UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de titulación previo
a la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico

PROYECTO TÉCNICO CON ENFOQUE INVESTIGATIVO:

"MODELAMIENTO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA MICRORRED APLICADA AL DISEÑO DE LA ILUMINACIÓN DEL PASILLO DEL EDIFICIO GUILLERMO MENSI DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA"

AUTORES:

EDISSON ARTURO LALVAY ARMIJOS

LUIS ERICK PINEDA ÑAUTA

TUTOR:

ING. FREDDY FERNANDO CAMPOVERDE ARMIJOS, MsC.

CUENCA - ECUADOR

2021

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Edisson Arturo Lalvay Armijos con documento de identificación N° 0105372049 y Luis Erick Pineda Ñauta con documento de identificación N° 0106001167, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de titulación: **"MODELAMIENTO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA MICRORRED APLICADA AL DISEÑO DE LA ILUMINACIÓN DEL PASILLO DEL EDIFICIO GUILLERMO MENSI DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA"**, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de *Ingeniero Eléctrico*, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de la Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, noviembre de 2021.

Edisson Arturo Lalvay Armijos
C.I. 0105372049

Luis Erick Pineda Ñauta
C.I. 0106001167

CERTIFICACIÓN

Yo, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **"MODELAMIENTO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA MICRORRED APLICADA AL DISEÑO DE LA ILUMINACIÓN DEL PASILLO DEL EDIFICIO GUILLERMO MENSI DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA"**, realizado por Edisson Arturo Lalvay Armijos y Luis Erick Pineda Ñauta, obteniendo el *Proyecto Técnico con enfoque investigativo*, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, noviembre de 2021.

Firmado electrónicamente por:
FREDDY FERNANDO
CAMPOVERDE ARMIJOS

Ing. Freddy Fernando Campoverde Armijos

C.I. 0102339470

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, Edisson Arturo Lalvay Armijos con documento de identificación N° 0105372049 y Luis Erick Pineda Ñauta con documento de identificación N° 0106001167, autores del trabajo de titulación: **"MODELAMIENTO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA MICRORRED APLICADA AL DISEÑO DE LA ILUMINACIÓN DEL PASILLO DEL EDIFICIO GUILLERMO MENSI DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA",** certificamos que el total contenido del *Proyecto Técnico con enfoque investigativo,* es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, noviembre de 2021.

Edisson Arturo Lalvay Armijos
C.I. 0105372049

Luis Erick Pineda Ñauta
C.I. 0106001167

DEDICATORIA

A Dios quien ha sido mi guía, luz, fortaleza, me enseñado el camino del bien y me brindo esa palmadita de fuerza para enfrentarme a los problemas de la vida y nunca darme por vencido.
A mis padres a Arturo e Irene quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, ante las adversidades de la vida.

Edisson Lalvay Armijos

Dedico este proyecto de grado principalmente a Dios y a la Virgen María, quienes inspiraron mi espíritu para la conclusión de este proyecto de grado, en Ingeniería Eléctrica. Para mis padres por su apoyo, consejos, comprensión, amor, ayuda en los momentos difíciles, y por ayudarme con los recursos necesarios para estudiar. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi carácter, mi empeño, mi perseverancia, mi coraje para conseguir mis objetivos.

Erick Pineda Ñauta

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios por brindarme las fuerzas para no rendirme, a mis Padres por brindarme la oportunidad de poder formar profesionalmente y que me han apoyado incondicionalmente en todos momentos, a mis familiares que siempre han estado presentes y ayudando en todo este camino. Y especialmente agradezco al Ing. Freddy Campoverde que nos ha brindado su conocimiento y apoyo en todo este trabajo.

Edisson Lalvay Armijos

En primer lugar, quiero agradecer a mi tutor al Ingeniero Freddy Campoverde, quien con sus conocimientos y apoyo me guio a través de cada una de las etapas de este proyecto para alcanzar los resultados que buscaba. Además, quiero agradecer a todos mis compañeros y a mi familia, por apoyarme aun cuando mis ánimos decaían. En especial, quiero hacer mención de mis padres, que siempre estuvieron ahí para darme palabras de apoyo y un abrazo reconfortante para renovar energías.

Erick Pineda Ñauta

Contenido

INTRODUCCIÓN 14
JUSTIFICACIÓN 15
OBJETIVOS 16
Objetivo General 16
Objetivos Específicos 16
ESTADO DEL ARTE 17
CAPITULO 1 19
1. MARCO TEÓRICO 19
1.1. MICRORREDES. 19
1.1.1. Definición 19
1.1.2. Microrred por su modo operación. 20
1.1.2.1. Modo isla. 20
1.1.2.2. Modo conectado a la red. 21
1.1.3. Microrred por su bus de corriente. 21
1.1.3.1. Microrredes AC. 23
1.1.3.2. Microrredes DC. 23
1.1.3.3. Microrredes hibridas. 24
1.1.4. Fuentes de generación 24
1.2. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. 25
1.2.1. Baterías secundarias. 26
1.2.2. Principal objetivo del almacenamiento de energía. 30
1.3. ENERGÍA EÓLICO 30
1.3.1. Origen del viento. 31
1.3.2. Instrumentos de medición. 32
1.3.3. Rosa de vientos. 33
1.3.4. Perfil vertical del viento 34
1.3.5. Distribución de Weibull. 36
1.3.6. Potencial eólico. 38
1.3.7. EL límite de Betz. 39
1.3.8. Generadores eólicos. 40
1.3.8.1. Generador de eje vertical. 42
1.3.8.2. Generadores de eje horizontal. 42
1.4. ENERGÍA SOLAR. 43
1.4.1. Radiación solar. 43
1.4.2. Instrumentos de medición. 44

1.4.3. Energía solar fotovoltaica. 45
1.4.4. Parámetros generales. 46
1.4.5. Tipos de células. 49
1.4.5.1. Células monocristalinas. 50
1.4.5.2. Células policristalinas. 50
1.4.5.3. Células Capa Fina. 50
1.5. HOMER PRO 51
1.5.1. Configuración, componentes. 52
1.5.2. Resultados. 54
1.6. DATOS TÉCNICO. 55
1.6.1. Estación meteorológica campus el Vecino. 55
1.6.2. Micro aerogenerador eólico. 55
1.6.3. Paneles fotovoltaicos monocristalino. 57
1.6.4. Paneles fotovoltaicos policristalino. 57
1.6.5. Baterías. 58
1.6.6. Inversor 59
1.6.6.1. Victron Ethernet Remote. 60
CAPITULO 2 61
2. ESTUDIOS DE DATOS TÉCNICOS Y METEOROLÓGICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA MICRORRED. 61
2.1. INTRODUCCIÓN 61
2.2. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE LA MICRORRED. 61
2.2.1. Curvas de demanda eléctrica por plantas. 62
2.2.2. Curva de demanda general de los pasillos. 64
2.3. DATOS METEOROLÓGICOS Y GENERACIÓN RENOVABLE. 65
2.3.1. Velocidad del viento desde el año 2016 hasta el 2020. 65
2.3.2. Potencia estimada, generada por el micro aerogenerador 67
2.3.3. Radiación solar desde el año 2016 hasta el 2020. 69
2.3.4. Temperatura desde el año 2016 hasta el 2020. 69
2.3.5. Potencia estimada, generada por los paneles solares. 70
CAPITULO 3 72
3. MODELADO DEL FUNCIONAMIENTO DE LA MICRORRED Y OPTIMIZACIÓN DEL USO DEL SERVICIO ELÉCTRICO CONVENCIONAL 72
3.1. INTRODUCCIÓN 72
3.2. FUNCIONAMIENTO DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN. 72
3.2.1. Funcionamiento del micro-aerogenerador. 72
3.2.2. Funcionamiento del sistema fotovoltaico. 73

3.3. MODELO UNO. MICRORRED EN MODO ISLA. 73
3.4. MODELO DOS. MICRORRED CONECTADO A LA RED CONVENCIONAL SIN ALMACENAMIENTO. 75
3.4.1. Conexión a la red convencional..... 75
3.4.1.1. Optimización del uso de la red convencional mediante los modelos de microrredes propuestos..... 76
3.4.1.2. Gestión de la energía..... 76
3.5. MODELO TRES, FUNCIONAMIENTO DE LA MICRORRED CONECTADA A LA RED CON ALMACENAMIENTO..... 79
3.5.1. Dimensionamiento del banco de baterías. 80
3.5.2. Gestión de la energía..... 80
CAPÍTULO 4..... 83
4. SIMULACIONES DE LAS MICRORREDES Y ANÁLISIS ECONÓMICOS. 83
4.1. PARÁMETROS GENERALES. 83
4.2. MODELO UNO. MICRORRED EN MODO ISLA. 86
4.3. MODELO DOS. MICRORRED CONECTADO A LA RED CONVENCIONAL SIN ALMACENAMIENTO. 88
4.4. MODELO TRES. MICRORRED CONECTADO A LA RED CONVENCIONAL CON ALMACENAMIENTO... 91
4.5. MICRORRED SIMULADA EN SIMULINK. 94
CAPITULO 5..... 97
5. COMPARACIÓN ENTRE MODELOS, PROPUESTA Y CONCLUSIONES. 97
5.1. COMPARACIÓN..... 97
5.2. PROPUESTA 98
5.3. CONCLUSIONES 102
BIBLIOGRAFÍA. 105
GLOSARIO 109
ANEXOS..... 111
ANEXO 1. HOJAS TÉCNICAS. 112
ANEXO 2. DATOS METEOROLÓGICOS DEL 2016 AL 2020 POR TRIMESTRE. 120
ANEXO 3. CALCULO DE LA GENERACIÓN POR MODELO. 125
ANEXO 3. RESULTADOS DE SIMULACIÓN EN HOMER PRO. 147
ANEXO 4 RESULTADO SIMULACIÓN MICRORRED PROPUESTA..... 159
ANEXO 5. ESQUEMA DE SIMULACIÓN SIMULINK. 165

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Arquitectura de una microrred hibrida con sus componentes típicos. 21
Figura 1.2: Microrred con Bus AC. 23
Figura 1.3: Microrred con Bus DC. 24
Figura 1.4: Diferentes conformación de las batería. 26
Figura 1.5: Partes de una batería. 27
Figura 1.6: Principio del origen del viento. 31
Figura 1.7: Anemómetro y veleta. 32
Figura 1.8: Barómetro. 33
Figura 1.9: Software WRPLOT, a) Rosa vientos, b) Distribución de viento por velocidad y dirección. 34
Figura 1.10: Variación de la velocidad en relación a la altura en diferentes terrenos. 36
Figura 1.11: Grafica de la ecuación 1.4. 38
Figura 1.12: El Cp en función de la relación de velocidad de la punta/velocidad viento ωR/V para diferentes diseños de turbinas eólicas. 40
Figura 1.13: Diferentes tipos de turbinas. 40
Figura 1.14: Curva de potencia de un aerogenerador. 41
Figura 1.15: Interacción en la atmosfera de la radiación solar 43
Figura 1.16: Piranómetro de LSI. 45
Figura 1.17: Pirheliómetro Darrera. 45
Figura 1.18: Ejemplo de conexión de módulos PV. 46
Figura 1.19: Circuito ideal y practico de un panel fotovoltaico. 47
Figura 1.20: Corriente vs voltaje y curva potencia. 48
Figura 1.21: Ventana de parámetros del viento. 52
Figura 1.22: Ventana de parametrización de componentes. 53
Figura 1.23: Parámetros económicos. 53
Figura 1.24: Ventana de resultados de los casos con sensibilidad y óptimos. 54
Figura 1.25: Modo grafico del flujo caja. 54
Figura 1.26: Micro-aerogenerador Sunnily X-600W. 55
Figura 1.27: Curva potencia micro aerogenerador Sunnily X-600. 57
Figura 1.28: a) Curva de característica de carga, b) Curva de característica de descarga. 59
Figura 1.29: Monitorización de una microrred en tiempo real desde la página de Victron Energy. 60
Figura 2.1: Distribución de pisos del edificio. 61
Figura 2.2: Curvas de demanda de la planta baja. 62
Figura 2.3: Curva de demanda del primer piso. 63

Figura 2.4: Curva de demanda del segundo piso. 63
Figura 2.5: Curva de demanda del tercer piso. 64
Figura 2.6: Curva de demanda total del edificio Guillermo Mensi. 64
Figura 2.7: Rosa vientos año 2020. 65
Figura 2.8: Distribución la frecuencia del viento año 2020. 66
Figura 2.9: Curva de Potencia del micro-aerogenerador. 67
Figura 3.1: Esquema de conexión y equipos de la microrred, primer modelo. 73
Figura 3.2: Energía de las fuentes renovable vs la demanda de los pasillos, primer modelo - primer trimestre. 74
Figura 3. 3: Esquema de conexión y equipos de la microrred, segundo modelo. 75
Figura 3. 4: Generación de fuentes renovables con datos meteorológicos máximos, promedios y mínimos. 76
Figura 3. 5 Energía de fuentes renovables y la red convencional vs la demanda de los pasillos, segundo modelo - primer trimestre 78
Figura 3. 6: Esquema de conexión y equipos de la microrred, tercer modelo. 79
Figura 3. 7: Energía de las fuentes renovables y la red convencional vs la demanda de los pasillos, tercer modelo - primer trimestre 82
Figura 4.1: Parámetros económicos. 83
Figura 4.2: Demanda de la iluminación de los pasillos. 84
Figura 4.3: Creación del componente micro-aerogenerador 600W. 84
Figura 4.4: Curva de generación del micro-aerogenerador. 85
Figura 4.5: Creación del arreglo de paneles policristalino de 140W. 85
Figura 4.6: Creación del arreglo de paneles monocristalino de 150W. 85
Figura 4.7: Convertidor/Cargador de 1600W a 12 Vdc a 220 Vac. 86
Figura 4. 8: Esquema Microrred en modo isla. 86
Figura 4.9: Distribución del capital y costos de la microrred. 87
Figura 4.10: Generación renovable(Grafica superior), Demanda, Energía generada e insatisfecha(Grafica inferior) 87
Figura 4.11: Esquema Microrred en modo conectado a la red. 88
Figura 4.12: Distribución del capital y costos de la microrred. 89
Figura 4. 13: Demanda, Energía generada y comprada (Grafica superior), Generación renovable (Grafica inferior) 89
Figura 4. 14: Energía mensual consumida y aporte mensual de las fuentes renovables. 90
Figura 4.15: Comparación modelo dos vs consumo Red convencional. 90
Figura 4.16: Esquema Microrred en modo conectado a la red con almacenamiento 92

Figura 4.17: Distribución del capital y costos de la microrred. 92
Figura 4. 18: Estado de carga de las baterías. 93
Figura 4. 19: Generación de la microrred con variación de datos meteorológicos. 94
Figura 4.20: Generación de la microrred en un día promedio 95
Figura 5.1: Ubicación de paneles. 98
Figura 5.2: Esquema Microrred en modo conectado a la red con almacenamiento. 98
Figura 5.3: Distribución del capital y costos de la microrred. 99
Figura 5.4: Energía mensual consumida y aporte mensual de las fuentes renovables. 99
Figura 5.5: Demanda vs Energía generada e comprada(Grafica superior), Generación renovable(Grafica inferior) 100
Figura 5.6: Estado de carga mensual de las baterías. 100

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Características de diferentes celdas electroquímicas. [22] 29
Tabla 1.2: Ventajas y desventajas del almacenamiento de energía. [13] 30
Tabla 1.3: Clases y longitudes de rugosidad. 35
Tabla 1.4: Estación Meteorológica UPS. 55
Tabla 1.5: Equipos estación meteorológica UPS. [51] 55
Tabla 1.6: Hoja de datos micro-aerogenerador Sunnily X-600.[52] 56
Tabla 1.7: Datos de curva de potencia del micro aerogenerador X-600.[52] 56
Tabla 1.8: Datos técnicos panel monocristalino SM636-150 SIMAX. 57
Tabla 1.9: Datos técnicos panel policristalino SP636-140 SIMAX. 58
Tabla 1.10: Datos técnicos baterías Narada 31-AGM-100.[54] 58
Tabla 1.11: Inversores Phoenix C12/ 1600VA. 60
Tabla 2.1: Estimación de demanda. 62
Tabla 2.2: Distribución porcentual del viento año 2020. 66
Tabla 2.3: Velocidades promedio del viento por mes, [m/s] desde el 2016 a 2020. 67
Tabla 2. 4: Potencia (W) generada por trimestre. 68
Tabla 2.5: Radiación promedio (W/m²), por trimestre. 69
Tabla 2.6: Temperatura promedio (°C) por mes. 70
Tabla 2.7: Arreglo de paneles solares instalados en la azotea del edificio Guillermo Mensi. 70
Tabla 2.8: Potencia(W) generada por paneles monocristalinos y policristalinos por trimestre. 71
Tabla 3.1:. Funcionamiento del micro-aerogenerador. 72
Tabla 3.2: Funcionamiento del sistema solar fotovoltaico. 73
Tabla 3. 3: Uso de la red convencional, modelo dos. 77
Tabla 3. 4: Dimensionamiento del banco de baterías. 80
Tabla 3. 5: Uso de la red convencional, modelo dos. 81
Tabla 3. 6: Funcionamiento de la generación fotovoltaica y baterías, tercer modelo. 82
Tabla 4. 1: Energía renovable generada. 91
Tabla 4.2: Energía renovable generada. 93
Tabla 4.3: Comparación de potencia simulada y calculada. 95
Tabla 4.4: Comparación de potencia simulada y calculada. 96
Tabla 5.1: Tabla comparativa de los modelos. 97
Tabla 5.2: Energía renovable generada. 101

INTRODUCCIÓN

Se propone tres modos de funcionamiento de una microrred con el objetivo de analizar la factibilidad de una futura aplicación en los pasillos del edificio Guillermo Mensi, que se encuentra en la Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca. Para los cuales este proyecto se dividió en cinco capítulos.

Se realiza una introducción, además la justificación de este proyecto y los objetivos generales y específicos.

Capítulo 1, se encontrarán las definiciones, configuraciones, componentes, arquitectura de las microrredes y una breve presentación de las fuentes renovables de generación solar y eólica, parámetros técnicos de los equipos considerados para la microrred.

Capítulo 2, se recaba los datos de la demanda de los pasillos del edificio Guillermo Mensi, y procesa los datos meteorológicos como son: la velocidad de viento, la radiación y la temperatura para poder realizar el cálculo de las potencias generadas de fuentes renovables por trimestre.

Capítulo 3, se desarrolla los modelos de microrred propuestas por su modo de operación como son: modo isla, modo conectado a la red sin almacenamiento y modo conectado a la red con almacenamiento, estimación de su generación y análisis de cobertura de la demanda.

Capítulo 4, se presentan las simulaciones de los tres modelos de microrredes, realizadas en Homer Pro para obtener la factibilidad económica de los diferentes modelos. Además, se realiza la simulación en Simulink de la generación de la microrred.

Capítulo 5, se presenta una comparación de los modelos, propuesta de una microrred, y las conclusiones de los resultados obtenidos y recomendaciones que se consideran.

JUSTIFICACIÓN

El incremento de la demanda de energía eléctrica convencional y expansión del área de distribución ha sido notable[1], además la conciencia medio ambiental ha tomado considerada importancia, promoviendo la implementación de fuentes de generación renovables.

En las industrias de fabricación de tecnologías de generación renovables han tenido un acelerado desarrollo, mejoramiento de tecnologías, técnicas de fabricación y consecuentemente la disminución de sus precios permitiendo ser accesibles y rentables para la aplicación en el campo de la generación eléctrica [2].

Una microrred está compuesta por un grupo de cargas, grupo de generación preferencialmente de fuentes renovables, centro de control y gestión, sistemas de almacenamiento de energías (puede o no contemplar), las cuales pueden funcionar conectados a la red eléctrica o en isla [3].

La implementación de baterías brinda mayor fiabilidad, seguridad e independencia en caso de un corte en el suministro de energía eléctrica por la empresa proveedora, que entraría en funcionamiento la microrred en modo isla un tiempo prudencial, considerando el costo que genera el almacenamiento de la energía.

En el caso de que se implementase la microrred se lograría una disminución en la valor de la planilla por el consumo de energía de la red convencional generada por los pasillos del Edificio Guillermo Mensi de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, obteniendo beneficios económicos a partir de un tiempo de recuperación de la inversión de la microrred, como se ha demostrado con casos implementados en la vida real la microrred es capaz de satisfacer la necesidad de consumo energético más exigente, así como la factibilidad que se ha demostrado comparada con microrredes de generación eléctrica proveniente del consumo de combustibles fósiles[4], además los beneficios medio ambientales que se logran al utilizar fuentes de generación renovables.

OBJETIVOS

Objetivo General

Diseñar una microrred basada en energías renovables aplicada a la iluminación de los pasillos del edificio Guillermo Mensi de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca para disminuir el uso de la red convencional.

Objetivos Específicos

- Estimar y analizar la curva de carga de los pasillos que se encuentran en el edificio Guillermo Mensi.
- Analizar los datos solares y eólicos, del lugar de emplazamiento desde el 2016 hasta el 2020.
- Modelar tres situaciones de funcionamiento de la microrred y optimizar el uso del servicio eléctrico convencional.
- Analizar alternativas para verificar la factibilidad de la microrred con almacenamiento o sin almacenamiento de energía.
- Comprobar la factibilidad del diseño mediante un software de simulación “Homer Pro”.

ESTADO DEL ARTE

Las microrredes se originan de la necesidad de garantizar el suministro de energía en los límites de las líneas de distribución, generalmente zonas rurales, como concepto general son redes autónomas compuesta por cargas y posibilitan la integración de la generación distribuida con el aporte de pequeñas y medianas fuentes de generación a la red principal.

En este estado del arte se revisará algunas aplicaciones, así como los diferentes ejemplos de microrredes existentes, diseñadas y sus resultados.

Se tiene un caso de estudio con cuatro microrredes tradicionales que utilizan generadores diésel, simulando el caso de remplazar los generadores diésel por sistemas de generación fotovoltaica, ubicados en Arizona, Massachusetts, Jordania, Inglaterra de las cuales por medio del software Homer Pro simula, obteniendo los resultados que demuestran ser más económicas y factibles que las microrredes con fuentes de energía convencionales [4].

Los estudios demuestran que se necesita mayor inversión para microrredes de base renovable, la ventaja es el mínimo costo de mantenimiento y reducción de emisión CO_2, siendo rentables en comparación contra los generadores diésel con precios de operación de $0.24/L o $0.9084/gal [4].

Una aplicación real de una microrred ubicada en Beijing con fuentes de generación eólica y fotovoltaica con sistema de almacenamiento con baterías de flujo Redox de Vanadio (VRB) e Ion-Litio(Li-Ion) por manejo del algoritmo “Reogruping Particle Swarm Optimization” (RegPSO), la cual alimenta una zona industrial compuesta por compañías industriales y negocios alrededor, en el cual se propone una gestión energética optima, incluye minimización de: costo de operación, mantenimiento, energía, gasto de compra a la red y maximización en el beneficio por la venta de la energía [5]. Se demostró la efectividad de la gestión óptima de la energía almacenada y optimización del consumo de la red, por medio del consumo de la red en horas de precio moderado mientras las energías renovables cargan las baterías para liberarlas en horas que el precio de la red es elevado [5].

Así como el estudio de una microrred aislada con bus DC de generación fotovoltaica y eólica aplicando el “Algoritmo de Conductancia Incremental y Perturbador – Observador” en los

convertidores reductores – elevadores obtiene el Máximo Punto de Potencia (MPP), tanto para la energía proveniente de la irradiación solar, como generación eólica. Proyecto destacable ya que al momento de su elaboración no existían microrredes inteligente aplicadas a la iluminación pública o exterior. Obteniendo resultados satisfactorios para aplicarlos a sistemas con cargas puntuales y de pequeña escala; con un eficiente sistema de almacenamiento se logra obtener una alta eficiencia [6].

Estándares como Std 2030.7, 2030.8, 2030.9, que propone la IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) para las Smart Grids en los cuales enuncia a las microrredes como parte de una Smart Grids, en los cuales incluyen procedimientos para el control, prueba, planificación y diseño respectivamente para microrredes [7][8][9].

Como ejemplo de las soluciones que se dan con especificación en las microrredes "ABB le apuesta a las microrredes con la solución del control Microgrid Plus de ABB se compone del sistema de control Microgrid Plus SystemTM y el sistema estabilizador de redes PowerStoreTM, basado en volante de inercia o baterías, ambos propiedad de la empresa". Por medio de su controlador que realiza un balance en sus fuentes y demandas para maximizar la integración de la energía renovable a un 100% y obtener un nivel alto de estabilidad y confiabilidad [10].

En tema de microrredes para el Ecuador, en el Reglamento General De La Ley Orgánica Del Servicio Público De Energía Eléctrica del 2019, específica en el Articulo 15, inciso D el cual trata de la planificación de la expansión etapas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, enuncia la generación distribuida que da paso a las microrredes.

Enunciando, "Se incluirán los proyectos de expansión y mejora del sistema de alumbrado público general, así como proyectos de generación distribuida que permitan mejorar las condiciones de calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica" [11].

La Fundación Pachamama enuncia que en la "Ley Orgánica de Eficiencia Energética (2019) y las regulaciones del ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad) abren muchas posibilidades para las microrredes y la introducción de Smart Grids y Smart meters, tecnologías que permiten una comunicación de dos vías entre proveedor y consumidor, y sistemas fotovoltaicos de autogeneración que alimentan la red nacional y que compensan a sus productores" [12].

CAPITULO 1

1. MARCO TEÓRICO

1.1.MICRORREDES.

1.1.1. Definición.

La definición exacta de Microrred al momento está en discusión, se presentan las tres formas en como la definen en la CENER (Centro Nacional de Energías Renovables de España) que toma el concepto de la CERTS (Consorcio para Soluciones Tecnológicas de Fiabilidad Eléctrica), la definición de la IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) que presenta en sus estándares Std 2030 de la Smart Grid y en específico en el Std 2030.7, 2030.8, 2030.9, y la definición de IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables).

No se puede hablar de microrredes sin nombrar la generación distribuida, la cual forma parte principal de las microrredes ya que son las fuentes de generación eléctrica preferencialmente de fuentes renovables. Las microrredes nacen a partir de la necesidad de realizar un manejo descentralizado de la generación local [13], obteniendo así un manejo más efectivo, mayor fiabilidad y acceso a la red a zonas remotas o relativamente alejadas de la generadora principal.

