

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DISEÑO DE UN MICROSISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO MÓVIL PARA UN LABORATORIO DE PRUEBAS PARA LA INDUSTRIA PETROLERA.

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

YADIRA ZULAY MORILLO ESTRELLA

yadira.morillo@epn.edu.ec

DIRECTOR: M.SC. PATRICIA ELIZABETH OTERO VALLADARES

CODIRECTOR: DR. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

Quito, enero 2022

AVAL

Certifico (amos) que el presente trabajo fue desarrollado por Nombre1 (y Nombre 2), bajo mi (nuestra) supervisión.

M.SC. PATRICIA OTERO
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DR. NELSON GRANDA
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Yadira Zulay Morillo Estrella, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

YADIRA ZULAY MORILLO ESTRELLA

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a la Escuela Politécnica Nacional, y a toda persona que le sea de utilidad lo escrito en estas páginas que con mucho esfuerzo, dedicación y tiempo llegaron a ser plasmadas.

Lo dedico a mis padres, Carmen Estrella y Ricardo Morillo, que siempre estuvieron para apoyarme y alentarme, así como mi madrina Teresita Estrella y mi primo Sebastián Estrella, nunca faltaron sus palabras de aliento las cuales valoro mucho.

También, a mis compañeros de la universidad Sebastián Valencia y Hendry Jiménez, que siempre estuvieron con palabras de motivación durante casi toda mi carrera universitaria incluso fuera de esta, como compañeros y amigos.

Por último, lo dedico a Erik Analuca la persona que me ha apoyado en la finalización de este proyecto y ha sido el motor más fuerte que he tenido para superarme a mí misma durante el poco tiempo que lo he conocido. Te amo.

Yadira Zulay Morillo Estrella.

AGRADECIMIENTO

“Esforzaos y cobrad ánimo; no temáis ni tengáis miedo de ellos, porque Jehová tu Dios es el que va contigo; no te dejará ni te desampará. Deuteronomio 31:6.”, es el versículo que me ha dado ánimo y fortaleza para lograr culminar mis estudios. Cuando sentía todo perdido Dios nunca me abandonó, así que en primer lugar agradeceré a Él y a mis padres Carmen Estrella y Ricardo Morillo que también día a día me mostraron su gran amor y apoyo.

Con mucho cariño, a la Escuela Politécnica Nacional y a su personal docente, en especial al personal de la carrera de ingeniería eléctrica, que me han permitido realizar este logro, en especial a la Ing. Patricia Otero por toda su paciencia, perseverancia y aporte para la culminación del presente trabajo, a Paolita, secretaria de la carrera de ingeniería eléctrica, siempre supo ayudarme con mis dudas sobre documentos en la carrera, al Dr. Hugo Arcos que por su calidad como persona y docente me ha impulsado a no rendirme, al Dr. Jesús Játiva que me enseñó que si se quiere salir adelante hay que jugarse todo, con llantos, esfuerzos y estando firmes con la mirada en la meta.

De manera muy especial agradezco a la empresa Proyectos Integrales Del Ecuador (PIL), gracias a su consentimiento para que este tema sea proyecto de mi tesis de grado, en especial un agradecimiento profundo al ing. Francisco Haro, que me permitió acceder a información necesaria para este trabajo.

Eternamente agradecida,

Yadira Zulay Morillo Estrella.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.2 ALCANCE	2
1.3 MARCO TEÓRICO.....	3
1.3.1 ENERGÍAS RENOVABLES	3
1.3.1.1 Energía solar	3
1.3.2 ENERGÍA SOLAR EN EL ECUADOR	4
1.3.3 PRINCIPIOS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	5
1.3.4 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	5
1.3.4.1 Instalación fotovoltaica con conexión a la red	5
1.3.4.2 Instalación fotovoltaica aislada.....	6
1.3.5 ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA.....	7
1.3.5.1 Módulos fotovoltaicos.....	8
1.3.5.1.1 Características eléctricas	9
1.3.5.1.2 Eficiencia.....	11
1.3.5.1.3 Orientación y ángulo de elevación (β)	12
1.3.5.2 Regulador de carga	13
1.3.5.2.1 Dimensionamiento	15
1.3.5.3 Convertidor.....	16
1.3.5.3.1 Dimensionamiento	17
1.3.5.3.2 Elección.....	17
1.3.5.4 Baterías.....	17
1.3.5.4.1 Tipos y capacidad	18
1.3.5.4.2 Tipos de conexiones.....	18

1.3.5.4.3	<i>Cálculo del banco de baterías</i>	19
1.3.5.5	Conductores.....	19
1.3.6	EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA	20
1.3.6.1	Protección contra sobre intensidades.....	20
1.3.6.2	Protección contra sobrevoltajes y puesta a tierra	21
1.3.7	LABORATORIO MÓVIL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO TECNOLOGÍA VX SPECTRA 21	
1.3.7.1	Medidor multifásico Schlumberger (tecnología Vx)	21
2.	METODOLOGÍA	24
2.1	ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR EN LA PROVINCIA DE ORELLANA.....	24
2.1.1	RECOPIACIÓN DE DATOS	24
2.2	DETERMINACIÓN DEL ÁNGULO DE INCLINACIÓN Y RADIANCIA INCIDENTE EFECTIVA	25
2.2.1	ÁNGULO DE AZIMUT (α)	26
2.2.2	ÁNGULO DE INCLINACIÓN (β)	26
2.2.3	RADIACIÓN SOBRE LOS PANELES CON RESPECTO AL ÁNGULO DE INCLINACIÓN	27
2.3	ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DEL LABORATORIO VX SPECTRA .	28
2.4	DIMENSIONAMIENTO DEL MICROSISTEMA FOTOVOLTAICO	29
2.4.1	SELECCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS Y ARREGLO	29
2.4.1.1	Potencia aproximada del generador según la radiación	30
2.4.2	DISEÑO DEL BANCO DE BATERÍAS	33
2.4.3	SELECCIÓN DEL REGULADOR/INVERSOR.....	37
2.4.3.1	Corriente desde los paneles al regulador.....	37
2.4.3.2	Corriente desde el banco de baterías a la carga.....	37
2.4.4	DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES.....	38
2.4.4.1	Conductor entre el generador fotovoltaico y el regulador	39
2.4.4.2	Conductor entre el regulador y acumulador de energía.....	40
2.4.4.3	Conductor entre el acumulador de energía y el inversor.....	40
2.4.4.4	Conductor entre el inversor y la carga	40
2.4.5	CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES	41
2.4.5.1	Protección entre el generador solar y el regulador	41
2.4.5.2	Protección entre el regulador y el banco de baterías	42
2.4.5.3	Protección entre el inversor y el banco de baterías	42
2.4.5.4	Protección entre el inversor y la carga.....	42

2.4.5.5	Protección de sobrevoltajes	43
2.4.6	DETERMINACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA Y AISLAMIENTO	44
2.5	SIMULACIÓN DEL MICROSISTEMA FOTOVOLTAICO.....	44
3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS Y VALIDACIÓN DEL DISEÑO	52
3.1	ENERGÍA GENERADA POR EL MICROSISTEMA FOTOVOLTAICO ...	52
3.2	EVALUACIÓN DE PESO NETO	55
3.3	EVALUACIÓN TÉCNICA FINANCIERA.....	56
3.3.1	COMPARACIÓN ECONÓMICA DE CONSUMO	56
3.3.1.1	Costo de producción de energía eléctrica por generador a combustión	56
3.3.1.2	Costo de producción de energía eléctrica por el micro sistema fotovoltaico	58
3.3.2	CÁLCULO DEL VAN Y TIR.....	58
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	62
4.1	CONCLUSIONES.....	62
4.2	RECOMENDACIONES	63
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	64
	ANEXOS	66

RESUMEN

La empresa Schlumberger dispone de un laboratorio desplazable especializado en el análisis del líquido pétreo, el cual es utilizado en diferentes campos petroleros con el fin de conocer la calidad del recurso en el sector. Este laboratorio se energiza al momento por un generador eléctrico a combustión siendo el diésel su principal fuente de energía. Con el objetivo de utilizar energías renovables la empresa Schlumberger recurre a proyectos integrales del Ecuador PIL, para solicitar el desarrollo de un microsistema fotovoltaico autónomo capaz de abastecer energía eléctrica al laboratorio determinado VX Spectra.

Para el desarrollo del microsistema fotovoltaico se propone en el presente proyecto la implementación de paneles solares de alto rendimiento y capacidad, baterías tipo gel que puedan ser de fácil manejo, estar contenidas en una estructura móvil y cumplan con los requisitos de autonomía, además un inversor de alta eficiencia para optimizar el sistema.

En el análisis de factibilidad del proyecto, se ha optado por la simulación en un programa especializado que permita el ingreso de las características necesarias para tener un modelo detallado. Al finalizar se conocen los parámetros técnicos y económicos del diseño para su viabilidad según su comparación con el sistema de generación eléctrica actual.

PALABRAS CLAVE: Paneles solares, laboratorio VX Spectra, energía renovable, baterías, eficiencia, autónomo.

ABSTRACT

The Schlumberger company has a mobile laboratory specialized in the analysis of the petroleum liquid, which is used in different oil fields to know the quality of the resource in the sector. This laboratory is powered now by a combustion electric generator, diesel being its main source of energy. With the objective of using renewable energies, the Schlumberger company resorts to Ecuador PIL Integral Projects, to request the development of an autonomous photovoltaic microsystem capable of supplying electric energy to the laboratory determined VX Spectra.

For the development of the photovoltaic microsystem, this project proposes the implementation of high performance and high-capacity solar panels, gel type batteries that can be easily handled, be contained in a mobile structure and meet the requirements of autonomy, in addition to a high efficiency inverter to optimize the system.

In the feasibility analysis of the project, we have opted for the simulation in a specialized program that allows the entry of the necessary characteristics to have a detailed model. At the end, the technical and economic parameters of the design are disclosed for its feasibility in comparison with the current power generation system

KEYWORDS: Solar panels, VX Spectra laboratory, renewable energy, batteries, efficiency, autonomous.

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad por la alta demanda energética y la contaminación ambiental, se han impulsado varios esfuerzos científicos con el fin de buscar y/o crear nuevas soluciones para reducir los cambios climáticos, mejorar el modo de vida y sobre todo obtener energía limpia, principalmente eléctrica, a un bajo costo de producción. Debido a esta necesidad se han fomentado el desarrollo de proyectos que involucren energía alternativa.

Entre las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica renovable tenemos: energía eólica, energía hidráulica, energía geotérmica, energía fotovoltaica, entre otras. La energía que proviene de eventos climáticos, como son el viento, las olas, las precipitaciones y el agua corriente, llega a ser energía eléctrica generalmente por medio de turbinas, caso contrario en comparación con la energía fotovoltaica, la cual llega a ser electricidad por medio de placas fotovoltaicas solares y/o térmicas.

En nuestro planeta existen regiones que son favorecidas con un alto índice de radiación, el cual puede ser aprovechado para la generación de energía limpia, este es el caso de nuestro país, Ecuador, al estar ubicado en la línea Ecuatorial o Equinoccial, es irradiado por energía solar mayormente constante a lo largo del año, lo cual ayuda al desarrollo de proyectos con una reducción de unidades de acumuladores de energía necesarios. Al ser este un recurso de fácil acceso se ha fomentado el desarrollo de muchos proyectos a nivel nacional en la industria, en especial en el sector petrolero.

Una gran ventaja de un sistema fotovoltaico es que, este puede ser conectado a una red de suministro eléctrico nacional y formar parte de generación distribuida o funcionar de manera independiente. Cuando se requiere de energía eléctrica en lugares en donde no se ha logrado llegar con una red eléctrica cableada, se puede optar por un sistema fotovoltaico autónomo ya que trabaja independiente de una red principal y reduce los altos costos de cableado, estructuras, diseño, etc. Tal es el caso de la empresa Schlumberger ubicada con sus campos de petróleo en el Oriente Ecuatoriano, que por las complicaciones de suministro de energía eléctrica por red cableada, ha buscado el uso de energía renovable para algunos de sus procesos, como lo es suministrar energía eléctrica limpia a laboratorios móviles de análisis de petróleo, en lugar de consumir energía basada en gasolinas o residuos fósiles.

El presente trabajo se enfocará en un estudio de la factibilidad de un sistema de microgeneración solar fotovoltaica aislada (μ SFVA) para abastecer de energía eléctrica a un laboratorio de pruebas denominado VX Spectra para la industria Schlumberger, la cual

en este caso se ubica en el Oriente del Ecuador específicamente en la provincia de Orellana, campo Auca.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo general de este proyecto técnico se muestra a continuación:

- Realizar el diseño de un microsistema fotovoltaico aislado móvil para un laboratorio de pruebas para la industria petrolera.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Analizar los requerimientos de la carga y su comportamiento para determinar la potencia y demanda de energía.
- Realizar el diseño del sistema fotovoltaico aislado móvil según el recurso solar disponible y los limitantes de peso, espacio y tiempo de autonomía.
- Analizar la energía producida por el sistema mediante la simulación en un software especializado.
- Analizar los beneficios técnicos y económicos del uso sistema fotovoltaico aislado móvil en comparación con el uso de un generador a diésel.

1.2 ALCANCE

El alcance del presente trabajo de titulación contempla, el diseño de un microsistema solar fotovoltaico aislado para un laboratorio móvil que cuenta con un medidor multifásico de caudales con tecnología Vx de uso exclusivo y perteneciente a Schlumberger.

Se parte del análisis de demanda de energía del laboratorio para dimensionar los equipos del sistema fotovoltaico, que entre otros puede incluir: paneles fotovoltaicos, inversores, baterías y reguladores, para posteriormente realizar las simulaciones necesarias en software especializado con el fin de determinar si se puede o no suplir la demanda. Se realiza el diseño contemplando restricciones propias del laboratorio como son una autonomía de 3 días y que el sistema se pueda remolcar por una camioneta, de tal manera que sea fácil de conectar a la acometida del laboratorio móvil e independiente del mismo. En caso de ser necesario para cubrir la autonomía se estudiará la implementación un generador a diésel integrado al sistema fotovoltaico.

Se utilizará los datos de energía producida por el microsistema, presupuesto referencia, tiempo de vida útil de cada uno de los elementos y requerimientos de mantenimiento y

reemplazo de partes. Adicional se realizará un análisis técnico económico que permita determinar la factibilidad del microsistema propuesto, así como las ventajas y desventajas de este, en comparación con el que actualmente utiliza el laboratorio.

1.3 MARCO TEÓRICO

1.3.1 ENERGÍAS RENOVABLES

Son todas las energías que tienen origen en materiales sin límite de disponibilidad de uso. Se toma como fuente de generación elementos infinitos en la naturaleza, por ser inagotables o por su rápida regeneración.

Entre las principales fuentes de generación tenemos: energía eólica, biomasa, energía hidráulica, energía marítima, energía geotérmica y energía solar

1.3.1.1 Energía solar

La energía solar está basada en la captación de radiaciones electromagnéticas provenientes del sol, las cuales por medio de reacciones químicas llegan a generar energía eléctrica. Dentro de sistemas activos los cuales necesitan dispositivos para captar la radiación y así aprovechar la energía solar. Existen dos formas de conversión, por tecnología solar térmica, donde se crea un fluido sobrecalentado mediante un captador o colector que puede ser usado para la producción de vapor para girar una turbina, y por tecnología fotovoltaica, que es la conversión directa de energía solar en electricidad a partir de materiales semiconductores. En la Figura 1.1 se puede observar un esquema de generación de energía fotovoltaica [1].

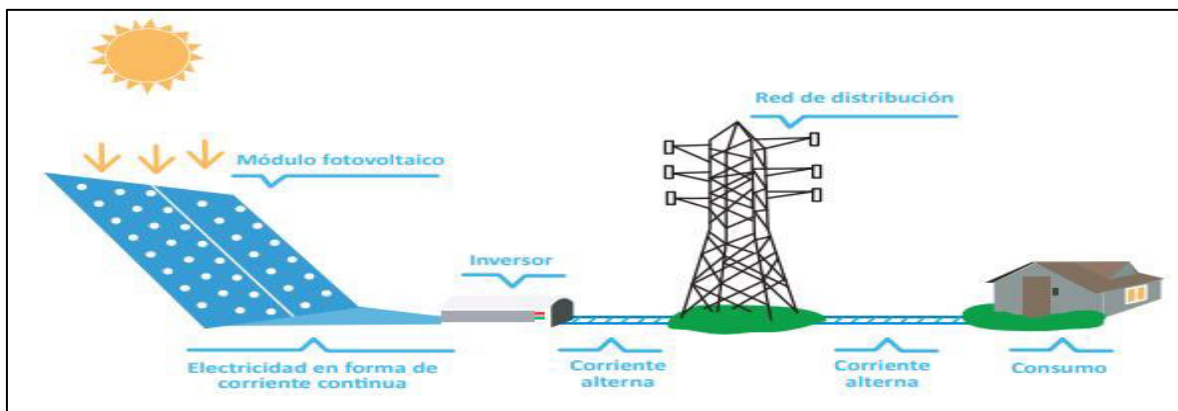


Figura 1.1. Formación de energía fotovoltaica [1].

Es necesario recalcar que la energía solar es el único proceso importante de generación de electricidad que no utiliza una turbina.

1.3.2 ENERGÍA SOLAR EN EL ECUADOR

El Ecuador al estar sobre la línea ecuatorial es privilegiado con recurso solar constante casi invariable anualmente, siendo un buen candidato para el desarrollo de proyectos eléctricos basados en energía solar sin la necesidad de aplicar grandes acumuladores de energía. En la Figura 1.2 se muestra el mapa solar del Ecuador al año 2019.

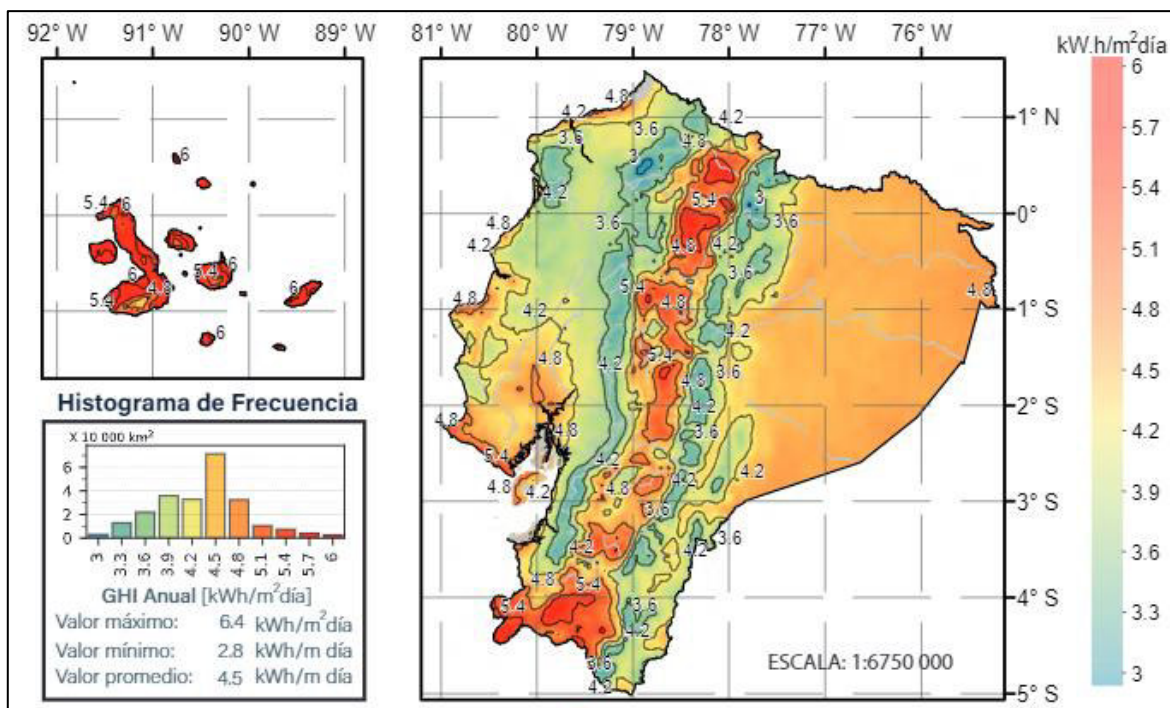


Figura 1.2. Mapa solar del Ecuador [2].

En el Ecuador al momento no existen políticas claras con respecto a la energía renovable, ni mecanismos que fomenten una meta a un corto, mediano o largo plazo. Los últimos gobiernos nacionales se han enfocado en la utilización de energía renovable por medio del desarrollo y construcción de proyectos hidroeléctricos que aportan con el 58.55% equivalente a 5.098,74 MW en potencia nominal a nivel nacional, siendo únicamente el 0.32% correspondiente a energía solar fotovoltaica equivalente a 27.63MW. En la Figura 1.3 se puede observar el aporte de energía según su tipo de generación al año 2020.

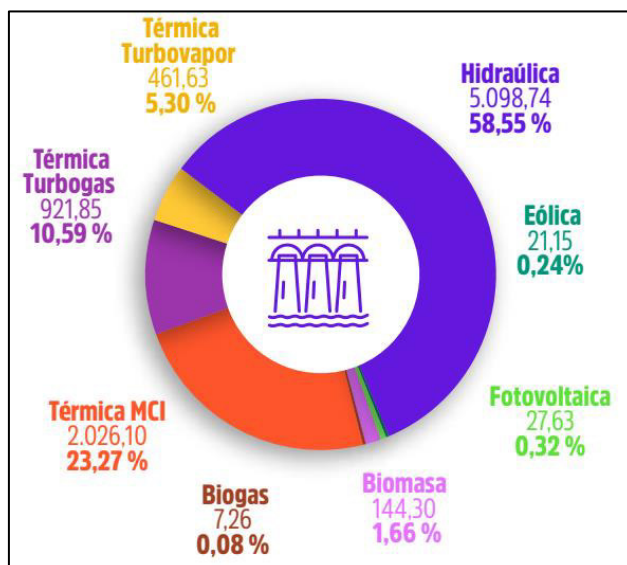


Figura 1.3. Potencia Nominal (MW), noviembre 2020 [3].

1.3.3 PRINCIPIOS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El efecto fotovoltaico fue observado por primera vez por Alexander Becquerel en 1839 cuando descubrió que cuando la luz golpeaba un trozo de metal, los electrones comenzaban a fluir, produciendo así electricidad. En 1950 en los laboratorios, Bell se redescubrió el efecto fotovoltaico e inventaron la célula fotovoltaica conocida también como célula solar. En 1970 se empieza a aplicar la energía fotovoltaica para suplir las necesidades de energía a largas distancias y empieza el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan tener componentes estandarizados, para la conversión de energía como los inversores para lograr que la energía fotovoltaica sea compatible con un sistema de red eléctrica como el actual [2].

1.3.4 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

1.3.4.1 Instalación fotovoltaica con conexión a la red

Es un tipo de instalación fotovoltaica el cual permite a los usuarios conectados a la red eléctrica abastecerse de energía eléctrica mediante una fuente de energía complementaria. El objetivo es reducir la energía demandada de la red para la disminución de costos de facturación y en caso de tener excedentes, estos pueden ser inyectados al sistema eléctrico principal. En la Figura 1.4 se puede observar el esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

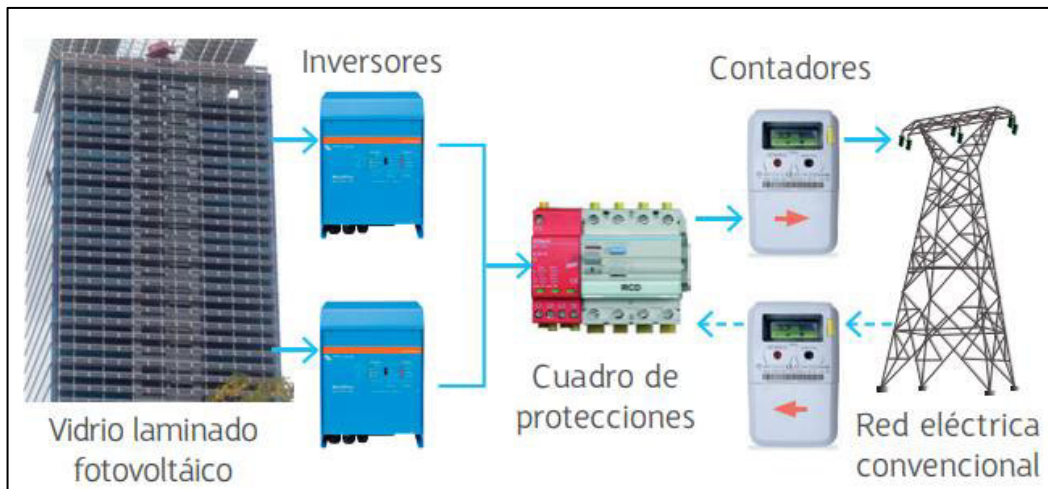


Figura 1.4. Instalación conectada a la red eléctrica [5].

1.3.4.2 Instalación fotovoltaica aislada

Para zonas remotas geográficamente donde no es posible llegar con una red eléctrica y se tiene un alto nivel de potencial solar, es factible tener una instalación fotovoltaica aislada, ya que esta permite el suministro de energía eléctrica sin necesidad de estar conectada a una red fija.

La desventaja de este tipo de sistemas es que requieren de acumuladores de energía conocidos también como banco de baterías. En la Figura 1.5 se puede observar el esquema de un sistema fotovoltaico sin conexión a la red eléctrica.



Figura 1.5. Instalación sin conexión a la red eléctrica [5].

Los sistemas fotovoltaicos aislados pueden ser divididos en dos grupos:

Aplicaciones espaciales: proporcionan energía eléctrica a elementos colocados en el espacio, tales como satélites de comunicaciones, la Estación Espacial, etc.

Aplicaciones terrestres:

- **Telecomunicaciones:** telefonía rural, radio; repetidores (de telefonía, televisión, etc.)
- **Electrificación de zonas rurales y aisladas**
- **Señalización:** señales de tráfico luminoso, formado por diodos LED, alimentados por un panel solar y una batería.
- **Alumbrado público:** para zonas en las que resulta complicado llevar una línea eléctrica convencional.
- **Bombeo de agua.**
- **Redes VSAT:** para alimentar las estaciones redes privadas de comunicación (para una empresa, un organismo oficial, etc.).
- **Telemetría:** permite realizar medidas sobre variables físicas y transmitir la información a una central [3].

1.3.5 ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA

Un sistema fotovoltaico aislado (SFVA), está conformado por los elementos mostrados en la Figura 1.6.

