

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**DISEÑO DE PROTOTIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
AUTONOMOS PARA USO EN APLICACIONES DE ACUICULTURA**

**DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE SISTEMA DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICO AUTONOMO PARA OPERACIÓN DE UN
AIREADOR TIPO INYECCION POR HELICE**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
ELECTRICIDAD**

DAVID ROLANDO CORELLA LOGACHO
david.corella@epn.edu.ec

DIRECTOR: PATRICIA ELIZABETH OTERO VALLADARES
patricia.otero@epn.edu.ec

DMQ, septiembre 2023

CERTIFICACIONES

Yo, DAVID CORELLA declaro que el trabajo de integración curricular 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.

DAVID CORELLA

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por DAVID CORELLA, bajo mi supervisión.

PATRICIA OTERO
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

DAVID CORELLA

PATRICIA OTERO

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi sincero agradecimiento a mi padre José y mi madre Sandra. Su apoyo incondicional, orientación y paciencia han sido fundamentales a lo largo de toda mi vida. Gracias por ser mi inspiración y guía en este camino. Cada logro alcanzado se los debo a ellos.

Además, agradecer a mi tutora Patricia Otero por su valioso tiempo, dedicación conocimientos y consejos que han sido fundamentales en mi proceso de aprendizaje.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	III
DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTO.....	V
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	VI
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	1
1.1 Objetivo general	1
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance	2
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Oxigenación en la acuicultura	3
1.4.2 Tipos aireadores.....	4
1.4.3 Motor de inducción.....	7
1.4.4 Sistemas fotovoltaicos.....	8
1.4.5 Componentes Sistemas Fotovoltaicos Autónomos.....	12
1.4.6 Análisis económico.....	17
2 METODOLOGÍA.....	19
2.1 Datos Geográficos.....	19
2.2 Definición de la carga.....	20
2.3 Selección del controlador de arranque del motor.....	22
2.4 Evaluación de energía.....	23
2.5 Selección del inversor	24
2.6 Dimensionamiento matriz fotovoltaica.....	24
2.7 Dimensionamiento sistema de acumulación (banco de baterías).....	25
2.8 Cálculo de conductores.....	26
2.9 Protecciones	27
2.10 Costo Nivelado de Energía (LCOE)	28
3 RESULTADOS, SIMULACIÓN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
29	
3.1 Selección de componentes	29
3.1.1 Arrancador Suave.....	29

3.1.2	Inversor	29
3.1.3	Módulo Fotovoltaico	30
3.1.4	Batería	30
3.1.5	Conductores	31
3.1.6	Protecciones	32
3.2	Resultados de Diseño	33
3.3	Simulación.....	35
3.4	Resultados de Simulación.....	41
3.5	Conclusiones.....	46
3.6	Recomendaciones.....	48
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	49
5	ANEXOS.....	53

RESUMEN

Este documento explora la viabilidad de utilizar un sistema fotovoltaico autónomo en lugar de depender de la energía de la red eléctrica o de un generador a diésel, con el propósito de proporcionar energía eléctrica a un aireador de tipo hélice empleado en el proceso de oxigenación en la acuicultura. Tomando en cuenta que, esta actividad reviste de importancia económica a nivel nacional. Para ello en primera instancia, se realiza la investigación bibliográfica respectiva sobre el proceso de aireación en la acuicultura y los lineamientos para el diseño de sistemas fotovoltaicos autónomos.

Posteriormente se realiza el diseño del sistema fotovoltaico con el respectivo dimensionamiento de los equipos necesarios para cumplir con la demanda de energía de la carga. Finalmente, una vez definidos los parámetros del sistema, se lleva a cabo el análisis financiero respectivo para comprobar la viabilidad económica de realizar la inversión en el proyecto fotovoltaico tomando como referencia el costo nivelado de energía del sistema diseñado, el precio de la energía eléctrica de la red y el precio de generar energía empleando diésel.

PALABRAS CLAVE: sistema fotovoltaico autónomo, aireador tipo hélice, costo nivelado de energía (LCOE).

ABSTRACT

In this document, we explore the possibility of using a standalone photovoltaic system instead of relying on the grid or a diesel generator to power a propeller-type aerator used in aquaculture for oxygenation. This activity holds significant economic importance in the country. To achieve this, we start by conducting thorough bibliographic research on aeration processes in aquaculture and the guidelines for designing standalone photovoltaic systems.

Next, we proceed to design the photovoltaic system, carefully sizing the necessary equipment to meet the energy demand of the load. Finally, with the system parameters defined, we conduct a comprehensive financial analysis to assess the economic feasibility of investing in the photovoltaic project. We use the levelized cost of energy of the designed system, the price of grid electricity, and the cost of generating energy using diesel as references to determine its viability.

KEYWORDS: stand-alone photovoltaic system, propeller aerator, levelized cost of energy (LCOE).

1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

La acuicultura engloba cualquier tipo de actividad desarrollada para aumentar la producción en el proceso de crianza de flora o fauna marina, dichas actividades comúnmente son la protección contra depredadores, alimentación, almacenamiento y saneamiento del agua. En este último punto se desarrolla un proceso crítico, especialmente en la crianza de camarones y truchas, que es la oxigenación del agua (comúnmente conocida como aireación) en piscinas o criaderos [1], [3].

El proceso de aireación del agua se realiza especialmente en criaderos de camarones, para evitar el agua empozada, mantener la temperatura y difundir oxígeno del aire en las partes profundas del agua, todo ello con la finalidad de tener un cultivo más saludable y productivo. Este procedimiento se lleva a cabo empleando equipos denominados “aireadores” los cuales generalmente están conformados por una estructura de flotación, un motor y un acoplamiento al rotor para el proceso de “aireación”. En el mercado existen diferentes tipos de aireadores según el mecanismo empleado para la difusión de oxígeno, los más utilizados en la industria son los de tipo paleta, “splash” y de hélice [1], [3].

De manera convencional este tipo de equipamiento ha funcionado empleando combustibles fósiles como diésel y con energía eléctrica obtenida desde la red eléctrica. Dada la necesidad de generar un sector económico sustentable y diversos avances relacionados a las energías renovables, en este proyecto se plantea el diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para el funcionamiento de un aireador tipo hélice. Además de realizar un análisis técnico empleando software de simulación para comprobar que el diseño cumple con los requerimientos de potencia, y por otra parte realizar un análisis económico de la implementación de este tipo de sistemas para la acuicultura en comparación a la tecnología existente y verificar la viabilidad de su implementación.

1.1 Objetivo general

Diseñar un prototipo de sistema de generación fotovoltaico autónomo para la operación de un aireador tipo hélice.

1.2 Objetivos específicos

1. Realizar una investigación bibliográfica de las características operativas y de consumo de energía del aireador tipo hélice y sistemas fotovoltaicos autónomos.
2. Determinar la demanda de energía que requiere un aireador de una potencia específica.
3. Diseñar el sistema fotovoltaico autónomo para las características y requerimientos del aireador de estudio.
4. Realizar un análisis económico financiero de la implementación del sistema.

1.3 Alcance

El proyecto consiste en el diseño del prototipo de un sistema fotovoltaico autónomo para el abastecimiento de energía de un aireador mecánico tipo hélice. Para ello se inicia por un proceso de investigación bibliográfica de las características de funcionamiento que debe cumplir el aireador tipo hélice para la crianza intensiva común en la industria acuícola, de tal forma que se puedan definir los requerimientos de potencia y tiempo de funcionamiento para su correcta operación.

Además, a partir de los datos históricos de radiación solar en el Ecuador se realiza el dimensionamiento de los equipos y componentes necesario para el sistema fotovoltaico como son: los paneles solares, baterías, inversor, protecciones, entre otros. Para luego realizar el diseño adecuado del sistema. Finalmente, para comprobar que se cumplen los requerimientos operativos del aireador, se realizan simulaciones que permitan verificar su desempeño.

Se construye un presupuesto preliminar del sistema fotovoltaico diseñado con el cual se efectúa el análisis económico comparando los costos de instalación y operación del sistema fotovoltaico propuesto, con los costos operativos de los sistemas de aireación conectados a la red o que emplean combustibles, todo ello para determinar la viabilidad de implementar este tipo de sistemas como fuente de energía para los aireadores.

1.4 Marco teórico

En Ecuador la industria camaronera es una de las más importantes del país, desde el 2014 el país se ha situado como el segundo mayor exportador de camarones después de la India. En este sentido la acuicultura en pequeña y gran escala es una actividad relevante económicamente y socialmente lo cual implica que deban explorarse diversas alternativas para mejorar su eficiencia y desempeño [1].

Por otra parte, el creciente aumento de la demanda de energía a nivel mundial provoca la necesidad de encontrar fuentes de energía renovable que mejoren la eficiencia energética. En las últimas décadas, la energía fotovoltaica y la energía eólica han destacado como las principales fuentes de energía renovable. Esto se debe a los notables beneficios económicos y medioambientales que ofrecen en comparación con los métodos convencionales de generación de energía basados en combustibles fósiles. Sin embargo, estas fuentes de energía presentan algunos inconvenientes, como su dependencia de las condiciones ambientales y variabilidad, de tal forma que se las puede definir como intermitentes [2], [3].

La energía solar en particular ha obtenido mayor relevancia debido a la creciente evolución en la tecnología de semiconductores lo que ha permitido que los módulos solares, componente fundamental de los sistemas fotovoltaicos, reduzcan considerablemente su precio a lo largo de los años. Además, presenta la ventaja de generar electricidad sin producir ruido y puede ser implementada a pequeña en escala en áreas urbanas a diferencia de la generación eólica [4].

1.4.1 Oxigenación en la acuicultura

La acuicultura comprende una variedad de actividades orientadas a incrementar la producción de vida marina, ya sea flora o fauna. Estas acciones engloban estrategias como resguardar a las especies contra predadores, facilitar su alimentación y mantener la calidad del agua. En este último punto la oxigenación del agua en piscinas o criaderos es un proceso fundamental para la crianza de especies acuáticas [5], [6].

La presencia de oxígeno disuelto en el agua se convierte en un factor crítico al evaluar la calidad en criaderos, pues la ausencia de oxígeno en el agua puede tener graves implicaciones para la salud de los peces [5], [7]. Los requerimientos de oxígeno en un sistema son influenciados por múltiples factores, tales como la densidad poblacional, la cantidad de alimento suministrado, la temperatura del agua y la tolerancia de la especie a

la hipoxia (escasez de oxígeno). Por tanto, en la crianza de especies acuáticas se recurre a dispositivos mecánicos para favorecer la disolución de oxígeno en el agua, procedimiento que se conoce como aireación el cual se lleva a cabo mediante dispositivos llamados aireadores [3], [8].

El mantenimiento de un nivel adecuado de oxígeno disuelto conlleva un aumento en los costos relacionados con el consumo de electricidad, debido principalmente a los equipos de aireación [5]. Existen dos categorías principales de aireadores: sistemas de gas a líquido y sistemas de líquido a gas. En los sistemas de líquido a gas, se emplea la técnica para dispersar el agua en diminutas gotas, con el propósito de aumentar la superficie de contacto entre el agua y el aire. Por otro lado, los sistemas de gas a líquido se fundamentan en la generación de burbujas de gas que se transfieren al agua, permitiendo así un intercambio de gases, incluyendo el oxígeno [8].

Dada la amplia gama de equipos de aireación disponibles, se presenta un desafío en cuanto a la comparación directa entre ellos. Para superar esta dificultad, se utiliza la eficiencia de aireación (EA) como una métrica general de comparación. La eficiencia de aireación se define como la cantidad de oxígeno transferido al agua por unidad de potencia bajo condiciones estándar (temperatura del agua de 20°C, concentración inicial de oxígeno disuelto de 0 mg/L, presión atmosférica de 1 atmósfera y agua en estado limpio). Siguiendo esta medida, se establece que los aireadores más eficientes son aquellos de tipo hélice y paletas. [9].

1.4.2 Tipos de aireadores

En esta sección se describen algunos de los principales aireadores disponibles en el mercado para aplicaciones de acuicultura, con énfasis al tipo hélice que corresponde al caso de estudio planteado.

- Bomba Vertical

Conformado por un motor sumergible que se encuentra acoplado con flotadores de forma vertical. Es un tipo de aireador líquido a gas pues el motor impulsa el agua al aire para su oxigenación. Los equipos disponibles pueden ser de baja o alta velocidad, para aplicaciones de acuicultura se opta por equipos de alta velocidad, mientras que equipos de baja velocidad suelen emplearse para el tratamiento de aguas residuales [3], [6].

- Bomba Spray

Este tipo de aireador utiliza una bomba de alta presión para impulsar agua hacia el aire mediante una serie de orificios de descarga. Esta acción facilita el intercambio de oxígeno en el aire. [6].

- Ruedas de Paletas

Este equipo está compuesto por un marco, un motor, flotadores, acoplamientos, rodamientos, paletas y elementos reductores de velocidad. La cantidad y tipo de paletas se determinan en función de la potencia del motor, la profundidad y los niveles necesarios de transferencia de oxígeno. El aireador de paletas es de tipo líquido a gas, pues el funcionamiento consiste en golpear el agua con las paletas salpicando el agua al aire de tal forma que se produce la transferencia de oxígeno [5], [6].

Según Juan Luna en su estudio de 2017 sobre la eficiencia de aireadores, el aireador tipo paleta junto con el de hélice son los que tiene la eficiencia de aireación más alta por kilovatio hora [5].



Figura 1. Aireador de paletas [10].

- Difusor de Aire

Este aireador se divide en dos componentes un compresor (soplador) de aire que está ubicado en la superficie que proporciona aire, y los difusores que están ubicados en el fondo de la piscina y disuelven el oxígeno de los sopladores en el agua. En este equipo es importante tomar en cuenta la profundidad del estanque para asegurar que el compresor sea capaz de proporcionar la mínima presión para que el oxígeno pueda disolverse en el agua [6].

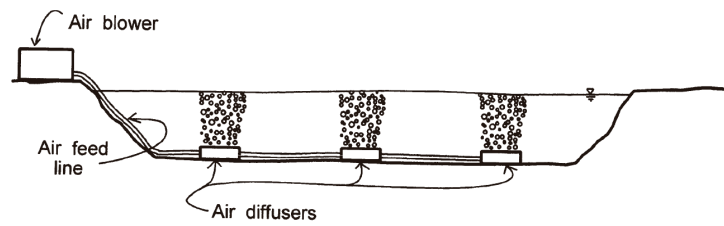


Figura 2. Difusor de aire [6].

- Tipo hélice

Los principales componentes que conforman el aireador son: flotador o soporte de montaje, motor, eje hueco giratorio, carcasa para el eje, difusor, impulsor (hélice) [11]. En la Figura 3 se presentan las partes descritas [12].

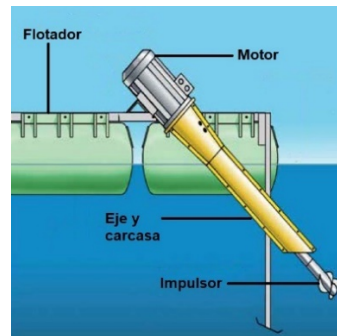


Figura 3. Aspirador de hélice [12].

El funcionamiento se basa en usar el giro del impulsor para acelerar el agua a su alrededor, de esta manera la presión en el interior del eje hueco giratorio disminuye haciendo que el aire en contacto con el eje fuera del agua sea succionado por el eje hueco. El aire que desciende ingresa y se mezcla con el agua en forma de burbujas gracias al difusor y al impulsor respectivamente [11], [13].

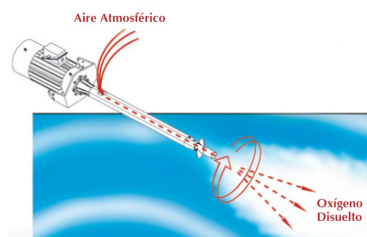


Figura 4. Principio de funcionamiento aireador de hélice [13].

La inclinación con la que aireador es instalado sobre los flotadores puede ser ajustada según el ángulo entre el eje y la superficie del agua. En el estudio realizado por “Boyd y Martinson” sobre la evaluación de los aireadores de hélice en 1984, el ángulo de inclinación ideal para la instalación es de 30° pues de esta manera se consigue la mayor transferencia de oxígeno por kilovatio. Todo ello en estaques de 1 metro de profundidad aproximadamente. Sin embargo, en caso de estaques de profundidades mucho mayores, el ángulo de inclinación óptimo también puede ser mayor [11].

1.4.3 Motor de inducción

El componente fundamental en prácticamente todos los tipos de aireadores, independientemente de su principio de funcionamiento, es el motor eléctrico o motor a diésel en caso de no tener acceso a la red eléctrica. El motor eléctrico que se emplea en este tipo de aplicaciones es de inducción, aunque también es posible emplear motores DC [3], [14].

El motor de inducción es una máquina eléctrica rotativa asincrónica llamada de esta manera porque la velocidad de giro del rotor no está en sincronismo con la frecuencia de la red eléctrica. Como todos los dispositivos rotativos de conversión electromecánica de energía, el motor está formado por dos partes principales el estator donde se encuentra el devanado inductor y el rotor donde se encuentra el devanado inducido [15].

El principio de funcionamiento de la máquina asincrónica se basa en aplicar corriente en el bobinado del estator, generando una onda rotativa de fuerza magnetomotriz (f.m.m.) que idealmente se distribuye de forma sinusoidal alrededor del entrehierro. Esta distribución produce un campo magnético giratorio que induce una fuerza electromotriz (f.e.m.s) en el bobinado del rotor que al estar cortocircuitado induce corrientes que reaccionan con el flujo de estator que a su vez producen el torque necesario para el giro de la máquina [15].

En el caso del motor monofásico de inducción, correspondiente a este análisis, el campo magnético del rotor y del estator se anula de tal forma que no existe ningún par en el rotor cuando la máquina está en reposo. Por este motivo la máquina no es capaz de arrancar por sí misma. Entonces existen algunos tipos de motores monofásicos según el método de arranque [16].

- Los motores monofásicos con arranque por condensador tienen dos devanados en su estator desfasados 90° eléctricamente en el espacio. Uno de ellos es el

devanado principal y el otro es el devanado auxiliar. Se conecta un condensador en serie con el devanado auxiliar para generar corrientes desfasadas 90° de igual magnitud en ambos devanados de tal forma que su comportamiento es como un motor bifásico y se genera un campo magnético giratorio que hace girar al motor. El capacitor puede ser solo de arranque o puede estar conectado permanentemente [16].

- El motor de fase partida funciona de manera similar al de capacitor, tiene dos devanados desfasados 90° en el estator, pero el desfase angular se consigue haciendo que un devanado tenga una resistencia grande y una reactancia pequeña, mientras que el otro devanado tiene una reactancia grande y una resistencia baja, de tal forma que se produce un desfase angular cercano a 90° [16].
- El motor de espira sombra posee espiras cortocircuitadas ubicadas en los lados opuestos del estator que son capaces de generar el par necesario para el arranque. Este tipo de motores son más baratos que los anteriores pero su rendimiento es mucho menor y suelen usarse en aplicaciones de baja potencia [16].

1.4.4 Sistemas fotovoltaicos

Se denomina sistema fotovoltaico a los equipos y dispositivos que en conjunto permiten convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica [17]. Según su interacción con la red eléctrica, los sistemas se pueden clasificar como “On-Grid”, “Off-Grid” o “Híbridos”.

- Sistemas Autónomos (Off Grid)

Como su nombre lo indica los sistemas “Off Grid” operan de manera autónoma, es decir sin la necesidad de estar conectados a la red eléctrica, haciendo que un usuario sea autosuficiente, estos sistemas se han implementado principalmente en lugares donde el acceso a la red eléctrica no es posible debido a la geografía del lugar y el costo asociado. El esquema general de los componentes de este tipo de sistemas se muestra la Figura 5 [2].

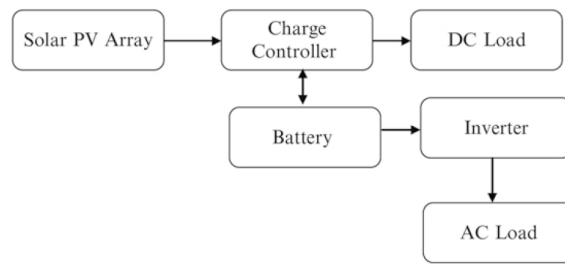


Figura 5. Esquema general de un sistema fotovoltaico autónomo [2].

- Sistemas Conectados (On Grid)

Los sistemas "On Grid" se denominan de esta manera dado que están conectados con la red eléctrica y la energía solar se emplea como un aporte de energía eléctrica adicional de tal forma que el rendimiento de la red eléctrica sea mayor al reducir las pérdidas de energía y a su vez mejorar los niveles de voltaje de la red. Sin embargo, en el paradigma actual, la alta penetración de sistemas fotovoltaicos a la red puede tener impactos negativos desde un punto de vista operativo [2].

