño, la selección del cable y de su sección debe hacerse de tal modo de que soporte dicha intensidad.

La segunda tabla corresponde al Tramo II: línea de evacuación. Al igual que la tabla anterior el usuario debe ingresar la longitud de la línea de evacuación y seleccionar la sección adecuada del cable, además de comprobar que dicho cable cumple con el criterio de intensidad máxima.

En cuanto a la tercera tabla, Tramo III: distribución entre el controlador/inversor y el sistema motor-bomba, se procede de la misma manera que las tablas anteriores, se introduce la longitud de la línea, una vez seleccionada la sección del cable, se comprueba que la corriente nominal del motor no sea mayor que la intensidad admisible del cable seleccionado.

Tipo de alimentación eléctrica para el motor: Alterna (monofásico)

Tramo I (DC): conexión entre los módulos FV y la caja de protecciones (criterio de caída de tensión del 1%)

Serie	N° de módulos (serie)	Tensión (V)	Potencia (Wp)	I (A)	Icc (A)	DU (V)	Longitud de línea (m)	Sección mínima (mm ²)	Sección escogida (mm ²)	DU (V) sección escogida

Intensidad de diseño (A)*: *El cable de cobre debe soportar la corriente de diseño

Tramo II (DC): Línea de evacuación, distribución entre el cuadro de conexión y el controlador/inversor (criterio de caída de tensión del 1%)

Tramo	Tensión (V)	Potencia (W)	I (A)	Icc (A)	DUmax (V)	Longitud de línea (m)	Sección mínima (mm ²)	Sección escogida (mm ²)	DU (V) sección escogida
Línea de evacuación									

Intensidad de diseño (A)*: *El cable de cobre debe soportar la corriente de diseño

Tramo III (CA o DC): Distribución entre el controlador/inversor y el sistema motor-bomba (criterio de caída de tensión del 3%)

Tramo	Tensión (V)	I (A)	DUmax (V)	Longitud de línea (m)	Sección mínima (mm ²)	Sección escogida (mm ²)	DU (V) sección escogida
Controlador/Inversor-Motor							

Figura 51 Hoja de cableado eléctrico, resultados de intensidad de diseño en tramos de cableado.
Fuente: Elaboración propia.

14. Teniendo todos los datos calculados se puede imprimir todo el consolidado de datos, la hoja de “Resultados” tiene la facilidad de recolectar todos los datos necesarios para realizar la instalación del diseño del sistema de bombeo solar FV calculado, dando clic en el botón “Crear PDF” este guardara un archivo PDF con el nombre del proyecto, se guardará dónde está la hoja de cálculo.

Datos del proyecto			
Emplazamiento	Municipio	El Porvenir	
	Departamento	Santa Ana	
	Latitud (grados)	14.02	
	Longitud (grados)	-89.64	
Necesidades de agua	Volumen diario necesario (m ³ /día)	163.9	
	Volumen anual necesario (m ³ /año)	0	
Sistema hidráulico	Longitud total de la tubería (m)	244.1	
	Tipo de bomba	Sumergible	
Datos de la bomba (ficha técnica)	Rendimiento de Bomba (decimal)	0.95	
	H sistema (m)	133.57	
	Caudal medio o de diseño (m ³ /h)	33.31	
	Resultado (bomba superficie)	No Hay cavitación	
	Potencia del eje del motor (kW)	18.5	
Datos del motor (ficha técnica)	Voltaje nominal (V)	400	
	Corriente nominal (A)	33.4	
	Rendimiento del motor (decimal)	0.93	
	Fabricante y modelo	Canadian Solar CS61-20KTL-GI-FL	
Datos del controlador/Inversor (Ficha técnica)	Eficiencia (%)	98.6	
	Lado de entrada DC		
	Voltaje DC máximo de entrada (V):	1000	
	Ventana de voltaje MPPT del inversor (V):	200	800
	Corriente nominal de entrada al inversor/string (A)	72	
	Corriente máxima de entrada al inversor/string (A):	93.6	
	Potencia de entrada en DC (kW):	23	
	Lado de salida AC		
	Potencia de salida en AC (kW):	20	
	Rango voltaje AC (V):	304	460

Crear PDF

Figura 52 Hoja de resultados para guardado de archivos de cálculo.

4.2 Ejemplo: Sistema de bombeo solar en caserío el tesoro, municipio de el porvenir, Santa Ana

El caso modelo que se desarrolla en este apartado es un estudio (trabajo de grado) llevado a cabo por estudiantes de la Universidad de El Salvador de la Facultad Multidisciplinaria de Occidente, Departamento de Ingeniería y Arquitectura. Es un estudio de factibilidad técnica y económica para la implementación de un sistema de bombeo fotovoltaico en una zona de riego agrícola, ubicada en el Caserío “El Tesoro”, Cantón San Cristóbal, Municipio de El Porvenir, Departamento de Santa Ana, al occidente de la República de El Salvador. Cuenta con una planicie de suelo franco arcilloso, de muy buenas propiedades para el cultivo de distintos productos entre los que destacan, arroz, tomate y sandía, el riego se realiza extrayendo agua a través pozos tipo “puntera” de 4” de diámetro, del acuífero subterráneo localizado a una profundidad de entre 1.5 y 3 metros, por medio de motobomba superficial de ± 5 HP, la cual consume

combustible diésel o gasolina a razón de 0.75 Gal. cada dos horas de uso. Motivo por el que se propone un Sistema que no dependa de la quema de combustible fósil y reduzca la contaminación ambiental, por medio del uso de energía solar fotovoltaica, una energía limpia, renovable y muy abundante en nuestro país [14].

4.2.1 Datos de partida

Emplazamiento

- Caserío: El Tesoro.
- Cantón: San Cristóbal.
- Municipio: El Porvenir.
- Departamento: Santa Ana.
- Latitud: 14.020172°.
- Longitud: -89.643925°.

Necesidades de agua

Tipo de cultivo: Arroz, tomate, frijol y sandía. Cultivos seleccionados: Tomate y sandía debido a que se los cultivos que se producen varían según las dos épocas del año que se presentan marcadas en nuestro país, invierno y verano. El tomate y la sandía se cultivan anualmente entre noviembre y abril (verano).

Volumen diario necesario: 66 m³/día. Equivalente a la capacidad de bombeo actual (a máxima demanda en estación seca) de 275 litros por minuto, estimado por productores de la zona mediante método empírico, el cual consiste en medir el tiempo que tardan en llenar un barril con agua (45 a 50 segundos).

Horario de riego: de una a dos horas por día.

Volúmenes estacionales: ninguno.

Descripción y ubicación del sistema de bombeo

Sistema de bombeo actual (combustión interna impulsado por diésel): El método de riego varía de acuerdo al cultivo y la estación del año (invierno y verano). En invierno se siembra arroz y el riego se realiza en ciénagas, creadas de forma natural por las lluvias (inundación). En verano el riego se realiza por goteo impulsando y dirigiendo el agua por medio de tuberías, con la ayuda de una motobomba para agua.

Altura de aspiración o nivel estático: 3 m (El espejo de agua en esta zona se encuentra de 1.5 a 3 metros de profundidad).

- Abatimiento: 2 m.
- Altura de impulsión o de carga: 2 m.
- Longitud total de la tubería: 13 m.

Descripción del sistema hidráulico

- Longitud de la tubería: 13 m.
- Material de la tubería: Preseleccionado, policloruro de vinilo (PVC).
- Volumen del almacenamiento de agua: ya se dispone en las instalaciones de un tanque de 4.48 m³ de capacidad.
- Accesorios: 1 válvula de retención, 1 válvula de compuerta, 3 codos de 90°.

4.2.2 Cálculo del caudal de impulsión

En este caso, se conoce la insolación media diaria en el sitio. Según el estudio “Determinación del potencial solar y Eólico SWERA”, realizado en colaboración de MARN, SNET, UCA, el sitio tiene un promedio de 4.92 kWh/día [15].

Por lo tanto, se tiene un caudal de diseño:

$$Q = \frac{\text{Volumen diario}}{\text{Insolación media diaria}} = \frac{66 \text{ m}^3/\text{día}}{4.92 \text{ kW} - \frac{\text{h}}{\text{día}}}$$

$$Q = 13.41 \text{ m}^3/\text{h}$$

Se utiliza este método debido a que el dato de insolación es obtenido de un estudio realizado por instituciones del país.

4.2.3 Diseño hidráulico

Según la Figura 26 en la sección 3.2.5, la bomba a utilizar es de superficie, sin embargo, de acuerdo con los estudios hechos y las condiciones del pozo, conviene utilizar una bomba sumergible; con el caudal necesario y una altura de impulsión estimada y las condiciones del pozo, la longitud de 13 m es la longitud total por no tener tubería de aspiración, se empezará a hacer el análisis hidráulico de pérdidas:

Datos extraídos de los anexos 2, 3 y 4:

L/D de válvula de retención o check: 135

L/D válvula de compuerta: 8

L/D Codos de 90°: 30

Factor K entrada de tubería sacado de anexo 6: 0.5

Factor K de salida a depósito sacado de Anexo 6: 1.0 (utilizando la mayor pérdida).

Con estos datos ya se puede calcular la suma de coeficiente de pérdidas, teniendo el caudal de 13.41 m³/h, escogemos un diámetro en la tabla 14 que será el más próximo nominal que es de 65 mm.

$$Leq. = \left(\sum \frac{L}{D} \right) * D_{tuberia} = (135 + 8 + 30 * 3) * 0.065 = 15.145 \text{ m}$$

$$\Sigma K = 1 + 0.5 = 1.5$$

Sacando el número de Reynolds y la rugosidad relativa la cual se ocupará para el coeficiente de Moody y para calcular las pérdidas.

$$Re = \frac{4Q}{\pi * D * v} = \frac{4 * 0.0037 m^3/s}{\pi * 65 \times 10^{-3} * 8.97 \times 10^{-7}} = 8.08 \times 10^4$$

$$R = \frac{r}{d} = \frac{0.000003}{0.065} = 4.62 \times 10^{-5}$$

Sacando el coeficiente de Moody con la ecuación de Colebrook simplificada:

$$f = \left[\frac{1}{-1.8 \log \left[\left(\frac{\epsilon}{3.7} \right)^{1.11} + \frac{6.9}{Re} \right]} \right]^2 = \left[\frac{1}{-1.8 \log \left[\left(\frac{4.62 \times 10^{-5}}{3.7} \right)^{1.11} + \frac{6.9}{8.08 \times 10^4} \right]} \right]^2$$

$$f = 0.0104$$

Con todos estos datos, se calculan las pérdidas de fricción en la tubería para obtener la altura del sistema que debe vencer la bomba.

$$\begin{aligned} H_{impulsion} &= \frac{8 * Q^2}{\pi^2 D^4 g} * \left(\frac{f}{D} * (L_{tub} + L_{eq}) + \Sigma K \right) \\ &= \frac{8 * 0.0037^2}{\pi^2 * 0.065^4 * 9.81} * \left(\frac{0.0104}{0.065} * (13 + 15.145) + 1.5 \right) = 0.39 \text{ m} \end{aligned}$$

$$H_{siste} = H_{impulsion} + H_{altura} = 0.39 + 7 = 7.39 \text{ m}$$

Con la altura total del sistema y la caudal podemos seleccionar una bomba en la página web de Grundfos (Product selection, puede ser USA, MEX, ES), escogiendo el voltaje y la fase que necesitamos para la conexión, también se pueden utilizar catálogos del mismo fabricante que ofrece las curvas de las bombas que poseen.

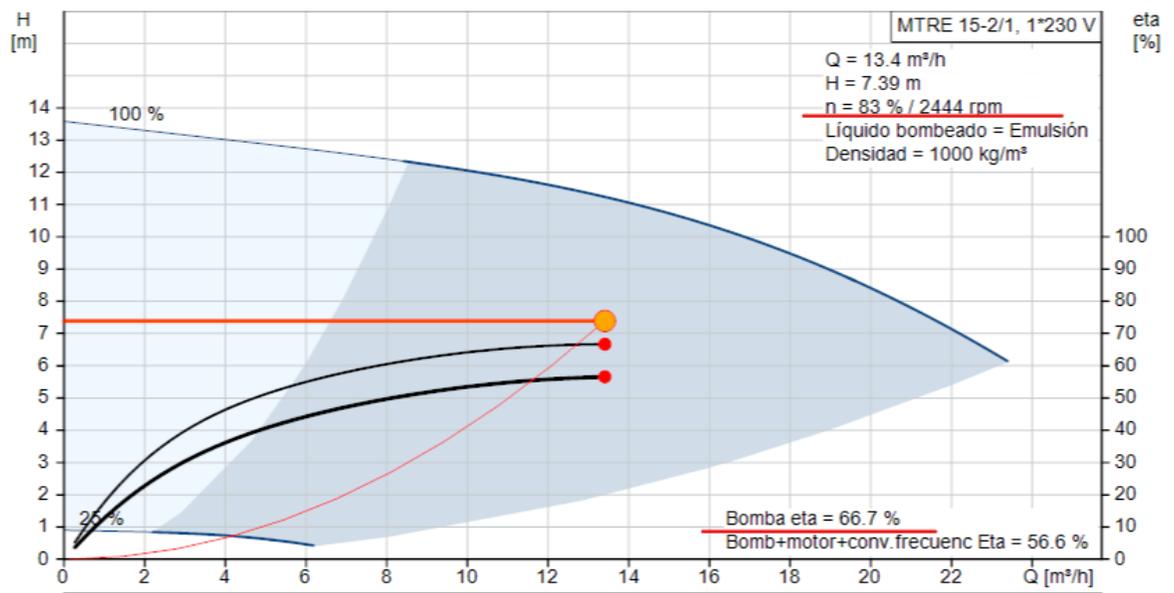


Figura 53 Curva de bomba MTRE 15-2/1 A-W-A-HUUV. Fuente: Catálogo de Grundfos.

Se observa que la eficiencia de la bomba es de 0.667, y en la tabla de las fichas técnicas podemos observar la potencia nominal, la tensión y la corriente nominales de la bomba seleccionada.

DATOS ELÉCTRICOS	
Normativa de motor	IEC
Tipo de motor	80B
Clase eficiencia IE	IE5
Potencia nominal - P ₂	<u>1.1 kW</u>
Frecuencia de red	50 Hz
Adecuado para 50/60 Hz	Y
Tensión nominal	<u>1 x 200-240 V</u>
Intensidad nominal	6.70-5.60 A
Tensión solicitada	<u>230 V</u>
Intensidad nominal con esta tensión	<u>5.88 A</u>

Figura 54 Ficha técnica de bomba MTRE 15-2/1 A-W-A-HUUV. Fuente: Catálogo de Grundfos

Y en las especificaciones de la selección podemos observar la potencia en el eje, el rango de voltajes disponible para la bomba-motor y la eficiencia nominal para saber la potencia eléctrica.

Para que la bomba funcione correctamente en todo momento, el motor tiene que ser capaz de entregar una potencia, P₂, de 1.1 kW (obtenido de la ficha técnica) con un rendimiento de 85%.

Por lo tanto, la potencia en alterna de entrada al motor es:

$$P_{AC} = \frac{P_2}{n_{motor}} = \frac{1.1 \text{ kW}}{0.85} = 1.29 \text{ kW}$$

4.2.4 Cálculo del inversor

Recordando las características de la bomba seleccionada en el apartado anterior; MTRE 15-2/1 A-W-A-HUUV, cuya potencia demanda es $P_{AC} = 1.29 \text{ kW}$ con 230 V_{AC}, el inversor a seleccionar debe ser capaz de suministrar dicha potencia y mantener la tensión demandada (230 V) en el caso del punto óptimo de trabajo.

Se deben consultar catálogos de fabricantes de inversores que mejor se ajusten a las características, debe tener una tensión y potencia similar o superior a P_{AC} , a manera de ejemplo, se ha seleccionado un inversor de la marca ABB, modelo UNO-DM-2.0-TL-PLUS-Q de 2 kW y 230 V_{AC}, el cual es un inversor de tipo cadena.

Sus características técnicas se resumen en las siguientes figuras (ficha técnica proporcionada por el fabricante en su página web).

Type code	UNO-DM-1.2-TL-PLUS-Q	UNO-DM-2.0-TL-PLUS-Q	UNO-DM-3.0-TL-PLUS-Q	UNO-DM-3.3-TL-PLUS-Q
Input side				
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,dc}$)	600V			
Start-up DC input voltage (V_{start})	120 V (adj. 100...150V)	150 V (adj. 100...250 V)	150 V (adj. 100...250 V)	200 V (adj. 120...350 V)
Operating DC input voltage range ($V_{min}...V_{max}$)	0.7 x $V_{start}...580 \text{ V}$ (min 90 V)			
Rated DC input voltage (V_{dc})	185 V	300 V	300 V	360 V
Rated DC input power (P_{dc})	1500 W	2500 W	3300 W	3500 W
Number of independent MPPT	1	1	1	2
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	1500 W	2500 W	3300 W	2000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dc}	100...530 V	210...530 V	320...530 V	170...530 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	N/A	N/A	N/A	Linear derating from Max to Null [530 V ≤ V_{start} ≤ 580 V]
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dc} , max unbalance example	N/A	N/A	N/A	2000 W [200 V ≤ V_{start} ≤ 530 V] the other channel: $P_{dc} = 2000 \text{ W}$ [112 V ≤ V_{start} ≤ 530 V]
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPT,max}$)	10.0 A	10.0 A	10.0 A	20.0/10.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	12.5 A	12.5 A	12.5 A	12.5 A
Number of DC input pairs for each MPPT	1			
DC connection type ¹⁾	Quick Fit PV Connector			

Figura 55 Características técnicas del lado de corriente directa del inversor ABB UNO-DM-2.0-TL-PLUS-Q. Fuente: ABB Solar inverter

Output side				
AC grid connection type	Single-phase			
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	1200 W	2000 W	3000 W	3300 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	1200 W	2000 W	3000 W	3300 W
Maximum apparent power (S_{max})	1200 VA	2000 VA	3000 VA	3300 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	230 V			
AC voltage range ¹⁾	180...264 V			
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	5.5 A	10.0 A	14.5 A	14.5 A
Contributory fault current	10.0 A	12.0 A	16.0 A	16.0 A
Rated output frequency (f.) ²⁾	50/60 Hz			
Output frequency range (f_{min} ... f_{max}) ³⁾	47...53/57...63 Hz			
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. \pm 0.1 - 1 (over/under excited)			
Total current harmonic distortion	< 3.5%			
AC connection type	Female connector from panel			

Figura 56 Características técnicas del lado de corriente alterna del inversor ABB UNO-DM-2.0-TL-PLUS-Q. Fuente: ABB Solar Inverter

Cabe resaltar que la eficiencia del inversor es del 96.7% (dato proporcionado por el fabricante).

La potencia del generador fotovoltaico tiene que ser, de al menos:

$$P_{DC} = \frac{1.29}{0.967} = 1.33 \text{ kW}$$

4.2.5 Diseño Generador fotovoltaico

Módulo Fotovoltaico

El módulo fotovoltaico escogido es el fabricado por la marca Canadian Solar, modelo CS6U-320. Su elección ha estado determinada por presentar una elevada potencia pico (320 Wp), por estar fabricado con silicio policristalino y, por tanto, tener un elevado rendimiento (16.46%).

Características de los módulos fotovoltaicos:

Tabla 9 Datos técnicos panel fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

Fabricante y modelo	Canadian Solar CS6U320
Tipo	POLICRISTALINO
Tensión en el punto de máxima potencia, V_{mmp} (V)	36,8
Potencia, P (Wp)	320
Intensidad cortocircuito, I_{cc} (A)	9,26
Intensidad en el punto de máxima potencia, I_{pmp} (A)	8,69
Perdidas por dispersión de potencia (%)	5
Tensión de circuito abierto, V_{oc} (V)	45,3
Eficiencia (%)	16,46
Longitud (mm)	1960
Anchura (mm)	992
Espesor (mm)	40
Peso (Kg)	22,4

Cálculo del PR

El Performance Ratio o PR es el rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.

El programa PVGIS, al obtener las HSP, tiene en cuenta un 11,4 % de pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas, un 2,6 % de pérdidas por reflectancia angular y un 14% de pérdidas eléctricas en el cableado. Estas pérdidas ya han sido consideradas y no se tendrán en cuenta a la hora del cálculo del PR.

Cálculo del resto de pérdidas:

Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos, $P_1 = 5\%$:

Estas pérdidas vienen especificadas en la ficha técnica de cada módulo, definidas como Tolerancia de Potencia (%Pmax).

Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos, P3=3%:

En unas condiciones normales de emplazamiento y realizando tareas de mantenimiento y limpieza correspondientes de forma regular, los paneles fotovoltaicos no deben superar unas pérdidas por este concepto del 3%.

Pérdidas por sombras, P4 = 0%:

El generador fotovoltaico va a ser diseñado de manera que ni los módulos fotovoltaicos entre sí ni otros elementos hagan sombra disminuyendo su producción.

Pérdidas por degradación de los módulos, P5 = 1%:

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio debido a su exposición a la radiación solar, que de forma usual se admite que sean del orden del 1%.

Con todas las pérdidas anteriores, se obtiene el "Performance Ratio" (PR):

$$PR = 100\% - \sum_{i=1}^7 P_i = 100 - 5 - 3 - 1 = 91\%$$

Finalmente, la potencia del generador, teniendo en cuenta las pérdidas, se calcula:

$$P_{Gem} = \frac{P_{DC}}{PR} = \frac{1.33}{0.91} = 1.45KW$$

Es recomendable redondear al entero superior de esta manera nos aseguramos que la potencia solicitada se ha cumplida.

$$P_{Gem} = 2KW$$

Configuración del generador solar fotovoltaico

La potencia mínima del generador es de 2 kW y la tensión nominal del variador es de 240 V. Con estos datos ya se puede calcular la configuración del generador.