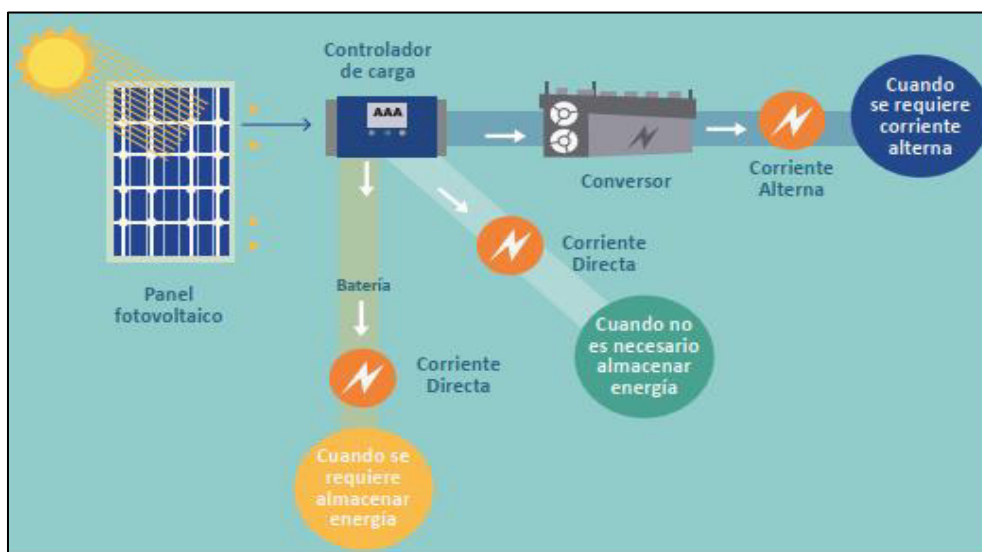


Figura 1.6. Elementos de Sistema fotovoltaico aislado (SFA) [1].

En las siguientes secciones se describe a detalle los elementos de un SFA.

1.3.5.1 Módulos fotovoltaicos

Actualmente se cuenta con una gran variedad de paneles fotovoltaicos constituidos principalmente por células solares formadas en su mayoría de silicio conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Cada célula solar produce alrededor de 0.5 voltios con hasta 8 amperios, dependiendo del tipo de célula. En Figura 1.7 se puede observar la construcción de una celda fotovoltaica.

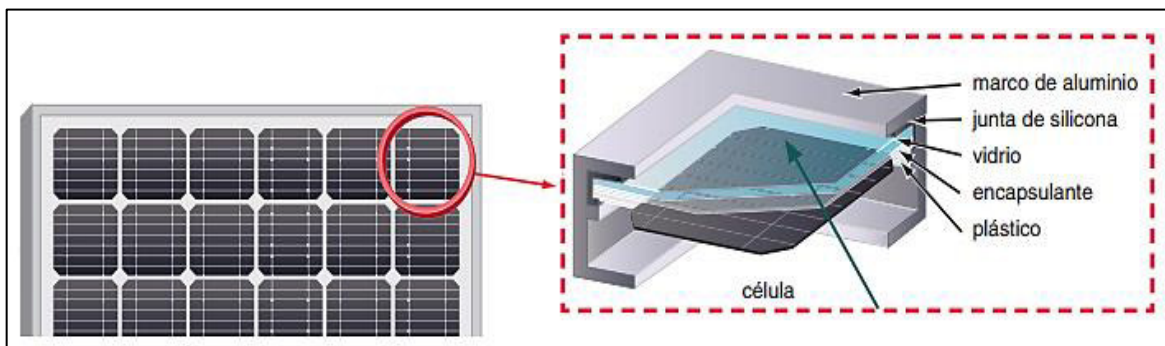


Figura 1.7. Constitución de un panel solar [5].

La célula solar consiste en un trozo de silicio con contactos electrodos que se colocan en la superficie y parte posterior; como cada célula es capaz de producir aproximadamente medio voltio, estas se conectan estos en serie para crear una cadena, aumentando así el voltaje. En la Figura 1.8 se puede observar el esquema de conexión entre celdas.

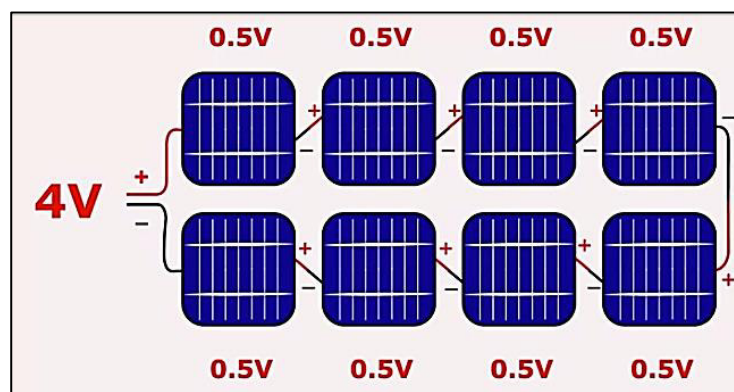


Figura 1.8. Arreglo de celdas solares [4].

Como se observa en la figura 1.7, cada conexión en serie es laminada con material de soporte y se sella con un revestimiento plástico a prueba del clima, luego se coloca una

cubierta de vidrio en la parte superior a menudo con marco de aluminio alrededor de los bordes. A este conjunto se le denomina módulo fotovoltaico conocido también como panel solar.

En el mercado se encuentran básicamente dos tipos de módulos fotovoltaicos: monocristalino y policristalino, estos se muestran en la Figura 1.9.

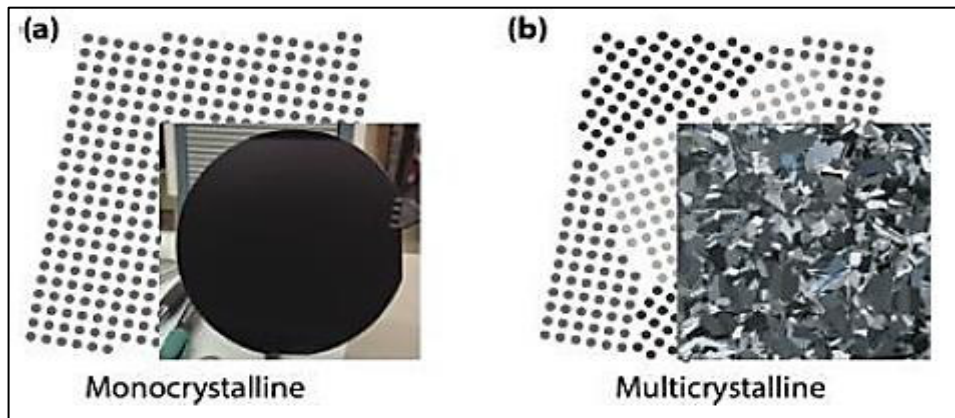


Figura 1.9. Tipo de celdas fotovoltaicas [6].

La corriente de una célula solar es un balance entre la fotocorriente y la corriente de oscuridad que, a su vez, depende del voltaje aplicado en los terminales del dispositivo. Cuando el voltaje aplicado es nulo (la célula está cortocircuitada) la corriente se debe exclusivamente a la fotocorriente. El valor de la corriente permanece casi constante hasta las cercanías del valor de voltaje en el que el diodo comienza a conducir, a partir de este punto la corriente disminuye abruptamente hasta alcanzar un valor nulo (célula en circuito abierto) en el punto donde la fotocorriente y la corriente de oscuridad quedan compensadas [4].

1.3.5.1.1 **Características eléctricas**

Como parámetros principales se obtienen los siguientes [5]:

- **Intensidad de cortocircuito (I_{sc}).** Es la máxima intensidad que se puede obtener en un panel se calcula midiendo la corriente entre los bornes del panel cuando se crea un cortocircuito. El voltaje de salida es de cero.
- **Voltaje en circuito abierto (V_{oc}).** Es el valor máximo de voltaje que se medirá en un panel Cuando no cuenta como una carga conectada entre los bornes de este, en este caso la corriente es de cero amperios y el voltaje obtenido es una característica del material con el que está constituido la célula.

- **Voltaje nominal (V_n).** Es el valor de diseño al que trabaja el panel, por ejemplo 12,24, 48 voltios.
- **Potencia máxima o potencia pico (P_M o P_{mp}).** Es el valor máximo de potencia que puede entregar el panel, se obtiene del producto entre la corriente por el voltaje de salida.
- **Voltaje máximo (V_{mp}).** Es el valor de tensión para la potencia máxima. Se trata aproximadamente del 80% de la tensión en circuito abierto.
- **Corriente máxima (I_{mp}).** Corresponde al valor de la corriente para la potencia máxima.

En la Figura 1.10 se pueden observar las características eléctricas de un panel fotovoltaico con variaciones de potencia-voltaje (PV) y corriente voltaje (IV).

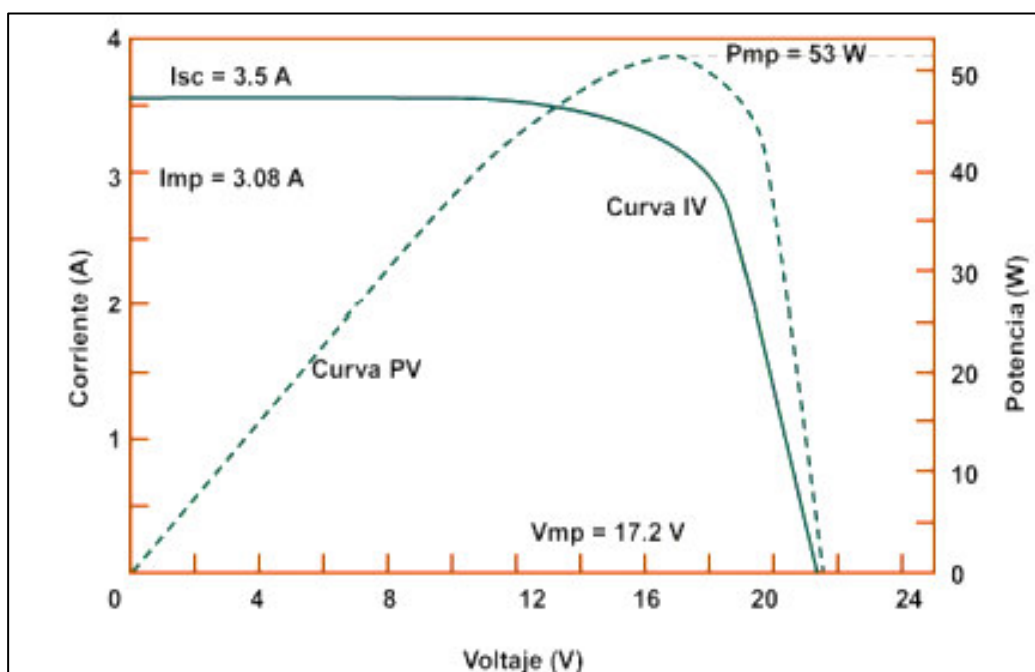


Figura 1.10. Características eléctricas del panel solar [8].

Algunas hojas de especificaciones técnicas adicional muestran gráficas bajo diferentes condiciones de iluminación como lo muestra la Figura 1.11 en una curva V-I.

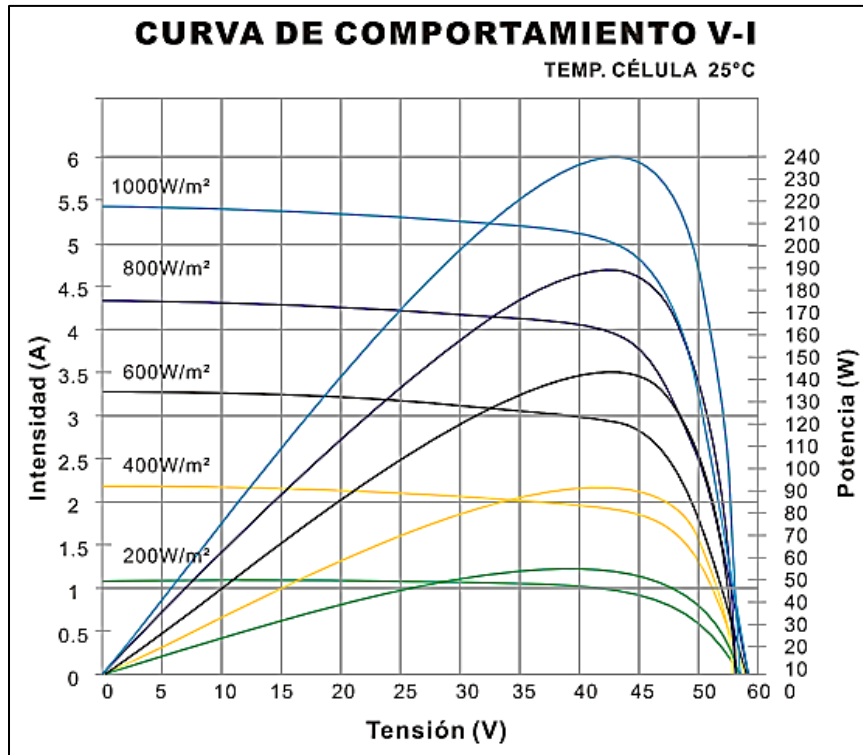


Figura 1.11. Curva característica I-V de una Celda Solar [9].

Según la Figura 1.11 la corriente eléctrica bajará a medida que el brillo de la luz solar vaya disminuyendo, así en caso de tener un día nublado el módulo fotovoltaico seguirá en funcionamiento, pero no llegará a su potencia máxima. Por otro lado, se puede observar que el voltaje disminuye a medida que la célula se calienta lo cual provoca una menor eficiencia con respecto a la especificada a condiciones de prueba estándar [2].

1.3.5.1.2 Eficiencia

La eficiencia está definida como el cociente entre la potencia eléctrica producida por el módulo y la irradiación incidente sobre el mismo.

Es importante entender que un panel solar no puede convertir el 100% de su luz incidente en electricidad, esto debido al límite de eficiencia termodinámica. En este límite el dispositivo fotovoltaico es visto como un motor de calor termodinámico, el cual funciona como 2 depósitos de calor, uno con temperatura alta y otro con temperatura baja, siendo ésta la temperatura del ambiente dada por 25 grados centígrados o 300 grados kelvin. Lo que hace realmente un panel es convertir la energía almacenada como calor, por absorción de la luz solar en el acumulador, en energía química sin entropía que se almacena en los pares de electrones- agujero [6].

Para conocer la radiación incidente se necesita el brillo, la temperatura y la masa de aire. En el brillo se considera un cielo sin nubes y sin humedad; bajo condiciones estándar de ensayo (Standard Test Conditions o STC) se define un área en la tierra de 1 metro cuadrado y se mide la incidencia dentro de esta área que es de 1000 vatios, si se divide esta potencia de 1000 vatios para el metro cuadrado, da la definición de 1000 vatios por metro cuadrado el cual se acerca bastante al brillo terrestre real y es definido como el estándar solar. Adicionalmente se combina el brillo con la temperatura estándar de 25° centígrados y distribución espectral AM 1.5 (bajo radiación de un cuerpo negro a 6000K) dado por norma ISO 9845-1 [6].

La masa de aire AM1,5 caracteriza el efecto de una atmósfera clara sobre la radiación solar relacionada con la longitud de la trayectoria recorrida por la radiación directa hasta alcanzar la superficie. En un día claro a nivel del mar y con el sol situada en el cenit se tiene una masa de aire de 1. En otros instantes la masa de aire es $1/\cos(\theta)$ siendo θ el ángulo que forma la radiación directa del Sol con la vertical del lugar. En la Figura 1.12 se puede observar gráficamente la posición del Sol con respecto al plano donde se instalará el panel fotovoltaico y el concepto de masa de aire.

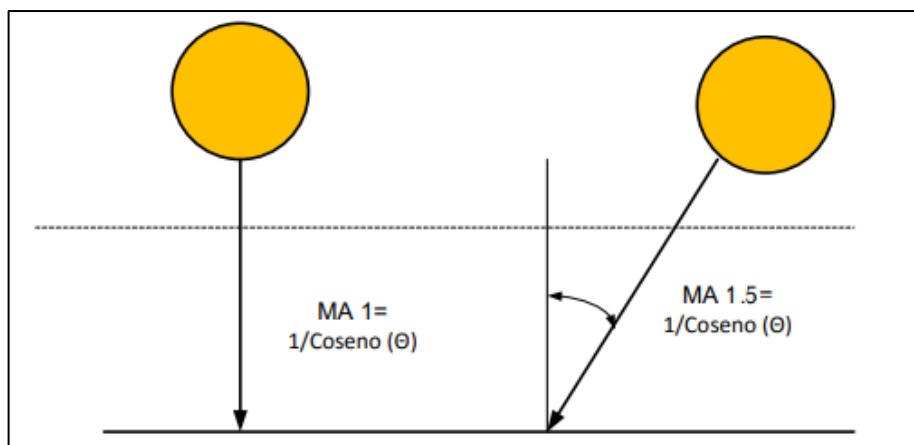


Figura 1.12. Definición del concepto de Masa de Aire [6].

Para conocer cuánta energía podemos obtener de un panel fotovoltaico, es necesario saber cuánta corriente y voltaje produce, para ello se recurre a las hojas de especificaciones eléctricas para cada panel solar comercial proporcionadas por los fabricantes; esos datos son obtenidos a condiciones estándar.

1.3.5.1.3 Orientación y ángulo de elevación (β)

El ángulo de elevación (β) es el formado entre el panel solar respecto al suelo y se determina a partir de la latitud de la ubicación geográfica de la instalación y la declinación solar:

$$\beta = \varphi + \delta \quad (1.1)$$

Donde: β : Ángulo de elevación o inclinación óptima del plano, [°].

φ : Latitud según la ubicación geográfica del sistema fotovoltaico, [°].

δ : Declinación solar, [°].

Latitud es la distancia angular entre un punto de la superficie terrestre y el Ecuador medida sobre el meridiano que pasa por dicho punto. Para el Ecuador por definición es de 0° y todos los puntos ubicados sobre el mismo paralelo tienen la misma latitud [7].

Se puede obtener una inclinación óptima respecto a una superficie fija por medio de un análisis estadístico de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones para lugares de diferentes latitudes:

$$\beta = 3.7 + 0.69 * |\varphi| \quad (1.2)$$

En la práctica también se utilizan expresiones basadas en la experiencia y observación de las cuales se puede obtener como inclinación óptima para instalaciones autónomas de consumo anual para un período de baja radiación:

$$\beta = \varphi + 10 \quad (1.3)$$

Para determinar la inclinación de un panel solar se utiliza un equipo conocido como inclinómetro el cual proporciona el ángulo óptimo de elevación [8].

1.3.5.2 Regulador de carga

Es el encargado de regular la corriente y el voltaje entregados por los módulos fotovoltaicos al sistema de acumulación. Tiene como finalidad principal lograr el correcto funcionamiento entre el módulo, la batería y la carga, adicional a ello, controla y regula el paso de energía eléctrica desde los módulos fotovoltaicos hacia las baterías con el objetivo de incrementar paulatinamente la energía almacenada hasta llegar a la máxima capacidad de estas, punto en el que el regulador interrumpirá la conexión entre los módulos fotovoltaicos y las baterías.

Se puede clasificar en dos tipos generales: PWM (Modulación Anchura Pulsos) el cual es un modelo sencillo, basado en un interruptor que conecta un conjunto de placas solares a una batería; consecuentemente el voltaje del conjunto de placas disminuye casi al correspondiente de la batería, y MPP (Máximo Power Point) los cuales disponen de una función, la cual permite maximizar la energía que proviene del generador fotovoltaico por

aplicación de tecnología de seguimiento y búsqueda del punto de máxima potencia de funcionamiento del generador. Este último tipo de regulador se aplica en condiciones en las que la temperatura de las células con frecuencia es menor a los 45° centígrados o mayor a 75° centígrados [5].

El regulador puede desconectar al generador de la batería o bien derivar la corriente del generador hacia otro lugar como se puede observar en la Figura 1.13. Sea este un cortocircuito o un disipador que puede incorporar un diodo de bloqueo entre el generador y la batería para evitar descargas de ésta sobre el camino alternativo que ofrece el regulador [4].

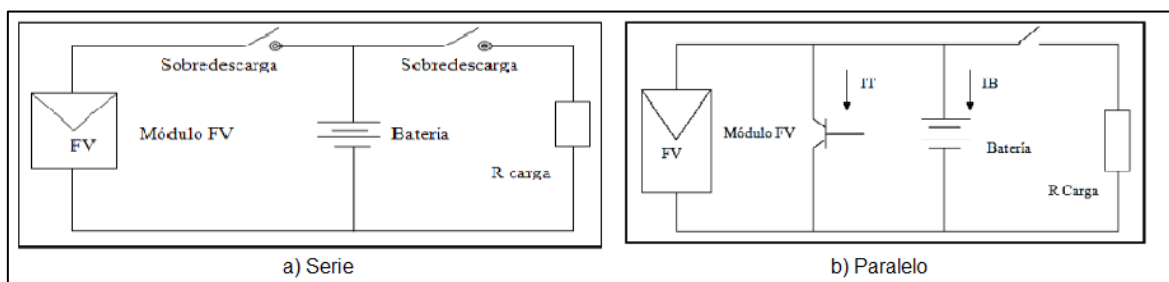


Figura 1.13. Tipos de regulador [7].

El regulador puede configurarse en:

- **Regulador serie**

Esta configuración ayuda a cortar la energía que se dirige a las baterías antes de que ésta alcance su excesiva capacidad.

- **Regulador paralelo**

Esta configuración ayuda a disipar la potencia con el fin de eliminar el exceso de energía generada. Contiene un transistor situado en paralelo con el generador fotovoltaico.

Las características por considerar en estos equipos son:

- **Voltaje nominal.** Es el voltaje de la instalación y corresponde también con el voltaje nominal de las baterías.
- **Intensidad máxima en generación.** Es el voltaje que se recibe desde los módulos solares.

- **Intensidad máxima de consumo.** Es la intensidad que aporta a la instalación donde se va a conectar los equipos o cargas.
- **Pérdida máxima de generación o consumo.** Es el valor relacionado con las caídas de voltaje interno, este puede llegar a modificar las tensiones de trabajo y produce pérdidas de energía [9].
- **Sobrecarga admisible.** Es el porcentaje sobre el valor nominal que soporta el regulador antes de que éste pueda dañarse
- **Autoconsumo.** Es la cantidad de energía que necesita el regulador para su propio funcionamiento [3].

1.3.5.2.1 *Dimensionamiento*

Para el dimensionamiento se debe considerar lo siguiente:

El regulador debe ser seleccionado con la posibilidad de que sea capaz de resistir valores de voltaje nominal e intensidad máxima de acuerdo con la configuración del sistema de generadores fotovoltaicos instalados, tanto en la línea de entrada al regulador como en la línea de salida hacia las cargas que alimenta. Para seleccionar un regulador se debe considerar un porcentaje entre 15% y 25% adicional a la corriente de cortocircuito que le puede llegar de la generación fotovoltaica y asimismo la que se puede entregar [5].

Es importante tener en cuenta que las pérdidas por autoconsumo en condiciones normales del regulador deberán ser inferiores al 3% en comparación del consumo diario de energía.

Para seleccionar el regulador es necesario conocer la corriente que podrá soportar el circuito de control de potencia, además del voltaje de trabajo.

Para conocer la corriente que debe soportar el equipo se puede aplicar el siguiente método en el cual se relaciona la corriente de corto circuito (I_{se}) y el número de ramas:

$$I_{c_f} = I_{se} * nr \quad (1.4)$$

Donde: I_{c_f} : corriente del campo fotovoltaico, [A].

I_{se} : corriente de cortocircuito, [A].

nr : número de ramas.

Se añade un margen de seguridad entre el 15% y 25% para evitar que el regulador trabaje al límite de la corriente máxima:

$$I_r = 1,15 * I_{se} * nr \quad (1.5)$$

Donde: I_r : corriente del regulador, [A].

I_{se} : corriente de cortocircuito, [A].

nr : número de ramas.

Para obtener el número de reguladores a conectar en paralelo se aplica la siguiente ecuación:

$$NR = \frac{I_r}{I_{m_r}} \quad (1.6)$$

Donde: NR : número de reguladores.

I_r : corriente del regulador, [A].

I_{m_r} : corriente máxima soportada por el regulador, [A].

1.3.5.3 Convertidor

Conocido también como inversor, tiene la función de convertir la corriente continua en corriente alterna para ser utilizada de manera semejante a una red eléctrica.

Estos equipos comúnmente están alimentados por voltajes entre 12, 24 y 48 voltios que provienen del banco de baterías

Dispone de protecciones para: sobrecarga o sobre descarga de la batería, posibles cortocircuitos a la entrada o la detección de ausencia de consumo entrando en un estado de reposo.

Las características por considerar en estos equipos son:

- **Voltaje nominal.** Es el voltaje de entrada del inversor.
- **Potencia nominal.** Potencia que puede entregar el inversor de forma continua.
- **Capacidad de sobrecarga.** Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal.
- **Forma de onda.** Es la señal sinusoidal presente en los terminales de salida del inversor, se caracteriza principalmente por su forma y los valores de voltaje eficaz y frecuencia [10].

- **Eficiencia o rendimiento.** Es la relación porcentual entre la potencia de salida y de entrada [10].

1.3.5.3.1 Dimensionamiento

Para el cálculo del inversor es necesario conocer la potencia de todas las cargas que serán energizadas en alterna (P_{AC}), con margen de seguridad entre el 20% y 15%:

$$P_{inv} = 1,20 * P_{AC} \quad (1.7)$$

Donde: P_{inv} : potencia del inversor, [W].

P_{AC} : potencia de cargas alimentadas por corriente alterna, [W].

1.3.5.3.2 Elección

Para la selección del convertidor es necesario considerar los siguientes puntos [5]:

- La eficiencia representada por el cociente entre la potencia activa de salida y la de entrada debería estar entre el 90% y el 97%, con un valor alto de potencia de entrada muy similar al nominal del inversor para evitar disminuciones en el rendimiento.
- Contar con protección contra cortocircuitos y sobrecargas.
- Disponer de elementos que faciliten la conexión y desconexión del inversor.
- Tener la capacidad para asumir demandas instantáneas mayores al 150% de su capacidad máxima, para soportar los picos de arranque de algunas cargas.
- Baja distorsión armónica y consumo.
- Poseer aislamiento galvánico, sistema de medida y monitorización, controles manuales para su activación y desconexión [5].

1.3.5.4 Baterías

Se utilizan acumuladores solares para almacenar la energía que proviene de la generación solar con el fin de disponer de esta en situaciones en las que la radiación solar está ausente. También pueden servir para estabilizar el voltaje y la corriente o para inyectar picos de corriente en determinados momentos, tales como el arranque de motores.

1.3.5.4.1 *Tipos y capacidad*

- **Estacionarias monobloc.** Están formadas por un solo bloque, cada una puede entregar directamente 12 voltios, son comúnmente utilizadas para aplicaciones de baja potencia y esporádicas no superiores a 170 vatios. En este grupo tenemos las baterías AGM y Gel [9][11].

Las AGM (Absorbent Glass Mat), son baterías en las cuales el electrolito se absorbe por capilaridad en una estera en fibra de vidrio situada entre las placas. Estas baterías resultan más adecuadas para suministrar corrientes elevadas durante períodos cortos que las baterías de Gel.

En las baterías de Gel el electrolito se inmoviliza en forma de gel y por lo general tienen una mayor duración de vida y una mejor capacidad de ciclos que las baterías AGM.

