

**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TEMA

Diseño de un Sistema Energético Híbrido Solar-Eólico en Viviendas del
Sector de Olón-Olonche

AUTOR

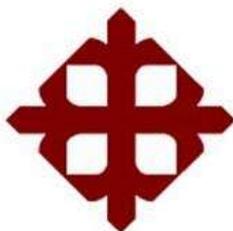
Juan Pablo Chacón Becerra

Trabajo de Titulación previo a la obtención del Grado Académico de
**MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA
ENERGÉTICA.**

TUTOR

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, M.sc.

Guayaquil, 15 de junio del 2023



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
SISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por **Juan Pablo Chacón Becerra** como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**.

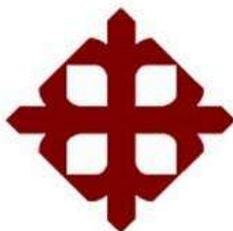
TUTOR

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, M.sc.

DIRECTOR DEL PROGRAMA

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, M.sc.

Guayaquil, 15 de junio del 2023



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
SISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Juan Pablo Chacón Becerra

DECLARO QUE:

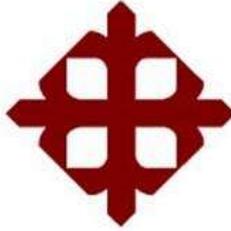
El trabajo de titulación “**Diseño de un Sistema Energético Híbrido Solar-Eólico en Viviendas del Sector de Olón-Olonche**”, previa a la obtención del grado Académico de Magíster, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del trabajo de titulación del Grado Académico en mención.

Guayaquil, 15 de junio del 2023

EL AUTOR

Ing. Chacón Becerra, Juan Pablo



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

AUTORIZACIÓN

Yo, Juan Pablo Chacón Becerra

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del trabajo de titulación de Maestría titulado: **“Diseño de un Sistema Energético Híbrido Solar-Eólico en Viviendas del Sector de Olón-Olonche”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 15 días del mes de junio del año 2023

EL AUTOR

Ing. Chacón Becerra, Juan Pablo

INFORME DE URKUND

Document Information

| | |
|-------------------|---------------------------------------|
| Analyzed document | Trabajo Titulación.docx (D158363101) |
| Submitted | 2023-02-10 17:32:00 |
| Submitted by | |
| Submitter email | maestria.electricidad@cu.ucsg.edu.ec |
| Similarity | 4% |
| Analysis address | efrain.velez.ucsg@analysis.orkund.com |

Sources included in the report

| | | |
|-----------|---|--|
| W | URL: https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/8701/1/Analisis_implementacion_energias_alternat... Fetched: 2023-01-10 18:14:04 |  1 |
| SA | Universidad Católica de Santiago de Guayaquil / UCSG-JORGE ANDRADE - TESIS-14-12-2022-terminada-verificada GMMM.docx Document UCSG-JORGE ANDRADE - TESIS-14-12-2022-terminada-verificada GMMM.docx (D154178487) Submitted by: efrain.velez@cu.ucsg.edu.ec Receiver: efrain.velez.ucsg@analysis.orkund.com |  1 |

Entire Document

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL SISTEMA DE POSGRADO MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA
TEMA: Diseño de un Sistema Energético Híbrido Solar-Eólico en Viviendas del Sector de Olón-Olonche

<https://secure.orkund.com/view/151195362-280884-228406#detailsFulltext>

1/26

Reporte Urkund del Trabajo de Titulación denominado “**Diseño de un Sistema Energético Híbrido Solar-Eólico en Viviendas del Sector de Olón-Olonche**” del Ingeniero Chacón Becerra Juan Pablo. Una vez efectuado el análisis anti plagio el resultado indica 4% de coincidencia.



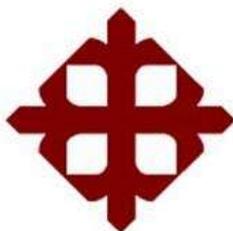
Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, MSc
Tutor

Dedicatoria

Le dedico este trabajo a mi familia, a mi padre y a mi madre por el apoyo que me han dado durante el transcurso de mi vida profesional, a mi hermano y hermana por siempre brindarme ayuda y consejo cuando lo he necesitado y por último a mis mascotas por brindarme compañía durante estos últimos años difíciles.

Agradecimientos

Le agradezco a mis padres y hermanos por el apoyo emocional y económico durante la duración de esta maestría, que gracias a ellos pude dedicarme a la realización de esta investigación y permitirme el poder salir adelante en esta vida. También quiero agradecer a los profesores que impartieron su conocimiento durante la maestría, en especial al Ing. Bohórquez por toda su ayuda en mi búsqueda por un mayor conocimiento.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. 

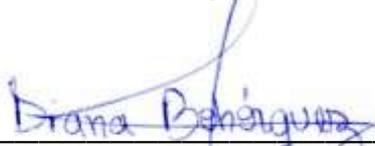
Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, M.Sc.

TUTOR

f. 

MSc. Gustavo Mazzini Muñoz

REVISOR

f. 

MSc. Diana Bohórquez Heras

REVISOR

f. 

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar, M.Sc.

DIRECTOR DEL PROGRAMA

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|-------------|
| ÍNDICE GENERAL | IX |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | XI |
| ÍNDICE DE TABLAS | XII |
| RESUMEN..... | XIII |
| ABSTRACT | XIV |
| CAPÍTULO 1 | 1 |
| Aspectos Generales | 1 |
| 1.1. Introducción | 1 |
| 1.2. Antecedentes y Justificación..... | 1 |
| 1.3. Planteamiento del Problema | 2 |
| 1.4. Objetivos..... | 2 |
| 1.4.1. Objetivo General..... | 2 |
| 1.4.2. Objetivos Específicos | 2 |
| 1.5. Hipótesis..... | 2 |
| 1.6. Variables..... | 3 |
| Variables Dependientes: | 3 |
| Variables Independientes: | 3 |
| 1.7. Metodología..... | 3 |
| CAPÍTULO 2 | 4 |
| Marco Teórico | 4 |
| 2.1. Energías Renovables | 4 |
| 2.1.1. Energía Solar | 4 |
| 2.1.1.1. Sistemas Solares Fotovoltaicos | 5 |
| 2.1.1.1.1. Diseño de un sistema fotovoltaico..... | 5 |
| 2.1.1.2. Sistemas Solares Térmicos..... | 6 |
| 2.1.1.2.1. Captadores Térmicos..... | 6 |
| 2.1.2 Energía Eólica..... | 7 |
| 2.1.2.1 Tipos de Sistemas Eólicos | 7 |
| 2.2. Sistemas Híbridos | 8 |
| 2.3. Acumuladores de energía o Baterías..... | 9 |
| 2.3.1 Tipos de baterías..... | 9 |
| 2.4. Marco legal..... | 9 |
| CAPITULO 3 | 12 |

| | |
|--|-----------|
| Desarrollo y Cálculos | 12 |
| 3.1. Descripción de la vivienda | 12 |
| 3.2. Consumo Energético de la vivienda | 13 |
| 3.3. Sistema Eólico | 15 |
| 3.3.1 Recolección de datos | 15 |
| 3.3.2 Calculo de generación | 18 |
| 3.4. Sistema Fotovoltaico | 19 |
| 3.4.1 Recolección de datos | 19 |
| 3.4.2 Calculo de generación | 21 |
| 3.5. Diseño Híbrido | 24 |
| 3.5.1 Calculo de inversor | 24 |
| 3.5.2 Calculo de protecciones | 24 |
| 3.5.2 Calculo de Baterías | 25 |
| CAPITULO 4 | 27 |
| Resultados | 27 |
| 4.1. Diseño eléctrico | 27 |
| 4.2. Simulación | 29 |
| 4.2.1 Array de paneles fotovoltaicos | 29 |
| 4.2.2 Baterías | 30 |
| 4.2.3 Sombras | 31 |
| 4.2.4 Generación energética | 33 |
| 4.3. Análisis económico | 36 |
| CONCLUSIONES | 39 |
| RECOMENDACIONES | 41 |
| GLOSARIO DE TÉRMINOS | 42 |
| BIBLIOGRAFÍA | 43 |
| ANEXOS | 45 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 Ejemplo de un sistema fotovoltaico de una casa. | 6 |
| Figura 2 Esquema de un sistema híbrido. | 8 |
| Figura 3 Hacienda Olonche. | 12 |
| Figura 4 Plano de vivienda. | 13 |
| Figura 5 Consumo de electricidad por áreas. | 14 |
| Figura 6 Velocidad media del viento en zona de Olón. | 15 |
| Figura 7 Densidad de potencia promedio. | 15 |
| Figura 8 Velocidad de viento promedio. | 16 |
| Figura 9 Rosa de frecuencia de vientos. | 16 |
| Figura 10 Rosa de potencia de vientos. | 17 |
| Figura 11 Rosa de velocidad de vientos. | 17 |
| Figura 12 Direccionamiento y ubicación del Aerogenerador con respecto a la vivienda. | 18 |
| Figura 13 Mapa de la ubicación en la aplicación web PVGIS. | 19 |
| Figura 14 Aplicación web PVGIS. | 20 |
| Figura 15 Posibles ubicaciones de los paneles fotovoltaicos. | 23 |
| Figura 16 Esquema del sistema híbrido. | 27 |
| Figura 17 Diagrama unifilar. | 28 |
| Figura 18 Diseño de array con paneles de 210 W. | 29 |
| Figura 19 Diseño de array con paneles de 380 W. | 29 |
| Figura 20 Diseño de array con paneles de 395 W. | 29 |
| Figura 21 Diseño de array con paneles de 530 W. | 30 |
| Figura 22 Selección de baterías en PVSYST. | 30 |
| Figura 23 Modelo 3D para sombras de la vivienda. | 31 |
| Figura 24 Diagrama de sombras. | 32 |
| Figura 25 Energía del sistema en un día con alta irradiancia. | 35 |
| Figura 26 Energía del sistema en un día con baja irradiancia. | 35 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1 Consumo de energía estimada de la vivienda. | 14 |
| Tabla 2 Frecuencia de vientos..... | 16 |
| Tabla 3 Potencia de vientos. | 17 |
| Tabla 4 Velocidad de vientos..... | 17 |
| Tabla 5 Irradiación global mensual. | 20 |
| Tabla 6 Irradiancia media diaria..... | 21 |
| Tabla 7 Dimensionado de controlador solar | 25 |
| Tabla 8 Tabla de factor de sombras en el horizonte. | 32 |
| Tabla 9 Balance de energía sin baterías. | 33 |
| Tabla 10 Balance de energía con baterías de back-up..... | 34 |
| Tabla 11 Costo mensual en dólares del diseño híbrido. | 36 |

RESUMEN

El presente trabajo de maestría busca demostrar el gran potencial energético en tecnología renovable que existe en la región de Olón – Olonche, al diseñar y analizar sistemas híbridos que cumplan con la demanda energética local, aumentando la autosuficiencia de la zona para evitar inconveniencias causadas por insuficiencias existentes en la red general en la zona. Se hace uso de la metodología experimental cuantitativa mediante el cálculo de generación de los equipos, junto con los cálculos necesarios para la determinación de seguridades necesarias. El diseño que se realizó toma en cuenta el potencial eólico y solar de la zona para determinar que equipos son más eficientes en esta zona, y que equipos son necesarios si se desea cubrir la demanda de una vivienda, se diseñan las conexiones y seguridades necesarias para la implementación de un sistema híbrido junto con una simulación en el programa PVSyst para la comprobación de su funcionamiento. También se realizó un análisis económico que nos da la factibilidad de proyectos similares en la zona junto con el ahorro que los usuarios podrán observar en su planilla mensual.

PALABRAS CLAVE: SISTEMA ENERGÉTICO HÍBRIDO, SISTEMA FOTOVOLTAICO, SISTEMA EÓLICO, AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA.

ABSTRACT

This master's work seeks to demonstrate the great energy potential in renewable technology that exists in the Olón - Olonche region, by designing and analyzing hybrid systems that meet local energy demand, increasing the self-sufficiency of the area to avoid inconveniences caused by insufficiencies. existing in the general network in the area. The methodology used is of the experimental quantitative type and its responsible of calculating the generation capacity of the equipment, together with the necessary calculations for the determination of the electrical safeties. The design that was carried out considers the wind and solar potential of the area to determine what equipment is more efficient in this area, and what is necessary if you want to cover the demand for a home, along with the necessary connections and safeties needed for the implementation of a hybrid system, along with a simulation of the system on PVSyst to check it functions as hoped. An economic analysis was also carried out that gives us the feasibility of similar projects in the area together with the savings that users will be able to observe in their monthly payroll.

KEYWORDS: HYBRID POWER SYSTEMS, PHOTOVOLTAIC SYSTEMS, WIND POWER SYSTEMS, ENERGY SELF-SUFFICIENCY.

CAPÍTULO 1

Aspectos Generales

1.1. Introducción

En la actualidad existe la necesidad de expandir la implementación de sistemas que utilicen fuentes de energías alternativas para reducir la dependencia de la sociedad en métodos que contaminan, deterioran y destruyen la naturaleza. Debido a esto, se busca promover la utilización de tecnologías como los sistemas solares y eólicos.

En Ecuador, aunque tenemos el beneficio de zonas donde la radiación solar es apta para su utilización, no existen muchos proyectos que aprovechen este recurso natural del país. Debido a esto y a que existen comunidades con deficiencias energéticas pronunciadas, se busca desarrollar un proyecto que haga uso de este recurso ignorado para solucionar problemas actuales y beneficie comunidades en la zona costera del país.

1.2. Antecedentes y Justificación

En el sector de Olón existen pequeñas comunidades que, aunque sí tienen acceso a la red energética, la calidad de esta deja mucho que desear, lo cual causa problemas en equipos del hogar. Esto junto con la falta de iluminación en ciertos sectores presentan necesidades de la población que requieren ser cumplidas.

Mediante la implementación de fuentes energéticas alternativas, como lo son los sistemas solares y eólicos, se busca solucionar problemas que plagan estas comunidades mediante el alcance de un nivel de auto sostenibilidad que permita mejorar su estilo de vida sin incrementar sus gastos monetarios significativamente, también se busca comprobar la factibilidad de estos sistemas en la zona para su posible expansión a más localidades o diferentes usos como su instalación en luminarias.

1.3. Planteamiento del Problema

En el sector de Olón-Olonche existen problemas de calidad de la red energética, casos de mal funcionamiento y daños a equipos, para evitar estos problemas y solucionar malestares de los moradores, se busca reducir dependencia a la red pública mediante métodos de abastecimiento energético alternativos como los sistemas solares-eólicos híbridos para lograr una auto sostenibilidad, y no depender de la red general.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

- Diseñar un Sistema Energético Híbrido Solar-Eólico por Medio del Análisis de Consumo Energético para Viviendas del Sector de Olón - Olonche

1.4.2. Objetivos Específicos

- Realizar un análisis del potencial energético (solar y eólico) del sector.
- Calcular la carga necesaria para proveer energía a todos los equipos de la vivienda.
- Realizar el diseño de la conexión híbrida y la conexión a la red pública.
- Contrastar costos entre una conexión híbrida y la conexión a la red pública para determinar la viabilidad económica del proyecto.

1.5. Hipótesis

La implementación de un sistema energético híbrido solar-eólico cubrirá las necesidades eléctricas de viviendas en el sector Olón-Olonche y eliminará los problemas energéticos actuales.

1.6. Variables

Variables Dependientes:

- Sistema híbrido solar-eólico
- Calidad de energía

Variables Independientes:

- Radiación solar
- Velocidad del viento
- Consumo energético de la vivienda

1.7. Metodología

Se plantea que sería una investigación de tipo experimental cuantitativa ya que se planea calcular y comparar costos del diseño con lo ya existente, mediante el cálculo de carga y consumo de energía eléctrica, así como costos de instalación y mantenimiento. Se hará uso de métodos exploratorios al revisar el estado de la tecnología solar y eólica, junto con el hipotético deductivo ya que se formula una hipótesis sobre este tipo de diseño y sus beneficios de carácter económico y ambiental, también se hará enfoque en métodos empíricos por la medición de variables para realizar los cálculos de eficiencia, junto con análisis a los resultados obtenidos para formular planes de expansión de esta investigación a otras comunidades con el fin de lograr mayor sostenibilidad de la red energética.

CAPÍTULO 2

Marco Teórico

2.1. Energías Renovables

Las energías renovables son aquellas que obtienen medios naturales y no son finitas, es decir que a diferencia de la obtenida por gases o derivados de petróleo cuya cantidad se va agotando, esta es inagotable. Estas presentan un sin número de beneficios ya sea en el ámbito ambiental mediante la disminución de contaminación que causa la explotación de derivados de petróleo y el daño a los ecosistemas que se puede observar al realizar la extracción de este. También se ven beneficios económicos gracias a que el uso de energías renovables evita la importación de combustibles ya procesados y este tipo de energía presenta un mayor nivel de seguridad y eficiencia en su producción. **(Viloria, 2013)**

Los tipos de energías renovables más conocidos son:

- Solar
- Eólica
- Hidroeléctrica
- Biomasa
- Geotérmica
- Undimotriz

2.1.1. Energía Solar

Mediante este tipo de energía se convierte la radiación solar en energía eléctrica, esto se logra mediante de sistemas fotovoltaicos o térmicos, los cuales admiten radiación directa y difusa, la energía que producen es almacenada en acumuladores para su uso a todas horas del día. Su gran variedad de tamaños permite innumerables cantidades de usos y fácil adaptación en cualquier tipo de estructura lo cual da paso a el hecho de que son de uso común mundialmente. **(Arencibia-Carballo, 2016)**

2.1.1.1. Sistemas Solares Fotovoltaicos

Son sistemas que generan energía eléctrica mediante el aprovechamiento del efecto fotoeléctrico dentro de los módulos fotovoltaicos. Estos módulos están compuestos por células fotovoltaicas formadas por silicio, y dependiendo de sus métodos de cristalización son denominadas monocristalinos o policristalinos, cada uno con sus respectivas ventajas y desventajas. **(Aparicio, 2006)**

Normalmente se utiliza un panel solar fotovoltaico para la generación de energía la cual dependiendo del tipo de sistema instalado pasa por un controlador para la regulación de corriente y voltaje antes de dar electricidad a la vivienda. También se utiliza sistemas de baterías para su almacenamiento y uso en momentos de baja radiación solar.

2.1.1.1.1. Diseño de un sistema fotovoltaico

Para determinar la instalación de un sistema fotovoltaico, se inicia por un cálculo de carga necesario para poder avanzar a la selección de equipos, los cuales necesariamente son los siguientes:

- Panel fotovoltaico: la parte principal encargada la conversión de energía solar a energía eléctrica, se selecciona en base a la potencia y características ambientales de la zona, ya que se debe determinar no solo su cantidad sino su tipo y colocación para obtener los mejores resultados.
- Regulador de carga: la energía recibida de los paneles puede causar problemas en momentos pico por lo que se recomienda un equipo regulador MPPT escogido teniendo en cuenta la potencia de los paneles y la carga diaria esperada.
- Inversor: es un equipo encargado de la conversión de la electricidad provista por el panel de DC a AC, existen equipos de marcas como la Fronius que ya están diseñados para sistemas híbridos y solo se escogen en base a la carga.
- Batería: esta es necesaria si se requiere almacenar energía, no es indispensable si también se encuentra conectado a la red para cubrir deficiencias. **(Hermoso Espí, 2017)**

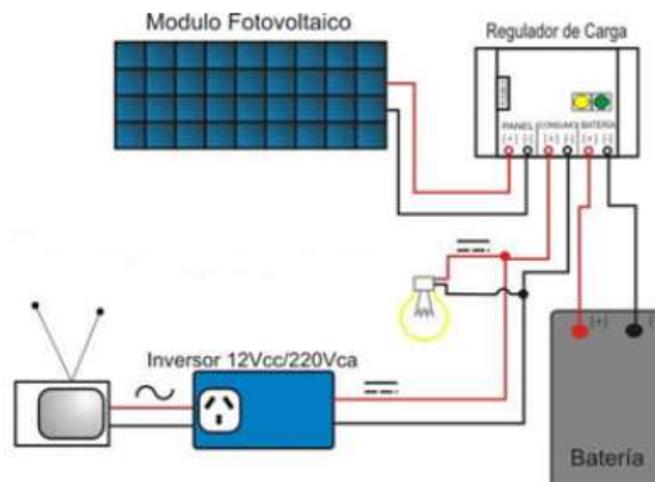


Figura 1 Ejemplo de un sistema fotovoltaico de una casa.
Fuente: (Salamanca-Avila, 2017)

2.1.1.2. Sistemas Solares Térmicos

Los sistemas solares térmicos están compuestos por equipos capaces de captar la radiación del sol, convertirla en energía térmica para ser transferida a un fluido el cual funcionara como acumulador de esta, o para utilizarla en diferentes usos. Normalmente estos sistemas están compuestos por captadores e intercambiadores de calor que mantienen la energía en un fluido y requieren de diferentes elementos de control y regulación para ser utilizado. Sus usos más comunes son la calefacción. **(Martínez Gil, 2017)**

Así mismo que los fotovoltaicos, sus diseños requieren de algún tipo de almacenamiento para cubrir momentos de deficiencia solar, que puede ser dado de forma de baterías para almacenar energía eléctrica o de tanques subterráneos para almacenar líquido cargado caloríficamente para su uso.

2.1.1.2.1. Captadores Térmicos

Los colectores solares son sistemas que transforman la radiación solar en calor para su uso, para la energía solar térmica normalmente se utilizan los colectores planos. El cual está compuesto por:

- Cubierta exterior: es de vidrio o plástico y trata de evitar pérdidas por convección hacia el exterior por su superficie de apertura.

- Cubierta transparente: busca asegurar la estanqueidad del colector al agua y al aire, mejora el rendimiento mediante el efecto invernadero que produce.
- Cubierta interna: no todos la utilizan, es de vidrio o plástico y crea una capa de aire entre esta y la cubierta exterior para reducir aún más las pérdidas.
- Placa absorbente: pintada de forma que absorba al espectro solar y reduzca las reflexiones.
- Caja de colectores: es en sí la carcasa del equipo.
- Aislamiento: son láminas de material aislante que cubren las paredes y la parte posterior del colector. **(Alvarado et al., 2012)**

2.1.2 Energía Eólica

Las masas de aire en movimiento entre las áreas de alta presión hacia áreas de baja presión dentro de las capas de la atmósfera representan una gran cantidad de potencial energético a nuestro alcance. La cantidad de energía presente justifica el gran trabajo que puede conllevar el aprovechamiento de este para producir energía útil.