Configuración de los módulos fotovoltaicos:

Número de módulos por string y potencia pico de la serie:

$$N_s = \frac{V_{nom,variador}}{V_{mpp,módulo}} = \frac{240}{36.8} = 6.52 = 7 \text{ módulos}$$

$$P_{pico \text{ serie}} = N_s * P_{pico.módulo} = 7 * 320 = 2240 \text{ Wp}$$

Numero de string en paralelo:

$$N_p = \frac{P_{pico \text{ gen}}}{P_{pico \text{ serie}}} = \frac{2000}{2240} = 0.9 = 1 \text{ string}$$

Potencia pico del generador fotovoltaico:

$$P_{pico\ gen} = N_p * P_{pico\ serie} = 1 * 2240 = 2240V$$

Número total de módulos fotovoltaicos:

$$N = N_p * N_s = 1 * 7 = 7\ módulos$$

Tensión del generador

Tensión nominal:

$$V_{nom} = N_s * V_{módulo,MPPT} = 7 * 36.8 = 257.6\ V$$

Tensión máxima:

$$V_{serie} = N_s * V_{módulo,OC} = 7 * 45.3 = 317.1\ V$$

Intensidad de una serie

Intensidad nominal:

$$I_{serie,pmp} = I_{módulo,pmp} = 8.69\ A$$

Intensidad de cortocircuito:

$$I_{serie,cc} = I_{módulo,cc} = 9.26 \text{ A}$$

Intensidad del generador

Intensidad nominal:

$$I_{gen,pmp} = N_p * I_{módulo,cc} = 1 * 8.69 = 8.69 \text{ A}$$

Intensidad de cortocircuito:

$$I_{gen,cc} = N_p * I_{módulo,cc} = 1 * 9.26 \text{ A}$$

Tabla 10 Resultados, generador fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

Características del generador fotovoltaico	
Nº módulos por string	7
Nº de string	1
Nº total de módulos	7
Potencia pico serie (Wp)	2240
Potencia pico generador FV (Wp)	2240
Tensión generadora	
Tensión nominal (V)	257,6
Tensión máxima (V)	317,1
Intensidad de una serie (string)	
Intensidad nominal (A)	8,69
Intensidad cortocircuito (A)	9,26
Intensidad generadora	
Intensidad nominal (A)	8,69
Intensidad cortocircuito (A)	9,26

Distancia mínima entre filas de módulos

Los módulos van instalados en una estructura metálica. En cada estructura se colocan dos series de módulos, una a continuación de la otra, como en la figura.



Figura 57 Estructura metálica. Fuente: Gemsasolar, estructura de suelo

Conocido el número total de módulos (7 módulos), y la estructura sobre la que se van a instalar, el siguiente paso es calcular la mínima distancia (d) entre series para evitar que se hagan sombras entre sí. Tal como se muestra en la figura 32 en la sección 3.4.4.

$$\alpha_{opt} = 3.7 + 0.69\varnothing = 3.7 + 0.69 * 14.02 = 13.37^\circ$$

Es decir, el ángulo al cual deben colocarse los módulos 13.37° respecto a la horizontal y con orientación hacia el sur. El ángulo de inclinación varía ligeramente en $+10^\circ$ para los meses de invierno, pero cabe recordar que el sistema está previsto para funcionar mayormente en verano, por lo que dicha consideración queda descartada.

La altura h se calcula:

$$h = A * \text{sen}(\alpha) = 3.92 * \text{sen}(13.37) = 0.9067$$

Donde:

\varnothing : latitud.

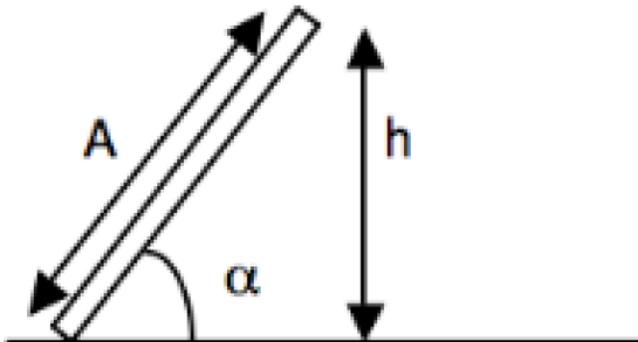


Figura 58 Esquema de la posición del módulo fotovoltaico. Fuente: Aula Facil, PVF las sombras y las distancias, <https://bit.ly/3PSiSik>

Siendo **A**, la suma de la longitud de dos módulos (por estar así colocados en la estructura) y el ángulo α , la inclinación de la estructura.

La longitud **d**, distancia entre filas con dos módulos de longitud, se calcula:

$$d = \frac{h}{\tan(67^\circ - \text{latitud})} = \frac{0.9067}{\tan(67^\circ - 14.02)} = 0.68 = 0.7 \text{ m}$$

4.2.6 Sistema eléctrico

Cableado eléctrico

El cableado del sistema se dividirá en tres tramos: dos para corriente continua (DC) y uno para corriente alterna (AC).

- Tramo I (DC): conexión entre los módulos fotovoltaicos y la caja de protecciones.
- Tramo II (DC): llamada línea de evacuación, es la distribución entre el Cuadro de conexión y el Inversor.
- Tramo III (AC): distribución entre el Inversor y el sistema Motor-Bomba.

A continuación, se detallan los criterios para el cálculo de caída de tensión para Corriente Continua, y la comprobación de que la sección escogida soporta la intensidad que circulará por ella. Se aplicarán para el Tramo I y II.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\delta_{max}}$$

Donde:

ρ : 1/58 W.mm²/m.

L: Longitud del cable que conecta las series de módulos fotovoltaicos con la caja de protecciones (m).

I: corriente que circula por el conductor (A).

δ_{max} : caída de tensión admisible con el criterio del 1% (V).

Una vez determinada la sección del cableado, se comprueba con la aplicación del *National Electrical Code* (NEC), en su artículo 310 (ver Anexo 8), si esa sección soportará la intensidad que se ha supuesto que pasará por ella.

Tramo I:

Tabla 11 Características del cableado del Tramo I. Fuente: Elaboración propia.

Serie	1
N° de módulos (serie)	7
Tensión (V)	257.6
Potencia (Wp)	2240
I (A)	8.69
Icc (A)	9.26
DU (V)	2.576
Longitud de línea (m)	12
Sección mínima (mm²)	1.396
Sección escogida (mm²)	6
DU (V) sección escogida	0.599

La intensidad máxima que circula por el conductor de sobredimensiona un 25%:

$$I_{diseño} = 1.25 \times 9.26 = 11.575 \text{ A}$$

El cable de cobre a utilizar puede ser USE-2 o cable fotovoltaico, con doble aislamiento (XLPE).

Para una sección de cable de 6 mm² (calibre AWG 8), la intensidad admisible es de 55 A (ver Anexo 8, Tabla 310.16).

Como la intensidad de diseño es menor que la admisible, se cumple el criterio de máxima intensidad.

Tramo II:

Tabla 12 Características del cableado del tramo II. Fuente: Elaboración propia

Tramo	Tensión (V)	Potencia (W)	I (A)	I _{cc} (A)	DU _{max} (V)	Longitud de línea (m)	Sección mínima (mm ²)	Sección escogida (mm ²)	DU (V) sección escogida
Línea de evacuación	257.6	2240	8.7	9.26	2.6	6	0.698	6	0.3

Debido a que solo se tiene un string (una serie de módulos) el cable de evacuación puede ser del mismo tipo y tamaño que el cable entre el generador y la caja de protecciones.

El cable de cobre a utilizar puede ser USE-2 o cable fotovoltaico, con doble aislamiento (XLPE).

Para una sección de cable de 6 mm² (calibre AWG 8), la intensidad admisible es de 55 A (ver Anexo 8, Tabla 310.16).

Como la intensidad de diseño es menor que la admisible, se cumple el criterio de máxima intensidad.

Los cálculos para el criterio de caída de tensión para Corriente Alterna, que se aplicará en el Tramo III que une el inversor con el sistema motor-bomba son los mismos para el tramo I y II debido a que solo existe una fase.

Tramo III:

ρ : 1/58 W.mm²/m.

La longitud del cable es de 6 metros.

Corriente nominal: 6.9 A.

δ_{max} : caída de tensión admisible con el criterio del 3% (V).

Tabla 13 Características del cableado del tramo III. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Tensión (V)	I (A)	DU _{max} (V)	Longitud de línea (m)	Sección mínima (mm ²)	Sección escogida (mm ²)	DU (V) sección escogida
Inversor-Motor	230	6.7	6.9	6	0.2009	3	0.462

El cable escogido será monofásico para instalaciones fotovoltaicas, con sección de 2 mm².

Protecciones

Para proteger frente a sobrecargas se seleccionan los siguientes fusibles:

En la serie de 7 módulos, por la que circula una intensidad de 8.69 A, y siendo la intensidad máxima admisible del cable seleccionado de 65 A, se colocará un fusible de 16 A.

En la línea de evacuación, por la que circula una intensidad de 8.69 A, y siendo la intensidad máxima admisible del cable seleccionado de 65 A, se colocará un fusible de 16 A.

Todos los fusibles serán específicos de corriente continua (DC) y con una tensión de trabajo de 600 V mínimo.

4.2.7 Aplicación de la hoja de cálculo en el caso práctico

Una vez desarrollado la solución del caso práctico 1, pondremos a prueba la hoja de cálculo.

A continuación, se presentan los datos de partida:

Tabla 14 Datos de partida. Fuente: Elaboración propia.

Datos de partida		
Emplazamiento	Caserío/comunidad	El Tesoro
	Cantón	San Cristóbal
	Municipio	El Porvernir
	Departamento	Santa Ana
	Latitud (grados)	14.020172
	Longitud (grados)	-89.643925
Necesidades de agua	Volumen diario necesario (m ³ /día)	66
	Volumen anual necesario (m ³ /año)	
Sistema hidráulico	Longitud total de la tubería (m)	13
	Material de la tubería (m)	PVC
	Rugosidad absoluta del material de la tubería (mm)	0.003
	Nivel estático (m)	3
	Abatimiento (m)	2
	Altura de impulsión o altura de descarga (m)	2
	Longitud total de aspiración (Bomba superficie) (m)	

Factores de pérdida equivalentes de accesorios	Pérdidas secundarias	Factor	Cantidad
	Válvula de pie (L/D)		
	Válvula de retención (L/D)	135	1
	Válvula de compuerta (L/D)	8	1
	Codo a 90° (L/D)	30	3
	Paso de tubería a depósito (K)	1	1
	Paso de embalse a tubería (K)	0.5	1
	Accesorio extra (K)		
	Accesorio extra (K)		
	Accesorio extra (K)		

Ya que no se tienen volúmenes estacionales mínimos y se conoce la insolación media diaria y el volumen diario necesario, basta con estos últimos dos datos para conocer el caudal de diseño.

Tabla 15 Resultado de caudal de diseño. Fuente: Elaboración propia.

Insolación	kWh/día	4.92
HSP anuales		0.00
Caudal medio diario (m³/h)		13.41

El diámetro recomendado según el criterio de velocidad máxima y el caudal de 13.41 m³/h (ver Tabla 4- 8) es 65 mm, esta preselección se confirmará si las pérdidas no son demasiado altas, como se verá más adelante, el diámetro es el adecuado.

Tabla 16 Selección de diámetro. Fuente: Elaboración propia.

Selección del diámetro			
dN pulg	dN mm	Q m ³ /h	v _{max} m/s
3/8	10	0.23	0.8
1/2	15	0.5	0.8
3/4	20	1	0.8
1	25	1.5	0.8
1 1/4	32	2.5	0.8
1 1/2	40	3.8	0.8
2	50	6	0.8
2 1/2	65	16	1.2
3	80	30	1.5
4	100	50	1.7
5	125	80	1.9
6	150	125	2.1
8	200	300	2.5
10	250	500	2.7
12	300	800	2.9
14	350	1000	3
16	400	1400	3.1
20	500	2500	3.4
24	600	4000	3.6

Con estos datos se pueden determinar las pérdidas primarias y localizadas como se muestra en las siguientes figuras:

Tabla 17 Resultado de pérdidas de cargas localizadas. Fuente: Elaboración propia.

Pérdidas de carga localizadas				
Accesorio	Cantidad	L/D	Longitud eq. [m]	Factor K
Válvula de pie	0	0	0	
Válvula de retención	1	135	8.775	
Válvula de compuerta	1	8	0.52	
Codos a 90°	3	30	5.85	
Paso de tubería a depósito				1
Paso de embalse a tubería				0.5
Accesorio extra (K)	0			0
Accesorio extra (K)	0			0
Accesorio extra (K)	0			0
Accesorio extra (K)	0			0
Total			15.145	1.5

Tabla 18 Resultados de pérdidas primarias y altura del sistema. Fuente: Elaboración propia.

Datos de pérdidas primarias	
Reynolds	8.14E+04
Rugosidad absoluta [m]	0.000003
Rugosidad relativa	4.61538E-05
Coefficiente de Moody	0.0104
Pérdidas de aspiración	0.00
Pérdidas totales	0.39
Datos de la bomba	
H sistema (m)	7.39
Caudal (m ³ /s)	0.0037

Con estos resultados se puede seleccionar el tipo de bomba, y el sistema motor-bomba que mejor se adecúe a las condiciones del sitio consultando catálogos de los fabricantes. A continuación, se introducen los datos necesarios de la ficha técnica del fabricante del conjunto motor-bomba en la hoja “**Datos de partida**”:

Tabla 19 Datos técnicos de bomba. Fuente: Elaboración propia.

Datos de la bomba (ficha técnica)	Tipo de bomba	Sumergible
	Rendimiento de Bomba (decimal)	0.667
	NPSHr de la ficha técnica de la bomba de superficie (m)	
Datos del motor (ficha técnica)	Potencia del eje del motor (kW)	1.1
	Voltaje nominal(V)	230
	Corriente nominal (A)	6.7
	Rendimiento del motor (decimal)	0.85

Tabla 20 Potencia en el eje de la bomba y eléctrica demandada por el motor. Fuente: Elaboración propia.

Potencia en el eje de bomba (kW)	0.405
Potencia eléctrica (kW)	1.29

El siguiente paso es la selección del inversor, teniendo en cuenta los criterios expuestos anteriormente; la marca, el modelo y los datos importantes de la ficha técnica para el dimensionamiento se muestran a continuación:

Tabla 21 Datos técnicos del inversor. Fuente: Elaboración propia.

Datos del controlador/inversor (Ficha técnica)	Fabricante y modelo	ABB UNO-DM-2.0-TL-PLUS-Q	
	Eficiencia (%)	96.7	
	Lado de entrada DC		
	Voltaje DC máximo de entrada (V):	600	
	Ventana de voltaje MPPT del inversor (V):	210	530
	Corriente nominal de entrada al inversor/string (A)	10	
	Corriente máxima de entrada al inversor/string (A):	12.5	
	Potencia de entrada en DC (kW):	2.5	
	Lado de salida AC		
	Potencia de salida en AC (kW):	2	
	Rango voltaje AC (V):	180	264

Las características técnicas del módulo fotovoltaico preseleccionado son las siguientes:

Tabla 22 Datos técnicos del panel FV. Fuente: Elaboración propia.

Datos del panel FV (ficha técnica)	Fabricante y modelo	Canadian Solar CS6U 320	
	Tipo	Policristalino	
	Tensión en el punto de máxima potencia, V_{mmp} (V)	36.8	
	Potencia, P (Wp)	320	
	Intensidad cortocircuito, I_{cc} (A)	9.26	
	Intensidad en el punto de máxima potencia, I_{pmp} (A)	8.69	
	Pérdidas por dispersión de potencia (%)	5	
	Tensión de circuito abierto, V_{oc} (V)	45.3	
	Eficiencia (%)	16.46	
	Longitud (mm)	1960	
	Anchura (mm)	992	
	Espesor (mm)	40	
	Peso (Kg)	22.4	

El diseño del generador fotovoltaico es el siguiente:

Tabla 23 Resultados de análisis de pérdidas en módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

Controlador/Inversor	
V nom	230
PDC (KW)	1.34
Cálculos	
Performance Ratio	
Pérdidas por dispersión de potencia (%)	5
Pérdidas por suciedad (%)	3
Pérdidas por sombras (%)	0
Pérdidas por degradación de módulos (%)	1
PR	0.91
Potencia del generador (KW)	2

Tabla 24 Dimensionamiento del generador fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

Características del generador fotovoltaico		
N° módulos por string	7	
N° de string	1	
N° total de módulos	7	
Potencia pico serie (Wp)	2240	
Potencia pico generador FV (Wp)	2240	
Tensión generador		
Tensión nominal (V)	257.6	Voltaje aceptado
Tensión máxima (V)	317.1	Voltaje aceptado
Intensidad de una serie (string)		
Intensidad nominal (A)	8.69	Valor aceptado
Intensidad cortocircuito (A)	9.26	Valor aceptado
Intensidad generador		
Intensidad nominal (A)	8.69	
Intensidad cortocircuito (A)	9.26	
Distancia mínima entre filas		
A (m)	3.92	
α (°)	13.37391868	
h (m)	0.906716	
latitud (°)	14.020172	
d (m)	0.68	

Como se puede observar, la hoja de cálculo le advierte al usuario si el voltaje y la intensidad del generador están dentro del rango permitido por el inversor o controlador, en este caso, tanto el voltaje como la intensidad que llega

En base a estos resultados se decide qué tipo de cable y el tamaño del mismo, tal y como se indicó en el apartado anterior.

Como se observa, los resultados son exactamente los mismos obtenidos con la metodología utilizada, en conclusión, podemos decir que los resultados del diseño utilizando la hoja de cálculo son satisfactorios.

5 Instalación, operación y mantenimiento de sistema de bombeo solar FV

La correcta instalación de cada componente es de suma importancia en un sistema de bombeo solar fotovoltaico, debido a que, si no es instalado adecuadamente puede presentar fallas, así como también, es importante el correcto mantenimiento preventivo de manera periódica, así se asegura que no se tenga que realizar de mantenimientos correctivos los cuales implican gastos económicos mayores, como también la dificultad de encontrar repuesto en el mercado ya sea porque la marca no tiene soporte técnico en el país o solo hay un desabastecimiento y pueden para la producción de energía por mucho más tiempo.

Como los sistemas de bombeo solar son instalados en el campo, se necesita de personal certificado para lograr una instalación profesional y segura. El instalador siempre debe apegarse a los estándares establecidos en los códigos eléctricos en nuestro caso el NEC más reciente, como los estándares en los sistemas hidráulicos y de construcciones como los tendrá ANDA.

Es importante una buena planificación enumerando los pasos a seguir desde el inicio hasta el final, así podemos evitar errores que causan inconvenientes a dicha instalación, recordar que dichas instalaciones usualmente

son en lugares remotos, por lo tanto, alguna modificación fuera de la planificación podría causar más atrasos y aumentar en gastos de instalación.

En las instalaciones se debe tener toda la herramienta necesaria y adecuada para la instalación de cada componente en nuestro sistema de bombeo solar, dichas herramientas deben estar en buenas condiciones para garantizar la integridad de los técnicos y cumplir con las normas de seguridad en su operación.

Todas las recomendaciones del fabricante deben ser acatadas para el correcto funcionamiento de cada uno de los componentes del sistema de bombeo sola. Es posible que se requieran medidas especiales dependiendo de la localidad y las condiciones (tormentas, inundaciones, protección contra rayos, vandalismo, etc.), en nuestro país El Salvador lo recomendable es que se instalen aislados o cercados, así se evitarían los robos o las manipulaciones no deseadas.

Para facilitar el trabajo, el instalador del sistema debe apegarse a un procedimiento de instalación que por lo menos cubra lo siguiente:

- Verificación de la fuente de agua (capacidad de suministro por temporada)
- Obra civil (cimientos, tuberías y sistema de almacenamiento)
- Prueba y ensamblaje de los componentes del sistema (mecánicos y eléctricos)
- Comprobación de conexiones mecánicas y eléctricas hechas en el campo
- Verificación de operación del sistema
- Verificación del desempeño del sistema
- Entregar manual de operación y mantenimiento al dueño y operador del sistema

En este capítulo vamos a explicar cómo sería el procedimiento de instalación, operación y mantenimiento de cada uno de los subsistemas a instalar, lo más recomendable es que esta guía solo sea para uso básico, lo recomendable sería que cada uno de estos procedimientos lo haga un profesional en el área.

5.1 Herramientas, materiales y equipo de protección personal para la instalación del sistema de bombeo solar fotovoltaico

5.1.1 Herramientas

En las instalaciones de un sistema de bombeo solar fotovoltaico, se necesitan ciertas herramientas que son indispensables para la correcta instalación, algunas de las herramientas son básicas y otras son especializadas, también los materiales utilizados en cada una de las instalaciones deberían de ser de buena calidad, lo cual se ve reflejada en la duración de dicha instalación de cada una de las partes a instalar, para cada componentes del sistema de bombeo solar fotovoltaico se utilizan diferentes herramientas y materiales, aquí se detalla a continuación las más generales para su correcta instalación clasificando.

- Llaves inglesas o Cangreja
- Llave stillson
- Nivel
- Corta tubos para PVC
- Tenazas eléctrica y mecánica
- Marco con sierra
- Pulidora eléctrica
- Soldadura eléctrica
- Pala
- Pela cables y cortadora de cables

- Desarmadores desde plano, cruz, cubos de 3/8 y 5/16
- Amperímetro o Voltímetro
- Cuchilla de electricista
- Extensiones
- Llaves Allen
- Guantes dieléctricos
- Palanca ratchet
- Tenaza de presión
- Taladros con distintas brocas de hierro y concreto
- Rotomartillos
- Escaleras
- Brochas

5.1.2 Materiales

Los materiales para una correcta instalación son muy diversos, desde la instalación de obra civil hasta la instalación eléctrica.