El CERTS define a las microrredes como, “fuentes interconectadas de recursos energéticos distribuidos (como la energía solar y eólica), el almacenamiento de energía y las cargas eléctricas que pueden funcionar de forma independiente o conectadas a una red eléctrica de bajo voltaje circundante, aumentado la confiabilidad de la red, reduciendo los impactos ambientales y minimizando costos de energía” [14].

La IEEE la define como “Un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos con límites eléctricos claramente definidos que actúa como un solo sistema

controlable con respecto a la red, puede conectarse y desconectarse de la red para permitir que funcione tanto en modo conectado a la red como en modo isla [7].

Las microrredes se caracterizan por tener un sistema de control capaz de integrarse y coordinar la generación, el almacenamiento (si corresponde), las cargas controlables y el equipo de interconexión de red dentro de la microrred necesaria para interactuar con la red más grande como un sistema único agregado" [7].

IRENA maneja el término de "minirred" el cual coincide con el concepto americano de microrred en el cual está constituido por una infraestructura energética integrada que combina cargas y recursos energéticos distribuidos en una sola entidad controlable, con la que puede tener o no conexión [15].

A diferencia de la definición americana minirredes pueden estar o no conectadas a la red y nace para cubrir y acelerar el proceso de la electrificación rural en donde no existe mercado que cubra el costo de la inversión de la distribución eléctrica siendo proyectos que algún momento llegaran a conectarse a la red [3].

1.1.2. Microrred por su modo operación.

La autonomía de la microrred permite la conexión o desconexión de la red de forma intencionada o provocada por disturbios que se presenten en la red, estos modos de operación proporcionan mayor confiabilidad al suministro de servicio.

1.1.2.1. Modo isla.

Operar en modo isla representa trabajar desconectado de la red, por diferentes motivos como emergencias, perturbaciones o problemas que afecten calidad de energía, consumiendo su propia energía.

La autonomía dependerá de la capacidad de generación vs consumo de KWh de las cargas conectadas [16]. Tomando importancia la necesidad del almacenamiento de la energía en el caso de generadores renovables por su intermitencia.

La norma de la IEEE Std 2030.9-2019 enuncia que se debe diseñar la microrred para que cubra un consumo de energía de 48h, la resolución de la desconexión a modo isla no puede exceder los 15 minutos y la salida debe programarse para 4h de consumo para volver a valorar el estado y reconectarse a la red [8].

1.1.2.2. Modo conectado a la red.

La microrred opera gestionando el 0% de deficiencia de energía a las cargas y en función de la generación total de la energía de la red de distribución local pueden importar o exportar electricidad [16].

1.1.3. Microrred por su bus de corriente.

Una arquitectura de una microrred dependerá de la finalidad para la cual fue diseñada y del modo de operación que puede ser en modo isla o conectado a la red variara en sus componentes.

En la figura 1.1 se observa la arquitectura y componentes típica de una microrred.

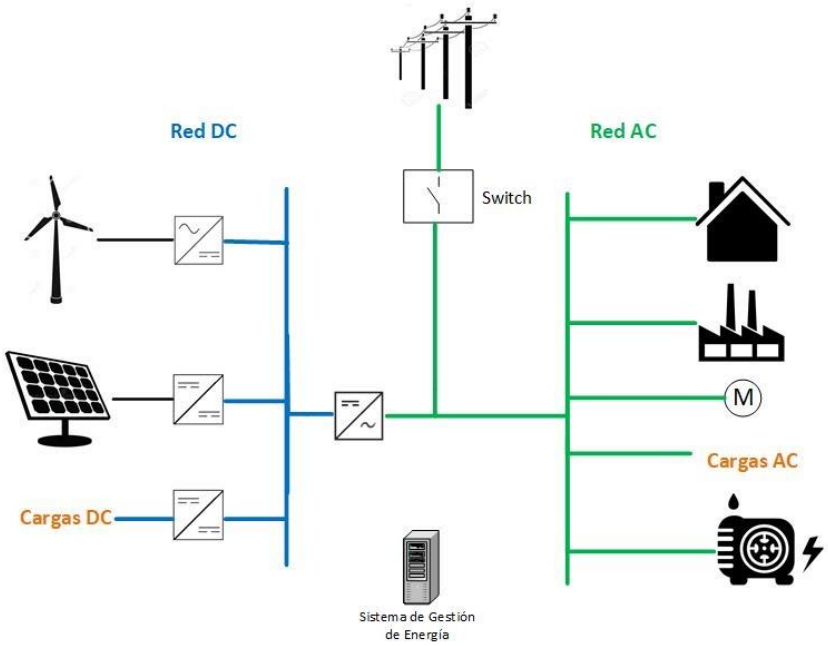


Figura 1.1: Arquitectura de una microrred hibrida con sus componentes típicos.
Fuente: Autor.

- Generación: Al igual que los sistemas tradicionales, las microrredes admiten todo tipo de generación adaptada en escala de potencia: desde generadores diésel (típicamente de sistemas de respaldo) y de gas, a generación renovable intermitente (eólica, solar) [15].

- Demanda: Gestionada por la microrred, se debe dividir entre aquellas demandas gestionable y aquellas que no y, en los casos que lo requieran, las cargas que son críticas y generales [15]. La demanda puede estar interconectada con el resto de sistemas de la microrred, como la generación de calor o de biogás [15].

- Redes: Principalmente eléctricas, tanto aéreas como subterráneas, pero también pueden incluirse las de gas y calor ya que se considera las fuentes de generación térmica como parte de la microrred. Se incluyen aquí todos los componentes de las mimas como cables, transformadores, tuberías, etc [15].

- Punto de conexión común (PCC): Incluye los instrumentos de medida, interruptores, contactores, relé de sincronismo, sistemas de protección y control, etc [15]. Se lo incluyo de manera separada al no existir en las microrredes aisladas [15].

- Elementos de gestión y control: Incluyen los elementos encargados de estos procesos de regulación (sistema de gestión de energía) para los diferentes estados de la microrred (conectada, aislada y la transición entre ambos) [15].

- Elementos de protección: Normalmente funcionando de manera individual o coordinados con otros elementos de protección [15].

- Almacenamiento: Aunque no es imprescindible, en la práctica la totalidad de las microrredes incluye sistemas de almacenamiento para la gestión de los flujos de energía entre la generación y la demanda, siendo particularmente importante cuando se regula la microrred en modo aislado [15]. Aplicado especialmente cuando se tiene fuentes de generación renovables por la variabilidad de la mismas.

- Otros componentes: Principalmente ligados a sistemas complementarios [15].

1.1.3.1. Microrredes AC.

En esta arquitectura se tiene un bus común de corriente alterna(figura 1.2) al cual se conectan los generadores y las cargas, ya sea directamente o atreves de inversores [17].

Un beneficio es la integración fácilmente a la red eléctrica convencional, pero presenta un decremento en su eficiencia energética, debido a la conversión de corriente continua/alterna de sus recursos, y problemas de sincronización de generadores distribuidos y al desbalanceo trifásico [16].

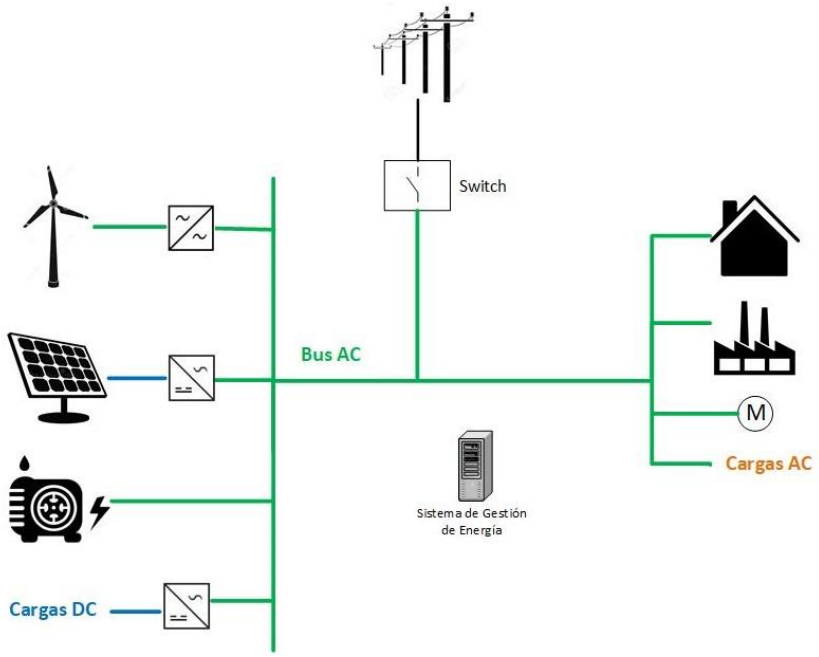


Figura 1.2: Microrred con Bus AC.
Fuente: Autor.

1.1.3.2. Microrredes DC.

En esta arquitectura se tiene un bus común corriente directa (figura 1.3) al cual se conectan los generadores y cargas en DC y para conectarse a la red local o red AC utiliza un convertidor AC/DC. La microrred de DC es más eficiente, pues reduce perdidas de energía con cargas DC, utilizando convertidores DC/DC [16].

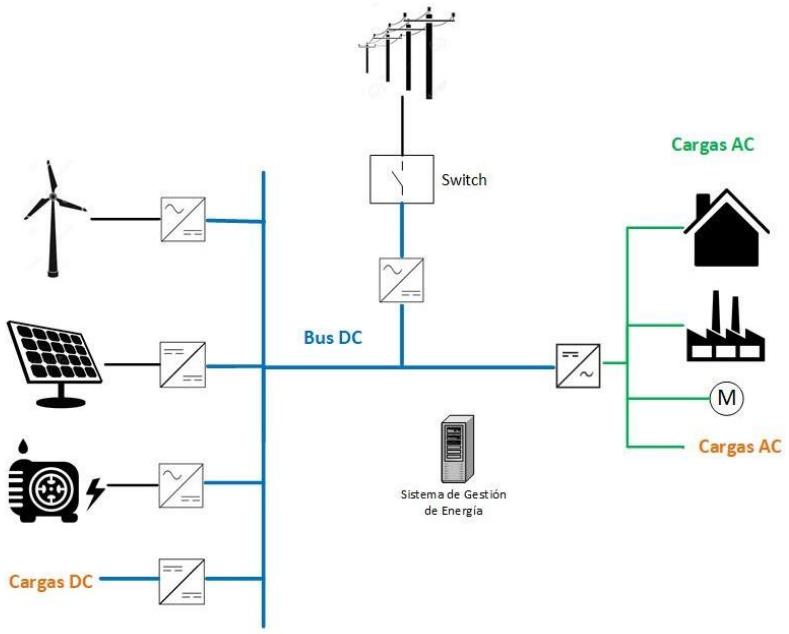


Figura 1.3: Microrred con Bus DC.
Fuente: Autor.

1.1.3.3. Microrredes hibridas.

Llamada hibrida al poseer buses en AC y DC, facilitando la integración de recursos de generación distribuida, los sistemas de almacenamiento y los diferentes tipos de cargas. Con las ventajas de ambos tipos de microrredes, se reducen las etapas de conversión y pérdidas en la corriente [16].

Las cargas se las ubica en el bus de corriente que corresponda, en el caso de no alcanzarse a cubrir la demanda en uno de los buses, el inversor de acople DC/AC permite el aporte del bus excedente. Como se observa en la figura 1.1.

1.1.4. Fuentes de generación

Son las fuentes generadoras de energía, las cuales asociadas a las microrredes se las conoce como fuentes de generación distribuida.

Las microrredes nacieron a causa de la necesidad de operar en forma controlada y coordinada las fuentes de generación distribuida, obteniendo así “seguridad operativa”, para

las cargas controladas(iluminación regulable, sistemas de bombeo diferido, cargas críticas o de alta confiabilidad de suministro) [1].

La "seguridad operativa" puede definirse como la capacidad del sistema en un instante determinado de continuar con la operación frente a la salida de servicio imprevista de alguno de los sistemas de generación distribuida dentro de la microrred [1].

Entre las principales fuentes de generación implementadas se encuentra las siguientes, con tendencia a la aplicación de fuentes renovables las cuales además de los beneficios ambientales su precio ha disminuido y la eficiencia aumentando.

Generador fotovoltaico: Aquella que aprovecha la radiación solar y la transforma a energía eléctrica por medio de los sistemas fotovoltaicos.

Generador eólico: Por medio del aprovechamiento de la energía cinética del viento por el empuje que se produce en sus palas en los conocidos aerogeneradores.

Generador diésel: Formados por un motor a diésel que por unión mecánica a un alternador produce energía eléctrica.

1.2. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.

Como se ha señalado en la sección 1.1.3 "El almacenamiento no es imprescindible", depende principalmente de la fuente de generación y especialmente si son fuentes renovables debido a su principal desventaja de la intermitencia que se produce en su generación. Para poder compensar la confiabilidad de la microrred con la demanda se implementa el almacenamiento de la energía. Además, el adicionar almacenamiento a una microrred posee ventajas operativas y desventajas económicas principalmente.

Disminuir en gran presencia la implementación de fuentes de generación que consumen combustibles fósiles, toman como pieza clave el almacenamiento de la energía para la implementación eficiente de generadores renovables. El viento, la radiación solar, las olas y las mareas solo producen electricidad cuando las condiciones de los recursos son correctas [18].

El almacenar la energía que comúnmente se desperdicia cuando la oferta supera la demanda, para luego liberarla a la red cuando los recursos de energía renovable son insuficientes para satisfacer el consumo, equilibran de manera inmediata las fluctuaciones imprevistas y los cambios de carga [18].

Existen diferentes tipos de tecnologías en almacenamiento de energía y se las puede clasificar en cinco grupos químico, electroquímico, eléctrico, mecánico y térmico [19].

En la figura 1.4 se aprecia las diferentes tecnologías existentes.

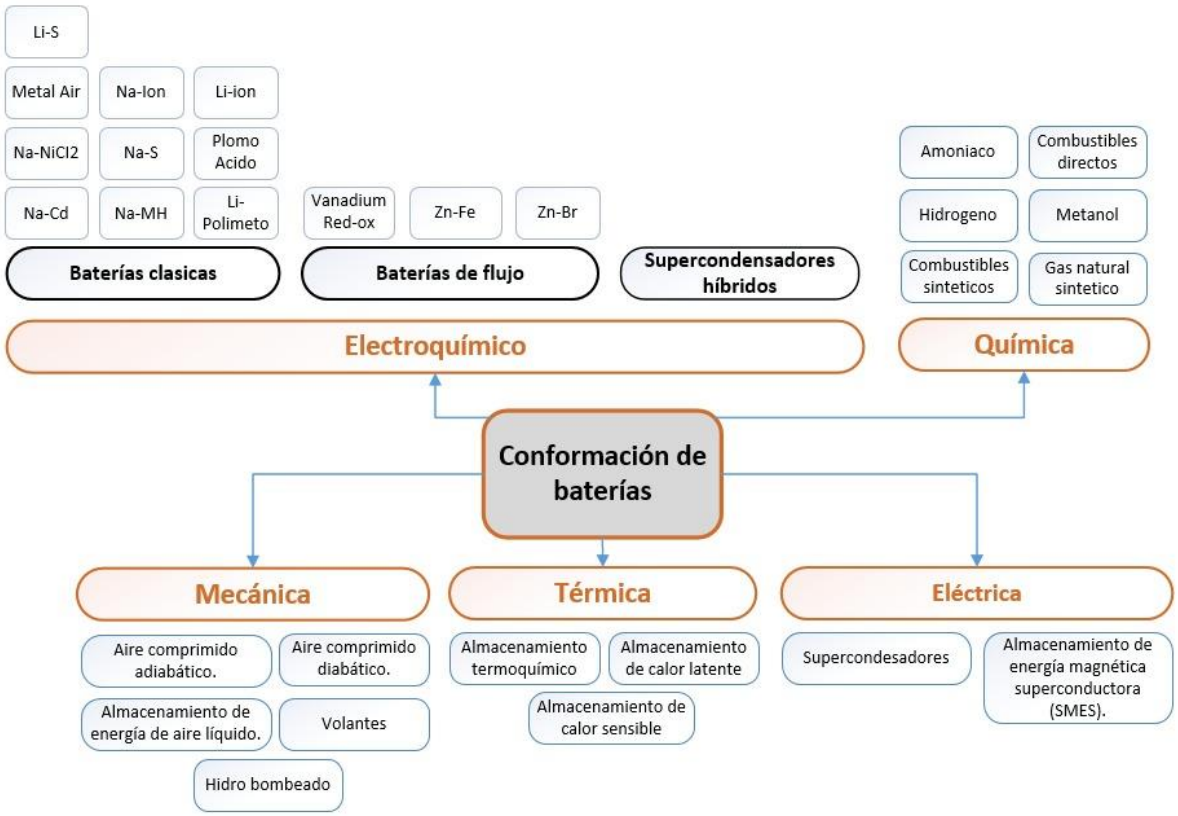


Figura 1.4: Diferentes conformación de las batería.
Fuente: [19]

1.2.1. Baterías secundarias.

Las baterías secundarias basan su almacenamiento en un proceso electroquímico lo que significa que existe intercambio de electrones entre el electrolito y el electrodo sólido. Un proceso o dispositivo electroquímico siempre implica una reacción redox, lo que significa que la oxidación tiene lugar en un electrodo y la reducción en el otro [20].

Electrodo ánodo (+) y catado (-): Si la batería está en descarga la oxidación se da en el ánodo y reducción en el cátodo.

Electrolito: Un Electrolito es una sustancia que contiene iones libres que actúan como un conductor eléctrico. Existe electrolitos como soluciones de ácidos, bases y sales, los fabricantes de baterías recomiendan que el Electrolito debería estar entre 1.250 gr/cm^3 y 1.290 gr/cm^3 a temperaturas entre 12°C y 30°C [21].

Separador: Para evitar un corto circuito entre las placas del ánodo y el cátodo [20], limitando a un cambio iónico entre estas [22].

Existen varias combinaciones que forman las celdas electroquímicas una representación general de una batería se presenta en la figura 1.5 variando en nivel de voltaje (V) y capacidad (A) según las celdas y su configuración.

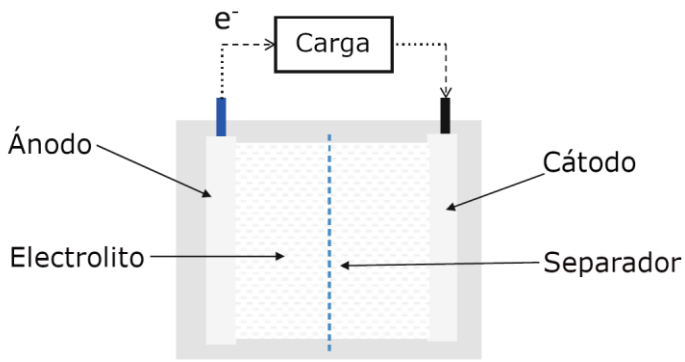


Figura 1.5: Partes de una batería.
Fuente: [20]

Se presenta las principales características de cada tipo.

Plomo acido: Es la tecnología más desarrollada, con la menor densidad energética gravimétrica (Wh/Kg) y ciclabilidad [22], son de bajo costo por su sencilla fabricación, y tiene el voltaje más alto en sus celdas de 2V.

Limitación operativa, no se puede almacenar en condición de descarga la batería y evitar llegar al valor de voltaje de corte para evitar la sulfatación de las placas [20], esta sulfatación es reversible con una recarga al 100% con una elevada tensión [22], teniendo un tiempo en el cual llega a ser irreversible [20].

Alcalinas: Se tiene dos tipos destacados níquel-cadmio (NiCd) y níquel-metal hidruro (NiMH).

Entre las mayores limitaciones de estas tecnologías se destaca la baja ciclabilidad ya que a partir de los 200-300 ciclos comienza a deteriorarse [20], y su elevado precio (hasta más de 10 veces el precio de las de tipo Plomo) [22].

Limitación operativa, las de tipo NiCd son afectadas por el llamado "efecto memoria" que dificulta la operación celda y reduce su vida útil [22]. Las baterías de NiMH se vuelve necesaria una descarga ocasional cada 3 meses [20].

La carga de las Ni-MH es menos tolerante a altas y bajas temperaturas. Ni– MH no se puede cargar rápidamente por debajo de 10C°, ni tampoco puede cargarse lentamente por debajo de 0C° [20].

Sales fundidas: Su característica física destacada es que los electrodos se encuentran en estado líquido ya que su temperatura de operación está entre los 270 a 350 °C.

Se tienen dos tipos de baterías de sodio azufre (NaS) y las de sodio metal haluro (Na/NiCl2). Los dos tipos de baterías ofrecen una alta energía específica, así como una destacable ciclabilidad y eficiencia. Además, tiene una mínima tasa de auto descarga, de la que se deriva una eficiencia de carga del 100%; y la capacidad de soportar sobrecargas, pero aún se encuentran en fase de investigación y desarrollo, y su costo es elevado.

Limitación operativa, para alcanzar las elevadas temperaturas de operación se requieren procesos de precalentamiento [22].

Litio-Ión: Existen 4 tipos de baterías de entre las cuales metal de litio, iones de litio, polímero de litio y batería de litio de electrolito sólido.

Existen variadas y diferentes combinaciones en las baterías de litio, ya que es una tecnología joven y aun no supera diferentes barreras técnicas, además son de elevado costo, y escasa vida útil.

Entre diferentes materiales anódicos y catódicos, en la práctica, y con el estado de la técnica actual, se puede concluir que el material comúnmente utilizado para el ánodo es el grafito. En cuanto al cátodo sin embargo las opciones son diversas.

La elevada energía y potencia específicas, gran ciclabilidad y baja auto descarga, entre otros aspectos las destacan [22].

Limitación operativa, son baterías muy delicadas y requieren circuitos de protección especiales tanto durante la carga como durante la descarga. Hace necesaria la implementación de electrónica que regule el voltaje y la corriente a valores seguros, sin esta regulación las baterías se degradarían rápidamente e incluso conducirían a condiciones catastróficas y peligrosas [20].

Siendo una gran desventaja para la implementación de baterías de litio ya que, bajo algunas circunstancias de voltaje, temperatura, fallas o defectos de diseño de construcción inseguros, las baterías de litio pueden incendiarse o explotar [20].

Se presenta las principales características de las celdas y sus subtipos en la tabla 1.1 sección de temperatura, se presenta el rango de operación y la nominal o recomendada.

Tabla 1.1: Características de diferentes celdas electroquímicas [22].

Tipo	Subtipo	Tensión Operacion. V	Tensión nominal. V	Temperatura Operacion. °C	Ciclalibilidad.	Profundidad descarga.	Energía Especifica Teórica. Wh/Kg	Auto descarga mensual. %	Eficiencia energética. (Dc-Dc) %	Máximo ratio descarga.
Plomo acido (LA)	LA(Regulada)	1,75 -2,27	2,00	(-40;50) **25**	1200	80	170	2-4	70 - 80	1C cont.
	LA(Inundada)	1,75 -2,23	2,00	(16;32) **25**	1800	80	170	5	70 - 80	1C cont.
Alcalinas	NiCd	0,90 -1,50	1,30	(-20;60) **20**	800	80	213	10	60 - 80	1C cont.
	NiMH	0,90 -1,50	1,30	(0;40) **20**	800	80	240	100	60 - 80	10C cont.
Sales fundidas	NaS	2,31 -1,63	2,10	(300;350) **300**	4500	80	783	≈0	89	1C cont./ 5C pico (30s)
	Na/NiCl	3,10 -1,72	2,58	(270;350) **300**	3000	80	190	≈0	85	1C cont. / 5C pico
Litio-ion	$C/LiCoO_2$	3,00 - 4,20	3,60	(-20;55) **25**	3000	80	109	<5	>92	1C cont.
	$C/LiNiCoMnO_2$	3,00 - 4,10	3,70	(-20;55) **25**	2500	100	837	<5	>92	5C cont. / 30C pulso
	$C/LiFePO_4$	2,50 - 3,60	3,30	(-30;55) **25**	>3000	100	479	<3	>92	5C cont. /125C pulso
	$C/LiMn_2O_4$	3,00 - 4,20	3,70	(-20;55) **25**	>2000	100	625	<5	>92	5C cont. /40C pulso

1.2.2. Principal objetivo del almacenamiento de energía.

En este punto se presentan el objetivo que cumple el almacenamiento de energía en las microrredes, principales características, costos, principales ventajas y desventajas.

El objetivo del control de una microrred es proporcionar la energía demandada por las cargas haciendo uso de la generación y los sistemas de almacenamiento de forma eficiente y fiable tanto en condiciones normales como durante las contingencias, independientemente de la conexión a la red externa.

Tabla 1.2: Ventajas y desventajas del almacenamiento de energía [13].

Ventajas	Desventajas
Permite la integración de generación renovable.	Precio elevado del kWh almacenado.
Permite la gestión del consumo.	Corto Ciclo de vida de las baterías.
Aumenta la confiabilidad de suministro eléctrico.	Componentes del sistema de almacenamiento elevado en relación a la potencia – energía.
Independencia de la red principal.	Contaminantes al medio ambiente.
La mayoría tecnologías son libres de mantenimiento.	Limitaciones en cuanto a densidad potencia.

1.3. ENERGÍA EÓLICO.

Aprovecha la energía cinética del viento que produce un momento en el eje de las palas ya sean verticales u horizontales, se transforma en energía mecánica la cual por medio de un generador eléctrico y siguiendo la ley de Faraday la transforma en energía eléctrica [23].

La energía eólica se encuentra entre los principales recursos de energía renovable que se explotan a nivel mundial. Como recurso energético, el viento está ampliamente distribuido y es capaz de proporcionar energía en la mayor parte del mundo, la intermitencia y lo impredecible, son desventajas de la generación eólica [24].

Los parques eólicos son los lugares en donde están emplazados los aerogeneradores y estos pueden estar en el mar (Offshore) o en la tierra (Onshore):

Onshore: Parques eólicos ubicados en tierra. Al paso de los años el tamaño de las turbinas y capacidad han crecido por ende necesitando mayor espacio horizontal como vertical, ya que

a mayor altura mayores velocidades del viento. Sin embargo, esto puede causar también limitaciones logísticas en el transporte de los materiales [25].

Offshore: Parques eólicos ubicados en el mar. Y a diferencia de los parques eólicos Onshore tiene mayor ventaja como mayor amplitud de espacio y menor impacto visual para los núcleos de población aledaños [25]. Además, no hay obstáculos que reduzcan la velocidad del viento, por lo que no es necesario la construcción de turbinas de gran altura [25]. En el mercado se pueden encontrar turbinas eólicas de gran capacidad como es el caso de la empresa Osted ofertando una turbina de 113 m de altura y 164 m de diámetro de las palas con una capacidad de generación de 8 MW [26].