Considerando el viento como recurso energético, se puede observar su gran disponibilidad en diferentes locaciones, su variación dependiendo de la ubicación geográfica y los efectos climatológicos que pueden afectar su potencia. **(Mur Amada, s/f)**

2.1.2.1 Tipos de Sistemas Eólicos

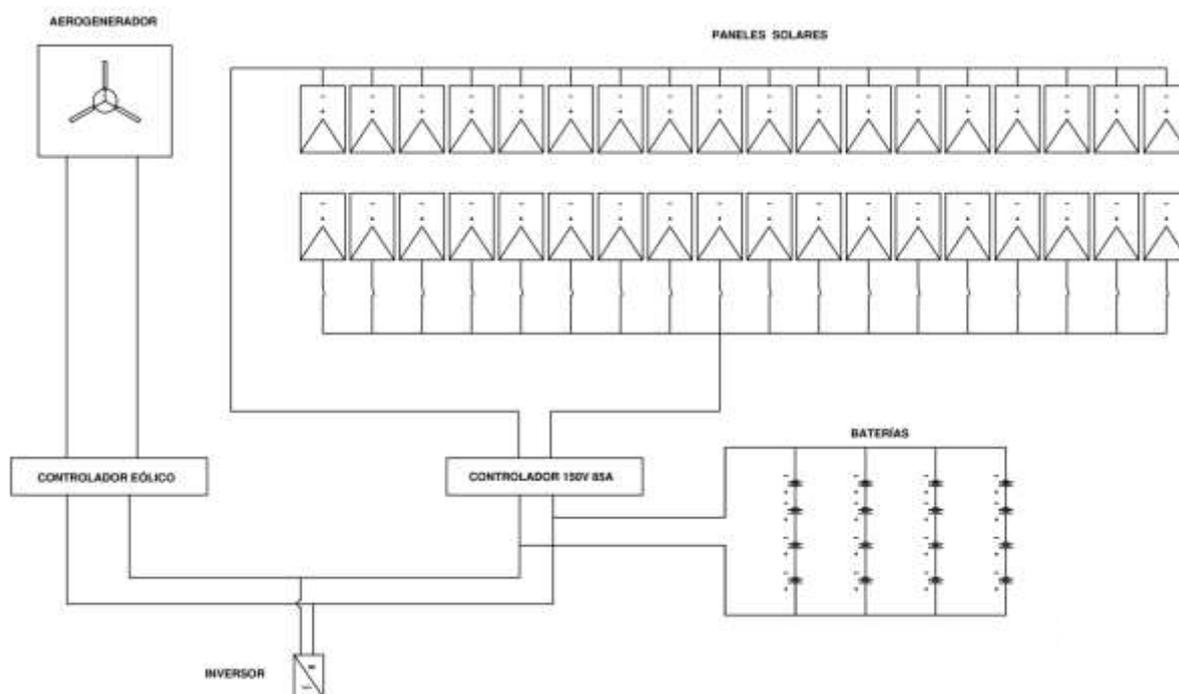
Para la generación de energía eléctrica se utilizan aerogeneradores que hacen uso de equipos que transformen la energía cinética del viento en energía eléctrica. Un aerogenerador de viento es un arreglo de palas o aspas con cierto ángulo con respecto a la dirección del viento que al ser golpeados por este empiezan a rotar y transforman la energía cinética en energía rotatoria, la cual puede ser utilizada para una variedad de cosas. Para lograr esto se consideran diferentes tipos de aerogeneradores:

- **Según el eje de giro:** esto pueden ser de eje horizontal donde son paralelos al viento o de eje vertical donde están perpendicular al viento.

- **Según la orientación respecto al viento:** pueden ser a barlovento donde reciben el viento de frente las palas, o a sotavento donde reciben el viento por la parte trasera del aerogenerador.
- **Según el número de palas:** pueden ser monopala, bipala, tripala o multipala.
- **Según la velocidad del rotor:** de velocidad constante, variable, semivariable o de 2 velocidades. **(Sandoval Sánchez et al., 2017)**

2.2. Sistemas Híbridos

Un sistema híbrido hace referencia a sistemas interconectados entre sí o con la red general que incluyen varios métodos de generación de energía eléctrica, los más comúnmente utilizados en hogares sería unas combinaciones de sistemas fotovoltaicos, captadores térmicos y eólicos. El objetivo de este tipo de conexiones es el de compensar debilidades que existen entre ellos como el hecho de que los sistemas solares no generan electricidad a ciertas horas que pueden ser compensadas por vientos, o como un captador solar es más eficiente para la calefacción que un panel fotovoltaico. **(Mayor Oller, 2019)**



*Figura 2 Esquema de un sistema híbrido.
Fuente: (De la Cruz Cajo, 2020)*

2.3. Acumuladores de energía o Baterías

Los acumuladores de energía están compuestos por células electroquímicas, las cuales, por medio de una reacción química, producen un movimiento de electrones entre sus terminales, generando una corriente directa (DC), estos calculan su rendimiento normalmente por medio de los amperios por hora. **(Vizcarra Caverro, 2019)**

2.3.1 Tipos de baterías

Existen una variedad de tipos de baterías, pero para el uso como respaldo para sistemas fotovoltaicos normalmente se consideran solo las siguientes:

- Plomo-ácido (Pb): de tecnología ya madura, bajo costo, baa densidad energética y limitada profundidad de descarga, junto con alta necesidad de mantenimiento.
- Alcalinas como las: Níquel – Cadmio (Ni-Cd), Níquel-Zinc, Níquel-Hidruros metálicos (Ni-MH). Son de baja densidad de energía y con costos elevados, más útiles para sistemas aislados.
- Litio: Iones de litio (Li-on), Polímero de litio (LiPo). Buena densidad de energía con alta eficiencia en su carga/descarga, muy versátiles, pero de alto costo de producción y son muy sensibles a sobrecargas.
- Gel: son extremadamente útiles para sistemas solares aislados debido a su gran durabilidad, al no requerir de mantenimiento ni emitir gases tóxicos, comúnmente utilizadas en instalaciones móviles como barcos.
- AGM: tecnología de fibra de vidrio absorbente, al ser selladas no requieren mantenimiento y mantienen larga vida si se someten a ciclo de descarga profundo. **(Santillán Tituaña, 2016)**

2.4. Marco legal

En el Ecuador el ente encargado de regulaciones y normativas en este ámbito es la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), antiguamente conocido como la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), La agencia de regulación y control ha emitido ciertas

regulaciones garantizado que las empresas de generación y distribución cumplan con las mismas, entre ellas las más importantes son:

- ARCONEL 005/18.- Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
- La CONELEC 003/08.- Que hace referencia a la calidad del transporte de electricidad como del servicio de transición y conexión en el Sistema Nacional de Interconectado
- ARCONEL 003/18.- La generación fotovoltaica es para el autoabastecimiento para el consumo final de energía eléctrica.
- ARCONEL 001/18.- Franjas de servidumbre y distancias de Seguridad

La Resolución ARCONEL 003/18, será la que vamos a utilizar en nuestro proyecto de sustentación, esta es una norma registrada el 22 de febrero del 2019, que contiene la normativa denominada "Micro generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica", la cual establece las condiciones regulatorias para el desarrollo e implementación de sistemas de micro generación fotovoltaica hasta 100 kW de capacidad nominal en consumidores residenciales o que tengan interés en instalar sistemas fotovoltaicos de hasta 300 kW de capacidad nominal instalada y, de hasta menos de 1000 kW, para consumidores comerciales o industriales. Esta normativa establece:

- Las condiciones técnicas y comerciales para las instalaciones.
- Requisitos y procedimiento para la conexión a la red distribuidora, junto con la autorización de instalación y operación del sistema.
- Condiciones de medición.
- La operación en sincronismo.
- El tratamiento comercial de la energía producida y consumida, junto con los excedentes posibles en la generación.

Esta normativa indica que presentando un proyecto cuyo objetivo sea la reducción del consumo de energía de la red, junto con una revisión que demuestre su factibilidad realizada por la distribuidora, se podrá solicitar la conexión del usuario. Esta conexión se realiza con un plazo de operación y un dimensionamiento ya establecido antes del estudio, el cual no puede ser modificado sin consultar a la distribuidora. **(ARCONEL, 2018)**

También tomamos en cuenta la Resolución ARCERNNR-013/2021 presentada el 5 de abril del 2021, que contiene la regulación denominada “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”. La cual presenta las disposiciones a seguir para realizar el proceso de habilitación, conexión y operación de sistemas de generación para el autoabastecimiento de consumidores regulados.

La normativa indica los pasos a seguir junto con la documentación necesaria para la habilitación del SGDA (Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento) que debe ser presentada ante la distribuidora para obtener los permisos, que tendrán vigencia durante la vida útil de la tecnología renovable de la cual hace uso el proyecto, en este trabajo se tomaría en cuenta 25 años que es lo establecido por la normativa en caso de tecnología fotovoltaica y eólica, antes de ser necesario una actualización de la documentación en caso de querer renovar el certificado de calificación del sistema de autoabastecimiento . **(ARCERNNR, 2021)**

CAPITULO 3

Desarrollo y Cálculos

3.1. Descripción de la vivienda

Ubicado en el sector de Hacienda Olonche de la parroquia de Manglaralto de la provincia de Santa Elena, en el kilómetro 55 vía Santa Elena – Puerto López, junto a la comuna de Olón.

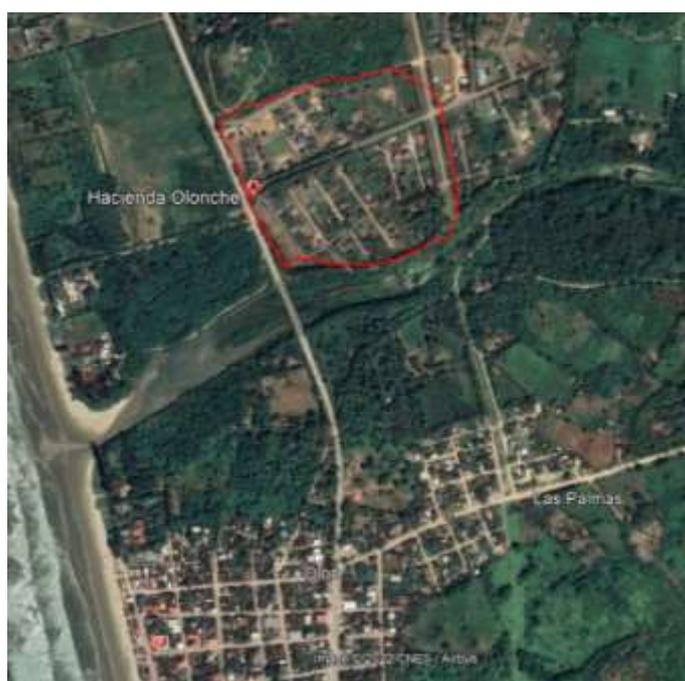


Figura 3 Hacienda Olonche.
Fuente: (Google Earth, 2022)

Es una zona residencial frente a una reserva natural, el modelo de casa es llamado casa gadua y es de 95.5 m², con 3 dormitorios, 2 baños, cocina, sala, comedor y lavandería.



*Figura 4 Plano de vivienda.
Fuente: (Autor, 2022)*

3.2. Consumo Energético de la vivienda

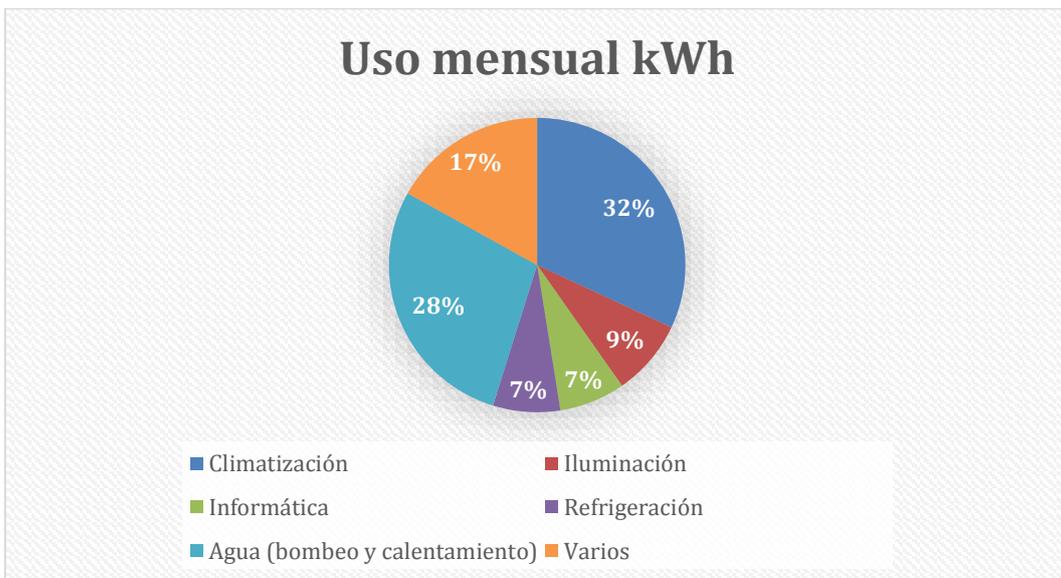
La vivienda solo hace uso de energía eléctrica, notables equipos que son utilizados en la residencia son: 1 horno eléctrico junto con su cocina a gas regular, existen variedad de luminarias en el exterior e interior del hogar, equipos de climatización (2 de ventana y 1 split) en cada habitación. También utiliza una bomba de 1 hp para la distribución de agua junto con un calefón eléctrico.

La electricidad es en el área es suministrada por la Unidad de Negocio CNEL Santa Elena, la encargada de comercializar y distribuir. El precio del kWh es publicado por el ARCERNNR por medio del pliego tarifario. (ARCERNNR, 2023)

Tabla 1 Consumo de energía estimada de la vivienda.

| Tipo | Cantidad de equipos | Potencia Total (kW) | Horas de uso diario promedio (h) | Energía estimada diaria (kWh) | Energía estimada mensual (kWh) |
|-------------------------------|---------------------|---------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Climatización | 3 | 3,543 | 7,286 | 4,882 | 146,466 |
| Iluminación | 27 | 0,195 | 2,34 | 0,657 | 38,245 |
| Informática | 5 | 0,186 | 8,629 | 1,097 | 32,919 |
| Refrigeración | 1 | 0,600 | 6 | 1,121 | 33,616 |
| Agua (bombeo y calentamiento) | 2 | 2,246 | 6 | 10,054 | 129,646 |
| Varios | 6 | 1,770 | 3,108 | 1,681 | 77,415 |
| Total | 44 | 8,54 | | 19,491 | 458,307 |

Fuente: (Autor, 2022)

**Figura 5** Consumo de electricidad por áreas.

Fuente: (Autor, 2022)

Se calculó el consumo mensual de la vivienda usando como referencia el mes de mayor consumo en el último año, y se comparó con los valores facturados por CNEL, con esa información se determina de qué equipos es necesario cubrir la demanda para que el diseño híbrido presente mayores beneficios y se pueda enfocar en las áreas más importantes.

3.3. Sistema Eólico

3.3.1 Recolección de datos

Se hace uso de la página de Gobal Wind Atlas (<https://globalwindatlas.info/>) para obtener información de la capacidad eólica que existe en la zona de Olón.

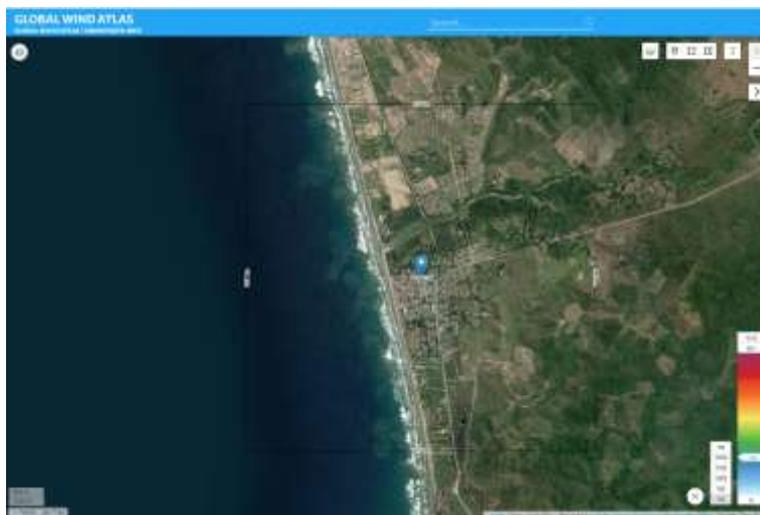


Figura 6 Velocidad media del viento en zona de Olón
Fuente: (<https://globalwindatlas.info>, 2022)

Se obtuvo la información del sitio para una altura de 10m debido a que es la más cercana a la altura planificada donde se considera la posición del aerogenerador. Estos datos nos indica que en los mejores casos se obtendría una velocidad promedio de 2,48 m/s, y una densidad de potencia promedio de 18 W/m².

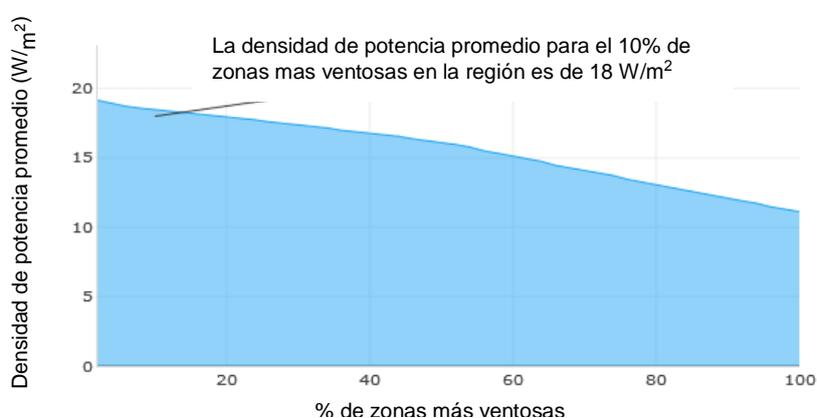


Figura 7 Densidad de potencia promedio.
Fuente: (<https://globalwindatlas.info>, 2022)

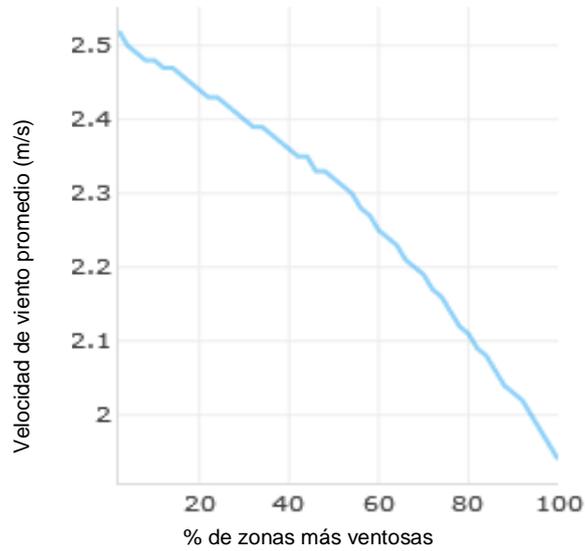


Figura 8 Velocidad de viento promedio.
 Fuente: (<https://globalwindatlas.info>, 2022)

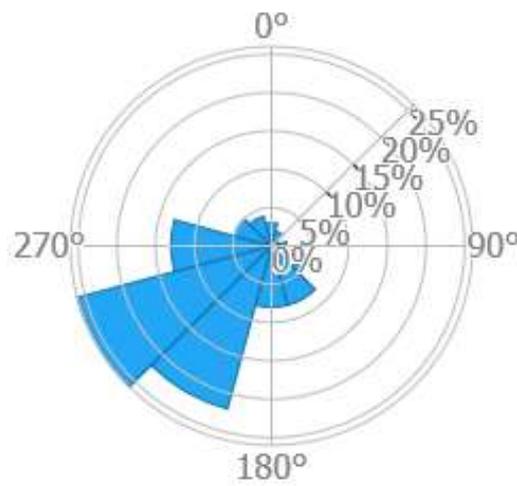


Figura 9 Rosa de frecuencia de vientos.
 Fuente: (<https://globalwindatlas.info>, 2022)

Tabla 2 Frecuencia de vientos.

| Dirección | 0 ° | 30° | 60° | 90° | 120° | 150° | 180° | 210° | 240° | 270° | 300° | 330° | Total % |
|------------|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|---------|
| Frecuencia | 3 | 2 | 1 | 2 | 5 | 8 | 8 | 22 | 26 | 13 | 5 | 4 | 100 |

Fuente: (Autor, 2022)

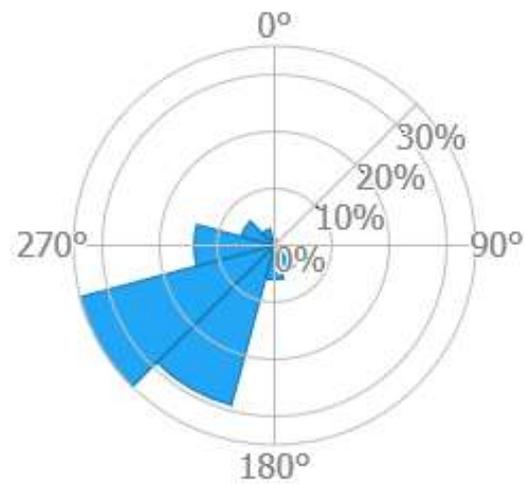


Figura 10 Rosa de potencia de vientos.
Fuente: (<https://globalwindatlas.info>, 2022)

Tabla 3 Potencia de vientos.

| Dirección | 0° | 30° | 60° | 90° | 120° | 150° | 180° | 210° | 240° | 270° | 300° | 330° | Total % |
|------------|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|---------|
| Frecuencia | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | 5 | 6 | 29 | 35 | 14 | 6 | 3 | 100 |

Fuente: (Autor, 2022)

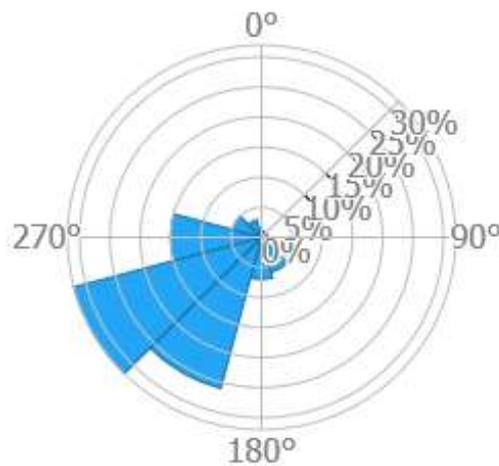


Figura 11 Rosa de velocidad de vientos.
Fuente: (<https://globalwindatlas.info>, 2022)

Tabla 4 Velocidad de vientos.

| Dirección | 0° | 30° | 60° | 90° | 120° | 150° | 180° | 210° | 240° | 270° | 300° | 330° | Total % |
|------------|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|---------|
| Frecuencia | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | 6 | 7 | 26 | 32 | 15 | 5 | 3 | 100 |

Fuente: (Autor, 2022)

Con la información obtenida de las frecuencias de vientos, se puede estimar que la mejor dirección para apuntar el equipo sería alrededor de los $\pm 230^\circ$ que estaría direccionado al Sur - Suroeste. En esta posición recibirá la mayor cantidad de viento posible junto con los vientos de mayor potencia, también se aprecia que la velocidad del viento alcanza hasta los 2,5 m/s que es por encima de la velocidad de arranque los equipos aerogeneradores analizados.