Materiales para la instalación de paneles solares

- Tubos cuadrados para base 4"x4" o dependiendo de la cantidad de paneles
- Tubos cuadrados
- Varillas corrugadas
- Lamina desplegable
- Cable AWG de diferentes calibres
- Electrodo para soldadura eléctrica

Materiales para la instalación eléctrica CC

- Cable THHN de diferentes calibres y colores
- Conectores según lo necesitado en los paneles solares
- Cintas aislantes
- Tubo EMT
- Tecno ducto
- Scotch lock

Materiales para la obra civil

- Cemento
- Arena
- Tierra
- Madera
- Angulo de hierro dulce
- Pletinas de hierro dulce
- Tubos de hierro dulce
- Varillas corrugadas
- Agua
- Electrodo según tipo de soldadura

Materiales para puesta a tierra

- Barra de cobre según el calibre calculado
- Conductores de cobre ya sea aislados o sin aislar

Materiales para instalación del regulador

- Cable THHN de diferentes calibres y colores
- Conectores según lo necesitado en los paneles solares

- Cintas aislantes
- Tecno ductos según la medida necesaria

Materiales para banco de baterías

- Cable THHN de diferentes calibres y colores
- Tecno ductos
- Conectores para baterías

Materiales para instalación del inversor

- Cable THHN de diferentes calibres y colores
- Conectores según lo necesitado en los paneles solares
- Cintas aislantes
- Tecno ductos según la medida necesaria

Materiales para instalación de sistema eléctrico CA

- Soportarías, anclas expansivas, anclas de plástico
- tubería IMC o EMT
- Tecno ducto
- tubería de PVC
- Cable THHN o TSJ vulcan
- Caja NEMA para intemperie
- Dado térmico
- Conectores según lo necesario
- Scotch lock
- Cintas aislantes

Materiales para instalación de bombas

- Cemento
- Arena
- Agua
- Soportaría
- Angulo, pletinas y tubos de hierro
- Electrodo revestidos
- Cable THHN o TSJ del calibre necesario
- Conectores según lo necesario

Materiales para instalación de sistema hidráulico

- Soportaría
- Tubería de PVC o hierro
- Pega de PVC
- Cortatubos
- Discos de corte
- Codos de PVC o hierro, de diferentes medidas y radios de giro
- Válvulas de globo, mariposa, compuerta, etc.
- Medidores de caudal, de presión, de volumen, etc.

5.1.3 Equipo de protección personal (EPP)

El equipo de protección personal es aquellos componentes que se utilizan para la protección de nuestro cuerpo, desde la cabeza hasta los pies, así se reducen los riesgos biológicos, químicos y físicos que rodean una instalación, hay cuatro tipos básicos de protección personal:

1. Protección Ocular

2. Protección Respiratoria
3. Protección Corporal
4. Protección Auditiva

El equipo de protección personal es una parte fundamental en la instalación porque protege la salud e integridad de cada uno de los instaladores, por lo tanto, su correcto funcionamiento puede incluso salvar una vida, los equipos que mas suelen utilizarse son los siguientes:

- Casco con ajuste
- Guantes de corte
- Guantes dieléctricos
- Guantes de cuero para soldadura
- Delantal de cuero para soldaduras
- Lentes de seguridad
- Barbiquejo para el casco
- Arnés de seguridad de mínimos 4 puntos de anclaje.
- Cuerda de vida, con y sin amortiguador dependiendo de la altura.
- Botas con cubo y de preferencia de cuero
- Camisa que no sea inflamable
- Tapones auditivos
- Máscaras de gas, si se utiliza químicos tóxicos
- Careta de soldadura eléctrica y autógena
- Careta de corte

Equipos de Protección Personal (EPP)



Figura 59 Equipo de Protección personal más común. Fuente: Safety Culture

5.2 Instalaciones del sistema de bombeo solar fotovoltaico

Antes de proceder a las instalaciones de todos los componentes del sistema de bombeo solar fotovoltaico debemos tener en cuenta los siguientes puntos:

- Tener un terreno adecuado para cada una de las instalaciones, la mayoría de estas serán en una zona rural, lo cual debe adecuarse el terreno donde instalaremos, por ejemplo, el sistema de paneles solares requiere de una superficie regular y plana con buenos cimientos, lo ideal es tener los planos exactos con sus debidas acotaciones.
- Se debe tener todos los insumos, herramientas y componentes a instalar.

- Se debe tener el recurso humano capacitado que realizara cada una de las instalaciones o si es el mismo grupo especializado para todo el sistema de bombeo solar fotovoltaica.
- Los técnicos que instalarán el sistema de bombeo deberán tener su equipo de protección personal en buen estado y vigente en su garantía, ya que como todo en esta vida llega a su fin y el EPP tiene su vida útil.
- Al tener todo el sistema de bombeo solar fotovoltaico deben hacerse las debidas pruebas con personal capacitado, así entregar la obra totalmente funcional y sin ningún inconveniente.

5.2.1 Instalaciones de paneles solares

Después de haber dimensionado la capacidad a instalar de paneles solares ya sea de cantidad de módulos por String y cantidad de String, vamos a tomar los estudios de la mejor ubicación posible en cuanto a la radiación y las horas solares pico del estudio realizado previamente, debido a que la orientación y ubicación de módulos solares es la parte más importante de la instalación, ya que de esto depende la eficiencia de cada módulo.

Para instalar se debe tener en cuenta los siguientes pasos:

- Es muy importante tener un buen soporte en donde se instalará cada string de paneles, debe estar fijado al suelo o al techo, según su ubicación, y como se mencionó anteriormente esta base debe tener la orientación adecuada a su mayor eficiencia, en este caso la inclinación de un eje, la más usual en El salvador es de 14° aproximadamente y no es necesario que tenga un eje guiado, la radiación solar del país y la latitud son favorables para que los módulos queden fijos.
- La estructura debe estar alejada del suelo en un lugar alto, ya que al estar en área remotas cercanas a mantos acuíferos puede llegar a inundarse la zona, por lo tanto, entre mayor fijeza en los cimientos de la estructura y

más altos están los paneles solares, se evitan los daños causados por dichas inundaciones o correntias que puedan haber en la zona de instalación.

- Se deben colocar en un lugar despejado para que no existan sombras por arboles u otra estructura, para así tener el mayor rendimiento de energía posible.
- Cada módulo ira sujeto de manera que no se pueda mover ni caer ante movimientos de naturaleza externa como puede ser un viento fuerte o una tormenta, como se mencionó anteriormente en la introducción de la sección de instalaciones, esta estructura que soporte los paneles deberá tener muy buenos cimientos, en nuestro país suele haber temporales los cuales debilitan un poco las tierras, esto podría ocasionar algún punto débil en toda la instalación.
- Una vez fijos los módulos se debe hacer la interconexión de cada módulo en serie, es decir, los que están en fila o el mismo string, y de ser necesarios conectar los string en paralelo con el inversor, es importante hacer una buena conexión, puede provocar cortos o puntos calientes si no se hace adecuadamente.
- Por último, se realiza una conexión en paralelo, que podrá realizarse directamente en el inversor o directamente al banco de baterías, completándose así la parte de la instalación de corriente continua (CC), y siendo así conducida toda la energía recogida por cada panel a través de la radiación solar en forma de corriente eléctrica hasta el inversor, que estará situado en un punto cerca del cuadro eléctrico de la vivienda o lugar de la instalación.



Figura 60 Instalación de paneles solares, vista superior. Fuente: La bodega solar BS

5.2.2 Instalación eléctrica (CC)

Una de las instalaciones más importante es la eléctrica debido a que es por este medio que se transporta la energía que deseamos transformar para nuestro beneficio, el cual es el bombeo de agua para la actividad deseada.

La instalación del cableado eléctrico desde los paneles fotovoltaicos hasta los inversores o banco de baterías, debe estar correctamente señalado en colores representando el positivo y negativo y sus respectivos conectores.

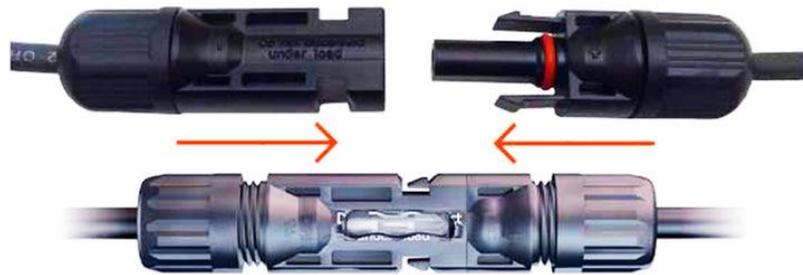


Figura 61 Conectores de paneles solares MC4. Fuente: Sola CELL, ¿Cómo conectar paneles solares en serie o paralelo?; <https://bit.ly/3bm3QCw>

Todos los módulos fotovoltaicos en paralelo deberán estar conectados a un mismo punto para luego salir con un único cable al inversor correspondiente ya que si la instalación de paneles es grande puede haber más de un inversor o al punto de entrada al banco de baterías, en el caso de este diseño se llevará el cableado primero al regulador para tener el mejor aprovechamiento de la energía generada por los paneles.

El diseñador debe especificar correctamente el calibre y el tipo del cable para la corriente, voltaje, y condiciones de operación, según la normativa. Por ejemplo, todos los cables expuestos deben ser aprobados para uso en intemperie o deben estar protegidos por tubos eléctricos (ductos), en el caso de instalar cable THHN se utilizará la respectiva tubería EMT o IMC, con las dimensiones adecuadas para el calibre de cada cable que pasará dentro del ducto, pero hay instalaciones que pueden utilizar el cable específico para instalaciones fotovoltaicas que soportan la radiación UV.

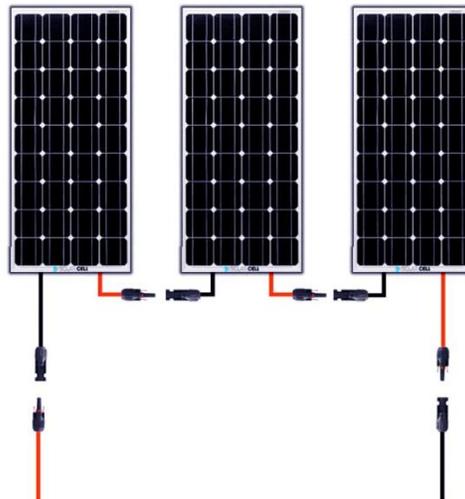


Figura 62 Conexión de paneles en serie con sus conectores. Fuente: Sola CELL, ¿Cómo conectar paneles solares en serie o paralelo?; <https://bit.ly/3bm3QCw>

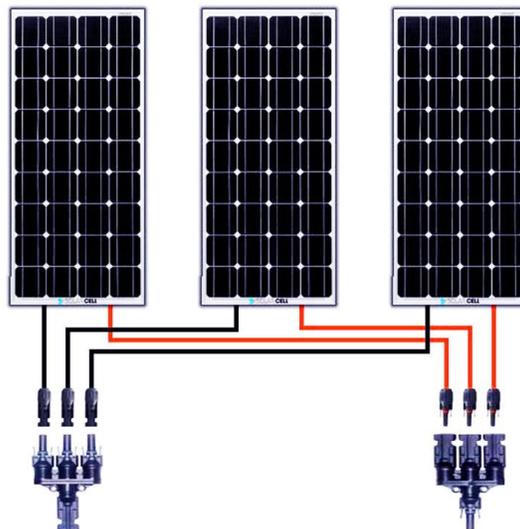


Figura 63 Conexión de paneles en paralelo con sus conectores. Fuente: Sola CELL, ¿Cómo conectar paneles solares en serie o paralelo?; <https://bit.ly/3bm3QCw>

Considerar la caída de voltaje cuando son trayectorias largas de cableado y el calentamiento del cable si no se escoge adecuadamente el calibre.

El cableado debe estar protegido y sujetado adecuadamente. En muchos casos, es necesario enterrar los cables, porque la zona de instalación puede tener demasiados riesgos con cableado expuesto. Se deberán utilizar cables especiales para enterrado directo, o cables para uso en presencia de agua en ductos.

Todas las conexiones eléctricas deben hacerse en unas cajas accesibles donde puedan ser inspeccionadas y aseguradas mecánicamente, hay que tener en cuenta que debe estar en un lugar accesible para el fácil bloqueo de térmicos para futuros mantenimientos, dichas cajas están ya cercanas al regulador.

Todo el equipo electrónico y las conexiones eléctricas deben estar protegidos contra la entrada de agua, polvo e insectos, como ya sabemos en estos lugares remotos existen muchos agentes externos que pueden causar una falla eléctrica en estas conexiones.

La experiencia ha mostrado que muchas fallas inesperadas son causadas por malas conexiones eléctricas. Por ejemplo, la luz del sol puede degradar el aislamiento del conductor, y el esfuerzo térmico continuo puede aflojar las conexiones o presentar un sobrecalentamiento. Estos problemas causan cese de operación y alto costo de reparaciones.

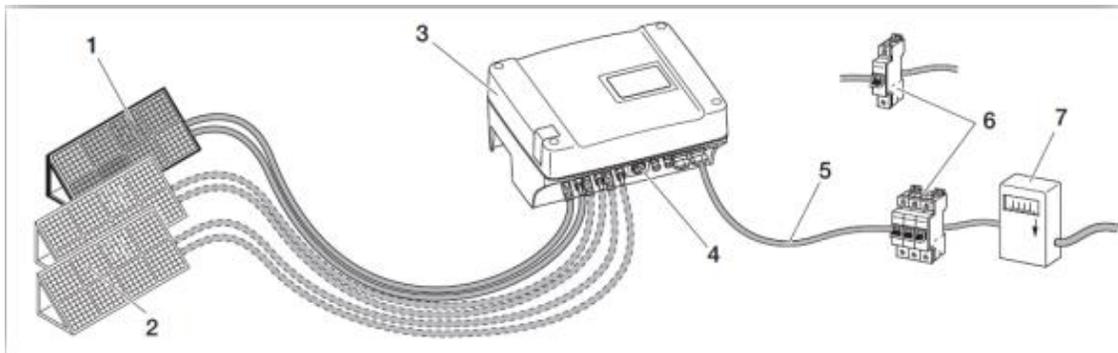


Figura 64 Diagrama de conexión, Fuente: DISEÑO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO RESIDENCIAL CON ENERGÍA SOLAR

1. Panel solar a instalar
2. Paneles a instalar a un futuro ya que es un sistema que puede redimensionarse.
3. Inversor, que convierte la corriente directa a corriente alterna.
4. Conexión de datos para monitoreo.
5. Cableado eléctrico
6. Protección eléctrica (Termico)
7. Tablero de residencia o aparato a conectar para suministrar energía.

El térmico debe ser escogido según los amperios que consumirá el equipo a conectar en nuestro caso sería la bomba, también se le podría colocar un monitor de fase para variaciones de voltaje que podría dañar la bomba, con dicho aparato se cortarían el paso de corriente a la bomba si el voltaje que llega al monitor es demasiado bajo o alto.

5.2.3 Obra civil

Muchos de los sistemas fotovoltaicos pueden estar al aire libre, otros podrían estar encima del techo de una vivienda o edificio, para los sistemas que estarán al aire libre, la carga debida al viento puede ser la limitación estructural más importante en sistemas fotovoltaicos grandes. En la mayoría de los casos hay que anclar el arreglo a planchas de concreto, con esto se logra mayor fijeza debido a fuerzas causadas por el viento.

Se deberá hacer una estructura capaz de soportar el peso de los paneles solares y de fuerzas externas de la naturaleza ya sea vientos y lluvias, ya que estos equipos estarán en intemperie. La estructura metálica deberá ser recubierta con una capa de pintura que prevenga la corrosión para darle mayor duración a dicha estructura sin que haya inconvenientes.

Deberá hacerse una estructura capaz de soportar la columna de agua que estará en la tubería de aspiración, así como la presión provocada por la aspiración de la bomba, normalmente se utilizan estructuras metálicas y de concreto para tener algo sólido.

Si se instala una bomba de superficie, esta deberá estar en una base con una altura considerable, para que ella pueda sufrir daños por inundación y hacer la adecuación del lugar de instalación para que en caso de inundación haya drenajes en sus cuatro lados, se recomienda también colocar un techo para que no incidan los rayos de sol en ella, ya que podría causar sobrecalentamiento en sus componentes.

También hay que considerar la tala de ramas que puedan ocasionar sombras en los paneles solares si no hay otra ubicación disponible más descubierta.

5.2.4 Instalación de puesta a tierra y pararrayos

Todos los sistemas FV necesitan un sistema de puesta a tierra para mejorar el rendimiento y la seguridad del personal. Todas las partes metálicas expuestas del sistema deben estar conectadas al electrodo de tierra, incluyendo la estructura del arreglo, los marcos de los módulos y la bomba. El electrodo debe estar instalado lo más cerca posible al arreglo. En algunos países, las normas requieren la puesta a tierra de uno de los conductores del sistema, dependiendo del voltaje. Se debe escoger la barra según la normativa y de igual forma el calibre del cable que será para puesta a tierra.

Cuando se decida poner a tierra las partes metálicas expuestas (como protección contra tormentas, contra contactos indirectos, etc.) hay ciertos aspectos importantes que el instalador debe tener bien presentes en los sistemas fotovoltaicos:

Las placas solares fotovoltaicas disponen en el marco de un orificio (taladro) específico para su puesta a tierra (generalmente señalado mediante el símbolo de tierra), como se puede ver en la imagen.

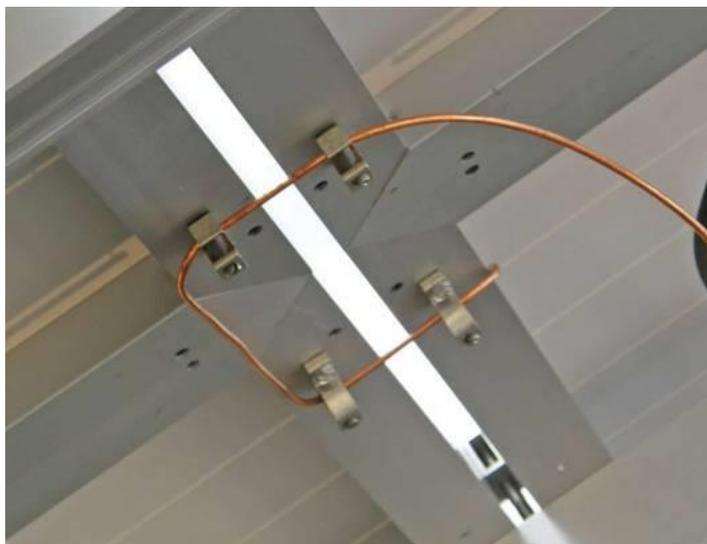


Figura 65 Orificios en marco de placas solares. Fuente: Sunflieds, Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas, José Lorenzo

El conductor de protección a tierra de los módulos solares es recomendable que se conecte también a un punto de los soportes solares como se muestra.

Los conductores de protección deben conectarse al punto de puesta a tierra de la instalación, que a su vez se conectará al electrodo principal de tierra a través del cableado de tierra, normalmente señalado con color verde.

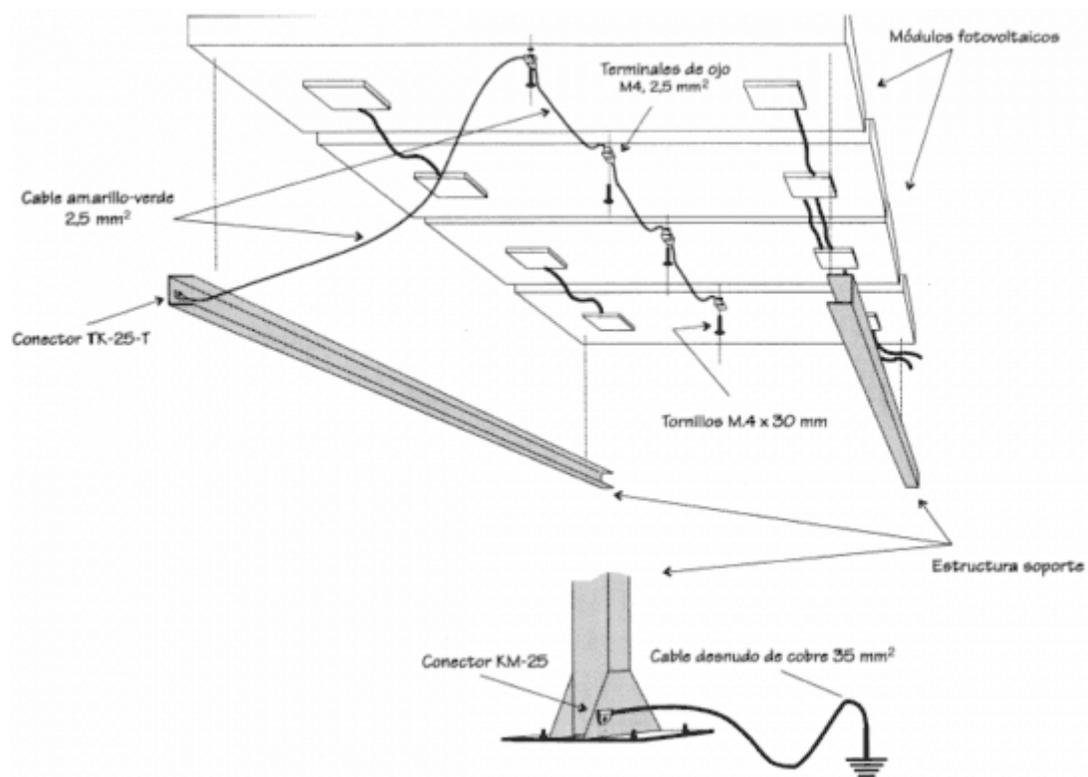


Figura 66 Diagrama de puesta a tierra de estructura y módulos solares. Fuente: Sunflieds, Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas, José Lorenzo

La instalación del pararrayos debe hacerse en un punto alto dentro del área de los paneles solares, para así atraer las descargas eléctricas que pueda haber desde la atmosfera, el cable conductor del pararrayos debe estar correctamente aterrizado hacia una barra a tierra más cercana.