Sin embargo, al ser lugares alejados y remotos se tiene desventajas en cuanto al transporte de energía(cables submarinos), conexión de la red, y mayor dificultad para realizar trabajos de construcción, operación y mantenimiento elevando el costo de estos proyectos [25].

1.3.1. Origen del viento.

El viento es el movimiento del aire producto de la diferencia de presión dentro de la atmosfera. Cuando el aire se mueve de una región de alta a una de baja presión intentando compensar la presión se produce un flujo conocido como viento.

Las diferencias de presión se deben a los efectos del calentamiento diferencial del sol en la superficie terrestre por eso es considerada como una generación de energía solar [24] [27]. En la figura 1.6 se representa como se origina el viento.

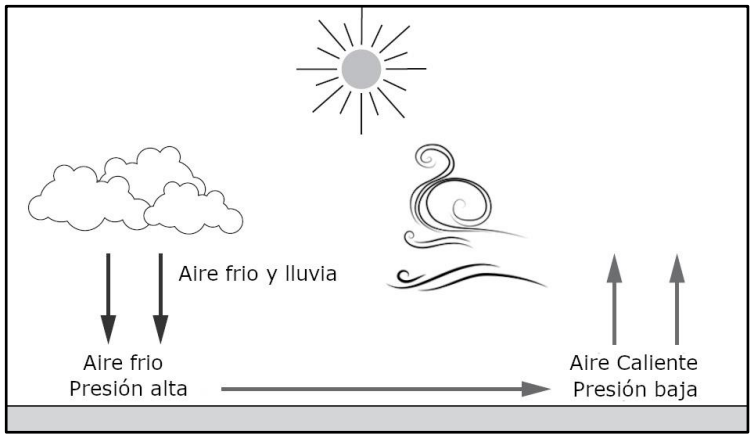


Figura 1.6: Principio del origen del viento.
Fuente:[24]

1.3.2. Instrumentos de medición.

La velocidad del viento y la dirección del viento son las medidas principales registradas en intervalos de 5 minutos. Además, la temperatura y la presión son datos para conocer la densidad del aire exacta.

Los equipos para la medición de velocidad del viento utilizados son los anemómetros de hélice o los de cazoletas. En cuanto a dirección del viento se tiene las veletas. Para el registro de la temperatura termómetros electrónicos que generalmente se ofrecen junto con un barómetro para registro de la presión atmosférica.

Anemómetro de cazoleta: Basa su principio en el empuje cazoletas o copas ubicada en las puntas de las hélices horizontales. Las cazoletas se mueven haciendo girar el generador produciendo una señal sinusoidal eléctrica.[28]

Veleta: Su funcionamiento es bastante sencillo basado en un interruptor por iman. Cuando el imán pasa sobre el interruptor, el interruptor se cierra.[28]

Los fabricantes ofertan anemómetros y veletas unificados o como un solo equipo como es el caso de ejemplo del Set Eólico WA25 de Vaisala en la figura 1.7.

Figura 1.7: Anemómetro y veleta.
Fuente: [29]

Barómetro: Los barómetros electrónicos usan un sensor piezo-rresistivo que brinda una medida extremadamente precisa y estable de la presión atmosférica [30], como se observa en la figura 1.8.

Permite medir la presión atmosférica en unidades de mmHg o HPa.

Figura 1.8: Barómetro.
Fuente: [30]

1.3.3. Rosa de vientos.

Una rosa de los vientos es un diagrama que muestra la distribución temporal de la dirección del viento y una distribución azimutal (ángulo formado por una dirección y el norte magnético) [31], representando la distribución del viento y su dirección en el plano horizontal.

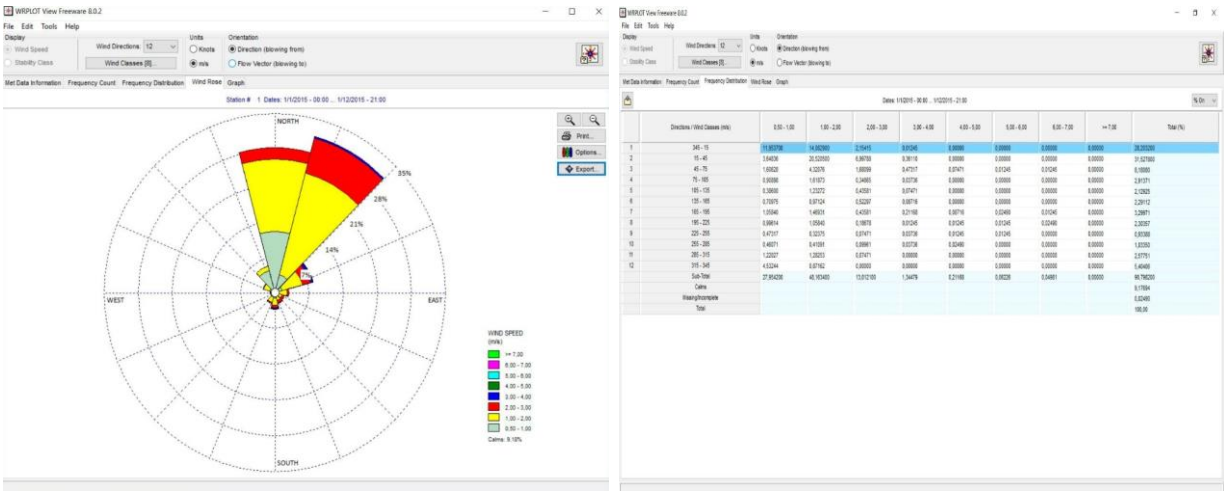
La rosa de vientos son varios círculos concéntricos espaciados igualmente y dividido en sectores 8, 12, 16 indicando los puntos cardinales (E, ENE, NE, NNE, W, WNW, NW, NNW, ESE, SE, SSE, S, SSW, N, WSW, SW) [31].

La rosa de vientos facilita la visualización de datos del viento los cuales puede ser:

- **Rosa frecuencia de viento:** El tiempo que se recibe el viento desde una dirección.
- **Rosa de velocidad:** El producto de este porcentaje y la velocidad media del viento en una dirección da la fuerza media de los espectros del viento.
- **Rosa de energía:** El producto del porcentaje de tiempo y el cubo de la velocidad del viento ayuda a identificar la energía disponible de diferentes direcciones [23].

La rosa de vientos se la puede realizar en softwares de tratamientos de datos meteorológicos un ejemplo de software libre es WRPLOTview en el cual se ordenan los datos en la frecuencia de acuerdo a su dirección y velocidad configurado previamente en los rangos deseados, se obtiene las tablas de distribución de datos y distribución de frecuencia en porcentaje, además la rosa de vientos y un gráfico de diagrama de barras.

En la figura 1.9.a se presenta la distribución del viento en la rosa de vientos, mientras que en la figura 1.9.b se obtiene la tabla de la frecuencia de velocidad por porcentaje según el rango configurado.



a) b)

Figura 1.9: Software WRPLOT, a) Rosa vientos, b) Distribución de viento por velocidad y dirección.

Fuente: Autor.

1.3.4. Perfil vertical del viento.

Perfil vertical del viento se le denomina a la cizalladura vertical del viento que es el cambio de velocidad a diferente altura [32]. La velocidad del viento aumenta a mayores alturas ya que existen menos obstáculos.

El parámetro de longitud de rugosidad, relacionado con la irregularidad del terreno, utilizado para el cálculo de la variación del viento con respecto a la altura, en la tabla 1.3 se toma de la última edición del 2013 del Atlas Eólico del Ecuador de la MEER (Ministerio de Electricidad y Energías Renovables.) los valores de clases de rugosidad del terreno referenciales para proyectos eólicos en el Ecuador, para una estimación logarítmica que brinda una buena aproximación en terrenos con orografía simple y en condiciones de estabilidad neutra [33].

Tabla 1.3: Clases y longitudes de rugosidad [33].

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad Z0 (m)	Usos del suelo
0	0.0002	Superficie del agua en calma.
0.5	0.0024	Terreno abierto con superficie lisa: pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0.03	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos.
1.5	0.055	Terreno agrícola con algunas casas y cercados de hasta 8 m de altura separados por más de 1 km.
2	0.1	Terreno agrícola con algunas casas y cercados de hasta 8 m de altura separados por aproximadamente 500 m.
2.5	0.2	Terreno agrícola con varios árboles, arbustos y plantas, o cercados de hasta 8 m de altura separados por aproximadamente
3	0.4	Ciudades, villas, terreno agrícola con muchos cercados o muy altos, bosques.
3.5	0.6	Grandes ciudades con edificios altos
4	1.6	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos.

El método de estimación logarítmico con rugosidad superficial a partir de una velocidad y altura conocida y rugosidad del terreno determinada está dada por la ecuación 1.1 [32].

$$v = v_0 \frac{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \tag{1.1}$$

H Alturas de estimación en m.

Z_0 Parámetro de rugosidad en m, valores típicos en la tabla 1.3.

V_0 Velocidad medida a la altura H_0 en m/s.

H_0 Altura inicial o de medida en m.

La figura 1.10 muestra el perfil vertical del viento con una velocidad registrada de 5 m/s a 15 m de altura[33], con una estimación hasta los 120 m con clases de rugosidad 1-2-3-3.5, referidas a la tabla 1.3.

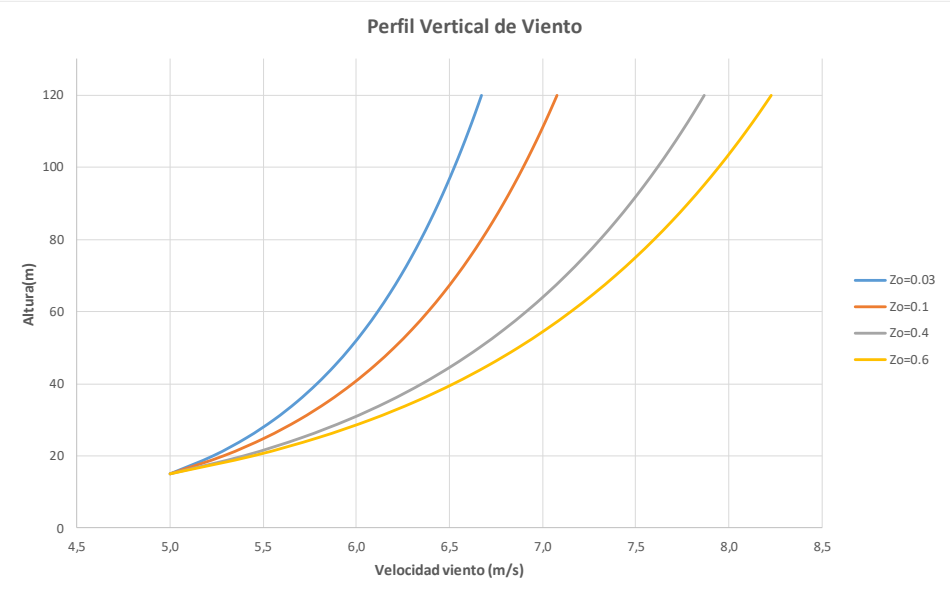


Figura 1.10: Variación de la velocidad en relación a la altura en diferentes terrenos.
Fuente: Autor.

1.3.5. Distribución de Weibull.

Para la distribución especialmente de los vientos las distribuciones más aplicadas son la distribución Rayleigh y Weibull. Ambas distribuciones dan estimaciones pobres de potencia para situaciones de baja velocidad media del viento. A velocidades del viento más altas, ambos producen estimaciones adecuadas para varios lugares; sin embargo, para las regiones con vientos constantes como los alisios, la distribución de Weibull es más representativa y más popular [32].

La distribución de Weibull está expresada por la ecuación 1.2, en la cual a una velocidad igual a cero y al no existir velocidades menores a cero el valor del resultado de la distribución será cero [34]:

$$f(v;c;k) = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{\left(\frac{-v}{c}\right)^{k}} \quad k, c > 0 \tag{1.2}$$

v Velocidad en m/s.

c Parámetro de escala c (m/s).

k Parámetro de forma(adimensional).

Para la determinación del parámetro k y c se aplica el método grafico en cual se toma la función acumulativa de Weibull, aplicando el doble logaritmo y la regresión de mínimos cuadrados a la distribución del viento y se puede aproximar a una recta [35][36].

La función acumulativa de Weibull se expresa como:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \tag{1.3}$$

e Constante 2.71828……

v Velocidad en m/s.

c Parámetro de escala c (m/s).

k Parámetro de forma(adimensional).

Aplicando el doble logaritmo en la fórmula 1.3 resulta la expresión 1.4:

$$\ln\{-ln[1 - F(v)]\} = k\ln(v) - k\ln(c) \tag{1.4}$$

v Velocidad en m/s.

c Parámetro de escala c (m/s).

La expresión puede representarse como una ecuación de la recta (ecuación 1.4 graficada en la figura 1.11) con la expresión 1.5 reemplazada en la ecuación de la recta:

$$y = mx + b$$

Donde:

$$y = \ln\{-ln[1 - F(v)]\} \tag{1.5}$$

$$m = k$$

$$x = \ln(v)$$

$$b = -k\ln(c)$$

y Eje vertical.

m Pendiente de la recta.

x Eje horizontal.

b Intersección con el eje vertical.

k Parámetro de forma(adimensional).

v Velocidad en m/s.

c Parámetro de escala c (m/s).

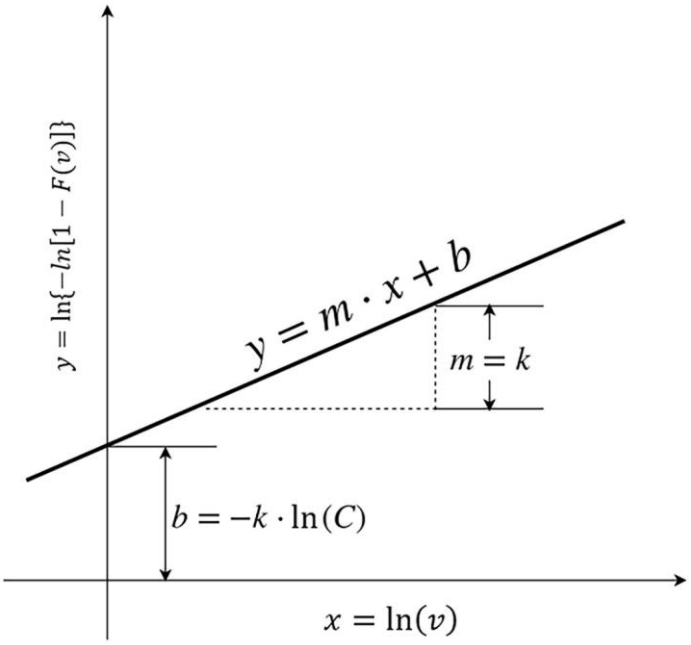


Figura 1.11: Grafica de la ecuación 1.4.
Fuente: Autor.

Finalmente se hallan los parámetros de forma y escala expresada por la regresión de mínimos cuadrados como [37]:

$$k = \frac{\Sigma(x-\bar{x})(y-\bar{y})}{\Sigma(x-\bar{x})^2} \tag{1.6}$$

$$c = e^{-\frac{b}{k}} \tag{1.7}$$

k Parámetro de forma(adimensional).

b Intersección con el eje vertical.

c Parámetro de escala c (m/s).

1.3.6. Potencial eólico.

La energía cinética del viento para la generación eólica depende de 2 factores la masa del aire y la velocidad del viento [38].

Potencia eólica (Ecuación 1.8) es igual a la energía eólica (Energía cinética del viento) que es el flujo del viento que pasa por un disco en un determinado tiempo, definiendo como el área de barrido(disco) de las palas (A), masa del aire(m). Determinando la masa del aire a partir de la densidad del aire(ρ) se obtiene la ecuación 1.9 [38][32].

$$P = \frac{E_C}{t} = \frac{1}{2}\frac{mv^2}{t} \tag{1.8}$$

$$P = \frac{1}{2}\rho A v^3 \tag{1.9}$$

P Potencial eólico (w).

E_c Energía cinética del viento.

t Tiempo.

m Masa del aire.

v Velocidad.

ρ Densidad del aire.

A Área de barrido(disco) de las palas.

1.3.7. EL límite de Betz.

El límite de Betz enuncia que al utilizar un aerogenerador y transformar la energía cinética del viento solo el 16/27 o el 59.3% puede convertir en energía mecánica [38][39].

Siendo un valor difícil de alcanzar[38], tanto para las turbinas de eje verticales (Savonius, Darrius VAWT por sus siglas en ingles Vertical Axis Wind Turbine), como para las de eje horizontal (HAWT por sus siglas en ingles Horizontal Axis Wind Turbine), como se observa en la figura 1.12.

El Cp (coeficiente de potencia) representa la eficiencia del aerogenerador en transformar la energía eólica en energía eléctrica teniendo como valor máximo el límite de Betz [38][39].

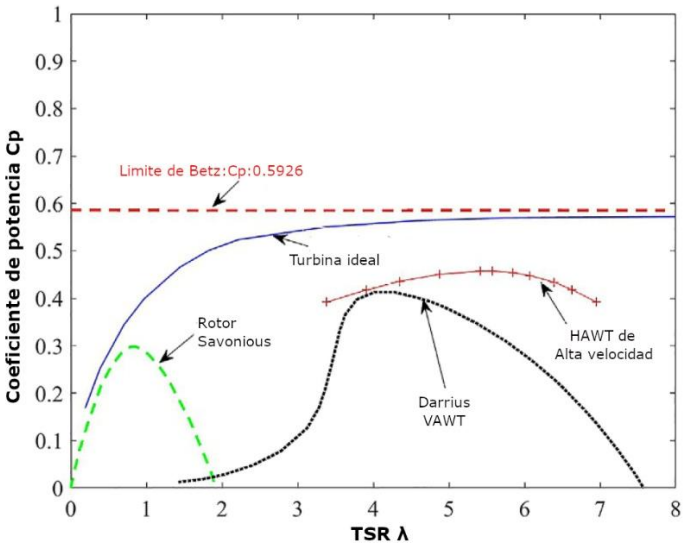


Figura 1.12: El Cp en función de TSR λ que es la relación de velocidad de la punta/velocidad viento(ωR/V) para diferentes diseños de turbinas eólicas.
Fuente: [38].

1.3.8. Generadores eólicos.

Existen diferentes generadores eólicos en el mercado: de eje vertical, eje horizontal, una pala, dos palas, tres palas. Con diferentes cuestiones técnicas como rendimiento, velocidades de arranque, capacidades entre otros [40].

En la figura 1.13 se presenta el rendimiento y velocidad de trabajo de turbinas tipo Savonius, Darrieus, evolución de Darrieus la Turbina helicoidal Gorlov (GHT), además los clásicos aerogeneradores de 3 palas y sus variaciones bipalas y monopala [40].

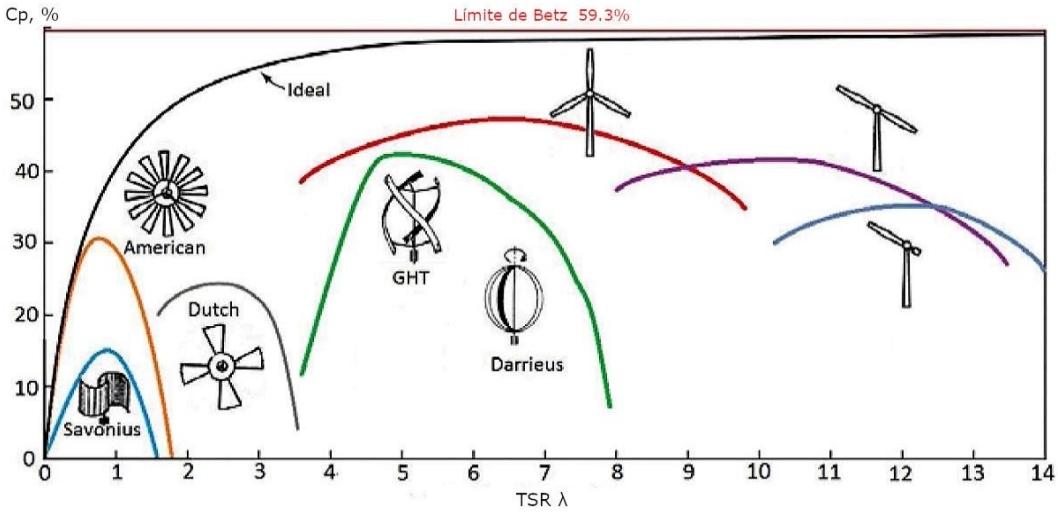


Figura 1.13: Diferentes tipos de turbinas.
Fuente: [40].

Independientemente del tipo de generador, todos presentan la curva de rendimiento de potencia, generalmente proporcionados por el fabricante las cuales se validan mediante pruebas de campo [23].

La IEC 61400-12 especifica procedimientos para crear curvas de potencia empíricas basadas en pruebas de tres parámetros relacionados que describen una curva de potencia(ver figura 1.14) [23].

- **Velocidad corte de ingreso o velocidad de arranque, (Vci),** velocidad a la cual el viento es capaz de romper la inercia del sistema e inicio de la generación a un valor reducido.
- **Velocidad nominal, (Vn),** velocidad a la cual el aerogenerador genera su capacidad nominal.
- **Velocidad corte de salida o velocidad de freno, (Vco),** velocidad a la cual se detiene las palas como medida de precaución ya que los componentes de una turbina no están diseñados para manejar las cargas creadas por velocidades del viento superiores a la velocidad de corte.
- **Velocidad de supervivencia,** la velocidad máxima que soporta el aerogenerador y su torre sin sufrir daños estructurales.

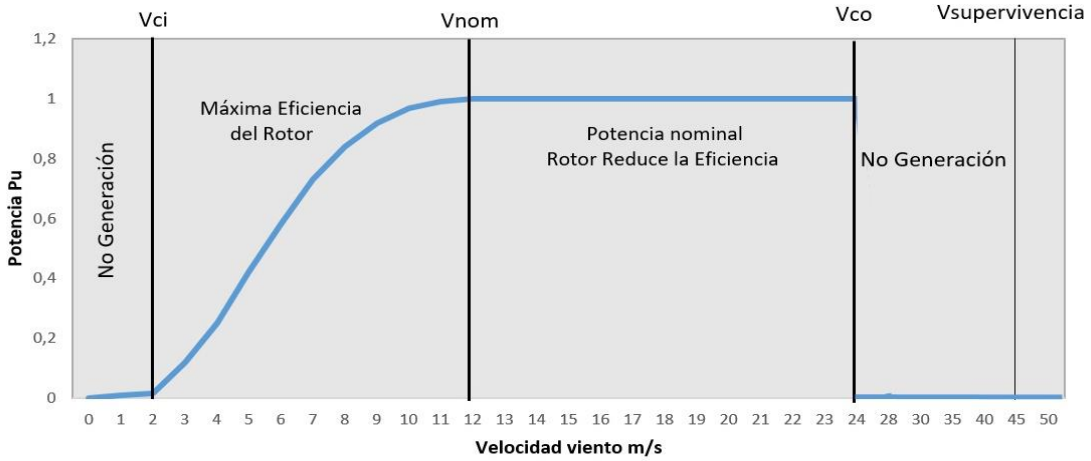


Figura 1.14: Curva de potencia de un aerogenerador.
Fuente: Autor.

1.3.8.1. Generador de eje vertical.

En este tipo de generador, el rotor gira verticalmente, su modelo más conocido es el tipo Savonius, Darrieus y Giromill sus componentes están ubicados en su base facilitando el mantenimiento. Estos generadores no necesitan de mecanismo de orientación, ocupan menos espacio y son de fácil fabricación. En referencia a beneficios ambientales sus partes son reciclables a diferencia de las palas de las HAWT, al ser más compactas son menos complejas en su instalación y disminuyen las emisiones de CO_2 para su transporte [23].

Se tienen VAWT del tipo de arrastre (Savonius) que operan a velocidades más bajas que los basados en elevación(Darrieus) [23].

1.3.8.2. Generadores de eje horizontal.

Este tipo de generador, su rotor está orientado hacia el viento. Su inconveniente principal es que el rotor debe ser bastante inflexible y estar colocado a cierta distancia de la torre, además es necesario un mecanismo de seguimiento para mantener el rotor orientado hacia el viento [41].

Turbina de sotavento: con el rotor a sotavento de la torre es decir en dirección del viento. Tiene la ventaja teórica de que su rotor y góndola tienen el diseño adecuado que hace que la góndola siga el viento de forma pasiva [41]. Otra ventaja es que el rotor puede hacerse más flexible. Su inconveniente básico, por otro lado, es la fluctuación en la energía eólica debido al paso del rotor a través de la sombra del viento de la torre [41].

Los HAWT tienen mayor capacidad de producción kW, necesitando mayores alturas para operar de manera óptima, complejos sistemas de operación (seguimiento, frenado), además al ser sus partes compactas y grandes provocan complicaciones en su transporte. Una gran desventaja medio ambiental es que sus palas son complejas para reciclarlas [41].

1.4. ENERGÍA SOLAR.

La energía solar es aquella que capta la radiación proveniente del sol. Los sistemas de energía solar pueden ser:

- **Pasivos:** Aprovecha directamente la energía solar es decir no la trasforma y se basa en aplicación de elementos arquitectónicos bioclimáticos o ubicación de ventanas [25].
- **Activos:** Necesitan dispositivos para transformar la radiación como es los paneles fotovoltaicos y los colectores solares térmicos [25].

Se tiene dos tipos de radicación solar, radiación directa y radiación difusa. Las células solares pueden absorber ambos tipos de radiación mientras que las plantas termo solares solo absorben la radiación directa [24].

1.4.1. Radiación solar.

La radiación solar es absorbida, dispersada y reflejada por componentes de la atmosfera. En la figura 1.15 se presenta la radiación directa que llega sin interferencia alguna y la radiación difusa la que es dispersada por la atmosfera y nubes.