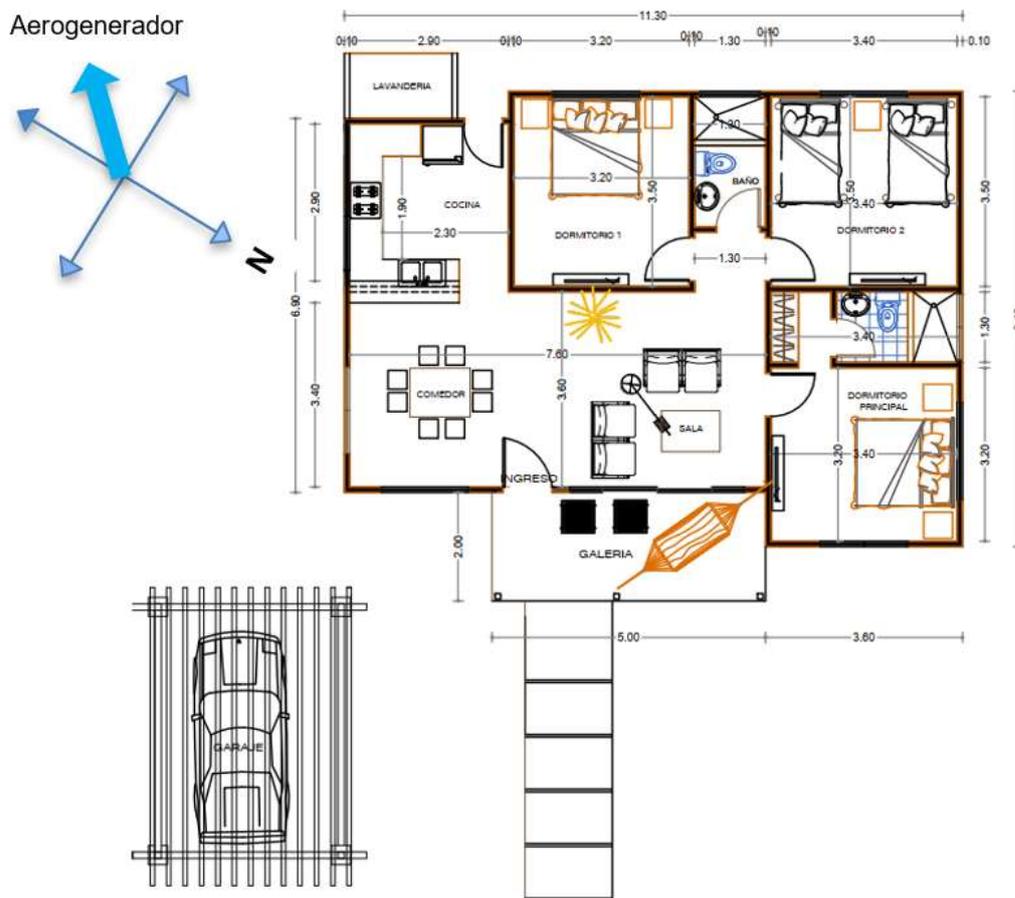


Figura 12 Direccionamiento y ubicación del Aerogenerador con respecto a la vivienda..
Fuente: (Autor, 2022)

3.3.2 Cálculo de generación

De acuerdo con la **Figura 8** el 90% de los vientos en la zona superan los 2 m/s, la cual supera lo necesario para el arranque del aerogenerador cotizado. A esta velocidad de acuerdo con la información de la **Figura 7** se podrá obtener como mínimo una densidad de potencia cerca de $12,5 \text{ W/m}^2$, lo que mediante la ecuación (1) podremos calcular la potencia disponible para el AG (aerogenerador):

$$P_{disp} = \text{Densidad de Potencia} * \text{Area} \quad (1)$$

$$P_{disp} = 12,5 \text{ W/m}^2 * \frac{\pi(1,2 \text{ m})^2}{4} = 14,137 \text{ W}$$

Sabiendo la frecuencia de estos vientos, se puede determinar que en 90% de las 24 horas del día se puede mantener esta generación, lo que significa una generación promedio de 0,305 kWh/día, así mismo un 9,161 kWh/mes y 111,457 kWh/año respectivamente

3.4. Sistema Fotovoltaico

3.4.1 Recolección de datos

Se hace uso de la aplicación web PVGIS desarrollada por la Comisión Europea (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/) para obtener información del recurso de energía solar y la capacidad Fotovoltaica que existe en la zona de Olón.

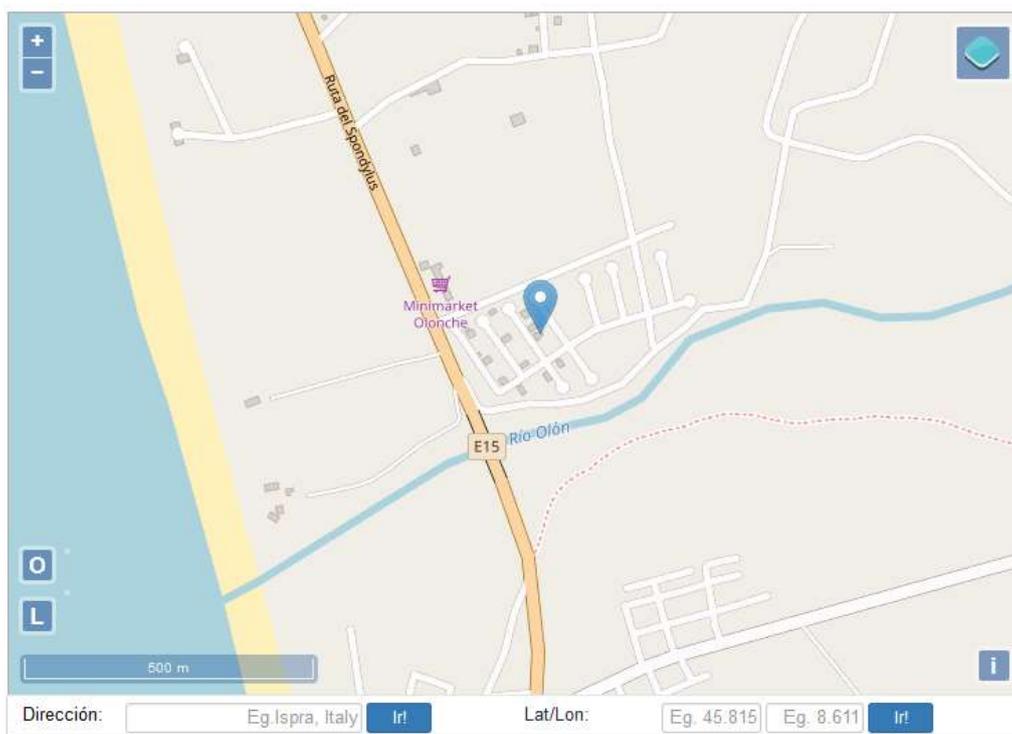


Figura 13 Mapa de la ubicación en la aplicación web PVGIS
Fuente: (Autor, 2022)

Cursor:
Seleccionado: -1.791, -80.756
 Elevación (m): 6
 PVGIS ver. 5.2

Utilizar las sombras del terreno:
 Horizonte calculado
 Cargar archivo de horizonte
 Examinar... No se ha seleccionado ningún archivo

[Switch to version 5.1](#) [csv](#) [json](#)

CONECTADO A RED
FV CON SEGUIMIENTO
FV AUTÓNOMO

DATOS MENSUALES
DATOS DIARIOS
DATOS HORARIOS
TMY

DATOS MENSUALES DE IRRADIACIÓN

Base de datos de radiación solar* PVGIS-ERA5

Año inicial:* 2015 Año final:* 2020

Irradiación:
 Irradiación global horizontal
 Irradiación directa normal
 Irradiación global con el ángulo óptimo
 Irradiación global con el ángulo: 20

Ratio:
 Ratio difusa/global

Temperatura:
 Temperatura media

[Visualizar resultados](#) [csv](#) [json](#)

Figura 14 Aplicación web PVGIS.
Fuente: (Autor, 2022)

Para determinar el ángulo de orientación de los paneles fotovoltaicos del proyecto se toma en cuenta que la ubicación (Olón, Santa Elena), esta se encuentra al sur de la línea ecuatorial, por lo que se recomienda direccionarlos hacia el norte (0°) para maximizar recepción de la irradiancia, más la inclinación del tejado donde se planea su ubicación, por lo que se termina trabajando con 20° de inclinación.

Tabla 5 Irradiación global mensual.

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Enero | 171,38 | 149,28 | 159,21 | 176,52 | 160,09 | 172,69 |
| Febrero | 163,9 | 141,96 | 135,81 | 130,8 | 141,99 | 157,56 |
| Marzo | 170,91 | 157,35 | 144,1 | 186,68 | 176,63 | 173,45 |
| Abril | 161,2 | 153,58 | 164,21 | 185,15 | 178,22 | 168,85 |
| Mayo | 143,16 | 178,61 | 140,54 | 143,88 | 150,41 | 168,18 |
| Junio | 146,72 | 150,45 | 112,75 | 138,58 | 136,46 | 138,61 |
| Julio | 144,29 | 145,9 | 132,19 | 135,7 | 147,53 | 143,43 |
| Agosto | 170,82 | 167,44 | 160,14 | 153,67 | 165,72 | 169,57 |
| Septiembre | 178,85 | 163,63 | 168,82 | 169,26 | 176,23 | 172,1 |
| Octubre | 172,63 | 183,91 | 162,62 | 151,97 | 163,31 | 169,83 |
| Noviembre | 173,7 | 184,88 | 158,29 | 174,36 | 159,92 | 169,89 |
| Diciembre | 171,94 | 190,12 | 174,2 | 170,98 | 187,6 | 179,16 |

*Irradiancia global horizontal (kWh/m²).

Fuente: (PVGIS-5, 2022)

Con los datos obtenidos se determina que el mes de menor rendimiento en promedio es julio y la peor irradiancia registrada es de 112,75 kWh/m² en el mes de junio, pero debido a su gran diferencia con el resto de los datos registrados se decide ignorar este caso y usar el siguiente caso más bajo de 132,19 kWh/m² del mes de julio.

Tabla 6 Irradiancia media diaria.

| | 06: 45 | 07: 45 | 08: 45 | 09: 45 | 10: 45 | 11: 45 | 12: 45 | 13: 45 | 14: 45 | 15: 45 | 16: 45 | 17: 45 | 18: 45 |
|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Ene | 4 | 179 | 346 | 493 | 612 | 678 | 683 | 667 | 568 | 412 | 230 | 63 | 9 |
| Feb | 0 | 166 | 330 | 489 | 619 | 692 | 702 | 666 | 566 | 412 | 228 | 68 | 12 |
| Mar | 2 | 198 | 382 | 545 | 670 | 733 | 733 | 687 | 569 | 397 | 204 | 63 | 7 |
| Abr | 9 | 213 | 397 | 555 | 665 | 707 | 691 | 652 | 520 | 346 | 154 | 50 | 0 |
| May | 9 | 181 | 337 | 485 | 591 | 639 | 620 | 558 | 446 | 288 | 116 | 44 | 0 |
| Jun | 7 | 141 | 289 | 427 | 531 | 589 | 583 | 512 | 413 | 273 | 115 | 47 | 0 |
| Jul | 0 | 125 | 270 | 415 | 528 | 594 | 603 | 523 | 431 | 294 | 136 | 55 | 0 |
| Ago | 5 | 140 | 298 | 453 | 585 | 661 | 672 | 595 | 491 | 331 | 157 | 59 | 0 |
| Sep | 33 | 185 | 358 | 525 | 672 | 739 | 732 | 659 | 535 | 355 | 161 | 54 | 0 |
| Oct | 70 | 214 | 389 | 554 | 680 | 751 | 741 | 658 | 528 | 345 | 155 | 45 | 0 |
| Nov | 95 | 252 | 436 | 600 | 726 | 785 | 777 | 672 | 551 | 367 | 170 | 43 | 0 |
| Dic | 70 | 258 | 441 | 606 | 726 | 775 | 769 | 716 | 597 | 412 | 208 | 48 | 0 |

*Irradiancia global sobre plano fijo (W/m²).

Fuente: (PVGIS-5, 2022)

Se conoce que en la costa ecuatoriana se presenta un promedio de alrededor de 5 horas solares pico (HSP), en las cuales dependiendo de la estación presentan su máxima irradiancia entre las 12:00 a 14:00 horas.

En nuestro caso tomando en cuenta la orientación de los puntos cardinales en base a la vivienda como se puede observar en la **Figura 12** se puede observar que el área del tejado nos da la opción a colocar paneles en orientación al este u oeste. Se decide por colocar los paneles fotovoltaicos con dirección este lo que determina un azimut de -60° con la inclinación de 20° ya antes mencionada. Lo cual nos provee una irradiancia como la observada en la **Tabla 6** con un pico máximo entre las 11:00 a 13:00 horas de 785 W/m².

3.4.2 Calculo de generación

Se calcula la HSP por medio de la ecuación (2) del peor caso registrado, en este caso el mes de julio, para determinar la mínima generación posible al mes.

$$HSP = \frac{\text{Irradiación global diaria}}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (2)$$

$$HSP = \frac{\text{Irradiación global mensual} / \text{días del mes}}{1000 \text{ W/m}^2}$$

$$HSP = \frac{\left(132,19 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right) / 31 \text{ días}}{1000 \text{ W/m}^2} = 4,264 \text{ horas}$$

Se calcula el número de paneles necesarios para cubrir la demanda de la vivienda mencionada en la **Tabla 1** mediante la ecuación, donde PR que es el factor de funcionamiento el cual se asume es de 0,9.

$$\#paneles = \frac{\text{Consumo medio diario}}{\text{Potencia del panel} \times HSP \times PR} \quad (3)$$

$$\#paneles = \frac{15276,89131 \text{ Wh}}{P_{panel} \times 4,264 \text{ h} \times 0,9}$$

Se calcula tomando en cuenta la cantidad necesaria para cubrir toda la demanda en la vivienda en base a las potencias de 4 diferentes paneles cotizados.

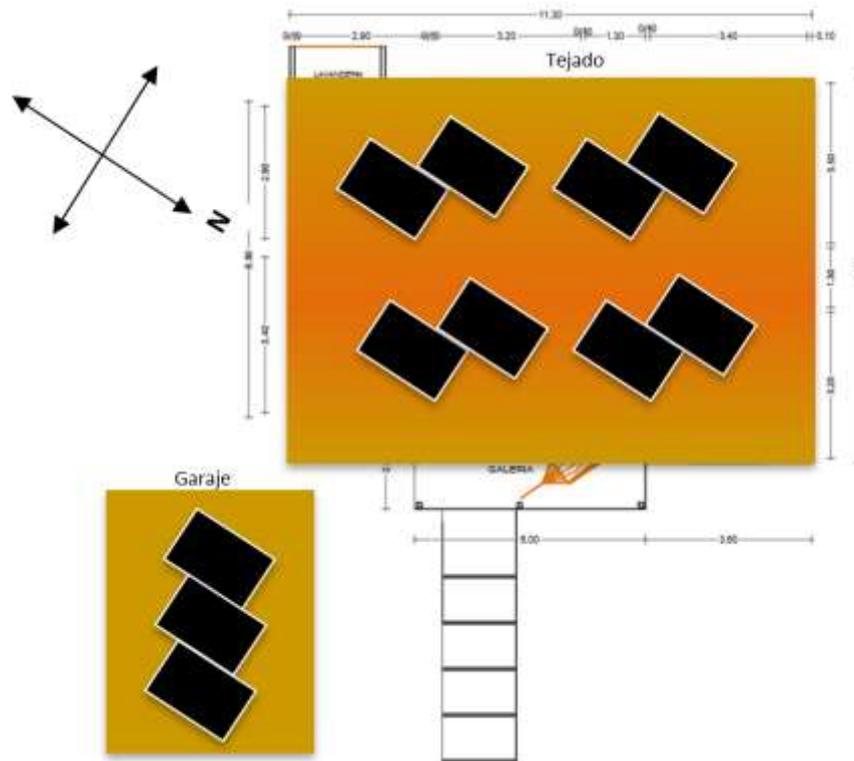
$$\#p_{210w} = 18,956 \text{ unidades}$$

$$\#p_{380w} = 10,475 \text{ unidades}$$

$$\#p_{395w} = 10,078 \text{ unidades}$$

$$\#p_{530w} = 7,511 \text{ unidades}$$

Considerando el área total disponible donde es factible el posicionamiento de paneles fotovoltaicos es limitada a el tejado de la vivienda (11,30m x 8,40m) y el del garaje (2,4m x 5m).



*Figura 15 Posibles ubicaciones de los paneles fotovoltaicos.
Fuente: (Autor, 2022)*

Considerando las dimensiones de los paneles analizados, se determina la cantidad necesaria para cubrir la demanda calculada es de:

- 210W: 2 strings de 10 módulos cada uno.
- 380W: 1 string de 11 módulos.
- 395W: 1 string de 10 módulos.
- 530W: 1 string de 8 módulos.

Los cuales pueden ubicarse en el tejado de la vivienda sin mayor problema alguno. En cuanto al techo del garaje, este solo podría albergar paneles de 210 W debido a su estrecha naturaleza, y tomando en cuenta las complicaciones que podrían causar strings de diferentes cantidades de módulos, se decide en contra de hacer uso de este espacio.

3.5. Diseño Híbrido

3.5.1 Calculo de inversor

Empezando por el inversor de nuestro sistema, el cual se determina mediante la potencia total generada por el sistema híbrido, el cual tomando en cuenta el consumo en la vivienda dado por la **Tabla 1** se calcula mediante:

$$P_{inv} = 1,2 \times P_t \quad (4)$$

$$P_{inv} = 1,2 \times 3980,66445 \text{ W} = 4,777 \text{ kW}$$

Con esta información se determina que es necesario como mínimo un inversor de 4,8kw, si se planea cubrir la demanda completa del hogar mediante el sistema híbrido. Se determina utilizar un inversor de 4 kW como el Huawei SUN2000-4KTL-L1 (ver Anexo 6), ya que este soporta un Potencia pico de entrada de hasta 6kW y como tomamos en cuenta el mes de mayor consumo durante el año, no se tendrá ningún problema.

3.5.2 Calculo de protecciones

El dimensionado del controlador de carga del sistema fotovoltaico se obtiene en base a la corriente y voltaje que dan los paneles dependiendo de su configuración por el uso de las ecuaciones(5)(6)(7):

$$I_{ent} = 1,25 * I_{sc} * \#p \quad (5)$$

$$I_{max} = I_{sc} * \#p \quad (6)$$

$$V_{max} = V_{oc} * \#s \quad (7)$$

Donde el #p es el número de paneles en paralelo, #s el número de paneles en serie, la I_{sc} y V_{oc} son dadas por la hoja característica de cada panel (ver Anexo 5), así mismo se puede calcular el voltaje y corriente máximo en base a su tipo de configuración, obteniendo lo siguiente:

Tabla 7 Dimensionado de controlador solar

| Potencia | Configuración | Vmax | I _{max} | I _{ent} |
|----------|--------------------------------|----------|------------------|------------------|
| 210 W | 10 en serie x 2 en paralelo | 239,5 v | 22,14 A | 27,675 A |
| 380 W | 11 en serie | 530,2 v | 9,99 A | 12,488 A |
| 395 W | 10 en serie | 369 v | 13,71 A | 17,138 A |
| 530 W | 8 en serie | 393,76 v | 13,69 A | 17,113 A |

Fuente: (Autor, 2022)

Así mismo se dimensiona el controlador de carga del aerogenerador, dado a que solo es uno, se toma directamente los valores de su hoja característica (Anexo 4) con potencia de 500W, V_{max}=12v y I_{max}=29 A.

Las protecciones del sistema son determinadas por los valores de corriente obtenidos en la **Tabla 7**, así determinamos las siguientes necesidades para la conexión de los paneles de 530W al controlador de carga, o en nuestro caso al inversor ya que el escogido cumple la función doble de inversor y controlador de carga para paneles fotovoltaicos:

- Para la conexión del sistema fotovoltaico, se requiere de un portafusibles DC, un disyuntor y un protector de sobretensión DC de 18 A / 400 v.
- Para la conexión eólica, se requiere de un portafusibles DC, un disyuntor y un protector de sobretensión DC de 30 A / 25 v.
- Para la conexión AC, se requiere de un portafusibles AC, un disyuntor, un diferencial y un protector de sobretensión AC SPD de 25 A / 250 v.

3.5.2 Calculo de Baterías

Si se planea un sistema aislado de la red general o con back-up en caso de estar conectado a la red. Se debe considerar la necesidad de baterías, más bien de un banco de baterías que mantenga la generación energética en momentos que el diseño fotovoltaico/eólico no abastezca. La capacidad de estas se determina en caso

de watios hora (C_{Wh}) por la ecuación (8) y en caso de amperios hora (C_{Ah}) en la ecuación (9):

$$C_{Wh} = \frac{\text{Consumo medio diario } \times \text{ dias de autonomia}}{\text{Profundidad de descarga}} \quad (8)$$

$$C_{Ah} = \frac{C_{Wh}}{V_{\text{bateria}}} \quad (9)$$

$$C_{Wh} = \frac{15276,8913 \text{ Wh } \times 1 \text{ dia}}{0,7} = 21,824 \text{ kWh}$$

$$C_{Ah} = \frac{21824,1304 \text{ Wh}}{12 \text{ v}} = 1,819 \times 10^3 \text{ Ah}$$

Utilizando 1 día de autonomía, ya que se diseñó un sistema híbrido el cual utiliza la red general como respaldo. Con baterías de descarga profunda se podrá cubrir el sistema mediante un banco de baterías de 18 baterías de 12v/100Ah. Este conjunto de baterías fue escogido por motivos de disponibilidad y podrían ser cambiadas por otras de mayor eficiencia de existir la posibilidad.