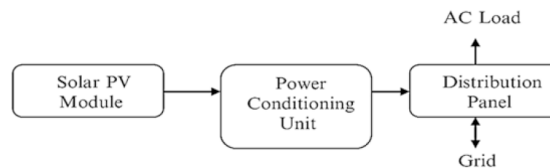


Figura 6. Esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a la red [2].

- Sistemas híbridos

El término "sistemas híbridos" se utiliza para describir la combinación de dos fuentes de energía diferentes. En este contexto, la energía solar fotovoltaica puede ser integrada con generadores diésel, turbinas eólicas u otras fuentes de energía, ya sean renovables o no renovables. Por lo general, los sistemas solares fotovoltaicos utilizan baterías para almacenar la energía generada por los paneles, garantizando un suministro continuo durante los períodos en los que la luz solar es insuficiente. Sin embargo, puede ser necesario recurrir a una fuente alternativa para asegurar la producción de energía. Así, los sistemas fotovoltaicos híbridos combinan la energía solar con otra fuente de energía para satisfacer la demanda en todo momento. Los generadores auxiliares se emplean como respaldo para asegurar un suministro ininterrumpido y seguro de energía.[2].

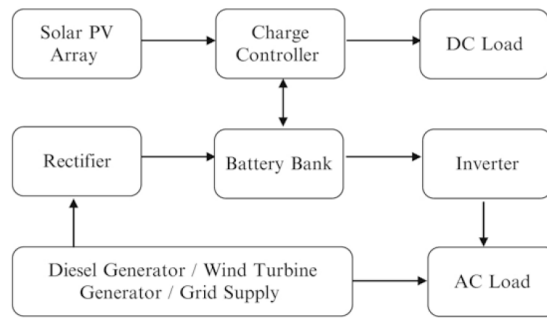


Figura 7. Esquema general de un sistema híbrido [2].

Independientemente del tipo de sistema el componente fundamental son los módulos fotovoltaicos conocidos comúnmente como paneles solares. Pues los paneles son los componentes capaces de generar electricidad a partir de energía solar. Los factores que influyen en la cantidad de energía eléctrica que pueden entregar son:

- Radiación Solar
- Orientación del panel solar
- Temperatura
- Calidad, limpieza y mantenimiento

- Radiación Solar

Es toda aquella radiación electromagnética emitida por el sol abarcando todos los espectros desde los rayos X hasta las ondas de radio. La mayor parte de la radiación solar corresponde a las regiones ultravioleta, visible e infrarroja. Los rayos del sol son distribuidos por las nubes y partículas en el aire, siendo reflejados y dispersados. La radiación que se utiliza habitualmente en aplicaciones de tecnología solar tiene una longitud de onda entre los 300 y los 4000 nanómetros [3].

Según la latitud geográfica, la hora del día y la época del año la radiación incidente en la superficie terrestre es diferente, aunque fuera de la superficie puede considerarse como un valor constante aproximado de 1368 W/m² (vatios/metro cuadrado). La radiación solar se descompone en la irradiación normal directa (DNI) que es la radiación que atraviesa la atmósfera, y en la irradiación horizontal difusa (DHI) que es la radiación reflejada por la

superficie terrestre o la atmosfera. La suma de estos dos componentes (DNI y DHI) conforman la irradiación global horizontal (GHI), como se muestra en la Figura 8 [18].

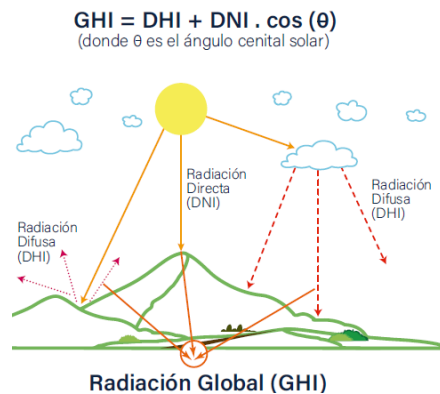


Figura 8. Componentes de la radiación solar [18].

- Orientación del panel solar

Para que el panel reciba la mayor cantidad de radiación solar posible y en consecuencia puede generar la mayor cantidad de energía la cara frontal del panel debe ser perpendicular a la dirección del sol. No obstante, la posición relativa del sol a lo largo del día es variable, por tanto, la ubicación óptima del panel sobre la superficie correspondiente también será variable. La orientación del panel sobre la superficie se define empleando dos coordenadas angulares: ángulo de inclinación (β) y ángulo de acimut (α) [19].

El ángulo de inclinación se establece entre el plano horizontal y la superficie del panel, tal como se ilustra en la Figura 9. Por otro lado, el "ángulo de acimut" es la proyección en el plano horizontal de la línea perpendicular a la superficie del panel y la dirección sur, como se muestra en la Figura 10 [19].

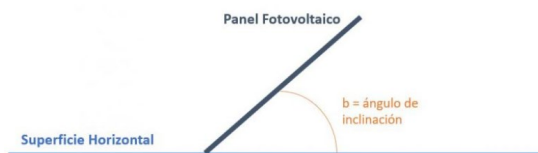


Figura 9. Ángulo de inclinación [19].

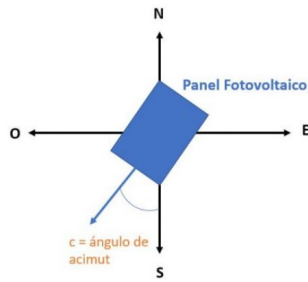


Figura 10. Ángulo de acimut [19].

Si bien existen paneles solares que pueden seguir la trayectoria solar, dicha tecnología implica un costo extra y puede llegar a ser elevada, entonces lo usual es emplear paneles con orientación fija.

1.4.5 Componentes Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

A continuación, se describen los componentes que conforman un sistema fotovoltaico “Off Grid” que fueron mostrados en la Figura 5.

- Módulos Fotovoltaicos (Paneles Solares)

Los módulos fotovoltaicos se componen de arreglos de células solares, que a su vez están fabricadas con materiales semiconductores. Estos materiales son los que realizan la conversión de la energía lumínica solar en energía eléctrica, gracias al efecto fotoconductor. Este fenómeno surge de la interacción entre los fotones provenientes de la radiación solar y los electrones en los materiales semiconductores. Sin embargo, para lograr la generación de energía, es esencial que la célula solar cuente con una estructura "p-n", lo que significa que debe haber una unión entre una capa positiva y otra negativa (como se muestra en la Figura 11). Esta configuración posibilita la creación de un campo eléctrico asociado a una diferencia de potencial que permite la circulación de corriente eléctrica [20].

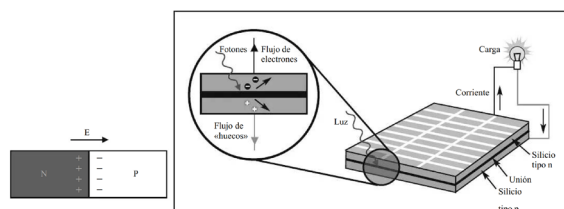


Figura 11. Célula solar con estructura p-n [20].

El silicio es el principal material con el que se fabrican paneles solares de manera comercial debido a sus propiedades semiconductoras y disponibilidad en la naturaleza, pero existen otras opciones que tienen un mejor desempeño respecto a la generación de electricidad como el arseniuro de galio pero su precio es excesivo debido a su disponibilidad [20].

Cuando la célula solar se encuentra expuesta a la luz solar y se conecta una carga externa a sus extremos positivo y negativo, se generará un flujo de corriente. En este proceso, la célula solar actúa como un generador. La corriente que fluye hacia la carga se compone de dos partes: la fotocorriente (I_L), que varía según la intensidad de la iluminación, y la corriente de diodo (I_D), que cambia en función del voltaje [20].

Las células solares se conectan en combinaciones serie y paralelo para formar los denominados módulos fotovoltaicos. El comportamiento eléctrico de estos módulos se describe por una curva de voltaje corriente (Curva V-I) para determinadas condiciones de irradiancia y temperatura.

Además de la curva V-I los fabricantes suelen proporcionar los siguientes parámetros eléctricos:

- Punto de potencia máxima: Valores de voltaje y corriente donde se produce la mayor potencia.
- Corriente de cortocircuito: Corriente producida con los terminales de salida en corto circuito.
- Voltaje a circuito abierto: Voltaje de salida con corriente cero.
- Potencia máxima nominal: Es la máxima potencia producida bajo condiciones de medida estandarizadas.
- Mínima Potencia: Mínima potencia generada por un módulo de manera garantizada por el fabricante, bajo condiciones de prueba estándar.

Las condiciones estándar de prueba hacen referencia a una irradiancia de 100 mW/cm^2 (1000 W/m^2), incidencia normal y temperatura de la celda 25°C [20].

Existen varios tipos de módulos fotovoltaicos según el compuesto por el que están formadas las células solares, el tipo más empleado de manera comercial es el de silicio monocristalino, aunque existe otras tecnologías disponibles que se mencionan a continuación [20].

- Silicio policristalino
 - Silicio amorfo
 - Células de alto rendimiento
 - Células multi-unión
 - Células orgánicas
-
- Baterías almacenadoras de energía

Dado que los paneles fotovoltaicos solo generan electricidad cuando existe radiación solar, es necesario contar con un sistema de almacenamiento de energía para cubrir esta necesidad. En el caso de los sistemas fotovoltaicos se emplean baterías recargables, los principales ejemplos de estas baterías son [2]:

- Plomo ácido
- Níquel cadmio
- Níquel hierro
- Hidruro metálico de níquel
- Ion litio

La carga de la batería es una característica importante del sistema de almacenamiento de energía, en sistemas fotovoltaicos el proceso de carga de baterías se produce en tres etapas: etapa de carga normal, etapa de carga de acabado y etapa de carga de ecualización [2].

En la fase inicial, se lleva a cabo una carga normal que abarca hasta el 80% de la capacidad de la batería, independientemente de la velocidad de carga. Esto se realiza con el propósito de mantener el voltaje de la celda por debajo del nivel de voltaje que podría desencadenar la liberación de gas en la batería. Luego, sigue la fase de carga de acabado, que se ejecuta a velocidades de carga más moderadas hasta completar la carga total. Como última etapa, se realiza una carga de ecualización de manera periódica. Esta fase tiene como objetivo nivelar los voltajes entre las baterías, y se logra aplicando una corriente limitada con un voltaje más alto, siguiendo la carga de acabado. [2].

La profundidad de descarga, DOD por sus siglas en inglés, permite medir en forma de porcentaje la relación entre la capacidad entregada por las baterías respecto a su capacidad total. Este factor es clave a la hora de seleccionar el tipo de baterías a usar en el sistema según el tipo de carga [2].

La autonomía es otro factor clave y hace referencia a la cantidad de tiempo que las baterías son capaces de alimentar a la carga cuando tienen la capacidad completa. Esto se asocia también a la tasa de autodescarga es decir la cantidad de energía que el sistema de almacenamiento pierde cuando está en circuito abierto, sin alimentar a la carga [2].

Cabe destacar la importancia de la temperatura en los sistemas de baterías, pues la operación en entornos de alta temperatura puede provocar mal desempeño, reducción de la vida útil, efectos corrosivos y formación de gases [2]. Las temperaturas elevadas pueden afectar a la vida útil de las baterías, mientras que las temperaturas bajas afectan a la capacidad, además los 25°C y 30°C grados son referenciados como temperaturas ideales de funcionamiento [20].

Finalmente, es importante mencionar que las baterías pueden conectarse en arreglos en serie y paralelo para conseguir una determinada cantidad de voltaje y corriente respectivamente para los niveles adecuados para el sistema fotovoltaico [20].

- Inversor

Los inversores son dispositivos electrónicos que convierten la corriente continua en corriente alterna. Su función principal es transferir energía desde una fuente de corriente continua hacia una carga que requiere corriente alterna [21]. Existen varios tipos de circuitos inversores que emplean semiconductores de potencia, como IGBTs o MOSFET, pero se puede definir de manera general dos tipos de inversores: los guiados por red y los auto conmutados, para el caso de los sistemas "Off-grid" deben emplearse los inversores auto conmutados [20].

El convertidor de puente completo (Figura 12) es un esquema relativamente sencillo y permite explicar el principio de funcionamiento de este equipo. Como se observa en la figura existen 4 elementos de conmutación (S) que conectan la fuente de corriente continua (V_{dc}) con una salida en cuyos terminales se tiene el voltaje alterno (V_o).

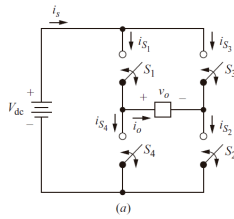


Figura 12. Convertidor de puente completo.

Para generar la alternancia de voltaje en los terminales V_o los interruptores S_1 y S_2 se cierran al mismo tiempo formando la onda positiva, mientras que al abrir los interruptores anteriores y ahora cerrar los S_3 y S_4 se completa la parte negativa de la onda. Para este circuito analizado la onda de voltaje de salida es cuadrada [21].

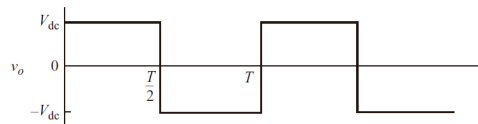


Figura 13. Salida de voltaje convertido de puente completo.

En caso de emplear el inversor en sistemas conectados a la red se deben cumplir requerimientos técnicos que se especifican en las regulaciones referentes a la autogeneración, en el caso de Ecuador la regulación “Resolución Nro. ARCERNR-013/2021” define los lineamientos para el autoabastecimiento de consumidores regulados [22]. En el caso de sistemas fotovoltaicos autónomos no es necesario los requerimientos de conexión a la red y el inversor puede conectarse a los paneles fotovoltaicos, al banco de baterías o ambos, sin embargo, lo más recomendable es la conexión con las baterías para evitar variaciones de voltaje que puedan dificultar el desempeño del equipo. En caso de conectarse exclusivamente con los paneles fotovoltaicos es necesario un inversor que pueda operar con voltajes de entrada con gran variación [20].

- Controlador de carga

Es un equipo electrónico que acopla los paneles solares y las baterías, monitoreando constantemente el nivel de carga de las baterías de tal forma que el proceso de carga sea adecuado. Existen dos tecnologías principales: PWM (Pulse Width Modulation) y MPPT (Maximum Power Point Tracking) [23].

El regulador PWM demanda que las baterías y los módulos solares compartan un voltaje nominal equivalente, lo que resulta en que los módulos solares no funcionen a su punto máximo de potencia. Esta circunstancia lleva a una subutilización de la energía producida por los paneles solares. [23].

El regulador MPPT cuenta con un mecanismo electrónico diseñado para seguir y rastrear el punto de máxima potencia de los paneles solares. Su objetivo es optimizar la captación de energía solar disponible mediante un balance adecuado entre el voltaje y la corriente. Entre los métodos de control más utilizados para realizar este seguimiento se encuentran el control de voltaje constante y el método basado en el porcentaje de la corriente de cortocircuito. Estos métodos son ampliamente adoptados debido a su facilidad de implementación, aunque en ocasiones pueden presentar ciertas imprecisiones. [23], [24].

1.4.6 Análisis económico

La evaluación de la viabilidad económica de adoptar el sistema fotovoltaico autónomo en lugar de recurrir a la red eléctrica o a otras fuentes de generación, depende de los gastos asociados con la instalación y el mantenimiento del sistema a lo largo de su vida útil. Para realizar una comparación adecuada es necesario tomar en cuenta los siguientes conceptos de análisis de inversiones.

- Valor actual neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es un método de análisis financiero para proyectos que se obtiene al contrastar la inversión inicial con los flujos de fondos descontados acumulados durante toda la vida útil del proyecto. El resultado del VAN se expresa en unidades monetarias y, basándose en este valor, se toma la decisión de invertir en el proyecto. Un VAN positivo indica que el proyecto es rentable, mientras que uno negativo lo considera inviable [25].

Los factores más influyente en el resultado del VAN son la tasa de crecimiento y la tasa de descuento, pues de estos factores dependen los flujos descontados en cada año y no son valores fijos relacionados directamente al proyecto [25].

- Tasa interna de retorno (TIR)

El TIR se define a partir del VAN y es aquel valor de tasa de descuento que al calcularse el VAN este resulta igual a cero. Entonces el resultado del TIR no es un

valor monetario como en el caso anterior, sino que es una tasa de descuento que al compararse con otra tasa de descuento referencial define si es conveniente invertir en el proyecto [25].

- Costo nivelado de energía (LCOE)

El costo nivelado de energía (LCOE) es una herramienta matemática para realizar comparaciones entre los costos de energía asociados a tecnologías alternativas, periodos distintos de inversión u diferentes métodos de operación. De esta manera es posible determinar la viabilidad económica de diferentes métodos de producción de energía [26].

Entonces para el caso de estudio el LCOE permite para comparar el costo de la energía generada por el sistema fotovoltaico autónomo con el costo de una unidad generación que utiliza combustibles fósiles.

2 METODOLOGÍA

Para llevar a cabo el diseño del sistema fotovoltaico autónomo, resulta fundamental contar con información acerca de la ubicación de la instalación. Esto es crucial ya que los parámetros de radiación solar y temperatura en dicha área influyen de manera directa en la cantidad de energía eléctrica generada por los paneles solares. Además, es esencial definir la carga que el sistema fotovoltaico alimentará. Esta etapa permite realizar un dimensionamiento adecuado de los equipos necesarios para el sistema.

2.1 Datos Geográficos

Las zonas costeras en el Ecuador disponen de condiciones propicias para la proliferación de diversas especies acuáticas como el camarón blanco y la tilapia, esto es posible por el clima tropical, altas tasas de temperatura y humedad [1]. Como caso específico las principales industrias de crianza de camarones se ubican en las provincias de Guayas y el Oro.

Para obtener los parámetros necesarios involucrados en el dimensionamiento y diseño del sistema fotovoltaico, como radiación solar, se ha seleccionado a la ciudad de Machala provincia del Oro como lugar donde el sistema funcionara, principalmente por la existencia de varias empresas dedicadas a la crianza de camarón que se ubican en esta zona.

La Figura 14 muestra el mapa de irradiancia solar anual en el Ecuador el cual ha sido obtenido de la página web meteorológica de la Escuela Politécnica Nacional y presenta la irradiancia global horizontal en escalas de colores sobre el mapa del Ecuador para diferenciar la radiación en cada zona [18]. La radiación solar esta medida en vatios horas sobre metro cuadrado por día ($Wh/m^2/día$), es decir la energía producida por unidad de superficie en un día [17].

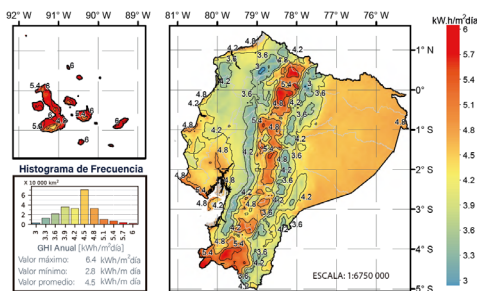


Figura 14. Mapa de irradiancia global horizontal en Ecuador [17].

Según los datos indicados en los mapas solares de la web meteorológica de la Escuela Politécnica Nacional se pueden tener los siguientes valores promedio de irradiancia que se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Valores de Irradiancia en la ciudad de Machala

	Agosto [kW.h/m2 día]	Anual [kW.h/m2 día]
DNI	3.2	2.4
DHI	-	2.2
GHI	4.2	4.2

- Orientación óptima del panel solar

En este caso de estudio, se utiliza un sistema de orientación fija para los paneles solares. En esta configuración, el ángulo de acimut óptimo es cero, variando según el hemisferio en el que se encuentre el sistema. Si la instalación está ubicada en el hemisferio norte, la superficie del panel se orienta hacia el sur. Por otro lado, en el hemisferio sur, la orientación óptima se da con la superficie del panel se dirigida hacia el norte. [19].

La inclinación optima del panel, cuando la orientación del panel es fija, depende de la latitud del lugar donde se encuentra el sistema en función de la siguiente ecuación [19].

$$\beta = 3.7 + 0.69 * |\varnothing| \quad (1)$$

Donde:

β : ángulo de inclinación en grados

\varnothing : latitud del lugar en grados

En la ciudad de Machala la latitud es -3.25861, que al reemplazar en la ecuación se obtiene un ángulo de inclinación de 5.948°. Sin embargo, de manera practica se emplea un ángulo mínimo de inclinación de 10° para limpieza y mantenimiento del panel.