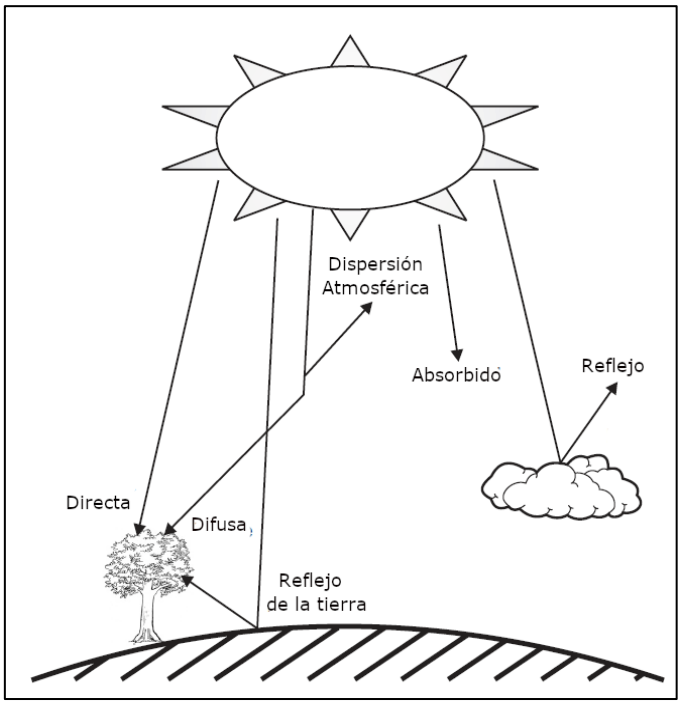


Figura 1.15: Interacción en la atmosfera de la radiación solar
Fuente: [41].

La longitud de onda de la radiación solar que se necesita para la generación solar, se encuentra entre la luz ultravioleta y la luz infrarroja, longitud de onda comprendida entre 0,15 y 3,0 µm.

Se tiene que entender los términos irradiación y radiación [41] :

- **Irradiación,** es igual a la relación entre la potencia de radiación solar y la superficie del plano perpendicular a la dirección de esta radiación (W/m^2).
- **Radiación,** es igual a la irradiación en un momento dado (Wh/m^2) o (J/m^2). Pudiendo expresarse como radiación diaria, mensual o anual, según el intervalo de tiempo.

La constante solar se estima en 1367 W/m^2 el cual varía en un 3%, porque la órbita de la Tierra es elíptica, la variación de la distancia del sol a lo largo del año y otras perdidas que sufre hasta llegar a la superficie de la tierra como [41] :

- Absorbida por partículas y moléculas en la atmósfera es del 10 al 30% es decir un día despejado.
- Reflejada y dispersa de regreso al espacio es del 2 al 11%.
- La dispersión a la Tierra (radiación difusa) es del 5 al 26%.

1.4.2. Instrumentos de medición.

Para la generación de energía solar los principales parámetros a medir es la radiación solar.

Piranómetro: Mide la irradiación horizontal global. Mide el flujo de radiación solar (W/m^2) del hemisferio horizontal en un rango de 360° dentro de un rango de longitud de onda 0.3 µm a 3 µm [28]. Como el de la figura 1.16.

La medición se obtiene por la diferencia de calentamiento de dos sectores pintados alternativamente de blanco y negro en un pequeño disco plano, los sectores negros absorben mayor radiación que los blancos. Esta diferencia de radiación conlleva una variación de temperatura, que se puede detectar electrónicamente generándose con ello un voltaje eléctrico proporcional a la radiación solar incidente [42].

Figura 1.16: Piranómetro de LSI.
Fuente: [43].

Pirheliómetro: El pirheliómetro (ver figura 1.17) se utiliza para medir la irradiación normal directa al sol en (W/m^2). Consiste en un radiómetro tipo termopila con un campo de visión estrecho (~ 5 °) y una ventana plana [28].

Figura 1.17: Pirheliómetro Darrera.
Fuente: [44].

1.4.3. Energía solar fotovoltaica.

Transforma la radiación solar por medio de células solares compuestas por celdas con materiales semiconductores los cuales por medio de un efecto fotoeléctrico que permite la absorción de los fotones con anchos de banda capaces de absorber dentro de la región visible y superior a ella, cada fotón de energía luminosa que absorbe el semiconductor es capturado por un electrón dentro del material. Al absorber la energía, el electrón adquiere un potencial eléctrico que puede estar disponible como energía eléctrica [24] [45] [25].

Se consideran 1.43eV(electronvoltio) como un ancho de banda óptimo para un semiconductor para una célula solar.[24]

Los semiconductores implementados para las células solares son [24][45] :

- Silicio al ser el metaloide más abundante en el mundo se lo utiliza en tres formas diferentes, cristalino, semicristalino y amorfo con un 1.1 eV,
- Telurio de cadmio con 1.44eV es un material eficiente al estar cerca del valor óptimo además es barato de producir,
- Arseniuro de galio con 1.43 eV es material eficiente pero costoso para producirlo,
- Diseleniuro de cobre, indio, galio entre 0.9 a 1.7eV [24][45].

1.4.4. Parámetros generales.

Los paneles fotovoltaicos se los puede conectar en serie, paralelo o combinaciones de ambos, dependiendo de las características demandadas por el proyecto ya sea referidas al voltaje o corriente. Como se observa en la figura 1.18 [46].

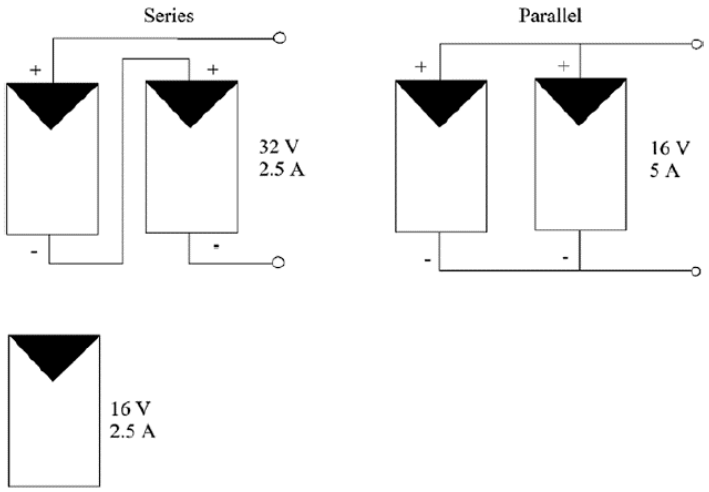


Figura 1.18: Ejemplo de conexión de módulos PV.
Fuente: [46].

Como se mencionó anteriormente el panel solar está compuesto por materiales semiconductores, se los puede representar por medio de un circuito equivalente compuesto por una fuente de corriente, diodo en paralelo, resistencia en paralelo y en seria [46]. Como se observa en la figura 1.19.

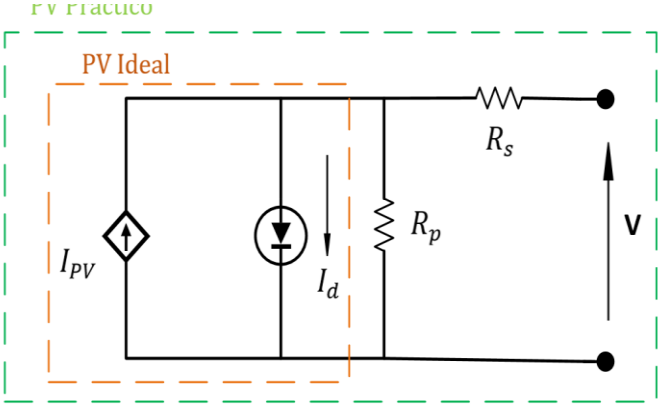


Figura 1.19: Circuito ideal y practico de un panel fotovoltaico.
Fuente: [46].

El voltaje depende de otros factores como la irradiación solar y la temperatura de la celda. El voltaje máximo de la celda conocido como voltaje de circuito abierto V_{OC}, para alcanzar este voltaje ocurre cuando la corriente es cero, ecuaciones 1.10 - 1.11 [39][46]. Observe figura 1.20.

$$V(I = 0) = V_{OC} \tag{1.10}$$

V Voltaje

I Corriente.

V_{OC} Voltaje de circuito abierto.

El V_{OCn} nuevo en función de la irradiación solar y la temperatura esta expresado por la ecuación 1.11 [47] :

$$V_{OCn} = \frac{E_i}{E_{in}} * TC_v * (T_{cel} - T_{nom}) + V_{max} - (V_{max} - V_{min}) * e^{\frac{E_i}{E_{in}} * \ln\left(\frac{V_{max} - V_{OC}}{V_{max} - V_{min}}\right)} \tag{1.11}$$

V_{OCn} Nuevo voltaje de circuito abierto.

V_{OC} Voltaje circuito abierto proporcionada por el fabricante.

E_i Radiación medida.

E_{in} Radiación en condiciones nominales del panel fotovoltaico 1000 W/m2.

T_{Cv} Coeficiente de voltaje en condiciones nominales del panel fotovoltaico.

T_{cel} Temperatura del medio.

T_{nom} Temperatura en condiciones nominales del panel.

V_{max} Voltaje máximo.

V_{min} Voltaje mínimo.

e Constante 2.71828….

La corriente de cortocircuito I_{SC} corresponde cuando la impedancia tiene un valor bajo y se calcula cuando el voltaje es igual a cero, ver ecuación 1.12 [39].

$$I(V = 0) = I_{SC} \tag{1.12}$$

V Voltaje

I Corriente.

I_{sc} Corriente de cortocircuito.

La nueva corriente de cortocircuito I_{scn} es expresada por la ecuación 1.13 y dependiente directamente de la temperatura y la radiación, [47][48].

$$I_{scn} = \frac{E_i}{E_{in}} * \left(I_{sc} + T_{ci} * (T_{cel} - T_{nom})\right) \tag{1.13}$$

I_{scn} Nueva corriente de cortocircuito.

E_i Radiación medida.

E_{in} Radiación en condiciones nominales del panel fotovoltaico 1000 W/m2.

I_{SC} Corriente de cortocircuito proporcionada por fabricante.

T_{Ci} Coeficiente de voltaje en condiciones nominales del panel fotovoltaico.

T_{cel} Temperatura del medio.

T_{nom} Temperatura en condiciones nominales del panel.

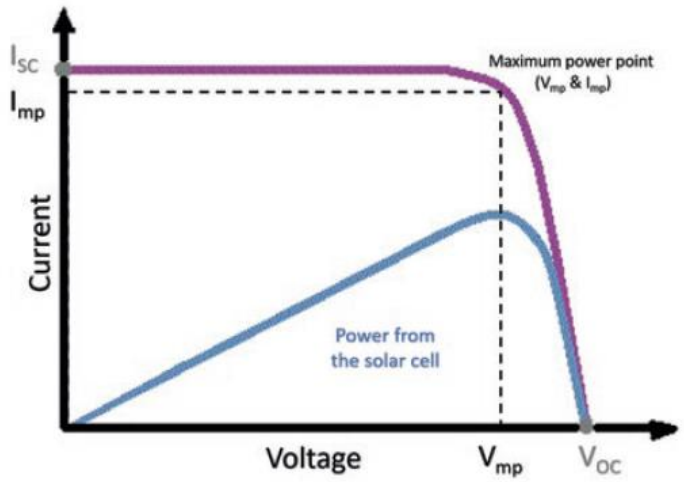


Figura 1.20: Corriente vs voltaje y curva potencia.
Fuente: [46].

Hay que diferenciar los máximos entre V_{OC} y V_{mpp} o I_{SC} y I_{mpp} :

- El voltaje más alto producido por la celda solar se conoce como voltaje de máxima potencia o de generación (Vmpp), mientras que el voltaje más alto posible se conoce como voltaje de circuito abierto (VOC) [46].
- La corriente más alta producida por la celda solar se conoce como corriente de potencia máxima o de generación (Impp), mientras que la corriente más alta posible se conoce como corriente de cortocircuito (Isc) [46].
- El punto en la curva I-V en la figura 1.20 con la potencia más alta, como producto del voltaje y la corriente, se conoce como el punto de máxima potencia (MPP). Por lo tanto, proporciona la mayor potencia de salida (Pmax) [46].

La corriente y voltaje máximo se calcula por las ecuaciones 1.14, 1.15 respectivamente y consecuentemente la potencia máxima P_{mpp}.

$$I_{mpp} = I_{scn} * \left(\frac{1-b+b*e^{-\frac{1}{b}}}{1-e^{-\frac{1}{b}}} \right) \tag{1.14}$$

$$V_{mpp} = V_{ocn} + b * V_{ocn} * \ln\left(b - b * e^{-\frac{1}{b}}\right) \tag{1.15}$$

$$P_{mpp} = I_{mpp} * V_{mpp} \tag{1.16}$$

Donde:

I_{mpp} Corriente de potencia máxima o de generación.

I_{scn} Corriente nueva de cortocircuito en condiciones nominales del panel.

b Constante de simplificación del circuito equivalente de una célula solar ideal, está dentro de 0,001 a 0,18. Según Peña P, Pinos F. [47] toma b con un valor de 0,0672.

e Constante 2.71828……

V_{mpp} Voltaje de máxima potencia o de generación.

V_{ocn} Voltaje nuevo de máxima potencia o de generación.

P_{mpp} Potencia máxima.

1.4.5. Tipos de células.

Los paneles fotovoltaicos de mayor aplicación son los cristalinos y los de película fina.

1.4.5.1. Células monocristalinas.

Se fabrican a partir de cristales puros de silicio, los cuales poseen una perfecta disposición de átomos. Las eficiencias de la energía de los paneles dependen de la pureza del silicio; entre más puro el silicio produce más electricidad, pero la producción de silicio de mayor calidad aumenta el costo [39].

El rendimiento en células solares ofrecidas en el mercado está alrededor del 17 al 20%. Estas células son de mayor costo que las células policristalinas y se comportan mejor con radiación difusa [49].

1.4.5.2. Células policristalinas.

Las células policristalinas, están hechas de cuadrados de sustratos de silicio cortados de lingotes policristalino cultivados en crisoles de cuarzo. Los lingotes y obleas de silicio policristalino se desarrollaron como un medio para reducir los costes de producción de lingotes de silicio. La superficie de la celda está cubierta con estructuras piramidales del tamaño de un micrómetro (superficie texturizada) [39].

Tienen un rendimiento de laboratorio cercano al 19%, y su rendimiento comercial oscila entre 13 y el 15%. Además, tienen un valor menor a los paneles monocristalinas y poseen un mejor comportamiento para altas temperaturas, con lo que bajo estas condiciones pueden generar más energía que el resto de los paneles [49].

1.4.5.3. Células Capa Fina.

El proceso completo de producción de células cristalinas implica más de 20 pasos separados para preparar y procesar lingotes, obleas, células y conjuntos de circuitos. Las tecnologías de película delgada tienen el potencial de reducir el costo de las celdas de silicio al eliminar el corte de obleas y reducir el consumo de material hasta en un factor de 10 [39].

Tienen un rendimiento de laboratorio cercano al 13%, y su rendimiento comercial oscila entre 7 y el 9%. Siendo que requirieren mayor espacio, presenta algunas ventajas como su precio es muy atractivo, presentan un buen comportamiento a temperaturas altas, además con los desarrollos han adquirido aspectos estéticos y atractivo al existir paneles de capa fina transparentes, semitransparente, varios colores los vuelven atractivos para aplicaciones arquitectónicas convirtiéndolos en parte de la estructura. Los paneles de capa fina más importantes son los de capa fina de cobre, indio y selenio (**CIS**) o de cobre, indio, galio y selenio (**CIGS**) y por último los paneles de capa fina a base de cadmio y telurio (**CdTe**) [49].

1.5. HOMER PRO.

HOMER Pro® es un software distribuido por HOMER Energy LLC empresa dedicada al desarrollo de softwares de modelado de microrredes y generación distribuida. Desarrollado originalmente en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable, mejorado y distribuido por HOMER Energy LCC, HOMER (Modelo de Optimización Híbrida para Recursos Energéticos Múltiples) desarrollado para la ingeniería y la economía, diseñado como software auxiliar en la construcción de microrredes híbridas rentables y confiables, sistemas conectados a la red que combinan energía tradicionalmente y renovable con almacenamiento o administración de carga [50].

HOMER Pro simula sistemas de energía, muestra configuraciones de sistemas optimizadas por costo y proporciona análisis de sensibilidad.

Simulación: HOMER Pro simula el funcionamiento de un sistema realizando cálculos de balance de energía en cada paso de tiempo (intervalo) del año. Para cada paso de tiempo, compara la demanda eléctrica y térmica con la energía que el sistema puede suministrar y calcula el flujo de energía hacia y desde cada componente del sistema. Para los sistemas que incluyen baterías o generadores de combustible, HOMER Pro decide en cada paso de tiempo cómo operar los generadores y si cargar o descargar las baterías.

Luego determina si una configuración es factible (es decir, si puede satisfacer la demanda eléctrica en las condiciones que usted especifique) y estima el costo de instalación y operación

del sistema durante la vida útil del proyecto. Los cálculos de costos del sistema tienen en cuenta costos tales como capital, reemplazo, operación y mantenimiento, combustible e intereses.

Mejoramiento: HOMER Pro tiene dos algoritmos de optimización. El original "Grid Search Algorithm Simulates" todas las configuraciones posibles del sistema definidas por el espacio de búsqueda. El nuevo HOMER Optimizer® utiliza un algoritmo patentado sin derivados para buscar el sistema menos costoso. Luego, HOMER Pro muestra una lista de configuraciones, ordenadas por costo actual neto (a veces llamado costo del ciclo de vida), que puede usar para comparar las opciones de diseño del sistema.

Análisis de sensibilidad: Cuando define variables de sensibilidad como entradas, HOMER Pro repite el proceso de optimización para cada variable de sensibilidad que especifique.

1.5.1. Configuración, componentes.

En cuanto a la configuración de la simulación de la microrred Homer Pro tiene librerías integradas para los componentes y permite ingresar por medio de modelo genérico datos de nuevos componentes.

Datos meteorológicos: Homer Pro trabaja con los datos de la Nasa Meteorología de Superficie y Energía Solar (SSE) y en caso de tener datos propios se los puede ingresar como se observa en la figura 1.21.

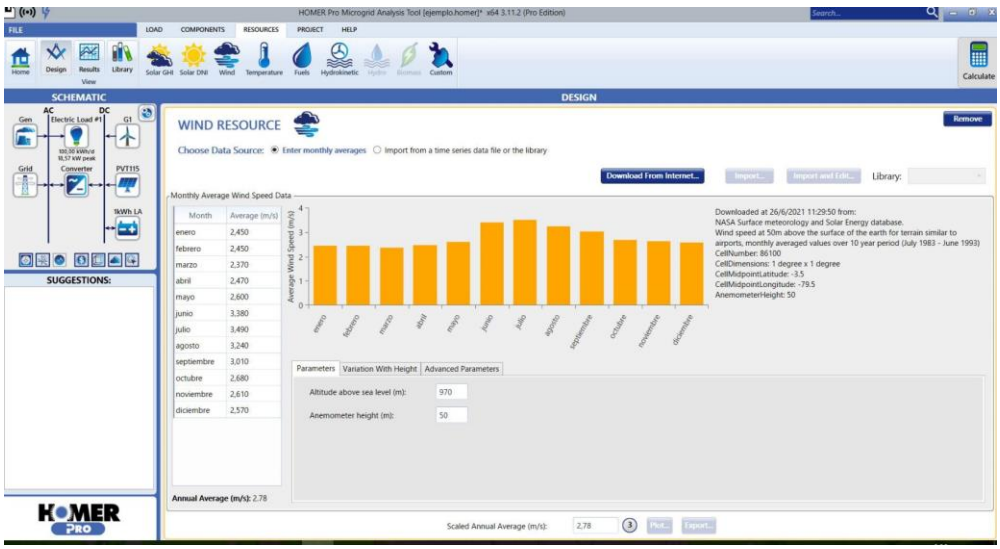


Figura 1.21: Ventana de parámetros del viento.
Fuente: Autor.

Los componentes pueden ser agregados desde una librería integrada o se los puede adicionar a partir de un componente genérico ingresando los datos del componente. En la figura 1.22 se observa la parametrización de un componente genérico.

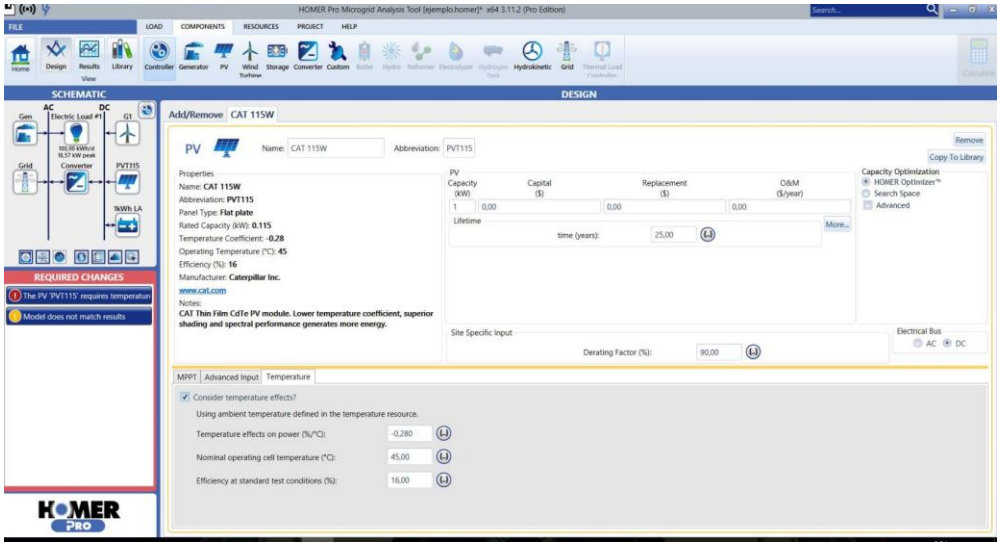


Figura 1.22: Ventana de parametrización de componentes.

Fuente: Autor.

En las configuraciones para los casos de análisis tanto económicos (Figura 1.23) como ambientales o variaciones en ciertos parámetros que requerían de análisis se los encuentra en la pestaña proyecto.

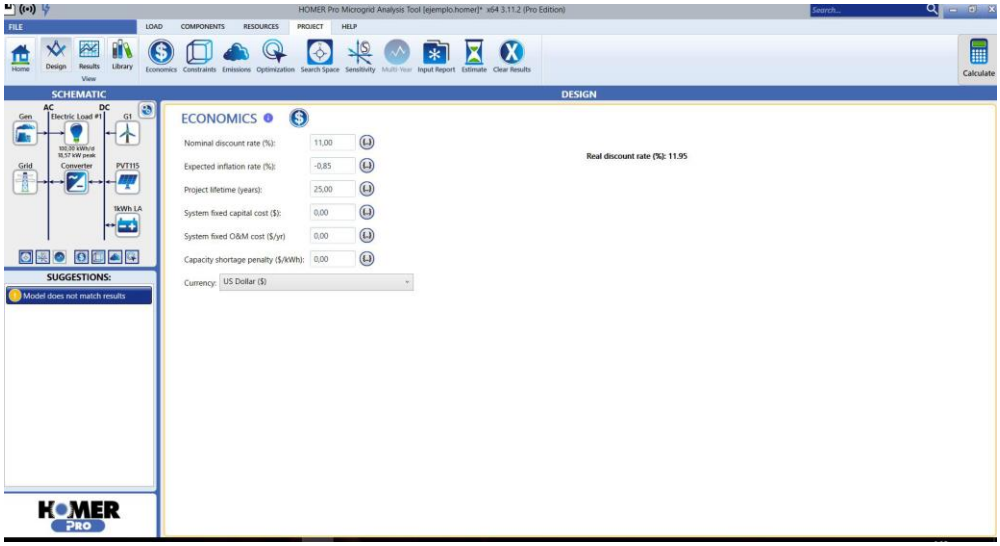


Figura 1.23: Parámetros económicos.

Fuente: Autor.

1.5.2. Resultados.

Los resultados presentados en Homer Pro se los puede presentar modo tabulado (figura 1.24) o modo gráfico, resultados de las diferentes simulaciones que realiza.

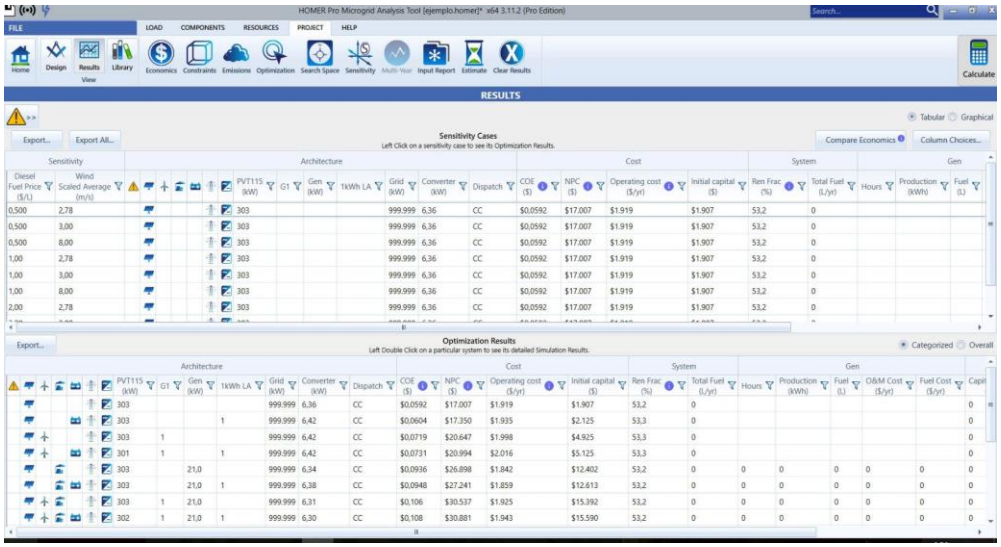


Figura 1.24: Ventana de resultados de los casos con sensibilidad y óptimos.
Fuente: Autor.

Un resultado relevante y fácil de interpretación es el flujo de caja de la vida útil del proyecto figura 1.25 en el cual se obtiene una visión del beneficio y costo a lo largo de los años.

Además, Homer Pro presenta valores de aporte eléctrico, resultados de los beneficios, costos, penalizaciones y valores de mantenimiento.

Figura 1.25: Modo grafico del flujo caja.
Fuente: Autor.

1.6. DATOS TÉCNICO.

1.6.1. Estación meteorológica campus el Vecino.

Tabla 1.4: Estación Meteorológica UPS [51].

Nombre	UPS
Dirección	Parroquia el vecino.
Propietario terreno	Universidad Politécnica Salesiana.
Coordenadas	723584 - 9680788
Elevación	2556 m.s.n.m.
Inicio Operación	19/12/2013

Tabla 1.5: Equipos estación meteorológica UPS [51].