CAPITULO 4

Resultados

4.1. Diseño eléctrico

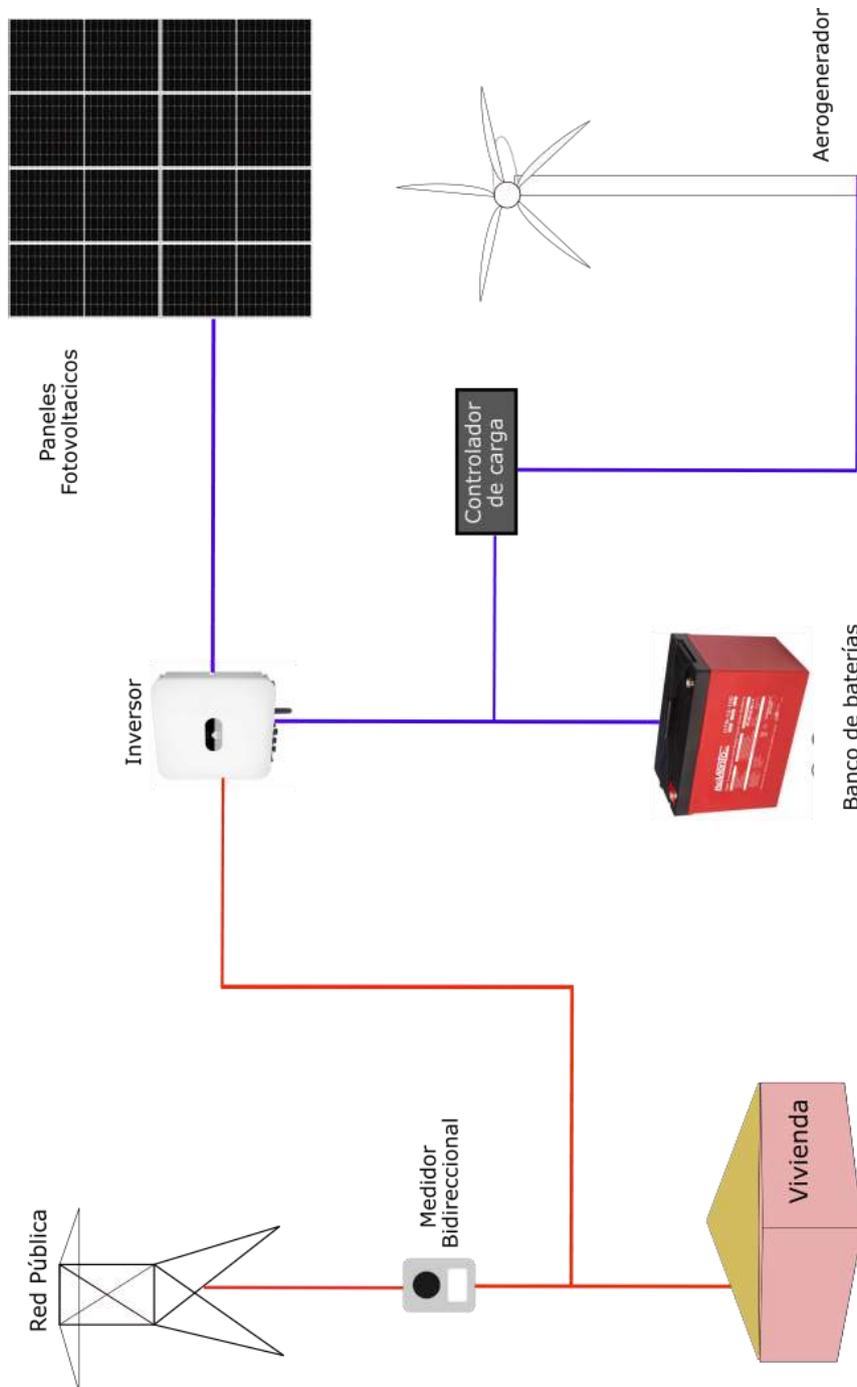


Figura 16 Esquema del sistema híbrido.
Fuente: (Autor, 2022)

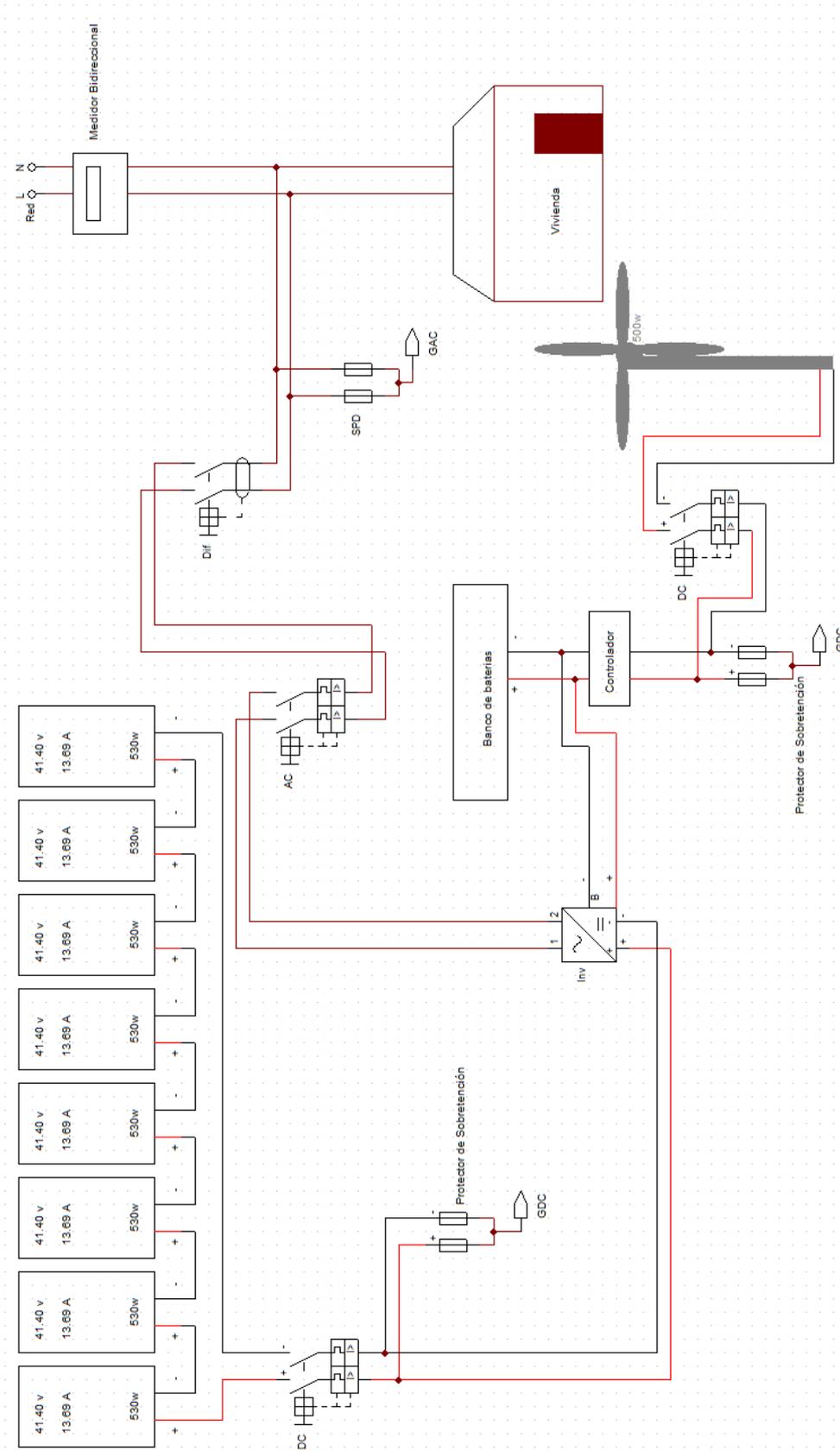


Figura 17 Diagrama unifilar.
Fuente: (Autor, 2022)

4.2. Simulación

Se hace uso de la herramienta de simulación PVSYST para determinar la cantidad de energía generada por el sistema fotovoltaico planteado, mostrando la diferencia que existe entre un sistema híbrido con y sin sistema de back-up por baterías.

4.2.1 Array de paneles fotovoltaicos

Se empieza por la comprobación de nuestros cálculos de la cantidad de paneles necesarios con la ecuación (3) junto con los cálculos de protecciones determinados en la **Tabla 7**, mediante el diseño del array de paneles necesarios para cubrir la demanda de la vivienda previamente establecida.



Figura 18 Diseño de array con paneles de 210 W.

Fuente: (Autor, 2022)



Figura 19 Diseño de array con paneles de 380 W.

Fuente: (Autor, 2022)



Figura 20 Diseño de array con paneles de 395 W.

Fuente: (Autor, 2022)

Diseño de array

Numero de modulos y strings

Mod. en serie: 8 entre 3 y 11

de strings: 1 solo 1 posible

Perdida sobrecarga ratio de Pnom: 0.0 %

de modulos: 8 **Area: 21 m²**

Condiciones operativas.

Vmpp (60°C): 284 V
Vmpp (20°C): 332 V
Voc (-10°C): 435 V

Irradiancia de plano: **1000 W/m²**

Imp (STC): 13.0 A
Isc (STC): 13.7 A

Max. en datos STC

Potencia operativa Max. 3.9 kW
(1000 W/m² a 50°C)

Potencia nom. de array (STC) 4.2 kWp

Figura 21 Diseño de array con paneles de 530 W.
Fuente: (Autor, 2022)

Con el uso de PVsyst se logra comprobar las condiciones de operación de los paneles fotovoltaicos, junto con un aproximado del espacio necesario para su colocación. Con base en esta información se decide seguir con el análisis solo con los equipos de 530 W debido a su rendimiento, costo y espacio que ocupan en comparación con las otras opciones analizadas.

4.2.2 Baterías

almacenamiento **auto-consumo**

Especificar baterías

Clasificación: Voltaje Capacidad Fabricante

Sonnenschein 12 V 104 Ah Pb Sealed Gel Solar S12/130 A

Plomo-Acido

Baterías en serie Numero de baterías: 18 Voltaje de grupo: 12 V

Baterías en paralelo Numero de elementos: 108 Capacidad global (C10): 1872 Ah

% Estado de desgaste (# de ciclos) Energía almacenada (80% DOD): 18.0 kWh

% Estado de desgaste (estatico) Peso total: 702 kg

de ciclos a 50% DOD: 780

Energía total almacenada en vida:util: 9215 kWh

Temperatura operativa de batería

Modo de temp.: Temperatura ambiente externa

La temperatura de la batería es importante para su vida útil
Un incremento de 10 °C divide la vida útil "estatica" por un factor de dos

Información de sistema

Pnom. de PV array: 4.24 kWp
Produccion diaria de PV array (dia de verano): 23.4 kWh
Potencia maxima de usuario: 0.64 kW
Uso diario promedio: 15.1 kWh

Conjunto de baterías representa:
Tiempo de carga durante hora pico: 4.2 horas
Descarga bajo carga promedio: 28.6 horas
Descarga bajo carga maxima: 28.3 horas

Figura 22 Selección de baterías en PVSYST.
Fuente: (Autor, 2022)

Debido a que no se encuentra la batería cotizada en la base de datos del simulador, se utiliza una similar para determinar la capacidad y producción del banco de baterías. Se puede observar que en condiciones ideales de sol se cargan las baterías en 4

horas, lo cual nos dará amplio tiempo en el día para que estén cargadas y puedan cubrir la demanda en horas nocturnas.

4.2.3 Sombras

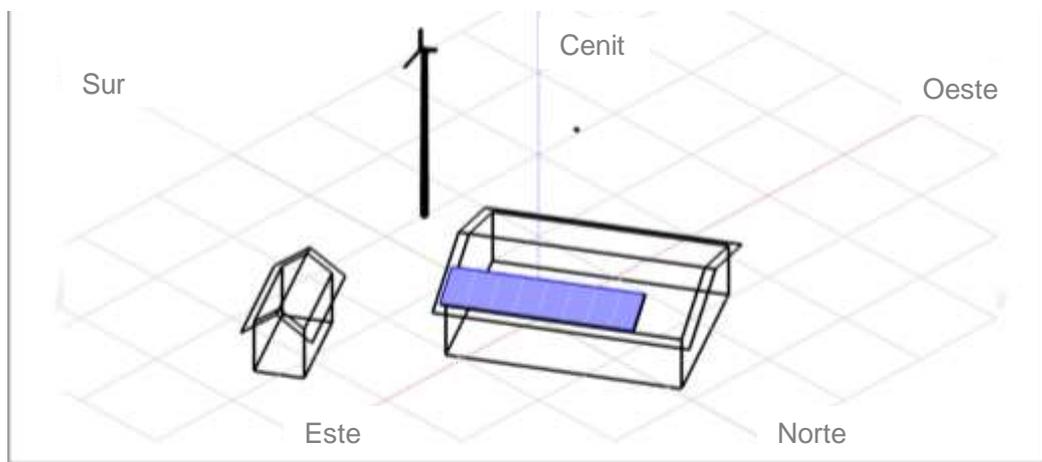


Figura 23 Modelo 3D para sombras de la vivienda.
Fuente: (Autor, 2022)

Se procede a el modelado de las estructuras que se encuentran alrededor de la vivienda. Se toma en cuenta el poste que albergara el aerogenerador y el garaje que se encuentra en la vivienda. También, aunque existe vegetación alrededor de la vivienda, esta no es más alta que el tejado por lo que se decide ignorar para el diseño 3D. Con estas estructuras en el diseño, se procede a simular el efecto de las sombras sobre nuestros paneles al transcurso del año.

Tabla 8 Tabla de factor de sombras en el horizonte.

| Azimet | -180° | -160° | -140° | -120° | -100° | -80° | -60° | -40° | -20° | 0° | 20° | 40° | 60° | 80° | 100° | 120° | 140° | 160° | 180° | |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|----|-----|-----|-----|-----|------|------|-------|-------|-------|---|
| Altura | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 90° | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 80° | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 70° | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 60° | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 50° | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 40° | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30° | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,017 | 0,004 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0,01 | 0,029 | 0 |
| 10° | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0,003 | 0,054 | 0 | 0 |
| 2° | / | 0 | 0,57 | 0,122 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | / | / | / | / | / | / | / |

*Factor de sombras para difusas: 0,002 y albedo: 0,013.

*/ son locaciones detrás del plano.

Fuente: (Autor, 2022)

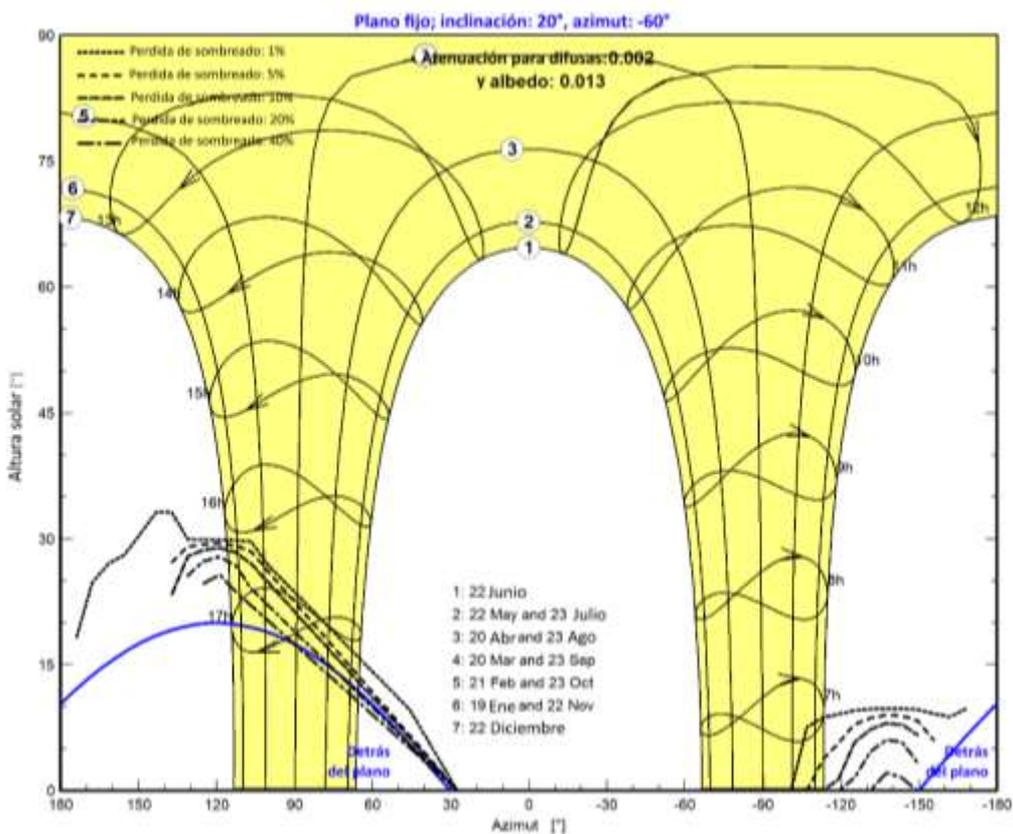


Figura 24 Diagrama de sombras.
Fuente: (Autor, 2022)

Como se puede apreciar en la Figura 24 y la

Tabla 8 la atenuación por sombras presenta un factor de 0,002 en difusas y 0,013 en el albedo. Lo cual demuestra que la existencia del Aerogenerador no afecta de manera notable la captación solar de los paneles, esto se logra al haber tomado en cuenta la locación de los paneles fotovoltaicos con respecto al lado del tejado en que podrán captar más irradiancia, a estos estar direccionados al este, las horas donde su sombra podría causar problemas, son las mismas en las cuales por ángulo no iban a recibir mucha irradiancia de por sí.

4.2.4 Generación energética

Asumiendo un sistema fotovoltaico que cubre la demanda mensual provista por la **Tabla 1** por medio de paneles de 530W con un sistema on-grid simple, se determina una producción anual de 5,86 MWh/año de la cual se aprovecha directamente en la vivienda solo 2,2 MWh/año y el resto se devuelve a la red, por lo que se requiere comprar energía de la red para cubrir las necesidades faltantes. Como se puede observar en la **Tabla 9**.

Tabla 9 Balance de energía sin baterías.

| | GI_Hor kWh/m ² | Dif_Hor kWh/m ² | T °C | GI_Inc kWh/m ² | GI_Ef kWh/m ² | E_Array MWh | E_Usr MWh | E_Sol MWh | E_Red MWh | EdeRed MWh |
|------------|------------------------------|-------------------------------|---------|------------------------------|-----------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Ene | 169,6 | 63,24 | 24,94 | 154,2 | 150,2 | 0,545 | 0,458 | 0,186 | 0,341 | 0,272 |
| Feb | 148,4 | 61,60 | 25,2 | 140,1 | 137,1 | 0,499 | 0,458 | 0,189 | 0,295 | 0,269 |
| Mar | 180,1 | 68,2 | 25,09 | 173,5 | 170 | 0,607 | 0,458 | 0,192 | 0,396 | 0,266 |
| Abr | 172,2 | 60 | 25,34 | 173,7 | 170,6 | 0,609 | 0,458 | 0,189 | 0,4 | 0,269 |
| May | 161,5 | 57,66 | 25,43 | 167,8 | 164,7 | 0,594 | 0,458 | 0,192 | 0,383 | 0,266 |
| Jun | 122,7 | 56,40 | 25,15 | 127,8 | 125,2 | 0,461 | 0,458 | 0,184 | 0,263 | 0,274 |
| Jul | 113,5 | 59,52 | 25,03 | 117,6 | 115,1 | 0,424 | 0,458 | 0,176 | 0,233 | 0,282 |
| Ago | 124 | 64,17 | 25,01 | 125,3 | 122,8 | 0,453 | 0,458 | 0,181 | 0,256 | 0,277 |
| Sep | 131,1 | 67,80 | 24,94 | 128,5 | 125,7 | 0,458 | 0,458 | 0,176 | 0,266 | 0,282 |
| Oct | 136,4 | 70,68 | 24,77 | 126,3 | 123 | 0,451 | 0,458 | 0,176 | 0,26 | 0,282 |
| Nov | 137,7 | 65,7 | 24,24 | 123,6 | 119,9 | 0,441 | 0,458 | 0,178 | 0,248 | 0,28 |
| Dic | 161,8 | 63,55 | 24,63 | 145,7 | 141,5 | 0,517 | 0,458 | 0,183 | 0,317 | 0,275 |
| Año | 1759 | 758,52 | 24,98 | 1703,9 | 1665,7 | 6,058 | 5,496 | 2,202 | 3,657 | 3,294 |

GI_Hor: Irradiancia global horizontal

E_Array: Energía a la salida del array

Dif_Hor: Irradiancia horizontal difusa

E_Usr: Energía suministrada al usuario

T: Temperatura ambiente

E_Sol: Energía del sol

GI_Inc: Global incidental en el plano

E_Red: Energía inyectada a la red

GI_Ef: Global efectiva con sombras

EdeRed: Energía suministrada por la red

Fuente: (Autor, 2022)

En caso de utilizar un diseño con conexión a la red junto con back-up de baterías, se logra mayor cobertura de la demanda ya que el excedente solar de cada día puede ser almacenado para su uso después, en vez de tener que descargarlo todo a la red pública. Se observa un aprovechamiento de 5,05 MWh/año de la energía solar mientras que solo se necesitara de comprar 0,451 MWh/año para cubrir toda la demanda analizada.

Tabla 10 Balance de energía con baterías de back-up.

| | GI_Hor kWh/m ² | Dif_Hor kWh/m ² | T °C | GI_Inc kWh/m ² | GI_Ef kWh/m ² | E_Array MWh | E_Usr MWh | E_Sol MWh | E_Red MWh | EdeRed MWh |
|------------|------------------------------|-------------------------------|---------|------------------------------|-----------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Ene | 169,6 | 63,24 | 24,94 | 154,2 | 150,2 | 0,563 | 0,458 | 0,442 | 0,063 | 0,016 |
| Feb | 148,4 | 61,60 | 25,2 | 140,1 | 137,1 | 0,515 | 0,458 | 0,427 | 0,031 | 0,031 |
| Mar | 180,1 | 68,2 | 25,09 | 173,5 | 170 | 0,63 | 0,458 | 0,453 | 0,117 | 0,005 |
| Abr | 172,2 | 60 | 25,34 | 173,7 | 170,6 | 0,632 | 0,458 | 0,456 | 0,117 | 0,002 |
| May | 161,5 | 57,66 | 25,43 | 167,8 | 164,7 | 0,615 | 0,458 | 0,457 | 0,098 | 0,001 |
| Jun | 122,7 | 56,40 | 25,15 | 127,8 | 125,2 | 0,474 | 0,458 | 0,424 | 0,003 | 0,034 |
| Jul | 113,5 | 59,52 | 25,03 | 117,6 | 115,1 | 0,435 | 0,458 | 0,375 | 0,026 | 0,083 |
| Ago | 124 | 64,17 | 25,01 | 125,3 | 122,8 | 0,465 | 0,458 | 0,398 | 0,016 | 0,06 |
| Sep | 131,1 | 67,80 | 24,94 | 128,5 | 125,7 | 0,472 | 0,458 | 0,396 | 0,012 | 0,062 |
| Oct | 136,4 | 70,68 | 24,77 | 126,3 | 123 | 0,464 | 0,458 | 0,401 | 0,027 | 0,057 |
| Nov | 137,7 | 65,7 | 24,24 | 123,6 | 119,9 | 0,454 | 0,458 | 0,387 | 0,016 | 0,071 |
| Dic | 161,8 | 63,55 | 24,63 | 145,7 | 141,5 | 0,533 | 0,458 | 0,429 | 0,038 | 0,029 |
| Año | 1759 | 758,52 | 24,98 | 1703,9 | 1665,7 | 6,252 | 5,496 | 5,045 | 0,566 | 0,451 |

Fuente: (Autor, 2022)

Para evaluar que el funcionamiento del diseño híbrido fotovoltaico sea el adecuado se toman 2 días para evaluar la generación solar, la carga de las baterías y la entrega/demanda a la red general.