2.2 Definición de la carga

El sistema fotovoltaico en este caso de estudio entrega energía para un aireador tipo hélice. El aireador elegido se denomina "Aire-O2" y es fabricado por la marca "Aeration

Industries” que consta con una amplia gama diferentes potencias de aireadores tipo hélice. En la Tabla 2 se muestran las características generales del aireador tipo hélice provenientes de la hoja de datos del equipo (ANEXO I) [13].

Tabla 2. Características motor del aireador “Aire-O2”

Característica	Valor
Voltaje [V]	208/230
Fases	1
Frecuencia [Hz]	60
Potencia [hp]	3

En base a las características del aireador de la Tabla 2 se define como carga el motor asíncrono monofásico con condensador permanente de la marca CEMER modelo “MY 90 L-2” que además cuenta con un grado de protección IP 55, datos obtenidos de la hoja de datos del equipo (ANEXO II). Si bien el aireador no sumerge el motor bajo el agua en ningún momento, es importante que el motor soporte el contacto con el agua, en este sentido según la “IEC 60034-5” el grado IP55 asegura la protección de la maquina frente a chorros de agua [27], [28]. En la Tabla 3 se presentan los datos relevantes del motor CEMER seleccionado como carga para el diseño.

Tabla 3. Datos del motor monofásico de inducción “CEMER”

Parámetro	Valor
Potencia [hp]	3
Voltaje [V]	230
Corriente nominal [A]	13
Corriente de arranque [A]	60

- Horas de funcionamiento

El oxígeno disuelto en el agua es un parámetro químico que determina la calidad del agua en el cultivo de especies acuáticas. El rango promedio de oxígeno disuelto en el agua debe ser mayor a 4 mg/L (miligramos sobre litro) [29]. Para mantener este nivel de manera adecuada se emplean aireadores mecánicos como se mencionó en la sección 1.4.1.

Parte de definir la carga del sistema fotovoltaico es necesario determinar los tiempos de operación del equipo, en este caso las horas de funcionamiento depende de varios factores entre ellos el tamaño del estanque, la especie cultivada, las condiciones climáticas, y en el caso del cultivo de camarones las etapas de maduración. En la etapa inicial de cultivo el aireador debe operar entre 6 y 8 horas repartidas durante el día y la

noche, en la siguiente fase de maduración la operación puede subir hasta 10 horas hasta los 90 días de crianza [29]. Si bien los tiempos de funcionamiento del aireador mencionados son variables, sirven de referencia para el diseño. Para este caso se toma 8 horas de funcionamiento diario del aireador.

2.3 Selección del controlador de arranque del motor

Para el caso de estudio el motor seleccionado es monofásico de 3 hp lo que provoca que la corriente de operación y de arranque de la maquina es elevada. Para evitar un excesivo sobredimensionamiento del sistema debido a la corriente de arranque se ha optado por incluir un controlador de arranque. Existen dos controles que se pueden aplicar a los motores monofásicos, el arrancador suave y el variador de frecuencia.

El arrancador suave utiliza Rectificadores Controlados de Silicio (SCR) para regular el voltaje de corriente alterna (CA) al ajustar el ángulo de disparo de cada SCR durante cada medio ciclo. De esta manera, el voltaje se incrementa de manera gradual hasta llegar a su valor máximo, lo que resulta en una limitación de la corriente durante el proceso de arranque. En contraste, un variador de frecuencia (VFD) es un convertidor de frecuencia que permite alcanzar el par nominal con una corriente más baja, además de tener la capacidad de controlar la velocidad de rotación del motor. Aunque estos beneficios son notables, es importante tener en cuenta que un variador de frecuencia tiende a ser más costoso y de mayor tamaño en comparación con un arrancador suave que posea características similares. [30].

Si bien ambos controladores son capaces de reducir la corriente durante el arranque, se ha decidido emplear un arrancador suave, porque en esta aplicación no se requiere un control de velocidad completo y su costo inicial es menor.

Las características que definen un arrancador suave son: la potencia, el voltaje, la corriente de operación, porcentaje de reducción de corriente y la corriente máxima. Entonces la corriente de arranque del motor tomando en cuenta la reducción realizada por el arrancador no debe superar el valor de la corriente máxima.

2.4 Evaluación de energía

La evaluación de energía contempla la potencia máxima de la carga conectada al sistema, el tiempo de operación diario, factores de seguridad, eficiencia y la radiación solar promedio [31]. Para el caso de estudio la única carga conectada es el motor del aireador por tanto la carga es constante, el tiempo de funcionamiento promedio diario puede variar según el periodo de crianza, pero se ha fijado en 8 horas.

Empleando la siguiente ecuación se determina la energía diaria necesaria para alimentar a la carga.

$$E_d = \frac{E_d'}{n} = \frac{P_c \times t_{op} \times ms}{n_{inv}} \quad (2)$$

Donde:

- E_d : Energía diaria requerida [kWh]
- P_c : Potencia de la carga
- t_{op} : Tiempo de operación diario
- n_{inv} : eficiencia del inversor
- ms : margen de seguridad

Una vez determinada la energía diaria requerida se calcula la corriente que debe fluir desde el generador fotovoltaico (paneles) hacia el sistema, a partir de los parámetros de voltaje en corriente continua necesario a la entrada del inversor y la radiación solar promedio en la zona de estudio [31]. Para ello se emplea la siguiente ecuación.

$$I_{pss} = \frac{E_d}{V_{in} * RS} \quad (3)$$

Donde:

- I_{pss} : Corriente del generador FV [Ah]
- V_{in} : Voltaje de entrada del inversor [Vdc]
- RS : Promedio radiación solar

2.5 Selección del inversor

En primer lugar, se debe definir si el inversor es tipo convencional o híbrido (integra un controlador de carga de baterías), luego se especifica el número de fases de salida (inversor monofásico, bifásico o trifásico). Una vez definida estas características la selección se realiza tomando en cuenta las variables de entrada y salida. Las variables de entrada son la potencia pico, el rango de voltaje MPPT, el voltaje y la corriente máxima. Las variables de salida especificadas son la frecuencia, el voltaje, la corriente y la potencia máxima.

2.6 Dimensionamiento matriz fotovoltaica

En esta sección se determina el número de paneles solares y el tipo de arreglo de la matriz fotovoltaica para satisfacer la demanda. Para ello es necesario haber seleccionado previamente un modelo de panel fotovoltaico de tal forma que se conozcan sus características de voltaje y corriente en el punto de máxima potencia. Además, se debe tomar en cuenta los parámetros de voltaje y corriente de entrada solar (FV) del inversor para cumplir con los niveles necesarios para su funcionamiento [31].

$$N_{mp} = \frac{I_{pss}}{I_{pFV}} \quad (4)$$

Donde:

- N_{mp} : Numero de paneles solares conectados en paralelo
- I_{pFV} : Corriente de máxima potencia del panel fotovoltaico

$$N_{ms} = \frac{V_{pss}}{V_{pFV}} \quad (5)$$

Donde:

- N_{ms} : Numero de paneles solares conectados en serie
- V_{pFV} : Voltaje de máxima potencia del panel fotovoltaico

$$N_m = N_{ms} * N_{mp} \quad (6)$$

Donde:

- N_m : Número total de paneles del arreglo fotovoltaico

2.7 Dimensionamiento sistema de acumulación (banco de baterías)

El dimensionamiento del sistema de acumulación se realiza calculando la capacidad de acumulación medida en amperios hora (Ah), para ello es necesario conocer los siguientes parámetros relacionados con la carga y las baterías [2], [20].

- Días de autonomía
- Máxima profundidad de descarga
- Voltaje del sistema de acumulación (baterías)

La batería de ciclo profundo es la opción preferida para sistemas de energía solar fotovoltaica por su capacidad para soportar descargas de energía a niveles bajos y recargarse de manera rápida, incluso frente a ciclos de carga y descarga diarios durante largos períodos de tiempo [2].

La capacidad nominal que debe tener el banco de baterías se determina mediante la siguiente ecuación.

$$C_N = \left(\frac{E_d}{V_{SS}} \right) \left(\frac{da}{DOD} \right) \quad (7)$$

Donde:

- C_N : Capacidad nominal del banco de baterías [Ah]
- da : Días de autonomía
- DOD : Profundidad de descarga de las baterías

$$N_{bp} = \frac{C_N}{C_{Nb}} \quad (8)$$

Donde:

- N_{bp} : Numero de baterías conectadas en paralelo
- C_{Nb} : Corriente de máxima potencia del panel fotovoltaico

$$N_{bs} = \frac{V_{ss}}{V_b} \quad (9)$$

Donde:

- N_{bs} : Numero de baterías conectadas en serie
- V_{ss} : Voltaje entrada carga de baterías
- V_b : Voltaje de la batería

$$N_b = N_{bp} \times N_{bs} \quad (10)$$

Donde:

- N_b : Número total de baterías del banco

2.8 Cálculo de conductores

Una vez diseñado el sistema, es posible determinar el o los conductores que se deben emplear en cada tramo del sistema. Los conductores del sistema deben cumplir dos condiciones: la corriente máxima admisible y la máxima caída de voltaje. Para cumplir con la primera condición se determina el calibre del conductor en función de la corriente máxima que circula por el tramo. Para verificar la condición de caída de voltaje se emplea la ecuación (11) para determinar la sección del conductor requerido, dependiendo del tramo que conecta el conductor la caída de voltaje máxima permitida será diferente [32].

$$s = \frac{2 \times L \times I}{\Delta V \times \vartheta} \quad (11)$$

Donde:

- s : Sección del conductor recomendada
- L : Longitud del tramo de conductor
- I : Corriente del tramo de conductor
- ΔV : Máxima caída de voltaje permitida
- ϑ : Conductividad del conductor (44 para conductor de cobre con aislamiento tipo XLPE)

El conductor elegido debe cumplir las dos condiciones mencionadas, por tanto, se toma el conductor de mayor sección entre las dos condiciones. Sin embargo, en caso de que el

conductor requerido tenga una sección menor a 2.5 mm², se emplea un conductor de 2.5 mm² por defecto como mínimo [32].

2.9 Protecciones

En los sistemas fotovoltaicos las protecciones eléctricas son necesarias para salvaguardar la integridad de las personas y evitar daños en los equipos. Las protecciones que se toman en cuenta en la etapa de corriente continua (DC, antes del inversor) son los fusibles y el seccionador de corriente continua que se ubican entre los módulos fotovoltaicos y el inverso [33]. Mientras que en el lado de corriente alterna (AC, salida del inversor) se emplea la protección adecuada para la carga, en este caso se puede emplear un relé termomagnético o un guardamotor.

- Fusibles

La marca “Eaton” tiene su propia guía de selección de fusible en función de los parámetros de los módulos fotovoltaicos. En la ecuación (12) se determina el régimen de corriente de fusible [33].

$$I_n > 1.56 \times I_{sc} \quad (12)$$

Donde:

- I_n : Régimen de corriente de fusible.
- I_{sc} : Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico

En la ecuación (13) se determina el régimen de voltaje de fusible mínimo.

$$V_n > 1.2 \times V_{oc} \times N_s \quad (13)$$

Donde:

- V_n : Régimen de voltaje de fusible mínimo.
- V_{oc} : Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico.

- Seccionador

El seccionador de corriente continua aísla la matriz fotovoltaica del resto de equipos del sistema. Para seleccionar el equipo de forma adecuada se toma como referencia la corriente normal de operación que circula desde los paneles solares hacia el inversor.

- Guardamotor

Para seleccionar adecuadamente el guardamotor se debe tomar en cuenta el voltaje de operación, la corriente de operación y la corriente instantánea que puede soportar.

2.10 Costo Nivelado de Energía (LCOE)

El LCOE evalúa el costo promedio de producción de energía eléctrica durante el ciclo de vida de un proyecto energético, por tanto se obtiene con la división entre del costo total del ciclo de vida (TLCC) del sistema diseñado y la producción de energía esperada a lo largo de este periodo, ambos valores descontados al año base de análisis [26].

$$LCOE = \frac{TLCC}{Q} * UCRF$$

$$LCOE = \frac{TLCC}{Q} * \frac{d(1+d)^N}{(1+d)^N - 1} \quad (14)$$

Donde:

- TLCC: Costo total del ciclo de vida
- Q: Producción o ahorro de energía anual
- UCRF: Factor uniforme de recuperación capital
- d: tasa de descuento anual
- N: años de ciclo de vida

3 RESULTADOS, SIMULACIÓN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta sección se presentan los equipos seleccionados para el diseño, los resultados obtenidos del dimensionamiento del sistema según el procedimiento explicado en la metodología, los resultados obtenidos de la simulación del sistema, el análisis financiero y las conclusiones obtenidas tras el análisis.

3.1 Selección de componentes

En este apartado se definen las características técnicas de los equipos que van a ser empleados para el diseño.

3.1.1 Arrancador Suave

Los arrancadores suaves compactos de la marca ABB reducen la corriente de arranque en un 60% [34]. Tomando en cuenta que en los datos del motor seleccionado (Tabla 3) se especifica la corriente de operación de 13 A y de arranque de 60 A. Entonces se requiere un arrancador que soporte como mínimo 13 A en operación y 24 A durante el arranque, por este motivo se ha optado por el modelo “PSR16-600-70” que cumple con estos parámetros como se observa en la Tabla 4 y cuya hoja de datos se encuentra en el ANEXO III , donde la corriente nominal de operación es 16 A y puede soportar 4 veces la corriente nominal durante 6 segundos [34].

Tabla 4. Datos del arrancador suave “ABB”

Parámetro	Valor
Potencia de operación [kW]	4
Voltaje [V]	230
Corriente operación [A]	16
Corriente máxima [A] (6s)	64

3.1.2 Inversor

En la Tabla 5 se presentan los datos más relevantes del inversor marca “EPEVER” modelo “UP5000-HM842” (hoja de datos ANEXO IV). Este equipo integra un sistema de regulación de carga de baterías tipo MPPT por tanto no es necesario un regulador externo para cargar las baterías. El inversor fue seleccionado considerando las necesidades de voltaje (230 V), corriente (13 A) y corriente durante el arranque (24 A considerando el arrancador suave).

Tabla 5. Datos del inversor/regulador “EPEVER”

Carga de batería	Valor
Voltaje de entrada batería [V]	43.2 - 64
Máxima corriente carga batería [A]	80
Salida del inversor	
Potencia continua [W]	5000
Potencia máxima 3s [W]	8000
Voltaje AC [V]	220-230
Eficiencia [%]	93
Cargador Solar	
MPPT rango de voltaje [V]	120-400
Máxima corriente de carga [A]	80

3.1.3 Módulo Fotovoltaico

Los criterios de selección del panel solar son la potencia pico, el voltaje en el punto máximo de potencia y la corriente en el punto de máxima potencia tomando en cuenta los valores admisibles por el inversor. En la Tabla 6 se muestran los datos técnicos principales del panel solar monocristalino “AEG” modelo AS-M606B (hoja de datos ANEXO V) que se ha seleccionado para el diseño tomando en cuenta el voltaje (V_{mp}) y corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp}) para cumplir con los requerimientos del inversor definido.

Tabla 6. Datos módulo fotovoltaico “AEG”

Parámetro	Valor
Potencia [W]	300
Voltaje máxima potencia [V_{mp}]	32.8
Corriente máxima potencia [I_{mp}]	9.16
Voltaje circuito abierto [V_{oc}]	39.9
Corriente cortocircuito [I_{sc}]	9.71

3.1.4 Batería

La selección de la batería a emplear se fundamenta en las características deseadas para el banco de baterías, tal como se explicó en el capítulo 2.7. Para adecuarse a los parámetros del sistema de almacenamiento energético la batería puede combinar diferentes niveles de voltaje, capacidad de almacenamiento y profundidad de descarga. De esta manera la cantidad de baterías necesarias para formar el banco depende de los parámetros de la batería elegida.

En sistemas donde la demanda pico esta entre 1.5 y 5 kW recomendable emplear baterías de 24 o 48 V de litio para tener un mejor desempeño en caso de descargas

profundas [35]. En la Tabla 7 se muestran los datos técnicos de la batería de ion-Litio “ZTE” modelo ZXDC48 FB100B3 (hoja de datos ANEXO VI) que se ha seleccionado para el diseño tomando en cuenta principalmente que el voltaje sea adecuado para el inversor y que la profundidad de descarga sea elevada.

Tabla 7. Datos batería “ZTE”

Parámetro	Valor
Voltaje [V]	48
Capacidad [Ah]	100
Profundidad de descarga [%]	80

3.1.5 Conductores

Para definir los conductores a utilizar se toma como referencia el catálogo de conductores de cobre para instalaciones fotovoltaicas “TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2” y las ecuaciones correspondientes en el capítulo 2.8. En base a los componentes del sistema fotovoltaico autónomo se dividen 4 tramos de conductores diferentes que deben cumplir las condiciones descritas en el mismo capítulo.

- Tramo 1: Paneles solares – caja de conexiones

En este tramo el voltaje de operación es 131 V, la corriente de cortocircuito de 38.84 A y la máxima caída de voltaje es 3% es decir 3.93 V.

Tomando como referencia la corriente del tramo la sección de conductor es 4 mm². Mientras que, al emplear el criterio de caída de voltaje, asumiendo 5 m de distancia, la sección del conductor es 1.96 mm².

- Tramo 2: Caja de conexión – inversor/regulador

En este tramo el voltaje de operación es 131 V, la corriente de cortocircuito de 38.84 A y la máxima caída de voltaje es 3% es decir 3.93 V.

Tomando como referencia la corriente del tramo la sección de conductor es 4 mm². Mientras que, al emplear el criterio de caída de voltaje, asumiendo 2 m de distancia, la sección del conductor es 0.78 mm².

- Tramo 3: Inversor/regulador – banco de baterías

En este tramo el voltaje de operación es 48 V, la corriente máxima de 80 A y la máxima caída de voltaje es 1% es decir 0.48 V.

Tomando como referencia la corriente del tramo la sección de conductor es 10 mm². Mientras que, al emplear el criterio de caída de voltaje, asumiendo 2 m de distancia, la sección del conductor es 15.15 mm² (16 mm²).

- Tramo 4: Inversor/regulador – carga AC

En este tramo el voltaje de operación es 230 V, la corriente de arranque sin tomar en cuenta el regular es de 60 A y la máxima caída de voltaje es 3% es decir 6.9 V.

Tomando como referencia la corriente del tramo la sección de conductor es 6 mm². Mientras que, al emplear el criterio de caída de voltaje, asumiendo 15 m de distancia, la sección del conductor es 5.92 mm² (6 mm²).

En la Tabla 8 se presentan los conductores seleccionados para cada tramo del sistema.

Tabla 8. Sección Conductores seleccionados

Tramo	Longitud	Sección [mm ²]	Corriente superficie [A]
Paneles solares – caja de conexiones	5	4	44
Caja de conexión – inversor/regulador	2	4	44
Inversor/regulador – banco de baterías	2	16	125
Inversor/regulador – carga AC	15	6	67

3.1.6 Protecciones

Las protecciones fueron seleccionadas según los procedimientos, consideraciones y ecuaciones definidas en el capítulo 2.9.

- Fusibles

En la Tabla 9 se muestran los datos del fusible seleccionado de la hoja de datos del ANEXO VII.

Tabla 9. Datos Cartucho Fusible

Parámetro	Valor
Voltaje [Vdc]	600
Corriente operación [A]	20
Régimen de interrupción [Ka]	50
Tipo	Férula

- Seccionador

A partir de la corriente normal de operación que circula desde los paneles solares hacia el inversor, en este caso 37.4 A. Se escoge el desconector (seccionador dc) de la marca “Craig & Derricott” modelo EPV402 (hoja de datos ANEXO VIII) de dos polos especificado para 40 A.

- Guardamotor

En la Tabla 10 se presenta los datos más relevantes del guardamotor “MSW20” (hoja de datos ANEXO IX) que se ha seleccionado.

Tabla 10. Datos guardamotor “MS”

Parámetro	Valor
Voltaje [V]	220-230
Ajuste disparo térmico [A]	16-20
Ajuste instantáneo [A]	240
Potencia operación [Hp]	3

3.2 Resultados de Diseño

Para realizar el diseño del sistema autónomo según el procedimiento descrito lo largo del capítulo 2, en primera instancia se definen los parámetros iniciales que son necesarios para realizar los cálculos respectivos, los mismos que proviene directamente de los datos de los componentes del sistema especificados en el capítulo 3.1. Dichos parámetros se resumen en la Tabla 11.