Nombre y equipo	SI	NO	Señal
Datalogger	X		Ok
Sensor de presión barométrica	X		Ok
Modem	X		Ok
Sensor Viento	X		Ok
Sensor radiación solar	X		Ok
Sensor de temperatura	X		Ok
Pluviómetro	X		Ok
Panel solar	X		Ok
Batería	X		Ok

1.6.2. Micro aerogenerador eólico.

El micro aerogenerador Kit Sunnily X-600W (Figura 1.26), de la compañía Taizhou Sunnily New Energy Technology Co., Ltd. Empresa ubicada en China. Datos técnicos en la tabla 1.6.

Figura 1.26: Micro-aerogenerador Sunnily X-600W.
Fuente: [52].

Tabla 1.6: Hoja de datos micro-aerogenerador Sunnily X-600.[52]

Nombre del modelo	IDEAL600
Tipo de turbina eólica	Eje horizontal, contra el viento
Diámetro del rotor	1850 mm
Peso neto	15kg
Diámetro de la torre	48-50 mm
Material de las cuchillas	Plástico reforzado con fibra de Caron
Cuerpo material	Aluminio fundido a alta presión
Velocidad de corte ingreso	2,0 m/s
Velocidad de viento de supervivencia	50 m/s
Potencia nominal	600 W (12,5 m/s)
Velocidad nominal del rotor	800 rpm
Potencia máxima	700 W (15 m / s)
Temperatura de trabajo	de -40 ℃ a 60 ℃
Vida útil (años)	15
Nivel de presión sonora	35dB a 5m/s a 5m detrás del rotor.
Generador	Generador de energía trifásico de tipo síncrono con imanes de neodimio, hierro y boro
Voltaje de salida nominal	Fuera de la red 24 V o 48 V
Sistema de frenado	Sistema de frenado aerodinámico electromagnético y de sobre velocidad de la cuchilla
Control de guiñada	Guiñada libre de 360 grados
Control de dirección	Seguimiento de la cola
Sistema de control	Modo de freno / control de seguridad
Sistema recomendado	Fuera de la red: batería de plomo-ácido de ciclo profundo

Datos para la curva de potencia proporcionada por el fabricante en la tabla 1.7 y figura 1.27 se presenta la curva de potencia.

Tabla 1.7: Datos de curva de potencia del micro aerogenerador X-600.[52]

Datos del aerogenerador										
Velocidad [m/s]	2	3	5	7	8	10	11	12	12,5	15
Voltaje [V]	20	20	23,7	24,1	25	25,4	26,1	26,2	26,3	26,9
Potencia [W]	0	18	41	154	250	373	500	520	600	700

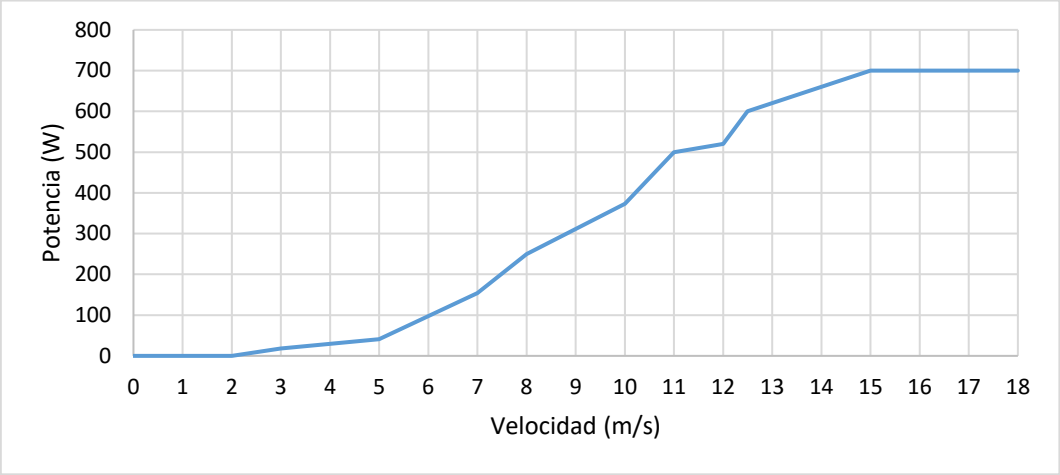


Figura 1.27: Curva potencia micro aerogenerador Sunnily X-600.
Fuente: Autor.

1.6.3. Paneles fotovoltaicos monocristalino.

Panel Monocristalino SM636-150 pertenecientes a la empresa Simax (Suzhou) Green New Energy Co., Ltd. Ubicada en china.

Tabla 1.8: Datos técnicos panel monocristalino SM636-150 SIMAX [53].

Modelo	SM636-150	
Nº células	36 pcs	
Tamaño	1482 x 676 x 35 mm	
STC: Irradiación 1000 W/m²; Espectro AM 1,5; Temperatura célula 25°C		
Potencia máxima	$P_{MMP\ STC}$	150 W
Voltaje de Potencia máxima	$V_{MMP\ STC}$	18.1 V
Corriente de potencia máxima	$I_{MMP\ STC}$	8.42 A
Voltaje de circuito abierto	$V_{oc\ STC}$	22.6 V
Voltaje máximo del sistema	V_{dc}	1000 V
Corriente corto circuito	$I_{sc\ STC}$	8.88 A
Eficiencia de célula	η_{STC}	15.5 %
Coeficiente potencia	α_K	- 0.50 ± 0.05 %/K
Coeficiente voltaje	β_K	- 0.35 ± 0.01 %/K
Coeficiente de corriente	Φ_K	- 0.06 ± 0.01 %/K

1.6.4. Paneles fotovoltaicos policristalino.

Paneles policristalino SP636-140 pertenecientes a la empresa Simax (Suzhou) Green New Energy Co., Ltd. Ubicada en china.

Tabla 1.9: Datos técnicos panel policristalino SP636-140 SIMAX [54].

Modelo	**SP636-140**	
Nº células	36(4x9) pcs	
Tamaño	1482 x 676 x 50 mm	
STC: Irradiación 1000 W/m²; Espectro AM 1,5; Temperatura célula 25°C		
Potencia máxima	$P_{MMP\ STC}$	140±3% W
Voltaje de Potencia máxima	$V_{MMP\ STC}$	18 V
Corriente de potencia máxima	$I_{MMP\ STC}$	7.78 A
Voltaje de circuito abierto	$V_{oc\ STC}$	22.3 V
Voltaje máximo del sistema	V_{dc}	1000 V
Corriente corto circuito	$I_{sc\ STC}$	8.25 A
Coeficiente potencia	α_K	- 0.39 %/°C
Coeficiente voltaje	β_K	- 0.34 %/°C
Coeficiente de corriente	Φ_K	- 0.035 %/°C

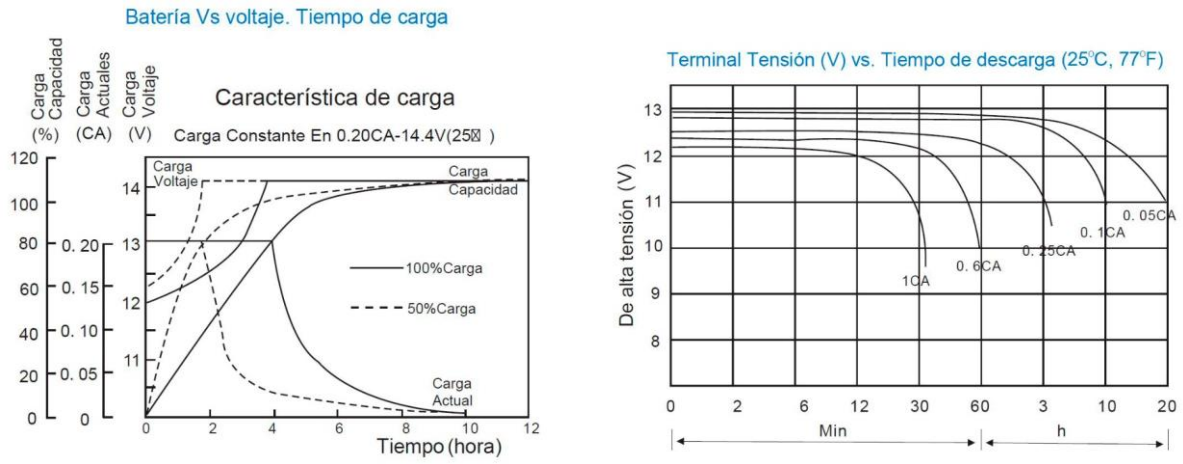
1.6.5. Baterías.

Modelo 31-AGM-100 de la marca Narada Co. Ltd. ubicada en China, serie HR baterías de AGM (Absortion Glass Material) tipo VRLA (Valve Regulated Lead Acid) diseñadas para cualquier tipo de aplicación que requiera altas corrientes de descarga durante periodos cortos de tiempo. Con un estimado de 10 años de vida útil y no necesitan mantenimiento [55].

En la tabla 1.10 se presentan especificaciones técnicas, y en la figura 1.28.a curva de carga y 1.28.b curva de descarga.

Tabla 1.10: Datos técnicos baterías Narada 31-AGM-100.[56].

Modelo Batería	**HR12V370**
Voltaje Nominal	12 V
Capacidad Nominal	370 vatios por celda.
Corriente máxima de carga	30 A
Resistencia interna	Aprox. 5.22 mΩ
Auto descarga	Superior al 87% después de 90 días de almacenamiento.
Rango temperatura	15 °C a 25 °C



a) b)

Figura 1.28: a) Curva de característica de carga, b) Curva de característica de descarga.
Fuente: [56].

1.6.6. Inversor.

Inversores Phoenix C12/ 1600VA de Victron Energy B.V. de origen de los Paises Bajos(Netherlands).

Tecnologia SinuMax de inversor sinusoidal eficiente optimizado que no compromete su rendimiento, posee una muy alta potencia de arranque.

Hasta 6 unidades pueden conectarse en paralelo y opción a configurarse para una red trifásica.

Como interfaz de comunicación posee un puerto VE.Bus (Puerto RJ45 por medio de un cable ethernet industrial o LAN a un modem o un dispositivo USB-MK3 puede conectarse a internet, Pc o Smartphone [57]). Con VictronConnect o el software VEConfigure, de acceso gratuito, se pueden personalizar los parámetros del inversor, como es la tensión, frecuencia de salida, ajustes de sobretensión y la programación del relé. Este relé puede, utilizarse para operar en varias condiciones de alarma o para arrancar un generador. Los inversores también pueden conectarse a un dispositivo GX (como Cerbo GX) para seguimiento y control [58].

Tabla 1.11: Inversores Phoenix C12/ 1600VA [58].

Modelo	C12/1600
Funcionamiento 3F y paralelo	SI
Conmutador transferencia.	16A
Rango V ingreso DC	9.5 - 17 V 19 - 33V 38 - 66V
V salida AC	230 o 240V a 60Hz
Potencia cont. de salida 25ºC (VA)	1600 VA
Potencia cont. de salida 25ºC (VA)	1300 VA
Eficiencia	92%
Función remota	On/Off
Puerto comunicación	V.E. Bus

1.6.6.1. Victron Ethernet Remote.

Un módem GSM/GPRS con conexión Ethernet, con función adicional que le permite conectarse a una LAN mediante un cable especial, dispone de un conector en serie que puede utilizarse para conectarse a un sistema o unidad VE.Bus, a un Multi, a un Quattro o a un inversor, o a un monitor de baterías BMV [59].

En la figura 1.29 se presenta un ejemplo del seguimiento en línea, es necesario crear una cuenta y añadir sus módems, lo que permitirá realizar seguimientos del histórico de datos de varios parámetros básicos, como las tensiones del sistema, los niveles de potencia y la información de su estado. Todos estos datos expresados en diagrama de barras, disponibles en intervalos diarios, semanales y mensuales.

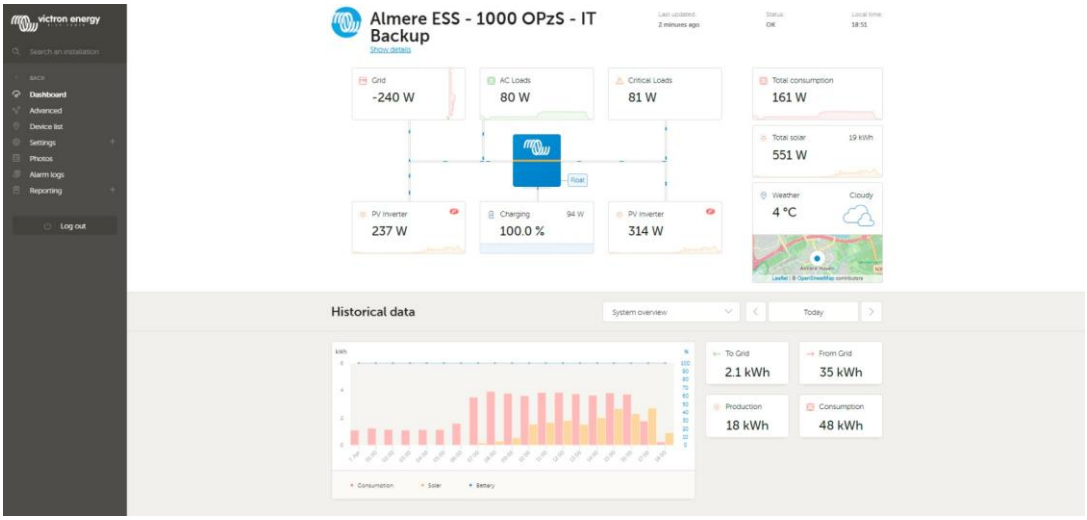


Figura 1.29: Monitorización de una microrred en tiempo real desde la página de Victron Energy.
Fuente: [60].

CAPITULO 2

2. ESTUDIOS DE DATOS TÉCNICOS Y METEOROLÓGICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA MICRORRED.

2.1. INTRODUCCIÓN

El capítulo contiene, el desarrollo de la estimación de la carga demandada por los pasillos, potencia instalada de la microrred y estimación de generación de la microrred.

La determinación de la generación inicia con el análisis de los datos obtenidos de la planta meteorológica UPS desde el año 2016 al 2020 estimando a valores trimestrales.

2.2. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE LA MICRORRED.

El edificio Guillermo Mensi, será definido como se los enumera en la figura 2.1.

1. Planta baja.
2. Primer Piso.
3. Segundo Piso
4. Tercer Piso.

Figura 2.1: Distribución de pisos del edificio.
Fuente: Autor.

Las cargas alimentadas por la microrred son luminarias tipo led y fluorescentes, con distribución por piso detallada en la tabla 2.1 de las cuales se obtiene la energía que consumen en el día. El horario de encendido de las luminarias del edificio Guillermo Mensi es: de 06h00 hasta las 22h30 y los reflectores que se encienden desde las 17h00 hasta las 22h30, organizando en la siguiente tabla:

Tabla 2.1: Estimación de demanda.

Descripción	Configuración de luminarias	Marca	Cantidad de luminarias	Potencia [w]	Horas de trabajo	Energía [kWh/dia]
Planta baja.	3x9W	Sylvania	21	567	17,5	9,9
Escaleras, planta baja a 1er piso.	2x32W	Sylvania	4	256	17,5	4,5
Primer piso.	3x9W	Sylvania	20	540	17,5	9,5
Escaleras, 1er a 2do piso.	2x32W	Sylvania	4	256	17,5	4,5
Segundo piso.	3x9W	Sylvania	20	540	17,5	9,5
Escaleras, 2do a 3er piso.	2x32W	Sylvania	4	256	17,5	4,5
Reflectores	150 W	Sylvania	2	300	6,5	2,0
Tercer piso.	3x9W	Sylvania	10	270	17,5	4,7
Escaleras, 3er piso a azotea.	3x9W	Sylvania	3	81	17,5	1,4
Total			**88**	**3066**	**146,5**	**50,4**

2.2.1. Curvas de demanda eléctrica por plantas.

Se presenta a continuación la curva de demanda de los pasillos distribuido por piso y gradas (desde Figura 2.2 a 2.6).

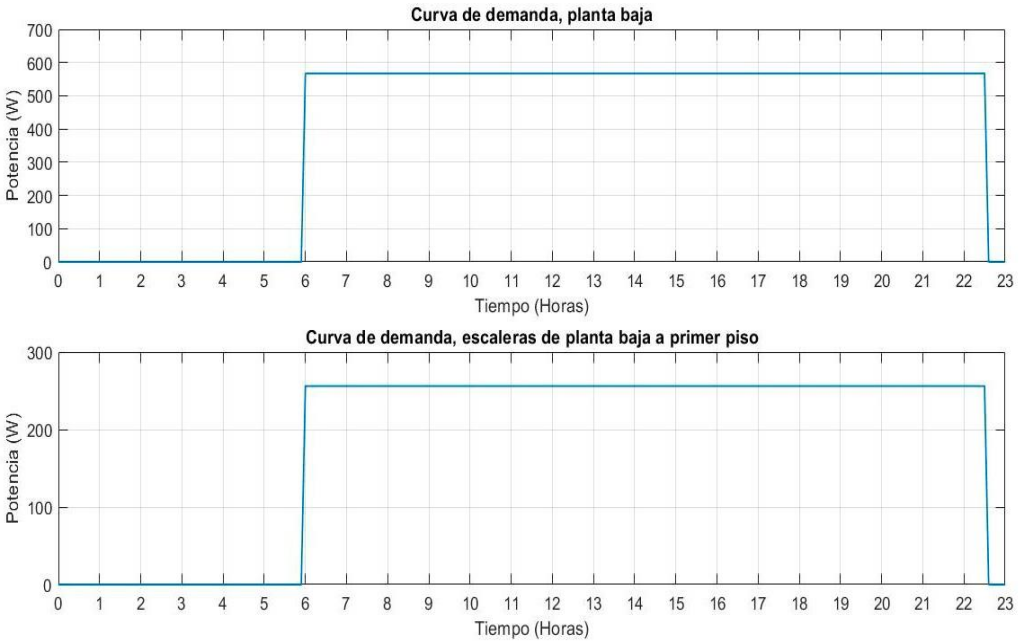


Figura 2.2: Curvas de demanda de la planta baja.
Fuente: Autor.

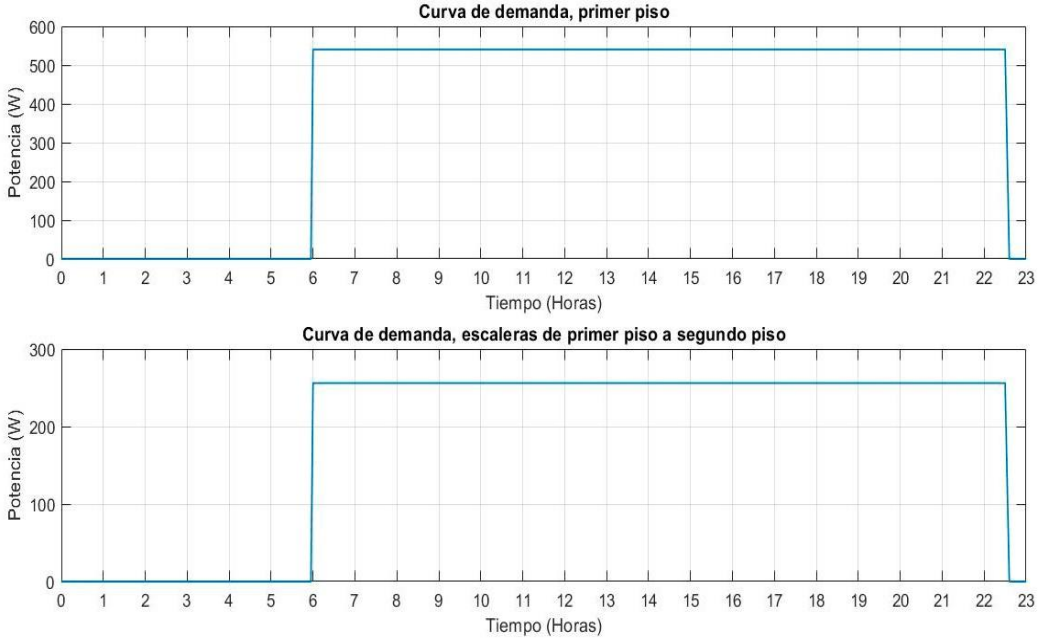


Figura 2.3: Curva de demanda del primer piso.
Fuente: Autor.

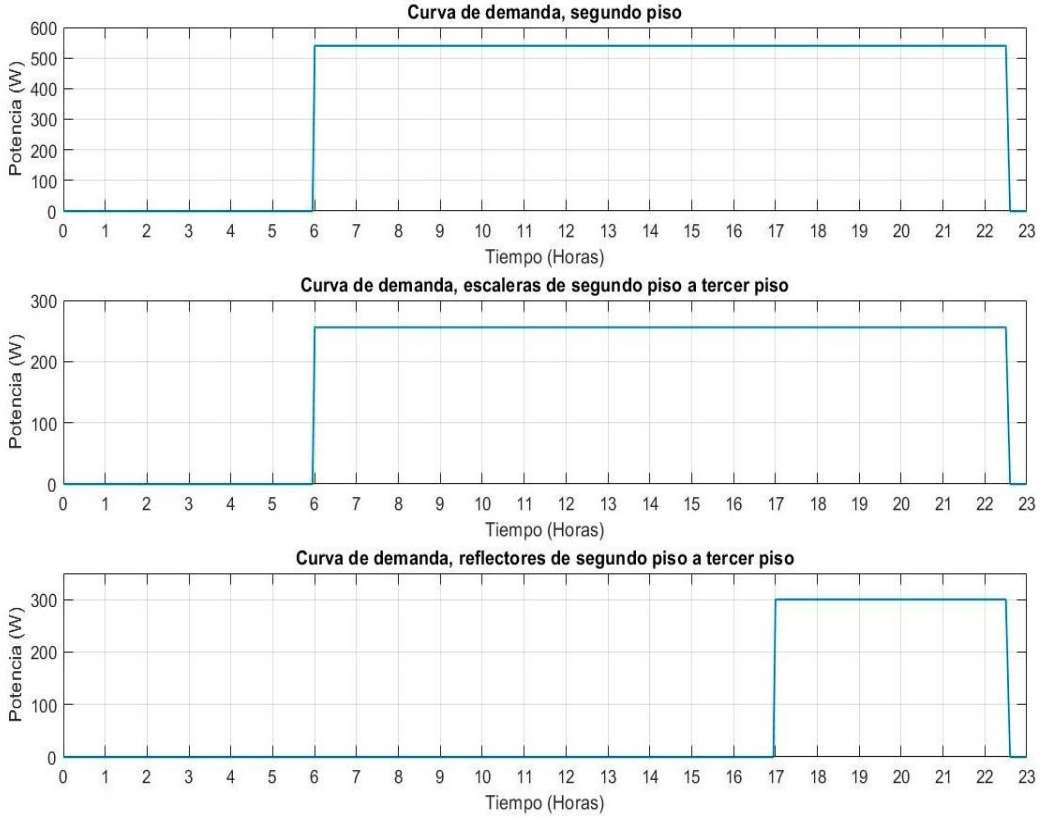


Figura 2.4: Curva de demanda del segundo piso.
Fuente: Autor.

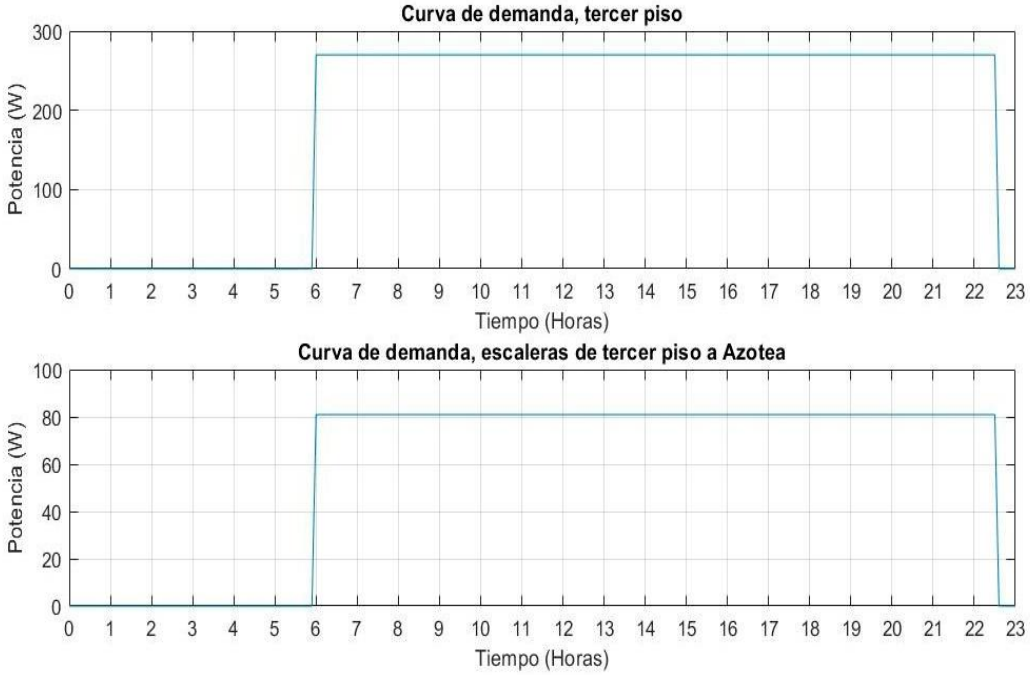


Figura 2.5: Curva de demanda del tercer piso.
Fuente: Autor.

2.2.2. Curva de demanda general de los pasillos.

Hora (h)	Demanda (W)
0	0
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	2766
7	2766
8	2766
9	2766
10	2766
11	2766
12	2766
13	2766
14	2766
15	2766
16	2766
17	3066
18	3066
19	3066
20	3066
21	3066
22	3066
22,5	3066
23	0

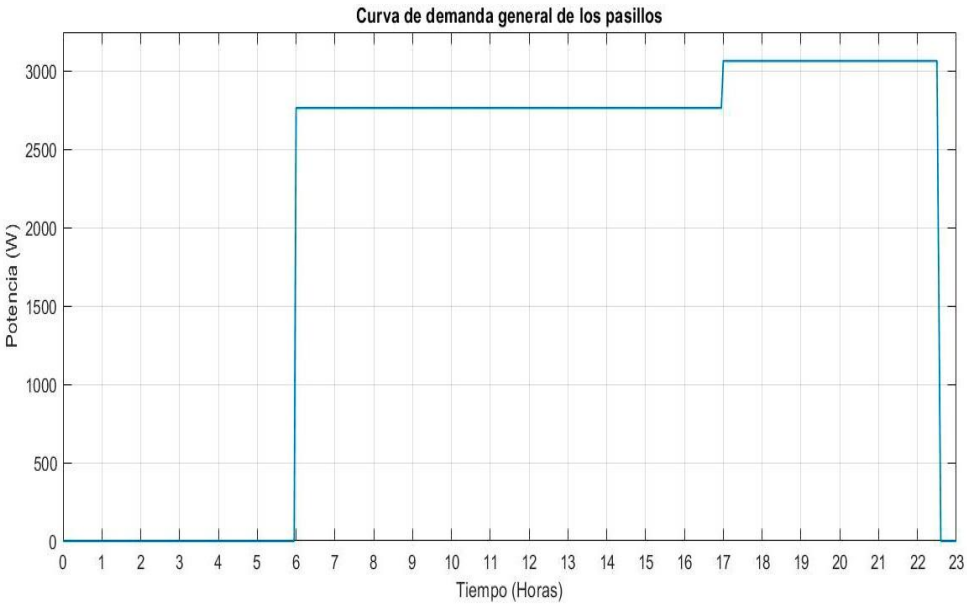


Figura 2.6: Curva de demanda total del edificio Guillermo Mensi.
Fuente: Autor.