Figura 67: Instalación de paneles solares y aerogenerador con pararrayos. Fuente: Habitissimo, instalación de placas solares, aerogenerador y pararrayos.

5.2.5 Instalación del regulador

Los reguladores como se sabe utilizan toda la potencia que puede producir los paneles fotovoltaicos y mantiene el mejor rendimiento para la instalación de paneles fotovoltaicos y nuestro sistema de bombeo.

Dependiendo del amperaje nominal de cada regulador se dimensionará el cableado, normalmente en las fichas técnicas de los reguladores traen la capacidad máxima de amperaje y el diámetro de cable a utilizar, desde el calibre utilizado para el banco de baterías hasta el calibre del cable para el inversor.

Pasos:

- Selección de la localización

Debe evitarse instalar el regulador en un lugar donde haya luz solar directa, alta temperatura o filtración de agua. Asegúrese de que el área circundante del regulador esté bien ventilada y no haya humedades.

- Colocación

Primero coloque la placa guía de instalación en la posición correcta, luego use la pluma y la marca en el lugar de la instalación, taladre cuatro orificios de instalación en los lugares marcados del tamaño adecuado y fije con los tornillos.

- Fije el regulador

En la superficie de instalación, use un bolígrafo para marcar las posiciones de los cuatro orificios de montaje y luego retire el regulador. Taladre cuatro orificios del tamaño adecuado en las cuatro posiciones marcadas y fije los tornillos por adelantado, alinee los orificios de fijación del regulador con los cuatro tornillos fijos y luego cuélguelo.

- Cableado

Retire las protecciones del regulador para empezar a cablear, para la seguridad de la instalación, recomendamos la siguiente secuencia de cableado. A pesar de incorporar protecciones, hay que seguir estas recomendaciones:

1. Conexión de la batería. Primero en el regulador y después en la batería.
2. Conexión de los consumos en corriente continua, en nuestro caso sería el inversor, solo si tenemos un motor bomba con corriente continua.
3. Conexión de los paneles.
4. Si desea proteger el controlador de elevaciones de corriente o voltaje, instale supresores en la entrada de dicho controlador.

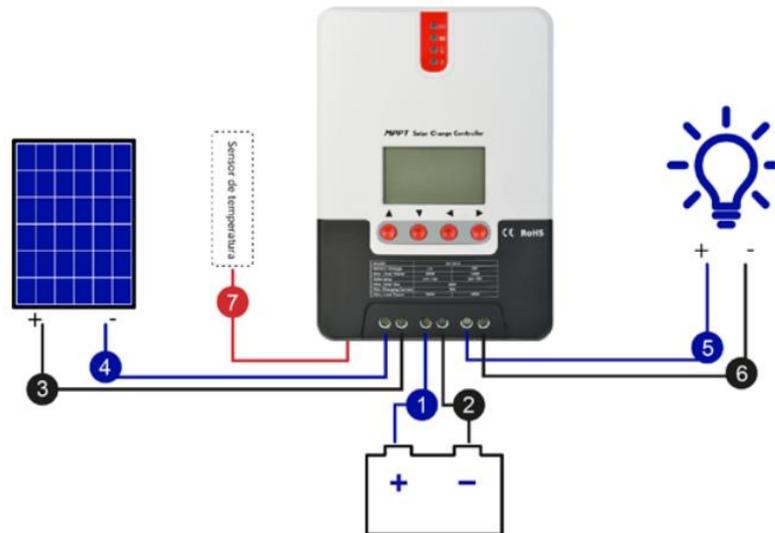


Figura 68 Cableado de un regulador. Fuente: AutoSolar

- Encendido

Cuando todas las conexiones de la línea eléctrica sean firmes y confiables, vuelva a verificar si el cableado es correcto y si los extremos positivo y negativo están conectados en el sentido adecuado. Después de la confirmación, habilite el paso de corriente, observe el indicador de encendido y si la pantalla LCD muestra el contenido. Si no ocurre nada, desconecte el fusible o el disyuntor inmediatamente y vuelva a verificar si la conexión del circuito es correcta. Si la batería se detecta correctamente, conecte el panel solar. Si todo está correcto, los indicadores de carga del regulador se encenderán y se iniciará el proceso de carga de la batería. Cuando la batería y la energía fotovoltaica estén bien conectadas, permita el paso de corriente hacia los consumos en corriente continua, en caso de utilizarlos.

5.2.6 Instalación de banco de baterías

Las instalaciones de banco de baterías dependen del voltaje que deseamos de salida en dicho arreglo, se puede formar un arreglo a nuestra conveniencia conectando las baterías ya sea en serie o en paralelo o su combinación, dicho voltaje tendrá que ver con el controlador que tendremos en la instalación.

Para mantener este voltaje, las baterías se conectarán en paralelo como se muestra a continuación, ya que en paralelo los voltajes son iguales. Después, las últimas terminales se conectan directamente al controlador, respetando la polaridad.

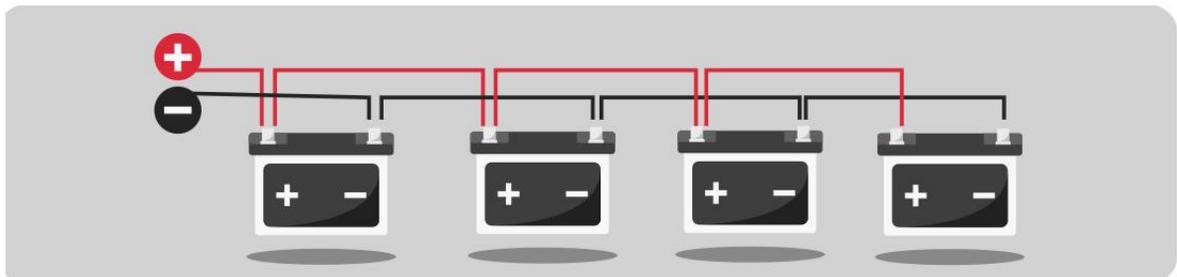


Figura 69 Arreglo de baterías en paralelo. Fuente: SYSCOM, ¿Cómo conectar bancos de baterías?

Cuando conectamos más de una batería en cualquier banco, se suelen cometer errores típicos de conexiones, los cuales, aunque el sistema funcione perfectamente (al principio), a corto plazo nos encontraremos con problemas debido a una conexión no óptima de estas baterías.

Respecto al cable, debemos considerar lo siguiente:

Como ejemplo, podemos considerar que la resistencia para un cable de interconexión de baterías de 20 cm de longitud y sección de 35 mm² es de aproximadamente 1,5 mili Ohmios, se puede utilizar la ley de ohm para el dimensionamiento correcto del cable.

Uno puede pensar que este valor es despreciable. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la resistencia interna de la batería también es baja, por lo tanto es de vital importancia tener en cuenta todos los componentes del cable. La resistencia interna de una batería suele oscilar entre 3 a 10 mili Ohmios.

A continuación, se muestran varios errores comunes en la conexión del cableado de baterías:

Este es un diagrama que muestra la forma en que se suele interconectar varias baterías para formar un banco de baterías mayor.

Quando el banco está cediendo energía:

La energía que viene de la batería inferior solamente tiene que viajar a través de los conductores principales de la conexión.

La energía de la batería siguiente tiene que viajar a través de la conexión principal y a través de los 2 cables de interconexión a la batería siguiente, la batería siguiente tiene que pasar por 4 juegos de cables de interconexión, la parte superior tiene que pasar por 6 conjuntos de cables de interconexión. Por lo tanto, la batería superior proporcionará mucha menos corriente que la batería inferior.

Quando el banco está recibiendo energía:

La batería inferior se carga con una corriente más alta que la batería superior, la batería superior se carga con un voltaje más bajo que la batería inferior.

El resultado es que el trabajo de la batería inferior será mucho mayor que el de las otras. Será más difícil tanto cargarla como descargarla. Como consecuencia, la batería inferior fallará tarde o temprano.

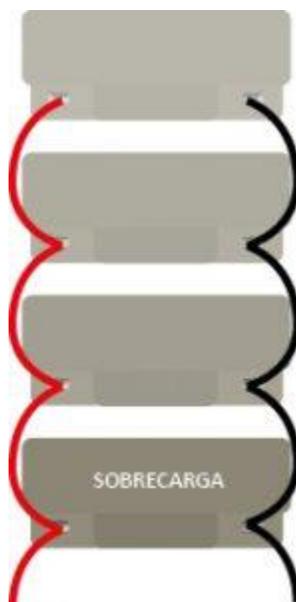


Figura 70 Conexión de banco, batería con sobrecarga. Fuente: Como calcular y diseñar un banco de baterías, mayo 2020

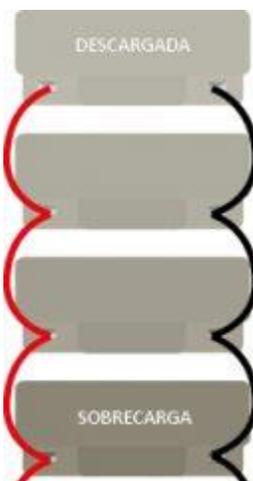


Figura 71 Conexión de banco, baterías con descarga y sobrecarga. Fuente: Como calcular y diseñar un banco de baterías, mayo 2020

Para evitar estos problemas, podemos realizar interconexión de las baterías de las siguientes formas:



Figura 72 Conexión de bancos correcto. Fuente: Como calcular y diseñar un banco de baterías, mayo 2020

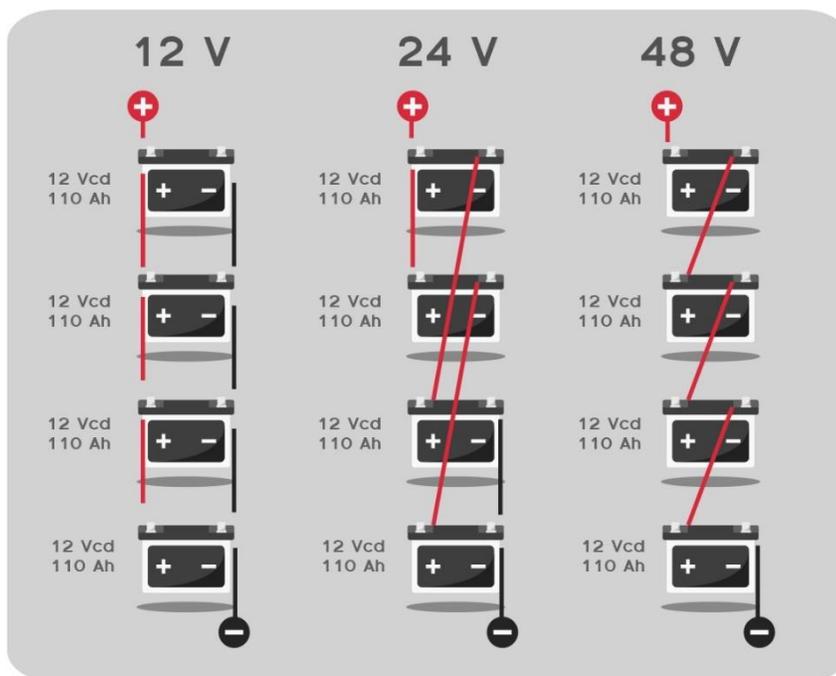


Figura 73 Banco de baterías en diferentes arreglos de voltaje. Fuente: SYSCOM, ¿Cómo conectar bancos de baterías?

Por último, al momento que conectar el banco de baterías al controlador debe de ser el positivo del primer batería con el negativo de la última batería, esto para que fluya la energía por todas ellas y se descarguen al mismo tiempo.

5.2.7 Instalación de inversor

Todas las partes de un sistema fotovoltaico son importantes para el buen funcionamiento del panel solar, incluso los materiales que se utilizan, pero una de las partes que más destacan es el inversor solar.

Esto porque cumple la función esencial de convertir la corriente continua en corriente alterna, que se utiliza para hacer funcionar los aparatos dentro de una casa, una oficina o empresa.

En este documento te explicaremos cómo instalar un inversor solar, siendo la instalación más básica de todas, ya que lo ideal sería capacitarse adecuadamente para esta instalación.

1) Comprueba los circuitos

Debes asegurarte de que todos los circuitos de distribución de la vivienda funcionen correctamente, para esto puedes guiarte por sus colores, por ejemplo:

Color amarillo y verde: Conexiones de tierra

Color blanco: Circuito neutros

Color negro o rojo: Circuitos de fase

Recuerda que igual debes separar los circuitos pertenecientes a la vivienda o donde sea la instalación, como los enchufes, los de iluminación, para electrodomésticos, etc.

2) Coloca el inversor

En esta fase simplemente debes realizar la instalación del inversor en la pared que está destinada, procura que sea un espacio libre de humedad y que no esté cerca de aparatos que puedan aumentar su temperatura.

Te recomendamos que instale el inversor a una mayor altura que las baterías, pero no por encima de ellas.

3) Instala las protecciones

Asimismo, deberás de instalar un interruptor o fusible, en la línea del positivo que enlaza el polo positivo de las baterías con el inversor, esto ayuda es una protección para las baterías.

4) Coloca las baterías (en caso de ser híbrido o aislado)

Ahora, se colocan las baterías en un lugar fresco, que no le entre la humedad y que de igual manera este evite sobrecalentarse. En este paso recuerda que las baterías deben instalarse sobre superficies planas y que no debes estar bajo del inversor.

5) Realiza las conexiones

Ha llegado el momento de realizar las conexiones de la batería hacia el inversor; una vez hecho esto conecta las líneas del inversor a las conexiones instaladas de la casa o edificio de tu cliente.

Antes de donde se encuentra el inversor, instala interruptores o fusibles para los polos negativos y positivos para que puedas realizar las conexiones de las líneas de los módulos solares. Por último, conecta la entrada de PV+ y PV- a la línea de los paneles solares, esto evita daños al inversor por algún fallo eléctrico.

6) Asegúrate de su funcionamiento

Coloca a las baterías el fusible que le corresponde para comprobar si la tensión es la necesaria para funcionar, este fusible puede ser de 12, 24 o 48 voltios. Luego, pon a prueba las baterías conectando los fusibles de los paneles solares y comprueba que estás carguen.

Recuerda rearmar la línea de alimentación a la vivienda y comprobar que todo vuelva a funcionar efectivamente.

Si vas a optar por almacenar la energía en baterías, aparte de cómo instalar las placas solares en tu proyecto, debes tener en cuenta lo siguiente:

- Primero deberás contar con un inversor híbrido, capaz de gestionar la carga y descarga de las baterías, pues son el elemento más costoso y delicado del sistema. La capacidad de almacenamiento de tus baterías se hará en función de tu demanda y el campo fotovoltaico instalado.
- Hay más de una forma de hacerlo, dependiendo de la tensión y capacidad necesaria. La conexión de las baterías se puede hacer en paralelo, en serie o en serie y en paralelo, siempre con baterías iguales. En el caso de las conexiones en paralelo se duplica la capacidad de las baterías, pero mantiene la misma tensión. En el caso de la conexión en serie, los resultados obtenidos van a ser opuestos: se mantiene la capacidad de las baterías, pero la tensión es el doble. Y por último, si

optas por una conexión en serie y paralelo, tanto la capacidad como la tensión subirán al doble.

5.2.8 Instalaciones eléctricas (CA, Consumo)

La instalación después del inversor será una instalación eléctrica bajo la normativa NEC.

La selección del calibre dependerá de la capacidad de la bomba que se desea alimentar, así como la cantidad de líneas dependerá de la alimentación requerida de la bomba, ya sea monofásica o trifásica.

Teniendo la cantidad de líneas y el calibre seleccionado anteriormente, para su instalación hay que tener en cuenta los siguientes puntos:

Instalación con cable THHN

- Dicha instalación deberá seguir la norma NEC, el color deberá ser escogido adecuadamente, el color azul, negro y rojo para fases, el color verde para tierra y el color blanco para neutro,
- Todos los cables deberán estar dentro de su respectiva tubería de aluminio o acero, lo más recomendable es utilizar tubería IMC ya que es más rígida y soporta ambientes más corrosivos, el diámetro de dicha tubería deberá ser escogido en base a la cantidad de cables y su calibre, recordar que no es recomendable dejar muy justo el espacio
- Dicha tubería deberá ir fija, anclada de tal manera que no haya movimientos en dicha tubería ya que esto podría causar daños en dichos cables.
- La instalación deberá llevar su dado térmico para la protección de la bomba, diseñado de acuerdo al amperaje de esta, así como su caja NEMA correspondiente.



Figura 74 Cable THHN dentro de tubería EMT Fuente: Medical Electric

Instalación con cable TSJ

- La instalación con este tipo de cable es más sencilla, ya que no necesita tubería, el mismo cable está diseñado para soportar ambiente de intemperie, pero lo ideal es que no esté demasiado expuesto, .
- El calibre del cable será diseñado dependiendo de la carga de la bomba y con los colores siempre se tomará como norma el NEC y dependerá de la cantidad de líneas necesarias para la selección del cable, ya sea 3 líneas o hasta 4.
- El cable deberá estar bien sujeto y anclado a una superficie fija y con sus conectores bien ajustados al llevar a la caja de térmicos.
- Siempre deberá llevar su caja NEMA con su respectivo dado térmico y los conectores correspondientes para que la caja este sellada herméticamente.



Figura 75 Cable TSJ 3x12, Fuente: Pelsa

En las conexiones sumergidas hay que tener mucha precaución a la hora de instalar, debe quedar perfectamente aislada y protegida.

Cuando la bomba sea sumergible hay que tomar en cuenta el procedimiento a instalar la alimentación de dicha bomba, a la hora de utilizar sellos para evitar filtraciones.

El aislamiento se puede hacer con un juego de tubos termo compresibles con goma selladora que provee el fabricante de la bomba. Se debe aislar cada conexión individualmente para evitar cortocircuitos; también se debe aplicar aislante de manera similar a toda la conexión. Siga cuidadosamente las recomendaciones del fabricante.

5.2.9 Instalación de bombas

Las bombas pueden ser superficiales y sumergibles y su procedimiento de instalación es el siguiente:

Bombas Superficiales

Para bombas superficiales, la instalación consiste en ajustar el ensamble de la bomba y tubo de succión a una estructura (típicamente de concreto y hierro) sobre la superficie de la fuente de agua la estructura y los sujetadores deben ser

lo suficientemente firmes para absorber las vibraciones y el peso de la columna de agua en la tubería de bajada. Las bombas centrífugas montadas en la superficie tienen una capacidad de succión máxima de alrededor 8 metros por cuestiones de cavitación, que es el fenómeno físico de aparición de burbujas que dañan los alabes por su gran cantidad de energía liberada, esto es debido a una muy baja presión en la zona de aspiración, lo cual se puede evitar poniendo una bomba sumergible y las bombas de pistón o diafragma también tienen limitaciones de succión. Por esta razón, la distancia vertical entre la bomba y el nivel del agua debe ser minimizada para reducir la mayor cantidad de pérdidas en el sistema, las cuales fueron calculadas según la metodología.

Para reducir las pérdidas por fricción, se debe instalar una tubería de diámetro ancho e instalar válvulas y el medidor de flujo a la descarga. En la Figura siguiente se muestra la instalación de una bomba superficial.

Hay que recordar la importancia de válvula de pie de las bombas de superficie, ya que podría evitar fallas, esta mantendrá el correcto cebado de las bombas de superficie, lo cual hará que la vida útil de la bomba sea mayor.



Figura 76 Bomba superficial con paneles solares, para riego de palma, bomba de 21 Hp con caudal máximo de 80 L/s. Fuente: Energía fuera de red.

Bombas Sumergibles

La instalación de equipo sumergible generalmente requiere de más habilidades. Por ejemplo, los cilindros de bombeo y bombas de flecha (bombas centrífugas sumergibles con motor en la superficie) utilizan componentes que deben ser instalados dentro del pozo. La instalación manual puede resultar muy difícil sin el uso de equipo pesado. La mayoría de las bombas de este tipo son instaladas cuando los mantos acuíferos a utilizar son profundos, como lo son los pozos y manantiales subterráneos, estos últimos son más costosos porque requieren de una perforación más profunda con maquinaria más especializada como lo son las barrenas utilizadas en la industria petrolera.

La estructura que carga todo el equipo debe ser más robusta para soportar el peso combinado de la columna de agua, la tubería metálica de bajada y el eje de transmisión o flecha.

Para bombas Jack y de flecha, la alineación y el acoplamiento de las partes móviles es crítico. Cada fabricante provee de instrucciones precisas para esta maniobra. En el procedimiento de instalación para equipo sumergibles, los juegos eléctricos de motor bomba son comunes y genéricos en naturaleza. Durante la instalación, el cable de potencia y cables de sensores se sujetan a la tubería de bajada con cinta eléctrica. También es importante instalar una cuerda o cable de seguridad. Es importante que solo la tubería de bajada (no el cable eléctrico o la cuerda de seguridad) sujete el peso de la bomba y la columna de agua.