- **Estacionarias traslúcidas o transparentes.** Son baterías transparentes formadas por células independientes. Cuentan con un vaso o célula del cual se puede obtener un voltaje aproximado de 2,2 voltios, por lo que para tener un mayor voltaje es necesario la conexión en serie de varias unidades. Por su característica transparente y translúcida permite apreciar fácilmente su estado y dar mantenimiento [9].
- **Estacionarios herméticos.** Estas baterías no permiten el acceso a su interior y son libres de mantenimiento. En este tipo de baterías, por su sellado gelificado presentan como característica que el electrolítico es mucho más denso, por lo que no se derraman y pueden montarse en cualquier posición; para conseguir esta densidad debe añadirse dióxido de silicio.

Para aplicaciones en las que se requiere una autonomía de largo periodo, se aplican baterías de descarga profunda ya que permiten consumir un mayor valor de energía aproximadamente el 80% de su capacidad nominal sin que afecte a la vida útil [11].

1.3.5.4.2 *Tipos de conexiones*

Las baterías pueden ser conectadas de tres formas diferentes según el requerimiento: en serie para aumentar el voltaje, en paralelo para incrementar la corriente y mixta la cual permite el incremento tanto de corriente como de voltaje. Se pueden observar los diferentes tipos de conexiones en la Figura 1.14 [12].

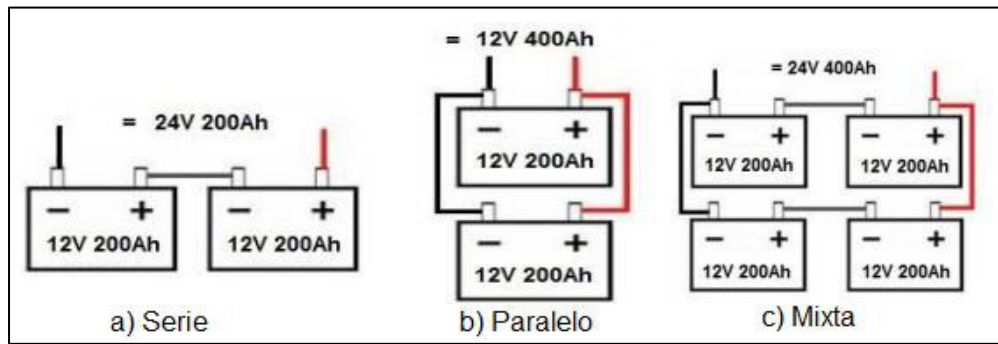


Figura 1.14. Tipos de conexiones de baterías [15].

1.3.5.4.3 Cálculo del banco de baterías

Para determinar el banco de baterías es necesario conocer el consumo medio diario (L_D); establecer el tiempo de autonomía que tendrá la instalación (A) y la máxima profundidad de descarga según el tipo de batería. Normalmente este máximo es del 70% [7], [13].

Se puede aplicar la siguiente ecuación:

$$C_B = \frac{L_D * A}{PD_{MAX} * \eta_{inv} * \eta_{rb}} \quad (1.8)$$

Donde: C_B : capacidad del banco de baterías, [Ah].

L_D : consumo medio diario de energía, [Ah/día].

A : tiempo de autonomía. [días]

PD_{MAX} : Profundidad de descarga máxima, [%].

η_{inv} : Rendimiento energético del inversor, [%].

η_{rb} : Rendimiento energético del regulador – acumulador, [%].

1.3.5.5 Conductores

Se deben dimensionar de tal manera que la sección sea la adecuada para evitar caídas de voltaje y con ello aumento de corriente y temperatura.

Para seleccionar el conductor se debe tener en cuenta su aplicación según corriente alterna o continua como se explica a continuación:

- **Corriente continua.** Para los cables que conectarán: paneles, regulador y baterías, la sección se calcula en base a la Ecuación 1.9:

$$S = 2 * \frac{l * I}{k * U} \quad (mm^2) \quad (1.9)$$

Donde: S : Sección del cable [mm²].

k : Conductividad, cobre ($56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$) o aluminio ($35 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$)

l : Longitud del cable, [m].

I : Corriente que atravesará el conductor, [A].

U : caída de voltaje entre los extremos según los equipos interconectados: entre generador y regulador/inversor: 3%, regulador y batería: 1%, inversor y batería: 1%, regulador e inversor: 1%, inversor/regulador y equipos: 3%.

Según el código de colores utiliza el color rojo para el polo positivo y negro para el negativo.

- **Corriente alterna.** El máximo valor de caída de voltaje para la acometida no debe ser superior al 3% para circuitos secundarios [14].

Según el código de colores utilizará: negro, marrón o gris para la fase, azul o blanco para neutro y verde/amarilla para la toma de puesta a tierra.

1.3.6 EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA

1.3.6.1 Protección contra sobre intensidades

Se debe proteger cada rama o módulo de generación, según la corriente de cortocircuito soportada por las planchas, para ello se necesita disponer de diodos de bloqueo o dispositivos de protección contra sobre intensidades como fusibles o interruptores automáticos magnetotérmicos.

Para el dimensionamiento de los fusibles se debe tener en cuenta una corriente equivalente a 1.5 y 2 veces la de cortocircuito. En caso de que el voltaje del generador fotovoltaico sea elevado se debe comprobar que el valor asignado al fusible soporta 1.2 veces el voltaje de circuito abierto del generador.

En caso de disponer de un generador externo, este debe contar con un interruptor general que permita la conexión o desconexión del generador en condiciones de servicio. Se dimensiona para soportar la corriente de cortocircuito del generador, así como su voltaje de circuito abierto.

Para proteger los equipos de las corrientes elevadas en caso de producirse un cortocircuito entre las baterías y el regulador se utilizan fusibles, que puedan soportar entre 1.5 y 2 veces la corriente de cortocircuito del generador. Adicional, se utilizan interruptores automáticos magnetotérmicos específicos para corriente continua con el

mismo criterio de dimensionamiento que los fusibles anteriores, estos pueden tener una curva de disparo normal tipo B [7].

1.3.6.2 Protección contra sobrevoltajes y puesta a tierra

Contra los sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas se deben instalar protectores contra sobrevoltajes en la caja de conexiones del generador, conectados entre el positivo y negativo y la toma de tierra.

Las partes metálicas específicamente, los marcos metálicos de los módulos y la estructura de soporte, estarán conectados a tierra mediante un conductor de cobre de sección mínima de 16 mm². Los materiales utilizados en la instalación eléctrica incluido los módulos deben tener un aislamiento clase II [7].

1.3.7 LABORATORIO MÓVIL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO TECNOLOGÍA VX SPECTRA

El laboratorio móvil con el medidor de flujo multifásico está diseñado para cuantificar el caudal de flujo volumétrico de los componentes que se encuentran en un asentamiento como lo son: agua, petróleo y gas. Tanto el medidor como los equipos adicionales (iluminación, equipos de oficina, aire acondicionado, computador) funcionan a base de energía alterna de 110V, dada por un generador de 50 kVA perteneciente a la empresa de Schlumberger, el cual trabaja durante 24 horas por un aproximado de 10 a 12 días por plataforma.

Al poseer la capacidad de desplazarse éste puede ser utilizado en varios asentamientos del Oriente Ecuatoriano. Para el caso de estudio se analizará su aplicación en el campo Auca en la provincia de Orellana de latitud y longitud -0.6347013189696736, -76.88166973993435 respectivamente.

1.3.7.1 Medidor multifásico Schlumberger (tecnología Vx)

Es un sistema independiente de medición en línea utilizado en el proceso de producción de petróleo para determinar las cantidades de petróleo, agua y gas provenientes de la formación. Se puede observar el esquema de conexiones del laboratorio en el Anexo A, sus componentes en la Figura 1.15 y diagrama de bloques de instrumentación en la Figura 1.16.

El principio de medición se basa en una fuente de energía nuclear, como emisor, y un receptor de rayos gamma, con ello se evalúa el nivel de atenuación de energía debido al flujo multifásico de mezcla de petróleo, agua y gas y se determina la cantidad de cada fase a un muestreo de 45 Hz [15].

Posee las siguientes partes:

- Una unidad vénturi con una sección de medición incluida.
- Sistema de medición de niveles de energía (fuente de Bario 133 y un detector contador de fotones)
- Transmisor de diferencial de presión
- Transmisor de presión
- Transmisor de temperatura
- Fuente radioactiva, encargada de reducir la radiación externa desde la fuente hasta niveles permitidos por organismos reguladores. Su manipulación está controlada por organismos reguladores, en este caso por la Comisión de Energía Atómica del Ecuador.
- Caja de conexiones con una computadora industrial de adquisición de datos como señales de medida, rayos Gamma y procesamiento de información; es conocida como Data Acquisition Flow Computer (DAFC) a la cual van conectados equipos de instrumentación, comunicación y fuentes de poder.

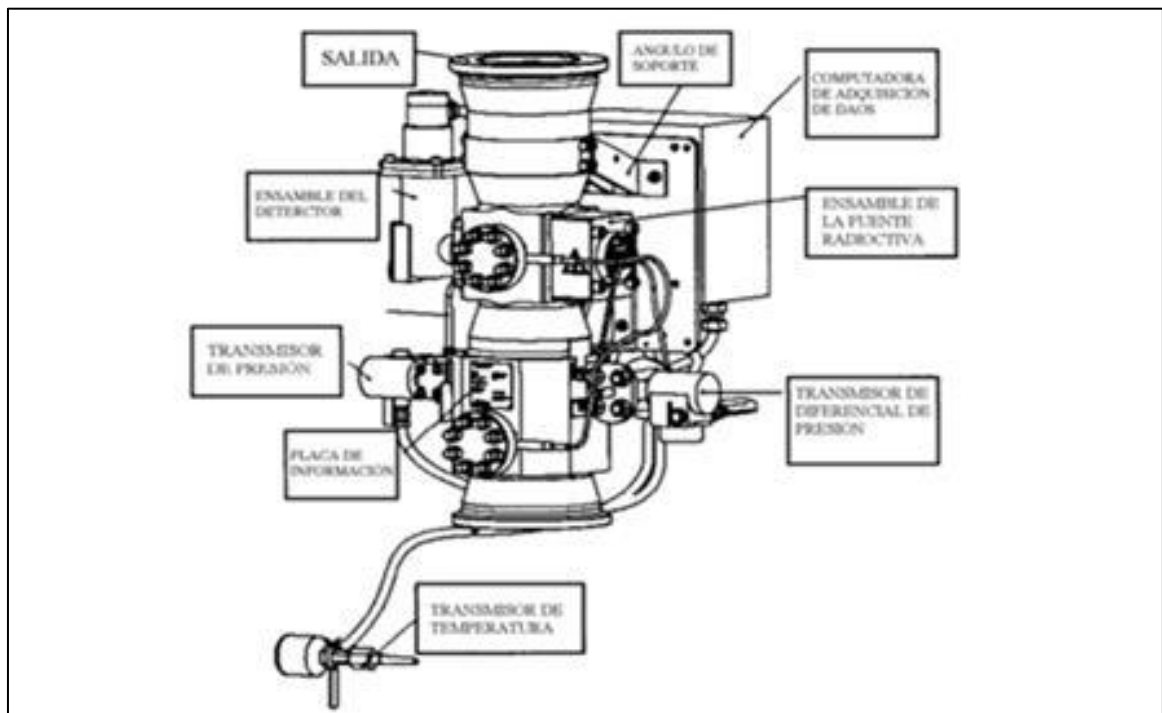


Figura 1.15. Componentes del medidor multifásico Schlumberger, [15].

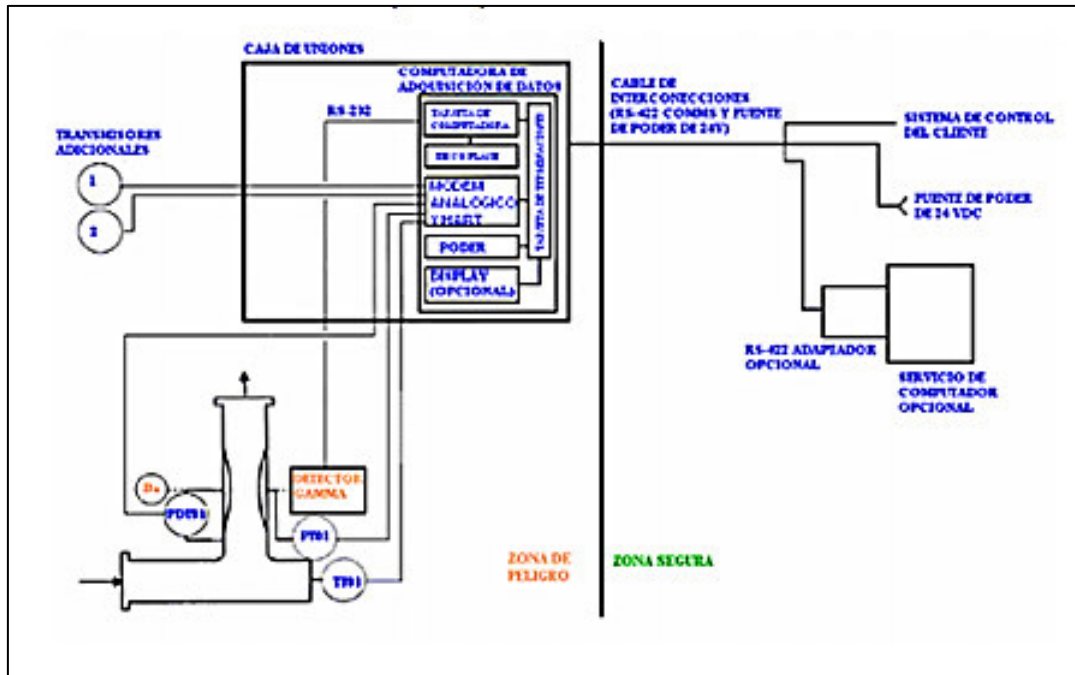


Figura 1.16. Diagrama de bloques de instrumentación del medidor multifásico Schlumberger, [15].

2. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se detalla el cálculo de cada equipo a utilizarse en el microsistema fotovoltaico, con sus respectivas consideraciones tanto eléctricas como mecánicas para un desempeño óptimo y satisfacción de la demanda.

2.1 ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR EN LA PROVINCIA DE ORELLANA

En el Ecuador debido a la presencia de la Cordillera de los Andes, se crean diferentes ecosistemas con radiación solar no muy variable y aceptable para la implementación de sistemas fotovoltaicos. Así es el caso de la provincia de Orellana donde se tiene un estimado de radiación entre 3.66 y 5.04 [kWh/m²/día]. Se puede observar el área donde será utilizado el sistema fotovoltaico en la Figura 2.1.

2.1.1 RECOPIACIÓN DE DATOS

Al no disponer de equipos de medida de radiación en el sector a utilizar el microsistema fotovoltaico móvil, se procede a tomar la información proporcionada por el programa a utilizarse en la simulación, System Advisor Model (SAM), la cual es dada por NSRDB (National Solar Radiation Database) de NREL [16].

Se considera la irradiancia solar global sobre el plano horizontal para las siguientes coordenadas latitud y longitud -0.6347013189696736, -76.88166973993435, correspondientes al campo Auca de Schneider.

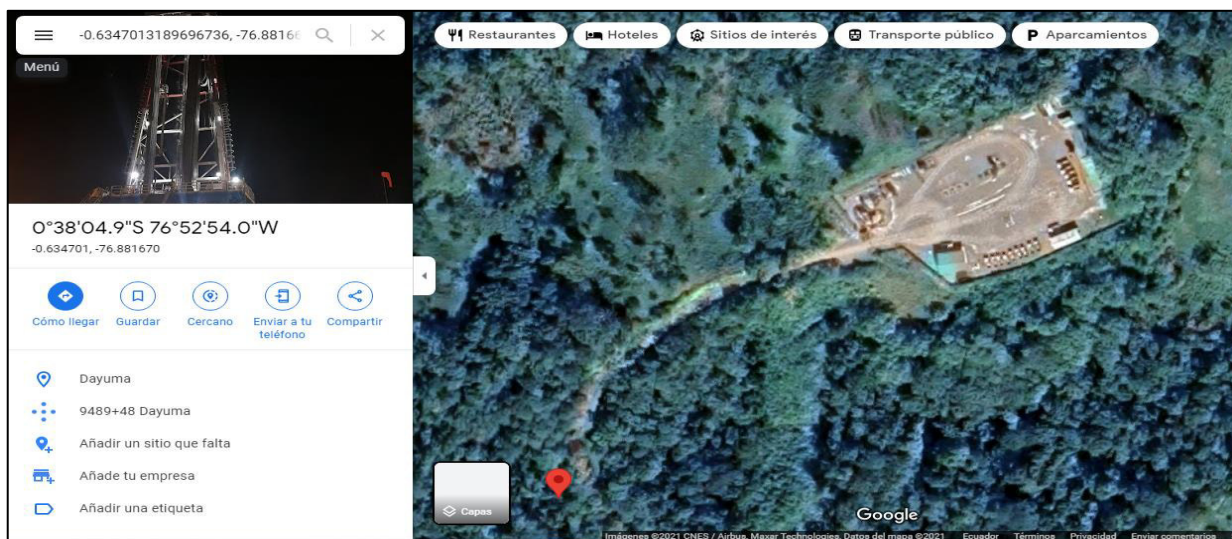


Figura 2.1 Ubicación del campo Auca [17].

La irradiancia incidente para un periodo entre 1998-2020 en el campo auca Schneider se presenta en la Tabla 2.1.

Como los datos que proporciona el programa System Advisor Model (SAM) para la ubicación del campo Auca, se presentan en $[W/m^2]$ es necesario transformarlos a $[kWh/m^2/día]$ para conocer la irradiancia incidente. Esto se logra multiplicando el valor de GHI (W/m^2) por 24h que tiene un día.

Por ejemplo, para obtener las horas mensuales del segundo mes que es febrero conforme lo mostrado en la Tabla 2.1, se debe multiplicar la irradiancia correspondiente a ese mes por 24 horas que tiene un día y dividir para 1000 [W] y así tener la irradiancia que estaba en (W/m^2) en ($kWh/m^2 /día$) que son las unidades deseadas, como se muestra a continuación en la Ecuación 2.1:

$$GHI_{febrero} = \frac{184.439 (W/m^2) * 24[h]}{1000} = 4.4265(kWh/m^2 /día) \quad (2.1)$$

Donde: $GHI_{febrero}$: irradiancia global horizontal para el mes de febrero, ($kWh/m^2 /día$).

De igual manera se hace con los siguientes meses.

Tabla 2.1. Irradiancia solar horizontal global para el campo Auca de Schneider según NREL.[18]

Mes	Horas desde 00:00 Jan 1	GHI (W/m^2)	GHI ($kWh/m^2/día$)
Enero	372	188.253	4.5181
Febrero	1080	184.439	4.4265
Marzo	1788	168.992	4.0558
Abril	2520	171.992	4.1278
Mayo	3252	170.761	4.0983
Junio	3984	161.579	3.8779
Julio	4716	181.86	4.3646
Agosto	5460	194.753	4.6741
Septiembre	6192	217.224	5.2134
Octubre	6924	214.476	5.1474
Noviembre	7656	207.042	4.9690
Diciembre	8388	203.483	4.8836
		Promedio	4.53

Se observa que el mes de junio es el que contiene la menor irradiancia solar horizontal siendo su valor de 3.877 ($kWh/m^2/día$).

2.2 DETERMINACIÓN DEL ÁNGULO DE INCLINACIÓN Y RADIANCIA INCIDENTE EFECTIVA

Para la ubicación del panel fotovoltaico se deben tomar en cuenta ciertos ángulos como lo son: de inclinación y de azimut como se muestra en la Figura 2.2.

2.2.1 ÁNGULO DE AZIMUT (α)

Es el ángulo formado entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal entre la superficie plana del módulo con referente al meridiano. Para paneles ubicados en países del norte en el hemisferio sur este ángulo es 180° , para módulos orientados del sur es de 0° . En el caso de tratarse de Ecuador se toma como valor de ángulo de azimut el valor de 180° .

2.2.2 ÁNGULO DE INCLINACIÓN (β)

Es el ángulo que se forma entre la superficie del panel fotovoltaico y el plano horizontal.



Figura 2.2 Ángulos a considerar en paneles solares [19].

Al ser colocados los paneles en la zona Ecuatorial no se deben colocar ángulo de 0° como se pensaría idealmente, siempre deben tener una inclinación para evitar acumulación ya sea de polvo o lluvia y así procurar tener mejores condiciones para su mantenimiento.

El ángulo óptimo de inclinación está expresado en función de la latitud (ϕ) del lugar, por lo que se calcula de la siguiente manera [20]:

$$\beta_{opt} = \phi + 10 \quad (2.2)$$

Para la latitud de $-0.6347013189696736^\circ$ se tiene según la Ecuación 2.2:

$$\beta_{opt} = -0.634701318969673^\circ + 10^\circ = 9.35299^\circ = 9^\circ 21' 55.1''S.$$

Debido a condiciones de mantenimiento y disponibilidad estructural por soporte de los paneles fotovoltaicos, el ángulo de inclinación no debe ser inferior a 10° por lo que se toma este valor como el ángulo óptimo [21].

2.2.3 RADIACIÓN SOBRE LOS PANELES CON RESPECTO AL ÁNGULO DE INCLINACIÓN

Debido a que el micro sistema fotovoltaico será colocado de manera inclinada sobre una estructura de remolque es necesario conocer la radiación sobre esta superficie. Se analizará según la Ecuación 2.3 [20].

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * K * FI * FS \quad (2.3)$$

Donde: $G_{dm}(\alpha, \beta)$: valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano generador en $[kWh/m^2/dia]$

$G_{dm}(0)$: valor medio anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en $[kWh/m^2/dia]$

K : constante según la inclinación óptima del generador.

FI : factor de irradiación.

FS : factor de sombreado.

Para obtener el factor de irradiación se aplica la ecuación 2.4:

$$FI = 1 - \left[1.2 * 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \text{ para } \beta \leq 15^\circ \quad (2.4)$$

Donde: FI : factor de irradiación.

β_{opt} : ángulo óptimo de inclinación, $[\circ]$.

$$FI = 1 - [1.2 * 10^{-4} (10^\circ)^2] = 0.988$$

Para el factor de sombra se analiza todo tipo de edificación en estructuras altas que puedan producir sombra al generador. Al ser la instalación en un campo abierto no se consideran las sombras por tanto el factor de sombreado es igual a 1.

La constante k se obtiene según la inclinación óptima de los paneles según la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Valores de inclinación óptima del generador y K [20].

Período de diseño	β_{opt}	K
Diciembre	$\Phi+10$	1.7
Julio	$\Phi-20$	1
Anual	$\Phi-10$	1.15

Para el sistema a implementar se selecciona un valor de k igual a 1.15 donde el β_{opt} no excede los 10° .

El valor medio anual de irradiación diaria sobre la superficie horizontal ($G_{dm}(0)$) es de 4.53 [kWh/m²/dia] según datos del NREL [16].

Con la información anterior se puede calcular la radiación sobre los paneles según la Ecuación 2.3:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 4.53 [(kWh/m^2)/dia] * 1.15 * 0.988 * 1 = 5.14 [kWh/m^2/dia]$$

2.3 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DEL LABORATORIO VX SPECTRA

El levantamiento de cargas e información sobre los equipos que cuenta el laboratorio VX Spectra, no se realiza directamente en campo, sino que es proporcionada directamente por la empresa proyectos integrales del Ecuador conforme a la solicitud por parte de la empresa Schneider del desarrollo de este proyecto y se muestra en la Tabla 2.3.

El equipo VX Spectra se encuentra expresado como equipo de laboratorio el cual según el Anexo A cuenta con una fuente de poder 120 VAC.

Tabla 2.3. Carga instalada en el laboratorio VX SPECTRA a ser alimentada [22].

DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA Y ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS CARGAS ELÉCTRICAS						
Descripción de la Carga	Potencia AC de c/carga (W)	Número de dispositivos	Potencia AC(W)	Uso de horas al día	Uso de días a la semana	Energía AC Wh por día
ILUMINACIÓN OFICINA	40	1	45.98	10	7	459.770115
ILUMINACIÓN LABORATORIO Y EXTRACTOR	40	1	45.98	4	7	183.908046
ILUMINACIÓN EMERGENCIA	60	1	68.97	1	7	68.9655172
TOMACORRIENTE UPS	70	1	80.46	24	7	1931.03448
EQUIPOS LABORATORIO	503	1	578.16	3.5	7	2023.56322
COMPUTADOR	90	1	103.45	24	7	2482.75862
AIRE ACONDICIONADO	524	1	602.30	12	7	7227.58621
EQUIPOS OFICINA	330	1	379.31	6	7	2275.86207
Eficiencia del inversor	0.87		1904.5977	Energías parciales		16653.4483
				Energía total Wh/día		16653.4483
				Energía total Wh/mes		499603.448

Se considera que la información de la Tabla 2.3 es la información real de los equipos y dispositivos que cuenta el laboratorio VX Spectra. Conforme a lo indicado en reuniones con la empresa Schneider se ha manifestado que la demanda es constante durante el periodo de análisis de petróleo en el que es utilizado el laboratorio.

Adicional se toma en cuenta una eficiencia del inversor del 87% al cálculo de la potencia instalada en el laboratorio para así tener una estimación más real de la energía total consumida. El valor de 87% está directamente indicado por la hoja de datos del inversor que forma parte del Anexo C a utilizar en el proyecto. Esto se detalla en el apartado 2.4 relacionado al dimensionamiento del microsistema fotovoltaico.

2.4 DIMENSIONAMIENTO DEL MICROSISTEMA FOTOVOLTAICO

2.4.1 SELECCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS Y ARREGLO

Para conocer el número de paneles necesarios y su configuración si utiliza el valor de la radiación sobre estos.

Las características eléctricas de los paneles a utilizar se detallan en la Tabla 2.4, sus características mecánicas en la Tabla 2.5 y características de temperatura en la Tabla 2.6; las tablas antes mencionadas se derivan del Anexo B.

Tabla 2.4. Especificaciones eléctricas a STC (Irradiancia 1000W/m², 25°C, AM 1.5) del panel fotovoltaico BSM455M-72HPH.

Potencia nominal Pmax [W]	455
Voltaje en circuito abierto Voc [V]	49.8
Corriente de cortocircuito Isc [A]	11.61
Voltaje en el punto máximo Vmp [V]	41.1
Corriente en el punto máximo Imp [A]	11.08
Eficiencia	20.8
Tolerancia de potencia nominal [%]	0 – 5 W
Máximo voltaje por sistema	DC 1500/1000(IEC)
Temperatura de operación nominal de célula [°C]	-40°C a +85°C
STC	97,5
Rendimiento 12 años [%]	90
Dimensiones [mm]	1.956×992×40

Tabla 2.5. Especificaciones mecánicas del panel fotovoltaico BSM455M-72HPH.

Tipo de celdas	Mono Perc
Dimensiones	2094*1038*35mm
Peso	25.5 kg (56.2lbs)
Tipo de conector	Conector Pv
Corriente en el punto máximo Imp [A]	11.08

Tabla 2.6. Características de temperatura del panel fotovoltaico BSM455M-72HPH.