2.3. DATOS METEOROLÓGICOS Y GENERACIÓN RENOVABLE.

Se efectuó un análisis de los datos adquiridos por la estación meteorológica, velocidad de viento, radiación y temperatura desde el año 2016 hasta el 2020. Se calcula la generación esperada tanto de los paneles solares como del aerogenerador por trimestre.

2.3.1. Velocidad del viento desde el año 2016 hasta el 2020.

El análisis de la rosa de vientos (Figura 2.7) e histograma (Figura 2.8) de los datos del 2020, con los cuales se obtiene una noción de la frecuencia de velocidades y dirección del viento predominantes (Tabla 2.2).

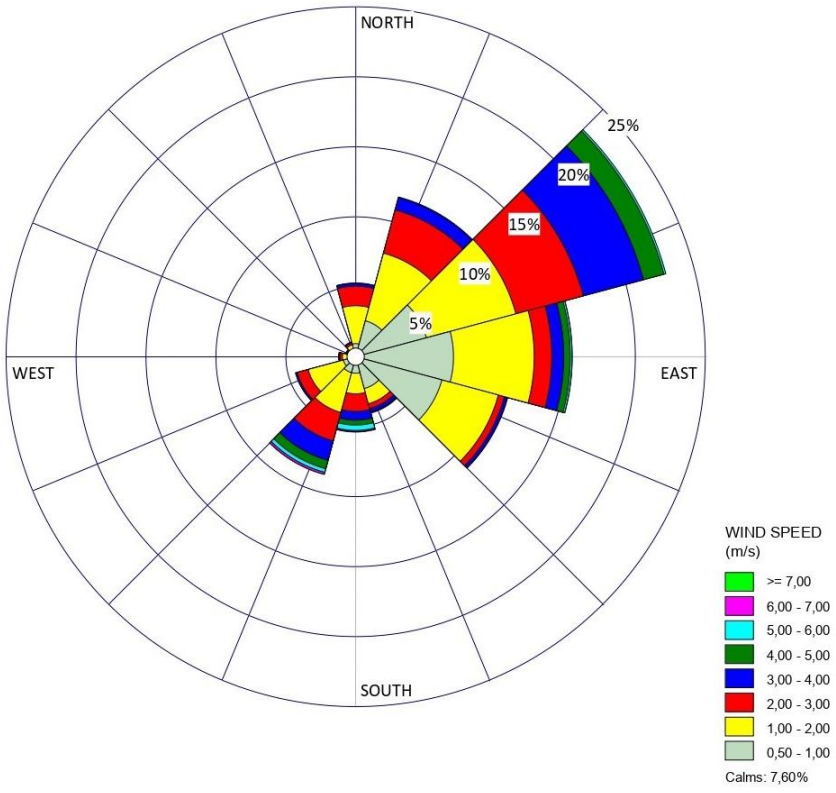


Figura 2.7: Rosa vientos año 2020.
Fuente: Autor.

Tabla 2.2: Distribución porcentual del viento año 2020.

Angulo (°) / Viento (m/s)	0,50 - 1,00	1,00 - 2,00	2,00 - 3,00	3,00 - 4,00	4,00 - 5,00	5,00 - 6,00	6,00 - 7,00	>= 7,00	Total (%)
345 - 15	0,9449	2,6981	1,3889	0,2049	0,0228	0	0	0	5,2596
15 - 45	2,6639	4,9863	3,1876	0,9108	0,0455	0	0	0	11,7942
45 - 75	5,2254	6,6143	4,9750	4,4399	1,5141	0,1366	0	0	22,9053
75 - 105	6,9786	5,7605	1,2523	0,8538	0,4668	0,1252	0,0114	0	15,4485
105 - 135	6,3752	4,1667	0,4440	0,2163	0,0342	0	0	0	11,2363
135 - 165	2,3566	1,1271	0,3529	0,2505	0,0342	0,0455	0	0	4,1667
165 - 195	1,1840	1,4686	1,2523	0,6261	0,3529	0,3757	0,0911	0,0228	5,3734
195 - 225	1,1840	2,9372	2,0947	1,4344	0,6261	0,2618	0,1366	0,0114	8,6863
225 - 255	0,9335	2,5842	0,8083	0,1138	0,0114	0	0,0000	0	4,4513
255 - 285	0,3643	0,5920	0,1822	0,0797	0,0000	0	0,0114	0	1,2295
285 - 315	0,3871	0,2505	0,0683	0,0114	0,0114	0,0114	0	0	0,7400
315 - 345	0,3985	0,4895	0,1366	0,0569	0,0114	0	0	0	1,0929
Sub-Total	28,9959	33,6749	16,1430	9,1985	3,1307	0,9563	0,2505	0,0342	92,3839
Calmas									7,6047
Incompletos									0,0114
Total									100

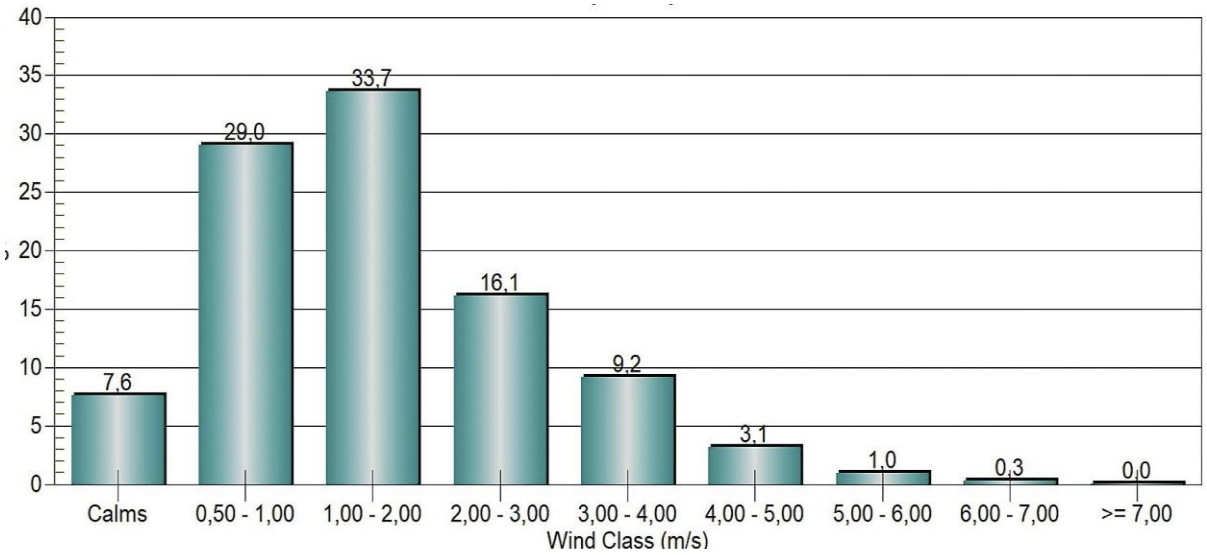


Figura 2.8: Distribución la frecuencia del viento año 2020.

Fuente: Autor.

Se estimó a valores trimestrales por hora y mensuales por año. Se basó en la selección de la velocidad mínima de mayor frecuencia, análisis desarrollado en el software Microsoft Excel. Velocidades promedio anuales del viento en la tabla 2.3.

Tabla 2.3: Velocidades promedio del viento por mes, [m/s] desde el 2016 a 2020.

Mes	2016	2017	2018	2019	2020	Velocidad [m/s]
Enero	1,7	1,7	2,1	1,8	2,0	1,813
Febrero	2,0	1,8	1,9	1,7	1,7	1,57
Marzo	1,7	1,3	1,8	1,5	1,6	1,51
Abril	1,7	1,6	1,5	1,5	1,3	1,51
Mayo	1,7	1,5	1,3	1,5	1,6	1,7
Junio	1,9	1,7	1,9	1,7	1,5	1,87
Julio	2,1	2,1	2,1	1,8	1,4	1,9
Agosto	2,1	1,9	2,1	2,0	1,8	1,73
Septiembre	1,8	1,8	1,8	1,8	1,5	1,67
Octubre	1,8	1,7	1,7	1,5	1,7	1,6
Noviembre	1,8	1,7	1,6	1,6	1,4	1,7
Diciembre	1,6	1,8	1,9	1,8	1,6	1,81

Datos meteorológicos desde el 2016 hasta el 2020, mayores detalles revisar Anexo 2.

2.3.2. Potencia estimada, generada por el micro aerogenerador

A partir de la tabla 1.7, datos provisto por el fabricante se tiene la velocidad, voltaje y potencia de la curva de generación del aerogenerador de la figura 2.9.

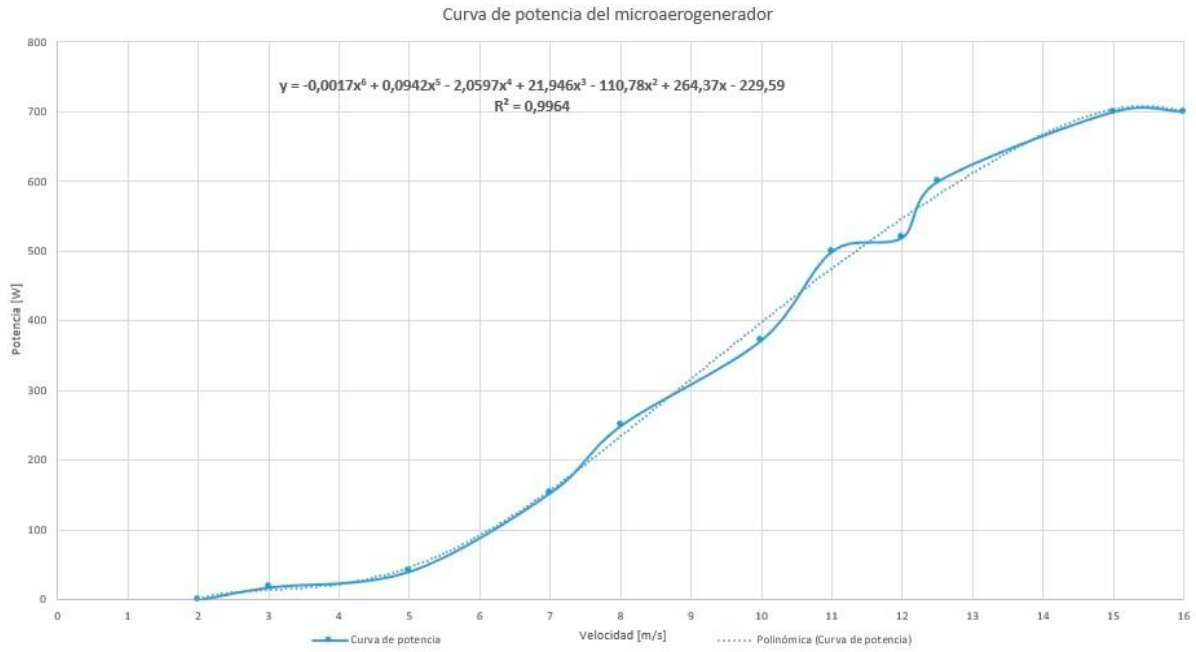


Figura 2.9: Curva de Potencia del micro-aerogenerador.
Fuente: Autor.

El error cuadrático medio de la aproximación polinomial es menor al 3% en velocidades de viento mayor a 5 m/s, por el contrario, cuando la velocidad del viento es menor a 5 m/s, el error supera el 10%. Este error porcentual se basa en los valores tomados de la hoja técnica de micro aerogenerador contra los valores calculados a través de la aproximación polinomial de sexto orden ecuación 2.1. Error cuadrático medio revisar valores en el Anexo 2.

$$P = -0.0017v^6 + 0.0942v^5 - 2.0597v^4 + 21.946v^3 - 110.78v^2 + 264.37v - 229.59 \quad (2.1)$$

Donde:

P Potencia en vatios (W).

v Velocidad del viento en m/s.

En la tabla 2.4 se tiene la potencia generada por trimestre del micro-aerogenerador incluido la eficiencia del inversor, calculado a partir de la ecuación 2.1 y las velocidades por trimestre.

Tabla 2. 4: Potencia (W) generada por trimestre.

Trimestre	1	2	3	4
0	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	11,31	0,00
13	2,28	0,00	13,41	0,00
14	6,18	0,00	12,39	1,84
15	13,30	8,39	13,42	11,46
16	11,39	10,00	13,64	10,08
17	9,95	6,14	11,36	10,15
18	8,12	6,07	11,31	11,30
19	8,29	0,00	5,66	1,45
20	0,00	0,00	0,00	1,63
21	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00

2.3.3. Radiación solar desde el año 2016 hasta el 2020.

Los datos proporcionados por la estación meteorológica son radiación mínima, promedio y máxima. Se toma los valores de la radiación promedio con los valores de mayor frecuencia y considerando la radiación de mínima, para evitar una estimación optimista presentados en la tabla 2.5.

Datos meteorológicos desde el 2016 hasta el 2020, mayor detalle revisar Anexo 2.

Tabla 2.5: Radiación promedio (W/m^2), por trimestre.

Trimestre	1	2	3	4
0	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,23	1,49	1,48	4,61
8	100,44	27,64	24,16	100,97
9	201,20	168,77	102,68	202,39
10	305,88	269,47	207,95	301,27
11	873,2	438,94	305,19	906,55
12	972,18	411,56	402,89	1003,00
13	927,03	445,25	504,59	1006,30
14	602,50	369,55	411,17	514,32
15	402,59	367,63	307,00	303,77
16	212,00	204,07	203,29	303,77
17	101,79	101,71	101,86	103,08
18	3,7	6,12	3,84	4,28
19	0,00	0,09	0,21	0,03
20	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00

2.3.4. Temperatura desde el año 2016 hasta el 2020.

La temperatura desde el año 2016 hasta el 2020 se realiza un promedio de sus valores y así llegar a un valor promedio mensual, como se muestra en la tabla 2.6.

Tabla 2.6: Temperatura promedio (°C) por mes.

Año	2016	2017	2018	2019	2020	Temperatura media [°C]
Enero	17,0	15,2	16,62	15,7	16,1	16,11
Febrero	16,8	15,4	16,7	16,3	16,4	16,31
Marzo	16,5	15,0	16,4	16,3	16,2	16,07
Abril	17,0	15,6	15,3	15,9	15,2	15,79
Mayo	15,8	15,29	15,5	15,4	15,9	15,58
Junio	14,4	15,05	15,4	14,5	15,0	14,87
Julio	14,2	13,5	14,62	14,15	14,3	14,15
Agosto	14,6	14,4	14,8	13,8	14,5	14,42
Septiembre	14,7	15,03	15,5	14,9	14,4	14,90
Octubre	15,8	15,4	16,4	14,9	14,7	15,43
Noviembre	15,5	15,5	16,6	15,61	14,8	15,59
Diciembre	15,7	15,9	16,3	16,2	15,5	15,92

2.3.5. Potencia estimada, generada por los paneles solares.

En la azotea del edificio Guillermo Mensi se cuenta con seis paneles solares divididos en dos grupos, 3 paneles monocristalinos en paralelo y 3 paneles policristalinos en paralelo. Detalles presentados en la tabla 2.7.

Tabla 2.7: Arreglo de paneles solares instalados en la azotea del edificio Guillermo Mensi.

Descripción	Monocristalinos	Policristalinos	Unidad
Módulos en serie	1	1	
Módulos en paralelo	3	3	
Potencia de panel	150	140	W
Intensidad de panel	8,42	7,78	A
Potencia del arreglo	450	420	W

Se calcula la potencia provista en el día, considerando la eficiencia del rectificador e inversor seleccionado para los arreglos de los paneles monocristalinos y policristalinos, se tiene la siguiente potencia provista en la tabla 2.8.

Tabla 2.8: Potencia(W) generada por paneles monocristalinos y policristalinos por trimestre.

Trimestre	Paneles Monocristalinos.				Paneles Policristalinos.			
	1	2	3	4	1	2	3	4
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,08	0,49	0,48	1,52	0,07	0,46	0,46	1,44
8	35,15	9,26	8,01	35,26	33,23	8,77	7,62	33,38
9	74,23	61,20	35,92	74,66	69,85	57,73	33,98	70,28
10	117,88	102,32	76,94	115,92	110,37	96,05	72,40	108,55
11	381,79	176,04	117,53	398,22	355,70	164,55	110,11	370,90
12	427,83	163,96	160,05	442,42	397,29	152,82	149,48	410,60
13	403,47	178,93	205,67	440,87	373,96	166,44	191,71	408,20
14	249,64	145,76	163,82	209,56	231,27	135,49	152,57	193,97
15	160,22	144,93	118,88	117,99	148,58	134,72	110,70	109,32
16	79,89	76,52	76,07	117,76	74,24	71,23	70,90	109,38
17	36,70	36,56	36,55	37,13	34,18	34,11	34,13	34,61
18	1,28	2,09	1,31	1,46	1,20	1,96	1,23	1,37
19	0,00	0,03	0,07	0,01	0,00	0,03	0,07	0,01
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

CAPITULO 3

3. MODELADO DEL FUNCIONAMIENTO DE LA MICRORRED Y OPTIMIZACIÓN DEL USO DEL SERVICIO ELÉCTRICO CONVENCIONAL

3.1. INTRODUCCIÓN

En la iluminación de los pasillos del edificio Guillermo Mensi se tiene como demanda máxima 3066 W. Se cuenta con una potencia de generación instalada de 1470W (Aerogenerador 600W, PV Monocristalinos 450W, PV Policristalinos 420W).

En este capítulo se presenta la generación por trimestre de cada modelo e horas en la cuales se da el funcionamiento de las fuentes de generación.

3.2. FUNCIONAMIENTO DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN.

3.2.1. Funcionamiento del micro-aerogenerador.

El micro aerogenerador de 600W va a generar energía desde la 13h00 hasta las 19h00 debido a que en este horario existe velocidades mayores a 2m/s detalles en la tabla 3.1.

Tabla 3.1:. Funcionamiento del micro-aerogenerador.

Hora	Funcionamiento
0:00:00 12:59:00	Sistema eólico no genera energía
13:00:00 19:59:00	Sistema eólico aportando generación a la microrred.
20:00:00 23:00:00	Sistema eólico no genera energía

3.2.2. Funcionamiento del sistema fotovoltaico.

Los paneles fotovoltaicos van a generar energía desde las 08h00 hasta las 18h00. Horario detallado en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Funcionamiento del sistema solar fotovoltaico.

Hora	Funcionamiento
0:00:00 7:59:00	Sistema Fotovoltaico no genera energía.
8:00:00 17:59:00	Sistema fotovoltaico aportando generación a la microrred.
18:00:00 23:00:00	Sistema fotovoltaico no genera energía.

3.3. MODELO UNO. MICRORRED EN MODO ISLA.

Una microrred conformada por sus fuentes de generación, red de corriente, red de datos y demás componentes (Figura 3.1).

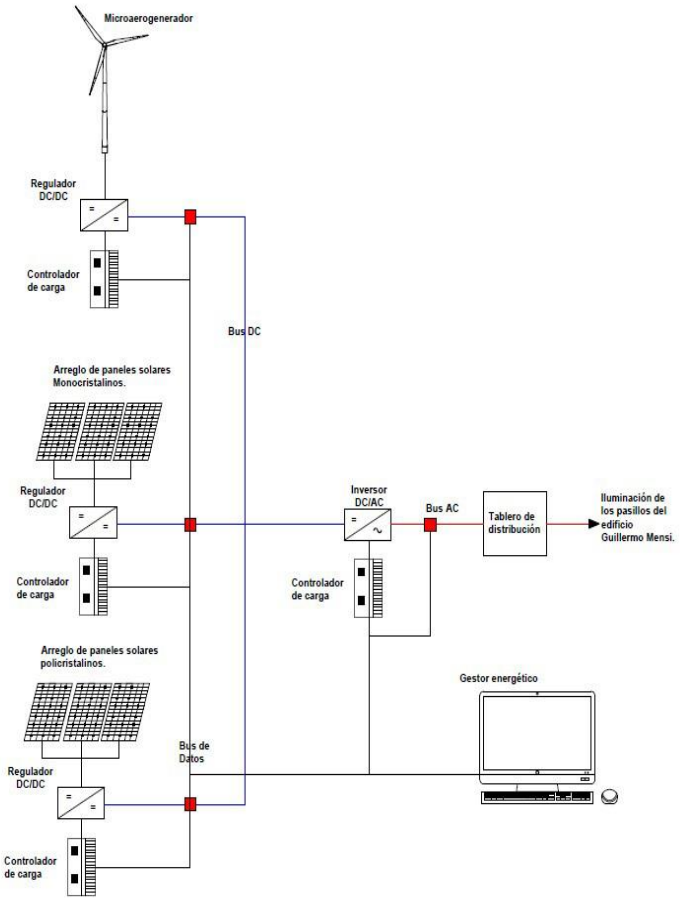


Figura 3.1: Esquema de conexión y equipos de la microrred, primer modelo.
Fuente: Autor.

La operación de la microrred en modo isla, tiene como tarea principal monitorizar los valores de generación de las diferentes fuentes de generación que posee la microrred.

El aporte de la energía generada de las fuentes de generación distribuida es conectado al bus DC de 12 V, por rectificadores DC y un inversor DC/AC se conecta al tablero principal de distribución de las cargas AC que son las luminarias de los pasillos.

Realizando el cálculo de la estimación de generación de la microrred, estudiada en trimestres se tienen los valores de generación, potencia cubierta y déficit en el día (Anexo 3).

En la figura 3.2 se presenta la gráfica del primer trimestre, en el cual se observa que las fuentes de generación renovable no logran cubrir una demanda constante, debido que la generación eólica tiene un aporte ineficiente para su capacidad instalada, y la generación fotovoltaica aporta energía con deficiencias en las horas de la mañana y tarde cuando la radiación solar no cumple con las condiciones apropiadas.

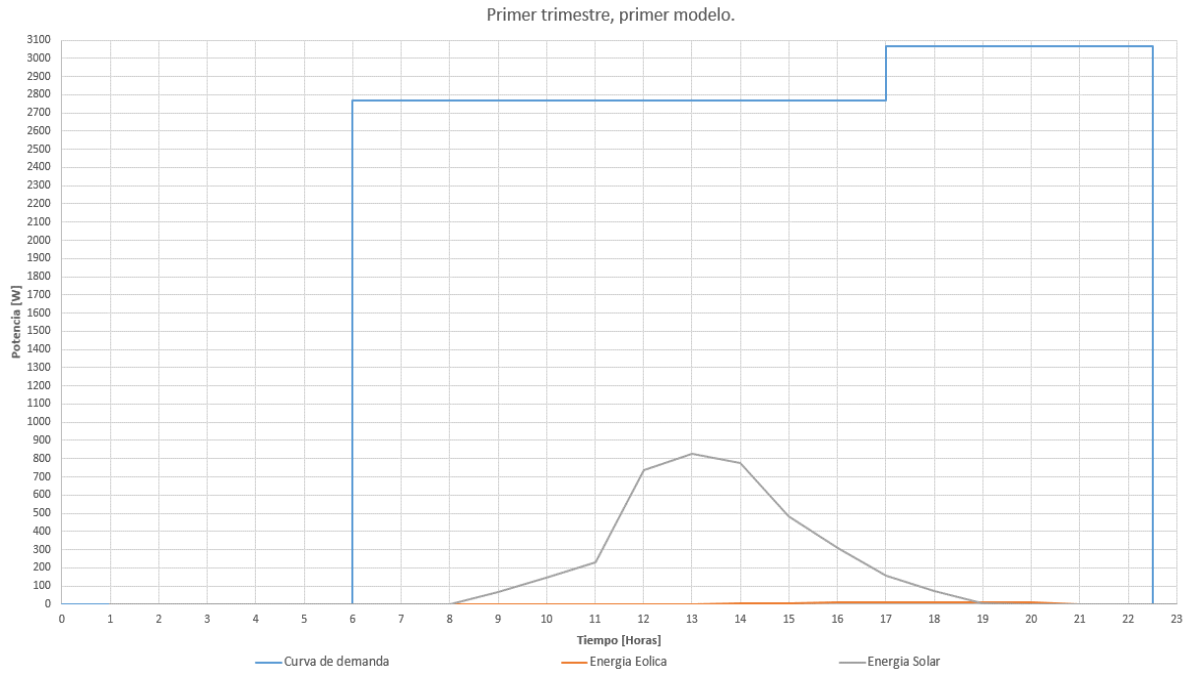


Figura 3.2: Energía de las fuentes renovable vs la demanda de los pasillos, primer modelo - primer trimestre.
Fuente: Autor.

Con los resultados de la microrred en modo isla, se observa la necesidad de adicionar: un sistema de almacenamiento para la gestión de la energía, una fuente de generación no renovable o la conexión a la red convencional.

3.4. MODELO DOS. MICRORRED CONECTADO A LA RED CONVENCIONAL SIN ALMACENAMIENTO.

Una microrred está conformada por sus fuentes de generación, red de corriente, red de datos y demás componentes (Figura 3.3).