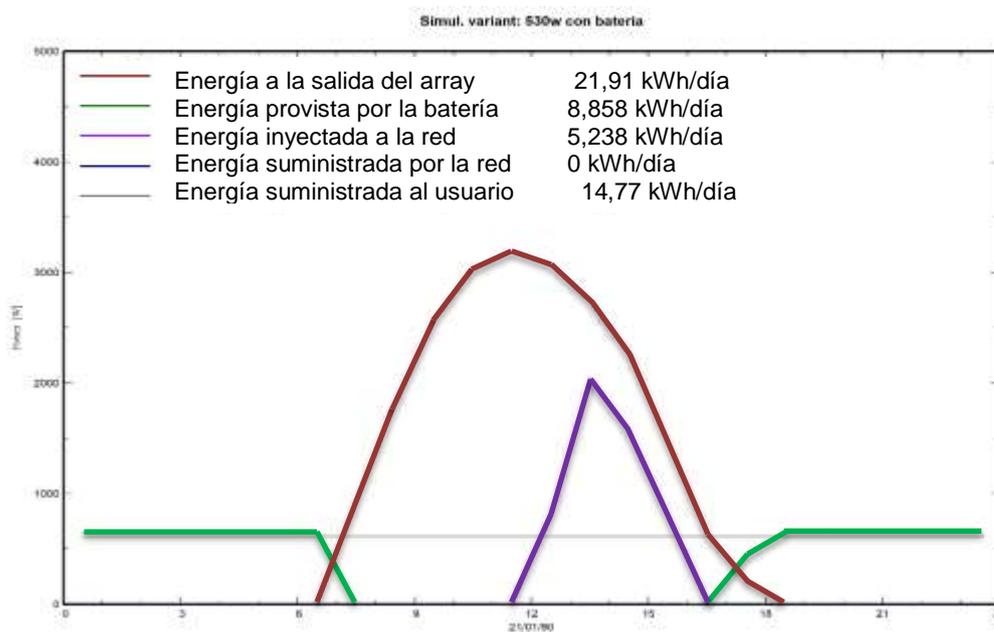


Figura 25 Energía del sistema en un día con alta irradiancia.
Fuente: (Autor, 2022)

Como se puede observar en la **Figura 25** en un día de alta irradiancia, después de cargar la batería el exceso de energía producido por los paneles pasa a ser entregado a la red y cuando dejan de producir debido al anochecer, el sistema pasa al uso de las baterías para cubrir la demanda del hogar.

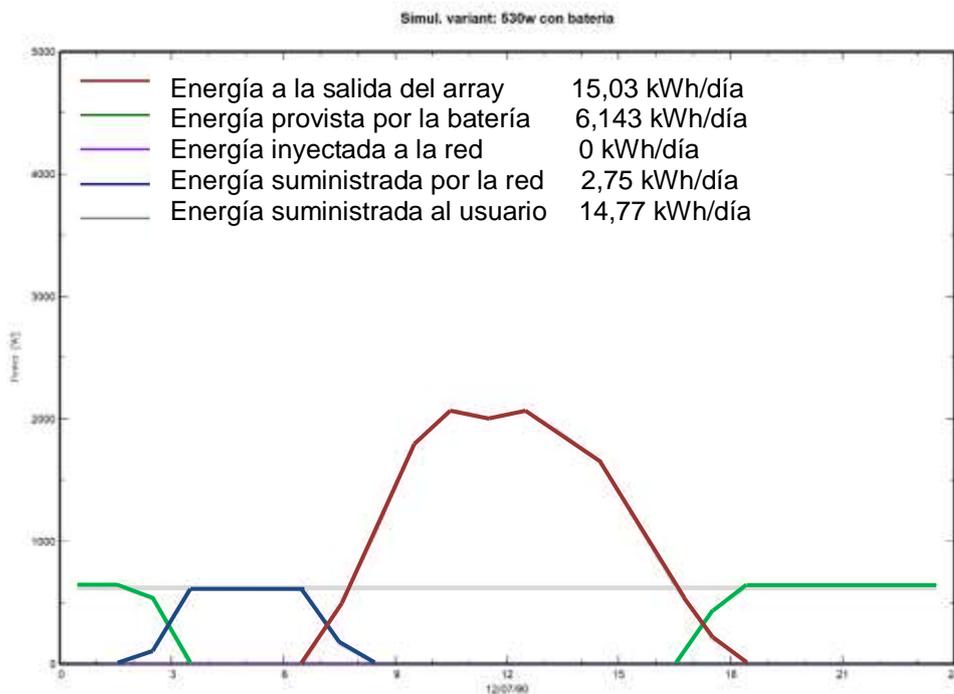


Figura 26 Energía del sistema en un día con baja irradiancia.
Fuente: (Autor, 2022)

Como se puede observar en la **Figura 26** en un día de baja irradiancia, no se logra cargar por completo las baterías, por lo que se requiere de aceptar energía de la red general para terminar de cubrir la demanda en horas de la noche cuando no hay luz solar.

Con esta simulación se puede observar que la implementación de un sistema híbrido si cumplirá con el objetivo de tener una vivienda que en su mayoría es independiente de la red, así evitando los problemas actuales junto con la posibilidad de reconectar a ella en casos de emergencia. Así logrando aprovechar los beneficios de ambos sistemas disminuyendo sus debilidades. También se puede observar el diagrama de pérdidas de los 2 sistemas en el Anexo 8 para un desglose a mayor detalle de la distribución de energía obtenida por los paneles fotovoltaicos.

4.3. Análisis económico

Conociendo el consumo estimado de la vivienda calculado en la **Tabla 1** y el costo del kWh provisto por el pliego tarifario de CNEL se determina que bajo estas condiciones el costo mensual de la energía eléctrica sería de \$59,79.

Usando los datos de la **Tabla 9** y la **Tabla 10** se determina la energía que se compra a la red general y su costo en comparación:

Tabla 11 Costo mensual en dólares del diseño híbrido.

| | Sin baterías | + AG | Con baterías | + AG |
|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------|
| Enero | \$ 32,33 | \$ 31,29 | \$ 5,05 | \$ 4,17 |
| Febrero | \$ 31,98 | \$ 30,95 | \$ 6,48 | \$ 5,60 |
| Marzo | \$ 31,65 | \$ 30,61 | \$ 3,99 | 0 |
| Abril | \$ 31,98 | \$ 30,95 | \$ 3,70 | 0 |
| Mayo | \$ 31,65 | \$ 30,61 | \$ 3,61 | 0 |
| Junio | \$ 32,55 | \$ 31,51 | \$ 6,77 | \$ 5,89 |
| Julio | \$ 33,45 | \$ 32,41 | \$ 11,53 | \$ 10,64 |
| Agosto | \$ 32,88 | \$ 31,85 | \$ 9,28 | \$ 8,38 |
| Septiembre | \$ 33,45 | \$ 32,41 | \$ 9,48 | \$ 8,58 |
| Octubre | \$ 33,45 | \$ 32,41 | \$ 8,99 | \$ 8,09 |
| Noviembre | \$ 33,22 | \$ 32,19 | \$ 10,36 | \$ 9,46 |
| Diciembre | \$ 32,66 | \$ 31,63 | \$ 6,29 | \$ 5,41 |

Fuente: (Autor, 2022)

Con los costos de la inversión (Anexo 3), los costos de mantenimiento anuales y la disminución de la planilla mensual, se puede calcular el SPT (10)(simple payback time) del proyecto y observar su factibilidad:

$$SPT = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ingresos} - \text{Costos anuales}} \quad (10)$$

Se calculan 4 casos utilizando combinaciones de paneles de 530 W, 1 AG de 500 W y 1 banco de 18 baterías por lograr determinar la mejor forma de cubrir la demanda con el menor costo posible mientras siga siendo rentable.

Los ingresos se determinan mediante la sumatoria de las diferencias entre la planilla mensual calculada en la **Tabla 1** y el coste de la energía mensual determinado en la **Tabla 11**.

Los costos vienen determinados por el mantenimiento de los paneles solares y el AG, ya que las baterías de gel no requieren mantenimiento, por lo que se asume una contratación para la revisión y limpieza anual de \$60.

$$SPT(\text{sin baterías}) = \frac{\$ 5550,69}{\$ 338,66 - \$ 60}$$

$$SPT(\text{sin baterías}) = 19,92 \text{ años}$$

$$SPT(\text{sin baterías ni AG}) = \frac{\% 4692,90}{\$ 326,23 - \$ 60}$$

$$SPT(\text{sin baterías ni AG}) = 17,63 \text{ años}$$

$$SPT(\text{con baterías}) = \frac{\$ 10590,69}{\$ 651,26 - \$ 60}$$

$$SPT(\text{con baterías}) = 17,91 \text{ años}$$

$$SPT(\text{con baterías sin AG}) = \frac{\$ 9732,90}{\$ 631,95 - \$ 60}$$

$$SPT(\text{con baterías sin AG}) = 17,02 \text{ años}$$

Utilizando el método más simple para observar rentabilidad de proyectos, que es el SPT, determinamos que la implementación de un diseño híbrido con las características observadas con dificultad logra retornar beneficios monetarios en el transcurso de su vida útil, y para lograr rentabilidad es necesario reducir o eliminar el sistema de back up por baterías, junto con la reconsideración de si el agregado de un aerogenerador logra beneficios tangibles.

Por último, se determina el valor del costo beneficio (11) teniendo en cuenta el ahorro generado en los 25 años como el beneficio y los mantenimientos junto con la inversión inicial como costos (Anexo 9).

$$\text{Valor Costo Beneficio} = \frac{\text{Beneficios netos}}{\text{Costos de inversión}} \quad (11)$$

$$\text{Valor Costo Beneficio} = \frac{\$ 10419,70}{\$ 9732,90 + \$1021,02}$$

$$\text{Valor Costo Beneficio} = 0,967$$

El valor de costo beneficio para el caso con mejor SPT es menor a 1 por lo que podemos determinar que, aunque el proyecto no parece ser rentable, se encuentra cerca de serlo si se realizan ciertas modificaciones.

CONCLUSIONES

En base a la investigación realizada se llega a las siguientes conclusiones:

- El área de Olón – Olonche presenta una excelente potencia solar, junto con un potencial eólico no tan bueno, por lo que se muestra de menor beneficio en relación con el sistema solar fotovoltaico. La zona en cuanto irradiación solar presenta buena cobertura durante todo el año, y al no existir edificaciones grandes las sombras no presentan muchos problemas, en cuanto a los vientos, aunque su frecuencia y concentración presentan facilidad en su captación, sus velocidades son muy bajas para potenciar proyectos como fuente principal de energía. Por lo que se busca eliminar estas debilidades al combinar estos sistemas en un diseño híbrido.
- Para la implementación de este sistema híbrido se consideró regirse a las disposiciones y reglamentaciones asociadas a las normativas vigentes que exige el marco legal del país, estas son las Resoluciones Nro. ARCONEL-042/18 y la Nro. ARCERNR-013/2021, respectivamente, así como la regulación Nro. ARCONEL 003/18(Anexo 10), estas normativas son simples, concretas y de fácil comprensión, lo cual nos muestra que la implementación de sistemas de generación similares son apoyados y promovidos por el gobierno local.
- Económicamente, en el caso analizado, si se desea cubrir completamente la demanda utilizando energías renovables, el tiempo de recuperación de inversión (17-20 años) es muy cercano a el de vida útil de los equipos (25 años), por lo que no presenta mucho beneficio económico este tipo de instalaciones durante la mayoría de su vida útil en viviendas de consumo similar.
- También se puede observar en base a los costos de los diferentes equipos que la inclusión de un sistema eólico (aerogenerador de 500 W) no es tan buena idea, ya que su uso común como apoyo a un sistema fotovoltaico en horas de bajo sol, el cual de acuerdo con la Tabla 11, mensualmente presenta un ahorro de alrededor de \$1 no presenta un beneficio monetario sustancial en comparación con los altos costos de instalación, junto con el hecho de que su beneficio es fácilmente reemplazado por el suministro de la red general en diseños híbridos.

- El valor del costo beneficio (Anexo 9) que es 0.97, se ve afectado debido a los altos costos de inversión (Anexo 3) al principio del proyecto, como lo es la compra de equipos generadores (8 paneles fotovoltaicos de 530 W y 1 aerogenerador de 500 W), junto con el elevado costo de mantener almacenamiento mediante un grupo de 18 baterías de 100 ah. Esto al compararse con el ahorro generado en el transcurso de los 25 años de vida de estos equipos nos presenta una realidad que requiere una modificación en las combinaciones de equipos para lograr un proyecto rentable.

RECOMENDACIONES

En base a la investigación realizada se llega a las siguientes recomendaciones para futuros proyectos similares que se deseen realizar:

- En base a los datos del potencial eólico, se recomienda utilizar aerogeneradores de baja velocidad de arranque como los de eje tipo vertical, que podrán hacer mejor uso del potencial existente a esas velocidades.
- En caso de hacer uso de baterías como sistema de respaldo, se debe siempre hacer uso de baterías solares ya que estas son más eficientes en estos casos, también existen otras de mayor capacidad en el mercado internacional que ayudan a disminuir la cantidad necesaria, pero que no fueron consideradas en este proyecto debido a que no se encontró un vendedor local.
- Si la única consideración del diseño de un proyecto similar es el ahorro monetario, la eliminación del aerogenerador y reducción del banco de baterías junto con menor cantidad de paneles son avenidas para lograrlo si no importa perder un poco de autonomía energética.
- Este tipo de diseños híbridos es costoso y sin un profundo análisis de consumo de la vivienda, es muy fácil terminar perdiendo dinero sin tener beneficios tangibles.
- Es necesario realizar un mantenimiento preventivo anual a los módulos fotovoltaicos, eólicos, conexiones, inversor y sistemas de protección para garantizar su operatividad con autonomía hasta 25 años como lo indica la resolución ARCERNNR-013/2021 para el ciclo de vida útil de generadores renovables.
- Promocionar a nivel local y nacional este tipo de proyectos en beneficio de viviendas donde existe poca infraestructura eléctrica y bondades de la naturaleza.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

A: Amperio, medida de corriente.

AG: Aerogenerador.

Ah: Amperio hora, medida de capacidad de una batería.

Azimut: o azimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol.

Hora solar pico (HSP): unidad que mide la cantidad de horas al día con irradiación solar constante de 1000 vatios metro cuadrado.

Irradiancia: Magnitud que describe la radiación que llega como potencia por unidad de superficie, medida en vatios por metro cuadrado (w/m^2).

kWh: kilovatio hora, medida de consumo energético en 1 hora.

m/s: Metros sobre segundos, medida de velocidad del viento.

PVGIS: Photovoltaic Geographical Information system es una página web desarrollada por la Comisión Europea, que proporciona un inventario de base cartográfica del recurso de energía solar.

PVSYST: Herramienta desarrollada por el grupo de energía de ciencias del medioambiente de la universidad de Génova, permite el estudio, simulación y análisis de sistemas fotovoltaicos.

Rosa de potencia/frecuencia de vientos: Representación gráfica de la dirección de los vientos y su potencia, diagrama polar donde se definen para diferentes direcciones valores relacionados a la velocidad del viento.

SPT: Simple payback time o tiempo de recuperación es una fórmula utilizada para determinar el tiempo que se demora en pagar una inversión.

String: Conjunto de paneles solares conectados en serie.

V: Voltios, medida de tensión.

W: Vatio, medida de potencia.

W/m²: Vatio sobre metro cuadrado, medida de densidad de potencia en un área, utilizado para medir irradiancia.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarado, I., Miranda, M., & Sanchez, M. (2012). *Energía Solar Térmica*. Universidad de El Salvador.
- Aparicio, M. P. (2006). *Energía solar fotovoltaica: Guía del usuario*. Marcombo.
- ARCERNNR. (2021). *Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*.
- ARCERNNR. (2023). *Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica*.
- ARCONEL. (2018). *Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica*.
- Arencibia-Carballo, G. (2016). La importancia del uso de paneles solares en la generación de energía eléctrica. *REDVET. Revista Electrónica de Veterinaria*, 17(9), 1–4.
- De la Cruz Cajo, M. A. (2020). *Dimensionamiento de un sistema híbrido eólico fotovoltaico para electrificar el caserío el Higuerón en Salas en el departamento de Lambayeque*.
- Hermoso Espí, P. (2017). *Instalación fotovoltaica en vivienda unifamiliar* [PhD Thesis].
- Martínez Gil, J. (2017). *Diseño de instalación solar térmica y fotovoltaica para una piscina olímpica climatizada situada en Playa Paraíso, alimentada mediante módulos solares térmicos, módulos fotovoltaicos y caldera de biomasa como sistema térmico de apoyo*.
- Mayor Oller, J. (2019). *Proyecto de implantación en una vivienda de un sistema híbrido para la producción de ACS, calefacción y refrigeración en base a un*

sistema solar más un sistema de aerotermia [Master's Thesis]. Universitat Politècnica de Catalunya.

Mur Amada, J. (s/f). *Manual Eólico*. Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.

Salamanca-Avila, S. (2017). Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá. *Revista científica*, 3(30), 263. <https://doi.org/10.14483/23448350.12213>

Sandoval Sánchez, J. U., Navarro Ramírez, I., & Avilés Urbina, D. I. (2017). *Modelos de Sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en viviendas rurales de la comunidad el Jilguero de la Reserva Natural Mirafior Moropotente, municipio de Condega* [PhD Thesis]. Universidad Nacional Autónoma de Nicaragua, Managua.

Santillán Tituaña, A. (2016). *Estudio de la incorporación de baterías en sistemas fotovoltaicos*.

Viloria, J. R. (2013). *Energías renovables. Lo que hay que saber*. Ediciones Paraninfo, SA.

Vizcarra Cavero, S. I. (2019). *Diseño e implementación de un sistema monitoreo inalámbrico de bancos de baterías utilizando en Arduino Mega 2560*.

ANEXOS

Anexo 1

Plano de la vivienda

CASA GADUA : 95.5 M2

- SALA
- COMEDOR
- COCINA
- LAVANDERIA
- DORMITORIO PRINCIPAL CON BAÑO
- 2 DORMITORIOS CON BAÑO
- GALERIA CUBIERTA ABIERTA
- GARAJE



CASA GADUA : 95.5 M2

Anexo 2

Datos históricos NASA de la zona

| |
|---|
| NASA/POWER CERES/MERRA2 Resolución Nativa Mensual y Anual |
| Fecha (mes/día/año): 01/01/1981 hasta 12/31/2020 |
| Locación: Latitud -1.792 Longitud -80.7573 |
| Elevación de MERRA-2: Promedio para 0.5 x 0.625 grados lat/lon región = 125.84 metros |
| Valor de datos del modelo no pueden ser procesados o están fuera del rango disponible: -999 |

WS10M MERRA-2 Velocidad de viento a 10 metros (m/s)