Temperatura a coeficiente Pmax	γ (Pm)	-0.36 %/°C
Temperatura a coeficiente Voc	β (Voc)	-0.26 %/°C
Temperatura a coeficiente Isc	α (Isc)	0.043 %/°C

2.4.1.1 Potencia aproximada del generador según la radiación

Con el rendimiento energético obtenido anteriormente de radiación, se puede calcular la potencia aproximada que tendría nuestro generador según la Ecuación 2.5 [20]:

$$PR = \frac{E_D * G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp}} \quad (2.5)$$

Donde: PR : rendimiento energético.

E_D : consumo de energía kWh/dia .

G_{CEM} : 1 [$kWh/m^2/dia$].

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: irradiación sobre paneles según ángulo de inclinación.

P_{mp} : potencia del generador, [kW]

De la Ecuación 2.5 se tiene la potencia nominal del sistema en Ecuación 2.6:

$$P_{mp} = \frac{E_D * G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) * PR} \quad (2.6)$$

Datos: PR : 0.7 para sistemas con inversor y 0.6 para sistemas con inversor y baterías.

E_D : 16.653 [kWh/dia](Tabla 2.3)

G_{CEM} : Irradiancia a condiciones estándar de medida (CEM), 1 [kWh/m^2].

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: 5.14 [$kWh/m^2/dia$]

$P_{mp,min}$: potencia mínima requerida por el generador, [kW].

Con ayuda de la Ecuación 2.6 y la información preliminar, se puede determinar la potencia mínima requerida por el generador:

$$P_{mp,min} = \frac{16.653 [kWh/dia] * 1 [kWh/m^2]}{5.14 [kWh/m^2/dia] * 0.6} = 5.4 kW.$$

Por otro lado, la energía promedio que puede proporcionar cada panel fotovoltaico para el mes de menor radiación, en este caso junio, con 3.8779[kWh/m²/día] a radiación promedio de 1 [kWh/m²] y 25°C según la Ecuación 2.6 es de:

$$P_{PR_STC} = \frac{455[W] * 3.8779[kWh/m^2/día]}{1[kWh/m^2]} = 1764.4445[Wh/día]$$

Para condiciones NMOT es decir 800[W/m²], 20°C y velocidad del viento 1m, se tiene como potencia de cada panel 399[W], dando una energía promedio de:

$$P_{PR_NMOT} = \frac{399[W] * 3.8779[kWh/m^2/día]}{1[kWh/m^2]} = 1547.2821[Wh/día]$$

Con los datos anteriores se puede calcular el número de paneles necesarios según la Ecuación 2.7:

$$\#P = \frac{E_D}{P_{PR_NMOT}} \quad (2.7)$$

Donde: #P: número de paneles.

E_D : consumo de energía, [kWh/día].

P_{PR_NMOT} : una energía promedio, [Wh/día]

Por la Ecuación 2.7 y la información anterior, se tiene el siguiente número de paneles:

$$\#P = \frac{16.653 \left[\frac{kWh}{día} \right]}{1.547 \left[\frac{kWh}{día} \right]} = 10.7647 \text{ unidades}$$

Por aproximación y simetría se colocarán 12 paneles fotovoltaicos de 455 vatios.

Con esta cantidad se verifica que el generador no supere el 20% de la potencia mínima requerida, según la Ecuación 2.8:

$$\#P * P_{panel} < 1.2 * P_{mp,min} \quad (2.8)$$

Donde: #P: número de paneles.

P_{panel} : potencia de cada panel a utilizar. Para el caso de estudio será de 455[W].

$P_{mp,min}$: potencia mínima requerida por el generador. Valor ya calculado 5.4 [kW]

Por la ecuación 2.8 se tiene:

$$12 * 455 [W] < 1.2 * 5400[W]$$

$$5460[W] < 6480[W]$$

Una vez determinado el número de paneles necesarios, se estudia el arreglo en el que los paneles serán colocados en función de las características del inversor a utilizar que se detallan en la Tabla 2.7 la cual es un resumen del Anexo C.

Tabla 2.7 Datos del inversor Off Grid GS Series GS6000.

Voltaje de salida	120 VAC
Potencia de salida	6kW
Eficiencia (Line Mode)	>98%
Eficiencia (Con baterías)	>87%
Corriente máxima de entrada	60A.
Voltaje de entrada	55 - 145VDC para 48V
Peso	39kg

Mediante la Ecuación 2.9 se determinará el máximo número de paneles a conectar en serie:

$$\#P_{ms} = \frac{V_{m_in}}{V_p} \quad (2.9)$$

Donde: $\#P_{ms}$: número máximo de paneles en serie.

V_{m_in} : voltaje máximo de entrada, [V]

V_p : voltaje del panel, 41.1 [V]

Según la ecuación 2.9 se tendría el siguiente número máximo de paneles en serie:

$$\#P_{ms} = \frac{145VDC}{41.1VDC} = 3.53 \text{ unidades}$$

El número máximo de paneles a conectarse en serie es de 3 unidades.

Mediante la ecuación 2.10 se determinará el número máximo de paneles a conectar en paralelo:

$$\# P_{mp} = \frac{C_{inver}}{C_{pSCT}} \quad (2.10)$$

Donde: número máximo de paneles en paralelo.

C_{inver} : corriente soportada por el inversor, [A]

C_{pSCT} : corriente que aportan los paneles fotovoltaicos a condiciones estándar, [A]

$$\# P_{mp} = \frac{60A}{11.08A} = 5.42 \text{ unidades}$$

Según la ecuación 2.10 da como resultado que el número máximo de paneles a conectarse en paralelo es de 5 unidades.

Conforme a los cálculos anteriores se tendrá un arreglo de 12 paneles fotovoltaicos con la siguiente configuración: 3 paneles en serie y 4 en paralelo formando así un arreglo de 4 por 3 con las siguientes características: 12 paneles/123.3V/44.32A.

El área aproximada que ocupará el generador será de 27 m² debido a que estará sobre una plataforma móvil. El arreglo de paneles solares tendrá una estructura similar a la Figura 2.3 de tal manera que cumpla con la inclinación y configuración indicados previamente.



Figura 2.3. Diseño tentativo de remolque para el microsistema solar fotovoltaico [22].

2.4.2 DISEÑO DEL BANCO DE BATERÍAS

Las baterías serán ubicadas al interior del remolque según Figura 2.3. Como requerimiento se solicita una autonomía de 3 días, teniendo en cuenta que la capacidad nominal de la batería no debe exceder en 25 veces la corriente de cortocircuito en condiciones estándar de medida del generador fotovoltaico [20].

Para la selección de las baterías, se analiza primero el consumo diario de carga según la Ecuación 2.11

$$L_D = \frac{E_D}{V_N} \quad (2.11)$$

Donde: L_D : consumo diario de la carga, [Ah].

E_D : consumo de la carga, $\left[\frac{Wh}{día}\right]$.

V_N : voltaje nominal del Banco de baterías, [V].

Según la información anteriormente obtenida y la Ecuación 2.11, se tiene un consumo diario de:

$$L_D = \frac{16653 \left[\frac{Wh}{día}\right]}{48V} = 346.94 \text{ Ah/día}$$

Según la Ecuación 2.12 podemos determinar la capacidad del acumulador para la autonomía de 3 días según el consumo diario de energía calculado anteriormente.

$$C_{20} = \frac{A * LD}{\eta_{inv} * \eta_{rb} * PD_{max}} \quad (2.12)$$

Donde: A : número de días sin radiación.

C_{20} : capacidad nominal del acumulador.

PD_{max} : profundidad de descarga máxima.

η_{rb} : rendimiento energético entre el regulador y el banco de baterías.

η_{inv} : rendimiento del inversor.

Según los siguientes datos y la Ecuación 2.12, se calcula la capacidad nominal del acumulador.

A : 3 días.

C_{20} : capacidad nominal del acumulador.

PD_{max} : 70%.

η_{rb} : 87%, por datos del inversor y consideraciones técnicas.

η_{inv} : 87%, por datos del inversor.

$$C_{20} = \frac{3días * 346.94 \frac{Ah}{día}}{0.87 * 0.87 * 0.7} = 854.5320 \text{ Ah}$$

Se comprueba por la Ecuación 2.13, que la capacidad del banco de baterías no exceda en 25 veces la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico:

$$C_{20} \leq 25 * \# pp * I_{sc_panel} \quad (2.13)$$

Donde: C_{20} : capacidad nominal del acumulador, [Ah].

$\# pp$: número de paneles en paralelo.

I_{sc_panel} : corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico, [A].

$$854.5320 \leq 25 * 4 * 11.61$$

$$854.5320 \leq 1161$$

Según resultado de la Ecuación 2.13, la capacidad del banco de baterías está dentro del del límite permitido.

Se analiza el tiempo necesario para lograr cargar en su totalidad el banco de baterías, esto por medio de la Ecuación 2.14.

$$\frac{C_{20}}{\# pp * I_{sc_panel}} = hb \quad (2.14)$$

Donde: C_{20} : capacidad nominal del acumulador, [Ah].

$\# pp$: número de paneles en paralelo.

I_{sc_panel} : corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico, [A].

hb : tiempo necesario para que el banco de baterías se cargue por completo, [h].

Se reemplaza la información previamente obtenida, en la Ecuación 2.14:

$$\frac{854.5320 \text{ Ah}}{4 * 11.61} = \frac{854.5320}{46.44} = 18.4 \text{ h}$$

Es necesario tener un tiempo de 18.4 h pico solares para que se cargue el banco de baterías.

Para el estudio se han seleccionado diferentes baterías, las cuales se detallan en el Anexo D. Sus características se resumen en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8 Baterías disponibles.

Batería	FCD12-200	FCG12-250	GFMG-1500
Tipo	Ácido sulfúrico	GEL	GEL
Capacidad	200Ah (C20)	277.6Ah (C20)	1590Ah (C20)
Voltaje	12V	12V	2V
Tiempo de vida 25°C	6 años	6 años	12 años
Porcentaje máximo de descarga	70%	70%	70%
Peso	59.6kg	70.8kg	220kg

Con los datos la Tabla 2.8, se puede conocer cuál de las opciones será más factible, esto por medio de la Ecuación 2.15.

$$\frac{C_{20}}{C_{20_b}} * \#bs_48 = \#b \quad (2.15)$$

Donde: C_{20} : capacidad nominal del acumulador, [Ah].

C_{20_b} : capacidad de la batería, [Ah]

$\#b$: número de baterías necesarias.

$\#bs_48$: número de baterías en serie para cumplir el voltaje de 48[V].

- **Aplicando la Ecuación 2.15 para el modelo FCD12-200:**

$$\frac{854.5320 \text{ Ah}}{200 \text{ Ah}} * 4 = 17.09 \text{ unidades}$$

Para tener un voltaje de 48[V] y 854.5320 [Ah] serían necesarias en total 20 unidades, para un arreglo 4 por 5.

- **Aplicando la Ecuación 2.15 para el modelo FCG12-250:**

En este caso al igual que el anterior se necesitan 4 unidades en serie para el banco de baterías de 48 voltios; según la ecuación 2.15 se tendría:

$$\frac{854.5320 \text{ Ah}}{277.6\text{Ah}} * 4 = 12.3131 \text{ unidades}$$

Para tener un voltaje de 48[V] y 854.5320 [Ah] serían necesarias en total 16 unidades, para un arreglo 4 por 4.

- **Aplicando la ecuación 2.15 para el modelo GFMG-1500:**

Al tener baterías de 2 voltios cada una se necesitan 24 unidades en serie para el banco de baterías de 48 voltios.

$$\frac{854.5320 \text{ Ah}}{1590\text{Ah}} = 0.53744 \text{ unidades}$$

Por la Ecuación 2.15 para tener un voltaje de 48[V] y 854.5320 [Ah] serían necesarias en total 24 unidades.

En base a los resultados anteriores, se escoge las baterías FCG12-250, de las cuales se necesitarían 16 unidades para un banco de 4441.6Ah/48V, en un arreglo de 4 en serie y 4 en paralelo,

2.4.3 SELECCIÓN DEL REGULADOR/INVERSOR

El regulador es el que nos permite controlar la carga de las baterías y así prolongar su vida útil según el porcentaje máximo de descarga permitido. Para determinar correctamente el regulador se deben tener en cuenta el voltaje de entrada que es el mismo de la configuración del banco de baterías y la corriente máxima que puede controlar.

Al tener un generador fotovoltaico y un banco de baterías se tienen 2 corrientes máximas correspondientes a cada sección, una corriente de los paneles al regulador y otra del banco de baterías hacia la carga.

2.4.3.1 Corriente desde los paneles al regulador

Se añade un margen de seguridad entre 15% y 25% para evitar que el regulador trabaje al límite de la corriente máxima:

$$I_{r_in} = 1,25 * I_{se} * nr \quad (2.16)$$

Donde: I_{r_in} : corriente de entrada al regulador, [A].

I_{se} : corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico, [A].

nr : número de ramas.

Con la información anterior y la Ecuación 2.16, se obtiene:

$$I_{r_in} = 1.25 * 11.61 * 4$$

$$I_{r_in} = 58.05 \text{ A}$$

2.4.3.2 Corriente desde el banco de baterías a la carga

Para calcular la corriente que va desde el banco de baterías a la carga se utiliza la Ecuación 2.17:

$$I_{r_out} = 1,25 * I_{carga} \quad (2.17)$$

Donde: I_{r_out} : corriente de Salida del regulador, [A].

I_{carga} : corriente consumida por la carga, [A].

Con la información anterior y la Ecuación 2.17, se obtiene:

$$I_{r_out} = 19.8395 A$$
$$I_{r_out} = 1.25 * 15.8716$$

Como se indica en la Tabla 2.7, la corriente máxima de entrada del generador fotovoltaico soportada por el inversor es de 60 amperios, por tanto, se encuentra dentro del límite y es aceptable la corriente de 58.05 amperios para el equipo seleccionado.

Por otro lado, la corriente que puede abastecer el inversor/cargador GS Series GS6000 a la carga es de aproximadamente 50 amperios conforme a los 6 kW de potencia y 120 voltios, por lo que una corriente de 19,84 amperios es fácilmente suministrada a la carga.

Para el sistema se ha optado por un inversor de 6kW, ya que se garantizará confiabilidad para una carga de 5.4kW y este a la vez puede abastecer de energía en los momentos de alta demanda, como es el caso característico de los aires acondicionados los cuales al entrar en trabajo elevan su corriente por sobre la nominal; así se puede garantizar que el equipo instalado detallado en la Tabla 2.3 como aire acondicionado pueda ser suministrado de la energía necesaria para su operación.

2.4.4 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

Según la combinación de equipos a conectar se debe seleccionar diferentes calibres de conductores, con sus respectivas caídas de voltaje.

Se deben tomar en cuenta 2 criterios principales el primero en función del límite permitido de caída de voltaje y el segundo según la capacidad de corriente la cual es la máxima permitida con un valor de seguridad del 25%.

Para el análisis de caída de voltaje Se debe considerar cierto porcentaje de caída de voltaje según la longitud a instalar del conductor y entre qué equipos se conectará. En general para instalaciones fotovoltaicas los conductores no deben exceder del 3% de caída de voltaje del voltaje nominal. Para calcular la caída de voltaje se aplicará la Ecuación 2.18:

$$S = 2 * \frac{l * I}{k * U} \text{ (mm}^2\text{)} \quad (2.18)$$

Donde: S : Sección del cable, [mm²].

k : Conductividad, cobre ($56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$) o aluminio ($35 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$)

l : Longitud del cable, [m].

I : Corriente que atravesará el conductor, [A]

U : caída de voltaje entre los extremos según los equipos interconectados: entre generador y regulador/inversor: 3%, regulador y batería: 1%, inversor y batería: 1%, regulador e inversor: 1%, inversor/regulador y equipos: 3

2.4.4.1 Conductor entre el generador fotovoltaico y el regulador

Para calcular el conductor entre el generador fotovoltaico y el regulador se utilizará la Ecuación 2.18 con los siguientes datos:

Datos: k : Conductividad, cobre ($56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$)

l : longitud del generador fotovoltaico el regulador, 8[m]

I : corriente total de cortocircuito del generador fotovoltaico, 46.44[A]

U : 3% de 123.3V del arreglo fotovoltaico = 3.7V

Según la Ecuación 2.18 el conductor entre el generador fotovoltaico y el regulador es de:

$$S = 2 \left(\frac{8 * 46.44}{56 * 3.7} \right) = 3.59 \text{mm}^2 = \#8$$

Se selecciona un conductor 8AWG el cual puede soportar una corriente de 55 amperios según la Tabla 2.9.

Tabla 2.9 Tabla de calibres de cables eléctricos [23].

Descripción	Diámetro Total Aprox.	Capacidad de corriente (*)
C THHN/THWN-2Cu90°	mm	A
14 AWG 600V G&O	2,9	25
12 AWG 600V G&O	3,4	30
10 AWG 600V G&O	4,2	40
8 AWG 600V G&O	5,5	55
6 AWG 600V G&O	6,5	75

2.4.4.2 Conductor entre el regulador y acumulador de energía

Para calcular el conductor entre el regulador y acumulador de energía se utilizará la Ecuación 2.18 con los siguientes datos:

Datos: k : Conductividad, cobre ($56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$)

l : longitud entre el regulador y el Banco de baterías, 1[m]

I : corriente total de cortocircuito del generador fotovoltaico, 46.44[A]

U : 1% de 48V del banco de baterías= 0.48V

Según la Ecuación 2.18 el conductor entre el generador fotovoltaico y el regulador es de:

$$S = 2 \left(\frac{1 * 46.44}{56 * 0.48} \right) = 3.464 \text{mm}^2 = \#10$$

Se selecciona un conductor 8AWG el cual puede soportar una corriente de 55 amperios según la Tabla 2.9.

2.4.4.3 Conductor entre el acumulador de energía y el inversor

Para seleccionar el conductor entre el acumulador de energía y el inversor se tomará en cuenta el Anexo C, específicamente la sección Battery Cable Size, donde se recomienda para el modelo GS6000W una sección de cable de 35 mm^2 para 175A, por lo que se selecciona el calibre 1/0 AWG.

2.4.4.4 Conductor entre el inversor y la carga

Para calcular el conductor entre el inversor y la carga se utilizará la Ecuación 2.18 con los siguientes datos:

Datos: k : Conductividad, cobre ($56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$).

l : longitud entre el inversor y la carga, 20[m].

I : corriente suministrada a la carga, 15.87[A].

U : 3% de 120V suministro de tensión a la carga= 3.6V

Según la Ecuación 2.18 el conductor entre el generador fotovoltaico y el regulador es de:

$$S = 2 \left(\frac{20 * 19.8395}{56 * 3.6} \right) = 3.936 \text{mm}^2 = \#10$$

Se selecciona un conductor 10AWG el cual puede soportar una corriente de 40 amperios según la Tabla 2.9.

2.4.5 CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES

Como protecciones se tienen fusibles interruptores automáticos y dispositivos de protección contra sobrevoltajes los cuales nos ayudan a proteger tanto en corriente alterna como continua.

2.4.5.1 Protección entre el generador solar y el regulador

Para la selección de esta protección se debe tener en cuenta una intensidad de corte entre los equipos superior a 1.25 veces la corriente de cortocircuito del conjunto fotovoltaico.

$$I_{p-r} \leq 1.25 * I_{sc\ g} \quad (2.19)$$

Donde: I_{p-r} : corriente entre el generador solar y el regulador, [A].

$I_{sc\ g}$: corriente de cortocircuito total por el generador fotovoltaico, 46.44A

Para el cálculo de esta protección se tomará en cuenta la Ecuación 2.19:

$$I_{p-r} \leq 1.25 * 46.44A$$

$$I_{p-r} \leq 58.05A$$

Se selecciona un seccionador normalizado con una intensidad de 63 A.

Para proteger los módulos fotovoltaicos se implementa una protección de cada ramal, por la configuración en serie. Para ello se utiliza fusibles de cartucho de 10x38 mm con una intensidad nominal superior a 1.25 veces la intensidad máxima de los paneles, esto por seguridad.

$$I_{pt_r} > 1.25 * I_{sc_s} \quad (2.20)$$

Donde: I_{pt_r} : corriente en serie por ramal, [A].

I_{sc_s} : corriente de cortocircuito producida en serie, 11.61A

Para el cálculo de esta protección se tomará en cuenta la Ecuación 2.20:

$$I_{pt_r} > 1.25 * 11,61A$$

$$I_{pt_r} > 14.51A$$

La protección entre el generador solar y el regulador será de 16A.

2.4.5.2 Protección entre el regulador y el banco de baterías

Para dimensionar la protección entre el regulador y baterías se considera la máxima corriente que puede suministrar el regulador que es de 50A a un porcentaje de seguridad del 25%.

$$I_{p_rb} > 1.25 * I_r \quad (2.21)$$

Donde: I_{p_rb} : corriente entre el regulador y el banco de baterías, [A].

I_r : corriente máxima suministrada por el regulador, 50[A]

Para el cálculo de esta protección se tomará en cuenta la Ecuación 2.21:

$$I_{p_rb} > 1.25 * 50A.$$

$$I_{p_rb} > 62.5A.$$

La protección entre el regulador y el banco de baterías será de 65 A.

2.4.5.3 Protección entre el inversor y el banco de baterías

Para dimensionar la protección entre el inversor y baterías se considera la máxima corriente que puede suministrar el inversor que es de 60A a un porcentaje de seguridad del 25%.

$$I_{p_inv-b} > 1.25 * I_{reg} \quad (2.22)$$

Donde: I_{p_inv-b} : corriente entre el inversor y el banco de baterías, [A].

I_{reg} : corriente máxima suministrada por el regulador, 60[A]

Para el cálculo de esta protección se tomará en cuenta la Ecuación 2.22:

$$I_{p_inv-b} > 1.25 * 60A.$$

$$I_{p_inv-b} > 75A.$$

La protección entre el inversor y el banco de baterías será de 80 A.

2.4.5.4 Protección entre el inversor y la carga

Para dimensionar la protección entre el inversor y carga se considera la máxima corriente que puede suministrar el inversor a 120V y 6000W que es de 50A a un porcentaje de seguridad del 25%.

$$I_{p_inv-L} > 1.25 * I_{inv} \quad (2.23)$$

Donde: I_{p_inv-L} : corriente entre el inversor y la carga, [A].

I_{inv} : corriente máxima suministrada por el inversor, 50[A]

Para el cálculo de esta protección se tomará en cuenta la Ecuación 2.23:

$$I_{p_inv-L} > 1.25 * 50A.$$

$$I_{p_inv-L} > 75A.$$

La protección entre el inversor y el banco de baterías será de 80 A.

2.4.5.5 Protección de sobrevoltajes

Es un dispositivo de protección contra las sobretensiones de los rayos en el sistema de alimentación fotovoltaica.

Estas unidades deben colocarse en paralelo en las redes de corriente continua a proteger y su instalación debe ser en ambos extremos de la línea de alimentación de corriente continua (lado del panel solar y lado del inversor/convertidor), especialmente si el trazado de la línea es externo y largo.

Según la disposición de paneles fotovoltaicos definida anteriormente en el apartado 2.4.1 se tendrá un sistema de 12 paneles a 123.3V y 44.32A por lo que se ha seleccionado un protector contra descargas atmosféricas para aplicaciones fotovoltaicas TS-PV150RM, diseñado según IEC 61643-11 / GB 18802.11. con dispositivo de conmutación de corriente continua de tres pasos o 3 polos, su máxima tensión fotovoltaica (U_{cPV0}) es hasta 150V CC.

Las características eléctricas del supresor se detallan en la Tabla 2.10 la cual se deriva del Anexo E.

Tabla 2.10. Especificaciones eléctricas del descargador de sobretensiones fotovoltaica TSTLP- TS-PV150RM.[24]

Número de modelo	TS-PV150
Máx. Voltaje fotovoltaico [Uc fotovoltaico] [V]	≤150
Clasificación de corriente de cortocircuito (EN50539-11) [A]	1000
Tensión CC continua máx.) Uc[V]	150
Corriente normal de descarga (8/20). In [kA]	20
Corriente normal de descarga (8/20) (DC+/DC- - PE) Imax [kA]	11.08
Voltaje de protección a In [kV]	≤0.8
Voltaje de protección a 5kA [kV]	≤0.6
Tiempo de respuesta [ns]	≤25
Máx. fusible de reserva (L) [A gL/gG]	200
Máx. fusible de reserva (L-L') [A gL/gG]	125
Rango de temperatura de funcionamiento [°C]	-40°C...+80°C
Humedad relativa	≤95% (25°C)
Montaje en	35mm2 rail DIN
Estándares	CEI 61643-11; GB 18802.11

2.4.6 DETERMINACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA Y AISLAMIENTO

Todo el generador fotovoltaico como los implementos utilizados en la instalación deben tener un aislamiento clase 2. Todas las partes metálicas como lo son: marcos de los módulos y estructura de soporte del remolque estarán conectados a tierra mediante un conductor de cobre número 8 y como una varilla Copperweld enterrada a 1.5 m de profundidad en el lugar donde se realice el estudio por parte del laboratorio.

2.5 SIMULACIÓN DEL MICROSISTEMA FOTOVOLTAICO

Para la simulación del microsistema fotovoltaico se utiliza el programa System Advisor Model (SAM) en su versión 2020.11.29, el cual nos permite elegir entre 20 opciones de modelado según diferentes características de diseño y principalmente generar datos de producción de energía anual, pérdidas y diferentes aspectos necesarios a conocer en un sistema fotovoltaico

Para el sistema en estudio se ha optado por el modelo PV-Battery, Single owner, ya que permite aparte del ingreso de los datos del módulo, detallar: el inversor, la radiación del lugar, las baterías según su tipo de celda, características eléctricas, sistema y tiempos de carga.

Una vez seleccionado el tipo de sistema se parte desde el apartado location and resource ver Figura 2.4.