Tabla 11. Datos iniciales de diseño

Datos geográficos	
Ubicación	Machala
Promedio de horas solares	4.2 [kWh/día]
Orientación paneles	
Ángulo de inclinación	10 [°]
Ángulo de acimut	80 [°]

Carga	
Potencia	3 [Hp]
Horas de funcionamiento	8 [horas]
Inversor	
Voltaje de entrada baterías	48 [Vdc]
Voltaje máximo de circuito abierto FV	500 [Vdc]
Voltaje MPPT	120-400 [Vdc]
Corriente máxima FV	80 [A]
Eficiencia	93 [%]
Baterías	
Autonomía	2 [días]
Voltaje	48 [Vdc]
Capacidad	100 [Ah]

Con los datos de la Tabla 11, las características de los equipos seleccionados (inversor, modulo fotovoltaico) y del procedimiento explicado en el capítulo 2.6, se determina la configuración de los módulos solares para formar la matriz fotovoltaica del sistema. Los resultados se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Resultados campo de captación (matriz fotovoltaica)

Parámetro	Valor
Paneles en serie	4
Paneles en paralelo	4
Número total de paneles	16
Potencia total del campo	4800 [W]

Tomando en cuenta el procedimiento explicado en el capítulo 2.7, se determina la cantidad de baterías con su respectiva conexión en el banco de baterías. Los resultados se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Resultados sistema de almacenamiento (banco de baterías)

Parámetro	Valor
Baterías en serie	1
Baterías en paralelo	10
Número total de baterías	10
Capacidad total del banco	1000 [Ah]

Una vez definidos todos los equipos necesarios para conformar el sistema fotovoltaico autónomo se realiza el diagrama unifilar respectivo (ANEXO X) y por otra parte se enlista la cantidad de equipos requeridos con su precio correspondiente como se indica en la Tabla 14. Como los equipos principales del sistema (paneles, baterías e inversor) son específicos para este diseño no son de fácil acceso en el mercado local, entonces se

toma en cuenta un incremento en su costo de 15% debido a procedimientos de importación. Este aumento de precio no se toma en cuenta en el resto de los componentes como cables, fusibles porque se pueden encontrar localmente.

Tabla 14. Costo de los componentes del sistema fotovoltaico

Equipo/Elemento	Unidades	Precio [\$/u]	Precio [€]
Paneles Solares	16	237	3792*1.15
Baterías	10	1300	13000*1.15
Inversor	1	569	569*1.15
Fusibles	8	4	32
Porta fusible	8	4	32
Seccionador	1	74	74
Guardamotor	1	40	40
Arrancador suave	1	200	200
Cables	1/2 rollo (50m)	50	50
Total			20393

3.3 Simulación

En la Figura 15 se presenta la ventana principal del proyecto en el software PVsyst, esta ventana se divide en dos secciones principales: “Proyecto” y “Variante”. En la sección proyecto se modifica el nombre y se selecciona la ubicación geográfica donde se planea instalar el sistema fotovoltaico. En la sección variante existen las cintas de opciones correspondientes para definir los parámetros principales del sistema, la carga, la evaluación económica y ejecutar la simulación.

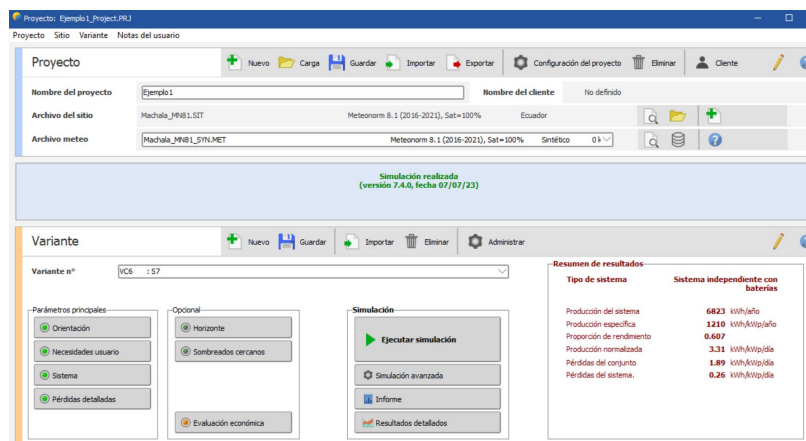


Figura 15. Ventana del proyecto.

La selección de la ubicación geográfica es necesaria para determinar los parámetros meteorológicos anuales como irradiancia global horizontal, irradiancia horizontal difusa,

temperatura y velocidad del viento. En la Figura 16 se muestra el mapa para la selección de la ubicación geográfica del sistema, en este caso en la ciudad de Machala cabe mencionar que los datos meteorológicos también pueden ser ingresados manualmente sin seleccionar ninguna ubicación previa.

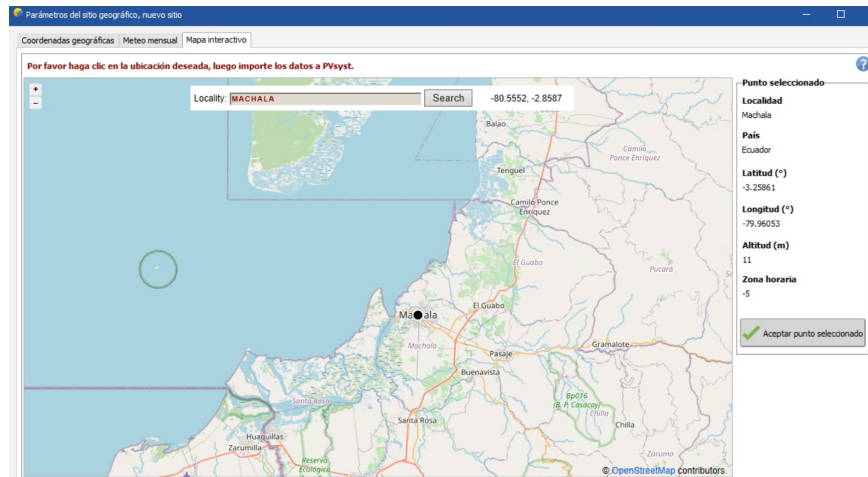


Figura 16. Selección ubicación geográfica.

En la cinta de opciones de parámetros principales (Figura 15) se debe definir la orientación de los paneles solares, las necesidades del usuario y los parámetros del sistema. En la Figura 17 se muestra las opciones para configurar la orientación. Es necesario definir el ángulo de inclinación (10°) y acimut (0°) como se menciona en la sección 2.1.

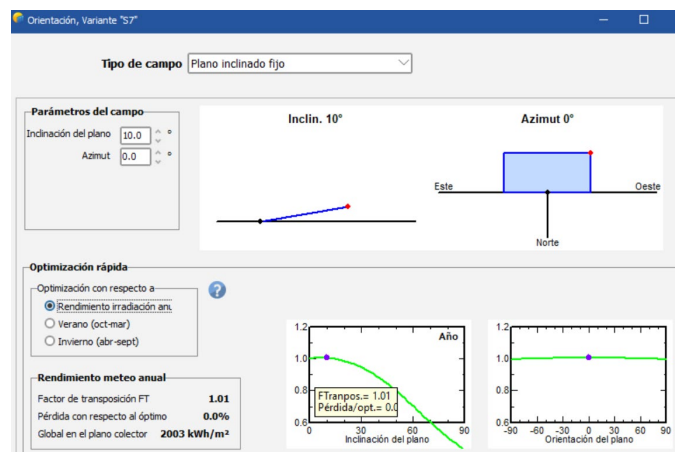


Figura 17. Orientación de los paneles solares.

Para definir las necesidades del usuario existen varios tipos de perfiles de carga disponibles: consumo constante fijo, valores mensuales, perfiles de probabilidad,

consumidor domestico. En este caso de estudio existe una sola carga y sus horas diarias de operación están definidas, por tanto el tipo de perfil seleccionado es el diario que es el más adecuado. En la Figura 18 se muestra la ventana para definir las necesidades del usuario con el perfil diario especificando la potencia que requiere la carga en cada hora del día. Como se menciona en el capítulo 2.2, son 8 horas de funcionamiento al día que se reparten durante el día y la noche, 4 horas respectivamente.

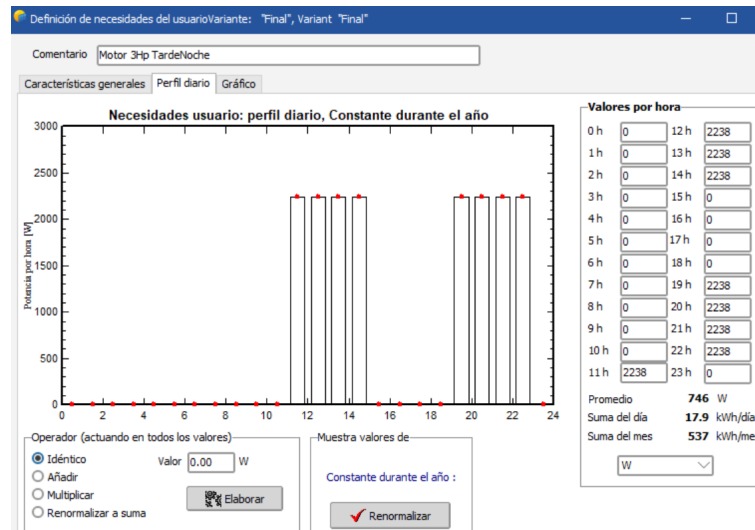


Figura 18. Especificación necesidades de consumo de la carga.

Para el sistema autónomo es necesario definir los parámetros del almacenamiento, la generación fotovoltaica y el sistema de respaldo (en caso de que exista un generador de respaldo). En la Figura 19 se presenta la ventana para configurar los parámetros del sistema de almacenamiento.

En primera instancia es necesario configurar el nivel de voltaje del banco de baterías y los días de autonomía del sistema, para este caso el voltaje del sistema de almacenamiento es de 48V como se menciona en la sección 2.7. Mientras que los días de autonomía recomendados están entre 1 y 3, para este caso se emplean dos días de autonomía.

Luego se debe elegir la marca, el tipo y el modelo de la batería a emplear. En caso de que la batería no se encuentre disponible en la lista del programa se puede usar un modelo genérico o de otra marca que cumpla con las especificaciones de capacidad, voltaje y profundidad de descarga. Una vez definida la batería se debe ingresar el número de baterías conectadas en serie y paralelo, estos datos resultan directamente del diseño realizado y se indican en el capítulo 3.1.

Definición de sistema independiente, Variante "Final", Variant "Final"

Necesidades diarias prom. Ingrese PLOL aceptado 5.0 % ? Voltaje de la batería (usuario) 48 V ?
 17.9 kWh/día Autonomía solicitada 2.0 día(s) ? Capacidad sugerida 877 Ah
 Pre-dimens. detallado Potencia FV sugerida 4449 Wp (nom.)

Almacenamiento | Generador FV | Respaldo | Esquema Simplificado

Procedimiento
 Las sugerencias de pre-dimensionamiento se basan en el meteo mensual y la definición de necesidades del usuario
 1. - Pre-dimensionamiento Defina las condiciones de pre-dimensionamiento deseadas (PLOL, autonomía, voltaje de la batería)
 2. - Almacenamiento Defina la batería (las casillas de verificación predeterminadas se acercarán al pre-dimensionamiento)
 3. - Diseño generador FV Diseñe el generador FV (módulo FV) y el modo de control. Se recomienda comenzar con un controlador universal.
 4. - Respaldo Defina un grupo electrógeno eventual

Especifique el conjunto de batería
 Ordenar baterías por voltaje capacidad fabricante
 ZTE 48 V 100 Ah Li LFP ZXDC48 FB100B3 Desde 2023
 Lithium-ion La batería seleccionada es una módulo
 1 módulos en serie Número de módulos 10 Voltaje paquete de baterías 48 V
 10 módulos en paralelo Número de elementos 300 Capacidad global 1000 Ah
 100.0 % Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos) Energía almacenada (80% DOD) 38.4 kWh
 100.0 % Estado inicial de desgaste (estático) Núm. de ciclos a 80% DOD 3500 Peso total 450 kg
 Energía total almacenada durante la vida útil de la batería 141 MWh

Temperatura de funcionamiento batería
 Modo de temperatura Temperatura ambiente

Figura 19. Parámetros sistemas de almacenamiento.

La siguiente pestaña a configurar corresponde al Generador FV es decir la matriz fotovoltaica del sistema. De manera similar a la configuración del banco de baterías, en este apartado se elige el módulo fotovoltaico y el número de módulos conectados en serie y paralelo. Además es necesario especificar el controlador para la carga de las baterías, en este caso se emplea un inversor-controlador entonces se elije un controlador similar de tipo convertidor MPPT, que es la tecnología empleada por el inversor seleccionado. En la Figura 20 se muestra la pestaña de configuración descrita anteriormente.

Definición de sistema independiente, Variante "Final", Variant "Final"

Necesidades diarias prom. Ingrese PLOL aceptado 5.0 % ? Voltaje de la batería (usuario) 48 V ?
 17.9 kWh/día Autonomía solicitada 2.0 día(s) ? Capacidad sugerida 877 Ah
 Pre-dimens. detallado Potencia FV sugerida 4449 Wp (nom.)

Almacenamiento | Generador FV | Respaldo | Esquema Simplificado

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre Generador FV Inclinación 10°
 Oriente Plano inclinado fijo Azimut 0°

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionar Ingrese potencia planeada 4.7 kWp
 Redimens. ... o área disponible 0 m²

Seleccione el módulo FV
 Prod. desde 2018 Ordenar módulos Potencia Tecnología
 AEG 300 Wp 28V Si-mono AS-M606-300 Desde 201
 Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) 28.1 V
 Voc (-10°C) 44.3 V

Seleccione el modo de control y el controlador
 Controlador universal Victron Convertidor de potencia MPPT
 Corriente máx. de carga-descarga
 Modo operativo Acoplamiento directo MPPT 4900 W 48 V 85 A 85 A SmartSolar MPPT 250/85 48V D
 Convertidor MPPT Número de controladores 1 Voltaje de operación MPP 53-245 V Potencia controlador 4.90 kW
 Convertidor CC-CC Voltaje máximo de entrada 250 V Batería asociada 48 V

Diseño generador FV
 Condiciones de operación:
 Wmpp (60°C) 112 V
 Wmpp (20°C) 133 V
 Voc (-10°C) 177 V
 Irradia. plano 1000 W/m²
 Imp (60°C) 36.9 A Potencia de funcionamiento máx. 4.34 kW
 Isc (60°C) 39.5 A (a irrad. máx. y 50°C)
 Isc (en STC) 39.3 A Potencia nom. conjunto (STC) 4.80 kWp

Número de módulos y cadenas
 Mód. en serie 4 debe ser/estar: entre 2 y 5
 Núm. cadenas 4 entre 4 y 5
 Pérdida sobrecarga 0.0%
 Proporción Prom 0.98
 Núm. de módulos 16 Área 26 m²

Figura 20. Parámetros matriz fotovoltaica.

De manera opcional para la simulación, en la sección “Variante” existe la pestaña de evaluación económica que permite determinar la viabilidad económica de implementar el sistema fotovoltaico. Una vez definido correctamente las necesidades del usuario y los parámetros del sistema es posible realizar la evaluación económica, en la Figura 21 se muestra la venta donde se ingresan los costos de instalación y mantenimiento del sistema.

El costo de instalación está definido por el costo de los componentes y equipos empleados en el sistema que fueron listados en la Tabla 14. Además, para el análisis se toma en cuenta como costo referencial de mano de obra \$2285 según uno de los modelos económicos para sistemas fotovoltaicos indicados en el estudio “U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis” realizado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL)” [36].

El costo de operación del sistema se compone de dos factores principales: los costos de mantenimiento y la provisión para el reemplazo de baterías. Para definir los costos de mantenimiento se toma como referencia el 4% del costo total de instalación [37]. Por otra parte el reemplazo de las baterías depende de los años de funcionamiento que tendrán y su precio respectivo, según los resultados obtenidos en PVsyst el tiempo de vida de las baterías es de 13.9 años.

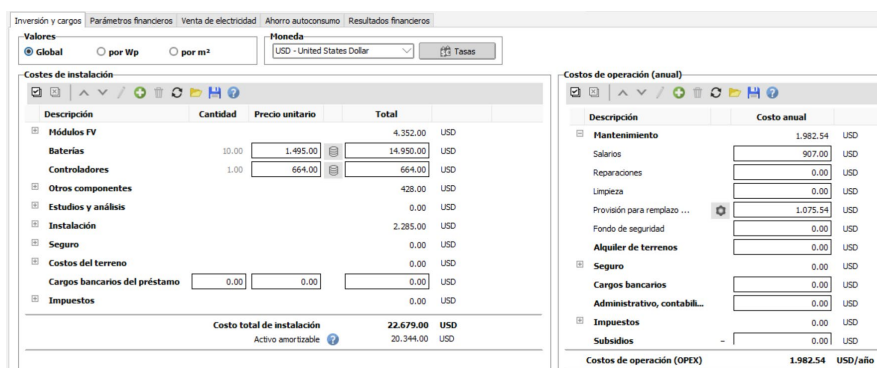


Figura 21. Costos de instalación y operación.

En la pestaña de parámetros financieros de la evaluación económica (Figura 22) se define el tiempo de vida útil estimado del proyecto, la tasa de descuento fijada por el inversor y el tipo de financiamiento planeado.

El factor que define la vida del proyecto es la vida útil de los paneles solares, los cuales dependiendo del tipo de célula empleada en el módulo (Mono-Si, Poli-Si, Cd-Te...) y el mantenimiento realizado pueden funcionar entre 20 y 28 años [38], [39]. En este caso se

toma de referencia 25 años de duración del sistema pues es el tiempo garantizado de funcionamiento según el fabricante.

Por otra parte la sección de financiamiento del proyecto es de gran utilidad en caso de que la planificación económica incluya un préstamo bancario, en cuyo caso es necesario especificar el porcentaje de financiamiento con dinero propio y con dinero obtenido de un préstamo con la tasa de interés respectiva. Para este caso de estudio se asume que los fondos son propios.

Además, es necesario definir la tasa de descuento deseada por el inversor para comprobar si el proyecto cumple con las expectativas financieras, para este análisis se fija la tasa de descuento en 7.13% como comparación a la tasa de descuento referencial ofrecida por el banco central. Es importante mencionar que la tasa de descuento no es un valor fijo y valor elegido es meramente explicativo.

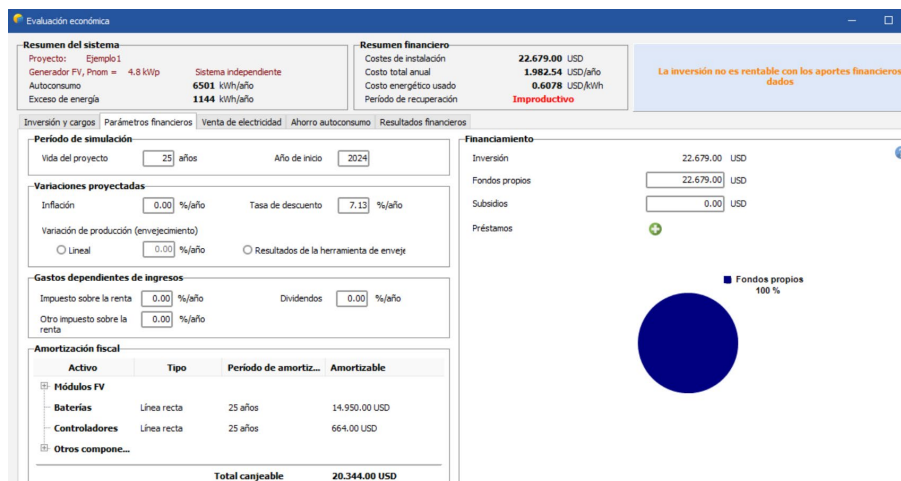


Figura 22. Parámetros financieros.

En la pestaña de autoconsumo se define el tipo de tarifa eléctrica con la que se debe realizar la comparación financiera. Es posible elegir una tarifa variable en función de la hora y el pico de consumo, con un crecimiento anual constante, o en su defecto definir de manera manual todos los cambios de tarifa mediante un archivo externo.

The screenshot shows the 'Evaluación económica' (Economic Evaluation) window. It is divided into several sections:

- Resumen del sistema (System Summary):**
 - Proyecto: Ejemplo 1
 - Generador FV, Pnom = 4.8 kWp
 - Sistema independiente
 - Autoconsumo: 6501 kWh/año
 - Exceso de energía: 1144 kWh/año
- Tablas de navegación:** Inversión y cargos, Parámetros financieros, Venta de electricidad, Ahorro autoconsumo.
- Tipo de tarifa (Tariff Type):**
 - Tarifa fija (Selected)
 - Tarifa variable
 - Tarifa horaria horas de punta/horas valle
 - Tarifa estacional
 - Tarifa del archivo CSV
 - Importar button
 - Help icon (?)
- Tarifa de consumo (Consumption Tariff):**
 - Tarifa fija de consumo: 0.0920 USD/kWh
 - Variación de tarifa anual: 0.00 %/año

Figura 23. Ahorro autoconsumo.