En las bombas centrífugas, se recomienda que el diámetro de la tubería de bajada sea de al menos de 1- 1/4 pulgadas para reducir las pérdidas por fricción. En el caso de las bombas de diafragma, es más aconsejable utilizar diámetros más pequeños (1/2 o 3/4 pulgadas) para evitar acumulación de sedimentos sólidos en el diafragma. Algunas bombas reciprocantes trabajan mejor con tuberías flexibles para absorber mejor las pulsaciones.



Figura 77 Instalación de bomba sumergible Grundfos SP, Fuente: Grundfos

5.2.10 Instalación de sistema hidráulico

Instalaciones hidráulicas son instalaciones que permiten el abastecimiento de agua a todo tipo de edificación o aplicación que nosotros necesitemos, con el objetivo de garantizar el buen funcionamiento de aparatos sanitarios, sistema de regadíos para jardines, siembra, ganadería, torres de enfriamiento de algunos de equipos, etc.

Para las instalaciones hidráulicas se suele utilizar hierro fundido, aunque materiales plásticos como el PVC, están siendo mayor utilizadas, por ser estas últimas más duraderas y resistentes a la corrosión. Dentro de un edificio se emplean las de cobre, bronce, plásticos y de hierro galvanizado, pero para uso de sistemas de riego, siembra y ganadería no sería necesario utilizar hierro, pero habría que proteger el tubo de PVC que estará expuesto a intemperie.

Para lograr el sistema, se hace necesario un grupo de piezas de unión, como: codos, uniones universales, reductores, tee, etc, los cuales también salen mucho más económico de PVC.

Las instalaciones hidráulicas pueden ser descubiertas u ocultas dentro de los muros o estructuras. Esta es la forma más empleada, aunque para ello es importante probar el funcionamiento del sistema para evitar fugas antes de taparlas definitivamente, todas las tuberías deben estar bien fijas para que no haya algún movimiento externo que dañe el sistema de tuberías.

También es importante colocar válvulas de paso para poder controlar la instalación por segmentos, lo que nos permitirá facilidades en los trabajos de reparación y mantenimiento de la red si estos lo ameritan.

Para reducir las pérdidas por fricción, evite tuberías de gran longitud o diámetro muy pequeño. También se debe reducir el uso de codos y válvulas. Siempre se deben utilizar tornillos y estructuras de montaje resistentes a la corrosión. Es recomendable proteger el arreglo FV contra posible abuso físico por animales y acciones de vandalismo, se puede colocar un cerco alrededor del arreglo teniendo cuidado de no sombrear el arreglo entre las horas pico, para así no disminuir la eficiencia de los paneles fotovoltaicos en la captación de radiación solar.

Las bombas superficiales usan una válvula de pie (válvula check) en el punto más bajo del tubo de succión para prevenir retroalimentación, la cual evita que la tubería de succión se vacíe y también actúa como filtro. La válvula de pie también se recomienda para las bombas de desplazamiento positivo, pero en este tipo de sistemas no se necesita descargas de presión, es más bien mejor un caudal constante como la que proporcionan las bombas de superficie y sumergibles. La presencia del agua en el tubo de succión es necesaria para que

la bomba opere. Después de cebar la bomba, la válvula de pie debe mantener el tubo de succión completamente llena de agua, incluso cuando la bomba se pare por un tiempo, si no se cuenta con una válvula de pie, el sistema requerirá cebado (llenar la succión del tubo con agua) en cada arranque.

Si la línea de distribución del agua es muy larga es importante instalar también una válvula de pie en el lado de la descarga para evitar daños en la bomba por el golpe de ariete.

La succión debe ser instalada lo suficientemente profunda para evitar que el nivel de agua caiga por debajo de la entrada de la bomba, ya que puede dañar la bomba al no haber agua que aspirar; también debe instalarse lo suficientemente lejos del fondo y las paredes del pozo para minimizar bombeo de lodo, arena y desechos, los cuales pueden dañar los componentes de la bomba.

Para que la bomba no sufra daños cuando el nivel del agua está por debajo de la entrada de la tubería de aspiración, es necesario instalar un interruptor (un flotador o electrodo) para evitar que la bomba opere en seco causando daños internos de dicha bomba.

La arena es una de las principales causas de fallas en las bombas. Si el pozo está ubicado en un lugar donde puede penetrar tierra o arena a la bomba, se debe colocar un filtro de arena. La mayoría de las fábricas de bombas suministran filtros de esta clase o recomiendan métodos para reducir el riesgo de daño, este mismo filtro es útil para impedir que las algas formadas dañen la bomba.

El sistema hidráulico puede ser utilizado directamente conectado con la bomba, por ejemplo, si la aplicación del sistema de bombeo solar es un sistema de riego por rociadores, todo el sistema de tubería estaría conectado

directamente a la bomba, necesitando así, que la bomba este en operación para que dicho sistema de riego funcione.

El diámetro de tubería debe ser dimensionado según la recomendación de la metodología, pero teniendo el caudal necesario la hoja de cálculo tendrá el resultado de una vez, ya con ese dato se podría tener el diámetro de la tubería que tendrá el sistema hidráulico.

En dado caso no haya energía solar para ser aprovechada como en un día nublado, se utilizaría la energía de las baterías si en el diseño fueron contempladas, de lo contrario no podría utilizarse el sistema de riego.

Almacenamiento de agua

Para evitar la dependencia de que el sistema de bombeo solar para riego o suministro a una vivienda requiera energía, puede optarse por almacenar agua en un lugar elevado para que dicho sistema hidráulico funcione por gravedad para todo el sistema de suministro.

Para dicha instalación se necesita conocer las necesidades de agua que tiene el usuario, puede contemplar utilizar la cantidad de agua suficiente para varios suministros (tantos como el usuario desee), así no estaría dependiendo directamente de la radiación solar ni de baterías por un tiempo prudencial.

El diámetro del sistema hidráulico desde la tubería de aspiración hasta el tanque de almacenamiento será el mismo, todo deberá cumplirse según el diámetro que se ha determinado en la hoja de cálculo, para el suministro se podría hacer la adaptación adecuada del diámetro necesario según la aplicación del sistema.

El tanque deberá estar en una estructura fija, ya sea metálica o de concreto para que esta no tenga problemas a futuro, debe estar bien sellado para mantener el agua lo más limpia posible y si es para suministro de vivienda se recomienda pasar dicha agua por unos filtros potabilizadores.

El tanque debe estar a una altura mayor del lugar al cual se debe dar suministro de agua, así evitaríamos tener que impulsar dicha agua, lo cual, de no ser posible, se tiene que instalar un banco de baterías para el suministro de agua con la bomba.



Figura 78 Tanque de almacenamiento de agua elevado. Fuente: Tanque de reserva de agua potable, <https://bit.ly/3PuEyku>

5.3 Operación y mantenimiento del sistema de bombeo solar fotovoltaico

Los sistemas FV de bombeo de agua bien diseñados y adecuadamente instalados son muy sencillos de operar y mantener. Típicamente, el sistema tiene que arrancar y parar dependiendo de la demanda y disponibilidad de agua, así como también de la fuente solar que en nuestro caso se traduce a las horas solar pico. Con la utilización de interruptores (flotador y electrodo), la mayoría de los sistemas pueden automatizar sus funciones a un costo adicional relativamente bajo, especialmente cuando se usa un motor eléctrico, aunque hay sistemas que no sería tan necesario este tipo de flotadores, por contar con una gran masa de agua. Cuando sea necesario, el interruptor del sistema se puede utilizar para apagar manualmente la bomba por ser crítico que la bomba no puede trabajar sin agua sin sufrir daños. El apagado manual es necesario para reparaciones o modificaciones del sistema de distribución de agua, cuando se realicen reparaciones al sistema eléctrico y cuando se extraiga la bomba para inspección, mantenimiento o reparación.

El sistema comenzará a operar normalmente cuando se accione el interruptor a la posición de encendido. El personal responsable de la operación y el mantenimiento debe ser entrenado adecuadamente. El instalador del sistema debe proveer un Manual de Operación y Mantenimiento, estableciendo los principios de operación del sistema, el mantenimiento de rutina y los requerimientos de servicio. En él también debe estar incluida información referente a seguridad y a los problemas que comúnmente se presentan en esta clase de instalaciones. La manera más efectiva para maximizar los beneficios de los sistemas de bombeo de agua es llevando a cabo un mantenimiento preventivo. El programa de mantenimiento preventivo debe estar diseñado para maximizar el costo de vida útil del sistema y también disminuyen los costos por reparaciones correctivas.

Por supuesto, cada tipo de sistema tiene diferentes requisitos de mantenimiento. Las condiciones específicas de operación impondrán requisitos adicionales. En general, el mantenimiento de un sistema fotovoltaico de bombeo requiere lo siguiente:

- Mantenimiento de rutina y reparaciones menores.

Se incluye el monitoreo de desempeño del sistema, el nivel agua y su calidad. Una inspección visual puede detectar ruidos o vibraciones inusuales, corrosión, invasión de insectos, componentes o conexiones eléctricas sueltas, fugas de agua, algas, etc. La mayoría de estos problemas pueden ser corregidos en el campo. El operador del sistema (típicamente el propietario) debe ser capaz de realizar todo el mantenimiento de rutina y las reparaciones menores. El mantenimiento rutinario

ayudará a detectar y corregir la mayoría de los pequeños problemas que con el tiempo se pueden convertir en mayores problemas que pueden dejar inoperable el equipo.

- Reparaciones preventivas y correctivas.

Se incluyen los reemplazos o reparación de componentes tales como, reemplazo del diafragma o impulsores, y reemplazo de los componentes defectuosos. Este tipo de mantenimiento puede requerir herramientas especiales y conocimiento. En la mayoría de los casos, es necesario que personal capacitado haga las reparaciones.

5.3.1 Paneles solares

Los requerimientos en los sistemas FV de agua son bajos comparados con las otras tecnologías. Uno de los puntos más importantes de los FV es prevenir las sombras en el arreglo. Hierbas y árboles cercanos pueden sombrear al paso del tiempo. No es necesario limpiar los módulos, e incluso cuando hay exceso de polvo la eficiencia del arreglo FV disminuye solamente un 2 a 4%. Si la estructura del arreglo lo permite, el arreglo puede ser ajustado dos veces al año para obtener mejor rendimiento, pero si el arreglo no lo permite hay que diseñar bien su orientación. El mantenimiento en campo de los controladores consiste en asegurar un buen sellado para evitar polvos, agua o insectos.

a) Operación de paneles solares

La operación de estos paneles está vinculada con los inversores, es decir que si el inversor esta apagado dichos paneles ya no producirán energía desde ese punto, pero hay que aclarar que si se realizara un trabajo en el área de paneles solares debe contemplarse el “apagado rápido”, este componente

En 2014, el Código Eléctrico Nacional incluyó un nuevo requisito, **690.12(1) a (5)**

Los circuitos de sistemas fotovoltaicos instalados sobre o dentro de edificios deben incluir una función de apagado rápido que controle conductores específicos de acuerdo con 690.12(1) a (5) de la siguiente manera.

- 1. Más de 5 'dentro de un edificio, o más de 10' de una matriz fotovoltaica*
- 2. Los conductores controlados se limitarán a no más de 30 V y 240 voltios-amperios dentro de los 10 segundos posteriores al inicio del apagado rápido.*

3. La tensión y la potencia se medirán entre dos conductores cualesquiera y entre cualquier conductor y tierra.
4. Los métodos de iniciación de apagado rápido deben etiquetarse de acuerdo con 690.56(B).
5. El equipo que realiza el apagado rápido debe estar listado e identificado.

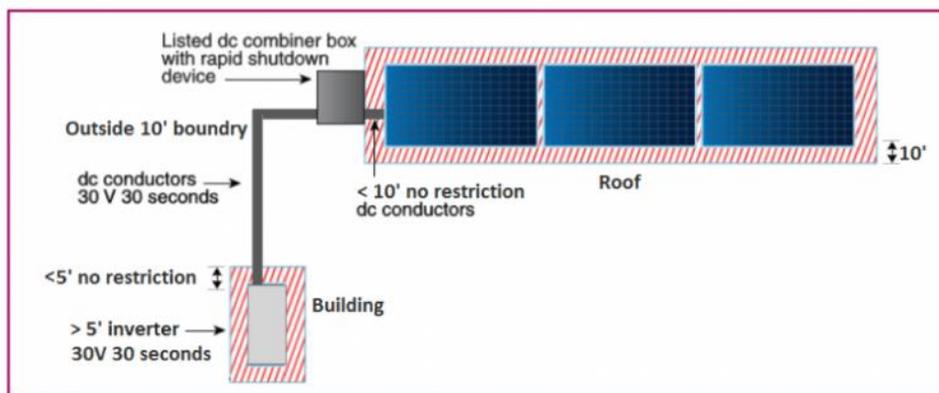


Figura 79 Arreglo de módulos solares con los cambios del NEC 2014. Fuente: Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos en edificios, Alestore

Es para proteger a los bomberos que intentan apagar un incendio en su casa o negocio, en nuestro caso la utilización de los paneles solares es para uso en áreas remotas, así que siempre es importante el uso de estas protecciones.

Incluso cuando desconectaron la red eléctrica de su casa y el inversor se apagó automáticamente (de acuerdo con UL1741), los cables desde el panel solar hasta el inversor o el controlador aún estaban activos.

Pero el gran cambio fue que agregó una disposición que no entraría en vigencia hasta el 1 de enero de 2019. **690.12 (B) (2)** Los conductores dentro del límite deben reducirse a no más de 80 V en 30 segundos.

Esa frase lo cambia todo. Esto dice que si bien el área fuera del límite del arreglo de 1' aún debe apagarse a 30 V o menos, dentro del límite, todo debe apagarse a menos de 80 V. Eso significa que debe apagar la energía en el panel solar, o módulo, en sí.

En el Mercado actual de los inversores fotovoltaicos, dos de las organizaciones más importantes para la definición de estándares de las pruebas y certificación de inversores; para plantas fotovoltaicas a nivel internacional son IEC (International Electrotechnical Commission), y UL (Underwriters Laboratories).

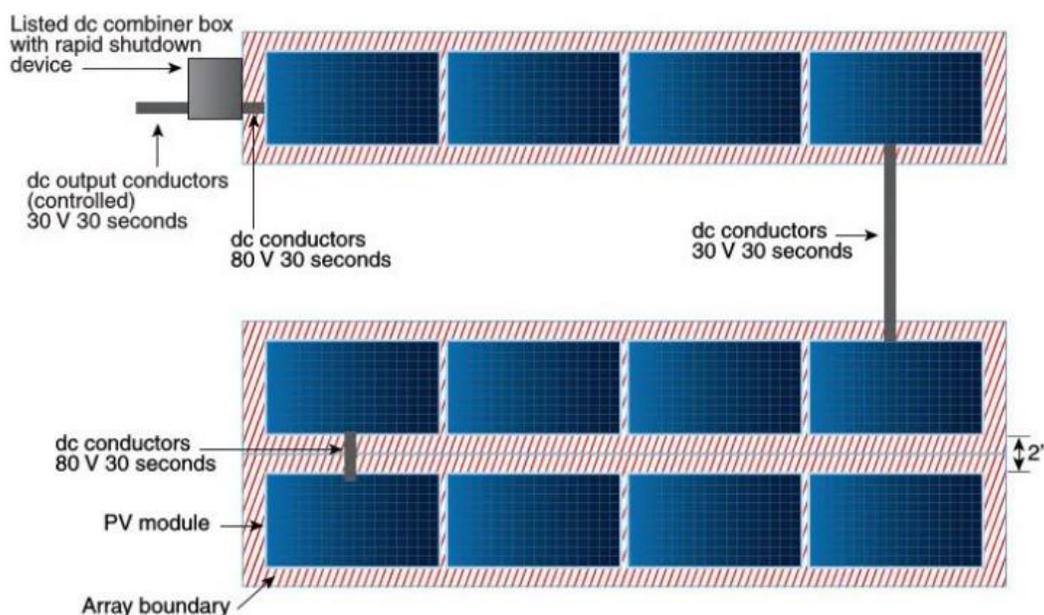


Figura 87 Arreglo de módulos solares con los cambios del NEC 2017. Fuente: Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos en edificios, Alestore

Estas dos organizaciones se encargan de preparar y publicar los estándares; para diferentes tecnologías dentro del sector eléctrico y electrónico.

b) Mantenimiento de paneles solares

Un mantenimiento a paneles solares efectivo tiene como beneficio un mejor rendimiento para la generación de energía, ya que existen diversos factores externos que pueden afectar al sistema fotovoltaico, como por ejemplo el polvo que lleva el viento los cuales llegan a ensuciar las capas protectoras de los módulos solares, impidiendo de esta manera absorber la radiación solar.

Si donde se instalaran los paneles solares habrá muchos arboles a su alrededor, además de evitar las sombras de dichos árboles, también hay que evitar que caigan hojas, ramas, flores y frutas, ya que pueden provocar daños o bajo rendimiento de los paneles, por lo tanto, hay que considerar la tala de ramas y limpieza de follaje cuando sea necesario, por tal razón, la ubicación ideal de los paneles debe ser en campo abierto donde estos inconvenientes no existan.

La frecuencia con la que se debe realizar mantenimiento a los paneles solares depende de la ubicación geográfica, la exposición al polvo y las condiciones climáticas cambiantes que experimentan.

Si deseas que los módulos solares que se instalan mantengan su nivel de producción, es imprescindible que conozcas los pasos esenciales para una adecuada limpieza y mantenimiento a su sistema fotovoltaico, siempre y cuando sea mantenimiento preventivo, porque si los paneles presentan alguna falla debe ser reparado por un técnico en el área de paneles solares.

La realidad es que darles mantenimiento a los módulos solares es sencillo, estos son los pasos.

1. Utiliza un paño suave con un poco de agua desmineralizada, esto ayudará a quitar suciedad o polvo que se haya impregnado.

2. Procede a realizar el lavado de los paneles con mucha delicadeza.
3. Retira el exceso de agua que haya quedado.
4. Pasa un paño

Dentro del mantenimiento de los paneles solares, es necesario que también revisen las conexiones y protecciones del sistema fotovoltaico.

Según se detalla a continuación:

1. Inspeccionar los cables de los paneles solares.
2. Revisar las conexiones existentes en la instalación en CA y CC.
3. Revisar las protecciones, como fusibles, pastillas, termomagnéticas, etc.
4. Verificar que las tuberías donde se canaliza el cableado no tengan filtraciones de agua.
5. Inspeccionar que no haya problemas eléctricos en los tableros NEMA.

Las estructuras de montaje igualmente son una parte esencial en el sistema fotovoltaico, por lo también es imprescindible darle el mantenimiento adecuado.

Recuerda siempre:

1. Comprobar posibles degradaciones, como son deformaciones, grietas, formación de óxido, etc.
2. Comprobar la fijación de los paneles solares a la estructura y en caso de ser necesario reajustar todos tornillos.
3. Verificar que las perforaciones estén correctamente selladas.
4. Comprobar la tierra física.

Tabla 27 Fallas y recomendaciones comunes en instalación de paneles solares. Fuente: SolarPak, Problemas comunes en los paneles solares y como solventarlos

Posibles fallas	Recomendaciones
Microgrietas o grietas	Al ser transportando los paneles se debe tener mucho cuidado ya que las vibraciones o pequeños golpes son las que generan dichas imperfecciones, en el mantenimiento preventivo se debe verificar el estado físico de dichos paneles y cambiar aquellos que ya presenten grietas muy pronunciadas ya que pueden generar puntos calientes.
Bajo rendimiento	Limpieza de paneles por el polvo, hojas, ramas, flores y frutos, también revisar que todos los módulos por serie están conectados debidamente y de igual forma revisar las series de paneles.
Temperatura extrema	Si los paneles se recalientan demasiado significa que debe haber un punto caliente en la instalación, puede ser solo una mala conexión o algún modulo defectuoso, tener una pistola de temperatura y medir la temperatura de todos los módulos para ver si hay recalentamiento en algún modulo.
Diferencias de voltaje	Hay que revisar todas las conexiones cuando haya una diferencia de potencial distinta en cada serie y en cada módulo, llevar un registro de estas mediciones en cada mantenimiento puede significar el control futuro de alguna falla por una sobre tensión o baja tensión en algún modulo, ya que estas generan una caída en rendimiento.

5.3.2 Reguladores e inversores

La puesta en marcha de los reguladores e inversores solo depende de la correcta conexión, desde el cableado que viene directo de los paneles solares pasando por su térmico hasta llegar a la entrada del inversor, normalmente los inversores solo tienen un botón o perilla de encendido y apagado, así que para tener el regulador en operación solo hay que asegurarse que este esté encendido.

El mantenimiento de estos componentes no es tan rutinario y solo es necesario cuando algo falle, estos solo son componentes eléctricos en una tarjeta electrónica, por lo tanto, solo se debe tener resguardo de las lluvias, la radiación solar y de manipulaciones de extraños, lo que hay que verificar cada 3 meses son los fusibles y las conexiones y ajuste de terminales si hace falta y cada cierto tiempo verificar voltajes y corrientes para ver si están en los parámetros ideales.

Se debe verificar cada cierto tiempo que los supresores y fusibles estén en buen funcionamiento, así también, verificar la instalación a tierra ya que estos son los que garantizan el funcionamiento de los reguladores e inversores.

Si existe alguna falla en estos equipos lo debe inspeccionar un profesional en el área, así se determinará la falla del componente y si es posible la reparación.

La falla más común suelen ser capacitores conectados directamente en las tarjetas electrónicas ya que esos al tener que controlar la carga constantemente pueden sufrir daños y recalentamientos.

5.3.3 Baterías

La operación de las baterías es simple, si estas están conectadas directamente después del regulador y después del banco de baterías está el inversor, en todo momento está en funcionamiento las baterías, por lo cual si el regulador dejara de suministrar energía a las baterías, estas siempre van a portar carga al inversor por cual el suministro no se interrumpirá siempre y cuando las batería tengan carga.