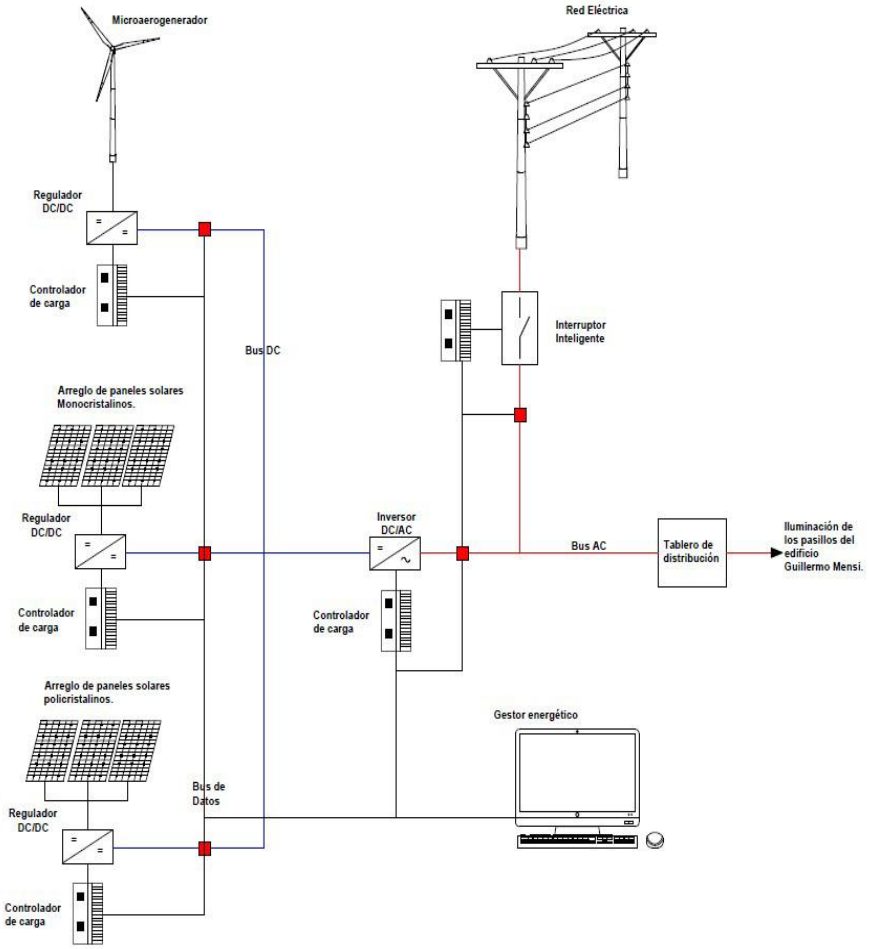


Figura 3. 3: Esquema de conexión y equipos de la microrred, segundo modelo.
Fuente: Autor.

3.4.1. Conexión a la red convencional.

El interruptor de conexión a la red convencional opera en estado activo todo el tiempo, debido a que la generación de las fuentes renovables (eólica y solar) no abastece la demanda.

3.4.1.1. Optimización del uso de la red convencional mediante los modelos de microrredes propuestos.

Se realiza un analisis de generación con datos meteorológicos máximos, promedios y mínimos para conocer el aporte de energía de las fuentes renovables, donde se obtiene la figura 3.4. En la cual se puede observar que en ciertas horas del día se tiene un exceso de generación de energía renovable cuando se utiliza datos meteorológicos optimistas (línea ploma), además se disminuye el consumo de energía de la red convencional a un promedio del 62% al dia. Con datos meteorológicos híbridos (línea tomate) se tiene una disminución del uso de la red convencional del 72% y finalmente con datos minimos (línea azul) se tiene un consumo de la red convencional del 92%.

Datos de potencias calculadas. Véase en Anexo 3.

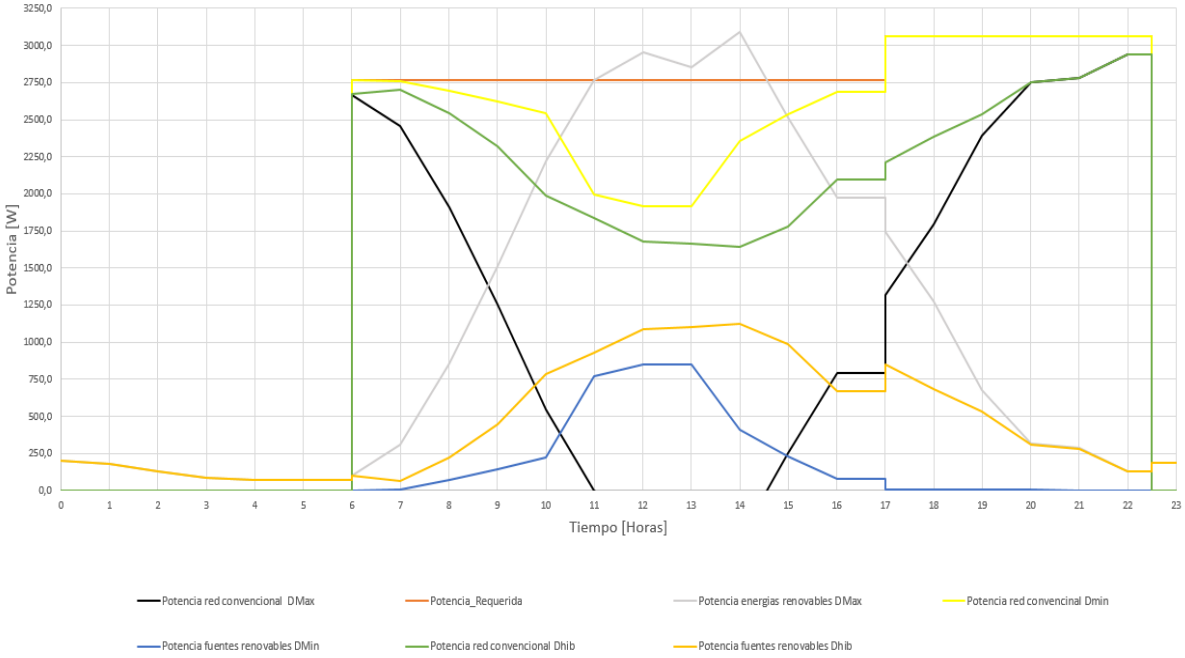


Figura 3. 4: Generación de fuentes renovables con datos meteorológicos máximos, promedios y mínimos.
Fuente: Autor.

3.4.1.2. Gestión de la energía.

La energía es gestionada de manera tal que la cobertura de la demanda es del 100%, la red convencional es la mayor fuente de aporte llegando a valores del 100% de la demanda en las

horas de la mañana y tarde en las cuales las fuentes de energía renovable no operan, debido a condiciones climáticas no apropiadas.

Mediante los casos propuestos anteriormente se obtiene resultados del uso de la red convencional como se observa en la tabla 3.3. Esta disminucion de energía se da gracias a la generación de las fuentes renovables, en este caso los paneles solares y el micro-aerogenerador.

Se reduce el uso de energía de la red convencional en el modelo desde las 12h00 hasta las 13h00 a un aproximado de 69%.

Tabla 3. 3: Uso de la red convencional, modelo dos.

Hora	Energía requerida [W]	Energía renovable [W]	Energía red convencional [W]	Uso de la red convencional [%]
0:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
1:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
2:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
3:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
4:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
5:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
6:00:00	2766	0,00	2766,00	100,00%
7:00:00	2766	2,95	2763,05	99,89%
8:00:00	2766	68,64	2697,36	97,52%
9:00:00	2766	144,94	2621,06	94,76%
10:00:00	2766	224,46	2541,54	91,88%
11:00:00	2766	769,13	1996,87	72,19%
12:00:00	2766	853,02	1912,98	69,16%
13:00:00	2766	849,06	1916,94	69,30%
14:00:00	2766	405,37	2360,63	85,34%
15:00:00	2766	238,77	2527,23	91,37%
16:00:00	2766	237,22	2528,78	91,42%
17:00:00	3066	81,89	2984,11	97,33%
18:00:00	3066	14,12	3051,88	99,54%
19:00:00	3066	1,47	3064,53	99,95%
20:00:00	3066	1,63	3064,37	99,95%
21:00:00	3066	0,00	3066,00	100,00%
22:00:00	3066	0,00	3066,00	100,00%
22:30:00	3066	0,00	0,00	0,00%
23:00:00	0	0,00	0,00	0,00%

En el Anexo 3, se presenta los valores de generación, demanda, déficit organizado en una tabla para este modelo.

En la figura 3.5 se puede apreciar el aporte de las fuentes de generación, y la disminución del aporte de la red convencional en las horas que operan las fuentes renovables.

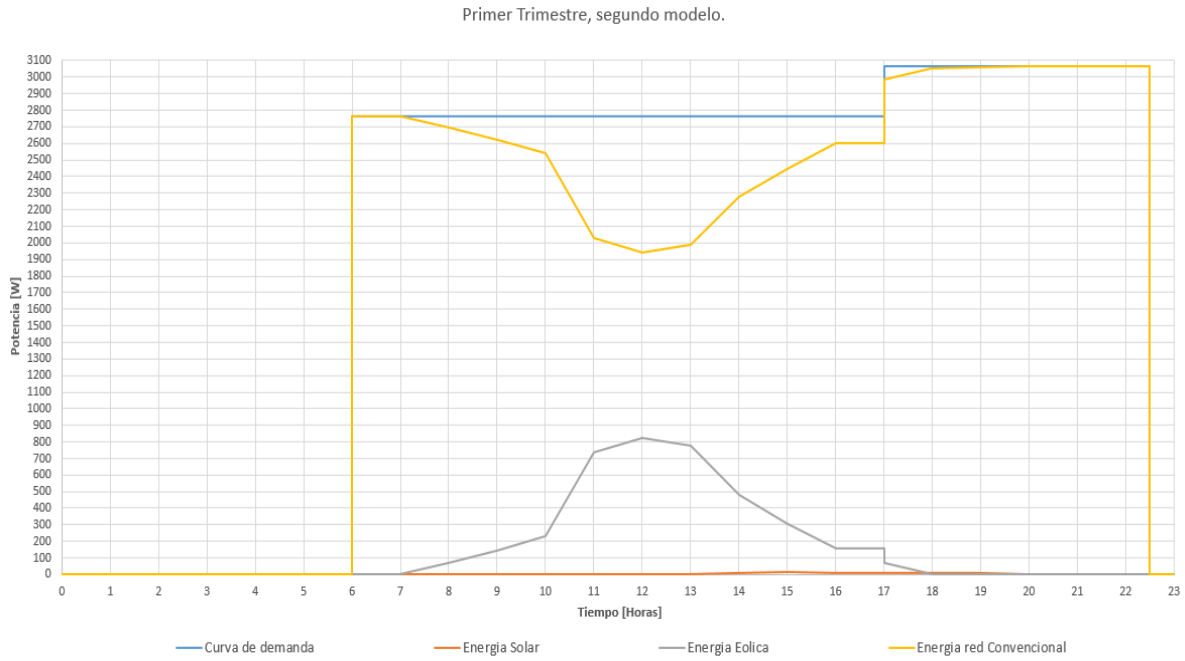


Figura 3. 5 Energía de fuentes renovables y la red convencional vs la demanda de los pasillos, segundo modelo - primer trimestre.
Fuente: Autor.

La conexión a la red convencional como mayor fuente de aporte de energía a la microrred, significa tener una seguridad operacional deficiente en caso de fallar la red convencional, y una confiabilidad alta al poder cubrir la demanda de las cargas conectadas.

3.5. MODELO TRES, FUNCIONAMIENTO DE LA MICRORRED CONECTADA A LA RED CON ALMACENAMIENTO.

Una microrred conformada por sus fuentes de generación, red de corriente, red de datos y demás componentes. (Figura 3.5).

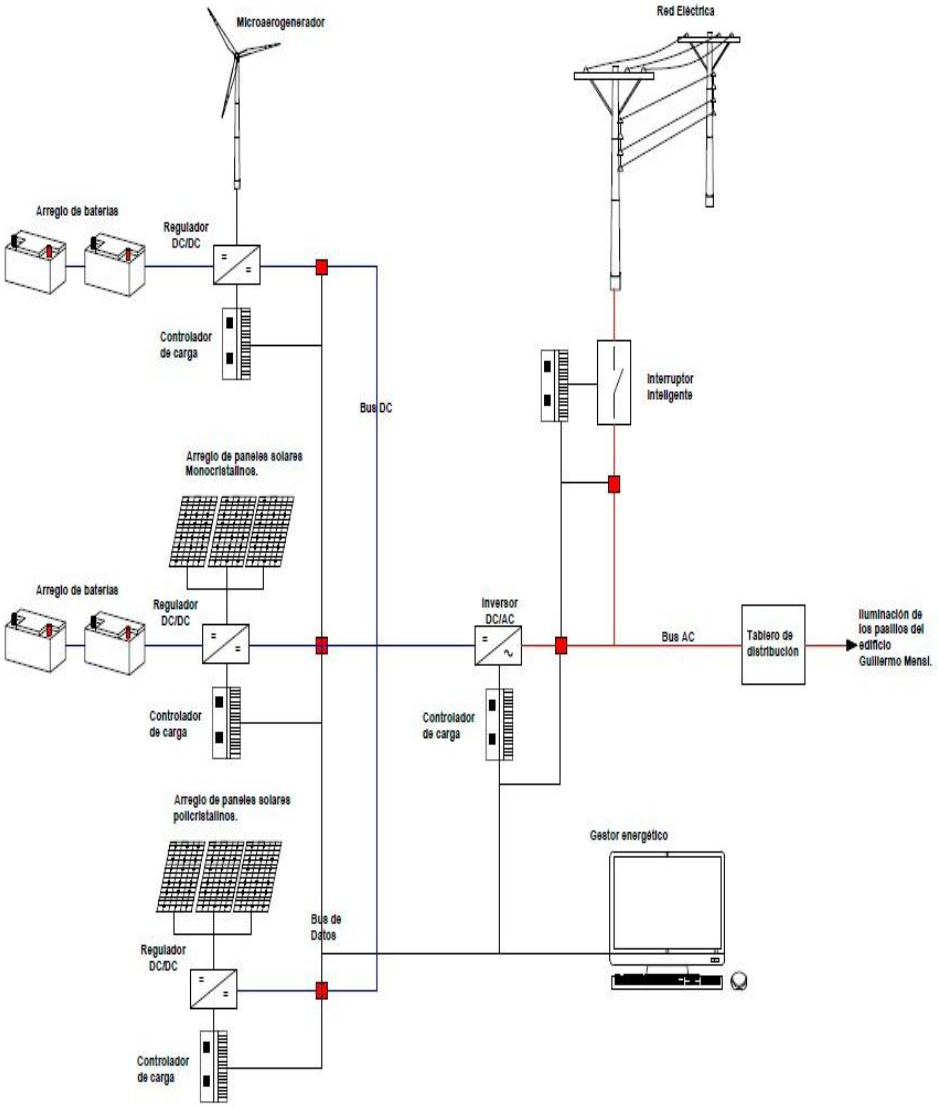


Figura 3. 6: Esquema de conexión y equipos de la microrred, tercer modelo.
Fuente: Autor.

Al no presentarse casos de excedentes de generación por las fuentes renovables, se gestiona la energía en las horas picos, almacenándola y liberándola en la noche.

Las baterías aportan seguridad operativa y confiabilidad a la microrred en el caso de operar en modo isla por falla o desconexión de alguna fuente de generación.

3.5.1. Dimensionamiento del banco de baterías.

El dimensionamiento se realiza considerando la profundidad de descarga, eficiencia de las baterías y el valor de potencia almacenada.

El valor de la capacidad almacenada se refirió al trimestre de mayor generación de los paneles solares, se presentan los valores en la tabla 3.4.

Tabla 3. 4: Dimensionamiento del banco de baterías.

Descripción	Monocristalinos	Policristalinos
Horas autonomía	1	1
Energía producida [Wh/dia]	1927,79	1791,60
Profundidad de descarga de la batería	80,00%	80,00%
Rendimiento de la batería	87,00%	87,00%
Voltaje de batería [V]	12	12
Voltaje del sistema [V]	12	12
Baterías en serie	1	1
Batería en paralelo	2	2

3.5.2. Gestión de la energía.

El interruptor de conexión a la red convencional opera todo el tiempo activo, aportando energía a la demanda, las horas picos de generación de los paneles fotovoltaicos serán gestionadas para la carga de las baterías.

En este caso el uso de la red convencional desde las 19h00 hasta las 20h00 se reduce a un 65.11% (Tabla 3.5), esto ocurre ya que la energía almacenada en el día se distribuye en este horario.

Tabla 3. 5: Uso de la red convencional, modelo dos.

Hora	Energía requerida [W]	Energía renovable [W]	Energía red convencional [W]	Uso de la red convencional [%]
0:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
1:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
2:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
3:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
4:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
5:00:00	0	0,00	0,00	0,00%
6:00:00	2766	0,00	2766,00	100,00%
7:00:00	2766	2,95	2763,05	99,89%
8:00:00	2766	68,64	2697,36	97,52%
9:00:00	2766	144,94	2621,06	94,76%
10:00:00	2766	224,46	2541,54	91,88%
11:00:00	2766	0,00	2766,00	100,00%
12:00:00	2766	0,00	2766,00	100,00%
13:00:00	2766	0,00	2764,16	99,93%
14:00:00	2766	405,37	2360,63	85,34%
15:00:00	2766	238,77	2527,23	91,37%
16:00:00	2766	237,22	2528,78	91,42%
17:00:00	3066	81,89	2984,11	97,33%
18:00:00	3066	14,12	3051,88	99,54%
19:00:00	3066	1069,58	1996,42	65,11%
20:00:00	3066	991,42	2074,58	67,11%
21:00:00	3066	0,00	3066,00	100,00%
22:00:00	3066	0,00	3066,00	100,00%
22:30:00	3066	0,00	0,00	0,00%
23:00:00	0	0,00	0,00	0,00%

El consumo de las baterías será en la noche con un aproximado de dos horas de autonomía. En la tabla 3.6 se presenta un cronograma de las operaciones de los paneles fotovoltaicos en el transcurso del día.

Tabla 3. 6: Funcionamiento de la generación fotovoltaica y baterías, tercer modelo.

Hora	Funcionamiento
0:00:00 7:00:00	Sistema Fotovoltaico, no aporta energía.
7:00:00 11:00:00	Sistema fotovoltaico, aporta energía a los pasillos.
11:00:00 13:00:00	Sistema fotovoltaico conectado para el almacenamiento de baterías.
13:00:00 19:00:00	Sistema fotovoltaico, aporta energía a los pasillos.
19:00:00 20:00:00	Baterías de los paneles monocristalinos, aporta energía a los pasillos.
20:00:00 21:00:00	Baterías de los paneles policristalinos, aporta energía a los pasillos.
21:00:00 23:00:00	Sistema Fotovoltaico, no aporta energía

En la figura 3.7 se observa la curva azul la cual corresponde a la energía renovable y baterías, la cual es gestionada en las horas de generación pico para almacenamiento y liberada en las horas de la noche, presenciando así el beneficio de la gestión energética por medio del almacenamiento de energía.

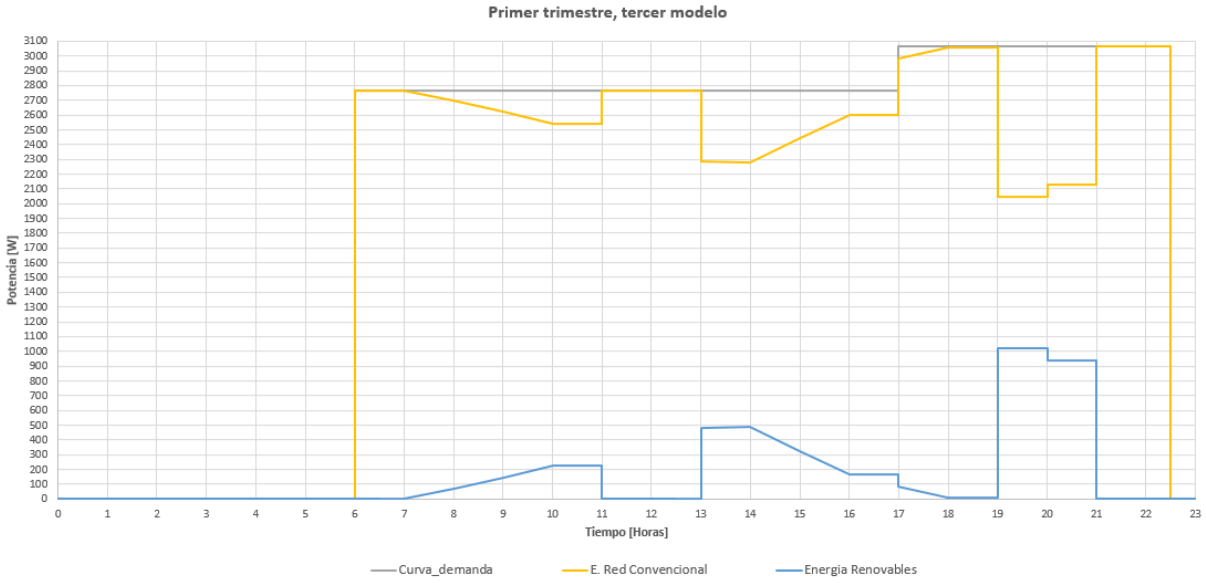


Figura 3. 7: Energía de las fuentes renovables y la red convencional vs la demanda de los pasillos, tercer modelo - primer trimestre.
Fuente: Autor.

En el Anexo 3, se presenta los cálculos del dimensionamiento de baterías, valores de generación, demanda, estado baterías, déficit organizado en una tabla para este modelo.

CAPÍTULO 4

4. SIMULACIONES DE LAS MICRORREDES Y ANÁLISIS ECONÓMICOS.

4.1. PARÁMETROS GENERALES.

Los parámetros económicos (Figura 4.1) se obtuvieron de los datos otorgados por el Banco Central del Ecuador (BCE), la tasa de interés nominal con corte al Reporte de Abril 2021[61] se tomó, el valor de Tasa Activa Efectiva Referencial del segmento crédito productivo (9.5%) que concuerda con la definición de este proyecto, de acuerdo al Instructivo de Tasas de Interés del BCE.[62]

El valor de tasa de inflación esperada (-0.81) a mes de febrero del 2021 siendo el último Reporte Inflación del BCE a la fecha. [63]

El costo de capital fijo, penalización por escasez de capacidad y valores fijos de operación y mantenimiento no se consideraron para el estudio de la micro red.

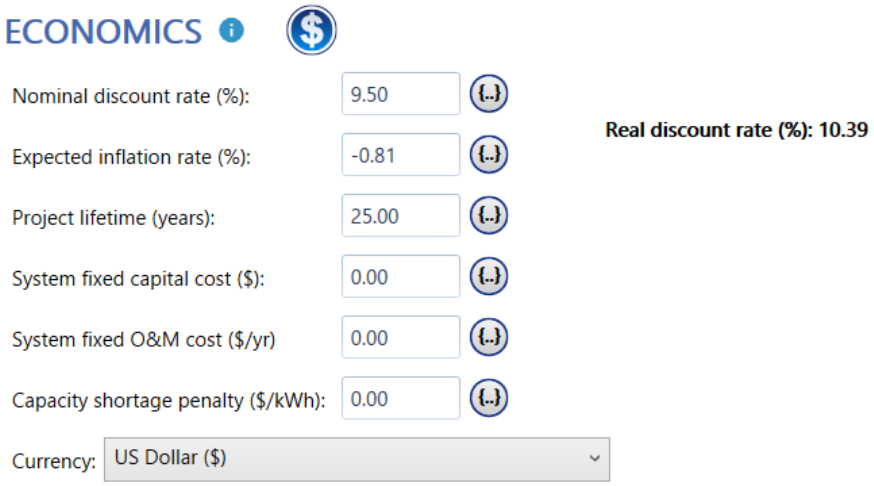


Figura 4.1: Parámetros económicos.
Fuente: Autor.

La carga de la iluminación de los pasillos (figura 4.2) tiene un 1% de variación de día a día y 0% de variación de mes a mes, valor equivale a la desviación estándar de los datos, valor reflejado en la potencia pico. El valor de escalamiento de 52 Kwh/dia se lo realizó por temas prácticos.

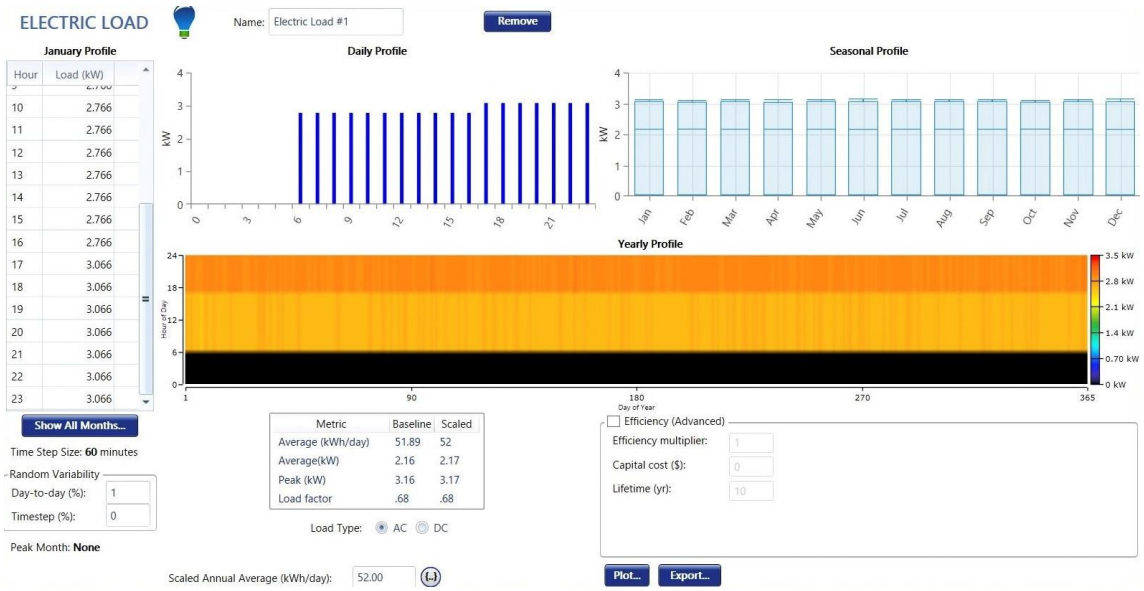


Figura 4.2: Demanda de la iluminación de los pasillos.
Fuente: Autor.

La configuración del componente micro-aerogenerador se detalla en las Figuras 4.3 y 4.4.