Para el proyecto se selecciona una tarifa fija de 0.092 \$/kWh correspondiente al costo del kilovatio hora para un usuario residencial en Ecuador [40]. Además de la comparación con la tarifa eléctrica de la red, se realiza el análisis financiero considerando el precio que tendría la energía eléctrica producida por un generador eléctrico a diesel. Para ello se toma como referencia el consumo de combustible de un generador a diesel y el precio del combustible por galón. Entonces puede estimar que el precio por producir energía con un autogenerador a diesel es de 0.597 \$/kWh.

Con estos nuevos parámetros se realiza nuevamente el análisis financiero ajustando la tarifa fija de consumo en la ventana de ahorro de autoconsumo de la evaluación económica (Figura 23).

3.4 Resultados de Simulación

Una vez que se han configurado todos los parámetros en el programa "PVsyst" como se indica en el capítulo 3.2 se obtienen los siguientes resultados principales respecto a la generación, consumo de energía y análisis económico.

	EArray	E_Load	E_User	SolFrac	T_LOL	Pr_LOL
	kWh	kWh	kWh	proporción	Hora	%
Enero	597.0	555.0	555.0	1.000	0	0.00
Febrero	498.8	501.3	501.3	1.000	0	0.00
Marzo	612.1	555.0	555.0	1.000	0	0.00
Abril	562.6	537.1	537.1	1.000	0	0.00
Mayo	586.7	555.0	555.0	1.000	0	0.00
Junio	570.6	537.1	537.1	1.000	0	0.00
Julio	559.1	555.0	555.0	1.000	0	0.00
Agosto	597.1	555.0	548.6	0.988	15	2.00
Septiembre	559.4	537.1	520.4	0.969	31	4.37
Octubre	573.3	555.0	550.9	0.993	14	1.86
Noviembre	576.8	537.1	537.1	1.000	0	0.00
Diciembre	579.8	555.0	548.5	0.988	15	2.00
Año	6873.3	6535.0	6501.2	0.995	75	0.86

Figura 24. Uso de Energía.

En la Figura 24 se presenta de forma mensual la energía efectiva a la salida de la matriz FV (EArray), la necesidad energética de la carga (E_Load), la energía suministrada al usuario (E_User), la fracción solar (SolFrac) que representa la relación entre la energía suministrada y la energía requerida, la duración de la pérdida de carga (T_LOL) y la probabilidad de pérdida de carga (Pr_LOL).

Entonces la demanda de energía se cubre completamente 8 meses del año (SolFrac igual a 1) excepto en los meses de agosto, septiembre, octubre y diciembre donde no es posible cumplir con algunas horas de funcionamiento. Se destaca el mes de septiembre como el peor con 31 horas de pérdida de carga que es equivalente con aproximadamente 7 horas de operación diaria durante este mes en lugar de las 8 horas. Esto se debe a la pérdida de energía a lo largo del sistema (Figura 25) que no pudo ser compensada completamente con el respaldo de baterías. No obstante, la fracción solar es muy cercana a 1 en el resto de los meses que tienen pérdida de carga y su equivalente en tiempo de pérdida de carga es de algunos minutos al día.

Por otra parte, en la Figura 25 correspondiente al diagrama de pérdidas del sistema, se especifica que el 61.7% de la energía total suministrada a la carga proviene del banco de baterías, mientras que el resto de energía se usa directamente de la generación fotovoltaica. Idealmente el 50% de la energía suministrada a la carga debería provenir de las baterías pues la carga está en funcionamiento 4 horas durante la noche y 4 horas al medio día (Figura 18), evidentemente esto solo puede cumplir si durante el funcionamiento al medio día el sol (radiación solar) siempre estuviera disponible (día despejado). Entonces se puede inferir que las condiciones climáticas evitan que los paneles solares entreguen directamente 11.7% de la energía necesaria para la carga.

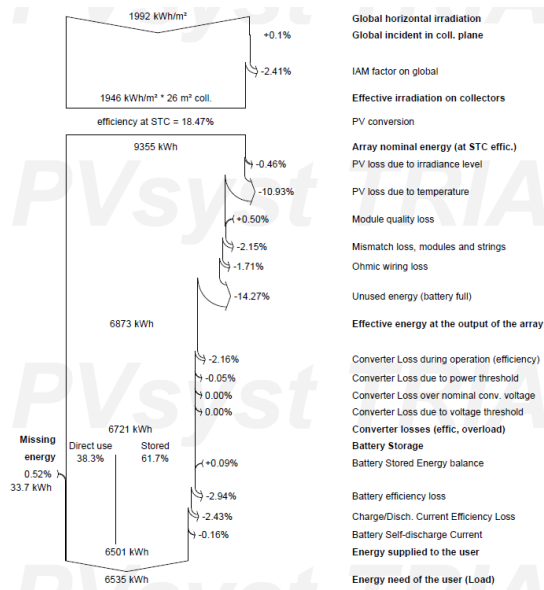


Figura 25. Diagrama de pérdidas del sistema.

También es importante mencionar que aproximadamente el 14.7% de la energía producida por la matriz FV cada año se desperdicia porque la carga no requiere toda la energía y las baterías ya están completamente cargadas.

En la Figura 26 se presenta un diagrama de barras mensual de la fracción solar (SF) y la relación de rendimiento del sistema (PR) con promedios anuales de 0.995 y 0.679 respectivamente. La fracción solar obtenida indica que el 0.5% de la energía que requiere la carga no es suministrada. Mientras que el rendimiento del sistema, correspondiente a la proporción de energía fotovoltaica entregada al usuario en comparación con la energía que se produciría si el sistema operara de manera continua a su máxima eficiencia nominal en condiciones estándar de prueba (STC), mantiene un nivel mayor a 0.46 que es el valor mínimo determinado por “U.S. Department of Energy” en la evaluación de sistemas fotovoltaicos [41].

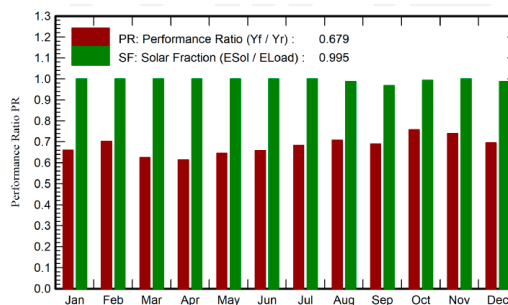


Figura 26. Rendimiento del sistema.

Respecto al análisis económico del proyecto el resultado principal para la evaluación es el costo nivelado de energía (LCOE) que resulto de 0.608 USD/kWh para este caso en concreto con el costo estimado del sistema y la tasa de descuento referencial definida (7.13%). Pues cabe recalcar que el LCOE depende de estos dos factores como se indica en el capítulo 2.10. Entonces el mismo proyecto puede tener diferentes LCOE según la tase de descuento empleada.

La tabla en la Figura 27 muestra el balance económico durante los 25 años de duración del proyecto considerando el ahorro de autoconsumo de 0.597 USD/kWh (tarifa estimada de autogeneración a diésel). Se destaca que el dinero anual ahorrado es \$3381 y los costos anuales de operación son \$1870 provocando un beneficio anual neto de \$1511 como se ilustra en la Figura 28.

Year	Own funds	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
0	19.850	0	0	-19.850	0.0%
1	0	1.870	3.381	-18.439	7.1%
2	0	1.870	3.381	-17.123	13.7%
3	0	1.870	3.381	-15.894	19.9%
4	0	1.870	3.381	-14.747	25.7%
5	0	1.870	3.381	-13.676	31.1%
6	0	1.870	3.381	-12.676	36.1%
7	0	1.870	3.381	-11.743	40.8%
8	0	1.870	3.381	-10.872	45.2%
9	0	1.870	3.381	-10.059	49.3%
10	0	1.870	3.381	-9.300	53.1%
11	0	1.870	3.381	-8.592	56.7%
12	0	1.870	3.381	-7.931	60.0%
13	0	1.870	3.381	-7.313	63.2%
14	0	1.870	3.381	-6.737	66.1%
15	0	1.870	3.381	-6.199	68.8%
16	0	1.870	3.381	-5.697	71.3%
17	0	1.870	3.381	-5.229	73.7%
18	0	1.870	3.381	-4.791	75.9%
19	0	1.870	3.381	-4.383	77.9%
20	0	1.870	3.381	-4.002	79.8%
21	0	1.870	3.381	-3.646	81.6%
22	0	1.870	3.381	-3.314	83.3%
23	0	1.870	3.381	-3.004	84.9%
24	0	1.870	3.381	-2.715	86.3%
25	0	1.870	3.381	-2.445	87.7%
Total	19.850	46.738	84.516	-2.445	87.7%

Figura 27. Balance económico respecto a la energía producida con diésel.

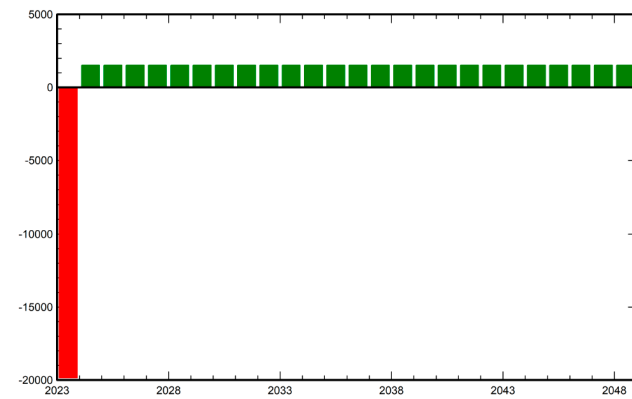


Figura 28. Balance anual neto respecto a la energía producida con diésel.

A pesar de que el balance anual neto es positivo, no es posible compensar la inversión inicial bajo la tasa de descuento definida como se muestra en la Figura 29. Si bien este resultado implica que no se obtuvieron los beneficios esperados, no quiere decir que el proyecto produzca pérdidas.

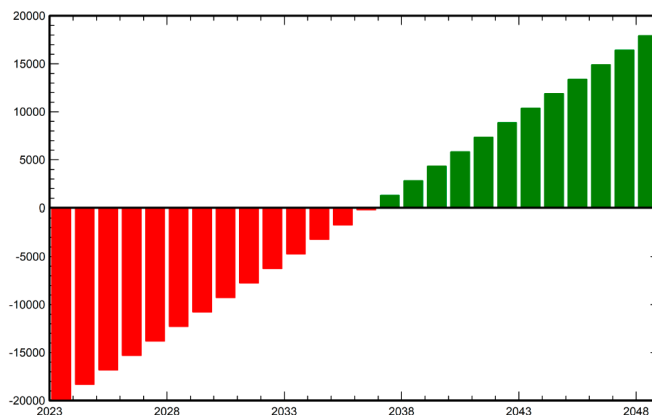


Figura 29. Flujo de fondos acumulado respecto a la energía producida con diésel.

De manera similar al análisis de los resultados anteriores en la Figura 30 se presenta el balance económico durante los 25 años de duración del proyecto considerando el ahorro de autoconsumo de 0.092 USD/kWh (tarifa energía eléctrica de la red), de tal forma que el dinero anual ahorrado es \$598 y los costos anuales de operación son \$1870 provocando pérdidas en el balance anual neto como se ilustra en la Figura 31. Por tanto, la inversión en el sistema fotovoltaico autónomo es improductiva e inviable si existe la posibilidad de conectarse a la red eléctrica.

Detailed economic results (USD)

Year	Own funds	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amort.
0	19.850	0	0	-19.850	0.0%
1	0	1.870	598	-21.037	-6.0%
2	0	1.870	598	-22.145	-11.6%
3	0	1.870	598	-23.179	-16.8%
4	0	1.870	598	-24.144	-21.6%
5	0	1.870	598	-25.045	-26.2%
6	0	1.870	598	-25.886	-30.4%
7	0	1.870	598	-26.671	-34.4%
8	0	1.870	598	-27.404	-38.1%
9	0	1.870	598	-28.088	-41.5%
10	0	1.870	598	-28.727	-44.7%
11	0	1.870	598	-29.323	-47.7%
12	0	1.870	598	-29.879	-50.5%
13	0	1.870	598	-30.398	-53.1%
14	0	1.870	598	-30.883	-55.6%
15	0	1.870	598	-31.336	-57.9%
16	0	1.870	598	-31.758	-60.0%
17	0	1.870	598	-32.152	-62.0%
18	0	1.870	598	-32.520	-63.8%
19	0	1.870	598	-32.864	-65.6%
20	0	1.870	598	-33.184	-67.2%
21	0	1.870	598	-33.484	-68.7%
22	0	1.870	598	-33.763	-70.1%
23	0	1.870	598	-34.024	-71.4%
24	0	1.870	598	-34.268	-72.6%
25	0	1.870	598	-34.495	-73.8%
Total	19.850	46.738	14.953	-34.495	-73.8%

Figura 30. Balance económico comparando con la energía de la red.

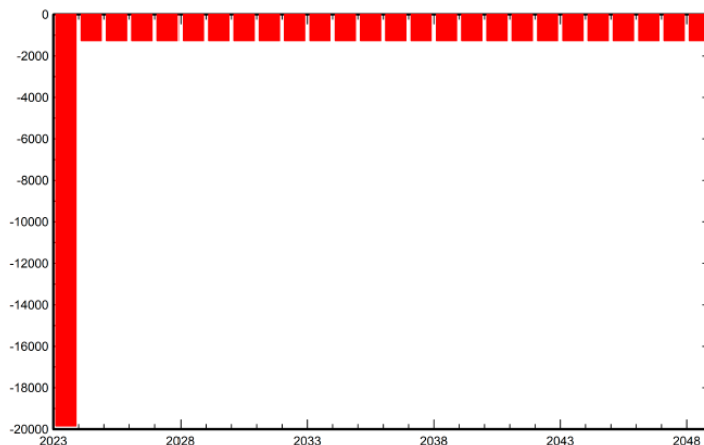


Figura 31. Balance anual neto comparando la energía de la red

El reporte completo de los resultados obtenidos de la simulación en PVSyst se muestra con detalle en el ANEXO XI.

3.5 Conclusiones

El sistema fotovoltaico autónomo diseñado para suministrar energía a un aireador tipo hélice tiene una relación de rendimiento (performance ratio) de 0.679 el cual es un valor aceptable para sistemas aislados, por otra parte tiene un valor de fracción solar de 0.995 implicando que la demanda de energía de la carga es cubierta prácticamente en su totalidad exceptuando unas horas al año aproximadamente 10 minutos diarios o 10 días

al año que la demanda no es cubierta, tiempo que puede aprovecharse para mantenimientos.

La corriente que necesita el aireador para su funcionamiento es el factor más relevante en la selección de los equipos (inversor, paneles solares, baterías) y el diseño de cada componente del sistema, pues como el motor del aireador es monofásico de 3 hp las corrientes de arranque y operación son muy elevadas respecto a un motor trifásico. Provocando también que exista un ligero sobredimensionamiento en las protecciones requeridas y obligando al uso de un componente extra como es el arrancador suave.

Las baterías empleadas para el sistema de almacenamiento de energía son el principal motivo de que los costos de instalación y mantenimiento sean relativamente elevados debido a las prestaciones que poseen para cumplir con los días de autonomía y la demanda de la carga. Es posible reducir su impacto en los costos, y por ende en el costo nivelado de energía (LCOE), reduciendo los días de autonomía o modificando las horas de funcionamiento de la carga.

El costo nivelado de energía (LCOE) del sistema es 0.608 USD/kWh valor mayor a la tarifa eléctrica residencial de la red (0.092 USD/kWh) y a la tarifa estimada para la energía producida con diésel (0.597 USD/kWh) por tanto no se obtienen la rentabilidad económica esperada en ninguno de los dos casos haciendo que este sistema fotovoltaico autónomo para alimentar a un aireador tipo hélice monofásico sea económicamente improductivo bajo la tasa de descuento referencial del 7.13%.

La implementación del sistema fotovoltaico para suministrar energía al aireador en lugar de emplear un auto generador a diésel produce un balance anual neto positivo aproximado de \$1511, de esta manera el sistema compensa sus costos operativos y obtiene el beneficio económico anual mencionado. Si bien, el sistema en esta comparación no produce los ahorros económicos esperados, no es inviable y la inversión inicial puede resultar beneficiosa bajo una tasa de descuento relativamente menor.

El ahorro económico de autoconsumo que se tendría si se emplea el sistema fotovoltaico diseñado en lugar de la red eléctrica para alimentar la carga es menor a los costos operativos, haciendo que el sistema en este caso además de ser improductivo también sea inviable económicamente pues el sistema produce pérdidas económicas al no ser capaz de solventar sus propios costos de mantenimiento y reemplazo de baterías. Esto se debe en primer lugar a los costos elevados de instalación y operación que son necesarios para suministrar energía a la carga y, por otra parte, a que la tarifa eléctrica de la red en el país es un de las más bajas de la región.

3.6 Recomendaciones

Para aplicaciones de aireación en acuicultura lo más adecuado es que el sistema de aireación funcione con la red eléctrica convencional o con un sistema fotovoltaico "On Grid". Debido principalmente al bajo precio de la energía eléctrica en el país y el elevado costo de implementación del sistema autónomo.

Para trabajos futuros además del análisis de factibilidad económica es necesario realizar un análisis del impacto medio ambiental que tendría la implementación de un sistema fotovoltaico en lugar de un sistema de generación basado en combustibles fósiles.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Atahualpa Amerise, "Cómo Ecuador se convirtió en el mayor exportador mundial de camarones (y qué papel clave jugó China)", *BBC*, Ecuador, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-65247655>
- [2] Adel A. Elbaset y Saad Awad Mohamed Abdelwahab, *Performance Analysis of Photovoltaic Systems with Energy Storage Systems*, 1.ª ed. Switzerland: Springer, 2019.
- [3] Perry L. Oakes, Kale Gullett, y Todd Bobowick, "AERATION OF PONDS USED IN AQUACULTURE". USDA, 2011. [En línea]. Disponible en: <https://directives.sc.egov.usda.gov/OpenNonWebContent.aspx?content=33946.wba#:~:text=oxygen%20depletion%20occurs.-,Principles%20of%20aeration,have%20dropped%20to%20critical%20levels.>
- [4] Adel Mellit y Mohamed Benghanem, *A Practical Guide for Advanced Methods in Solar Photovoltaic Systems*, vol. 128. Switzerland: Springer, 2020.
- [5] Juan Luna, "ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE AIREACIÓN EN AIREADORES COMERCIALES", *Revista de Investigaciones Agroempresariales*, vol. 4, 2017.
- [6] Claude Boyd, *Pond Aquaculture Water Quality Management*. London: Kluwer Academic, 1998.
- [7] Sandra Armijos Medrano, "Oxigenación, clave en el cultivo de camarón", *Vistazo*, Ecuador, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.vistazo.com/enfoque/oxigenacion-clave-en-el-cultivo-de-camaron-JY1616281>
- [8] Simon Goddek, Alyssa Joyce, y Benz Kotzen, *Aquaponics Food Production Systems*, 1.ª ed., vol. 1. Switzerland: Springer Open, 2019.
- [9] L.B. Bhuyar, S.B. Thakre, y N.W. Ingole, "Design characteristics of Curved Blade Aerator w.r.t. aeration efficiency and overall oxygen transfer coefficient and comparison with CFD modeling", vol. 1, n.º 1, p. 15, 2009.
- [10] Samsul Bahri, Radite Praeko Agus Setiawan, y Wawan Hermawan, "Design and Mechanism Analysis of Paddlewheel Aerator with Movable Blades", presentado en Materials Science and Engineering PAPER, IOP Publishing, 2018. doi: 10.1088/1757-899X/532/1/012011.
- [11] CLAUDE E. BOYD y DOUGLAS J. MARTINSON, "EVALUATION OF PROPELLER-ASPIRATOR-PUMP AERATORS". Elsevier Science Publishers, 1984.
- [12] Aqua-Aerobic Systems, "OxyStar Aspirating Aerator". Aqua-Aerobic Systems, Inc, 2022.
- [13] Aeration Industries International LLC, "AIRE-O2 ® Aireador para Acuicultura". Aeration Industries International LLC, 2011.
- [14] Ahmat Fauzi, W T Handoyo, A R Hakim, y F Hidayat, "Performance and Energy Consumption of Paddle Wheel Aerator Driven by Brushless DC Motor and AC Motor: A Preliminary Study", p. 10, 2010, doi: 10.1088/1755-1315/934/1/012010.
- [15] Jesus Fraile Mora, *Maquinas Electricas*, Sexta edicion. España: Mc Graw Hill, 2008.