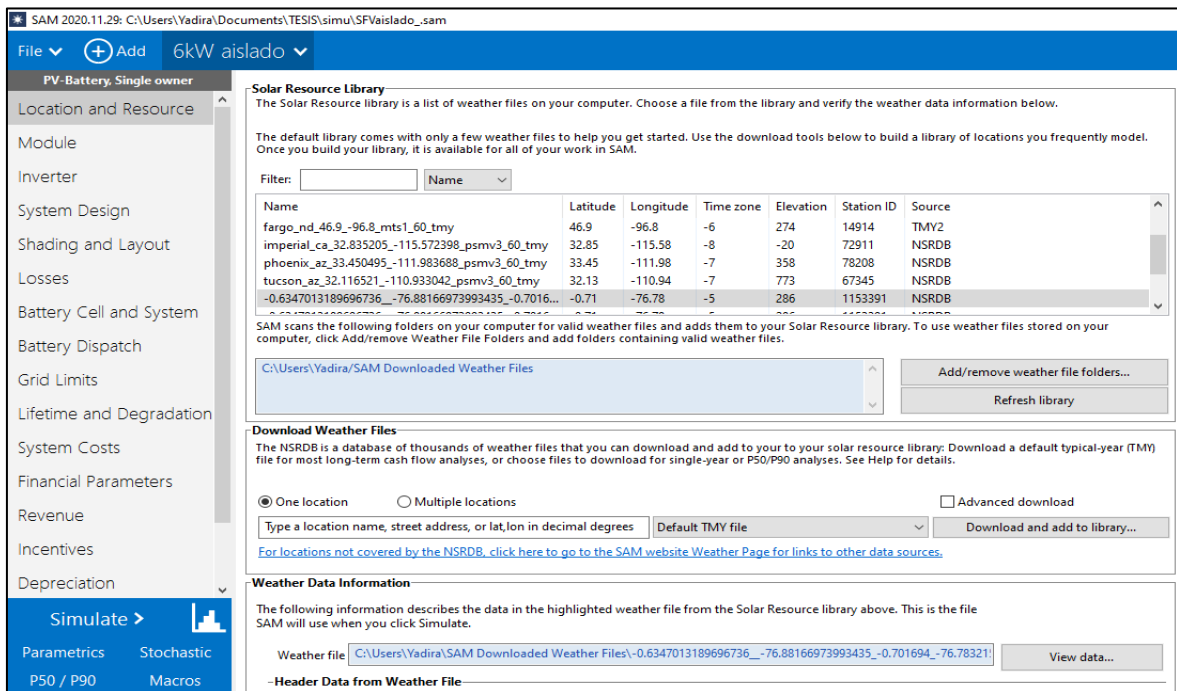


Figura 2.4. Apartado location and resource que el programa SAM.

En el apartado location and resource se puede ingresar la latitud y longitud del lugar de estudio, y obtener directamente datos de radiación. estos se generan automáticamente, con la posibilidad de ser descargados y visualizados. Esto se muestra en la Figura 2.6.

En la Figura 2.5 se puede observar como el programa, una vez ingresados los datos de latitud y longitud del lugar de estudio, carga automáticamente información detallada de radiación lo más cercano al sector indicado. Los datos de radiación con que trabaja SAM son directamente proporcionados por RNEL, y son los mismos con los que se ha trabajado a lo largo de este proyecto detallados en la Tabla 2.1.

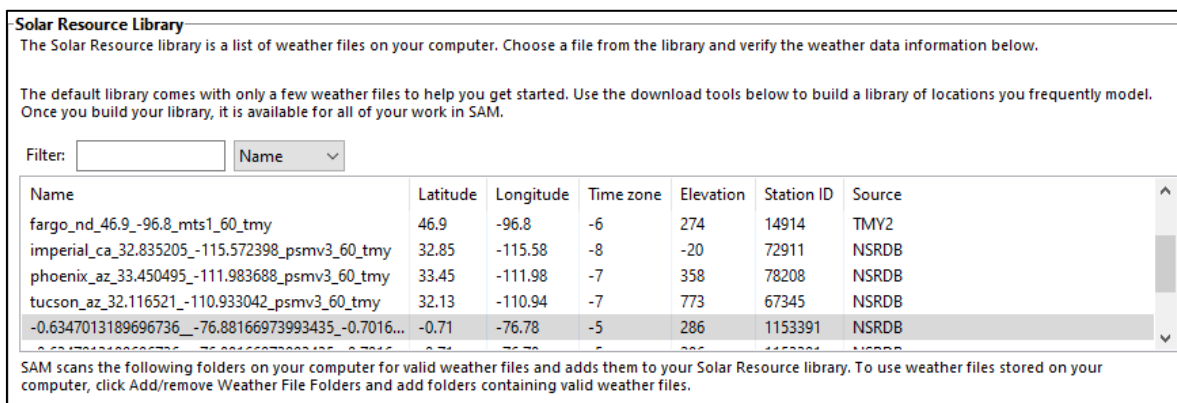


Figura 2.5. Solar Resource Library's SAM

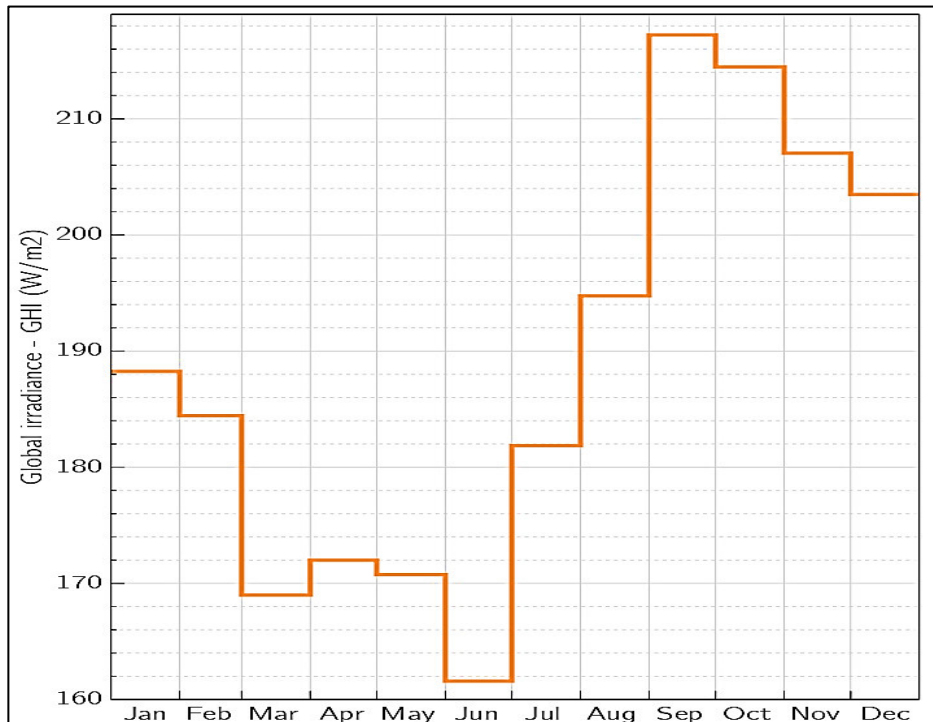


Figura 2.6. Global irradiance-GHI ($\text{kWh/m}^2 / \text{día}$)

En la sección Weather data information como indica la Figura 2.7, aparte de la información del lugar de estudio el programa proporciona datos relacionados a condiciones ambientales referentes a la radiación disponible. Según los detalles proporcionados se ha tomado la radiación global horizontal anual de $4.53(\text{kWh/m}^2 / \text{día})$ para el continuo desarrollo de este proyecto.

Weather Data Information

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

-Header Data from Weather File-

Latitude	<input type="text" value="-0.71"/> DD	Station ID	<input type="text" value="1153391"/>
Longitude	<input type="text" value="-76.78"/> DD	Data Source	<input type="text" value="NSRDB"/>
Time zone	<input type="text" value="GMT-5"/>	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	
Elevation	<input type="text" value="286"/> m		
Time step	<input type="text" value="60"/> minutes		

-Annual Averages Calculated from Weather File Data-		-Optional Data-
Global horizontal	<input type="text" value="4.53"/> $\text{kWh/m}^2/\text{day}$	
Direct normal (beam)	<input type="text" value="3.19"/> $\text{kWh/m}^2/\text{day}$	
Diffuse horizontal	<input type="text" value="2.40"/> $\text{kWh/m}^2/\text{day}$	
Average temperature	<input type="text" value="23.6"/> $^{\circ}\text{C}$	
Average wind speed	<input type="text" value="0.1"/> m/s	*NaN indicates missing data.

Figura 2.7. Apartado location and resource que el programa SAM.

Una vez cargada la información del lugar donde será la instalación, se procede con el siguiente apartado que es el ingreso de la información sobre los paneles fotovoltaicos a utilizar como se indica en la Figura 2.8. Se puede partir de modelos previamente cargados en el programa o ingresar directamente información detallada del equipo a utilizar. Para el caso de estudio sea ha optado por ingresar directamente la información detallada debido a que no se ha encontrado un modelo cargado directamente en el programa con las características necesarias. Para el ingreso de esta información se utiliza directamente lo detallado en Tabla 2.4 correspondiente a datos del panel fotovoltaico BSM455-72 HPH.

Según la información detallada directamente por el módulo fotovoltaico el programa arroja automáticamente información de eficiencia y potencia, siendo estos de 20.98% y 455.388 vatios.

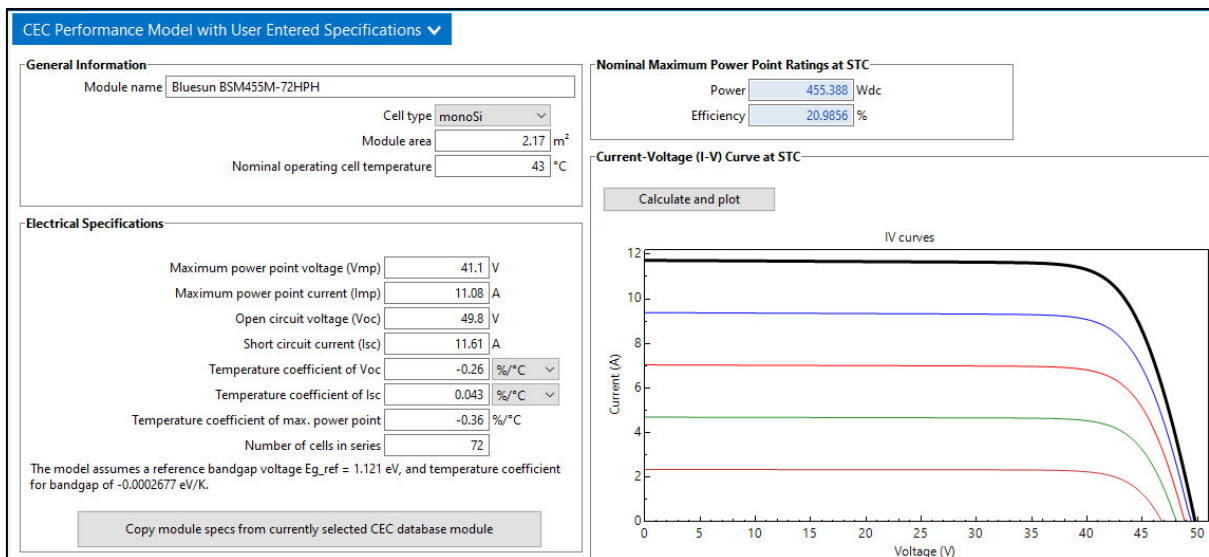


Figura 2.8. Apartado datos del módulo.

Una vez cargada la información sobre el módulo fotovoltaico, el programa nos permite conocer directamente las curvas corriente voltaje de éste y cálculos eléctricos

proporcionados a condiciones estándar. Esto se puede observar en las Figuras 2.8 y 2.9.

- Calculated STC Single Diode Model Parameters

a	<input type="text" value="1.86266"/>	V	Adjust	<input type="text" value="12.2281"/>	%
II	<input type="text" value="11.7345"/>	A	Temperature coefficient of Voc	<input type="text" value="-0.12948"/>	V/C
Io	<input type="text" value="2.83922e-11"/>	A	Temperature coefficient of Isc	<input type="text" value="0.0049923"/>	A/C
Rs	<input type="text" value="0.26841"/>	Ohm			
Rsh	<input type="text" value="372.806"/>	Ohm			

Figura 2.9. Información eléctrica proporcionada directamente según datos ingresados del módulo fotovoltaico.

Para la sección del inversor se parte de manera similar al del módulo fotovoltaico como se observa en la Figura 2.10, ya que se ingresa la información detallada por el fabricante de éste, más no se selecciona uno predeterminado por el software ya que no cumple los requerimientos necesarios para el proyecto.

Inverter Datasheet ▾

Power Ratings

Maximum AC output power Wac

Weighted efficiency

Manufacturer efficiency

Maximum DC input power Wdc

You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.

Operating Ranges

Nominal AC voltage Vac

Maximum DC voltage Vdc

Maximum DC current Adc

Minimum MPPT DC voltage Vdc

Nominal DC voltage Vdc

Maximum MPPT DC voltage Vdc

Number of MPPT inputs

Losses

Power consumption during operation Wdc Suggested value

Power consumption at night Wdc Suggested value

If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.

If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

Figura 2.10. Apartado datos del Inversor SAM.

En la sección de System Design como se indica en la Figura 2.11, Sam nos permite ingresar información sobre el número de inversores y paneles. Según los cálculos, se utilizarán 12 unidades de paneles fotovoltaicos un arreglo de 4 por 3 conectadas directamente a un inversor de 6 kW.

AC Sizing	Sizing Summary			
Number of inverters <input type="text" value="1"/>	Nameplate DC capacity <input type="text" value="5.465"/> kWdc	Number of modules <input type="text" value="12"/>		
DC to AC ratio <input type="text" value="0.91"/>	Total AC capacity <input type="text" value="6.000"/> kWac	Number of strings <input type="text" value="4"/>		
Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.	Total inverter DC capacity <input type="text" value="6.122"/> kWdc	Total module area <input type="text" value="26.0"/> m ²		
<input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration	Battery maximum power <input type="text" value="4.000"/> kWdc			
DC Sizing and Configuration				
To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.				
Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="3"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="4"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="12"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="149.4"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="123.3"/>			

Figura 2.11. Apartado de la configuración del arreglo de paneles solares.

Adicional en la misma sección, se puede ingresar la ubicación que tendrán los paneles, y así conocer la información del dimensionamiento y el uso total de espacio, como se observa en la Figura 2.12.

Tracking & Orientation	
	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input checked="" type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg)	<input type="text" value="10"/>
Azimuth (deg)	<input type="text" value="180"/>
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable
Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.	
Electrical Sizing Information	
Maximum DC voltage	<input type="text" value="145.0"/> Vdc
Minimum MPPT voltage	<input type="text" value="55.0"/> Vdc
Maximum MPPT voltage	<input type="text" value="145.0"/> Vdc
Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.	
<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; background-color: #e0e0e0;"> Subarray 1 string voltage exceeds the inverter maximum rated voltage at reference conditions. Consider using fewer modules per string. </div>	

Figura 2.12. Apartado System Design.

El programa también cuenta con la posibilidad de ingresar pérdidas, como se indica en la Figura 2.13. Estas se cargan automáticamente pero también pueden ser modificadas. Para el caso de estudio se ha optado por trabajar con las pérdidas cargadas automáticamente por el programa ya que se encuentran dentro de los rangos permitidos según el estudio previo.

Irradiance Losses
Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	Edit values...	Edit values...	Edit values...	Edit values...
Average annual soiling loss	1	5	5	5
-Bifacial modules only-				
Average annual rear irradiance loss due to soiling, mismatch, or external shading (%)	0	0	0	0

DC Losses
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Module mismatch (%)	2	2	2	2
Diodes and connections (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
DC wiring (%)	2	2	2	2
Tracking error (%)	0	0	0	0
Nameplate (%)	0	0	0	0
DC power optimizer loss (%)	0	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	4.440	4.440	4.440	4.440

Total DC power loss = 100% * [1 - the product of (1 - loss/100%)]

-Default DC Losses-
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

Figura 2.13. Apartado de pérdidas.

Por último, en la sección de baterías y sistema como se observa en la Figura 2.14, se ingresa información sobre las baterías, las cuales son de gel en una configuración de 48[V] a 250 [Ah] cada una, conectadas en un arreglo de 4 por 4 unidades.

Chemistry
Battery type: Lead Acid: VRLA Gel

Battery Bank Sizing
Specify desired values for the nominal bank capacity and power for SAM to calculate the number of cells and strings, or specify the number of cells and strings yourself. Verify the battery size under Current and Capacity below.

Set desired bank size
 Specify cells

Desired bank power: 1000 kW DC units
Desired bank capacity: 4000 kWh AC units

Number of cells in series: 4
Number of strings in parallel: 4

Max C-rate of charge: 0.5 per/hour
Max C-rate of discharge: 0.5 per/hour

Bank capacity and power fields are values measured before conversion and parasitic losses. If specified in AC, the DC/AC conversion efficiency will be used to scale the battery size.

Current and Capacity
Use default nominal cell voltage and capacity for the battery chemistry if data is not available from another source. Check the computed properties to verify the battery is sized correctly.

Desired bank voltage: 48 VDC
Cell nominal voltage: 2 VDC
Cell capacity: 250 Ah

Figura 2.14. Apartado de características de baterías.

Para las baterías adicionalmente se puede detallar el porcentaje de carga, descarga de éstas y los períodos a ser revisados constantemente además del porcentaje de energía. Estos datos a detalle se configuran en el apartado “Battery Dispatch” como lo indica la Figura 2.15.

Figura 2.15. Apartado Battery Cell and System

El software Sam aparte de permitir el ingreso de los equipos eléctricos a utilizar en un sistema fotovoltaico nos da la apertura a ingresar información sobre costos y financiamiento de este, los cuales son bastante útiles para hacer un análisis económico. Para el caso de estudio se ha optado por omitir el uso del programa para este objetivo ya que al ser equipos importados se debe tener en consideración porcentajes adicionales en el valor de éstos por transporte y leyes vigentes en el Ecuador. El presupuesto se detallará más adelante en el apartado 3.3.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y VALIDACIÓN DEL DISEÑO

A continuación, se presentan los resultados obtenidos por el software Sam del diseño del microsistema fotovoltaico con baterías para el laboratorio con el equipo VX Spectra perteneciente a la empresa Schlumberger, a ser utilizado en el campo Auca.

3.1 ENERGÍA GENERADA POR EL MICROSISTEMA FOTOVOLTAICO

La Figura 3.1 muestra la energía generada correspondiente a cada mes tanto en corriente alterna como en corriente continua.

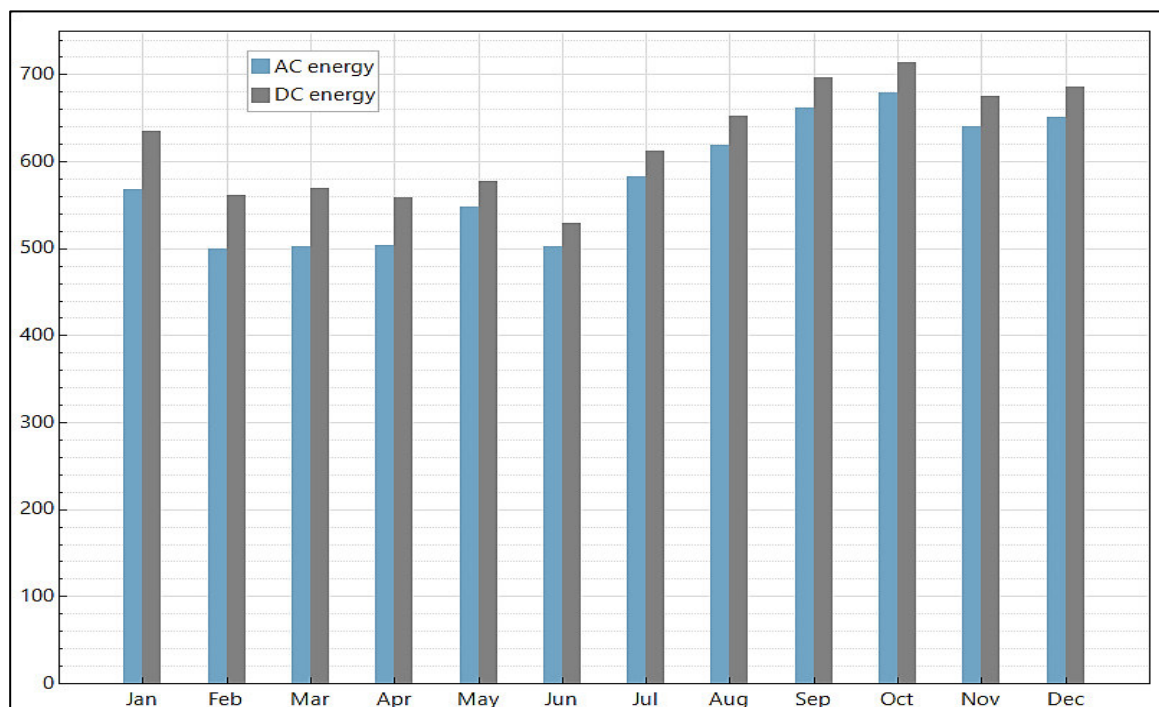


Figura 3.1. Energía generada mensualmente por el microsistema fotovoltaico. [kWh/mes]

La Tabla 3.1 presenta las cifras exactas de la generación mensual, se compara estos valores con la Tabla 2.3 la cual indica la energía necesaria para abastecer todo el equipo en el laboratorio y se verifica el abastecimiento de la demanda.

Se determina mediante la información de simulación, el mes con menor energía alterna producida es el mes de febrero como valor de 499.205 [kWh/mes] seguido por el mes de marzo con una producción de 502.767[kWh/mes].

En comparación con el valor necesario de 499.603[kWh/mes] podemos indicar que el sistema fotovoltaico abastece a la demanda a pesar de que se tenga un mes con un

porcentaje menor al 0.01% para su abastecimiento. Debemos considerar que el programa analiza también pérdidas y rendimientos de los equipos los cuales el último parámetro puede ser mayor al ingresado según datos del fabricante especificados para el inversor.

Tabla 3.1 Energía generada mensualmente.

	kWh/mes	
	AC	DC
Enero	567.339	635.195
Febrero	499.205	560.975
Marzo	502.767	568.562
Abril	504.248	558.777
Mayo	547.76	576.629
Junio	502.692	529.208
Julio	582.026	612.677
Agosto	619.416	652.012
Septiembre	661.308	696.066
Octubre	678.698	714.372
Noviembre	640.766	674.455
Diciembre	651.256	685.503
Total	6957.481	7464.431

Fuente: Propia (SAM)

Se observa adicional en la Tabla 3.1, que la energía producida en DC por parte del microsistema fotovoltaico es mayor a la generada en AC, esto debido a los porcentajes de pérdidas considerados tanto en el cableado, como en la eficiencia de los equipos.

En la Figura 3.2 se observa la energía generada por año en un periodo de 25 años

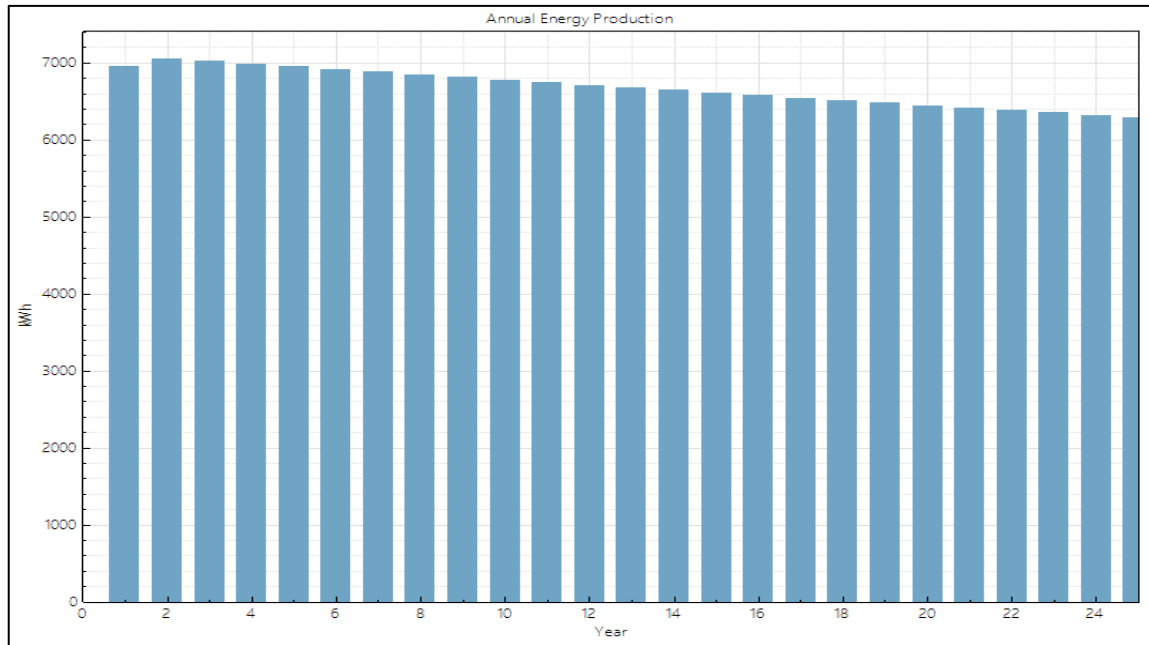


Figura 3.2. Energía generada anualmente por el microsistema fotovoltaico. [kWh/año].

La energía anual para satisfacer por el sistema fotovoltaico según los datos proporcionados es aproximadamente de 6000 [kWh/año] con lo cual se puede indicar que el microsistema fotovoltaico abastece esta demanda anual según la Tabla 2.3 y la Figura 3.2.

Se observa valores más a detalle en la Tabla 3.2

Tabla 3.2 Energía generada anualmente.

Año	Energía neta a red (kWh)	Año	Energía neta a red (kWh)
1	6957.48	14	6643.51
2	7055.66	15	6610.27
3	7020.36	16	6577.19
4	6985.24	17	6544.28
5	6950.29	18	6511.54
6	6915.51	19	6478.96
7	6880.91	20	6446.54
8	6846.49	21	6414.29
9	6812.23	22	6382.19
10	6778.15	23	6350.26
11	6744.23	24	6318.48
12	6710.49	25	6286.87
13	6676.91		

Por parte del análisis de pérdidas del conjunto de módulos solares, se tiene un máximo porcentaje de 9%, como se indica en la Figura 3.3

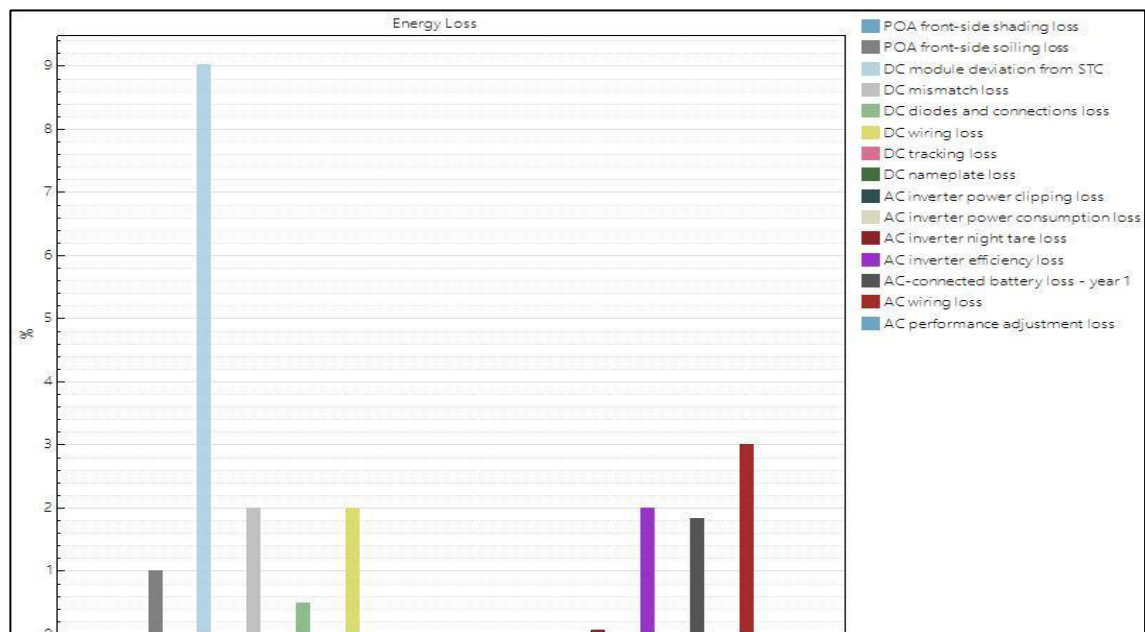


Figura 3.3. Porcentaje de pérdidas

La energía anual producida por el sistema se obtiene de la simulación en SAM y tiene un valor de 6.957 [kWh/Año] lo cual satisface la demanda 6 [kWh/Año] hora.