| Parámetro | Año | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Anual |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| WS10M | 1981 | 3.88 | 3.12 | 2.53 | 3.42 | 3.94 | 4.48 | 4.62 | 4.95 | 4.71 | 4.46 | 4.77 | 4.3 | 4.1 |
| WS10M | 1982 | 3.64 | 2.66 | 2.8 | 3.04 | 3.78 | 4.16 | 4.3 | 4.73 | 4.48 | 4.25 | 4.08 | 3.62 | 3.8 |
| WS10M | 1983 | 3.05 | 3.05 | 2.87 | 2.35 | 2.74 | 3.32 | 4.28 | 4.48 | 4.96 | 4.85 | 4.61 | 4.32 | 3.74 |
| WS10M | 1984 | 3.62 | 2.7 | 2.37 | 2.6 | 3.37 | 4.45 | 4.18 | 4.39 | 4.16 | 4.36 | 4.36 | 4.28 | 3.74 |
| WS10M | 1985 | 3.16 | 3.73 | 3.17 | 3.21 | 4.05 | 4.43 | 4.59 | 4.82 | 4.8 | 4.54 | 4.54 | 4.28 | 4.11 |
| WS10M | 1986 | 3.55 | 2.55 | 2.8 | 2.8 | 3.82 | 4.61 | 4.44 | 4.58 | 4.58 | 4.45 | 4.64 | 4.18 | 3.92 |
| WS10M | 1987 | 3.38 | 3.2 | 2.64 | 3.07 | 3.31 | 4.07 | 4.51 | 4.91 | 4.91 | 4.79 | 4.68 | 4.52 | 4.01 |
| WS10M | 1988 | 3.45 | 3.34 | 3.34 | 2.88 | 4.04 | 4.59 | 4.91 | 5.02 | 5.15 | 5.16 | 4.91 | 4.35 | 4.27 |
| WS10M | 1989 | 3.63 | 3.04 | 2.59 | 2.9 | 3.81 | 4.43 | 4.58 | 4.77 | 4.82 | 4.97 | 4.73 | 4.34 | 4.05 |
| WS10M | 1990 | 4.02 | 2.94 | 3.18 | 3.1 | 4.36 | 4.79 | 4.75 | 4.79 | 4.65 | 4.85 | 4.89 | 4.44 | 4.23 |
| WS10M | 1991 | 3.86 | 3.38 | 2.59 | 3.28 | 4.02 | 4.53 | 4.91 | 5.05 | 4.74 | 4.9 | 4.73 | 4.34 | 4.2 |
| WS10M | 1992 | 3.48 | 3.23 | 3.33 | 3.17 | 3.62 | 4.33 | 4.93 | 4.97 | 5.14 | 5.29 | 4.78 | 4.55 | 4.24 |
| WS10M | 1993 | 4.3 | 2.87 | 2.54 | 2.76 | 3.66 | 4.84 | 5.03 | 5.02 | 5.01 | 4.97 | 4.78 | 4.46 | 4.2 |
| WS10M | 1994 | 3.87 | 2.99 | 2.77 | 2.85 | 4.19 | 4.83 | 4.73 | 5.05 | 4.87 | 4.78 | 4.92 | 4.51 | 4.2 |
| WS10M | 1995 | 3.56 | 3.08 | 2.95 | 3.43 | 4.22 | 4.73 | 5.07 | 5.24 | 5.48 | 5.27 | 5.02 | 4.63 | 4.4 |
| WS10M | 1996 | 4.06 | 3.28 | 2.87 | 3.05 | 4.51 | 4.71 | 4.78 | 4.98 | 5.36 | 5.22 | 4.85 | 4.93 | 4.39 |
| WS10M | 1997 | 3.8 | 3.48 | 2.97 | 2.8 | 3.33 | 3.63 | 4.64 | 4.63 | 4.7 | 5.09 | 4.12 | 3.37 | 3.88 |
| WS10M | 1998 | 3.01 | 3.02 | 3.1 | 3.33 | 3.63 | 4.38 | 4.83 | 5.12 | 5.4 | 5.41 | 4.58 | 4.73 | 4.22 |
| WS10M | 1999 | 3.99 | 2.96 | 2.8 | 2.97 | 3.68 | 4.3 | 4.83 | 4.8 | 4.88 | 5.16 | 4.78 | 4.72 | 4.16 |
| WS10M | 2000 | 3.84 | 3.14 | 2.6 | 2.73 | 3.55 | 4.21 | 4.53 | 4.79 | 4.81 | 5.07 | 4.62 | 4.59 | 4.05 |
| WS10M | 2001 | 3.65 | 3.06 | 2.89 | 2.77 | 3.44 | 4.39 | 4.67 | 4.9 | 5.07 | 5.05 | 4.94 | 4.7 | 4.13 |
| WS10M | 2002 | 4.41 | 3.37 | 2.94 | 2.8 | 3.68 | 4.44 | 4.7 | 4.82 | 5.15 | 5.09 | 4.91 | 4.52 | 4.24 |
| WS10M | 2003 | 4.02 | 3.33 | 3.02 | 3.38 | 4.52 | 4.6 | 4.75 | 4.77 | 4.91 | 4.97 | 4.88 | 4.65 | 4.32 |
| WS10M | 2004 | 3.7 | 3.41 | 3.1 | 3.2 | 4.34 | 4.88 | 4.67 | 4.73 | 4.9 | 4.95 | 4.86 | 4.13 | 4.24 |
| WS10M | 2005 | 4.2 | 3.95 | 3.05 | 4.13 | 4.48 | 4.48 | 4.58 | 4.77 | 4.98 | 4.98 | 4.9 | 4.54 | 4.42 |
| WS10M | 2006 | 4.24 | 3.29 | 3.02 | 2.95 | 4.27 | 4.44 | 4.62 | 4.7 | 4.72 | 4.68 | 4.68 | 4.41 | 4.17 |
| WS10M | 2007 | 3.93 | 3.64 | 3.2 | 3.33 | 4.37 | 4.82 | 4.65 | 5.09 | 5.05 | 4.8 | 4.95 | 4.84 | 4.39 |
| WS10M | 2008 | 3.93 | 2.94 | 2.55 | 2.68 | 3.21 | 4.27 | 4.85 | 4.99 | 4.7 | 4.68 | 4.55 | 4.48 | 3.99 |
| WS10M | 2009 | 3.92 | 2.98 | 2.73 | 3.16 | 4.12 | 4.38 | 4.72 | 4.8 | 5.06 | 4.65 | 4.41 | 4.7 | 4.15 |
| WS10M | 2010 | 4.06 | 3.34 | 3.38 | 3.49 | 3.85 | 4.48 | 4.55 | 4.6 | 4.64 | 4.57 | 4.41 | 4.28 | 4.14 |
| WS10M | 2011 | 3.73 | 2.96 | 2.88 | 2.72 | 3.88 | 4.36 | 4.75 | 4.67 | 4.59 | 4.57 | 4.42 | 4.41 | 4.0 |
| WS10M | 2012 | 3.55 | 2.65 | 3.08 | 2.71 | 3.47 | 4.13 | 4.52 | 4.69 | 4.7 | 4.38 | 4.38 | 4.49 | 3.9 |
| WS10M | 2013 | 4.16 | 2.89 | 2.72 | 2.94 | 3.8 | 4.52 | 4.59 | 4.55 | 4.71 | 4.64 | 4.59 | 4.5 | 4.05 |
| WS10M | 2014 | 3.77 | 2.95 | 2.84 | 3.81 | 3.88 | 4.63 | 4.62 | 4.6 | 4.62 | 4.66 | 4.38 | 4.45 | 4.11 |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| WS10M | 2015 | 4.21 | 3.39 | 2.87 | 3.3 | 3.59 | 4.22 | 4.65 | 4.62 | 4.8 | 4.69 | 4.47 | 4.6 | 4.12 |
| WS10M | 2016 | 3.7 | 3.34 | 2.96 | 3.08 | 3.85 | 4.55 | 4.72 | 4.7 | 4.68 | 4.53 | 4.33 | 4.2 | 4.05 |
| WS10M | 2017 | 3.72 | 2.62 | 2.41 | 2.92 | 3.46 | 4.07 | 4.48 | 4.49 | 4.58 | 4.52 | 4.41 | 4.46 | 3.85 |
| WS10M | 2018 | 4.12 | 3.26 | 2.88 | 2.99 | 3.96 | 4.52 | 4.52 | 4.57 | 4.66 | 4.35 | 4.41 | 4.36 | 4.05 |
| WS10M | 2019 | 3.81 | 2.95 | 2.84 | 3.24 | 4.07 | 4.58 | 4.53 | 4.56 | 4.55 | 4.54 | 4.52 | 4.73 | 4.09 |
| WS10M | 2020 | 4.22 | 3.48 | 3.04 | 3.19 | 4.45 | 4.68 | 4.51 | 4.56 | 4.82 | 4.66 | 4.38 | 4.12 | 4.18 |

ALLSKY_SFC_SW_DWN CERES SYN1deg Irradiancia descendente de onda corta en toda superficie del cielo (kW-h/m²/día)

| PARAMETER | Año | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Anu al |
|-------------------|------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1981 | - 999. 0 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1982 | - 999. 0 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1983 | - 999. 0 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1984 | 5.69 | 5.02 | 5.36 | 5.27 | 4.7 | 3.85 | 4.86 | 3.98 | 4.28 | 4.13 | 3.92 | 4.42 | 4.62 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1985 | 4.42 | 4.96 | 5.56 | 5.02 | 4.53 | 3.93 | 3.66 | 3.93 | 4.77 | 4.56 | 4.66 | 4.1 | 4.5 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1986 | 3.6 | 5.3 | 5.12 | 4.95 | 4.41 | 4.07 | 3.87 | 4.32 | 4.59 | 3.53 | 3.89 | 4.59 | 4.35 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1987 | 4.44 | 4.13 | 5.36 | 5.21 | 5.09 | 4.65 | 3.76 | 3.96 | 4.64 | 4.67 | 5.3 | 4.34 | 4.63 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1988 | 4.63 | 5.16 | 5.48 | 5.24 | 4.82 | 4.07 | 3.61 | 3.88 | 4.42 | 3.87 | 3.94 | 4.27 | 4.44 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1989 | 4.44 | 4.5 | 5.21 | 4.86 | 4.5 | 3.47 | 3.79 | 4.6 | 4.65 | 4.58 | 4.59 | 4.81 | 4.5 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1990 | 4.75 | 4.89 | 5.43 | 4.9 | 4.56 | 3.9 | 4.01 | 4.72 | 4.71 | 4.59 | 5.15 | 4.32 | 4.66 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1991 | 4.54 | 4.95 | 5.5 | 5.54 | 4.69 | 4.22 | 4.48 | 4.41 | 4.67 | 4.2 | 4.49 | 4.45 | 4.67 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1992 | 4.6 | 4.7 | 4.46 | 4.94 | 4.73 | 3.96 | 3.89 | 4.41 | 4.19 | 3.78 | 4.04 | 4.17 | 4.32 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1993 | 4.34 | 4.37 | 4.9 | 5.15 | 4.84 | 4.19 | 4.12 | 4.46 | 4.25 | 4.29 | 4.3 | 3.99 | 4.43 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1994 | 4.2 | 4.88 | 5.22 | 4.99 | 4.66 | 3.82 | 4.05 | 4.3 | 5.29 | 4.38 | 4.02 | 4.02 | 4.48 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1995 | 4.97 | 5.28 | 6.05 | 5.53 | 4.78 | 4.05 | 3.29 | 3.73 | 4.7 | 4.09 | 4.47 | 5.1 | 4.67 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1996 | 4.64 | 5.17 | 4.85 | 5.4 | 4.48 | 3.59 | 3.86 | 4.47 | 4.86 | 4.87 | 4.86 | 4.99 | 4.67 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1997 | 4.58 | 4.99 | 4.75 | 5.54 | 5.19 | 4.67 | 4.54 | 4.3 | 4.51 | 4.63 | 4.12 | 4.41 | 4.68 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1998 | 4.36 | 4.27 | 4.48 | 4.74 | 4.25 | 4.42 | 3.82 | 3.59 | 3.74 | 4.04 | 4.04 | 4.43 | 4.18 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 1999 | 4.66 | 3.99 | 5.07 | 4.96 | 4.1 | 3.31 | 3.42 | 3.92 | 3.71 | 3.87 | 4.29 | 3.88 | 4.1 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 2000 | 4.6 | 4.38 | 4.82 | 4.88 | 4.19 | 3.29 | 3.7 | 4.28 | 4.26 | 4.57 | 4.75 | 4.27 | 4.33 |
| ALLSKY_SFC_SW_DWN | 2001 | 4.23 | 4.36 | 4.71 | 4.63 | 3.59 | 3.38 | 3.34 | 3.56 | 4.36 | 4.29 | 3.97 | 3.91 | 4.03 |

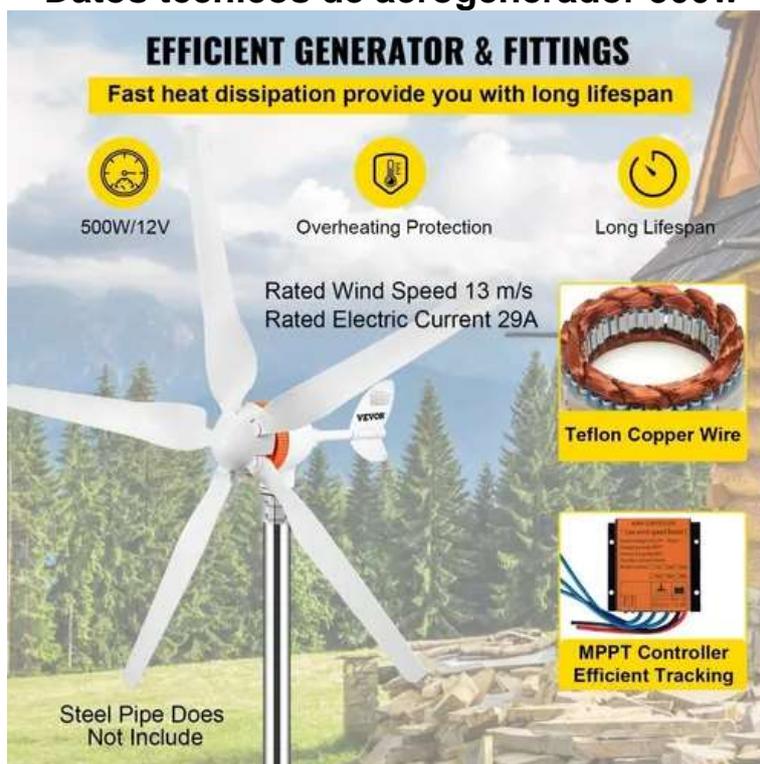
| | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2002 | 4.14 | 3.85 | 4.14 | 4.22 | 3.92 | 3.62 | 3.25 | 3.78 | 3.97 | 3.3 | 3.51 | 3.39 | 3.75 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2003 | 3.94 | 4.28 | 4.59 | 4.77 | 3.87 | 3.29 | 3.26 | 3.23 | 4.03 | 3.5 | 3.67 | 3.82 | 3.85 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2004 | 4.99 | 4.24 | 4.53 | 4.41 | 3.66 | 3.23 | 3.13 | 4.34 | 3.5 | 3.95 | 3.91 | 4.95 | 4.07 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2005 | 4.56 | 3.87 | 4.3 | 4.24 | 4.35 | 3.58 | 3.69 | 3.96 | 4.14 | 3.37 | 4.03 | 3.85 | 4.0 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2006 | 4.37 | 3.96 | 4.93 | 5.0 | 4.26 | 3.43 | 3.6 | 3.77 | 3.59 | 4.5 | 3.92 | 4.18 | 4.13 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2007 | 3.97 | 4.49 | 4.63 | 4.71 | 3.65 | 3.05 | 3.52 | 3.33 | 4.03 | 3.46 | 3.83 | 3.93 | 3.88 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2008 | 3.25 | 4.36 | 4.63 | 5.12 | 4.08 | 3.31 | 3.08 | 3.08 | 3.18 | 3.47 | 4.51 | 4.01 | 3.84 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2009 | 3.91 | 4.27 | 4.97 | 4.94 | 4.48 | 3.75 | 3.62 | 3.51 | 4.25 | 4.18 | 4.11 | 3.75 | 4.14 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2010 | 3.88 | 3.86 | 4.38 | 4.64 | 3.83 | 2.93 | 3.21 | 3.25 | 3.47 | 4.14 | 3.61 | 3.61 | 3.73 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2011 | 4.31 | 4.66 | 5.6 | 4.87 | 4.45 | 3.3 | 3.14 | 3.34 | 4.35 | 4.14 | 4.76 | 4.37 | 4.27 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2012 | 3.71 | 4.46 | 4.67 | 4.92 | 4.47 | 3.79 | 3.82 | 3.52 | 4.23 | 3.82 | 4.23 | 4.12 | 4.14 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2013 | 3.36 | 4.39 | 4.25 | 4.27 | 3.94 | 2.94 | 3.16 | 4.0 | 4.45 | 3.69 | 3.8 | 4.48 | 3.89 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2014 | 3.69 | 3.97 | 5.15 | 3.91 | 3.91 | 3.65 | 3.56 | 3.39 | 3.8 | 3.95 | 3.83 | 4.23 | 3.92 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2015 | 3.98 | 4.46 | 4.71 | 4.71 | 4.4 | 4.11 | 3.6 | 3.66 | 4.05 | 3.58 | 3.56 | 3.96 | 4.06 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2016 | 4.08 | 3.96 | 4.29 | 4.35 | 5.02 | 4.12 | 3.39 | 4.27 | 3.57 | 4.11 | 4.96 | 3.98 | 4.18 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2017 | 4.11 | 4.53 | 4.59 | 4.69 | 4.35 | 2.98 | 3.02 | 3.52 | 3.83 | 3.81 | 3.96 | 3.65 | 3.92 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2018 | 4.51 | 3.89 | 4.6 | 4.98 | 3.71 | 3.2 | 3.06 | 3.75 | 4.08 | 3.69 | 3.66 | 4.0 | 3.93 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2019 | 3.95 | 4.25 | 4.38 | 4.71 | 3.93 | 3.09 | 3.29 | 4.09 | 4.39 | 3.35 | 3.36 | 4.15 | 3.91 |
| ALLSKY_SFC_S W_DWN | 2020 | 4.31 | 4.15 | 4.61 | 4.82 | 4.31 | 3.1 | 3.09 | 4.09 | 3.88 | 4.22 | 4.4 | 3.81 | 4.07 |

Anexo 3
Tabla de costos

| Cantidad | Equipo | Costo unitario (\$) | Total (\$) |
|-----------------|---------------------------------------|----------------------------|----------------------|
| 20 | Panel solar 210w | 160 | 3200 |
| 11 | Panel solar 380w | 240 | 2640 |
| 10 | Panel solar 395w | 260 | 2600 |
| 8 | Panel solar 530w | 320 | 2560 |
| 2-5 | Estructura*4 | 175,92 | 351,84 – 879,6 |
| 1 | Aerogenerador 500w | 599 | 599 |
| 1 | Controlador de carga de aerogenerador | 49,59 | 49,59 |
| 1 | Inversor 4kw | 1155 | 1155 |
| 18 | Batería 100ah/12v | 280 | 5040 |
| 4 | Conectores M4 | 8,94 | 35,76 |
| 15m | Cables AWG 8 | 7,84 | 117,6 |
| 20m | Cables AWG10 | 4,48 | 89,6 |
| 1 | Poste 10m | 60 | 60 |
| 2-3 | Interruptores DC | 33,60 | 67,2 – 100,8 |
| 1-3 | Protector sobretensiones DC | 26,00 | 26,00 – 52,00 |
| 1 | Interruptores AC | 15,50 | 15,50 |
| 1 | Diferencial AC | 29,60 | 29,60 |
| 1 | Protector sobretensiones AC | 60,00 | 60,00 |
| 1 | Caja de protecciones | 8,00 | 8,00 |
| 1 | Mano de obra | 300,00 | 300,00 |
| | Total | | |

Anexo 4

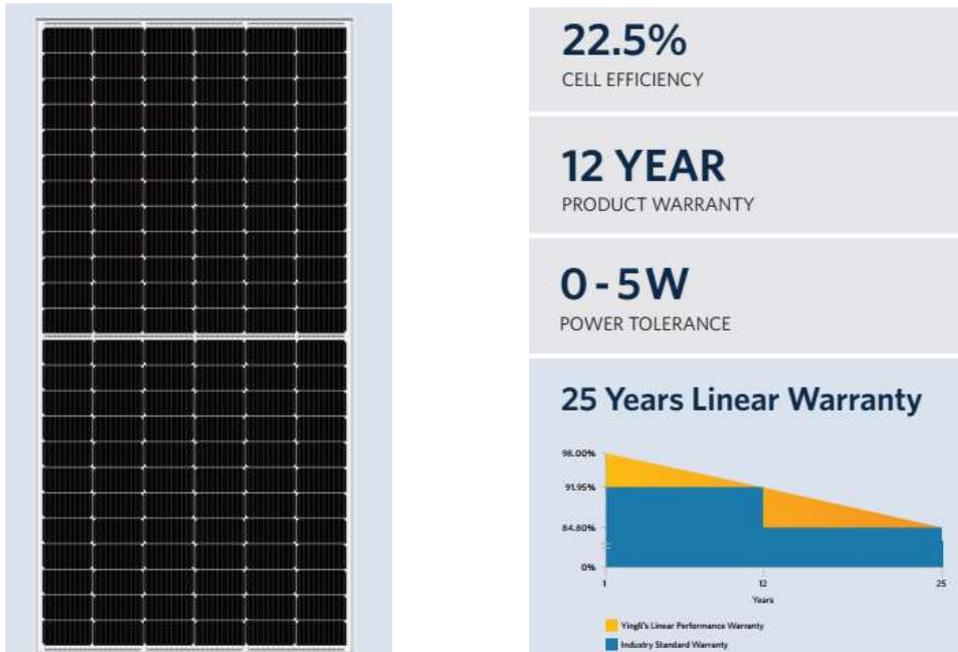
Datos técnicos de aerogenerador 500w



Potencia Nominal: 500 W
 Potencia Máxima: 500 W
 Voltaje Nominal: 12 V / AC
 Corriente Clasificada: 29 A
 Diámetro del Aro: 54 mm / 2 pulgadas
 Diámetro del Rotor: 1,2 m / 47 pulgadas
 Peso Neto: 9,5 kg / 21 libras
 Número de Hoja: 5
 Material de Hoja: Fibra de Nailon
 Velocidad del Viento de Arranque: 2,0 m/s
 Velocidad Nominal del Viento: 13 m/s
 Velocidad del Viento de Supervivencia: 50 m/s
 Velocidad Nominal: 900 r/min
 Temperatura de Trabajo: -40 c 80 c
 Dimensión del Paquete: 69x29,5x19,5 cm / 27x11,5x7,5 pulgadas
 Generador: Imán Permanente de CA Trifásico
 Material Magnético: Neodimio Hierro Boro
 Sistema de Control: Electromagnético / Guiñada
 Manera de Regulación: Ajuste Automático
 Material de Cabina: Aluminio Fundido a Presión con Acabado Recubierto de Pintura
 Material de Cola: Acero Inoxidable con Acabado Recubierto de Pintura

Anexo 5

Datos técnicos de Paneles fotovoltaicos



YLM-J 144 CELL (M10)

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

| Module type | | | YLxxxD-49e 1/2 (xxx=Pmax) | | | | |
|-------------------------|------------------|---|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | | | YLxxxD-49e 1500V 1/2 (xxx=Pmax) | | | | |
| Power output | P_{max} | W | 530 | 535 | 540 | 545 | 550 |
| Power output tolerances | ΔP_{max} | W | 0/+5 | | | | |
| Module efficiency | η_m | % | 20.51 | 20.70 | 20.89 | 21.09 | 21.28 |
| Voltage at P_{max} | V_{mpp} | V | 41.40 | 41.55 | 41.70 | 41.85 | 42.00 |
| Current at P_{max} | I_{mpp} | A | 12.81 | 12.88 | 12.95 | 13.03 | 13.10 |
| Open-circuit voltage | V_{oc} | V | 49.22 | 49.37 | 49.52 | 49.67 | 49.82 |
| Short-circuit current | I_{sc} | A | 13.69 | 13.76 | 13.83 | 13.90 | 13.97 |

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C module temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

| | | | | | | | |
|-----------------------|-----------|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Power output | P_{max} | W | 394.3 | 398.0 | 401.8 | 405.5 | 409.2 |
| Voltage at P_{max} | V_{mpp} | V | 38.5 | 38.6 | 38.8 | 38.9 | 39.0 |
| Current at P_{max} | I_{mpp} | A | 10.25 | 10.30 | 10.36 | 10.42 | 10.48 |
| Open-circuit voltage | V_{oc} | V | 46.1 | 46.2 | 46.4 | 46.5 | 46.7 |
| Short-circuit current | I_{sc} | A | 11.06 | 11.12 | 11.17 | 11.23 | 11.29 |

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

| | | | |
|--------------------------------------|-------------------|------|-------|
| Nominal operating cell temperature | NOCT | °C | 45± 2 |
| Temperature coefficient of P_{max} | γ | %/°C | -0.35 |
| Temperature coefficient of V_{oc} | $\beta_{V_{oc}}$ | %/°C | -0.27 |
| Temperature coefficient of I_{sc} | $\alpha_{I_{sc}}$ | %/°C | 0.05 |

OPERATING CONDITIONS

| | |
|---|--|
| Max. system voltage | 1000V _{DC} or 1500V _{DC} |
| Max. series fuse rating | 25A |
| Operating temperature range | -40°C to 85°C |
| Max. static load, front (e.g., snow) | 5400Pa |
| Max. static load, back (e.g., wind) | 2400Pa |
| Max. hailstone impact (diameter / velocity) | 25mm / 23m/s |

*DO NOT CONNECT FUSE IN COMBINER BOX WITH TWO OR MORE STRINGS IN PARALLEL CONNECTION

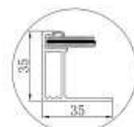
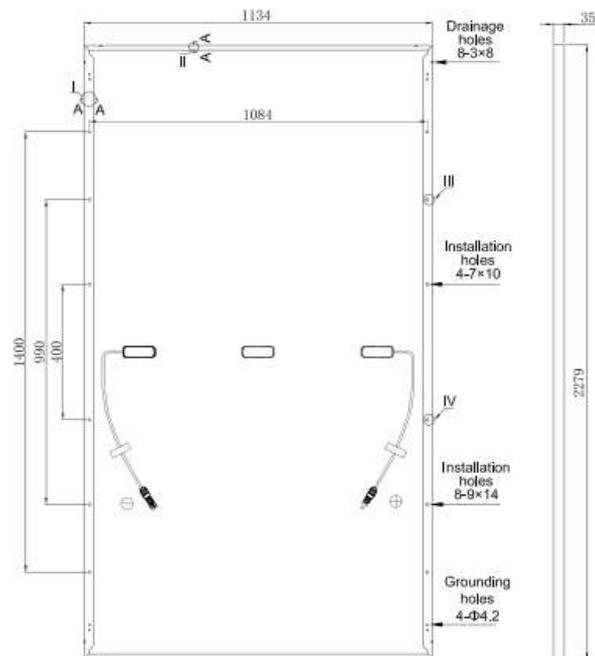
CONSTRUCTION MATERIALS

| | |
|---------------------------------------|---------------------------------|
| Front cover (material / thickness) | low-iron tempered glass / 3.2mm |
| Cell (quantity / material) | 144 / monocrystalline silicon |
| Frame (material) | anodized aluminum alloy |
| Junction box (protection degree) | ≥ IP67 |
| Cable (length / cross-sectional area) | 300 mm / 4mm ² |