- [16] Miguel Rodríguez, "Motores Monofásicos de Inducción", España, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://personales.unican.es/rodrigma/PDFs/Motores%20monofasicos%20de%20inducción.pdf>
- [17] Corporación para la Investigación Energética, "ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA". CONELEC, Quito, 2008.
- [18] Diego Vaca y Freddy Ordoñez, "Mapa Solar del Ecuador 2019". SCIENERGY, Ecuador, 2020.
- [19] Agustín Castejón y Germán Santamaría, *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: EDITEX, 2010. [En línea]. Disponible en: https://www.academia.edu/32308301/Instalaciones_Solares_Fotovoltaicas_Castej%C3%B3n_and_Santamar%C3%ADa
- [20] Ángel Antonio Bayod, *Sistemas Fotovoltaicos*, 1.ª ed. España: Ángel Antonio Bayod, 2009. [En línea]. Disponible en: <https://bvirtual.epn.edu.ec:2129/es/ereader/epn/41940>
- [21] Daniel W. Hart, *Power Electronics*. United States: McGraw-Hill, 2011.
- [22] ARCERNNR, *Resolución Nro. ARCERNNR-013/2021*. 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/res_nro__arcernnr-013-2021.pdf
- [23] Gregor Rojas, "PANELES SOLARES REGULADORES DE CARGA", Venezuela, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.gedisa.com.ve/boletin/pdf/2015/Boletin%20t%C3%A9cnico%202016%20Paneles%20solares%20Reguladores%20PARTE%201.pdf>
- [24] Yinghua Dong, Jie Ding, Jingsheng Huang, Lianghai Xu, y Wei Dong, "Investigation of PV inverter MPPT efficiency test platform", International Conference on Renewable Power Generation, 2015. doi: 10.1049/cp.2015.0513.
- [25] Ligia Meibol Fajardo Vaca, Miguel Francisco Girón Guerrero, y Carlos Efraín Vásquez Fajardo, "VALOR ACTUAL NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO COMO PARÁMETROS DE EVALUACIÓN DE LAS INVERSIONES", vol. 40, n.º 4, pp. 469-474, 2019.
- [26] Walter Short, Daniel J. Packey, y Thomas Holt, *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. Colorado: NREL, 1995.
- [27] CEMER, "MOTORES ASINCRÓNICOS TRIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS". 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.sgtransmisiones.com/info/pdf/cemer.pdf>
- [28] IEC 60034-5, "Rotating electrical machines – Part 5: Degrees of protection provided by the integral design of rotating electrical machines (IP code) – Classification". IEC, 2020. doi: 978-2-8322-8025-6.
- [29] Durbha Srinivas y Ch. Venkatrayulu, "WATER QUALITY MANAGEMENT IN SHRIMP AQUACULTURE". Central Institute of Brackish water Aquaculture, 2023.
- [30] Allen Bradley, "Cuándo utilizar un arrancador suave o un variador de frecuencia variable de CA", Rockwell Automation, EEUU, Técnico, 2014. [En línea]. Disponible en:

https://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/wp/150-wp007_-es-p.pdf

[31] Ali Najah Al-Shamani, Mohd Yusof Hj Othman, Sohif Mat, M.H. Ruslan, Azher M. Abed, y K. Sopian, "Design & Sizing of Stand-alone Solar Power Systems A house Iraq", en *Recent Advances in Renewable Energy Sources*, Iraq. [En línea]. Disponible en: <https://www.uomus.edu.iq/lecture/222.pdf>

[32] Gregor Rojas, "CALCULO DE LA SECCION DE CABLES PARA INSTALACIONES CON PANELES SOLARES", Venezuela, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.gedisa.com.ve/boletin/pdf/2017/Boletin%20t%C3%A9cnico%2041%20Paneles%20solares%20Calculo%20seccion%20cable.pdf>

[33] EATON, "Protección de circuitos solares completa y fiable". 2014. [En línea]. Disponible en: http://www.eaton.eu/ecm/groups/public/@pub/@europe/@electrical/documents/content/pc_t_1193488_de.pdf

[34] ABB, "Arrancadores suaves PSR, PSE y PSTX". 2019. [En línea]. Disponible en: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=3AXD50000473342&LanguageCode=es&DocumentPartId=&Action=Launch>

[35] Miguel Alonso Abella, "Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos". Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas. [En línea]. Disponible en: <https://www.eoi.es/sites/default/files/savia/documents/componente45301.pdf>

[36] Vignesh Ramasamy *et al.*, "U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022", NREL U.S. Department of Energy, U.S, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/83586.pdf>

[37] Jorge Feijoo, "PROYECTO DE IMPLEMENTACION DE PANELES SOLARES EN HACIENDAS ALEJADAS DE LA FUENTE DE ENERGIA CONVENCIONAL. CASO: HACIENDA "EL VADO"", Escuela Superior Politecnica del Litoral, Ecuador, 2009.

[38] Carlos Barroso Toro, "Análisis medioambiental del ciclo de vida de instalaciones fotovoltaicas. Impacto de su tecnología y sistema de seguimiento", Universidad de Sevilla, Sevilla, 2010. [En línea]. Disponible en: <https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/106999/TFM-1834%20BARROSO%20TORO%2C%20CARLOS.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[39] A. Stoppato, "Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation", University of Padova, Italia, 2007. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.11.012>

[40] AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES., *ARCERNNR-009/2022*. 2022, p. 12. [En línea]. Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/05/Resolucion-ARCERNNR-009-2022.pdf>

[41] Andy Walker y Jal Desai, "Understanding Solar Photovoltaic System Performance". U.S. Department of Energy, 2021. [En línea]. Disponible en:

<https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-02/understanding-solar-photo-voltaic-system-performance.pdf>

5 ANEXOS

ANEXO I

AIRE-O₂[®] Aireador para Acuicultura

Opciones Disponibles:

- Protector de hélice
- Modelos de 5 Hp y 7.5 Hp disponible
- Cable eléctrico: SEOWA, resistencia abrasiva y UV
- Tapa decorativa simulando roca



Los equipos Aire-O₂[®] suministran aireación fiable a una laguna camaronera intensiva en el desierto mexicano.

Motores en Tamaños Universales

Modelos de 50Hz	Motor Voltaje/Fase
2 Hp	208/220 1 Fase
2 Hp	220/440 3 Fase
2 Hp	220/380 3 Fase
3 Hp	220/380 3 Fase
3 Hp	240/415 3 Fase

Modelos de 60Hz	Motor Voltaje/Fase
1 Hp	230/460 3 Fase
2 Hp	208/230 1 Fase
2 Hp	230/460 3 Fase
2 Hp	220/380 3 Fase
3 Hp	208/230 1 Fase
3 Hp	230/460 3 Fase
3 Hp	220/380 3 Fase

Datos sujetos a cambios sin previo aviso. Consulta fábrica.

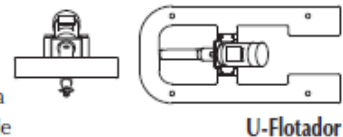
Cómo Funciona

Al rotar la hélice, líquido es bombeado por acción de la hélice en la punta de la unidad. El vacío creado por la rotación de la hélice causa que el aire sea extraído por el eje hueco y expulsado al agua. Velocidad creada por la hélice, más acción del difusor, causa dispersión de aire en burbujas finas.

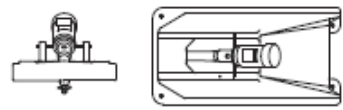


Sencillez del Diseño

- Solo una pieza móvil – no caja de cambios
- Montaje de ángulos ajustables para aplicaciones de poca o mucha profundidad
- Motores primeros de alta calidad



U-Flotador



Uniflotador



Aeration Industries[®]

AIRE-O₂[®]

Aeration Industries International
4100 Peavey Road • Chaska, Minnesota 55318-2353 USA
+1-952-448-6789 / FAX +1-952-448-7293
www.aireo2.com • aquasp@aireo2.com

© Derechos de Autor, 2011 Aeration Industries International LLC. Todos los Derechos Reservados.

AQUAspect0513-SP-00

ANEXO II

DATOS ELÉCTRICOS

Motores asíncronos monofásicos con condensador permanente.
Ventilación exterior IC 411, servicio continuo S1.
Aislamiento clase 155 (F), grado de protección IP 55.

Velocidad síncrona 3000 rpm - 2 polos

Motores de aluminio serie **MY**

TIPO	Potencia kW	Potencia CV	n rpm	I (Amp) 230 V	η %	Cos φ	M_e/M_n	M_s/M_n	I_λ (A)	Condensador permanente ($\mu\text{f}/\text{V}$)	Nivel sonoro dB(A)	m Kg
MY 56 1-2	0,09	0,12	2760	0,81	54	0,90	0,70	1,6	3	4 $\mu\text{f}/450\text{V}$	67	2,9
MY 56 2-2	0,12	0,17	2770	0,98	58	0,92	0,70	1,6	4	6 $\mu\text{f}/450\text{V}$	67	3,2
MY 63 1-2	0,18	0,25	2780	1,42	60	0,92	0,70	1,7	5	10 $\mu\text{f}/450\text{V}$	70	4,0
MY 63 2-2	0,25	0,33	2780	1,94	61	0,92	0,68	1,7	7	12 $\mu\text{f}/450\text{V}$	70	4,5
MY 71 1-2	0,37	0,5	2800	2,75	63	0,93	0,63	1,7	12	20 $\mu\text{f}/450\text{V}$	75	5,1
MY 71 2-2	0,55	0,75	2810	3,50	72	0,95	0,63	1,7	15	25 $\mu\text{f}/450\text{V}$	75	7,2
MY 80 1-2	0,75	1	2810	4,77	72	0,95	0,45	1,7	20	25 $\mu\text{f}/450\text{V}$	75	9,6
MY 80 2-2	1,1	1,5	2810	6,80	74	0,95	0,43	1,7	28	35 $\mu\text{f}/450\text{V}$	78	11,0
MY 90 S-2	1,5	2	2820	9,15	75	0,95	0,35	1,8	40	45 $\mu\text{f}/450\text{V}$	80	14,0
MY 90 L-2	2,2	3	2820	13,08	77	0,95	0,35	1,8	60	60 $\mu\text{f}/450\text{V}$	80	16,5
MY 100 L-2	3	4	2840	17,83	77	0,95	0,35	1,8	75	80 $\mu\text{f}/450\text{V}$	83	25,0

Velocidad síncrona 1500 rpm - 4 polos

Motores de aluminio serie **MY**

TIPO	Potencia kW	Potencia CV	n rpm	I (Amp) 230 V	η %	Cos φ	M_e/M_n	M_s/M_n	I_λ (A)	Condensador permanente ($\mu\text{f}/\text{V}$)	Nivel sonoro dB(A)	m Kg
MY 56 1-4	0,06	0,09	1360	0,59	48	0,92	0,75	1,6	2,5	4 $\mu\text{f}/450\text{V}$	63	3,5
MY 56 2-4	0,09	0,12	1370	0,83	51	0,92	0,75	1,6	3	6 $\mu\text{f}/450\text{V}$	63	3,8
MY 63 1-4	0,12	0,17	1380	1,09	52	0,92	0,65	1,6	3,5	10 $\mu\text{f}/450\text{V}$	65	4,0
MY 63 2-4	0,18	0,25	1380	1,55	55	0,92	0,65	1,5	5,5	12 $\mu\text{f}/450\text{V}$	65	4,6
MY 71 1-4	0,25	0,33	1380	2,15	55	0,92	0,60	1,5	8	20 $\mu\text{f}/450\text{V}$	65	5,7
MY 71 2-4	0,37	0,5	1380	2,91	60	0,92	0,55	1,5	10	20 $\mu\text{f}/450\text{V}$	68	6,7
MY 80 1-4	0,55	0,75	1400	3,93	64	0,95	0,45	1,7	15	20 $\mu\text{f}/450\text{V}$	70	9,5
MY 80 2-4	0,75	1	1410	5,05	68	0,95	0,45	1,7	20	25 $\mu\text{f}/450\text{V}$	70	10,5
MY 90 S-4	1,1	1,5	1410	6,90	73	0,95	0,45	1,8	30	40 $\mu\text{f}/450\text{V}$	73	14,5
MY 90 L-4	1,5	2	1420	9,38	74	0,94	0,45	1,8	40	45 $\mu\text{f}/450\text{V}$	75	16,2
MY 100 L1-4	2,2	3	1430	13,75	74	0,94	0,30	1,8	60	80 $\mu\text{f}/450\text{V}$	78	24,0
MY 100 L2-4	3	4	1440	17,83	77	0,95	0,45	1,7	76	100 $\mu\text{f}/450\text{V}$	80	32,0

Velocidad síncrona 1000 rpm - 6 polos

Motores de aluminio serie **MY**

TIPO	Potencia kW	Potencia CV	n rpm	I (Amp) 230 V	η %	Cos φ	M_e/M_n	M_s/M_n	I_λ (A)	Condensador permanente ($\mu\text{f}/\text{V}$)	Nivel sonoro dB(A)	m Kg
MY 63 1-6	0,09	0,12	900	0,92	46	0,92	0,55	1,45	2	8 $\mu\text{f}/450\text{V}$	63	5,1
MY 63 2-6	0,12	0,16	900	1,05	54	0,92	0,55	1,45	3	11 $\mu\text{f}/450\text{V}$	63	6,0
MY 71 1-6	0,18	0,25	900	1,55	55	0,92	0,60	1,5	4	16 $\mu\text{f}/450\text{V}$	68	6,3
MY 71 2-6	0,25	0,33	900	2,07	57	0,92	0,60	1,5	5	20 $\mu\text{f}/450\text{V}$	68	7,6
MY 80 1-6	0,37	0,55	900	2,69	65	0,92	0,35	1,6	8	25 $\mu\text{f}/450\text{V}$	68	9,0
MY 80 2-6	0,55	0,75	900	3,84	67	0,93	0,35	1,6	14	30 $\mu\text{f}/450\text{V}$	70	11,6
MY 90 S-6	0,75	1	900	4,97	69	0,95	0,35	1,6	16	40 $\mu\text{f}/450\text{V}$	70	13,5
MY 90 L-6	1,1	1,5	900	7,19	70	0,95	0,35	1,6	25	50 $\mu\text{f}/450\text{V}$	70	16,2

* Los datos eléctricos no son vinculantes a las series, para más información consultar. Datos serie MY.

ANEXO III

PSR: la gama compacta

Arranques normales, clase 10, en línea

Datos para pedidos

Aplicaciones típicas

- Propulsor de proa
- Bomba centrífuga
- Compresor
- Cinta transportadora (corta)
- Ascensor



Si desea una selección más precisa, utilice la herramienta en línea de selección de arrancadores suaves leyendo el código QR indicado o utilice la herramienta de selección que encontrará en: new.abb.com/low-voltage/products/Softstarters



PSR3 ... PSR16



PSR25 ... PSR30



PSR37 ... PSR45



PSR60 ... PSR105

Tensión nominal de funcionamiento U_n , 208...600 V CA

Tensión nominal de control, U_c , 100...240 V CA, 50/60 Hz

IEC			UL/CSA						Tipo		Código de pedido		Peso	
Potencia nominal de funcionamiento			del motor			Potencia nominal de funcionamiento			del motor				cant./1 ud.	
230 V	400 V	500 V		200/208 V	220/240 V	440/480 V	550/600 V	FLA					kg	(lb)
P_e	P_e	P_e	I_e	P_e	P_e	P_e	P_e							
kW	kW	kW	A	hp	hp	hp	hp	A						
0,75	1,5	2,2	3,9	0,5	0,75	2	2	3,4	PSR3-600-70	1SFA896103R7000	0,45	(0,99)		
1,5	3	4	6,8	1	1,5	3	5	6,1	PSR6-600-70	1SFA896104R7000	0,45	(0,99)		
2,2	4	4	9	2	2	5	7,5	9	PSR9-600-70	1SFA896105R7000	0,45	(0,99)		
3	5,5	5,5	12	3	3	7,5	10	11	PSR12-600-70	1SFA896106R7000	0,45	(0,99)		
4	7,5	7,5	16	3	5	10	10	15,2	PSR16-600-70	1SFA896107R7000	0,45	(0,99)		
5,5	11	15	25	7,5	7,5	15	20	24,2	PSR25-600-70	1SFA896108R7000	0,65	(1,43)		
7,5	15	18,5	30	7,5	10	20	25	28	PSR30-600-70	1SFA896109R7000	0,65	(1,43)		
7,5	18,5	22	37	10	10	25	30	34	PSR37-600-70	1SFA896110R7000	1,00	(2,20)		
11	22	30	45	15	15	30	40	46,2	PSR45-600-70	1SFA896111R7000	1,00	(2,20)		
15	30	37	60	20	20	40	50	59,4	PSR60-600-70	1SFA896112R7000	2,20	(4,85)		
22	37	45	72	20	25	50	60	68	PSR72-600-70	1SFA896113R7000	2,27	(5,00)		
22	45	55	85	25	30	60	75	80	PSR85-600-70	1SFA896114R7000	2,27	(5,00)		
30	55	55	105	30	40	75	100	104	PSR105-600-70	1SFA896115R7000	2,27	(5,00)		
Tensión nominal de funcionamiento U_n , 208...600 V CA														
Tensión nominal de control, U_c , 24 V CA/CC, 50/60 Hz														
0,75	1,5	2,2	3,9	0,5	0,75	2	2	3,4	PSR3-600-11	1SFA896103R1100	0,45	(0,99)		
1,5	3	4	6,8	1	1,5	3	5	6,1	PSR6-600-11	1SFA896104R1100	0,45	(0,99)		
2,2	4	4	9	2	2	5	7,5	9	PSR9-600-11	1SFA896105R1100	0,45	(0,99)		
3	5,5	5,5	12	3	3	7,5	10	11	PSR12-600-11	1SFA896106R1100	0,45	(0,99)		
4	7,5	7,5	16	3	5	10	10	15,2	PSR16-600-11	1SFA896107R1100	0,45	(0,99)		
5,5	11	15	25	7,5	7,5	15	20	24,2	PSR25-600-11	1SFA896108R1100	0,65	(1,43)		
7,5	15	18,5	30	7,5	10	20	25	28	PSR30-600-11	1SFA896109R1100	0,65	(1,43)		
7,5	18,5	22	37	10	10	25	30	34	PSR37-600-11	1SFA896110R1100	1,00	(2,20)		
11	22	30	45	15	15	30	40	46,2	PSR45-600-11	1SFA896111R1100	1,00	(2,20)		
15	30	37	60	20	20	40	50	59,4	PSR60-600-11	1SFA896112R1100	2,20	(4,85)		
22	37	45	72	20	25	50	60	68	PSR72-600-11	1SFA896113R1100	2,27	(5,00)		
22	45	55	85	25	30	60	75	80	PSR85-600-11	1SFA896114R1100	2,27	(5,00)		
30	55	55	105	30	40	75	100	104	PSR105-600-11	1SFA896115R1100	2,27	(5,00)		

ANEXO IV

Technical Specifications

Item	UP2000-HM 6022	UP3000-HM 10022	UP3000-HM 5042	UP5000-HM 8042
Rated battery voltage	24VDC		48VDC	
Battery input voltage	21.6~32VDC		43.2~64VDC	
Max. battery charging current	60A	100A	50A	80A
Inverter output				
Continuous output power	2000W	3000W	3000W	5000W
Max. surge power(3S)	4000W	6000W	6000W	8000W
Output voltage range	220VAC(-6%~+3%), 230VAC(-10%~+3%)			
Output frequency	50/60±0.2%			
Output wave	Pure Sine Wave			
Load power factor	0.2-1(Load power ≤ Continuous output power)			
Distortion THD	THD≤3%(Resistive load)			
80% rated output efficiency	92%	92%	92%	92%
Max. Rated output efficiency	91%	91%	90%	91%
Max. output efficiency	93%	93%	93%	93%
Switch time	10ms(Switch from the utility output to the inverter output), 15ms(Switch from the inverter output to the utility output)			
Utility charging				
Utility input voltage	176VAC~264VAC (Default), 90VAC~280VAC(Programmable)			
Utility input frequency	40~65Hz			
Max. utility charge current	60A(When the Utility input voltage is 90VAC~180VAC, the Max. utility charge current is 30A)	80A(When the Utility input voltage is 90VAC~180VAC, the Max. utility charge current is 40A)	40A(When the Utility input voltage is 90VAC~180VAC, the Max. utility charge current is 20A)	60A(When the Utility input voltage is 90VAC~180VAC, the Max. utility charge current is 30A)
Solar charging				
Max. PV open circuit voltage	450V(At minimum operating environment temperature) 395V(At 25°C environment temperature)			500V(At minimum operating environment temperature) 440V(At 25°C environment temperature)
MPPT voltage range	80~350V			
Max. PV input power	2500W	4000W	4000W	4000W
	(Note: For the curve of Max. PV input power Vs. PV open-circuit voltage, see chapter 3.4 Operating mode for details.)			
Max. PV charging power	1725W	2875W	2875W	4000W
Max. PV charging current	60A	100A	50A	80A
Equalize charging voltage	29.2V(AGM default)		58.4V(AGM default)	
Boost charging voltage	28.8V(AGM default)		57.6V(AGM default)	
Float charging voltage	27.6V(AGM default)		55.2V(AGM default)	
Low voltage disconnect voltage	21.6V(AGM default)		43.2V(AGM default)	
Tracking efficiency	≥99.5%			
Temp. compensate coefficient	-3mV/°C/2V(Default)			
General				
Surge current	50A	60A	56A	95A
Zero load consumption	<1.8A		<1.2A	
	(w ithout PV and utility connection, turn on the load output)			
Standby current	<1.2A		<0.7A	
	(w ithout PV and utility connection, turn off the load output)			
Mechanical Parameters				
Dimension(H x W x D)	607.5x381.6x127mm	642.5x381.6x149mm	607.5x381.6x149mm	642.5x381.6x149mm
Mounting size	585*300mm	620*300mm	585*300mm	620*300mm
Mounting hole size	Φ10mm	Φ10mm	Φ10mm	Φ10mm
Net Weight	15kg	19kg	18kg	19kg
Enclosure	IP30			
Relative humidity	< 95% (N.C.)			
Environment temperature	-20°C~50°C			

ANEXO V

AEG

PHOTOVOLTAIC MODULE AS-M606B



280 - 300 Wp 60 MONOCRYSTALLINE CELLS

AEG solar modules combine the most advanced technology with high reliability in manufacture to offer you a product meant for high achievements.