Tampoco es necesario tener una rutina de mantenimiento, solo deben mantenerse lejos del agua y la intemperie, revisar lo siguiente:

- Verificar las conexiones de todas las baterías
- Ver el nivel de electrolitos y si está por encima del mínimo
- Medir el voltaje de la batería, que no baje de 11.5V

5.3.4 Bombas y motores

La bomba es el componente que más necesitara de nuestra atención, debido a que es el más susceptible a daños internos por falta de mantenimiento o por una incorrecta manipulación.

Desde el punto de vista operacional, el requisito más importante es evitar la operación de una bomba en seco debido a que el motor se sobrecalentará y se quemará. El agua es necesaria para la lubricación y disipación de calor. En el caso de las bombas centrífugas superficiales, es necesario comprobar que no existan fugas en la tubería de succión o en la válvula check si la bomba frecuentemente necesita cebado. Del mismo modo, el operador nunca debe permitir que la bomba trabaje contra una descarga obstruida, lo cual puede provocar un sobrecalentamiento en el motor, y excesiva tensión mecánica. Las

bombas centrífugas (superficiales o sumergibles) requieren de poco mantenimiento. La mayoría de los problemas que se presentan son debidos al exceso de arena, agua corrosiva y con alto contenido de mineral. Estos agentes atacan los impulsores o la cubierta de la bomba.

Puede darse el caso que la bomba no falle completamente, pero su rendimiento sí puede disminuir bastante. Algunas bombas pueden ser reconstruidas al remplazar los impulsores y los sellos de agua; no obstante, el remplazo de la bomba completa puede ser más económico. El monitoreo adecuado de la producción de agua permite al propietario determinar cuando se debe reemplazar la bomba. Algas y otra materia orgánica pueden obstruir la entrada de la bomba. Las bombas sumergibles son de acero inoxidable y deben durar operando más tiempo. Las bombas de desplazamiento positivo usan más componentes sujetos a desgaste. Por esta razón, se le debe proporcionar más mantenimiento que a otras clases de bombas.

Bajo condiciones apropiadas de operación, los diafragmas necesitan ser reemplazados cada 2 a 3 años (más frecuente en aguas arenosas). Los sellos de las bombas de pistón pueden durar entre 3 y 5 años. Los diafragmas y sellos fallan prematuramente cuando hay exceso de arena lo cual desgasta más rápido los componentes y cuando trabajan a presiones más altas. La mayoría de las bombas de desplazamiento positivo pueden ser reconstruidas varias veces en el campo antes de desecharlas. Los motores CA y CC sin escobillas no requieren de mantenimiento en el campo y pueden durar entre 10 y 20 años bajo condiciones ideales de operación. Los motores con escobillas requieren reemplazo periódico de las escobillas. Esta es una operación muy sencilla en la mayoría de los diseños. Las escobillas deben ser reemplazadas con componentes abastecidos por el fabricante para garantizar el buen desempeño

del equipo. Los motores pequeños con escobillas pueden durar entre 4 y 8 años dependiendo del uso.

Para la operación de las bombas se debe seguir el manual de usuario de cada bomba o fabricante, normalmente para la puesta en marcha se toman en cuenta las siguientes acciones:

- Puesta en marcha:

Mantenimiento de bombas

Para que las bombas trabajen de forma correcta se debe dar mantenimiento periódico y constante, así podemos evitar fallos que requieran posteriormente un mantenimiento correctivo, lo cual conlleva mayor gastos y tiempo sin operación, el mantenimiento permite que las bombas trabajen de forma mas eficiente y eficaz, aumentando así la vida útil de las bombas.

Según muchos fabricantes de bombas de agua estos son las rutinas de mantenimiento que sugieren realizarse:

Mantenimiento diario:

- Comprobar que la velocidad de la bomba de agua se corresponde con la salida.
- Examinar las bridas por si existen fugas, fisuras, desgastes o partes oxidadas que puedan hacer peligrar el funcionamiento.

Mantenimiento mensual:

- Examinar y reparar sellos.

- Lubricación de cojinetes según las especificaciones propias del aparato.
- Comprobar la elevación de la bomba de agua respecto a su base.
- Cambiar los acoplamientos del motor para lograr una salida adecuada.
- Comprobar que los puntos de montaje son seguros.
- Inspeccionar el sello mecánico y embalaje.
- Comprobar los acoplamientos.
- Limpiar los filtros.
- Eliminar la acumulación de polvo y suciedad de los motores.

Mantenimiento anual

Este mantenimiento es más delicado de realizar y es recomendable que lo realice un profesional en el área, ya que en este periodo de tiempo ya hay que revisar el funcionamiento interno, realizar ajustes, cambiar piezas o reparar, también es ideal hacerles pruebas de vibraciones o hasta incluso unas pruebas de ultrasonido, las cuales quizás por el tipo de nuestro proyecto quizás no resulten tan necesarias

Esta revisión es la más importante para aumentar la vida útil de la bomba, ya que detectando una pieza deteriorada con tiempo, a ser reemplazada esta evita que dañe más componentes con las cuales ella interactuaba.

Tabla 28: Fallas, causas y soluciones para bombas. Fuente: CADECO, Fallas comunes en bombas hidráulicas.

Problema	Posible causa	Solución
No enciende	Falta de agua	Si el depósito o el pozo se quedan sin agua la bomba se para por seguridad. Comprueba por qué se ha cortado el suministro de agua y soluciona el contratiempo
	Acumulación de aire entre la válvula de retención y la bomba	Con mucha frecuencia, al instalar una bomba sumergible se comete el error de colocar la válvula de retención demasiado cerca de la boca de salida. Eso favorece que el aire se acumule entre la válvula y la bomba y que con ello la bomba se quede sin agua en su interior y pierda fuerza de impulsión. Es recomendable poner la válvula de retención a una distancia mínima de 1m de la bomba
	La sonda de nivel	Las sondas indican a la bomba sumergible cuándo arrancar o parar. Si una sonda se estropea, la bomba deja de funcionar.
	Capacitor	Es un cilindro de color blanco que sólo encontrarás en bombas con potencia eléctrica monofásica. Es el encargado de dar la potencia necesaria al motor para que arranque. Si se ha averiado el condensador, tendrás que sustituirlo por otro que tenga las mismas características. Asegúrate de que hayas conectado bien los dos cables.
	Un paro térmico	La bomba suele llevar protectores de seguridad para evitar que se queme. El motor de la bomba puede calentarse ya sea por falta de refrigeración o por exceso de trabajo. Cuando eso ocurre y la bomba se calienta demasiado o se queda sin agua, automáticamente se para. Comprueba que el agua está llegando a la bomba y que el tubo de aspiración nunca se queda vacío.
	Las conexiones	Al funcionar, la bomba emite vibraciones que con el tiempo pueden ir aflojando las conexiones eléctricas. Es fácil comprobar si eso ha ocurrido abriendo la caja y apretando de nuevo las conexiones.
	Embobinado	El embobinado del motor está cortado y hay que cambiarlo o sustituir el motor
	Circuito mojado	Si el circuito de la bomba se ha mojado este pudo haber causado un corto causando daños en la bomba, puede que requiera algún cambio de componente o solo reconexión de líneas
No para	El presostato está	Si el presostato se desajusta, provocará que la bomba también funcione desajustada y no pare. Debes apretar bien el presostato, teniendo en cuenta que casi todos los

	averiado o desajustado	modelos incorporan dos tornillos: uno para regular la presión de arrancada de la bomba y otro la de parada.
Bajo rendimiento	Fluido contaminado	El fluido que se está bombeando lleva residuos de tierra, partículas o mezclas de líquidos, esto puede causar que la presión y el caudal de operación baje su rendimiento o que se dañe la bomba, hay que limpiar los filtros o cambiarlos
Vibraciones	Rodamientos y engrase	Hay que verificar que los rodamientos están bien situados, si presentan ruidos y vibraciones lo ideal sería cambiarlos.

6 Conclusiones

Diferentes estudios han reflejado que El Salvador es un país con un alto potencial en cuanto a recurso solar se refiere, por lo que la implementación de sistemas fotovoltaicos es conveniente, al tener en cuenta factores como los avances tecnológicos y que en el país predomina la agricultura y ganadería resulta factible pensar en sistemas de bombeo solar fotovoltaico ya que aumenta la productividad y ganancias por lo que tener una metodología planteada y automatizada facilita el dimensionamiento de este tipo de sistemas.

i. **Los parámetros de diseño** se han seleccionado de tal manera de tener la libertad para el dimensionamiento, es posible introducir, ya sea datos diarios y anuales de demanda de agua, datos diarios y mensuales de irradiación, así, si la aplicación es riego, es posible calcular la demanda estacional y diseñar el sistema para las condiciones más críticas, dándole así a la metodología una gran flexibilidad.

ii. **La metodología**, abarca y detalla los puntos más importantes en el diseño de un sistema de bombeo solar fotovoltaico, desde el diseño hidráulico, donde se tienen en cuenta todas las pérdidas posibles en el sistema hidráulico, hasta el diseño del generador fotovoltaico.

iii. Para la **selección del sistema motor-bomba** se realizó de manera práctica el cálculo de altura neta, el cual depende de distintas variables del diseño hidráulico con sus respectivos accesorios, el resultado será la potencia mínima de la bomba para el sistema hidráulico, con esta potencia y el caudal necesario

para las necesidades de agua se puede seleccionar la bomba con los parámetros de voltaje y corriente deseados.

iv. **El dimensionamiento del sistema de paneles fotovoltaicos** se ve influenciado por diversas variables que interactúan entre sí en un proceso matemático que da como resultado el tipo de conexión que tendrán los módulos, es decir, su conexión en serie y paralelo, al mismo tiempo que la separación entre cada fila de paneles, todo ello se puede saber luego de seleccionar un panel FV e inversores disponibles en el mercado, teniendo en cuenta parámetros como voltaje, corriente, potencia y eficiencia.

v. **La hoja de cálculo** resulta una herramienta útil para el diseño básico de un sistema de bombeo por medio de paneles FV, el cual, a partir de la necesidad de agua, emplazamiento y descripción del sistema hidráulico, hace que la selección de motor-bomba, inversor, paneles FV y cableado sea mas sencillo con solo ingresar variables de entrada previamente conocidos por estudios de campo.

7 Recomendaciones

La metodología presentada en este informe, así como la hoja de cálculo de Excel, es válida solamente para El Salvador, ya que utiliza normativa por ANDA (Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados) que impera en el país.

Si bien en la metodología existen tablas para determinar la demanda de volumen según la aplicación (consumo humano, consumo animal o riego), se recomienda hacer estudios de campo para determinar con exactitud dicha demanda, de otra forma, solo será una estimación.

La trayectoria que tendrá la tubería en el sistema de bombeo solar depende exclusivamente del lugar de instalación esto puede ocasionar que se necesite utilizar algún tipo de accesorio especial y su factor de pérdida puede estar fuera dentro de los valores acá presentados, por lo que se deberá de buscar en otras fuentes o realizar simulaciones en software como Solidworks o Inventor para obtener estos parámetros.

Es recomendable auxiliarse de un experto para el dimensionamiento del sistema eléctrico, ya que los cálculos en dicho apartado son solo una estimación y es necesario profundizar aún más.

Para el desarrollo de un proyecto de sistemas fotovoltaicos, se recomienda la asistencia técnica de un especialista en el diseño de un sistema aterrizado a tierra, que garantice el buen funcionamiento de la planta.

La metodología y la hoja de cálculo no toman en consideración las variables económicas, por lo tanto, habría que ser un análisis de factibilidad de las opciones de proyecto (selección de equipo más viable), para así, poder ver si el proyecto resulta viable económicamente a lo largo de su operación.

Así como hay que considerar hacer un estudio de factibilidad antes mencionado, se debe estudiar las ofertas de los productos a utilizar de diferentes proveedores, desde el tipo de inversor, panel FV y bomba, consultar más fabricantes de los que se mencionan en la metodología es lo más adecuado.

Glosario de siglas

AES: Siglas en inglés de “Applied Energy Services”.

ANDA: Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados.

ANSI: Siglas en inglés de “American National Standards Institute”.

ASTM: Siglas en inglés de “American Society for Testing and Materials”.

AWG: Siglas en inglés de “*American Wire Gauge*”.

AWWA: Siglas en inglés de “American Water Works Association”.

CEL: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa.

CEM: Centro Español de Metrología.

CEMAER: Centro de Estudios en Medio Ambiente y Energías Renovables.

CIEMAT: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.

CNE: Consejo Nacional de Energía.

CNEE: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

EEUU: Estados Unidos.

FUNDE: Fundación Nacional para el Desarrollo.

IDAE: *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.*

IRENA: Siglas en inglés de “International Renewable Energy Agency”.

MARN: Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador.

MPP: Siglas en inglés de “*Maximum Power Point*”.

MPPT: Siglas en inglés de “*Maximum Power Point Tracking*”.

NASA: Siglas en inglés de “*National Aeronautics and Space Administration*”.

NEC: Siglas en inglés de “National Electrical Code”.

NPSH: Sigla en inglés de “Net Positive Suction Head”.

NPT: Sigla en inglés de “National Pipe Thread”.

PMSM: Siglas en inglés de “Permanent Synchronous Motor”.

PVGIS: Siglas en inglés de “Photovoltaic Geographical Information System”.

PWM: Siglas en inglés de Pulse-Width Modulation

SEESA: Suministros Eléctricos y Electrónicos.

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

SNET: *Servicio Nacional de Estudios Territoriales.*

SWERA: Siglas en inglés de “*Solar and Wind Energy Resource Assessment*”.

UCA: Universidad Centroamericana José Simeón Cañas.

UL: Underwriters Laboratories, es una multinacional norteamericana dedicada a la seguridad y a la certificación de productos eléctricos.

URSS: *Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas.*

USA: Siglas en inglés de “United States of America”.

Glosario de abreviaturas

A: Amperio o Ampere (unidad de medida de corriente eléctrica)

AC: Corriente Alterna o variable.

DC: Corriente Directa o continua.

eV: Electronvoltio (unidad de medida de energía).

FV: Fotovoltaico.

g/W: Gramo por Watt (peso por unidad de potencia).

GW: Gigawatt (unidad de medida de potencia).

GWh: Gigawatt-hora (unidad de medida de energía).

H: Altura de trabajo.

Hz: Hertz o hercios (unidad de medida de frecuencia).

K: Constante empírica con unidades $(\text{m}^3/\text{s})^{-2}$.

kW: Kilowatt (unidad de medida de potencia).

kWh/m²/día: Unidad de medida de la irradiación.

l/día: Litros por día (unidad de medida de caudal).

l/día/persona: Consumo de litros por día por persona.

l/s: Litros por segundo (unidad de medida de caudal).

m: Metro (unidad de medida de longitud).

m²: Metro cuadrado (unidad de área).

m³/día/hectárea: Consumo de volumen diario por hectárea.

m³/h: Metro cúbico por hora (unidad de medida de caudal).

MFV: Módulo Fotovoltaico.

mm: Milímetro (unidad de medida de longitud).

MW: Megawatt (unidad de medida de potencia).

PE: Polietileno de Alta Densidad.

pulg: Pulgada (unidad de medida de longitud).

PVC: Policloruro de Vinilo.

Q: Caudal de agua.

rpm: Revoluciones por minuto (unidad de medida de velocidad angular).

TW·h: Terawatt-hora (unidad de medida de energía).

UV: Ultravioleta.

V: Voltaje (unidad de medida del Fuerza eléctrica también conocida como tensión eléctrica).

W: Watt (unidad de medida de potencia).

W.mm²/m: Coeficiente de resistividad del material.

Wp: Watt pico (es la potencia eléctrica máxima de un panel solar en condiciones óptimas).

XLPE: Polietileno reticulado.

Referencias

[1] Barlow R., McNeils B. and Derrick A. (1991) Status and Experience of Solar PV Pumping in Developing Countries. In Proc. 10th Europ. PV Solar Energy Conf., Lisbon, Portugal, pp. 1143-1146.

[2] Photovoltaic Technology and Systems Design, Training Manual. Siemens Solar Industries (1996).

[3] Photovoltaics in 2010, European Comisión, Directorate General for Energy

[4] Kabore, F. (1992) PV Energy for a Sustained Economic and Social Development in the Sahel Region. The Regional Solar Programme. 11th. Europ. PV Solar Energy Conf., Montreaux, Switzerland, pp. 1600-1605.

[5] Experimentation of PV Water Pumps in View of their Optimization. E.U. Final report CU EN3S-0166- D(AM).

[6] Technical Brochure N° 152. Solar Pumping in India". CADDET IEA OECD

[7] Renewable Energy World (2001) Vol 4 No 3. pp.16-18. Over 150 Philippines Villages to Receive Electricity for the First Time.

[8] Comunicación privada con Isofotón, S.A.

[9] REQUERIMIENTOS NUTRICIONALES DE UN CULTIVO DE TOMATE. (2005). Recuperado 4 de diciembre de 2020, de Dr. Calderon Labs website: http://www.drcalderonlabs.com/Cultivos/Tomate/Requerimientos_Nutricionales.htm

[10] http://www.agrosiembra.com/?NAME=r_c_sembrar&c_id=227

[11] María Ballester Pelegrín (Cartagena, septiembre 2018). Estudio de bombeo para instalación de riego mediante instalación solar fotovoltaica.

[12] Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados (2014). Recuperado 19 de octubre de 2020, de Portal de transparencia website: [https://www.transparencia.gob.sv/system/documents/documents/000/115/913/original/Normas Tecnicas para abastecimiento de agua potable y alcantarillados de aguas negras08012015.pdf?1500371465](https://www.transparencia.gob.sv/system/documents/documents/000/115/913/original/Normas_Tecnicas_para_abastecimiento_de_agua_potable_y_alcantarillados_de_aguas_negras08012015.pdf?1500371465)

[13] Anexo E2 – Bases de cálculo de tuberías. Recuperado de <http://studylib.es/doc/5139001/anexo-e2-%E2%80%93-bases-de-c%C3%A1lculo-de-tuber%C3%ADas>

[14] DELGADO GARCÍA, G. V., MORÁN DE RIVERA, S. M., & SAÚL SIGFREDO, S. S. (2016). *FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO PARA UNA ZONA DE RIEGO AGRÍCOLA*. UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.

[15] MARN Ministerio del Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2005). Determinación del potencial solar y eólico de El Salvador. San Salvador, El Salvador.

[16] Gustavo Cuenca. (2010). *IMPLEMENTACION DE DOS PLANES DE SEGURIDAD DEL AGUA (PSA) EN EL AREA URBANA Y RURAL DEL MUNICIPIO DE EL PORVENIR, DEPARTAMENTO DE SANTA ANA, EL SALVADOR*. El Salvador. Recuperado de <https://bit.ly/3Y8Uqwy>

Bibliografía

Acciona. Energía solar fotovoltaica. Recuperado de:
<https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/>

Adele Ghoneim (2006). Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems. Obtenido de:
https://www.researchgate.net/publication/228620799_Design_optimization_of_photovoltaic_powered_water_pumping_systems

Alonso Abella, M. & Chenlo Romero, F. (2018). *Sistemas de bombeo fotovoltaico*. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). Recuperado de: <https://es.scribd.com/document/379401711/Ventajas-y-Diseno-de-Sistemas-de-Bombeo-Solar-de-Agua-pdf>

Baldán, D. (2011). Estudio del ahorro mediante bombeo solar. Recuperado de:
<https://core.ac.uk/download/pdf/72021499.pdf>

Canadian Solar: www.canadiansolar.com

Carbonell, M. (2020). HogarSense. Recuperado de:
<https://www.hogarsense.es/energia-solar/historia-energia-solar>

Catálogo de productos ABB, Inversores.
https://library.e.abb.com/public/2ab0fb932ad345299878f02695100264/UNO-DM-TL-PLUS-Q_1.2-2.0-3.3-4.0-4.6-5.0_9AKK107046A8889_EN_Rev_A.pdf

Catálogo de productos CanadianSolar, Inversores.
<https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2020/04/Canadian-Solar-Datasheet-Inverter-20-30kW-SEA.pdf>

Catálogo de productos Grundfos: www.grundfos.com.mx

CEMAER. (2019). Costo por Watt de Paneles Solares por País. Obtenido de:
<https://www.cemaer.org/costo-por-watt-de-paneles-solares-por-pais/>

CNE, Cooperación Alemana. Fomentando el uso de fuentes renovables de energía en El Salvador. Recuperado de:
<http://energiasrenovables.cne.gob.sv/downloads/Manualfotovoltaico.pdf>

CNE. Energías renovables, Energía solar. Obtenido de:
<https://www.cne.gob.sv/tema/energias-renovables-2/energia-solar/>

CNEE (2010). Curso y taller Promotores de ahorro y eficiencia de energía eléctrica. Recuperado de:
[http://www.cnee.gob.gt/EficienciaEnergetica/FIDE/004%20M%C3%B3dulo%20IV%20\(AEE%20Motores%20de%20Inducci%C3%B3n\).pdf](http://www.cnee.gob.gt/EficienciaEnergetica/FIDE/004%20M%C3%B3dulo%20IV%20(AEE%20Motores%20de%20Inducci%C3%B3n).pdf)

Componentes de una instalación solar fotovoltaica. Recuperado de:
<https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

Cruz Baldan, D. (2011). *Estudio del ahorro mediante bombeo solar*. Universidad Internacional de Andalucía.