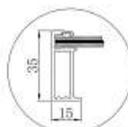
GENERAL CHARACTERISTICS

| | |
|------------------------|-----------------|
| Dimensions (L / W / H) | 2279×1134×35 mm |
| Weight | 28.6kg |

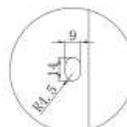
Unit: mm



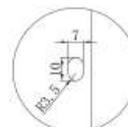
SECTION A-A I



SECTION A-A II



Enlarge figure III



Enlarge figure IV

ELECTRICAL DATA AT STC*

| | | | | | |
|-----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Power output (Pmax) | 380 W | 385 W | 390 W | 395 W | 400 W |
| Power tolerance | 0~+5 W |
| Module efficiency | 19.15 % | 19.41 % | 19.66 % | 19.91 % | 20.16% |
| Maximum power voltage (Vmp) | 39.50 V | 39.65 V | 39.76 V | 39.86 V | 39.92 V |
| Maximum power current (Imp) | 9.62 A | 9.71 A | 9.81 A | 9.91 A | 10.02 A |
| Open circuit voltage (Voc) | 48.20 V | 48.25 V | 48.37 V | 48.48 V | 48.6 V |
| Short circuit current (Isc) | 9.99 A | 10.08 A | 10.18 A | 10.28 A | 10.4 A |

*Standard Test Conditions: Irradiance: 1 000 W / m² • Cell temperature: 25°C • AM: 1.5

ELECTRICAL DATA AT NMOT*

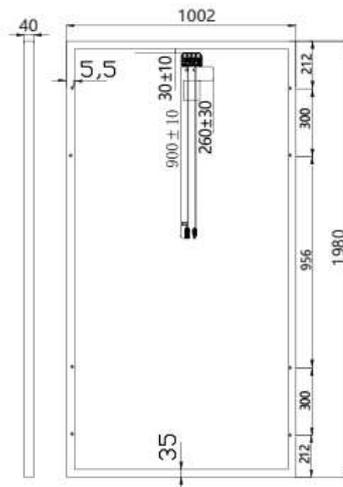
| | | | | | |
|-----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Power output (Pmax) | 283.34 W | 287.07 W | 290.79 W | 294.52 W | 298.25 W |
| Maximum power voltage (Vmp) | 37.03 V | 37.17 V | 37.27 V | 37.37 V | 37.42 V |
| Maximum power current (Imp) | 7.64 A | 7.71 A | 7.79 A | 7.87 A | 7.96 A |
| Open circuit voltage (Voc) | 44.70 V | 44.74 V | 44.86 V | 44.96 V | 45.07 V |
| Short circuit current (Isc) | 8.12 A | 8.19 A | 8.28 A | 8.36 A | 8.45 A |

*Nominal Operating Cell Temperature: Irradiance: 800 W / m² • Ambient temperature: 20°C
 • AM: 1.5 • Wind speed: 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS

| | |
|-----------------------------|--|
| Cell type | Monocrystalline (158.75x158.75 mm) |
| Number of cells | 72 |
| Dimensions | 1980x1002x40mm |
| Weight | 22.9 kg |
| Glass | 3.2 mm tempered glass, High transmission (>94%), Anti-Reflective Coating |
| Frame | Anodized aluminium alloy |
| Junction box | IP68 rated (3 by pass diodes) |
| Cable | 4mm ² , 900mm (+) 900mm (-); Length can be customized |
| Connector | MC4 or MC4 compatible |
| Max front load (e.g.: snow) | 5400 Pa |
| Max back load (e.g.: wind) | 2400 Pa |

Dimension of PV Module (mm)



TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| | |
|---------------------------------|-------------|
| NOCT | 45 °C ±2 °C |
| Temperature coefficient of Pmax | -0.396%/°C |
| Temperature coefficient of Voc | -0.31%/°C |
| Temperature coefficient of Isc | +0.06%/°C |

MAXIMUM RATINGS

| | |
|-----------------------------|---------------------------------|
| Operating temperature range | -45 °C ~+85 °C |
| Maximum system voltage | 1500V(DC)(IEC) 1500V(DC)(UL) |
| Max series fuse rating | 25 A |

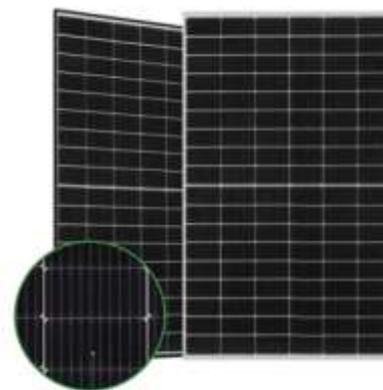
Tiger Pro 54HC
395-415 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

- IEC61215(2016), IEC61730(2016)
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018 Occupational health and safety management systems



→ MBB HC Technology

SPECIFICATIONS

| Module Type | JK1.1395I.1-54HL4 JK1.1395I.1-54HL4-V | | JK1.1400I.1-54HL4 JK1.1400I.1-54HL4-V | | JK1.1405I.1-54HL4 JK1.1405I.1-54HL4-V | | JK1.1410I.1-54HL4 JK1.1410I.1-54HL4-V | | JK1.1415I.1-54HL4 JK1.1415I.1-54HL4-V | |
|---|--|--------|--|--------|--|--------|--|--------|--|--------|
| | STC | NOCT |
| Maximum Power (Pmax) | 395Wp | 294Wp | 400Wp | 298Wp | 405Wp | 301Wp | 410Wp | 305Wp | 415Wp | 309Wp |
| Maximum Power Voltage (Vmp) | 30.32V | 28.26V | 30.42V | 28.42V | 30.52V | 28.56V | 30.62V | 28.72V | 30.79V | 28.88V |
| Maximum Power Current (Imp) | 13.03A | 10.40A | 13.15A | 10.47A | 13.27A | 10.55A | 13.39A | 10.62A | 13.48A | 10.69A |
| Open-circuit Voltage (Voc) | 36.90V | 34.83V | 36.98V | 34.90V | 37.06V | 34.98V | 37.14V | 35.05V | 37.31V | 35.21V |
| Short-circuit Current (Isc) | 13.71A | 11.07A | 13.78A | 11.13A | 13.85A | 11.19A | 13.92A | 11.24A | 14.01A | 11.32A |
| Module Efficiency STC (%) | 20.23% | | 20.48% | | 20.74% | | 21.00% | | 21.25% | |
| Operating Temperature(°C) | -40°C~+85°C | | | | | | | | | |
| Maximum system voltage | 1000/1500VDC (IEC) | | | | | | | | | |
| Maximum series fuse rating | 25A | | | | | | | | | |
| Power tolerance | 0~+3% | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Pmax | -0.35%/°C | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Voc | -0.28%/°C | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Isc | 0.048%/°C | | | | | | | | | |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C | | | | | | | | | |

36 Cells
Mono-crystalline 9BB

210-230W
Power output

21.06%
The Highest Efficiency

0~+5W
Tolerance

RS7E-M



| ELECTRICAL DATA(STC) | | | | | |
|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Rated Power in Watts-Pmax(Wp) | 210W | 215W | 220W | 225W | 230W |
| Open Circuit Voltage-Voc(V) | 23.95V | 23.99V | 24.03V | 24.06V | 24.10V |
| Short Circuit Current-Isc(A) | 11.07A | 11.30A | 11.53A | 11.76A | 11.99A |
| Maximum Power Voltage-Vmp(V) | 20.09V | 20.09V | 20.12V | 20.16V | 20.19V |
| Maximum Power Current-Imp(A) | 10.47A | 10.70A | 10.93A | 11.16A | 11.39A |
| Module Efficiency (%) | 19.23% | 19.69% | 20.15% | 20.60% | 21.06% |

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

| ELECTRICAL DATA(NOCT) | | | | | |
|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Maximum Power-Pmax (Wp) | 156.8W | 160.4W | 164.1W | 167.9W | 171.6W |
| Open Circuit Voltage-Voc (V) | 22.46V | 22.50V | 22.54V | 22.57V | 22.61V |
| Short Circuit Current-Isc (A) | 8.95A | 9.13A | 9.32A | 9.50A | 9.69A |
| Maximum Power Voltage-Vmp(V) | 18.66V | 18.68V | 18.71V | 18.75V | 18.78V |
| Maximum Power Current-Imp(A) | 8.4A | 8.58A | 8.77A | 8.96A | 9.14A |

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

| MECHANICAL DATA | |
|--------------------|--|
| Solar cells | Mono-crystalline 166X166mm, 9 Bus bars |
| Cell configuration | 36cells(4x9) |
| Module dimensions | 1560x700x35mm |
| Weight | 12KGS |
| Front Cover | 3.2mm Tempered Glass |
| Frame Material | Anodized Aluminum Alloy |
| J-BOX | IP67 or IP68, 2 or 3 diodes |
| Cable | 4mm2(IEC)/12AWG(UL),900mm |
| Connectors | MC4 or MC4 Comparable |
| Standard Packaging | 2pcs/carton |

| TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS | |
|---|----------------------|
| Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) | 45°C±2°C |
| Temperature Coefficient of Voc | -0.32%/°C |
| Temperature Coefficient of Isc | 0.05%/°C |
| Temperature Coefficient of Pmax | -0.39%/°C |
| Operational Temperature | -40~+85°C |
| Maximum System Voltage | 1000V(IEC)/1000V(UL) |
| Max Series Fuse Rating | 15A |
| Limiting Reverse Current | 15A |

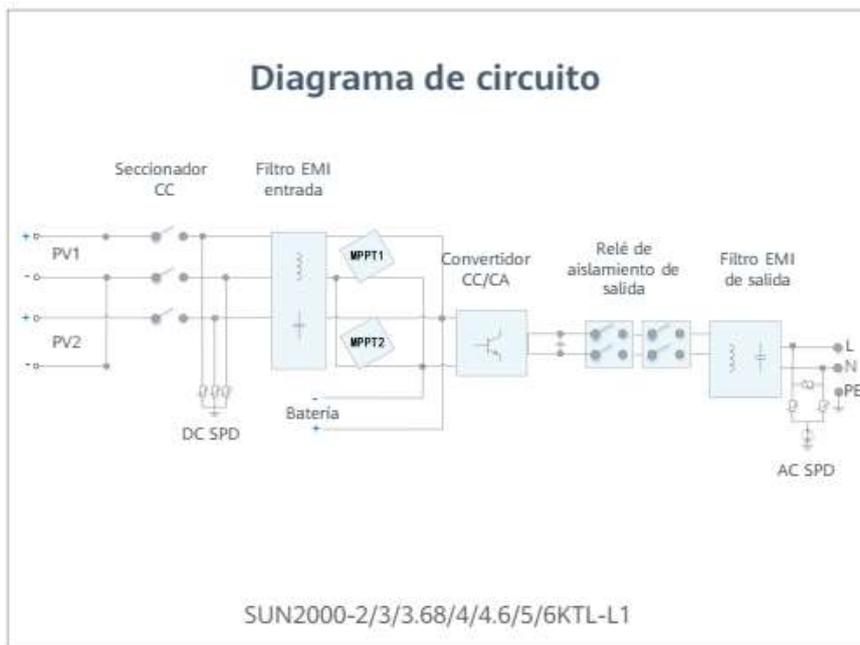
Anexo 6

Datos técnicos de inversor

SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1

Especificaciones técnicas





| Especificaciones técnicas | SUN2000 -2KTL-L1 | SUN2000 -3KTL-L1 | SUN2000 -3.68KTL-L1 | SUN2000 -4KTL-L1 | SUN2000 -4.6KTL-L1 | SUN2000 -5KTL-L1 | SUN2000 -6KTL-L1 |
|--|--|---------------------|------------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|---------------------|
| Eficiencia | | | | | | | |
| Eficiencia Máxima | 98.2 % | 98.3 % | 98.4 % | 98.4 % | 98.4 % | 98.4 % | 98.4 % |
| Eficiencia europea | 96.7 % | 97.3 % | 97.3 % | 97.5 % | 97.7 % | 97.8 % | 97.8 % |
| Entrada (FV) | | | | | | | |
| Entrada de CC máxima recomendada † | 3,000 Wp | 4,500 Wp | 5,520 Wp | 6,000 Wp | 6,900 Wp | 7,500 Wp | 9,000 Wp |
| Máx. tensión de entrada | | | | 600 V † | | | |
| Tensión de arranque | | | | 100 V | | | |
| Rango de tensión de operación de MPPT | | | | 80 V - 560 V † | | | |
| Tensión nominal de entrada | | | | 360 V | | | |
| Máx. intensidad por MPPT | | | | 12.5 A | | | |
| Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT | | | | 18 A | | | |
| Cantidad de MPPTs | | | | 2 | | | |
| Máx. número de entradas por MPPT | | | | 1 | | | |
| Entrada (Batería CC) | | | | | | | |
| Batería compatible | | | | | | | |
| Rango de tensión de operación | | | | | | | |
| Máx. corriente de operación | | | | | | | |
| Potencia de carga máxima | | | | | | | |
| Potencia máxima de descarga @ 7H _R | 2,200 W | 3,300 W | 3,500 W | 3,500 W | 3,500 W | 3,500 W | 3,500 W |
| Potencia máxima de descarga @ 10H _R | 2,200 W | 3,300 W | 3,680 W | 4,400 W | 4,600 W | 5,000 W | 5,000 W |
| Batería compatible | | | | | | | |
| Rango de tensión de operación | | | | | | | |
| Máx. corriente de operación | | | | | | | |
| Potencia de carga máxima | | | | | | | |
| Potencia máxima de descarga | 2,200 W | 3,300 W | 3,680 W | 4,400 W | 4,600 W | 5,000 W | 5,000 W |
| Salida | | | | | | | |
| Conexión a la red eléctrica | | | | | | | |
| Potencia de salida nominal | 2,000 W | 3,000 W | 3,680 W | 4,000 W | 4,600 W | 5,000 W † | 6,000 W |
| Máx. potencia aparente de CA | 2,200 VA | 3,300 VA | 3,680 VA | 4,400 VA | 5,000 VA † | 5,500 VA † | 6,000 VA |
| Tensión nominal de salida | Monofásica | | | | | | |
| Frecuencia nominal de red de CA | 220 Vac / 230 Vac / 240 Vac | | | | | | |
| Máx. intensidad de salida | 10 A | 15 A | 16 A | 20 A | 23 A † | 25 A † | 27.3 A |
| Factor de potencia ajustable | 0.8 leading - 0.8 lagging | | | | | | |
| Máx. distorsión armónica total | ≤ 3 % | | | | | | |
| Salida para SAI | Sí (a través de Backup Box-80 †) | | | | | | |
| Protección & Características | | | | | | | |
| Protección anti-Isa | Sí | | | | | | |
| Protección contra polaridad inversa de CC | Sí | | | | | | |
| Monitorización de aislamiento | Sí | | | | | | |
| Protección contra descargas atmosféricas CC | Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11 | | | | | | |
| Protección contra descargas atmosféricas CA | Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11 | | | | | | |
| Monitorización de la corriente residual | Sí | | | | | | |
| Protección contra sobrentensión de CA | Sí | | | | | | |
| Protección contra cortocircuito de CA | Sí | | | | | | |
| Protección contra sobretensión de CA | Sí | | | | | | |
| Protección contra sobrecalentamiento | Sí | | | | | | |
| Protección de falla de arco | Sí | | | | | | |
| Carga inversa de la batería desde la red | Sí | | | | | | |

| Datos generales | |
|--|--|
| Rango de temperatura de operación | -25 – +60 °C |
| Humedad relativa de operación | 0 %RH – 100 %RH |
| Altitud de operación | 0 – 4.000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m) |
| Ventilación | Convección natural |
| Pantalla | Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusionSolar |
| Comunicación | RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el Inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional) |
| Peso (incluido soporte de montaje) | 12,0 kg |
| Dimensiones (incluido soporte de montaje) | 365mm * 365mm * 156 mm |
| Grado de protección | IP65 |
| Consumo de energía durante la noche | < 2,5 W |
| Compatibilidad con optimizadores | |
| Optimizador compatible con MBUS CC | SUN2000-450W-P |
| Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud) | |
| Seguridad | EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2 |
| Estándares de conexión a red eléctrica | G98, G99, EN 50548-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, LTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116 |

* 1 Dependiente del Q1 del 2020

* 2 La potencia fotovoltaica de entrada máxima del Inversor es de 10.000Wp cuando los cables se diseñan y conectan al conjunto de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P

* 3 El límite máximo de tensión de entrada y de operación es reducción a 400 V cuando el inversor se conecta y funciona con la batería LG.

* 4 2.300Wp en los sistemas HUAWEI L30 de 3600V

* 5 AS4777.2-4.991W ~ 6. 100-AR-01 4105-AS200V / AS4777.2-4.999W ~ 5. AS4777.2-4.999W / C10/11 5.000W ~ 6. AS4777.2-21.7A

Anexo 7 Ficha Técnica de batería



High-Temp Long Life GEL Deep Cycle Battery

HTB12-100

HTB series uses the newly developed nano gel electrolyte with super-C additive plus heavy duty plates design inside. The HTB series has a long service life and can provide optimum and reliable service under extreme condition such as high temperature and frequent power failure. This series is highly suited for tropical area in outdoor applications such as Telecom BTS stations and Off-grid PV system.

12V
100Ah

GEL
Technology

Deep
Cycle



Applications

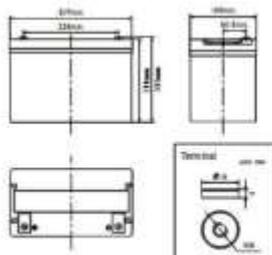
- BTS Stations
- Solar & Wind energy system
- UPS system
- Telecom systems
- Wheel chair, Golf Car

General Features

- ✓ Able to operate at 40-60°C
- ✓ DOD 50% 1500 times Cycles
- ✓ Complied Standards IEC60896-21/22, IEC61427, BS6290 part 4, GB/T 19638
- ✓ Long life and high stability under high temp. environment (no air-con needed)
- ✓ Use super-C additives: Deep discharge recovery capability

Dimensions & Weight

| | |
|------------------|---------|
| Length(mm) | 307±1 |
| Width(mm) | 169±1 |
| Height(mm) | 211±1 |
| Total Height(mm) | 216±1 |
| Weight(kg) | 30.5±3% |



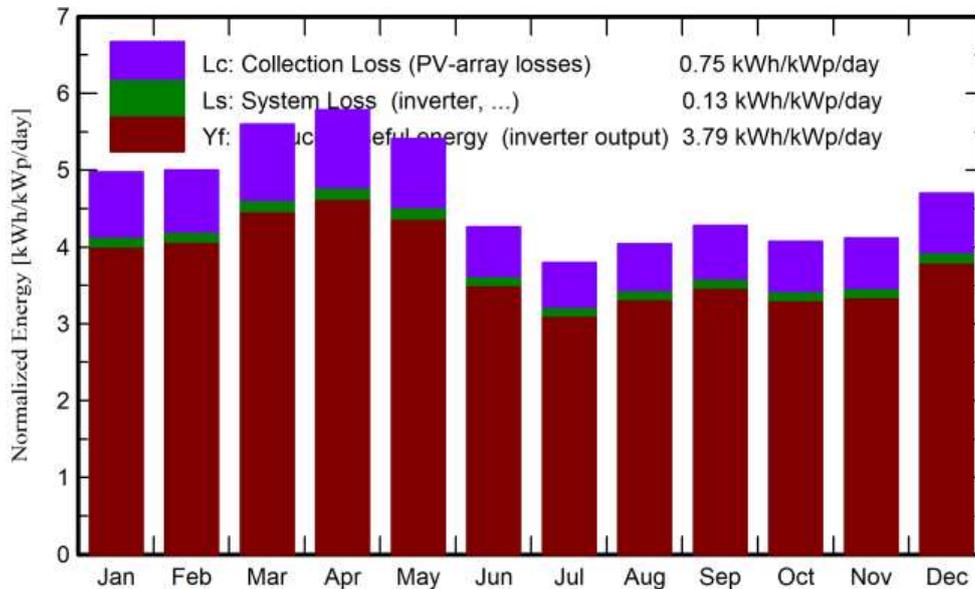
Technical Specifications



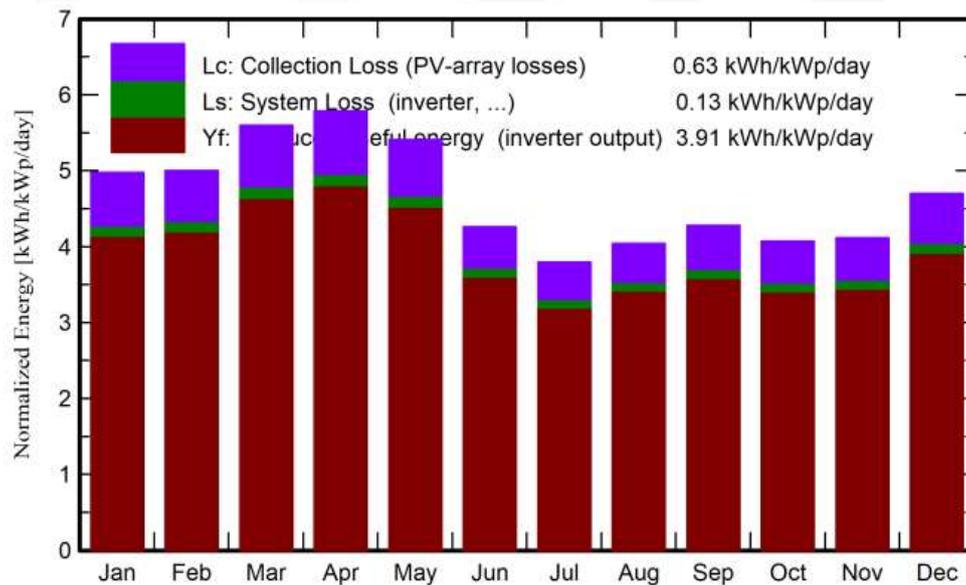
| | | |
|--|----------------------------|--|
| Nominal Voltage | | 12V (6 cells per unit) |
| Design Floating Life @25°C | | 20 Years |
| Nominal Capacity @25°C (20 hour rate @5.0A, 10.8V) | | 100Ah |
| Capacity @25°C | 10hour rate (9.0A, 10.8V) | 90Ah |
| | 5 hour rate (15.9A, 10.5V) | 79.5Ah |
| | 1 hour rate (55.6A, 9.6V) | 55.6Ah |
| Internal Resistance | Full Charged Battery @25°C | ≤5.3mΩ |
| Ambient Temperature | Discharge | -25°C -60°C |
| | Charge | -25°C -60°C |
| | Storage | -25°C -60°C |
| Max. Discharge Current @25°C | | 540A(5s) |
| Capacity affected by Temperature (10 hour) | 40°C | 108% |
| | 25°C | 100% |
| | 0°C | 90% |
| | -15°C | 70% |
| Self-Discharge @25°C per Month | | 3% |
| Charge (Constant Voltage) @25°C | Standby Use | Initial Charging Current Less than 22.5A Voltage 13.6-13.8V |
| | Cycle Use | Initial Charging Current Less than 22.5A Voltage 14.4-14.9V |