HIGH EFFICIENCY SOLAR MODULES

The AEG solar module AS-M606B is designed to maximize efficiency, allowing you to gain extra yields and boost the performances of your plant.



FULL BLACK, PREMIUM LOOK

The careful selection of components (cells, backsheet and frames) ensures a premium product look and provides extra aesthetical value

COMPREHENSIVELY CERTIFIED

AEG solar modules and production facilities are compliant with the the latest standards to guarantee safety and reliability. Production facilities are certified according to ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001. AEG solar products are certified among others by:



YOUR ADVANTAGE AT A GLANCE

Premium solar panel with quality components
High efficiency - up to 300 Wp
Product certified IEC 61215, IEC 61730
10 years Product warranty
25 years linear Power warranty

More on: www.aeg-industrialsolar.de



PHOTOVOLTAIC MODULE AS-M606B



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC¹

		280	285	290	295	300
Nominal Power (P _{max}) ²	[Wp]	280	285	290	295	300
Tolerance on Nominal Power P _{max} ²	[Wp]	-0 / +5	-0 / +5	-0 / +5	-0 / +5	-0 / +5
Maximum Power Voltage (V _{mp})	[V]	32.4	32.8	33.2	32.4	32.8
Maximum Power Current (I _{mp})	[A]	8.65	8.70	8.75	9.12	9.16
Open Circuit Voltage (V _{oc})	[V]	38.6	38.8	39.0	39.7	39.9
Short Circuit Current (I _{sc})	[A]	9.32	9.39	9.46	9.64	9.71
Module Efficiency (η _m)		17.2%	17.5%	17.8%	18.1%	18.4%
Maximum System Voltage	[V]	1000 / 1500	1000 / 1500	1000 / 1500	1000 / 1500	1000 / 1500
Series Fuse Maximum Rating	[A]	15	15	15	15	15

ELECTRICAL CHARACTERISTICS NOCT⁴

Product type: AS-M606B-xxx (xxx=280-300)		280	285	290	295	300
Maximum Power (P _{max})	[W]	207	210	214	218	221
Maximum Power Voltage (V _{mp})	[V]	30.2	30.5	30.9	30.2	30.5
Maximum Power Current (I _{mp})	[A]	6.85	6.88	6.92	7.21	7.24
Open Circuit Voltage (V _{oc})	[V]	36.0	36.2	36.4	37.0	37.2
Short Circuit Current (I _{sc})	[A]	7.53	7.59	7.64	7.79	7.84

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar cells	60 (6 x 10) monocrystalline silicon, 156.75 x 156.75 mm (6") cells
Front glass	3.2 mm (1.25") high-transparency AR coating glass
Backsheet	Black backsheet
Encapsulant	EVA (Ethylene-Vinyl Acetate)
Frame	Anodized aluminum alloy, black
Junction box	IP67 rated, 3 bypass diodes
Cables	UV resistant cable 900 mm (35.43"), sec.4.0 mm ²
Connectors	MC4 compatible connectors
Dimensions	1640 mm x 992 mm x 35 mm (64.6" x 39" x 1.4")
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Maximum load	Wind: 2400 Pa / Snow: 5400 Pa

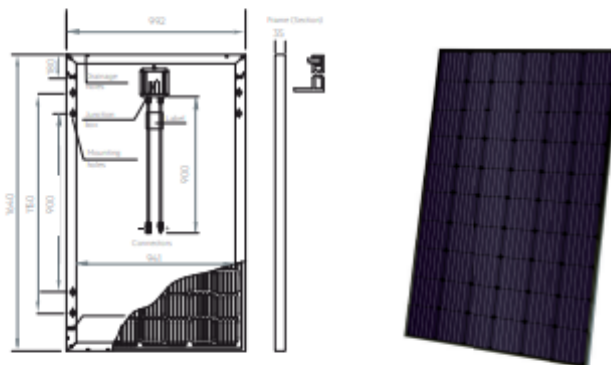
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NOCT	45°C ± 2°C
P _{max} Temp. Coefficient (γ)	-0.39 %/K
V _{oc} Temp. Coefficient (β)	-0.29 %/K
I _{sc} Temp. Coefficient (α)	0.049%/K
Operating temperature	-40°C to + 85°C

PACKING CONFIGURATION

Packing configuration	30 pcs / pallet
Loading capacity	840 pcs / 40 ft HC

TECHNICAL DRAWINGS

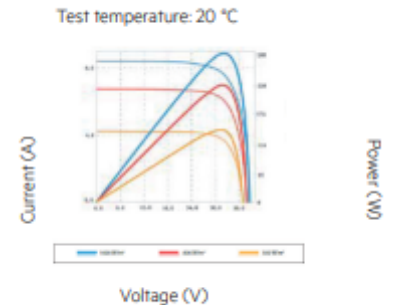


Module dimensions in the technical picture are expressed in mm with tolerance ±0.5 mm (±0.020").
 1- Standard Test Conditions (STC): Irradiance 1000 W/m², Air Mass AM=1.5, Cell Temperature 25°C; Power measurement uncertainty within ± 0.5.
 2- PERC Technology employed from 290 Wp upwards.
 3- AEG photovoltaic modules are classified according to a certificate of positive power tolerance the Power Output measured at STC of the delivered modules exceeds their assigned Nominal Power at STC within a power tolerance range between -0.5% and +0.5%.
 4- Normal Operating Cell Temperature (NOCT): Irradiance 800 W/m², Wind Speed 1m/s, Cell Temperature 20°C, Ambient Temperature 20°C; Power measurement uncertainty within ± 0.5.
 5- No less than 90% of the minimum "Peak Power" at STC in the first year; power output decline no more than 0.7% per year thereafter.
 © Solar Solutions GmbH. Specifications in this document are subject to change without notice. Code: AG-160208-16101-188-280-300-000-000-000-000-000

WARRANTIES

Product warranty	10 years
Performance warranty	25 years, linear ⁵

I-V CURVES / IRRADIANCES



ANEXO VI

ZTE

[News & Events](#)

[Solutions & Products](#)

[Support](#)

[About Us](#)

Search for ZTE... 

Model	Parameter(Operator)	Parameter(Enterprise)
Battery type	ZXDC48 FB100B3/ZXDC48 FB100C2	
Material type (Lithium)	LiFePO4	
Rated capacity	100Ah/100Ah	
Dimension(width*depth*height mm)	442*410*130.5/442*450*130.5	
Anti-theft function	Software anti-theft, gyroscope, buzzer alarm, GPS(option)	
Max. charge/discharge current	100A/100A	

ANEXO VII

Especificaciones de la oferta de cartuchos fusible fotovoltaicos solares

Tipo de cuerpo	Tamaño del cuerpo	Tipo de fusible	Símbolo del catálogo	Corriente (amperios)	Tensión (V CC)	Normas				Número de ficha de producto	Número de página	
						gPV ¹	UL	CCC	CSA			
Cilíndrico	10x38 mm	Férula	PVM-(amperios)	4 -10, 12, 15, 20, 25, 30 A	600		✓	✓		2153	15	
		Férula	PV-(amperios)A10F									
		Fijación con perno	PV-(amperios)A10-T	1-3, 3,5, 4-6, 8, 10, 12, 15, 20, 25 ² A	1000	✓	✓	✓ ³	✓	720110	16-17	
		PCB (un pasador)	PV-(amperios)A10-1P									
	PCB (dos pasadores)	PV-(amperios)A10-2P										
	14x51 mm	Férula	PV-(amperios)A14F	15, 20 / 25, 32 A	1100 / 1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³	720132	18	
14x65 mm	Férula	PV-(amperios)A14LF										
	Con etiquetas	PV-(amperios)A14L-T	15, 20 / 25, 32 A	1500 / 1300	✓	✓	✓ ³	✓ ³	720139	19 - 20		
		Con fijaciones de 10 mm	PV-(amperios)A14LF10F									
NH	NH1	NH	PV-(amperios)ANH1	32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓	720133	21 - 23	
	NH2		PV-(amperios)ANH2	250 A								
	NH3		PV-(amperios)ANH3	300, 315, 350, 355, 400 A								
Cuerpo cuadrado	01XL	Con hoja	PV-(amperios)A-01XL	63, 80, 100, 125, 160 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³	10201	24 - 29	
		Con pemos	PV-(amperios)A-01XL-B									
		Con hoja	PV-(amperios)A-01XL-15	50, 63, 80, 100, 125, 160 ⁴ A	1500	✓	✓	✓ ³	✓ ³			
		Con pemos	PV-(amperios)A-01XL-B-15									
	1XL	Con hoja	PV-(amperios)A-1XL	200 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³			
		Con pemos	PV-(amperios)A-1XL-B									
	1XL	Con hoja	PV-(amperios)A-1XL-15	100, 125, 160, 200 A	1500	✓	✓	✓ ³	✓ ³			
		Con pemos	PV-(amperios)A-1XL-B-15									
	2XL	Con hoja	PV-(amperios)A-2XL	160, 200, 250, 315, 355 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³			
		Con pemos	PV-(amperios)A-2XL-B									
		Con hoja	PV-(amperios)A-2XL-15	125, 160, 200, 250 A	1500	✓	✓	✓ ³	✓ ³			
		Con pemos	PV-(amperios)A-2XL-B-15									
	3L	Con hoja	PV-(amperios)A-3L	350, 400, 500, 600 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³			
		Con pemos	PV-(amperios)A-3L-B									
		Con hoja	PV-(amperios)A-3L-15	250, 315, 355, 400 A	1500	✓	✓	✓ ³	✓ ³			
Con pemos		PV-(amperios)A-3L-B-15										
Extremo empotrable	2	Extremo empotrable	PV-(amperios)AF2	160, 200, 250 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³	5785583	30 - 31	
	3		PV-(amperios)AF3	315, 355, 400 A					5785584			

¹ IEC 60269-6, solo ²1 a 15 A, ³ Pendiente, ⁴ 160 A con una corriente nominal de 1200 V CC, ⁵ Número de referencia PV10M-25

Portafusibles y bloques

Tamaño de fusible	Serie de soportes/bloques	Número de referencia	Tensión nominal		Descripción	Número de ficha de producto
			Polos	(V CC)		
10x38 mm	CHPV	CHPV1U	1	600 / 1000	Soporte con protección segura para los dedos IP20	720147
		CHPV1IU	1		Soporte con protección segura para los dedos IP20 con indicación	
		CHPV2U	2		Soporte con protección segura para los dedos IP20	
		CHPV2IU	2		Soporte con protección segura para los dedos IP20 con indicación	
	BM	BM6031 (tipo de terminal)	1		Bloques de fusibles abiertos	1104
		BM6032 (tipo de terminal)	2			
		BM6033 (tipo de terminal)	3			
	HPV	HEB (terminal de carga lateral y carga lineal)	N/A		Portafusibles en línea	2157
14x51 mm	CH14	CHPV141U / CHPV141IU	1	1000 ¹	Soporte con protección segura para los dedos IP20	2053
NH1	SD-D	SD1-D-PV	1	1500 ¹	Soporte con protección segura para los dedos IP20 ²	720149
NH2		SD2-D-PV	1			
NH3		SD3-D-PV	1			
01XL	SD	SB1XL-S	1	1500	Bloque	720146
1XL		SB1XL-S	1			
2XL		SB2XL-S	1			
3L		SB3L-S	1			

¹ Certificación propia.

² Necesita una serie de accesorios de protección.

ANEXO VIII

Technical Data Sheet Photovoltaic (PVP) Enclosed Switchgear Range

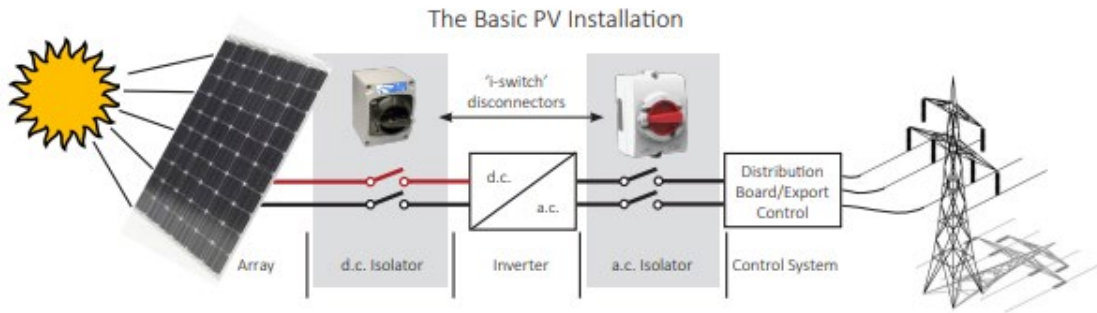
CDPD237
Issue 1

Photovoltaic (PV) Enclosed Switchgear

Solar power is an environmentally friendly method of producing electricity and is achieved using Photovoltaic (PV) cells that capture sunlight and convert it to electricity. By combining cells into an array, different voltages and current combinations can be achieved.

Once installed an array will continue to generate voltage and current and it is therefore essential to isolate the array in the event of a fault or for maintenance purposes. To enable this Craig & Derricott have developed a range of DC switch-disconnectors to manage this specific application.

*1 Designed to isolate twin arrays



Switch-Disconnectors (O-I)									
Image	Rating	Format	Cat. No.	Internal Switch	Encl. Size	Enclosure	Max. enclosure depth with SSH18 shaft	H1	H2
	16A	DC 2P	PVP162	SPV162	A	IP65 PA / ABS Light Grey RAL 7035	248	50.5	28
		DC 4P	PVP164	SPV164	B		270	72.5	50
		Twin Array DC 2x 2P	PVP162 ^{*1}	SPV162 ^{*1}			270	72.5	50
	25A	DC 2P	PVP252	SPV252	A	IP65 PA / ABS Light Grey RAL 7035	248	50.5	28
			PVP253	SPV253			259	61.5	39
		DC 4P	PVP254	SPV254	B		270	72.5	50
		Twin Array DC 2x 2P	PVP252 ^{*1}	SPV252 ^{*1}			270	72.5	50
	32A	DC 2P	PVP322	SPV322	A	IP65 PA / ABS Light Grey RAL 7035	248	50.5	28
			PVP323	SPV323			259	61.5	39
		DC 4P	PVP324	SPV324	B		270	72.5	50
		Twin Array DC 2x 2P	PVP322 ^{*1}	SPV322 ^{*1}			270	72.5	50
	40A	DC 2P	PVP402	SPV402	A	IP65 PA / ABS Light Grey RAL 7035	248	50.5	28
PVP403			SPV403		259		61.5	39	
DC 4P		PVP404	SPV404	B	270		72.5	50	
Twin Array DC 2x 2P		PVP402 ^{*1}	SPV402 ^{*1}		270		72.5	50	

ANEXO IX

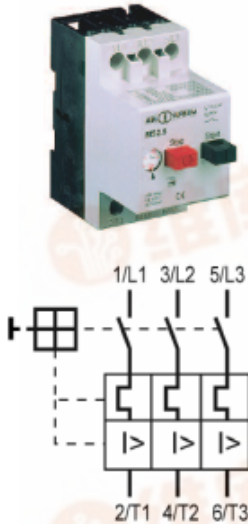
Guardamotores MS

[查询MS063供应商](#)

[推多邦 - 专业PCB打样工厂, 24小时加急出货](#)

Con protección contra sobrecarga y cortocircuito, sensibilidad al fallo de fase de acuerdo a IEC 947-4-1, DIN VDE 0660 Part 102

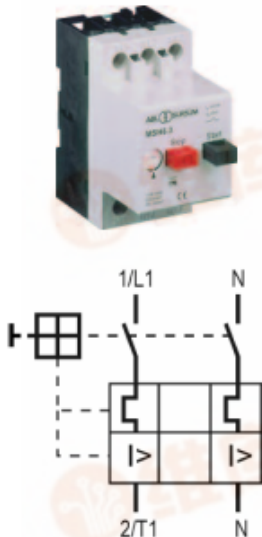
Debido a su alta capacidad de ruptura con alta limitación de corriente, los guardamotores MS suministran una óptima protección para motores eléctricos, así como a otras aplicaciones hasta 25 amperes. Están equipados con un dispositivo de sensibilidad al fallo de fase, aislamiento y principalmente funciones de switch, 13 rangos de corriente nominal cubren de 0.1 hasta 25 amperes. Se puede obtener hasta 100kA, de ruptura si se usan con Limitadores de corriente cat. SBMS32. Los guardamotores MS son automáticamente compensados contra las variaciones de la temperatura ambiente; el funcionamiento del disparador de corriente en cortocircuito es 12 x I_n. Los guardamotores MS están de conformidad con IEC 947.



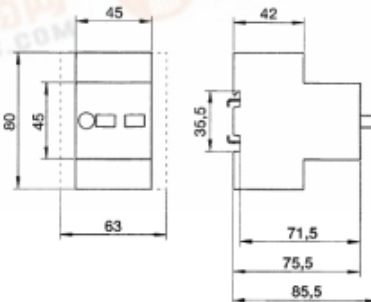
Max. Poder de operación (kW/CA-3)				Ajuste de los disparadores térmicos (A)	Ajuste instantáneo (A)	Código	Peso g/pza.	Pzas X Emp.
220V KW	220V HP	440V KW	440V HP					
-	-	-	-	0.1 - 0.16	1.92	MS016	250	1
0.04	0.06	-	-	0.16 - 0.25	3	MS025	250	1
0.06	0.12	-	-	0.25 - 0.4	4.8	MS04	250	1
0.08	0.18	-	-	0.4 - 0.63	7.6	MS063	250	1
0.18	0.25	-	1/2	0.63 - 1	12	MS1	250	1
0.35	0.55	-	3/4	1 - 1.6	19.2	MS1.6	250	1
0.5	1.1	1/2	1	1.6 - 2.5	30	MS2.5	250	1
1	1.5	3/4	2	2.5 - 4	48	MS4	250	1
1.3	3	1 1/2	3	4 - 6.3	75.6	MS6.3	250	1
2.5	4	2	5	6.3 - 10	120	MS10	250	1
4	9	3	10	10 - 16	192	MS16	250	1
5	1	5	15	16 - 20	240	MS20	250	1
7	12.5	5	15	20 - 25	300	MS25	250	1

Guardamotores para motores monofásicos

Con protección contra sobrecarga y cortocircuito de acuerdo a IEC 947-4-1, DIN VDE 0660 Parte 102 con ó sin contacto auxiliar integrado.