Emiliano Bellini. PVMagazine. (2019). Latinoamérica alcanza una potencia fotovoltaica instalada de 10GW. Recuperado de: <https://www.pv-magazine-latam.com/2019/04/02/latinoamerica-alcanza-potencia-fv-instalada-de-10-gw/#:~:text=Seg%C3%BAn%20nuevas%20estad%C3%ADsticas%20publicadas%20por,3.113%20MW%20y%201.737%20MW>

Energiza. (2018). Historia de la Energía solar fotovoltaica. Recuperado de: https://www.energiza.org/index.php?option=com_content&view=article&id=624&catid=2#:~:text=El%20efecto%20fotovoltaico%20fue%20reconocido,cient%C3%ADfico%20de%20la%20energ%C3%ADa%20fotovoltaica

Estadísticas CNE. Mercado eléctrico. Recuperado de: http://estadisticas.cne.gob.sv/?page_id=14

Estadísticas CNE. Ubicación de proyectos de energías renovables. Recuperado de: <https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1K8N3ASLSah1NTJ5lt9qH-mhVqwE&ll=14.008527635224448%2C-89.13147317084503&z=10>

Foster, R., Ghassemi, M., Cota, A. (2009). Solar energy: renewable energy and the environment CEC press.

Google Earth: <https://earth.google.com/web/>

Guía para el desarrollo de proyectos de Bombeo de Agua con Energía Fotovoltaica. Vol.1 Libro de Consulta.

Hernández, P. (2014). Arquitectura eficiente. La trayectoria solar. Recuperado de: <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/la-trayectoria-solar/>

Ignacio Martil. Energía solar fotovoltaica: panorama mundial. Recuperado de: <https://blogs.cdecomunicacion.es/ignacio/2019/11/25/energia-fotovoltaica-panorama-mundial/>

Ingemecanica. Instalación Solar Fotovoltaica para el Bombeo de Agua para Riego. Recuperado de: <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn193.html>

Instituto Fraunhofer de Sistemas de Energía Solar ISE. Página Web.

IRENA. Solar Energy. Recuperado de: <https://www.irena.org/solar>

La Vanguardia. (2019). Donald Trump se retira del acuerdo de París. Recuperado de: <https://www.lavanguardia.com/vida/junior-report/20191205/472044732126/donald-trump-se-retira-acuerdo-paris.html>

López, V. (2018). Bombeo Solar. Recuperado de: https://www.fisica.uji.es/priv/web%20master%20SIH007/treballs%202017/Bombeo%20solar_trabajo.pdf

Planas, O. (2016). Inversores de corriente. *Solar Energía*. Recuperado de: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/convertidores-corriente>

Portill, A. (2015). Evaluación de la instalación de un campo generador fotovoltaico para suministro de energía eléctrica del sistema de reinyección por bombeo en la central geotérmica de Berlín. Obtenido de: <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/10311/1/50108182.pdf>

Romero, J. (2015). Análisis del funcionamiento de paneles fotovoltaicos y su utilización en las regiones de la costa y sierra del Ecuador. Caso de Estudio Pompeu Fabra de Mataró. Obtenido de: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/26396/memoria.pdf>

S.S. Chandel, M. Nagaraju, Raul Chandel. (2014). El Sevier. Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies. Obtenido de: <http://pubdocs.worldbank.org/en/540451475090902951/1-PVP-Literature-review-2015.pdf>

Saclima Solar Fotovoltaica. Protecciones eléctricas en instalaciones fotovoltaicas. Fuente: <http://www.saclimafotovoltaica.com/proteccion-instalaciones-fotovoltaicas/>

Serrano, R. (2017). Diferencia entre controlador de carga PWM Y MPPT. *Tritec Intervento*. Recuperado de: <https://tritec-intervento.cl/diferencia-entre-controlador-de-carga-pwm-y-mppt/>

SIGET (2019). Documento de consulta participativa acuerdo N°. 194-E-2019. Obtenido de: <https://www.siget.gob.sv/wp-content/uploads/2019/06/Consulta-Participativa-Acuerdo-N-194-E-2019.pdf>

Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

Sitio solar. (2013). La historia de la energía solar fotovoltaica. Recuperado de: <http://www.sitiosolar.com/la-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>

Sitiosolar. (2013). El bombeo solar fotovoltaico. Recuperado de: <http://www.sitiosolar.com/el-bombeo-solar-fotovoltaico/>

Solar Powered Water Pumps, Bore Water Pumps. *Various applications of solar pump in daily life.* Recuperado de: <https://sites.google.com/site/solarpoweredwaterpumps/various-applications-of-solar-pump-in-daily-life>

Sunfields. (2019). Los paneles solares de mayor eficiencia (2019-2020). Obtenido de: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/los-10-paneles-solares-mas-eficientes-del-mercado/>

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. (2019). *NORMA TÉCNICA DE DISEÑO, SEGURIDAD Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA CON TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE HASTA 100 KW* (ACUERDO N.º 194-E-2019). <https://www.siget.gob.sv/wp-content/uploads/2019/06/Consulta-Participativa-Acuerdo-N-194-E-2019.pdf>

Victron Energy. Controladores de carga solar. Recuperado de: <https://www.victronenergy.com/es/solar-charge-controllers>

WatElectronics. (2020). What is a Solar Pump: Working & Its Applications. Recuperado de: <https://www.watelectronics.com/what-is-a-solar-pump-working-its-applications/>

Weather Spark. El clima promedio en San salvador. Recuperado de: <https://es.weatherspark.com/y/12243/Clima-promedio-en-San-Salvador-El-Salvador-durante-todo-el-a%C3%B1o>

World Bank. (2017). Solar Water Pumping for Sustainable Water Supply. Recuperado de: <https://www.worldbank.org/en/topic/water/brief/solar-pumping/>

Anexos

Anexo 1

La energía eléctrica generada por el efecto fotovoltaico depende de numerosos factores: la radiación entrante total, su espectro, el ángulo de incidencia, la temperatura del módulo, y otros parámetros. Normalmente, la energía se mide bajo las Condiciones Normales de Prueba (1000 W/m² de radiación solar; una temperatura ambiental de 25°C; Masa de Aire de 1,5). La Masa de Aire (MA) es la distancia a través de la atmósfera que tiene que recorrer la luz solar para alcanzar el suelo, esto depende del ángulo del Sol respecto al Cenit. La Masa de Aire afecta el espectro de la luz. Las Condiciones Normales de Prueba (STC, o Standard Test Conditions) corresponden a un día soleado y despejado, al nivel del mar, a una latitud media, y con un ángulo cenital solar de 45°.

La mayoría de los fabricantes de módulos FV realizan pruebas de rendimiento con un “simulador solar” basado en una lámpara Xenon flash, y una carga eléctrica con un multímetro. La ventaja principal de realizar pruebas bajo condiciones artificiales es la posibilidad de trabajar a cualquier hora, independientemente de las condiciones meteorológicas. Además, el simulador solar puede integrarse fácilmente en las cadenas de pruebas.

Fuente: <https://bit.ly/3b5hERE>

La eficiencia de las células solares utilizadas en un sistema fotovoltaico, en combinación con la latitud y el clima, determina la producción de energía anual del sistema. Por ejemplo, un módulo fotovoltaico con una eficiencia del 20% y un área de 1 m² producirá 200

W en condiciones de prueba estándar, pero puede producir más cuando el sol está alto en el cielo y producirá menos en condiciones nubosas o cuando el sol está bajo en el cielo. En el centro de Colorado, que recibe una insolación anual de $5.5 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{día}$ (o $230 \text{ W} / \text{m}^2$), se puede esperar que ese módulo produzca 440 kWh de energía por año. Sin embargo, en Michigan, que recibe solo $3.8 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{día}$, el rendimiento energético anual caerá a 280 kWh para el mismo módulo.

Varios factores afectan el valor de eficiencia de conversión de una célula, incluyendo su eficiencia de reflectancia, eficiencia termodinámica, eficiencia de separación del transportador de carga y valores de eficiencia de conducción. Debido a que estos parámetros pueden ser difíciles de medir directamente, en su lugar se miden otros parámetros, incluida la eficiencia cuántica, la relación VOC y el factor de llenado. Las pérdidas de reflectancia se explican por el valor de eficiencia cuántica, ya que afectan la "eficiencia cuántica externa". Las pérdidas de recombinación se contabilizan por la eficiencia cuántica, la relación VOC y los valores del factor de relleno. Las pérdidas resistivas se explican principalmente por el valor del factor de relleno, pero también contribuyen a la eficiencia cuántica y los valores de la relación VOC.

Factores que afectan la eficiencia de conversión de energía

Eficiencia cuántica: como se describió anteriormente, cuando un fotón es absorbido por una célula solar, puede producir un par de electrón-agujero. Uno de los portadores puede alcanzar la unión pn y contribuir a la corriente producida por la célula solar; se dice que ese portador se recoge. O bien, los portadores se recombinan sin contribución neta a la corriente celular.

La eficiencia cuántica se refiere al porcentaje de fotones que se convierten en corriente eléctrica (es decir, portadores recolectados) cuando la célula se opera en condiciones de cortocircuito. La eficiencia cuántica “externa” de una célula solar de silicio incluye el efecto de pérdidas ópticas tales como la transmisión y la reflexión.

En particular, se pueden tomar algunas medidas para reducir estas pérdidas. Las pérdidas de reflexión, que pueden representar hasta el 10% de la energía incidente total, pueden reducirse drásticamente mediante una técnica llamada texturización, un método de captura de luz que modifica la trayectoria de la luz promedio.

Punto de máxima potencia: una célula solar puede operar en una amplia gama de tensiones (V) y corrientes (I). Al aumentar la carga resistiva en una célula irradiada continuamente desde cero (un cortocircuito) a un valor muy alto (un circuito abierto), se puede determinar el punto de máxima potencia, el punto que maximiza $V \times I$; es decir, la carga para la cual la célula puede entregar potencia eléctrica máxima a ese nivel de irradiación. (La potencia de salida es cero en los extremos de cortocircuito y circuito abierto).

Una célula solar de silicio monocristalino de alta calidad, a una temperatura de célula de 25 ° C, puede producir 0.60 V de circuito abierto (VOC). La temperatura de la célula a plena luz del sol, incluso con una temperatura del aire de 25 ° C, probablemente sea cercana a 45 ° C, reduciendo el voltaje de circuito abierto a 0.55 V por célula. El voltaje cae modestamente, con este tipo de célula, hasta que se aproxima la corriente de cortocircuito (ISC). La potencia máxima (con una temperatura de célula de 45 ° C) se produce típicamente con 75% a 80% de la tensión de circuito abierto (0,43 V en este caso) y 90% de la corriente de cortocircuito. Esta

salida puede ser de hasta el 70% del producto $VOC \times ISC$. La corriente de cortocircuito (ISC) de una célula es casi proporcional a la iluminación, mientras que la tensión de circuito abierto (VOC) puede caer solo un 10% con una caída del 80% en la iluminación. Las células de menor calidad tienen una caída más rápida en el voltaje con el aumento de la corriente y podrían producir solo $1/2 VOC$ a $1/2 ISC$. La potencia de salida utilizable podría caer del 70% del producto $VOC \times ISC$ al 50% o incluso tan solo al 25%. Los vendedores que califican la “potencia” de su célula solar solo como $VOC \times ISC$, sin dar curvas de carga, pueden estar distorsionando seriamente su rendimiento real.

Factor de llenado: otro término definitorio en el comportamiento general de una célula solar es el factor de llenado (FF). Este factor es una medida de la calidad de una célula solar. Esta es la potencia disponible en el punto de máxima potencia (P_m) dividido por la tensión de circuito abierto (VOC) y la corriente de cortocircuito (ISC):

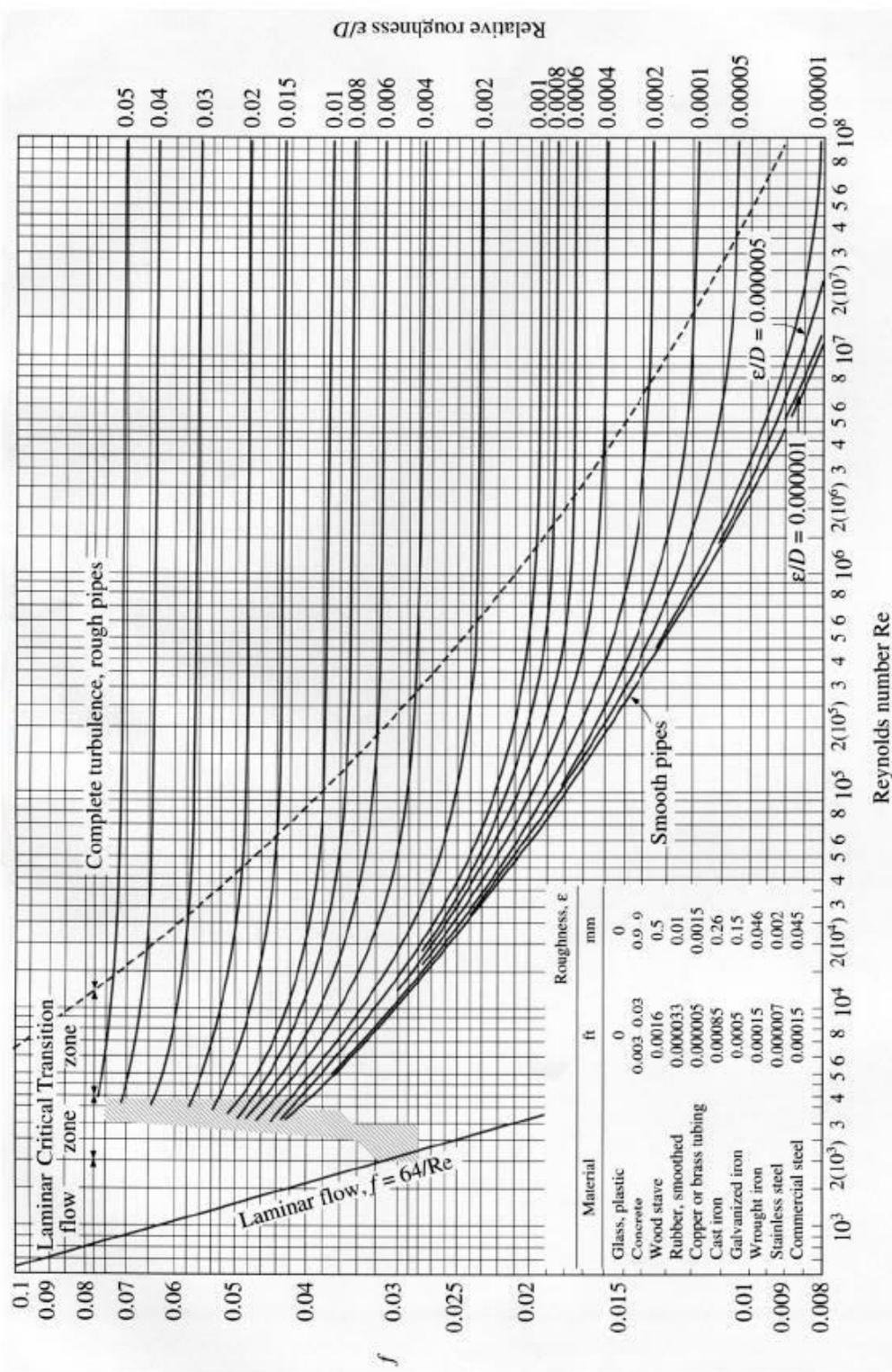
Los factores de relleno típicos varían del 50% al 82%. El factor de llenado para una célula PV de silicio normal es del 80%.

Límite de eficiencia termodinámica y límite de pila infinita: si uno tiene una fuente de calor a temperatura T_s y un disipador de calor más frío a la temperatura T_c , el valor máximo teóricamente posible para la relación de trabajo (o potencia eléctrica) obtenida para el calor suministrado es $1 - T_c / T_s$, proporcionado por un motor térmico Carnot. Si tomamos 6000 K para la temperatura del sol y 300 K para las condiciones ambientales en la tierra, esto llega al 95%. En 1981, Alexis de Vos y Herman Pauwels demostraron que esto se puede lograr con una pila de un número infinito de células con espacios de banda que van desde el infinito (las primeras células encontradas por los fotones entrantes) hasta cero, con un voltaje

en cada célula muy cerca a la tensión de circuito abierto, igual al 95% del espacio de banda de esa célula, y con radiación de cuerpo negro de 6000 K proveniente de todas las direcciones. Sin embargo, la eficiencia del 95% conseguida significa que la potencia eléctrica es el 95% de la cantidad neta de luz absorbida: la pila emite radiación ya que tiene una temperatura distinta de cero, y esta radiación debe restarse de la radiación entrante al calcular la cantidad de calor que se transfiere y la eficiencia. También consideraron el problema más relevante de maximizar la salida de potencia para una pila que se ilumina desde todas las direcciones mediante 6000 K de radiación de cuerpo negro. En este caso, los voltajes deben reducirse a menos del 95% de la banda prohibida (el porcentaje no es constante en todas las células). La eficacia teórica máxima calculada es del 86.8% para una pila de un número infinito de células, usando la radiación de luz solar concentrada entrante. Cuando la radiación entrante proviene solo de un área del cielo del tamaño del sol, el límite de eficiencia cae al 68.7%. Fuente: <https://bit.ly/3z3IfX6> .

Anexo 2 Diagrama de Moody. Fuente: Mecánica de fluido, Streeter.

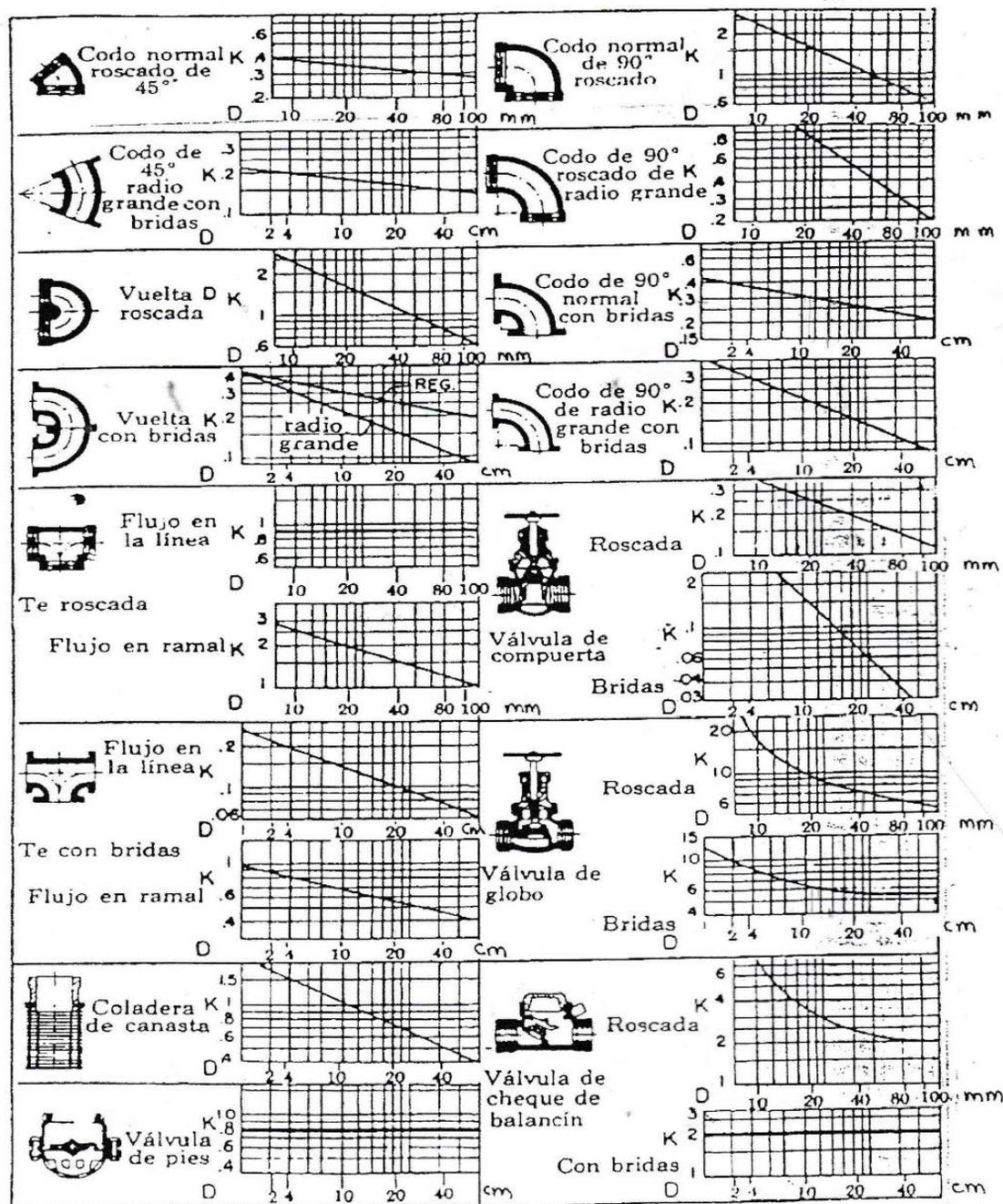
Diagrama de Moody



Anexo 3 Coeficiente de resistencia para accesorios de tubería.

Fuente: Hidraulic Institute. <https://bit.ly/38PvfXV>.

Coeficiente de Resistencia para Accesorios de Tubería. *



* Cortesía del Hidraulic Institute. $h = k \frac{v^2}{2g}$ metros de fluido.