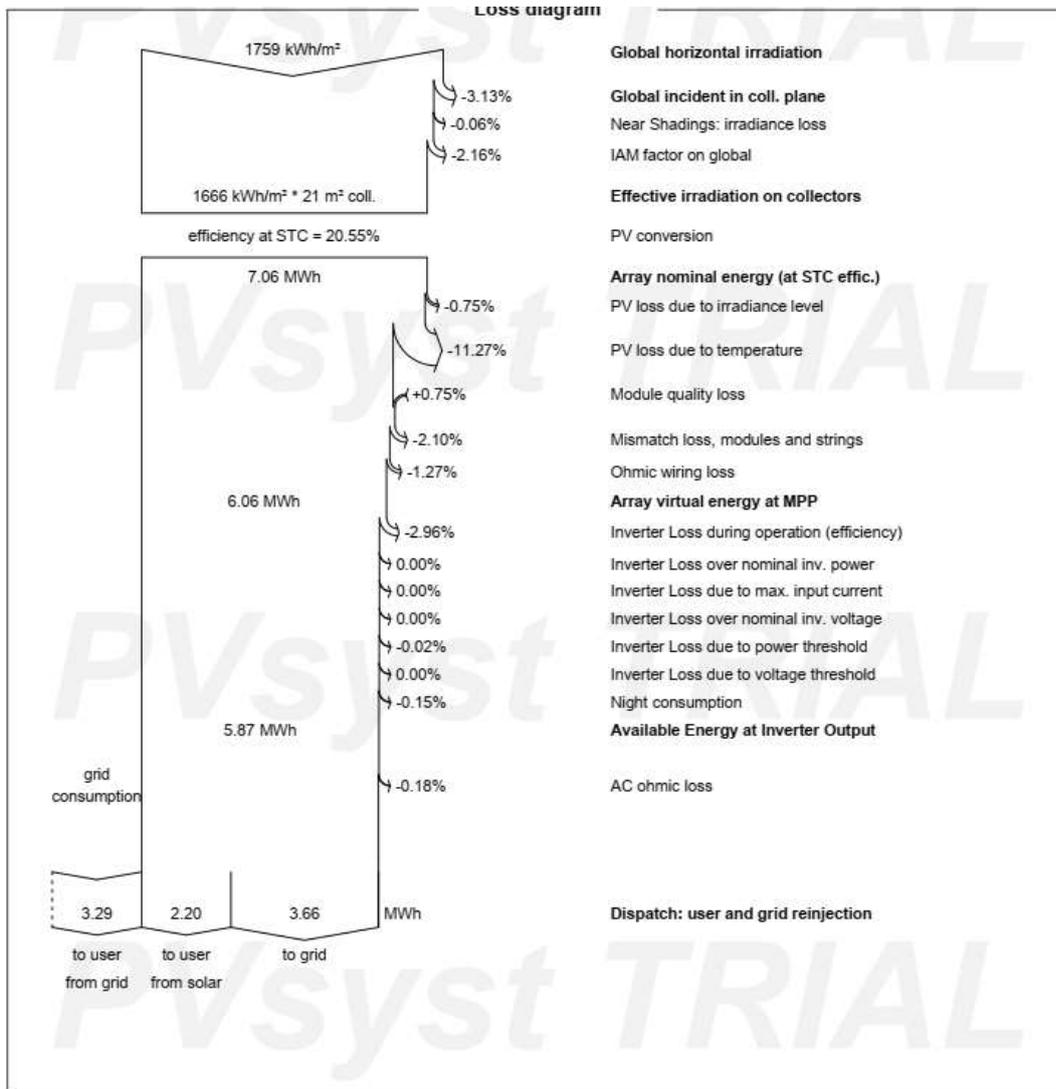
Anexo 8 Diagramas de perdidas

Normalized productions (per installed kWp)

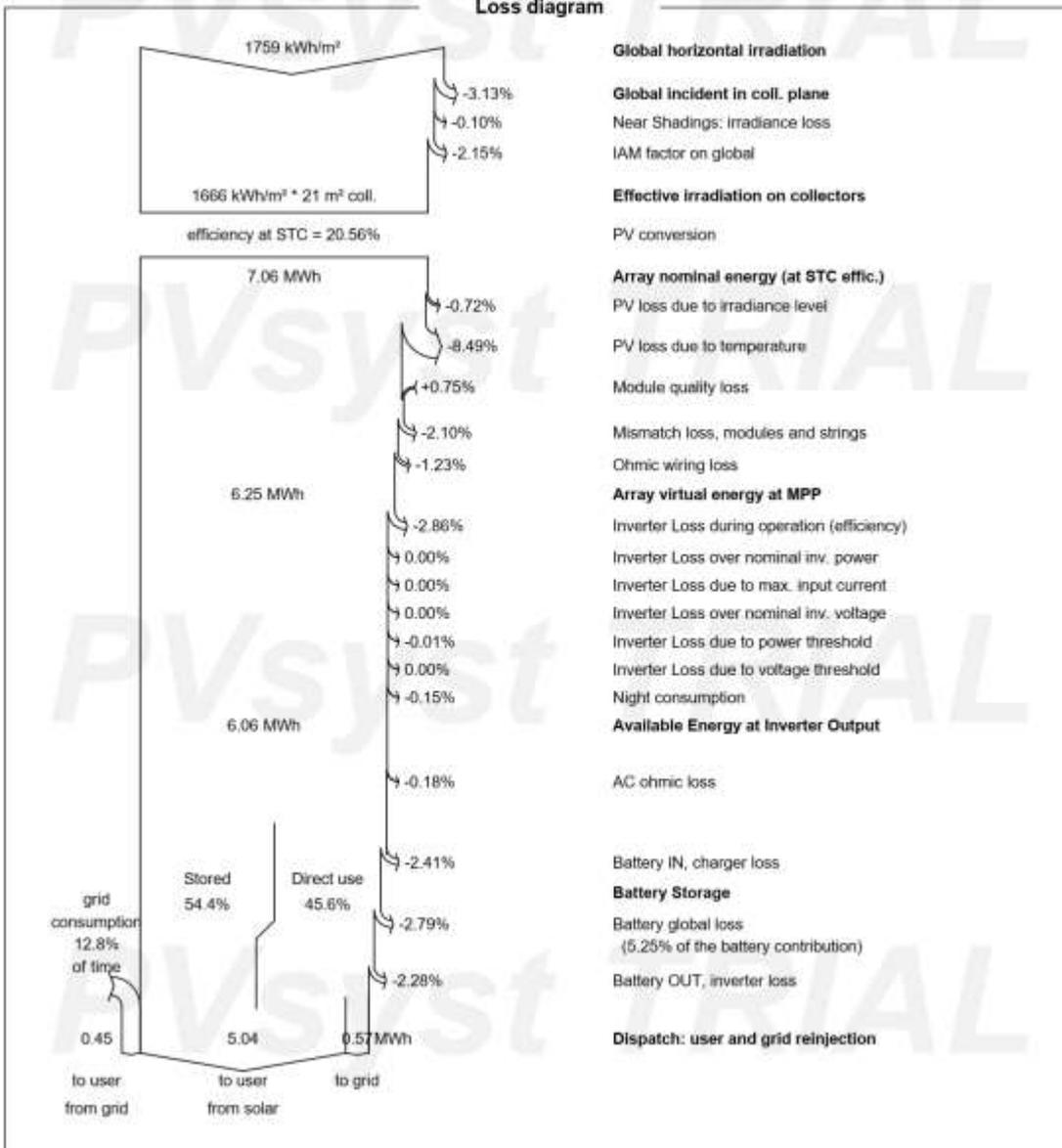


Normalized productions (per installed kWp)





Loss diagram



Anexo 9 Análisis costo beneficio del proyecto

| | | | |
|------------------|-------------|--------------------------------|--------|
| Inversión | \$ 9.732,90 | Costos de mantenimiento | 60 |
| TIR | 3% | Ahorro | 631,95 |

| Año | Ingresos | Egresos | Flujo de efectivo |
|------------|-----------------|----------------|--------------------------|
| 0 | 0 | | -9732,9 |
| 1 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 2 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 3 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 4 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 5 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 6 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 7 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 8 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 9 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 10 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 11 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 12 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 13 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 14 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 15 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 16 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 17 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 18 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 19 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 20 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 21 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 22 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 23 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 24 | 631,95 | 60 | 571,95 |
| 25 | 631,95 | 60 | 571,95 |

| | |
|---------------------------|-------------|
| Suma Ingresos | \$10.419,70 |
| Suma Egresos | \$1.021,02 |
| Costos + Inversión | \$10.753,92 |
| B/C | 0,968920566 |

Anexo 10

Pasaje de las disposiciones de regulación Nro. ARCONEL 003/18

CAPÍTULO I – AUTORIZACION PARA LA CONEXIÓN, INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE CONSUMIDORES CON μ SFV

El consumidor que desee instalar un μ SFV, deberá seguir las disposiciones establecidas en la presente Regulación.

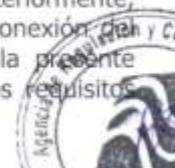
La empresa distribuidora será la responsable de tramitar las solicitudes para la conexión, instalación y operación de los consumidores que tengan interés en instalar μ SFV.

4 CARACTERISTICAS GENERALES PARA CONSUMIDORES QUE TENGAN INTERÉS EN INSTALAR μ SFV

Para la instalación de un μ SFV que se acoja a la presente regulación, el consumidor deberá considerar para el desarrollo del futuro proyecto lo siguiente:

1. El proyecto debe conectarse con las redes de bajo o medio voltaje de la empresa de distribución, según el siguiente esquema:
2. El interesado debe ser propietario del inmueble donde se va a instalar el μ SFV.
3. El diseño del μ SFV tiene como objeto reducir el consumo de energía de la red.
4. La instalación del μ SFV está condicionado a la emisión de factibilidad de conexión de la empresa distribuidora.
5. La capacidad nominal instalada del μ SFV no podrá ser mayor a 100 kW.

Una vez que el interesado cumpla con todos los criterios señalados anteriormente, podrá solicitar al distribuidor de su área de servicio, la autorización de conexión del μ SFV), para lo cual deberá observar el procedimiento establecido en la presente regulación, anexando la documentación que avale el cumplimiento de los requisitos solicitados.



5 REQUISITOS PARA TRAMITAR LA AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN, INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE CONSUMIDORES CON SFV

5.1 Factibilidad de conexión

Previo a iniciar el trámite de conexión del μ SFV, el consumidor solicitará a la empresa distribuidora evaluar la factibilidad de conexión a la red de distribución, indicando cual es la capacidad máxima del μ SFV a instalarse.

La empresa distribuidora evaluará la capacidad instalada máxima permitida del μ SFV en el punto de conexión, considerando los siguientes aspectos: Capacidad por corriente de cortocircuito, regulación de voltaje y capacidad de corriente del alimentador de baja y/o media tensión.

La empresa distribuidora, en un plazo máximo de diez (10) días laborables, posteriores a la recepción de la solicitud, realizará los análisis que permitan determinar si es posible la conexión, este documento será remitido al consumidor y tendrá una vigencia de (3) tres meses, a partir de la recepción por parte del interesado, para presentar la solicitud de conexión del μ SFV.

5.2 Requisitos

Los requisitos a presentarse adjunto a la solicitud serán los siguientes:

- Última factura de pago del servicio eléctrico, que demuestre que el consumidor no mantiene deudas pendientes;
- Factibilidad de conexión vigente;
- Memoria técnica – descriptiva del estudio preliminar del proyecto, avalado por un profesional, cuyas competencias estén determinadas en la Ley de ejercicio profesional de la ingeniería y el Reglamento de aplicación a ley, en el cual, se deberán adjuntar en lo que fuera aplicable de acuerdo al dimensionamiento del SFV, los siguientes estudios e información:
 - a) Diagrama unifilar de la instalación,
 - b) Especificaciones generales del equipamiento,
 - c) Esquema de conexión a la red de distribución de medio o bajo voltaje,
 - d) Modo de conexión,
 - e) Estudio del sistema de protecciones y equipo de seccionamiento,
 - f) Aspectos técnicos complementarios respecto a las protecciones, a fin de cumplir con los estándares y requerimiento de la empresa de distribución,
 - g) Número y potencia de los paneles fotovoltaicos,
 - h) Potencia total instalada del sistema fotovoltaico,
 - i) Estimación de la producción energética mensual y anual del proyecto,
 - j) Características de los inversores,
 - k) Potencia de cortocircuito,
 - l) Las características del punto de entrega y medición,



- m) Los niveles de voltaje máximos y mínimos de la red,
- n) Punto propuesto para la conexión,
- o) Cualquier otra información solicitada por la empresa de distribución.

La empresa distribuidora evaluará que información requiere para cada solicitud, y la necesidad de requerir estudios técnicos que sean realizados por un profesional de la ingeniería, estos aspectos serán informados al consumidor interesado en el documento de factibilidad de conexión.

6 DIMENSIONAMIENTO DEL μ SFV

La capacidad nominal máxima instalada del μ SFV, para su diseño será determinada conforme la siguiente expresión:

$$\text{Capacidad nominal instalada} = \frac{\sum_{i=\text{mes } 1}^{\text{mes } 12} E_{\text{mensual}_i} \text{ (kWh)}}{\text{Factor}_{\text{planta de diseño}} * 8760 \text{ (h)}} \text{ (kW)}$$

E mensual: Energía mensual facturada al consumidor, en caso de no contar con este registro, se podrá realizar una proyección en el estudio técnico.

Factor de planta de diseño: será determinado en el estudio técnico.

El factor de planta del μ SFV una vez instalado no podrá ser mayor que el factor de planta determinado en el diseño.

Cualquier variación con los estudios, diseño o con las instalaciones del SFV, deberán ser autorizadas por la empresa distribuidora.

7 PROCEDIMIENTO PARA TRAMITAR LA CONEXIÓN, INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DEL μ SFV

Los consumidores y las empresas de distribución deberán sujetarse al siguiente procedimiento:

1. Una vez que el interesado cuente con la factibilidad de conexión, éste presentará a la empresa distribuidora la solicitud para la conexión del μ SFV adjuntado el formulario, según el modelo que consta en el Anexo 1 y los requisitos establecidos en el numeral 5.2 de esta regulación.
2. Al momento de la presentación de la solicitud de conexión, la empresa de distribución verificará el cumplimiento de requisitos establecidos según el numeral 5.2. En caso la información esté incompleta no se aceptará el trámite. Si la solicitud es aceptada la empresa de distribución entregará un número de trámite al peticionario.



3. La empresa de distribución, en un plazo máximo de diez (10) días laborables, posteriores a la recepción de la solicitud, realizará los análisis que permitan determinar los aspectos técnicos que se requieran para la conexión del consumidor con μ SFV. En caso de que la información presentada requiera de aclaraciones, la empresa distribuidora solicitará al consumidor que en un plazo máximo de ocho (8) días se absuelvan las observaciones realizadas, de no tener respuesta dentro del plazo señalado se dará por terminado el trámite, este particular será comunicado oficialmente al interesado.
4. Si se han cumplido con todos los requisitos establecidos en el numeral 5.2, la empresa de distribución solicitará al consumidor un cronograma de ejecución del proyecto, con las fechas de pruebas y entrada en operación del μ SFV. La fecha de inicio del cronograma se coordinará entre el consumidor y la distribuidora, una vez notificada la autorización de instalación y operación del μ SFV por parte de ARCONEL.
5. El interesado tendrá un plazo máximo de diez (10) días laborables para remitir el cronograma de ejecución o cualquier otra información solicitada por la empresa de distribución. En caso de no presentar la misma dentro del tiempo indicado, la empresa de distribución procederá a cerrar el trámite y este particular será comunicado oficialmente al consumidor.
6. Una vez recibido y avalado el cronograma, la empresa de distribución tendrá el plazo de ocho (8) días para emitir su informe de aprobación del proyecto y emitir al consumidor el documento de conexión del μ SFV.
7. La empresa distribuidora, luego de haber emitido la autorización de conexión del μ SFV, solicitará en un plazo máximo de dos (2) días a la ARCONEL, la autorización para la instalación y operación como consumidor con μ SFV, para lo cual enviará el formulario señalado en el Anexo 3 con una copia del expediente del trámite. La ARCONEL, de no tener objeciones, emitirá dicha autorización y comunicará este particular a la empresa distribuidora y al consumidor en un plazo máximo de ocho (8) días.
8. Con la autorización emitida por la ARCONEL el consumidor deberá iniciar la instalación del μ SFV, cumpliendo con el cronograma que fue presentado y avalado por la empresa distribuidora.
 - a. Luego de superadas las pruebas técnicas que considere la empresa de distribución, previo a la entrada en operación del μ SFV, la empresa de distribución en un plazo máximo de (2) días, procederá a verificar que el SFV cumpla con la norma técnica que se encuentre vigente a la fecha relativa a las especificaciones e instalación de los equipos.
 - b. Dentro del mismo plazo de (2) días, colocar los sellos de seguridad en el sistema de medición que registrará la energía consumida y entregada, en caso de tener excedentes a las redes de distribución.



- c. Suscribir en un plazo máximo de quince (15) días, el nuevo contrato de suministro como consumidor con μ SFV conforme al modelo del Anexo 4.
9. Con la suscripción del contrato de suministro se inicia la operación del μ SFV y el vínculo técnico – comercial entre la empresa distribuidora y el consumidor
10. Es responsabilidad del consumidor la operación y mantenimiento de las instalaciones y equipamiento del μ SFV.

Anexo 11

Formulario de presentación de solicitud a la distribuidora

| (Nombre de la Empresa Eléctrica de Distribución) | |
|--|---|
| 1.- Datos del Titular del Inmueble | |
| Nombres y Apellidos: | |
| Cédula de Identidad: | |
| Provincia: | |
| Cantón: | |
| Ciudad: | |
| Dirección | |
| Teléfono de contacto: | |
| Correo electrónico: | |
| Cuenta Contrato: | |
| Croquis de Ubicación: | |
| 2.- Datos Técnicos del μSVF | |
| Capacidad nominal instalada: | |
| Número de paneles: | |
| Potencia de los paneles: | |
| Tipo de Conexión | Monofásico o Trifásico |
| μ SVF con o sin sistema de almacenamiento | |
| Energía anual prevista a ser producida y excedentaria : | |
| Diagrama Unifilar: | |
| 3.- Datos a ser llenados por la Empresa Distribuidora | |
| Número de Solicitud | |
| Fecha de la Solicitud | |
| Cuenta de Suministro | |
| Capacidad instalada permitida para la conexión | |
| Fecha de la Inspección | |
| Pago última factura servicio eléctrico | Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> |
| _____ Representante Empresa | _____ Cliente |



Anexo 12 Fotos de la vivienda





Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT

Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **CHACÓN BECERRA, JUAN PABLO** con C.C: # 0930353156, autor del Trabajo de Titulación: **DISEÑO DE UN SISTEMA ENERGÉTICO HÍBRIDO SOLAR-EÓLICO EN VIVIENDAS DEL SECTOR DE OLÓN-OLONCHE** previo a la obtención del título de **MAGISTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

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

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

Guayaquil, 12 de junio del 2023

Chacón Becerra, Juan Pablo

C.C: 0930353156



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT

Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

| | | |
|--|---|---|
| TÍTULO Y SUBTÍTULO: | Diseño de un Sistema Energético Híbrido Solar-Eólico en Viviendas del Sector de Olón-Olonche | |
| AUTOR(ES) | Juan Pablo Chacón Becerra | |
| REVISOR(ES)/TUTOR(ES) | M. Sc. Bayardo Bohórquez Escobar | |
| INSTITUCIÓN: | Universidad Católica de Santiago de Guayaquil | |
| UNIDAD/FACULTAD: | Sistema de Posgrado | |
| MAESTRÍA/ESPECIALIDAD: | Maestría en electricidad con mención en energías renovables y eficiencia energética | |
| GRADO OBTENIDO: | Magister en electricidad con mención en energías renovables y eficiencia energética | |
| FECHA DE PUBLICACIÓN: | 12 de junio del 2023 | No. DE PÁGINAS: 70 |
| ÁREAS TEMÁTICAS: | Energías renovables y eficiencia energética, sistemas híbridos | |
| PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS: | Sistema energético híbrido, sistema fotovoltaico, sistema eólico, autosuficiencia energética. | |
| RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras): | | |
| <p>El presente trabajo de maestría busca demostrar el gran potencial energético en tecnología renovable que existe en la región de Olón – Olonche, al diseñar y analizar sistemas híbridos que cumplan con la demanda energética local, aumentando la autosuficiencia de la zona para evitar inconveniencias causadas por insuficiencias existentes en la red general en la zona. Se hace uso de la metodología experimental cuantitativa mediante el cálculo de generación de los equipos, junto con los cálculos necesarios para la determinación de seguridades necesarias. El diseño que se realizó toma en cuenta el potencial eólico y solar de la zona para determinar que equipos son más eficientes en esta zona, y que equipos son necesarios si se desea cubrir la demanda de una vivienda, se diseñan las conexiones y seguridades necesarias para la implementación de un sistema híbrido junto con una simulación den el programa PVSyst para la comprobación de su funcionamiento. También se realizó un análisis económico que nos da la factibilidad de proyectos similares en la zona junto con el ahorro que los usuarios podrán observar en su planilla mensual.</p> | | |
| ADJUNTO PDF: | <input checked="" type="checkbox"/> SI | <input type="checkbox"/> |
| CONTACTO CON AUTOR/ES: | Teléfono: +593-99-280-5934 | E-mail: jpch94@hotmail.com |
| CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE | Nombre: Bayardo Bohórquez Escobar | |
| | Teléfono: +593995147293 | |
| | E-mail: bbohorquez52@hotmail.es | |
| SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA | | |
| Nº. DE REGISTRO (en base a datos): | | |
| Nº. DE CLASIFICACIÓN: | | |
| DIRECCIÓN URL (tesis en la web): | | |