3.2 EVALUACIÓN DE PESO NETO

Debido a que los equipos serán montados en un remolque, se analiza el peso neto aproximado que puedan tener para cumplir con los requerimientos de ser trasladados mediante una camioneta.

Para ello se enlistan los equipos principales con sus respectivos pesos en la Tabla 3.3 según información del Anexo D y Anexo F. La suma será un peso neto aproximado que se compara con el peso del generador actual utilizado, el cual es de 1190kg.

Tabla 3.3. Peso referencial de implementación del microsistema de generación fotovoltaica móvil.

Elemento	Cantidad	Peso unitario (kg)	Peso total (kg)
Módulo Fotovoltaico	12	25.5	306
Inversor Off Grid	1	39	39
Baterías Gel con cable 12V 250Ah	16	70.8	1132.8
Elementos extras	1	100	100
Peso total (kg)			1577.8

Según la Tabla 3.3 se tiene un peso aproximado de 1,577.8 kg que equivale a 1.57 T, si se tiene en cuenta que el valor promedio que una camioneta puede transportar por remolque es de 1.5 T se puede indicar que por el peso del microsistema fotovoltaico será complicado de remolcar, a menos que se disponga de un transporte con la mayor capacidad de remolque.

3.3 EVALUACIÓN TÉCNICA FINANCIERA

Los equipos son provistos por BLUESUN, una empresa fabricante de módulos fotovoltaicos inversores, baterías y de equipo en general para sistemas fotovoltaicos, ubicada en China. Se ha optado por esta opción debido a la necesidad de paneles fotovoltaicos de alta capacidad y eficiencia para el área disponible.

En la Tabla 3.4 se detalla un resumen de los anexos D y F en los cuales se indican los valores de los equipos.

Tabla 3.4. Presupuesto referencial de implementación del microsistema de generación fotovoltaica móvil.

Elemento	Cantidad	Valor unitario	Valor total
Módulo Fotovoltaico 455W	12	\$109.20	\$1,310.40
Inversor Off Grid con controlador	1	\$998.00	\$998.00
PV Cable PV 4 mm2 100m/rollo	100	\$1.50	\$150.00
Conector MC4	10	\$1.00	\$10.00
Estructura de montaje para 12 paneles	1	\$600.60	\$600.60
Caja de conexiones	1	\$480.00	\$480.00
Baterías Gel con cable 12V 250Ah	16	\$258.00	\$4,128.00
Valores por transporte y aduana	1	\$2000.00	\$2000.00
Elementos extras (fusibles, termomagnéticos, cableado)	1	\$847.70	\$847.70
Implementación	1	\$1,700.00	\$1,700.00
Total			\$12.224,70

3.3.1 COMPARACIÓN ECONÓMICA DE CONSUMO

3.3.1.1 Costo de producción de energía eléctrica por generador a combustión

La fuente de generación eléctrica actualmente utilizada para abastecer de energía al laboratorio es un generador a Diesel. Se detallan sus características en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Características del generador 10 KVA utilizado previamente para el laboratorio VX.

Marca	Modasa
Modelo	Mp14i
Potencia	Prime: 11,5 kW/ 11.5 kVA - stand by: 12,5 kW/ 12,5 kVA
Voltaje	220/127 v
Regulación de tensión	+1
Fases	Monofásico
Consumo al 75% de carga	3,4 l/h
Revoluciones por Minuto	1800
Capacidad de tanque	22 galones
Frecuencia	60 Hz

Por las características detalladas en la Tabla 3.5 se calcula el consumo monetario para un periodo de 1kwh. Normalmente el laboratorio se utiliza constantemente durante periodos largos y cortos que pueden variar entre 3 y 8 días, esto según el análisis del trabajo que se esté realizando

Datos del generador: Potencia: 11.5kW=15.42 CV

Potencia: 2kW = 2.68 CV (carga del laboratorio).

Consumo al 75% de carga (8.62kW): 3.4l/h = 0.898185 gal/h.

Consumo al 17.4% de carga (2kW carga del laboratorio): 0.78886l/h = 0.208 gal/h.

Según la información anterior por 2kWh se consume 0.20839gal, por tanto, por cada 1kWh se consume 0.104195gal.

Con el consumo por hora del generador se determina el costo de la energía, que sería el análisis del valor del galón de Diesel con referente a lo consumido en volumen por el generador.

Actualmente el valor del diésel por galón en Ecuador es de \$1.90. Si por cada 1kWh se consume 0.104 gal, por tanto, el valor para generar 1kWh sería de 0.198 US\$/kWh.

Se debe considerar que el valor anterior es únicamente respecto al combustible consumido sin consideración de valores por mantenimiento mecánico ni eléctrico. Para tener un valor anual aproximado del costo de estos mantenimientos, se tienen en cuenta: mano de obra, repuestos y cambio de piezas o elementos, según la Tabla 3.6. Este valor de mantenimiento puede llegar a duplicar el valor de generación, siendo su valor total de 0.396 US\$/kWh.

Tabla 3.6 Plan de mantenimiento del generador [25].

ITEM	INTERVALOS				
	CADA DÍA	PRIMER MES O 20 HORAS	TERCER MES O 100 HORAS	SEXTO MES O 500 HORAS	CADA AÑO O 1000 HORAS
Chequear y ajustar si es necesario piezas de fijación	X			X	
Reemplazar el aceite del motor		X	X		
Limpiar el filtro de aceite				X	
Reemplazar el filtro de aire	Revisar frecuentemente			X	
Limpiar el filtro de combustible				X	X (reemplazar)
Revisar la bomba de inyección de combustible				X	
Revisar el inyector				X	
Revisar la tubería del combustible				X (reemplazar si es necesario)	
Limpieza del eje/ sistema de escape		X		X	
Ajustar el tubo de escape de gases					X
Reemplazar el anillo del pistón					X
Chequear la batería	Cada mes				
Revisar la resistencia de aislamiento	Cuando el generador ha sido almacenado más de 10 días.				

3.3.1.2 Costo de producción de energía eléctrica por el microsistema fotovoltaico

El costo nivelado de electricidad (LCOE) de la energía solar fotovoltaica es el valor más bajo de generación de energía con respecto a la generación por combustibles fósiles. Al momento es un valor global medio de 0.08 USD/kWh, el cual puede irse reduciendo conforme evolucionen en eficiencia y potencia los equipos utilizados para diseño de sistemas fotovoltaicos.

Así pues, la diferencia entre costos por parte de la generación producida por el microsistema fotovoltaico y el generador a diésel es de $-\$0.316 \left[\frac{l}{h} \right]$, siendo el más factible el sistema fotovoltaico con una recuperación del dinero en 7 años.

3.3.2 CÁLCULO DEL VAN Y TIR

El valor actual neto (VAN) nos indica si un proyecto es viable o no, si este valor es mayor a cero es un proyecto aceptable quiere decir que los ingresos son mayores que los

egresos, por lo contrario, si es menor a cero no es factible ya que los ingresos son menores que los regresos.

La tasa interna de retorno (TIR) ayuda a determinar la rentabilidad del proyecto es decir es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja de forma que los ingresos y egresos son iguales.

La tasa interna de retorno es el porcentaje al cual el valor actual neto es cero.

Para el presente proyecto se toman los siguientes datos en el cálculo de VAN y TIR:

- **Costo de energía por generador a diésel** \$ 0.396
- **Costo de energía por generador fotovoltaico** \$ 0.080
- **Presupuesto referencial del microsistema fotovoltaico** \$12.224,70
- **Presupuesto referencial del remolque** \$3000
- **Inversión total (microsistema fotovoltaico + remolque)** \$15.224,70

El valor del presupuesto referencial del remolque se detalla en el Anexo G.

En el cálculo del VAN se considera una tasa de rendimiento mínima aceptable (TREMA/TEMAR), la cual tiene un promedio de la inflación de los últimos 5 años como se indica en la Tabla 3.7 y un diferencial de riesgo del 5.5% como criterio de comparación con una tasa de interés a depósito a plazo en una entidad bancaria [26]

Tabla 3.7 Cálculo de tasa de rendimiento mínima aceptable.

AÑO	Inflación %
2018	0,27
2019	-0,07
2020	-0,93
2021	1,94
feb-22	0,96
Promedio (i)	0,43%
Interés mínimo esperado (f)	5,50%
TREMA/TEMAR (i+f+i*f)	5,96%

En la Tabla 3.9 se observa los valores de VAN y TIR para el presente proyecto.

Tabla 3.8 Datos para análisis de VAN y TIR.

Inversión inicial (\$)	Costo de energía por μ SFV kWh	Costo de energía por generador a combustión kWh	Consumo estimado mensual de energía kWh
\$15.224,70	\$ 0.08	\$ 0.396	500
Consumo estimado anual de energía kW/año		Costo estimado por combustible en 600kW/año	
6000		\$ 2,376.00	

Tabla 3.9 Datos calculados de VAN y TIR.

Año	Inversión Operación y mantenimiento μ SFV	\$15.224,70 Ahorro en combustible	Valor neto	Valor presente	Valor presente acumulado
0			-15224,70	-15224,70	-15224,70
1	-200,00	2376,00	2176,00	2053,65	-13171,05
2	-200,00	2376,00	2176,00	1938,17	-11232,88
3	-200,00	2376,00	2176,00	1829,19	-9403,69
4	-200,00	2376,00	2176,00	1726,34	-7677,35
5	-200,00	2376,00	2176,00	1629,27	-6048,08
6	-4328,00	2376,00	-1952,00	-1379,37	-7427,45
7	-200,00	2376,00	2176,00	1451,20	-5976,25
8	-200,00	2376,00	2176,00	1369,60	-4606,66
9	-200,00	2376,00	2176,00	1292,59	-3314,07
10	-200,00	2376,00	2176,00	1219,91	-2094,16
11	-200,00	2376,00	2176,00	1151,31	-942,85
12	-4328,00	2376,00	-1952,00	-974,72	-1917,57
13	-200,00	2376,00	2176,00	1025,48	-892,09
14	-200,00	2376,00	2176,00	967,82	75,73
15	-200,00	2376,00	2176,00	913,40	989,13
16	-200,00	2376,00	2176,00	862,04	1851,17
17	-200,00	2376,00	2176,00	813,57	2664,73
18	-4328,00	2376,00	-1952,00	-688,78	1975,95
19	-200,00	2376,00	2176,00	724,65	2700,60
20	-200,00	2376,00	2176,00	683,90	3384,50
				TIR	8,83%
				VAN	\$33.833,90

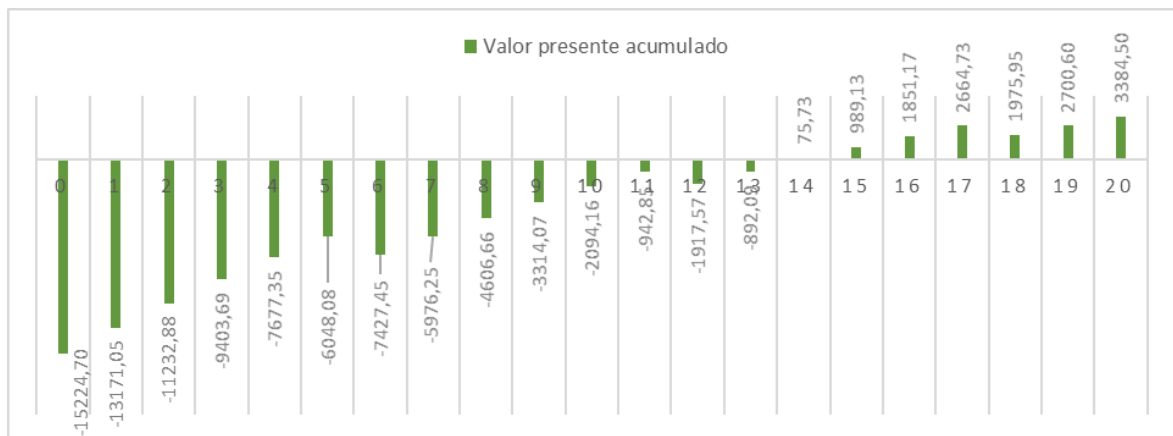


Figura 3.5 Estudio anual de recuperación de inversión.

Con información de la Tabla 3.8, el microsistema fotovoltaico tiene una rentabilidad de 8.83% y se empieza a recuperar el dinero al año 14, como también se observa en la figura 3.5.

En el apartado de operación y mantenimiento se establecen como costos de mantenimiento para el microsistema fotovoltaico un valor de USD\$200 ya sea por limpieza anual o por mantenimiento preventivo, aparte, se ha destacado que cada 6 años se tiene un cambio de baterías ya que estas han cumplido su vida útil según el Anexo D para las baterías FCG12-250.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

Para abastecer la energía de 5kWh/mes demandado por el laboratorio, mediante un remolque móvil con un microsistema fotovoltaico, se ha determinado la implementación de 16 baterías de 12 voltios y 250Ah, con un generador fotovoltaico conformado por 12 paneles de 455 vatios con una eficiencia sobre el 20%, formando así en conjunto 5460 vatios, esto conectado a un inversor de 6 kW. El arreglo de los paneles para la estructura móvil será en 3 conjuntos de 4 unidades cada uno, con planchas sobrepuestas como se ha indicado en la Figura 2.3 de tal manera que, al momento de ser utilizadas se puedan expandir y poder formar el conjunto de 12 unidades.

Mediante la simulación se determina que el sistema fotovoltaico puede generar en promedio a lo largo de un año 6.96 [kW] en corriente alterna y 7.47[kW] en corriente continua, siendo los meses de menor producción: febrero, marzo y junio con un valor mínimo de 499.205 [kWh/mes], siendo aun competente para abastecer la energía necesaria para el laboratorio.

Por las limitaciones de espacio para la implementación de los equipos del sistema fotovoltaico se debe también optimizar el uso de baterías, es así como se seleccionan baterías de alta capacidad, 250Ah, que permitan el abastecimiento de energía para la autonomía deseada de 3 días y sean de poco mantenimiento.

Según el análisis del peso neto de los equipos para el microsistema fotovoltaico es necesario un medio de transporte con capacidad de remolque para un peso mínimo de 1.5T. Puede ser una camioneta o un camión destinado de uso exclusivo para el microsistema.

Se determina que el proyecto es factible con una rentabilidad del 8.83% el cual supera a la mínima esperada de \$5.96 y la inversión puede ser recuperada a partir del año número 14. Para el cálculo de la rentabilidad se toma en cuenta todos los gastos anuales y el ahorro en comparación con la producción de energía a combustión, esta diferencia es de \$0.316 $\left[\frac{L}{h}\right]$, a favor del sistema fotovoltaico, además por renovación de baterías y mantenimiento se ha tomado en cuenta valores adicionales a lo largo del tiempo, dando como resultado una retribución del capital al año 14 en una proyección a 20 años.

Un sistema de fotovoltaico es más eficiente que un sistema de distribución de energía tradicional, ya que, por cada kWh producido es posible evitar la formación de más de 500 gramos de CO₂, lo cual traducido al presente proyecto se podría evitar la emisión de

aproximadamente 3732,2155 kilogramos de CO₂ anuales por la generación de 7464.431 kWh/año.

El mantenimiento del microsistema fotovoltaico es un proceso no muy recurrente a lo largo de la duración de la instalación y una vez que llegan sus componentes al final de su vida útil, pueden ser reciclados hasta un 98% siguiendo normas de reciclado según residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.

4.2 RECOMENDACIONES

Siempre para el diseño de un sistema fotovoltaico es recomendable considerar los factores ambientales que pueden incidir a lo largo del periodo de su uso y así tener a consideración su tiempo de vida útil, tanto de los paneles, como las partes restantes.

Se recomienda utilizar un programa de simulación que permita el ingreso de varios datos a detalle para obtener un resultado cercano a la realidad.

Al seleccionar diferentes componentes del sistema fotovoltaico se recomienda realizar un análisis del área donde se van a instalar todos los equipos y las condiciones a las que deben estar expuestos para así considerar todos los factores y realizar un modelado adecuado.

Al momento de comparar la producción de energía eléctrica por parte del sistema fotovoltaico con la de un generador a combustión, se recomienda conocer las características específicas del generador, para determinar correctamente la comparación y la viabilidad del proyecto.

Para tener valores de radiación más exactos, se recomienda partir de fuentes confiables de información utilizadas a nivel nacional, en lo posible información de equipos recopiladores de datos sobre la radiación solar instalados directamente en el lugar dónde se irá el sistema fotovoltaico.

Al contar con un espacio reducido para la creación de microsistema fotovoltaico se recomienda la utilización de equipos inversores con una eficiencia sobre el 85% y para paneles por sobre el 20%.

Para la instalación de baterías en un ambiente cerrado, se recomienda tener en consideración del tipo de baterías que se utilizan y las condiciones ambientales a las cuáles deben estar sometidas para un óptimo desempeño.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Osinergmin, Energías, Renovables: La, experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia Energética, Transición. 2019.
- [2] N. Abrams, "Solar Energy Basics," 2020, 2020. Accedido: sep. 25, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.coursera.org/programs/escuela-politcnica-nacional-on-coursera-wnmo1?productId=9v4oYEZXEEe4pw7hxA2o1A&productType=course&showMiniModal=true>
- [3] G. Diaz, T.; Carmona, Instalaciones solares fotovoltaicas. Libro alumno., 1st ed. España: Mc Graw Hill, 2018. Accedido: nov. 02, 2021. [En línea]. Disponible en <https://www.mheducation.es/la-instalaciones-solares-fotovoltaicas-libro-alumno-9788448614485-spain-group#tab-label-product-description-title>
- [4] O. Perpiñan Lamigueiro, "ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica," História, Ciências, Saúde-Manguinhos, vol. 8, no. 3, p. 186, 2018, doi: 10.1590/s0104-59702001000400018.
- [5] P. López Ruiz, "Diseño De Una Instalación Solar Fotovoltaica Para El Suministro De Energía Eléctrica De Una Vivienda Aislada," Universitat Rovira I Virgili, no. 2002, p. 141, 2015, Accedido: nov. 02, 2021. [En línea]. Disponible en <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/2317pub.pdf>
- [6] A. H. S. K. Jäger, O. Isabella, and R. A. van S. M. Zeman, Solar Energy The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems, vol. 1. England: UIT Cambridge Ltd, 2016.
- [7] W. P. Llano and S. P. Monta, "Implementación De Un Sistema Fotovoltaico Para Energizar Un Sistema De Oxigenación De Agua En La Crianza Y Reproducción De Truchas," p. 96, 2016.
- [8] A. C. O. y G. S. Herranz, Instalaciones solares fotovoltaicas, 1st ed. Editex, 2010.
- [9] Miguel Pareja Aparicio, "Energía solar fotovoltaica Cálculo de una instalación aislada," p. 1162, 2010.
- [10] B. B. Noemí Fidelina, "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA VIVIENDA SOSTENIBLE DE INTERÉS SOCIAL DEL AEIRNNR," Universidad Nacional De Loja, vol. 1, p. 100, 2017, Accedido: nov. 02, 2021. [En línea]. Disponible en http://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/17025/1/TESIS_WILSON_FERNANDO.pdf
- [11] J. Alvarado Ladron de Guevara, "Diseño y Cálculo de una instalcion fotovoltaica aislada," p. 90, 2018.
- [12] Llano Iza Wilmer Patricio and Monta Iza Sergio Patricio, "IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ENERGIZAR UN SISTEMA DE OXIGENACIÓN DE AGUA EN LA CRIANZA Y REPRODUCCIÓN DE TRUCHAS."
- [13] M. Serrano Hernandez, "Dimensionado de Sistemas FOTOVOLTAICOS Aislados." Accedido: nov. 02, 2021. [En línea]. Disponible en <https://www.researchgate.net/publication/330141118>
- [14] E. E. Q. (EEQ), "Normas para sistemas de distribución Parte A Guí apra diseño de redes apra distribución," p. 162, 2014.
- [15] F. A. G. A. F. A. R. BASTIDAS, "Determinación Objetiva de los Beneficios y Alcances de las Soluciones Tecnológicas en Tiempo Real aplicadas a la producción de petróleo en el Ecuador," 2005. Accedido: ene. 20, 2020. [En línea]. Disponible en http://www.lutron.com/TechnicalDocumentLibrary/367-845_SP.pdf
- [16] NREL, "System Advisor Model (SAM)." Accedido: sep. 03, 2021. [En línea]. Disponible en <https://sam.nrel.gov/weather-data>
- [17] "0°38'04.9"S 76°52'54.0"W - Google Maps." Accedido: nov. 20, 2021. [En línea]. Disponible en <https://www.google.com/maps/place/0%C2%B038'04.9%22S+76%C2%B052'54.0%22W/@-0.6346944,76.8838554,17z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x0:0x177f92a3bbea84b2!8m2!3d-0.6347013!4d-76.8816697>

- [18] National Renewable Energy Laboratory (NREL), "Weather Data - System Advisor Model (SAM)." Accedido: mar. 27, 2022. [En línea]. Disponible en <https://sam.nrel.gov/weather-data>
- [19] SunFields, "¿Cómo afecta la orientación e inclinación de las placas solares?" Accedido: sep. 03, 2021. [En línea]. Disponible en <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/como-varia-la-captacion-de-energia-solar-en-superficies-inclinadas/>
- [20] López Velasco Walther Germán, "Diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica para la empresa pública metropolitana de transporte de pasajeros de Quito." Accedido: sep. 03, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20127?mode=full>
- [21] J. G. Angamarca Ipiales and R. D. Guevara Pajuña, "DISEÑO DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LOS CENTROS OPERATIVOS Y AGENCIAS DE LA EEQ UBICADOS AL NOROCCIDENTE Y SUR DE LA CIUDAD DE QUITO," Quito, 2020. Accedido: sep. 03, 2021. [En línea]. Disponible en <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20865?locale=de>
- [22] A. San Pedro, "ALCANCE REMOLQUE PIL S.A P19-920," 2019.
- [23] CENTELSA, "CABLES THHN/THWN-2 - Centelsa - Cables de energía y telecomunicaciones Centelsa – Cables de energía y telecomunicaciones." Accedido: sep. 03, 2021. [En línea]. Disponible en https://www.centelsa.com/thhn_thwn_2/cables-thhn-thwn-2/ (accessed Nov. 22, 2021).
- [24] TSTLP, "TSTLP Photovoltaic SPD (1)," TSTLP.
- [25] F. Haro, "3.6 Plan de Mantenimiento CABINA," 2019, pp. 1–4, 2019.
- [26] Banco central del Ecuador, "Tasas de interés Marzo 2022," Accedido: mar. 20, 2021. [En línea]. Disponible en <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indicador.htm>, 2022.

ANEXOS

ANEXO A. Caja de interfase - diagrama de conexionado medidor multifásico MPFM móvil – Skid medidor 001

ANEXO B. Datasheet de los paneles fotovoltaicos utilizados

ANEXO C. Datasheet del inversor/cargador utilizado

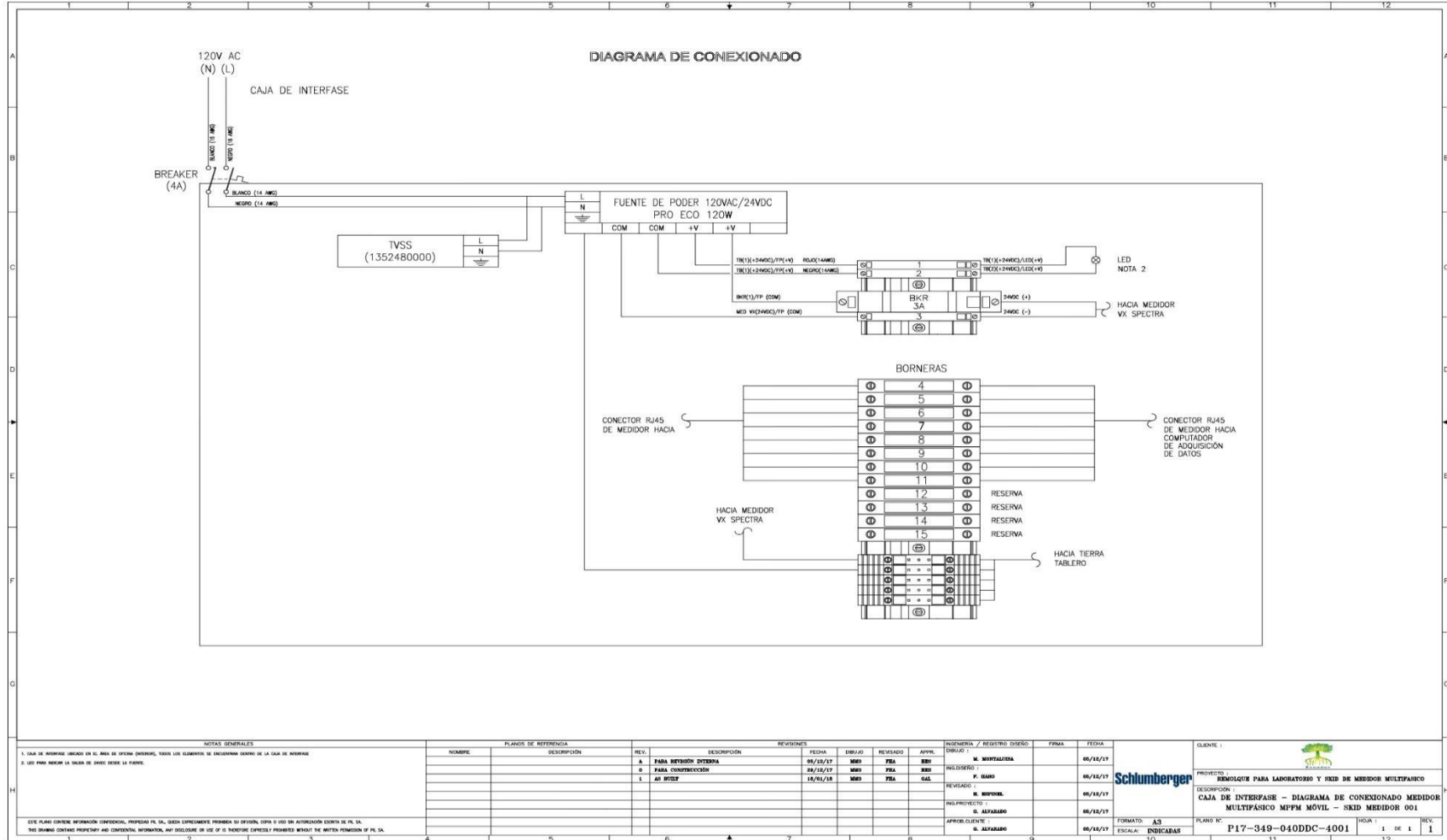
ANEXO D. Datasheet de las baterías utilizadas

ANEXO E. Datasheet del protector de sobrevoltajes utilizado


ANEXO F. Cotización de equipos

ANEXO G. Cotización Remolque



ANEXO A. Caja de interfase - diagrama de conexionado medidor multifásico MPFM móvil – Skid medidor 001



ANEXO B. Datasheet de los paneles fotovoltaicos utilizados




BLUESUN SOLAR | Solarhome
YOUR BEST PV SUPPLIER

BSM455M-72HPH

435-455W



PERC

455W

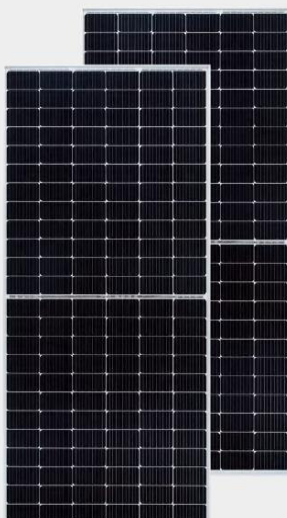
Maximum Power Output

20.8%


Maximum Module Efficiency

0~+5W


Power Output Guarantee




YOUR BEST PV SUPPLIER




Ideal choice for large scale ground installation




More evenly distributed soldering points and better reliability and lower hot spot risk




Selected encapsulating material and stringent production process control ensure the product is highly PID resistant and snail trails free



Lower LID due to lower oxygen and carbon content



Special cell process ensures great performance under low irradiance conditions

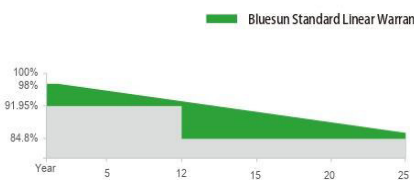


Provides higher module efficiency under low irradiance conditions, and achieves greater installation capacity in a limited space.