Anexo 4 Longitudes equivalentes. Fuente: Robert L. Mott

Tipo	Longitud equivalente en diámetros de tubería L_e/D
Válvula de globo—abierta por completo	340
Válvula de ángulo—abierta por completo	150
Válvula de compuerta—abierta por completo	8
— $3/4$ abierta	35
— $1/2$ abierta	160
— $1/4$ abierta	900
Válvula de verificación—tipo giratorio	100
Válvula de verificación—tipo bola	150
Válvula de mariposa—abierta por completo, 2 a 8 pulg	45
—10 a 14 pulg	35
—16 a 24 pulg	25
Válvula de pie—tipo disco de vástago	420
Válvula de pie—tipo disco de bisagra	75
Codo estándar a 90°	30
Codo a 90° de radio largo	20
Codo roscado a 90°	50
Codo estándar a 45°	16
Codo roscado a 45°	26
Vuelta cerrada en retorno	50
Te estándar—con flujo directo	20
—con flujo en el ramal	60

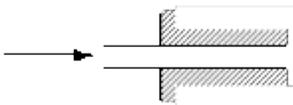
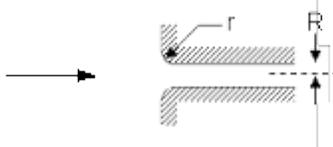
Fuente: Crane Valves, Signal Hill, CA.

**Anexo 5 Longitudes equivalentes Fuente: Válvulas y accesorios. Fuente:
Sartenejas, 2005**

Descripción	Longitud Equivalente (L/D)
Válvula de Globo	
<u>Convencional</u>	
Sin obstrucción, con asiento tipo flat, bevel o plug, completamente abierta	340
Con disco dirigido con ala o pin, completamente abierta	450
<u>Tipo Y</u>	
Sin obstrucción, con asiento tipo flat, bevel o plug	
Con ángulo de 60° desde la tubería, completamente abierta	175
Con ángulo de 45° desde la tubería, completamente abierta	145
Válvula en Angulo	
<u>Convencional</u>	
Sin obstrucción, con asiento tipo flat, bevel o plug, completamente abierta	145
Con disco dirigido con ala o pin, completamente abierta	200
Válvula de Compuerta	
<u>Convencional, disco bordeado (flexible), doble o plug</u>	
Completamente abierta	13
Abierta 3/4	35
Abierta 1/2	160
Abierta 1/4	900
<u>Pulp Stock</u>	
Completamente abierta	17
Abierta 3/4	50
Abierta 1/2	260
Abierta 1/4	1200
Válvulas Check	
Convencional (lift), 0,5 psi*, completamente abierta	135
Tipo Bisagra, 0,5 psi*, completamente abierta	50
Tipo Globo, 2,0 psi*, completamente abierta	340
Tipo Angulo, 2,0 psi*, completamente abierta	145
Tipo Bola, 2,5 psi vertical y 0,25 psi*, completamente abierta	150
Válvulas de Mariposa	
De 6 in y más, completamente abierta	20
Válvula Macho	
<u>Paso recto</u>	
Macho rectangular con área equivalente al área de la tubería, completamente abierta	18
<u>Con tres orificios</u>	
Macho rectangular con área equivalente al 80% del área de la tubería, completamente abierta	
Paso recto del flujo	44
Paso ramificado del flujo	140

Anexo 6 Pérdidas en entrada a tuberías. Fuente: <https://bit.ly/38R3z51>

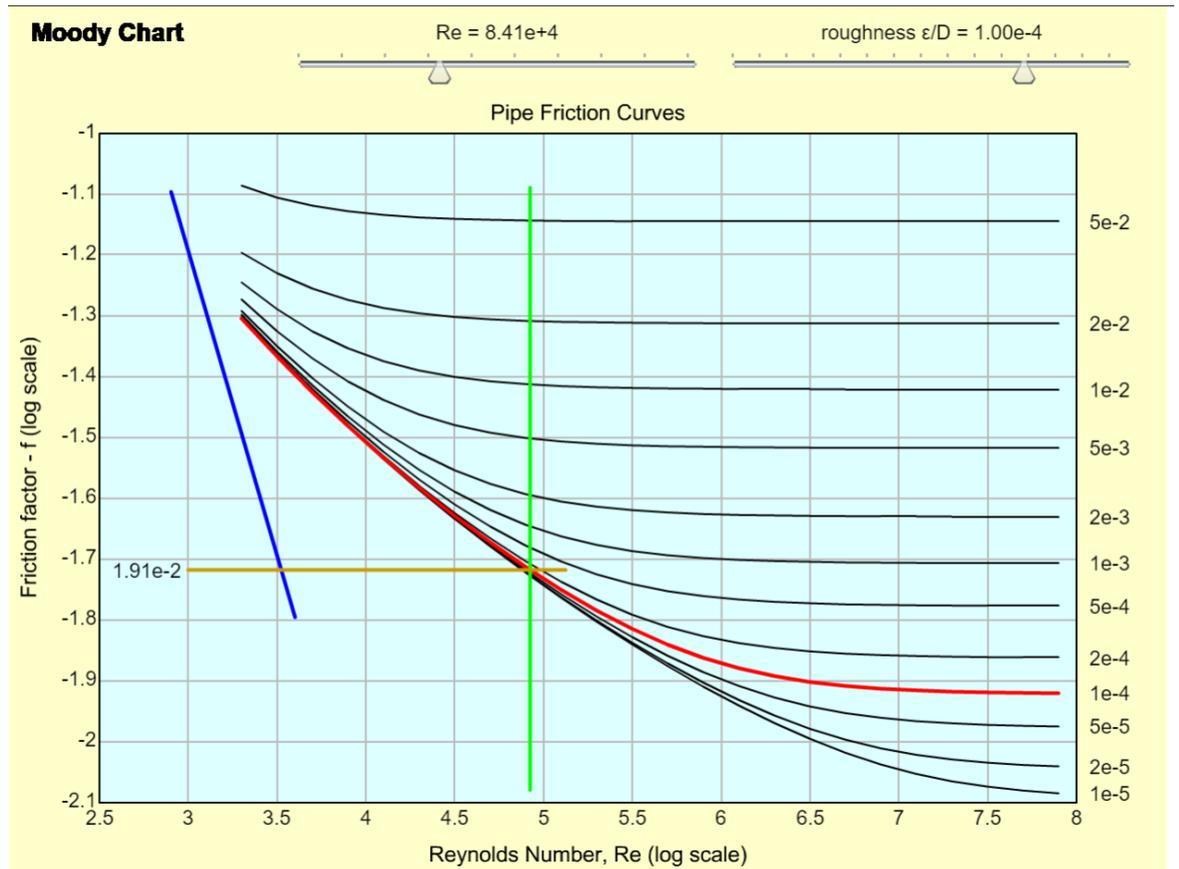
Coefficientes de pérdida menores para entradas de tuberías

Tipo de entrada	Aspecto	Coefficiente de pérdida menor, k^*
Reentrante		1.0
Borde		0.5
Bien redondeada†		~0.04

*Basado en $k_{t,r} = k \left(\frac{\bar{v}}{2} \right)^2$ donde \bar{v} es la velocidad media en la tubería

† $r/R \cong 0.25$

Anexo 7 Diagrama de Moody Online. Fuente: Ecourses Moody Chart
(<https://bit.ly/3jrudoz>)



Anexo 8 Tablas para el cálculo de la instalación eléctrica. Fuente: *National Electric Code* (NEC 2008).

Tabla 310.5 Calibre mínimo de los conductores

Tensión nominal del Conductor (Volts)	Calibre mínimo del conductor (AWG)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre
De 0 a 2,000	14	12
De 2,001 a 8,000	8	8
De 8,001 a 15,000	2	2
De 15,001 a 28,000	1	2
De 28,001 a 35,000	1/0	1/0

Tabla 310.16 Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de 0 a 2000 volts y 60° C a 90° C (140° F a 194° F). No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (enterrados directamente), basadas en una temperatura ambiente de 30° C (86° F).

Calibre AWG o kcmil	Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.13(A)]						Calibre AWG o kcmil
	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	
	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE				
18	—	—	14	—	—	—	—
16	—	—	18	—	—	—	—
14*	20	20	25	—	—	—	—
12*	25	25	30	20	20	25	12*
10*	30	35	40	25	30	35	10*
8	40	50	55	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	60	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	150	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	190	230	255	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500

Tabla 310.16. *Continúa*

Calibre AWG o kcmil	Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.13(A)]						Calibre AWG o kcmil
	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	
	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE				
600	355	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	310	375	420	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	490	555	330	395	450	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	545	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	520	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	560	665	750	470	560	630	2000

Tabla 310.17 Ampacidades permisibles de conductores individuales aislados para tensiones nominales de 0 a 2000 volts al aire libre, basadas en una temperatura ambiente de 30° C (86° F).

Calibre AWG o kcmil	Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.13(A)]						Calibre AWG o kcmil
	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	
	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE				
18	—	—	18	—	—	—	—
16	—	—	24	—	—	—	—
14*	25	30	35	—	—	—	—
12*	30	35	40	25	30	35	12*
10*	40	50	55	35	40	40	10*
8	60	70	80	45	55	60	8
6	80	95	105	60	75	80	6
4	105	125	140	80	100	110	4
3	120	145	165	95	115	130	3
2	140	170	190	110	135	150	2
1	165	195	220	130	155	175	1
1/0	195	230	260	150	180	205	1/0
2/0	225	265	300	175	210	235	2/0
3/0	260	310	350	200	240	275	3/0
4/0	300	360	405	235	280	315	4/0

Tabla 317. *Continúa*

250	340	405	455	265	315	355	250
300	375	445	505	290	350	395	300
350	420	505	570	330	395	445	350
400	455	545	615	355	425	480	400
500	515	620	700	405	485	545	500
600	575	690	780	455	540	615	600
700	630	755	855	500	595	675	700
750	655	785	885	515	620	700	750
800	680	815	920	535	645	725	800
900	730	870	985	580	700	785	900
1000	780	935	1035	625	750	845	1000
1250	890	1065	1200	710	855	960	1250
1500	980	1175	1325	795	950	1075	1500
1750	1070	1280	1445	875	1050	1185	1750
2000	1155	1385	1560	960	1150	1335	2000

Tabla 430.7(B) Letras código de indicación para rotor bloqueado

Letra código	Kilovolt-Ampere por caballo de fuerza con el rotor bloqueado
A	0 - 3.14
B	3.15 - 3.54
C	3.55 - 3.99
D	4.0 - 4.49
E	4.5 - 4.99
F	5.0 - 5.59
G	5.6 - 6.29
H	6.3 - 7.09
J	7.1 - 7.99
K	8.0 - 8.99
L	9.0 - 9.99
M	10.0 - 11.19
N	11.2 - 12.49
P	12.5 - 13.99
R	14.0 - 15.99
S	16.0 - 17.99
T	18.0 - 19.99
U	20.0 - 22.39
V	22.4 en adelante

Tabla 430.247 Corriente de plena carga en amperes, para motores de corriente continua

Los siguientes valores de corriente de plena carga* son para motores que funcionan a su velocidad básica.

Valor nominal en caballos de fuerza	Valor nominal de tensión en la armadura*					
	90 volts	120 volts	180 volts	240 volts	500 volts	550 volts
¼	4.0	3.1	2.0	1.6	—	—
⅓	5.2	4.1	2.6	2.0	—	—
½	6.8	5.4	3.4	2.7	—	—
¾	9.6	7.6	4.8	3.8	—	—
1	12.2	9.5	6.1	4.7	—	—
1 ¼	—	13.2	8.3	6.6	—	—
2	—	17	10.8	8.5	—	—
3	—	25	16	12.2	—	—
5	—	40	27	20	—	—
7 ½	—	58	—	29	13.6	12.2
10	—	76	—	38	18	16
15	—	—	—	55	27	24
20	—	—	—	72	34	31
25	—	—	—	89	43	38
30	—	—	—	106	51	46
40	—	—	—	140	67	61
50	—	—	—	173	83	75
60	—	—	—	206	99	90
75	—	—	—	255	123	111
100	—	—	—	341	164	148
125	—	—	—	425	205	185
150	—	—	—	506	346	222
200	—	—	—	675	330	294

*Estos valores son promedios para corriente continua.

Tabla 430.248 Corrientes de plena carga en amperes para motores monofásicos de corriente alterca

Los siguientes valores de corriente de plena carga corresponden a motores que funcionan a la velocidad usual y motores con características normales de par. Las tensiones enumeradas son las nominales de los motores. Las corrientes enumeradas se permitirán para sistemas con intervalos de tensión de 110 a 120 volts y de 220 a 240 volts.

Caballos de fuerza	115 volts	200 volts	208 volts	230 volts
$\frac{1}{6}$	4.4	2.5	2.4	2.2
$\frac{1}{4}$	5.8	3.3	3.2	2.9
$\frac{1}{3}$	7.2	4.1	4.0	3.6
$\frac{1}{2}$	9.8	5.6	5.4	4.9
$\frac{3}{4}$	13.8	7.9	7.6	6.9
1	16	9.2	8.8	8.0
$1\frac{1}{2}$	20	11.5	11.0	10
2	24	13.8	13.2	12
3	34	19.6	18.7	17
5	56	32.2	30.8	28
$7\frac{1}{2}$	80	46.0	44.0	40
10	100	57.5	55.0	50

Tabla 430.250 Corriente de plena carga de motores trifásicos de corriente alterna

Los siguientes valores de corrientes de plena carga son típicos para motores que funcionan a las velocidades usuales de motores con bandas y motores con características normales de par.

Las tensiones enumeradas son las nominales de los motores. Las corrientes enumeradas se permitirán para sistemas con intervalos de tensión de 110 a 120 volts, 220 a 240 volts, 440 a 480 volts y 550 a 600 volts.

Caballos de fuerza	Tipo de inducción de jaula de ardilla y de rotor devanado. (amperes)							Tipo sincrónico de factor de potencia unitario* (amperes)			
	115 volts	200 volts	208 volts	230 volts	460 volts	575 volts	2 300 volts	230 volts	460 volts	575 volts	2 300 volts
½	4.4	2.5	2.4	2.2	1.1	0.9	—	—	—	—	—
¾	6.4	3.7	3.5	3.2	1.6	1.3	—	—	—	—	—
1	8.4	4.8	4.6	4.2	2.1	1.7	—	—	—	—	—
1½	12.0	6.9	6.6	6.0	3.0	2.4	—	—	—	—	—
2	13.6	7.8	7.5	6.8	3.4	2.7	—	—	—	—	—
3	—	11.0	10.6	9.6	4.8	3.9	—	—	—	—	—
5	—	17.5	16.7	15.2	7.6	6.1	—	—	—	—	—
7½	—	25.3	24.2	22	11	9	—	—	—	—	—
10	—	32.3	30.8	28	14	11	—	—	—	—	—
15	—	48.3	46.2	42	21	17	—	—	—	—	—
20	—	62.1	59.4	54	27	22	—	—	—	—	—
25	—	78.2	74.8	68	34	27	—	53	26	21	—
30	—	92	88	80	40	32	—	63	32	26	—
40	—	120	114	104	52	41	—	83	41	33	—
50	—	150	143	130	65	52	—	104	52	42	—
60	—	177	169	154	77	62	16	123	61	49	12
75	—	221	211	192	96	77	20	155	78	62	15
100	—	285	273	248	124	99	26	202	101	81	20
125	—	359	343	312	156	125	31	253	126	101	25
150	—	414	396	360	180	144	37	302	151	121	30
200	—	552	528	480	240	192	49	400	201	161	40
250	—	—	—	—	302	242	60	—	—	—	—
300	—	—	—	—	361	289	72	—	—	—	—
350	—	—	—	—	414	336	83	—	—	—	—
400	—	—	—	—	477	382	95	—	—	—	—
450	—	—	—	—	515	412	103	—	—	—	—
500	—	—	—	—	590	472	118	—	—	—	—

*Para factores de potencia de 90 por ciento y 80 por ciento, las cifras anteriores se deben multiplicar respectivamente por 1.1 y 1.25.

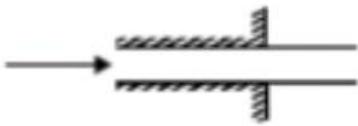
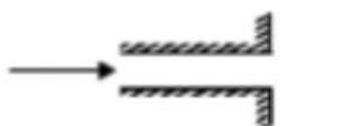
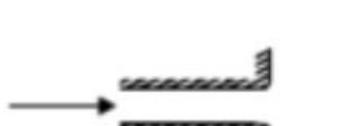
Anexo 9 Rugosidad absoluta de material. Fuente: (<https://bit.ly/3hx6lQU>)

Value of absolute roughness, e for new commercial pipes

Surface	Absolute Roughness Coefficient - k -	
	(m) 10^{-3}	(feet)
Copper, Lead, Brass, Aluminum (new)	0.001 - 0.002	$3.33 - 6.7 \cdot 10^{-6}$
PVC and Plastic Pipes	0.0015 - 0.007	$0.5 - 2.33 \cdot 10^{-5}$
Stainless steel	0.015	$5 \cdot 10^{-5}$
Steel commercial pipe	0.045 - 0.09	$1.5 - 3 \cdot 10^{-4}$
Stretched steel	0.015	$5 \cdot 10^{-5}$
Weld steel	0.045	$1.5 \cdot 10^{-4}$
Galvanized steel	0.15	$5 \cdot 10^{-4}$
Rusted steel (corrosion)	0.15 - 4	$5 - 133 \cdot 10^{-4}$
New cast iron	0.25 - 0.8	$8 - 27 \cdot 10^{-4}$
Worn cast iron	0.8 - 1.5	$2.7 - 5 \cdot 10^{-3}$
Rusty cast iron	1.5 - 2.5	$5 - 8.3 \cdot 10^{-3}$
Sheet or asphalted cast iron	0.01 - 0.015	$3.33 - 5 \cdot 10^{-5}$
Smoothed cement	0.3	$1 \cdot 10^{-3}$
Ordinary concrete	0.3 - 1	$1 - 3.33 \cdot 10^{-3}$
Coarse concrete	0.3 - 5	$1 - 16.7 \cdot 10^{-3}$
Well planed wood	0.18 - 0,9	$6 - 30 \cdot 10^{-4}$
Ordinary wood	5	$16.7 \cdot 10^{-3}$

Anexo 10 Cambio de sección de menor a mayor área en tuberías. Fuente:

<https://bit.ly/38R3z51>

Tipo de saída	Diagrama	Coefficiente de perda secundaria, K
Cano protudente		1,0
Canto vivo		1,0
Arredondado		1,0

Anexo 11 Puesta a tierra

250.122 Calibre de los conductores de puesta a tierra de equipos

(A) Generalidades. Los conductores de puesta a tierra de equipos, de cobre, aluminio, o aluminio recubierto de cobre, de tipo alambre, no deben ser de calibre inferior a los presentados en la Tabla 250.122, pero en ningún caso se exigirá que sean mayores que los conductores de los circuitos que alimentan el equipo. Cuando se usa una bandeja porta cables, canalización, blindaje o armadura de cable como conductor de puesta a tierra de equipos, como se establece en las secciones 250.118 y 250.134 (A), debe cumplir con las secciones 250.4 (A) (5) o (B) (4).

(B) Incremento en el calibre. Cuando se incrementa el calibre de los conductores no puestos a tierra, se debe incrementar el calibre de los conductores de puesta a tierra de equipos, si están instalados, proporcionalmente al área en mil circulares de los conductores no puestos a tierra. (C) Circuitos múltiples. Cuando un sólo conductor de puesta a tierra de equipos se tiende con circuitos múltiples en la misma canalización, cable o bandeja porta cables, se debe dimensionar para el mayor dispositivo contra sobre corriente que protege los conductores en la canalización, cable o bandeja porta cables. Los conductores de puesta a tierra de equipos, instalados en bandejas porta cables deben cumplir con los requisitos mínimos de la sección 392.3 (B) (1) (c).

(D) Circuitos de motor. El calibre de los conductores de puesta a tierra de equipos para circuitos

de motor se debe dimensionar según (D) (1) o (D) (2).

- 1) Generalidades. El calibre del conductor de puesta a tierra de equipos no debe ser inferior al determinado en la sección 250.122 (A), con base en el valor nominal del dispositivo de protección contra cortocircuito y fallas a tierra del circuito ramal.
- 2) Interruptor automático de disparo instantáneo y protección contra cortocircuito del motor. Cuando el dispositivo de protección contra sobre corriente es un interruptor automático de disparo instantáneo o un protector contra cortocircuito del motor, el calibre del conductor de puesta a tierra del equipo no debe ser inferior al determinado en la sección 250.122 (A) usando el valor nominal máximo permitido del fusible de acción retardada de elemento doble, seleccionado para la protección contra falla a tierra y cortocircuito del circuito ramal, de acuerdo con la sección 430.52 (C) (1), Excepción No. 1.

Tabla 250.122. Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, conduit, etc., sin exceder de (Amperios):	Calibre (AWG o Kcmil)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre*
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1,000	2/0	4/0
1,200	3/0	250
1,600	4/0	350
2,000	250	400
2,500	350	600
3,000	400	600
4,000	500	800
5,000	700	1,200
6,000	800	1,200

Nota: Cuando sea necesario cumplir con la sección 250.4 (A) (5) o (B) (4), el conductor de puesta a tierra del equipo debe ser dimensionado con un calibre mayor que el dado en esta Tabla.
* Véanse las restricciones de instalación en la sección 250.120.

(F) Conductores en paralelo. Cuando los conductores están tendidos en paralelo en canalizaciones o cables múltiples, como se permite en la sección 310.4, los conductores de puesta a tierra del equipo, si se usan, se deben tender en paralelo en cada canalización o cable.

Cada conductor en paralelo de puesta a tierra del equipo se debe dimensionar con base en el valor nominal en amperios, del dispositivo de sobre corriente que protege los conductores del circuito en la canalización o cable, de acuerdo con la Tabla 250.122.

(G) Derivaciones del alimentador. Los conductores de puesta a tierra del equipo tendidos con

derivaciones del alimentador no deben ser menores que los indicados en la Tabla 250.122, con

base en el valor nominal del dispositivo de sobre corriente delante del alimentador, pero no se exigirá que sean mayores que los conductores de derivación.