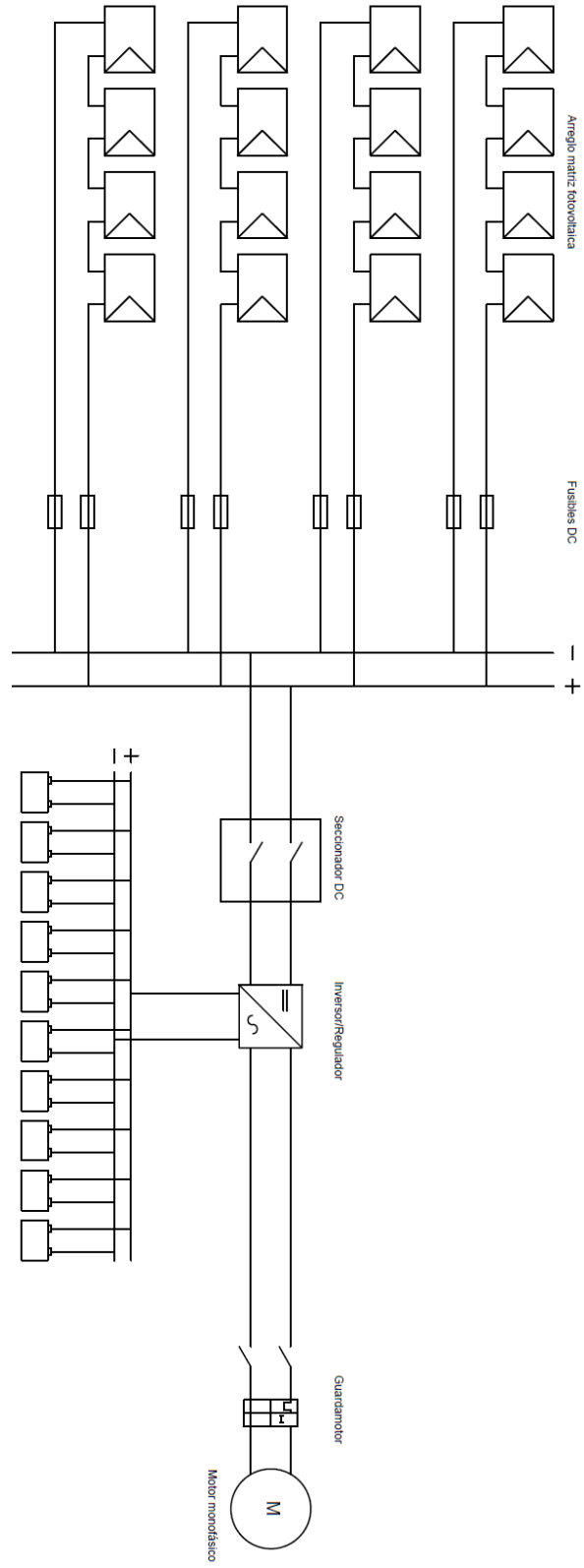
Max. Poder de operación (kW/CA-3)				Ajuste de los disparadores térmicos (A)	Ajuste instantáneo (A)	Artículo sin	Artículo con
127V KW	127V HP	220V KW	220V HP			contacto auxiliar	contacto auxiliar
						Código	Código
-	-	0.08	-	0.63 - 1	12	MSW1	MSH1
-	-	0.1	-	1 - 1.6	19.2	MSW1.6	MSH1.6
0.1	-	0.16	1/6	1.6 - 2.5	30	MSW2.5	MSH2.5
0.14	-	0.33	1/4	2.5 - 4	48	MSW4	MSH4
0.27	1/2-1/4	0.5	1/3-1/2	4 - 6.3	75.6	MSW6.3	MSH6.3
0.56	1/3-1/2	1.5	3/4-1	6.3 - 10	120	MSW10	MSH10
1.1	3/4-1	2	1 1/2-2	10 - 16	192	MSW16	MSH16
1.65	1 1/2	3	3	16 - 20	240	MSW20	MSH20



Nota: Todas las dimensiones se muestran en milímetros, para convertir a pulgadas, dividir entre 25.4



ANEXO X





PVsyst - Simulation report

Standalone system

Project: Ejemplo1

Variant: Final

Standalone system with batteries

System power: 4800 Wp

Machala - Ecuador

| Author



Project: Ejemplo1

Variant: Final

PVsyst V7.4.0

VC6, Simulation date:
28/07/23 21:52
with v7.4.0

Project summary

Geographical Site Machala Ecuador	Situation Latitude -3.26 °S Longitude -79.96 °W Altitude 0 m Time zone UTC-5	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Machala Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

System summary

Standalone system	Standalone system with batteries		
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 10 / 0 °	User's needs Daily profile Constant over the year Average 17.9 kWh/Day		
System information PV Array	Battery pack Technology Nb. of units Voltage Capacity	Lithium-ion, LFP 10 units 48 V 1000 Ah	
Nb. of modules Pnom total	16 units 4800 Wp		

Results summary

Useful energy from solar 6501.23 kWh/year	Specific production 1354 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 67.92 %
Missing Energy 33.73 kWh/year	Available solar energy 7885.25 kWh/year	Solar Fraction SF 99.48 %
Excess (unused) 1143.88 kWh/year		

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Detailed User's needs	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Cost of the system	9
Financial analysis	10



Project: Ejemplo1

Variant: Final

PVsyst V7.4.0

VC6, Simulation date:
29/07/23 21:52
with v7.4.0

General parameters

Standalone system

PV Field Orientation

Orientation
Fixed plane
Tilt/Azimuth 10 / 0 °

Standalone system with batteries

Sheds configuration
No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Daily profile
Constant over the year
Average 17.9 kWh/Day

Hourly load	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.24	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	2.24	2.24	2.24	0.00	0.00	0.00	0.00	2.24	2.24	2.24	2.24	0.00	kW

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model AS-M606-300
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 300 Wp
Number of PV modules 16 units
Nominal (STC) 4800 Wp
Modules 4 Strings x 4 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 4336 Wp
U mpp 118 V
I mpp 37 A

Controller

Manufacturer Generic
Model SmartSolar MPPT 250/85 48V
Technology MPPT converter
Temp coeff. -2.7 mV/°C/Elem.

Converter

Maxi and EURO efficiencies 99.0 / 97.0 %

Total PV power

Nominal (STC) 4.80 kWp
Total 16 modules
Module area 26.0 m²

Battery

Manufacturer Generic
Model ZXDC48 FB100B3
Technology Lithium-ion, LFP
Nb. of units 10 in parallel
Discharging min. SOC 20.0 %
Stored energy 39.8 kWh

Battery Pack Characteristics

Voltage 48 V
Nominal Capacity 1000 Ah (C10)
Temperature External ambient temperature

Battery Management control

Threshold commands as Battery voltage
Charging 50.3 / 49.5 V
Discharging 48.0 / 49.0 V

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 53 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Series Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %



PVsyst V7.4.0

VC6, Simulation date:
28/07/23 21:52
with v7.4.0

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.4.0
VC6, Simulation date:
28/07/23 21:52
with v7.4.0

Project: Ejemplo1

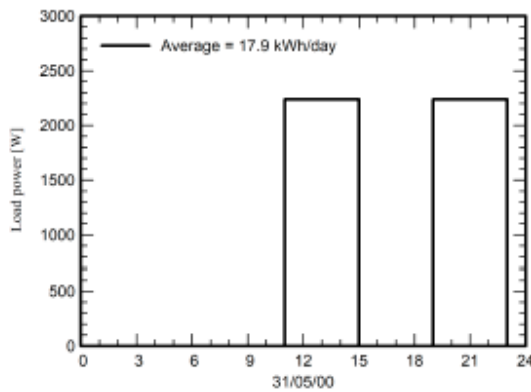
Variant: Final

Detailed User's needs

Daily profile, Constant over the year, average = 17.9 kWh/day

Hourly load	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.24	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	2.24	2.24	2.24	0.00	0.00	0.00	0.00	2.24	2.24	2.24	2.24	0.00	kW

Daily profile





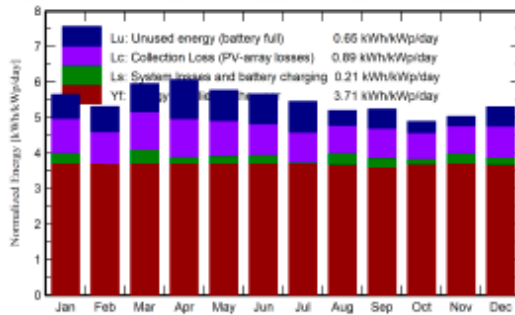
Main results

System Production			
Useful energy from solar	6501.23 kWh/year	Perf. Ratio PR	67.92 %
Available solar energy	7865.25 kWh/year	Solar Fraction SF	99.48 %
Excess (unused)	1143.88 kWh/year		
Loss of Load		Battery aging (State of Wear)	
Time Fraction	0.9 %	Cycles SOW	96.6 %
Missing Energy	33.73 kWh/year	Static SOW	92.8 %
		Battery lifetime	13.9 years

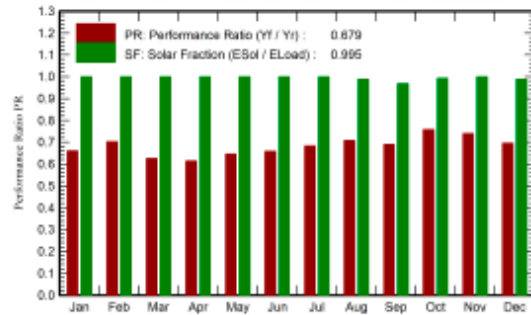
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	22.679.00 USD	Annuities	0.00 USD/yr	Energy cost	0.30 USD/kWh
Specific	4.72 USD/Wp	Run. costs	1.982.54 USD/yr		
		Payback period	Unprofitable		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR

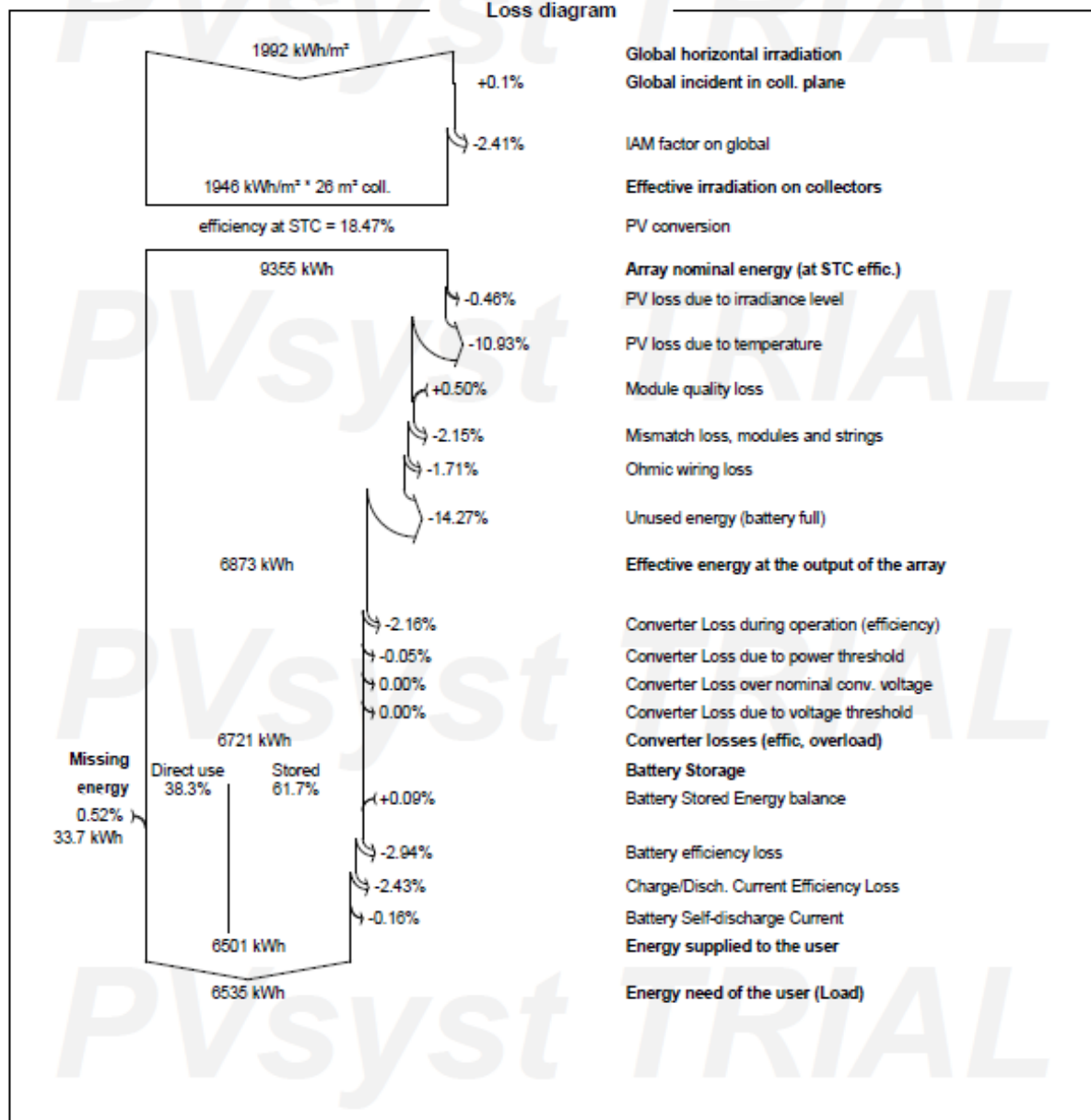


Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUunused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	188.0	170.0	683.8	99.0	0.00	555.0	555.0	1.000
February	154.9	144.8	581.0	93.3	0.00	501.3	501.3	1.000
March	185.5	180.7	716.7	117.1	0.00	555.0	555.0	1.000
April	176.1	178.4	708.2	157.2	0.00	537.1	537.1	1.000
May	167.7	175.3	702.0	127.7	0.00	555.0	555.0	1.000
June	157.2	166.3	680.0	119.8	0.00	537.1	537.1	1.000
July	158.0	165.5	675.9	128.6	0.00	555.0	555.0	1.000
August	155.1	157.8	645.2	61.4	6.41	548.6	555.0	0.988
September	156.6	153.7	623.0	77.8	16.67	520.4	537.1	0.969
October	155.7	147.7	603.8	45.4	4.12	550.9	555.0	0.993
November	159.9	146.6	600.8	37.9	0.00	537.1	537.1	1.000
December	177.2	159.4	644.9	78.6	6.52	548.5	555.0	0.988
Year	1991.9	1946.2	7865.2	1143.9	33.73	6501.2	6535.0	0.995

Legends

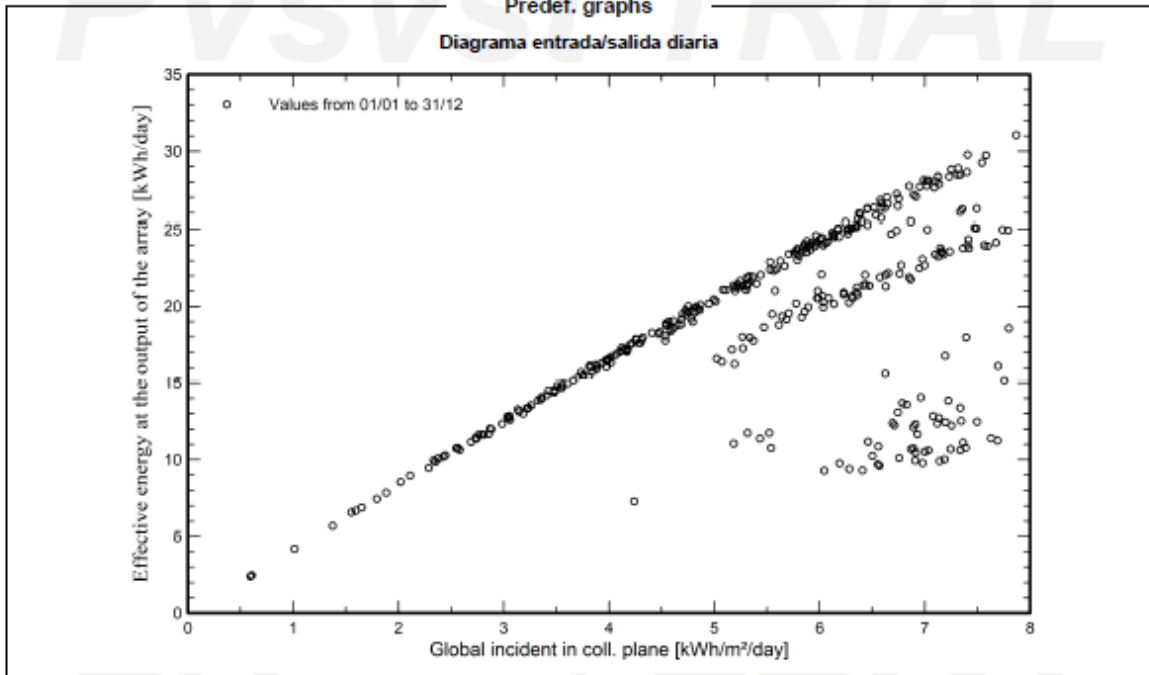
GlobHor	Global horizontal irradiation	E_User	Energy supplied to the user
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Load	Energy need of the user (Load)
E_Avail	Available Solar Energy	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)
EUunused	Unused energy (battery full)		
E_Miss	Missing energy		





Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria





PVsyst V7.4.0

VC6, Simulation date:
28/07/23 21:52
with v7.4.0

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost USD	Total USD
PV modules			
AS-M606-300	16	272.00	4.352.00
Batteries	10	1.495.00	14.950.00
Controllers			664.00
Other components			
Accessories, fasteners	1	378.00	378.00
Wiring	1	50.00	50.00
Installation			
Settings	1	2.285.00	2.285.00
		Total	22.679.00
		Depreciable asset	20.344.00

Operating costs

Item	Total USD/year
Maintenance	
Salaries	907.00
Provision for battery replacement	1.075.54
Total (OPEX)	1.982.54

System summary

Total installation cost	22.679.00 USD
Operating costs	1.982.54 USD/year
Excess energy (battery full)	1144 kWh/year
Used solar energy	6501 kWh/year
Used energy cost	0.608 USD/kWh



PVsyst V7.4.0

VC8, Simulation date:
28/07/23 21:52
with v7.4.0

Financial analysis

Simulation period

Project lifetime 25 years Start year 2024

Income variation over time

Inflation 0.00 %/year
Production variation (aging) 0.00 %/year
Discount rate 7.13 %/year

Depreciable assets

Asset	Depreciation method	Depreciation period (years)	Salvage value (USD)	Depreciable (USD)
PV modules				
AS-M806-300	Straight-line	25	0.00	4.352.00
Batteries	Straight-line	25	0.00	14.950.00
Controllers	Straight-line	25	0.00	664.00
Accessories, fasteners	Straight-line	20	0.00	378.00
		Total	0.00	20.344.00

Financing

Own funds 22.679.00 USD

Self-consumption

Consumption tariff 0.5974 USD/kWh
Tariff evolution 0.0 %/year

Return on investment

Payback period Unprofitable
Net present value (NPV) -779.19 USD
Internal rate of return (IRR) 0.00 %
Return on investment (ROI) -3.4 %



PVsyst V7.4.0
VC6, Simulation date:
28/07/23 21:52
with v7.4.0

Project: Ejemplo1

Variant: Final

Financial analysis

Detailed economic results (USD)

Year	Own funds	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
0	22.679	0	0	-22.679	0.0%
1	0	1.983	3.884	-20.904	7.8%
2	0	1.983	3.884	-19.248	15.1%
3	0	1.983	3.884	-17.701	21.9%
4	0	1.983	3.884	-16.258	28.3%
5	0	1.983	3.884	-14.910	34.3%
6	0	1.983	3.884	-13.653	39.8%
7	0	1.983	3.884	-12.479	45.0%
8	0	1.983	3.884	-11.383	49.8%
9	0	1.983	3.884	-10.360	54.3%
10	0	1.983	3.884	-9.405	58.5%
11	0	1.983	3.884	-8.514	62.5%
12	0	1.983	3.884	-7.682	66.1%
13	0	1.983	3.884	-6.905	69.6%
14	0	1.983	3.884	-6.180	72.7%
15	0	1.983	3.884	-5.503	75.7%
16	0	1.983	3.884	-4.872	78.5%
17	0	1.983	3.884	-4.282	81.1%
18	0	1.983	3.884	-3.732	83.5%
19	0	1.983	3.884	-3.218	85.8%
20	0	1.983	3.884	-2.739	87.9%
21	0	1.983	3.884	-2.291	89.9%
22	0	1.983	3.884	-1.873	91.7%
23	0	1.983	3.884	-1.483	93.5%
24	0	1.983	3.884	-1.119	95.1%
25	0	1.983	3.884	-779	96.6%
Total	22.679	49.564	97.096	-779	96.6%



PVsyst V7.4.0
VC6, Simulation date:
28/07/23 21:52
with v7.4.0

Project: Ejemplo1

Variant: Final