Key features

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Fully automatic facility and world-class technology
- Rigorous quality control to meet the highest standard: ISO9001:2015, ISO14001: 2015 and OHSAS: 18001 2007
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing test: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2- 68)
- Long term reliability tests
- 2× 100% EL inspection ensuring defect-free modules







Linear Performance Warranty




12 Years Product Warranty 25 Years Linear Power Warranty

* Please refer to Bluesun standard warranty for details

Certificate




+86-158-5821-3997

info@bluesunpv.com

1499 Zhennxing Road, Shushan District, 230031 Hefei, China

+86-551-6520-3660

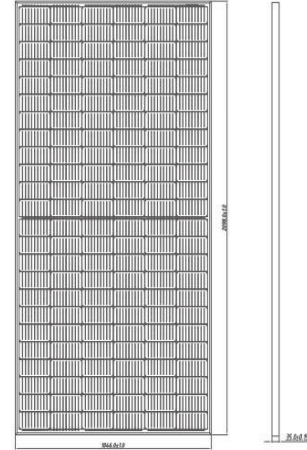
www.bluesunpv.com





ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

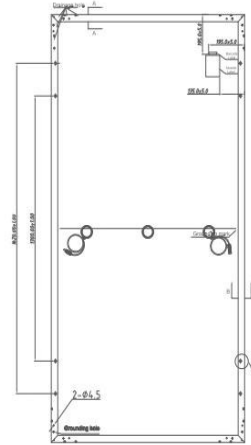
Model	BSM435M-72HPH	BSM440M-72HPH	BSM445M-72HPH	BSM450M-72HPH	BSM455M-72HPH
Max Power(Pmax) [W]	435	440	445	450	455
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.0	49.2	49.4	49.6	49.8
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.33	11.40	11.47	11.54	11.61
Max Power Voltage(Vmp) [V]	40.3	40.5	40.7	40.9	41.1
Max Power Current(Imp) [A]	10.80	10.87	10.94	11.01	11.08
Module Efficiency [%]	19.8	20.1	20.3	20.5	20.8
Power Tolerance	0-5W				
Max System Voltage	DC 1500/1000(IEC)				
Max Series Fuse Rating	20A				
Operating Temperature	-40 °C to +85 °C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25 °C, AM1.5				



NMOT

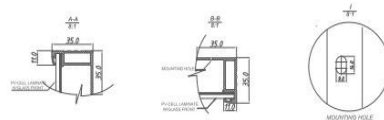
Model Number	BSM435M-72HPH	BSM440M-72HPH	BSM445M-72HPH	BSM450M-72HPH	BSM455M-72HPH
Max Power(Pmax) [W]	324	328	332	335	339
Open Circuit Voltage (Voc)	45.6	45.8	46.0	46.2	46.4
Short Circuit Current (Isc)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.6	37.8	38.0	38.2	38.4
Maximum Circuit Current (Imp)	8.62	8.67	8.73	8.78	8.84
NMOT	43±2°C				

*Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m



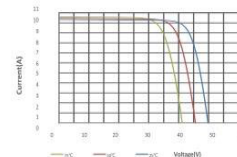
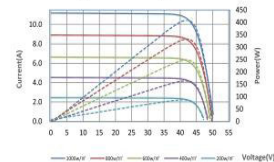
Mechanical Characteristics

Solar Cells	Mono Perc 166×166mm(6inches)
Dimensions	2094*1038*35mm (82.60*40.86*1.38inches)
Weight	25.5kg (56.2lbs)
Front Load	5400Pa
Connector Type	PV Connector
Junction Box	IP68, 3/6 bypass diode
Cables	4mm ² (IEC)
Glass	3.2mm High Transmission Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy Frame
Packing	30pcs per pallet, 150pcs per 20'GP, 704pcs per 40'HQ



I-V Curves

Current-Voltage Curve (BSM455M-72HPH)



Temperature Characteristics

Temperature Coefficient of Pmax	γ (Pm)	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of Voc	β (Voc)	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	α (Isc)	0.043%/°C

ANEXO C. Datasheet del inverter/cargador utilizado

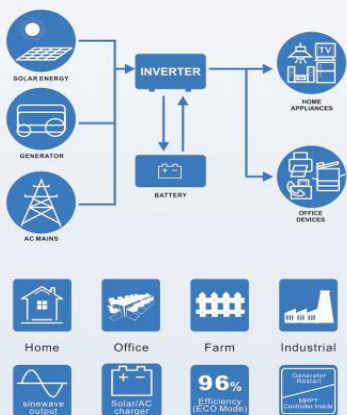
GS Series 1~12KW



Features:

- ◆ GS Series AC/Solar charging Off grid Hybrid Inverter.
- ◆ LED/LCD display, Enhanced functions setting via LCD, Man-machine intelligent design.
- ◆ Built-in 40A/60A optional MPPT solar charger controller.
- ◆ LCD shows the solar capacity.
- ◆ 5 stages adjustable AC charging current. AC charging also can be closed.
- ◆ AC/DC priority modes can be set.
- ◆ Generator restart signal(Dry contact).
- ◆ 3 times peak power. Strong loading capacity.
- ◆ Overload, output short-circuit protection.

Application:



Specifications

Pure Sine Wave Hybrid charger Inverter

Model	GS1000	GS2000	GS3000	GS4000	GS5000	GS6000	GS8000	GS10KW	GS12KW	
Power Rating	1000W	2000W	3000W	4000W	5000W	6000W	8000W	10KW	12KW	
Power Surge	3000W	6000W	9000W	12KW	15KW	18KW	24KW	30KW	36KW	
AC Input	Input Voltage/Waveform	Sinusoidal (utility or generator)								
	Nominal input Voltage	120/230VAC					230VAC			
	Low Line Disconnect	85Vacs±4%(Normal) or 80Vacs±4%(Wide) for 120Vac					184Vacs±4%(Normal) or 135Vacs±4%(Wide) for 230Vac			
	Low Line Re-connect	95Vacs±4%(Normal) or 85Vacs±4% (Wide) for 120Vac					194Vacs±4%(Normal) or 145Vacs±4%(Wide) for 230Vac			
	High Line Disconnect	136Vacs±4%(Normal) or 145Vacs±4%(Wide) for 120Vac					263Vacs±4%(Normal) or 263Vacs±4%(Wide) for 230Vac			
Max AC input Voltage	120Vac for Max150Vac, 230Vac for Max270Vac					230Vac for Max270Vac				
	Frequency	50Hz:41-54Hz, 60Hz:51-64Hz								
AC Charger	Nominal Charge Current	20A/35A/50A/70A/90A(5 stages adjustable charging current)								
	Over Charge Protection	Bat.V≥15.5VDC for 12V battery ; Bat.V≥31.0VDC for 24V battery, Bat.V≥62.0VDC for 48V battery ; beeps 0.5s every 1s & fault after 60s								
Solar Charger	Rated Charge Current	40A	60A	60A	60A	60A	60A	60A	60A	
	PV Input Voltage range	15VDC-40VDC for 12VDC; 25VDC-75VDC for 24VDC; 55-145VDC for 48V								
	Max PV open circuit array voltage	12V for 40VDC, 24V for 75VDC, 48V for 145VDC								
	Charger mode	MPPT								
	PV Low Voltage Re-connect	PV≥Bat.V=3V								
Efficiency	Efficiency (Battery Mode)	≥87%								
	Efficiency (Line Mode)	>98%								
Battery Voltage	Nominal DC Input Voltage	12/24/48VDC			24/48VDC			48VDC		
	Low Battery Alarm	10.5VDC±0.3VDC for 12VDC, 21VDC±0.6VDC for 24VDC, 42VDC±1.2VDC for 48VDC								
	Low DC input shut-down	10VDC±0.3VDC for 12VDC, 20VDC±0.6VDC for 24VDC, 40VDC±1.2VDC for 48VDC								
	High DC input Alarm & Fault	16VDC±0.3VDC for 12VDC, 32VDC±0.6VDC for 24VDC, 64VDC±1.2VDC for 48VDC								
Transfer Time	AC to DC	20ms(max)								
	DC to AC	15ms(max)								
System Parameter	Over-Load Protection	110%<load<150%, beeps 0.5s every 1s, and Fault after 60s off the output, load>150%, beeps 0.5s every 1s, and Fault after 20s								
	Output Short Circuit Protection	Current limit(Fault after 10s)								
	Surge Rating(10s)	1:3(VA)								
	Power Saver	Load≤25W(Enabled on "P/S auto"Setting of Remote control)								
	Protections Indicators	Low battery, over charging, over load, over temp LED+LCD Display								
General Specifications	Operating Temperature Range	0°C to 40°C								
	Storage Temperature	-15°C~60°C								
	Operation humidity	5% to 95%(non-condensing)								
	Audible Noise cooling	60dB max								
	Forced air, variable speed fan									
Dimension(L*W*H)	480*336*190mm			530*400*190mm			627*416*204mm			
Net Weight(kg)	19.5kg	23.5kg	28.0kg	30.0kg	35.5kg	39.0kg	52.5kg	58.5kg	66.5kg	

◆ Product specifications are subject to change without further notice.



Tabla C1. Especificaciones del modo en línea

MODEL	GS1~12KW	
Rated power	1 ~ 12KW (230VAC)	1 ~ 6KW (120VAC)
Input Voltage Waveform	Sine wave (Utility or Generator)	
Nominal Input Voltage	230Vac	120 Vac
Low Line Disconnect	184Vac±4%(NOR)	85Vac±4%(NOR)
	135Vac±4%(WID)	80Vac±4%(WID)
Low Line Re-connect	194Vac±4%(NOR)	95Vac±4%(NOR)
	145Vac±4%(WID)	85Vac±4%(WID)
Low Line Re-connect	Note: 1.NOR setting can be used for general electrical appliance 2. WID setting can be used only for some special load,Such as lamp, fan.	
High Line Disconnect	263Vac±4%(NOR)	136Vac±4%(NOR)
	263Vac±4%(WID)	140Vac±4%(WID)
High Line Re-connect	253Vac±4%(NOR)	131Vac±4%(NOR)
	253Vac±4%(WID)	135Vac±4%(WID)
Max AC Input Voltage	270VAC	150VAC
Nominal Input Frequency	50Hz / 60Hz (Auto detection)	
Low Line Frequency Disconnect	40+0.3Hz for 50Hz, 50+0.3Hz for 60Hz	
Low Line Frequency Re-connect	41+0.3Hz for 50Hz, 51+0.3Hz for 60Hz	
High Line Frequency Disconnect	55+0.3Hz for 50Hz, 65+0.3Hz for 60Hz	
High Line Frequency Re-connect	54+0.3Hz for 50Hz, 64+0.3Hz for 60Hz	
Output Voltage Waveform	As same as Input Waveform	
Output Short Circuit Protection	Air switch	
Efficiency (Line Mode)	>97%	
Transfer Time	15ms (typical) 20ms max (WID)	
Bypass charger enable in off mode	Yes	

Note: NOR – Normal range; WID-Wide range

Tabla C2. Especificaciones del modo de inversor

MODEL	HV Model:GS1-12KW LV Model:GS1-6KW		
Output Voltage Waveform	Pure Sine Wave		
Rated Output Power	1 ~ 12KW (230VAC)	1 ~ 6KW (120VAC)	
Power Factor	0.9 - 1.0		
Nominal Output voltage	230Vac	120V ac	
Minimum Peak Output Voltage at Rated Power	>200V	>100 V	
Output Frequency (Hz)	50Hz / 60Hz \pm 0.3Hz		
Output Voltage Regulation	\pm 10%		
Nominal Efficiency	>87% (@Normal DC Input; >60% R load)		
Over-Load Protection	105% <load<150%, beeps 0.5s every 1s, and Fault after 60s. Load>150%, beeps 0.5s every 1s, and Fault after 20s.		
Capable of starting electric motor	YES		
Output Short Circuit Protection	Current limit (Fault after 10s), Air switch		
Power saver	Load \leq 25 \pm 5W (Enabled on "P/S auto" setting of Remote control)		
DC voltage			
Nominal DC Input Voltage	12VDC	24VDC	48VDC
Min DC start voltage	10.5Vdc	21Vdc	42Vdc
Low DC Alarm	10.5Vdc \pm 0.2Vdc	21Vdc \pm 0.4Vdc	42.0 \pm 0.8Vdc
Low DC Shut-down	10.0Vdc \pm 0.2Vdc	20Vdc \pm 0.4Vdc	40.0 \pm 0.8Vdc
Low DC Shut-down Recovery	11.0Vdc \pm 0.2Vdc	22Vdc \pm 0.4Vdc	44.0 \pm 0.8Vdc
High DC Shut-down	16.0Vdc \pm 0.2Vdc	32Vdc \pm 0.4Vdc	64.0 \pm 0.8Vdc
High DC Shut-down Recovery	15.5Vdc \pm 0.2Vdc	31Vdc \pm 0.4Vdc	62.0 \pm 0.8Vdc

Tabla C3. Especificaciones del modo de cargador de CA

Nominal Input Voltage	230Vac	120Vac
Input Voltage Range	194V - 253Vac (NOR) 160V - 253Vac (WID)	95V - 131Vac (NOR) 85V - 135Vac (WID)
High Voltage Disconnect	253Vac±4%(NOR) 253Vac±4%(WID)	131Vac±4%(NOR) 135Vac±4%(WID)
High Line Re-connect	248Vac±4%(NOR) 248Vac±4%(WID)	128Vac±4%(NOR) 132Vac±4%(WID)
Low Voltage Disconnect	194Vac±4%(NOR) 160Vac±4%(WID)	95Vac±4%(NOR) 85Vac±4%(WID)
Low Line Re-connect	200Vac±4%(NOR) 165Vac±4%(WID)	98Vac±4%(NOR) 88Vac±4%(WID)
Nominal Output Voltage	According to the battery type	
Nominal Charge Current	12VDC model: Max 90A	
	24VDC model: Max 70A	
	48VDC model: Max 50A	
Charge current tolerance	±5A	
Over Charge Protection	Bat. V ≥15.5Vdc, Fault, Buzzer alarm for 12Vdc Bat. V ≥31.0Vdc, Fault, Buzzer alarm for 24Vdc dc, Fault, Buzzer alarm for 48Vdc (beeps 0.5s every 1s & fault after 60s)	
Charge Algorithm	Three stage: Boost CC (constant current stage) → Boost CV (constant voltage stage) → Float (constant voltage stage)	

Note: NOR – Normal range; WID-Wide range

Tabla C4. Especificaciones del modo de cargador solar

Rated Battery voltage	12VDC	24VDC	48VDC
Rated charge current	40A	40A	40A
Input voltage range	15-40Vdc	25-55Vdc	50-110Vdc
Max. PV open circuit array voltage	40Vdc	55Vdc	110Vdc
Max. recommended input power (W)	600W	1200W	2350W
Rated Battery voltage	12VDC	24VDC	48VDC
Rated charge current	60A	60A	60A
Input voltage range	15-40Vdc	25-55Vdc	50-110Vdc
Max. PV open circuit array voltage	40Vdc	55Vdc	110Vdc
Max. recommended input power (W)	900W	1750W	3500W

Tabla C5. Especificaciones generales


MODEL	GS1-3KW	GS4-6KW	GS8-12KW							
Indicators	LED+LCD Display									
Protections	Low battery, over charging, over load, over temp.									
Remote control	YES									
Operating Temperature Range	0°C ~ 40°C									
Storage temperature	-15°C ~ 60°C									
Operation humidity	5% ~ 95% (non-condensing)									
Earthing (ABYC standard)	Follow customer requirement: Inverter mode: the neutral and the earth joined; Line mode: the neutral and the earth separated. Use a Relay to realize the function.									
Audible Noise	65dB max									
Cooling	Forced air, variable speed fan									
Size (L*W*H mm)	482.5*336.5*189.5	517.5*396.5*189.5	627.5*416.5*204.5							
MODEL	1K	1.5K	2K	3K	4K	5K	6K	8K	10K	12K
Net weight (Kg)	22	23	24	28	30.5	35.5	38.5	48	55.0	62.0

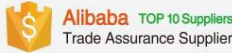
Product specifications are subject to change without further notice.


Tabla C6. Tamaño del cable de la batería

Model Number	DC Voltage	Typical Amperage	Battery Capacity	1~3 m one-way	0.5 m one-way	Cable Terminal
GS1000W GS2000W GS4000W	12V 24V 48V	120A	200AH	25mm ²	25mm ²	RNBS38-8
GS5000W	48V	150A	200AH	35mm ²	25mm ²	RNBS38-8
GS1500W GS3000W GS6000W	12V 24V 48V	175A	200AH	50mm ²	35mm ²	RNB60-8/RNBS38-8
GS2000W GS4000W GS8000W	12V 24V 48V	225A	200AH	50mm ²	35mm ²	RNB60-8/RNBS38-8
GS5000W GS10KW	24V 48V	275A	200AH	75mm ²	50mm ²	RNB80-8/RNB60-8
GS3000W GS6000W GS12KW	12V 24V 48V	315A	200AH	75mm ²	50mm ²	RNB80-8/RNB60-8

ANEXO D. Datasheet de las baterías utilizadas






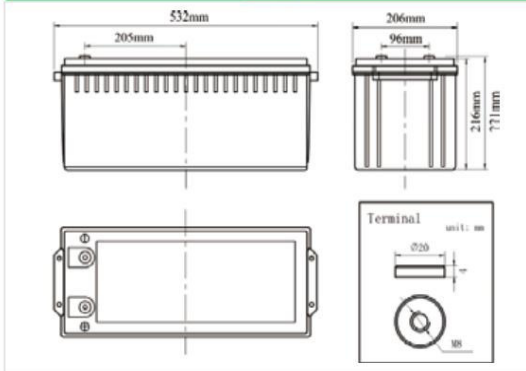


FCD12-200

Product Image



Product Dimensions



Cycle Service Life(25°C/77°F)

Characteristics

Nominal Voltage		12V
Nominal Capacity (20 hour rate)		200Ah
Capacity 25°C (77°F)	10 hour rate (18.0A)	180Ah
	5 hour rate (31.8A)	159Ah
	1 hour rate (110.9A)	110.9Ah
	Internal Resistance	Full Charged Battery 25°C ≤3.0mΩ
Capacity affected by Temperature (10 hour)	40°C (104°F)	102%
	25°C (77°F)	100%
	0°C (32°F)	85%
	-15°C (5°F)	65%
Self-Discharge 25°C (77°F) Capacity	after 3 month storage	90%
	after 6 month storage	80%
	after 12 month storage	62%
Charge (Constant Voltage) 25°C (77°F)	Float	Initial Charging Current Less than 40A Voltage 13.6-13.8V
	Cycle	Initial Charging Current Less than 40A Voltage 14.4-14.9V

Packaging

Battery Dimensions	Length	532mm
	Width	206mm
	Height	216mm
	Total Height	221mm
Box Dimensions	Length	537mm
	Width	221mm
	Height	296mm
Quantity Per Box		1 PC per box
Net weight Per Cell		59.0 kg±300g
Net weight Per Box		59.0kg
Gross Weight		59.6kg

Discharge Constant Current per Cell (Amperes at 77°F/25°C)

F.V/Time	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V	475.2	302.9	257.4	164.3	120.8	110.9	70.5	49.5	33.7	22.2	19.8	11
1.65V	466.6	297.4	252.7	161.4	118.6	108.9	69.2	48.6	33.0	21.8	19.4	10.8
1.70V	457.9	291.9	248.0	158.4	116.4	106.8	67.9	47.7	32.4	21.4	19.1	10.6
1.75V	449.3	286.4	243.4	155.4	114.2	104.8	66.6	46.8	31.8	21.0	18.7	10.4
1.80V	432.0	275.4	234.0	149.4	109.8	100.8	64.1	45.0	30.6	20.2	18.0	10.00

Discharge Constant Power per Cell (Watts at 77°F 25°C)

FV/Time	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V	914.8	583.2	495.5	316.4	232.5	213.4	135.7	95.3	64.8	42.7	38.1	21.2
1.65V	898.1	572.6	486.5	310.6	228.3	209.6	133.2	93.6	63.6	41.9	37.4	20.8
1.70V	881.5	562.0	477.5	304.9	224.0	205.7	130.8	91.8	62.4	41.1	36.7	20.4
1.75V	864.9	551.4	468.5	299.1	219.8	201.8	128.3	90.1	61.3	40.4	36.0	20.0
1.80V	831.6	530.1	450.5	287.6	211.4	194.0	123.4	86.6	58.9	38.8	34.7	19.2

Bluesun Solar Energy Tech. Co.,Ltd

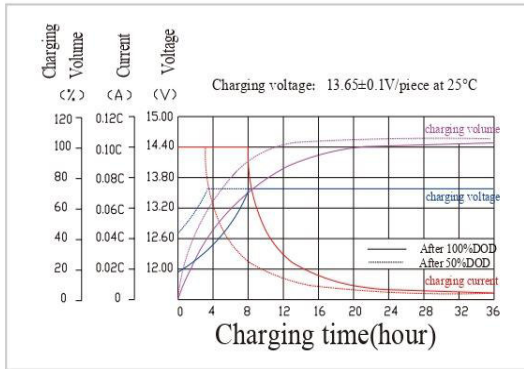
+86-158-5821-3997

info@bluesunpv.com

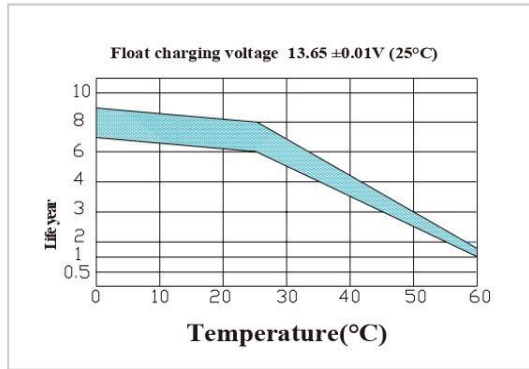
www.bluesunpv.com



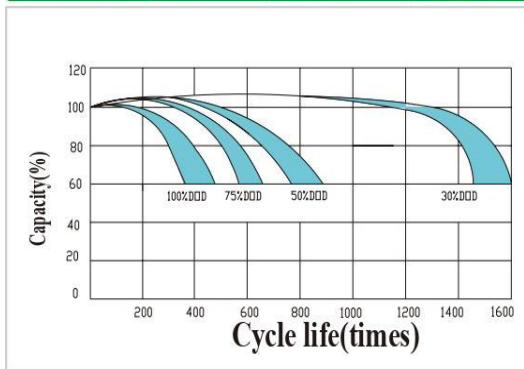
Charging characteristics



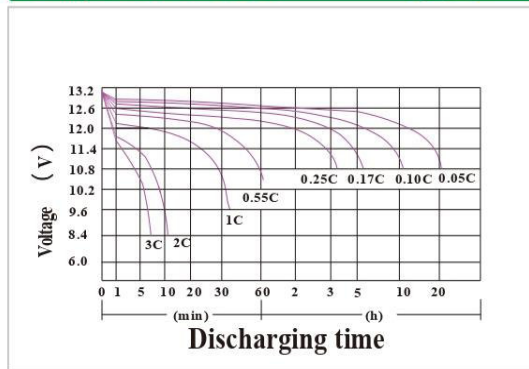
Temperature effect on float charging life



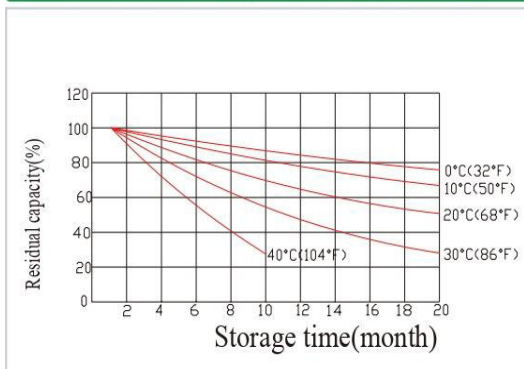
Cycle life vs. Depth of discharge(25°C)



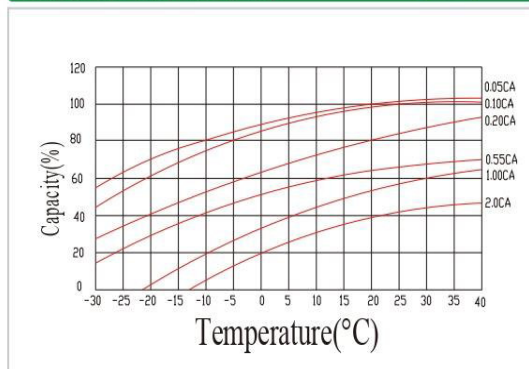
Discharge characteristics (25°C)



Temperature effect on battery self-discharge



Temperature effect on capacity



Battery Construction

Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Si-Rubber	Copper	Fiberglass	Sulfuric acid

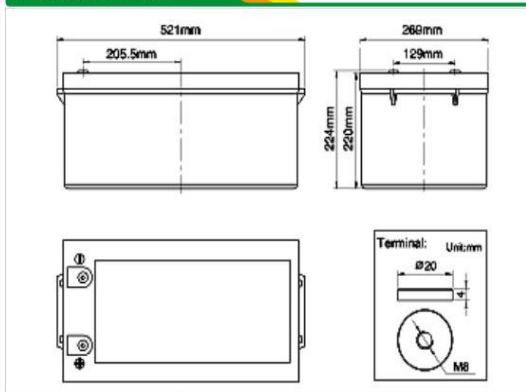


FCG12-250

Product Image



Product Dimensions



Cycle Service Life(25°C/77°F)

Characteristics

Nominal Voltage		12V
Nominal Capacity (10 hour rate)		250Ah
Capacity 25°C (77°F)	20 hour rate (13.88A)	277.6Ah
	5 hour rate (45.7A)	228.5Ah
	1 hour rate (184.8A)	184.8Ah
Internal Resistance	Full Charged Battery 25°C	≤ 2.0 m Ω
Capacity affected by Temperature (10 hour)	40°C (104°F)	102%
	25°C (77°F)	100%
	0°C (32°F)	90%
	-15°C (5°F)	70%
Self-Discharge 25°C (77°F) Capacity	after 3 month storage	92%
	after 6 month storage	84%
	after 12 month storage	65%
Charge (Constant Voltage) 25°C (77°F)	Float	Initial Charging Current Less than 50A Voltage 13.6-13.8V
	Cycle	Initial Charging Current Less than 50A Voltage 14.4-14.9V

Packaging

Battery Dimensions	Length	521mm
	Width	269mm
	Height	220mm
	Total Height	224mm
Box Dimensions	Length	537mm
	Width	284mm
	Height	299mm
Quantity Per Box		1 PC per box
Net weight Per Cell		70.0 kg±500g
Net weight Per Box		70.0kg
Gross Weight		70.8kg

Discharge Constant Current per Cell (Amperes at 77°F 25°C)

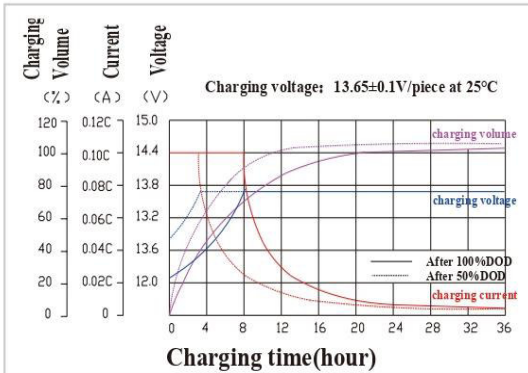
F.V/Time	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V	840.6	560.0	422.1	262.6	188.4	184.8	101.4	74.1	47.7	29.1	26.00	14.43
1.65V	775.0	516.3	404.5	255.6	183.4	179.9	99.5	72.8	47.0	28.8	25.75	14.29
1.70V	788.1	525.0	386.9	248.6	178.3	174.9	97.7	71.4	46.4	28.6	25.50	14.15
1.75V	696.2	463.8	369.3	241.5	173.3	170.0	95.3	69.7	45.7	28.3	25.25	14.01
1.80V	656.8	437.5	351.8	234.5	168.3	165.0	93.0	68.0	45.0	28.0	25.00	13.88

Discharge Constant Power per Cell (Watts at 77°F 25°C)

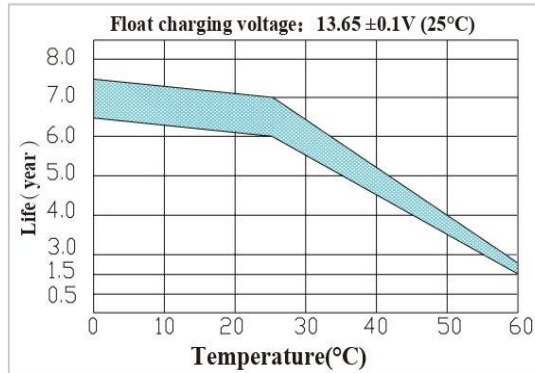
F.V/Time	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V	1567.8	1044.4	787.2	489.8	351.4	344.7	189.1	138.2	89.0	54.3	48.5	26.9
1.65V	1445.3	962.8	754.4	476.7	342.0	335.4	185.6	135.7	87.7	53.8	48.0	26.7
1.70V	1469.8	979.1	721.6	463.6	332.6	326.2	182.1	133.2	86.4	53.3	47.6	26.4
1.75V	1298.3	864.9	688.8	450.5	323.2	317.0	177.8	130.0	85.2	52.7	47.1	26.1
1.80V	1224.8	815.9	656.0	437.3	313.8	307.7	173.4	126.8	83.9	52.2	46.6	25.9



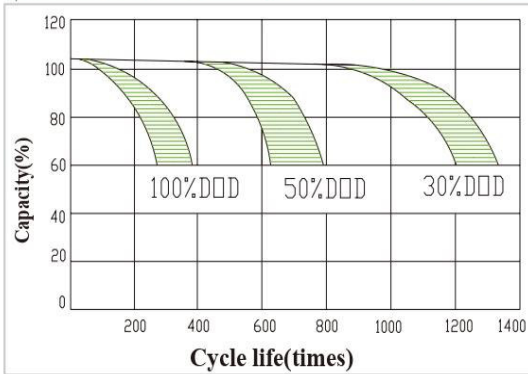
Charging characteristics



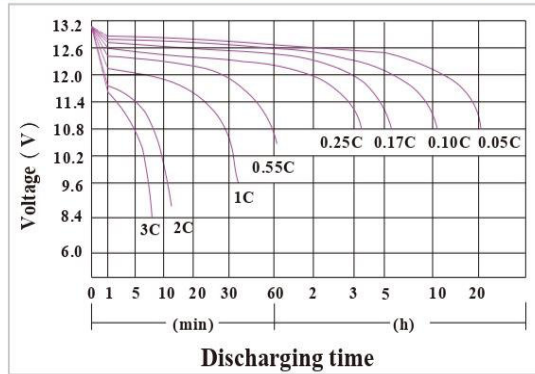
Temperature effect on float charging life



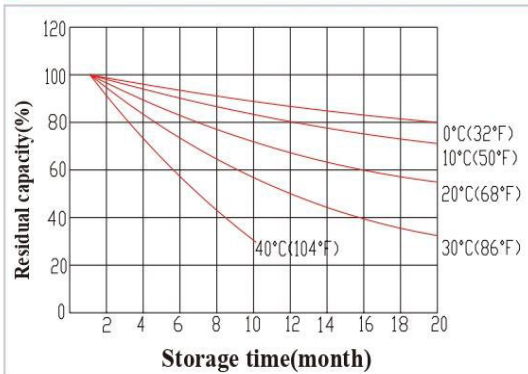
Cycle life vs. Depth of discharge(25°C)



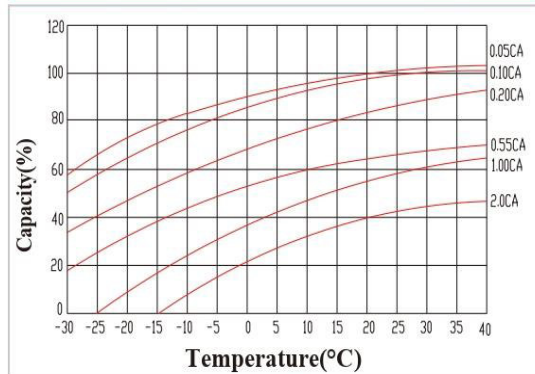
Discharge characteristics (25°C)



Temperature effect on battery self-discharge



Temperature effect on capacity



Battery Construction

Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Si-Rubber	Copper	Fiberglass	GEL

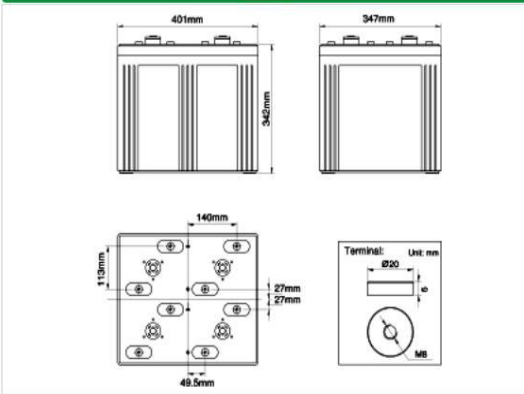


GFMG-1500

Product Image



Product Dimensions



Cycle Service Life(25°C/77°F)

Characteristics

Nominal Voltage		2V
Nominal Capacity (10 hour rate)		1500Ah
Capacity 25°C (77°F)	20 hour rate (79.5A)	1590Ah
	5 hour rate (265.2A)	1326Ah
	1 hour rate (825A)	825Ah
Internal Resistance	Full Charged Battery 25°C	≤0.13mΩ
Capacity affected by Temperature (10 hour)	40°C (104°F)	102%
	25°C (77°F)	100%
	0°C (32°F)	90%
Self-Discharge 25°C (77°F) Capacity	after 3 month storage	92%
	after 6 month storage	84%
	after 12 month storage	65%
Charge (Constant Voltage) 25°C (77°F)	Float	Initial Charging Current Less than 225A Voltage 2.23-2.27V
	Cycle	Initial Charging Current Less than 225A Voltage 2.33-2.37V

Packaging

Battery Dimensions	Length	401mm
	Width	347mm
	Height	342mm
	Total Height	378mm
Box Dimensions	Length	892mm
	Width	420mm
	Height	513mm
Quantity Per Box		2 PC per box
Net weight Per Cell		100 kg±1000g
Net weight Per Box		200kg
Gross Weight		220kg

Discharge Constant Current (Amperes at 77°F 25°C)

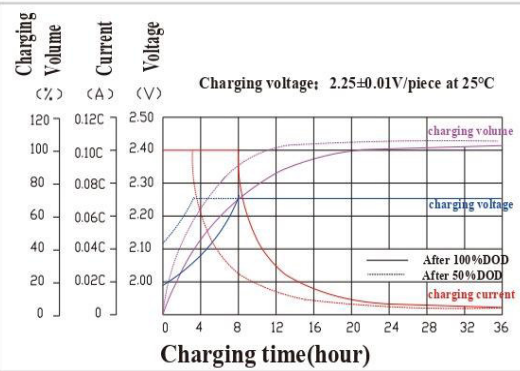
F.V/Time	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V	4191	2706	2244	1485	1106	825	644	412.5	280.5	184.8	165.0	87.5
1.65V	4115	2657	2203	1458	1085	810	632	405.0	275.4	181.4	162.0	85.9
1.70V	4039	2608	2162	1431	1065	795	620	397.5	270.3	178.1	159.0	84.3
1.75V	3962	2558	2122	1404	1045	780	608	390.0	265.2	174.7	156.0	82.7
1.80V	3810	2460	2040	1350	1005	750	585	375.0	255.0	168.0	150.0	79.5

Discharge Constant Power (Watts at 77°F 25°C)

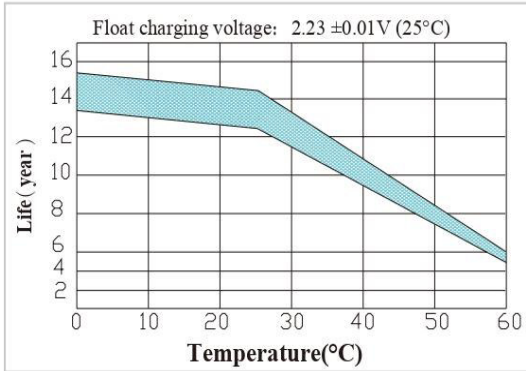
F.V/Time	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V	8068	5209	4320	2859	2128	1588	1239	794.1	540.0	355.7	317.6	168.3
1.65V	7921	5114	4241	2807	2089	1559	1216	779.6	530.1	349.3	311.9	165.3
1.70V	7774	5020	4163	2755	2051	1530	1194	765.2	520.3	342.8	306.1	162.2
1.75V	7628	4925	4084	2703	2012	1502	1171	750.8	510.5	336.3	300.3	159.2
1.80V	7334	4736	3927	2599	1935	1444	1126	721.9	490.9	323.4	288.8	153.0



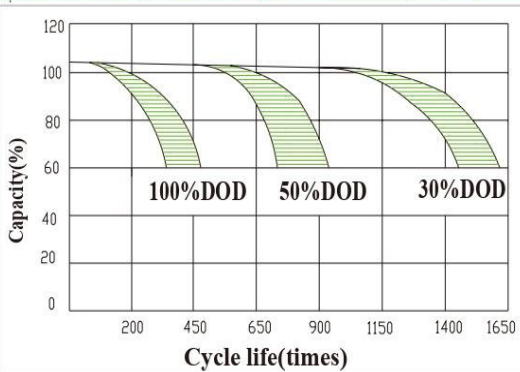
Charging characteristics



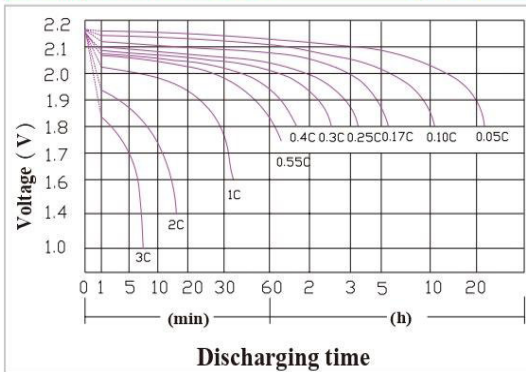
Temperature effect on float charging life



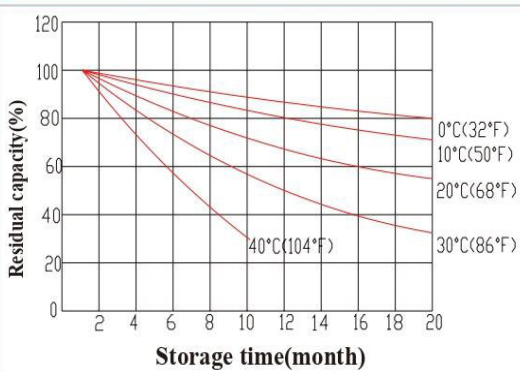
Cycle life vs. Depth of discharge(25°C)



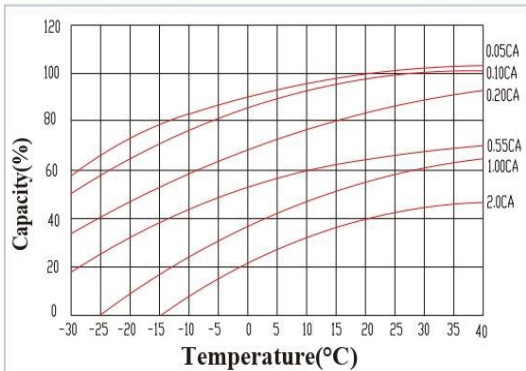
Discharge characteristics (25°C)



Temperature effect on battery self-discharge



Temperature effect on capacity



Battery Construction

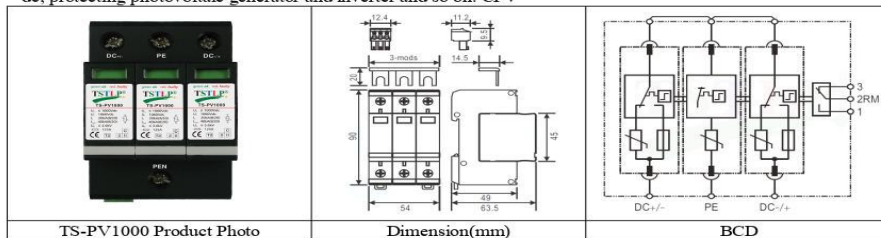
Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Si-Rubber	Copper	Fiberglass	GEL

ANEXO E. Datasheet del protector de sobrevoltajes utilizado



TSTLP® Series Photovoltaic Surge Arrester

INTRODUCTION: TSTLP® Photovoltaic Surge Arrester, designed according to IEC 61643-11 & GB 18802.11 is mainly applied in photovoltaic system with three-step d.c. switching device, the max. PV voltage up to U_{cPV} 500-1500V dc; protecting photovoltaic generator and inverter and so on. CPV



TECHNICAL DATA

Model Number		TS-PV1500RM	TS-PV1000RM	TS-PV600RM	TS-PV150RM
Max. PV voltage	U_{cPV}	$\leq 1500V$	$\leq 1000V$	$\leq 600V$	$\leq 150V$
Short-circuit current rating (EN50539-11)	$[I_{scPV}]$	1000A	1000A	1000A	1000A
Max. continuous d.c. voltage (DC+/DC- → PE)	U_c	750V	500V	300V	150V
Normal discharge current (8/20)	I_n	20 kA	20 kA	20 kA	20 kA
Max. discharge current (8/20)	I_{max}	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA
Voltage protection level at I_n	U_p	≤ 6 kV	≤ 4 kV	≤ 2.5 kV	≤ 0.8 kV
Voltage protection level 5kA	U_p	≤ 5.2 kV	≤ 3.5 kV	≤ 2.0 kV	≤ 0.6 kV
Response time	t_a	≤ 25 ns			
Max. back up fuse (L)		200A gL/gG			
Max. back up fuse (L-L')		125A gL/gG			
Operating temperature range	T_u	$-40^\circ C \dots +80^\circ C$			
Relative humidity:		$\leq 95\%$ (25°C)			
Cross-sectional area		1.5mm ² ~ 25mm ² solid / 35mm ² flexible			
Mounting on		35mm ² DIN rail			
Enclosure material		Black thermoplastic, UL94-V0			
Standards		IEC 61643-11 & GB 18802.11			
Type of remote signaling contact		Switching contact			
Switching capacity	U_N/I_N	AC: 250V/0.5A DC: 250V/0.1A, 125V/0.2A, 75V/0.5A			
Cross-sectional area for remote signalling contact		Max. 1.5mm ² solid / flexible			
Compliance		CE (LVD, EMC & RoHS)			

MAIN CHARACTER

- ✓ High discharge capacity, quick response, pluggable
- ✓ Approved fault-resistant U circuit, consist of two varistors and thermal disconnection devices
- ✓ Double thermal disconnection devices, provide more reliable protection
- ✓ Green window will change when fault occurs, also provide remote alarm terminal at the same time

Start Future From Safety

Solar/Photovoltaic SPD

TSTLP @ www.tslpro.com



INSTALLATION INSTRUCTION

This surge arrester is usually installed in distribution-box, protecting PV system devices in photovoltaic generator circuit. Fuse must be installed at the upstream of the surge arrester or the lightning protector to make sure that the protected system has double protection. The value of the fuse used in a surge arrester system should be conformed to:

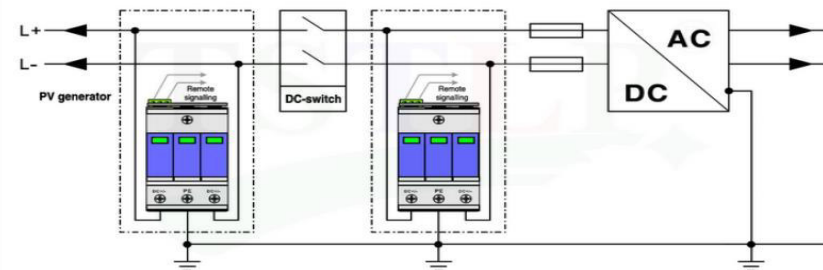
1. The value of FUSE should not be larger than the max. withstand capacity of the surge arrester's backup fuse value.
2. Under the status of the max. current in the power supply & close loop circuit available current, the fuse should be able to disconnect when overloaded or short-circuited.
3. Take 1 & 2 into consideration, the fuse should be as large as possible to allow the maximum surge discharge of surge arrester.

INSTALLATION STEPS

1. Check the product for integrity of the package; make sure the product window indicate green.
2. Mount the surge arrester on 35 mm DIN rail.
3. Connect conductors, the cross-sectional area of cable must be larger than 6mm². The withstand voltage value of cable is not smaller than AC800V; ensure wiring reliable.
4. If need remote alarm, it should be connected signal lines to remote signal terminal 1 and 2, or 2 and 3 (When normal 1 and 2 open, 2 and 3 close; when fault, the state is reversed).
5. After above, switch on the power supply and turn on the circuit breaker, if the surge arrester appeared green window, indicates the unit is operating normally.
- 6.

Regularly inspect the operating status, especially after lightning. Once the fuse upstream break, or the surge arrester's window not indicate green, electrician should check/replace the surge arrester.

INSTALLATION DIAGRAM FOR REFERENCE



WARNING:

1. The device must be installed by electrically skilled person, conforming to national standards and safety regulations.
2. It is recommended that installation should be done under power off condition.

ANEXO F. Cotizaciones de equipos



Bluesun Solar Co., Ltd

www.bluesunpv.com

5Kw Off Grid Solar System



For:Yadira Morillo
Email:yadira.morillo@epn.edu.ec

From:Bluesun Solar Co., Ltd
Address:Building No.7, 1499 Zhengxing Road, Shushan District, 230031 Hefei, China
Contact name:Sunny Gu
Whatsapp/Wechat:+8615156889470
Email:solar35@bluesunpv.com

Items	Model	Picture	Description	Quantity	Unit price	Amount
1	Half Cut Solar Panel		Power: 455W Weight:25.5KG Size:2094*1038*35mm	12	\$109.20	US\$1,310.40
2	PV Combiner Box		6 input 2 output (Switches,Breaker,SPD)	1	\$480.00	US\$480.00
3	Off Grid Inverter built with controller		Output Power: 6kW Battery voltage:48V 120A Single Phase 120V 60Hz	1	\$998.00	US\$998.00
4	PV Cable		PV 4 mm2 100m/roll	100	\$1.50	US\$150.00
5	MC4 Connector		Rated current: 30A Rated voltage: 1000VDC	10	\$1.00	US\$10.00
6	Mounting System (including all parts)		Roof/Ground whole set for 12pcs solar module		\$600.60	US\$600.60
Total EXW Cost						US\$3,549.00
The Shipping Cost to Guayaquil seaport,Ecuador						US\$800.00
Total CIF Cost						US\$4,349.00

Quotation valid:10days

Delivery time:Within 20-25working days after receiving the payment

Payment term:100% T/T advance payment

Package:Standard export package, Composite material box.

Date:31th, March, 2021



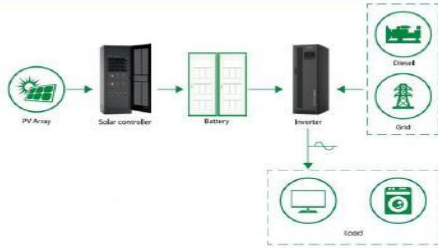
Many Thanks For Your Attentions And Business!



Bluesun Solar Co., Ltd

www.bluesunpv.com

5Kw Off Grid Solar System



For:Yadira Morillo
Email:yadira.morillo@epn.edu.ec

From:Bluesun Solar Co., Ltd
Address:Building No.7, 1499 Zhengxing Road, Shushan District, 230031 Hefei, China
Contact name:Sunny Gu
Whatsapp/Wechat:+8615156889470
Email:solar35@bluesunpv.com

Items	Model	Picture	Description	Quantity	Unit price	Amount
1	Half Cut Solar Panel		Power:455W Weight:25.5KG Size:2094*1038*35mm	12	\$109.20	US\$1,310.40
2	PV Combiner Box		3 input 1 output (Switches,Breaker,SPD)	1	\$245.00	US\$245.00
3	Charge Controller		96V 50A	1	\$398.00	US\$398.00
4	Gel Battery with Cable		12V 250Ah	16	\$258.00	US\$4,128.00
5	Off Grid Inverter		Output Power: 6kW Battery voltage:96V Output voltage: Single Phase 120V 60Hz	1	\$923.00	US\$923.00
6	PV Cable		PV 4 mm2 100m/roll	100	\$1.50	US\$150.00
7	MC4 Connector		Rated current: 30A Rated voltage: 1000VDC	10	\$1.00	US\$10.00
8	Mounting System (including all parts)		Roof/Ground whole set for 12pcs solar module		\$600.60	US\$600.60
Total EXW Cost						US\$7,765.00

Date:29,Jan,2021

Quotation valid:10days

Delivery time:Within 20-25working days after receiving the payment

Payment term:100% T/T advance payment

Package:Standard export package, Composite material box.



Many Thanks For Your Attentions And Business!

ANEXO G. Cotización Remolque

"SINOHYMETAL"		
CERRAJERIA Y CONSTRUCCIÓN		
Dirección: Av. Oswaldo Guayasamín y N32F Telf.: 0981233569		
COTIZACIÓN DE REMOLQUE (2m x2m x1,50m)		
MATERIAL DE ESTRUCTURA		
Cant.	Material	Precio
3	Tubo cuadrado (50mmx50mmx2m)	\$105,00
7	Tubo cuadrado (40mmx40mmx2m)	\$210,00
1	Tubo rectangular (100mmx50mmx2m)	\$50,00
2	Tool corrugado (1.22m x 2.44m x 2mm)	\$180,00
10	Tool galvanizado (1.22m x 2.44m x0.90)	\$400,00
1	Platina (100mm x 10mm x 6m)	\$45,00
18	Bisagras de 3 posiciones de 3/4	\$15,00
2	Paquetes de electrodos 6011 AGA	\$50,00
10	Discos de corte fino 9in	\$20,00
	SUB TOTAL	\$1.075,00
MATERIAL MECANICA		
Cant.	Material	Precio
2	Llantas con aros RIN 13	\$180,00
2	Paquetes tipo ballesta	\$100,00
2	Direccionales	\$20,00
1	Tortuga de 2in	\$30,00
8	Cauchos para paquetes	\$20,00
1	Pata niveladora	\$80,00
2	Manzanas RIN 13	\$200,00
1	Envase de grasa de 1/4	\$10,00
6	Abrazaderas de paquetes	\$30,00
	SUB TOTAL	\$670,00
MATERIAL ELECTRICO		
Cant.	Material	Precio
1	Conector de auto	\$35,00
10	Manguera corrugada 1/2	\$10,00
48	Cables de colores #12 flexible	\$30,00
20	Abrazaderas plásticas	\$2,00
1	Cinta aislante	\$1,00
	SUB TOTAL	\$78,00
MATERIAL DE PINTURA		
Cant.	Material	Precio
3	Gal. pintura sintética automotriz	\$90,00
2	Gal. pintura de fondo IAG	\$60,00
1	Caneca de tinner	\$60,00
10	Lijas #180	\$5,00
30	Guaipes	\$10,00
5	Cinta masquin automotriz	\$10,00
	SUB TOTAL	\$235,00
	TOTAL MATERIALES	\$2.058,00
	MANO DE OBRA	\$900,00
	TOTAL DE OBRA	\$2.958,00

ORDEN DE EMPASTADO