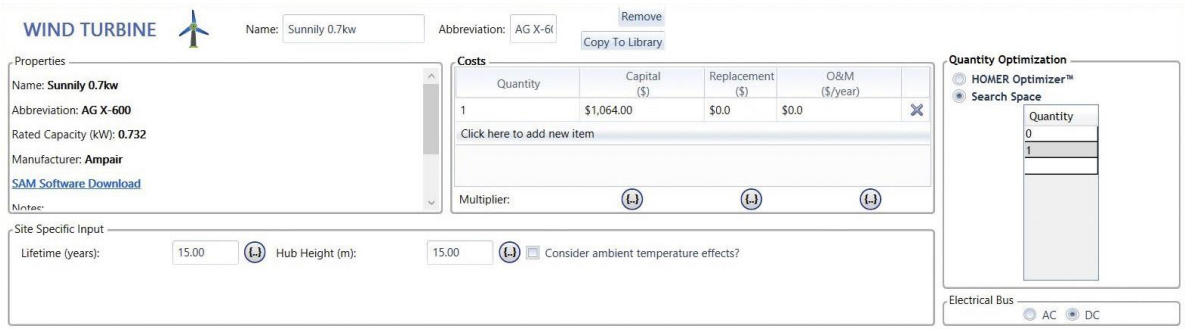


Figura 4.3: Creación del componente micro-aerogenerador 600W.
Fuente: Autor.

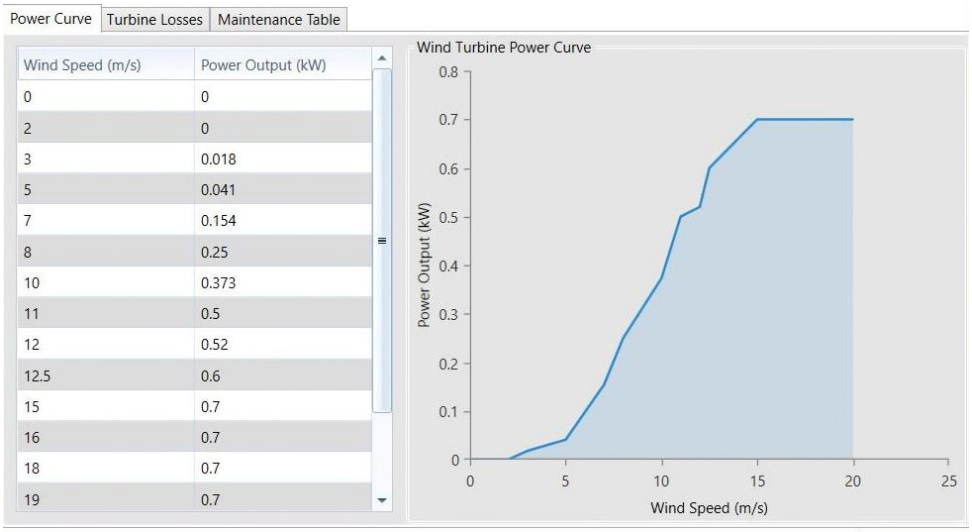


Figura 4.4: Curva de generación del micro-aerogenerador.
Fuente: Autor.

La parametrización de los paneles solares se presenta en la figura 4.5 y 4.6, y otros parámetros como los valores característicos para la consideración de los efectos de la temperatura, reflectancia del suelo de 15% valor considerado para un albedo de cemento mínimo [64], y una capacidad de 600W para los reguladores de cada arreglo.

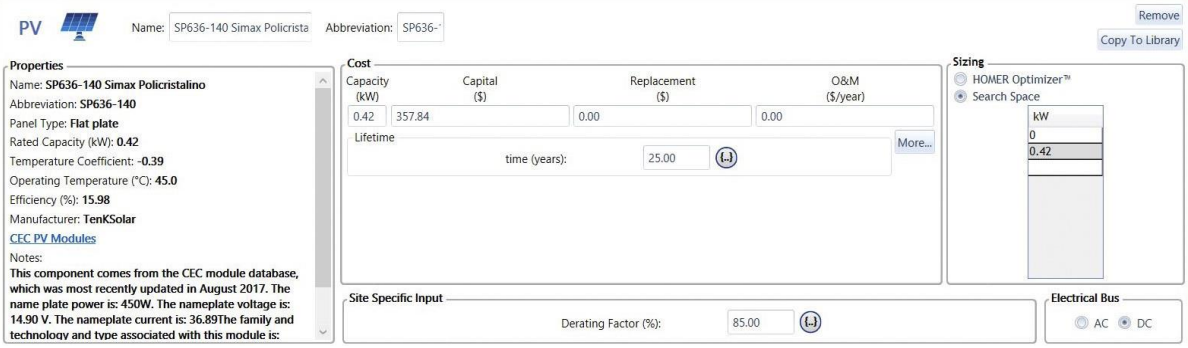


Figura 4.5: Creación del arreglo de paneles policristalino de 140W.
Fuente: Autor.

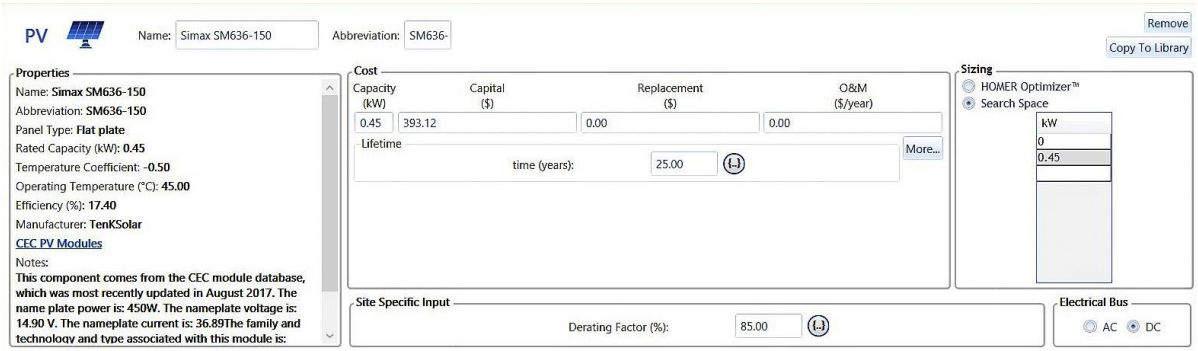


Figura 4.6: Creación del arreglo de paneles monocristalino de 150W.
Fuente: Autor.

La configuración del inversor se presenta en la figura 4.7.

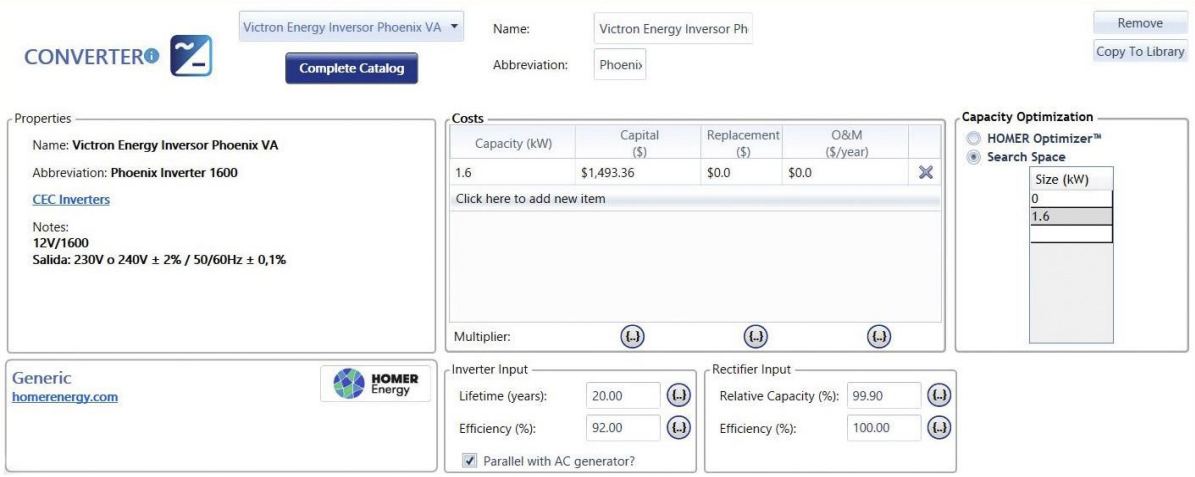
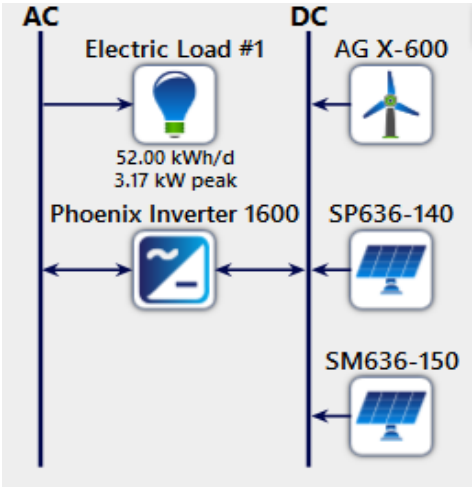


Figura 4.7: Convertidor/Cargador de 1600W a 12 Vdc a 220 Vac.
Fuente: Autor.

4.2. MODELO UNO. MICRORRED EN MODO ISLA.

En la figura 4.8 se presenta la configuración de la microrred modo isla con los componentes descritos anteriormente.



falta
Figura 4. 8: Esquema Microrred en modo isla.
Fuente: Autor.

Los resultados que se obtuvieron de la simulación se detallan en la figura 4.9, con un 100% de deficiencia en la cobertura de la demanda, una cotización de inversión inicial de $ 4012, un valor de 0.4711 $/kWh de generación, al igual otros valores como costo de los componentes y reemplazos que se generarían en la vida útil del proyecto.

Figura 4.9: Distribución del capital y costos de la microrred.
Fuente: Autor.

Los valores de energía de las fuentes de generación renovable en el día se aprecian en la Figura 4.10 grafica superior, en la gráfica inferior una comparación de la demanda de los pasillos versus el resultado de la energía no servida (línea roja) en el día.

Figura 4.10: Generación renovable(Grafica superior), Demanda, Energía generada e insatisfecha(Grafica inferior).
Fuente: Autor.

Homer Pro no realiza estimación de la microrred durante la vida útil del proyecto configurado para 25 años, ya que el resultado del 100% de deficiencia de energía a la demanda, lo vuelve un proyecto no factible. Todos los resultados incluidos las propuestas de las diferentes combinaciones que propone Homer Pro, solo brindan una simulación del primer año de funcionamiento.

4.3. MODELO DOS. MICRORRED CONECTADO A LA RED CONVENCIONAL SIN ALMACENAMIENTO.

Se presenta en la figura 4.11 la configuración de la microrred conectado a la red sin almacenamiento.

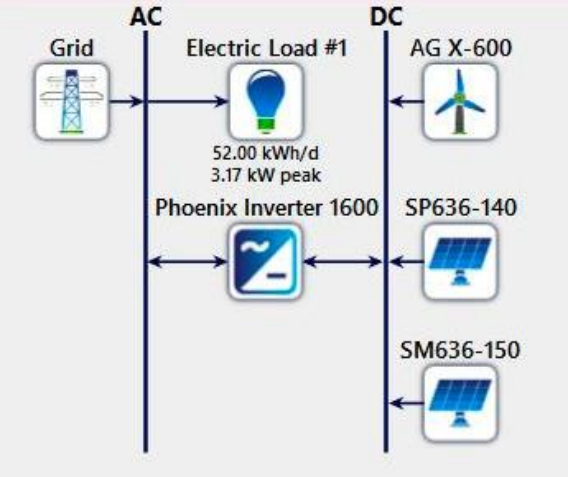


Figura 4.11: Esquema Microrred en modo conectado a la red.
Fuente: Autor.

En la figura 4.12, se muestra el resultado de la simulación con un 0% de deficiencia en la cobertura de la demanda, un estimado de inversión inicial de $ 4012, un valor de 0.1152 $/kWh, costos de operación resultado del consumo de la red convencional, y otros valores como componentes y reemplazos durante la vida útil de la microrred.

Component	Capital ($)	Replacement ($)	O&M ($)	Fuel ($)	Salvage ($)	Total ($)
Grid	$0.00	$0.00	$15,028.66	$0.00	$0.00	$15,028.66
HOMER Cycle Charging	$703.13	$280.14	$0.00	$0.00	$0.00	$983.26
Simax SM636-150	$393.12	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$393.12
SP636-140 Simax Policristalino	$357.84	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$357.84
Sunnily 0.7kw	$1,064.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$1,064.00
Victron Energy Inversor Phoenix VA	$1,493.36	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$1,493.36
System	$4,011.45	$280.14	$15,028.66	$0.00	$0.00	$19,320.24

Figura 4.12: Distribución del capital y costos de la microrred.
Fuente: Autor.

Con un aporte de las energías renovables del 5.85% y un consumo de 94.15% de la red convencional que generan un valor anual aproximado de $ 1707 (ver Anexo 3), cubre la demanda total del día (figura 4.13).

Figura 4. 13: Demanda, Energía generada y comprada (Grafica superior), Generación renovable (Grafica inferior).
Fuente: Autor.

La figura 4.14 detalla los valores anuales de energía de las fuentes de generación y en el diagrama de barras se muestra los aportes de energía, equivalente a un valor de generación renovable anual de 1.105 Gwh/año.

Figura 4. 14: Energía mensual consumida y aporte mensual de las fuentes renovables.
Fuente: Autor.

Homer Pro presenta una comparación del caso estudiado versus caso base, (Figura 4.15), del cual realiza un análisis económico y calcula, valores presentes que es la diferencia entre el costo total neto del caso de estudio y caso base, retorno de la inversión (-1.1%) resultado de la relación del costo anual con la inversión inicial es decir el TIR (Tasa de Retorne de la Inversión).

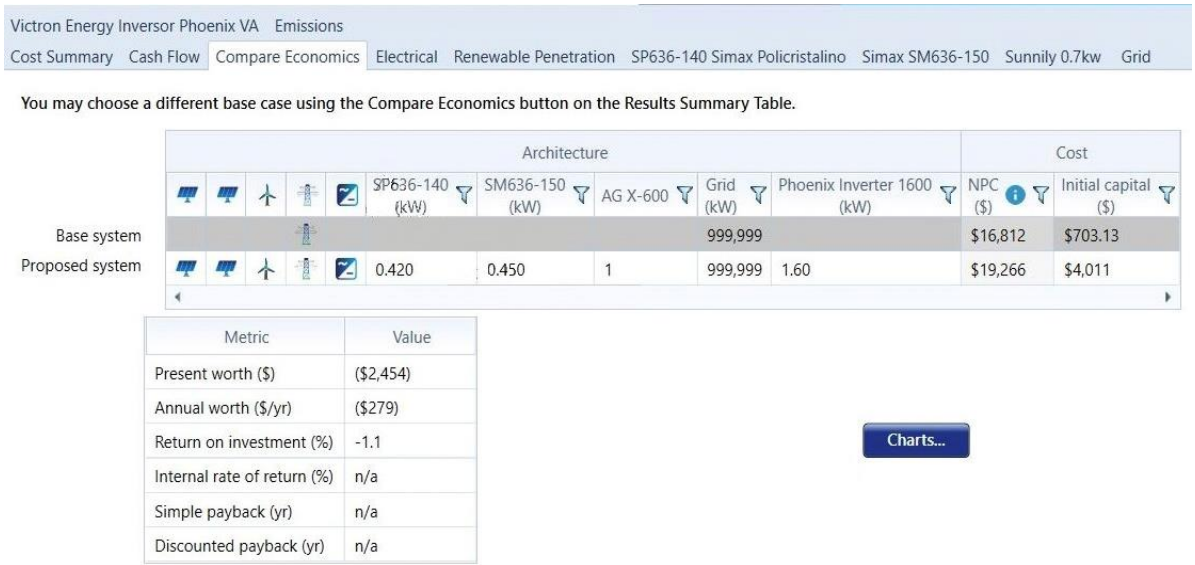


Figura 4.15: Comparación modelo dos vs consumo Red convencional.
Fuente: Autor.

Con los valores que se obtuvieron de la simulación, de generación por año de las fuentes renovables se realiza un análisis de costo-beneficio, siendo considerados los costos de inversión inicial, costos de reemplazo y el beneficio resultado de la reducción en la facturación del consumo de la red, es decir la generación renovable por el valor de compra de energía a la red (energía renovable*$ 0.095) (Tabla 4.1).

Tabla 4. 1: Energía renovable generada.

Fuente de Generación	Generación kwh/año	Beneficio $
P. Monocristalino	553	52,535
P. Policristalino	519	49,305
Micro-aerogenerador	33	3,135
Total	**1105**	**104,975**

Con los $ 104,975 de beneficio que se tiene por año, con la cual se calculó los valores RBC (Relación beneficios costo) y la TIR (Tasa interna de retorno), (Anexo 3).

Con un RBC de 0.581 indicativo de que los costos superan los beneficios, y con un valor negativo de TIR de -4.39%, alejada del valor de interés referencial de 9.5%. De este modo basado en factores económicos, se recomienda que el modelo dos no es factibles, sin embargo, se tiene una generación de 1.105 Gwh/año equivalente a un 5.8% de generación renovable de la demanda anual y se evidencia que en los dos primeros trimestres se dan mayores valores de generación renovable y especialmente en el mes de febrero se llega un valor de 191 kwh.

4.4. MODELO TRES. MICRORRED CONECTADO A LA RED CONVENCIONAL CON ALMACENAMIENTO.

La Figura 4.16 presenta la configuración de la microrred conectada a la red con almacenamiento. El almacenamiento está conformado por dos baterías de 100Ah por grupo de paneles, con una totalidad de cuatro baterías y una capacidad de autonomía de 1:45 horas.

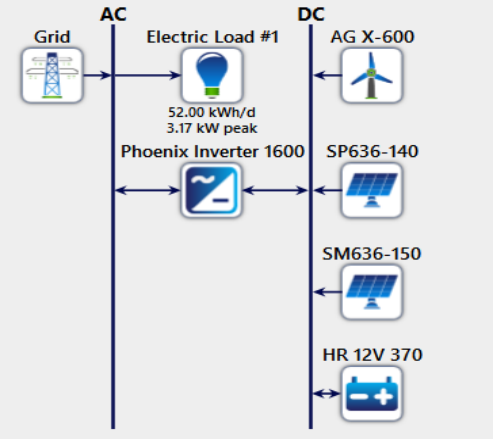
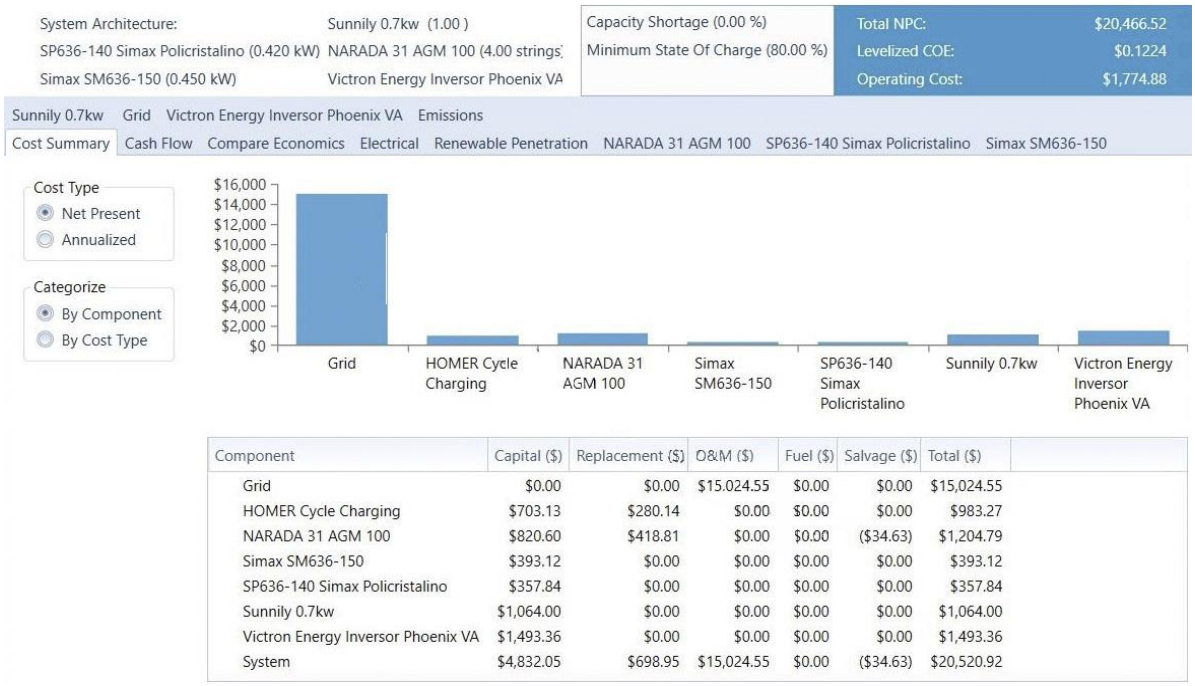


Figura 4.16: Esquema Microrred en modo conectado a la red con almacenamiento.
Fuente: Autor.

El resultado de la simulación (figura 4.17), da un valor de inversión inicial de $ 4832, un precio de generación de 0,1224 $/kwh, el modelo tres presenta valores elevados a diferencia de los modelos anteriores debido al precio de las baterías y corto periodo de vida útil.



Component	Capital ($)	Replacement ($)	O&M ($)	Fuel ($)	Salvage ($)	Total ($)
Grid	$0.00	$0.00	$15,024.55	$0.00	$0.00	$15,024.55
HOMER Cycle Charging	$703.13	$280.14	$0.00	$0.00	$0.00	$983.27
NARADA 31 AGM 100	$820.60	$418.81	$0.00	$0.00	($34.63)	$1,204.79
Simax SM636-150	$393.12	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$393.12
SP636-140 Simax Policristalino	$357.84	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$357.84
Sunnily 0.7kw	$1,064.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$1,064.00
Victron Energy Inversor Phoenix VA	$1,493.36	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$1,493.36
System	$4,832.05	$698.95	$15,024.55	$0.00	($34.63)	$20,520.92

Figura 4.17: Distribución del capital y costos de la microrred.
Fuente: Autor.

Homer Pro considera como prioridad alimentar a la demanda y en las horas de excedentes de generación renovable gestiona la energía para cargar las baterías, se configuro para que un 20% de la energía de las baterías sea gestionada para ser descargada o cargada en el día.

El estado mínimo de carga de la batería es de 20% para evitar daños en las baterías y se las mantiene con un 80% de carga para abastecer en caso de operar la microrred en modo isla, como se observa en la figura 4.18 un promedio del estado de carga de las baterías mensual.

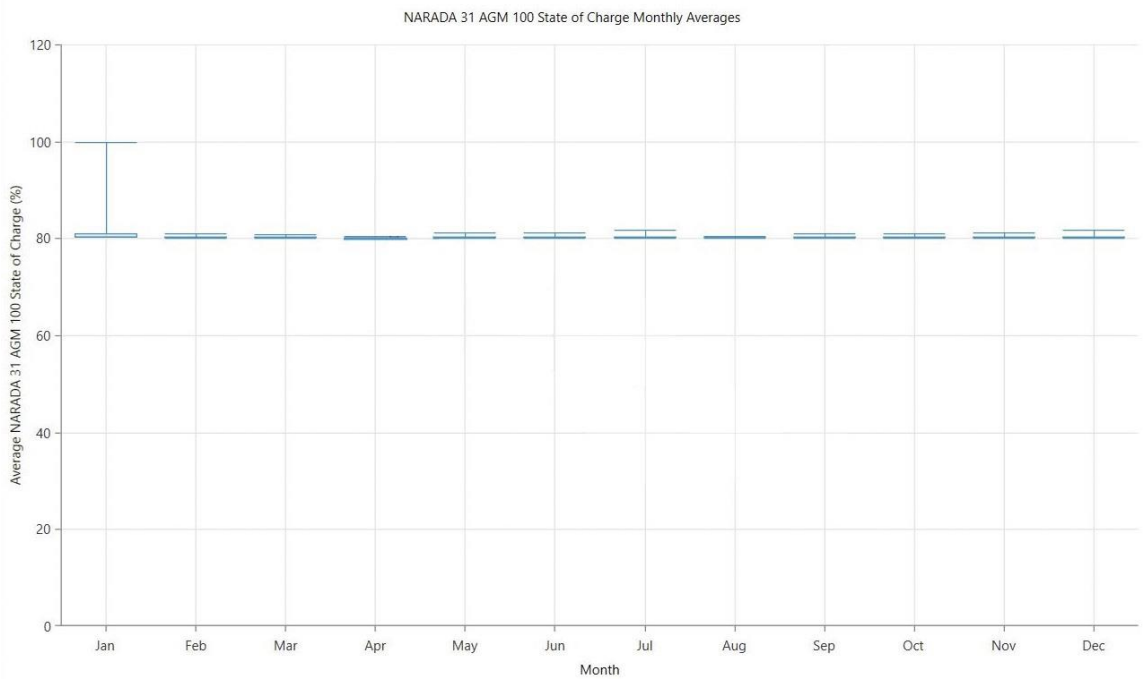


Figura 4. 18: Estado de carga de las baterías.
Fuente: Autor.

La operación de las baterías provoca una pequeña diferencia del valor de compra de energía a la red (ver Anexo 3), comparada con el modelo dos, de aproximadamente 280 W.

Considerado que entre el modelo dos y tres la diferencia es la adición del banco de baterías, en este sentido el valor de la inversión inicial, costos de reemplazo aumentaron, además la gestión energética que realiza la aplicación del banco de baterías es mínima, se prevé un caso desfavorable de resultados económicos con la experiencia del modelo anterior.

Teniendo así los valores presentados en la tabla 4.2 de los valores de generación de las fuentes y energía cargada, descargada de las baterías en un año.

Tabla 4.2: Energía renovable generada.

Fuente de Generación	Energía kwh/año	Beneficio $
P. Monocristalino	553	52,535
P. Policristalino	519	49,305
Micro-aerogenerador	33	3,135
Baterías IN	4,06	
Baterías OUT	-4,34	
Total	**1104,72**	**104,948**

Siendo un beneficio de 1.105 Gwh/año y una gestión energética de de 4.34 kwh/año distribuida en los meses de enero, junio, agosto, octubre dan un ahorro de $ 104,948 al año, se

realiza un análisis del costo – beneficio (ver Anexo 3), con el cual se obtiene un RBC de 0.452 y un TIR negativo de -6.75%.

Los beneficios de la implementación de baterías sin excedentes de generación y con la finalidad de brindar operatividad en caso de funcionamiento de modo isla, brindan beneficios a nivel de operación, sin embargo, eleva el valor del proyecto.

4.5. MICRORRED SIMULADA EN SIMULINK.

En la figura 4.19 con los modelos de datos meteorológicos antes presentados se realiza la simulación de la microrred en Simulink, , el diagrama se lo puede observar en el Anexo 5, se obtuvieron, de los datos optimistas la generacion es de 20.0 kWh/dia, con datos hibridos es de 15.15 kWh/dia y por ultimo con datos pesimistas es de 3.6 kWh/dia.

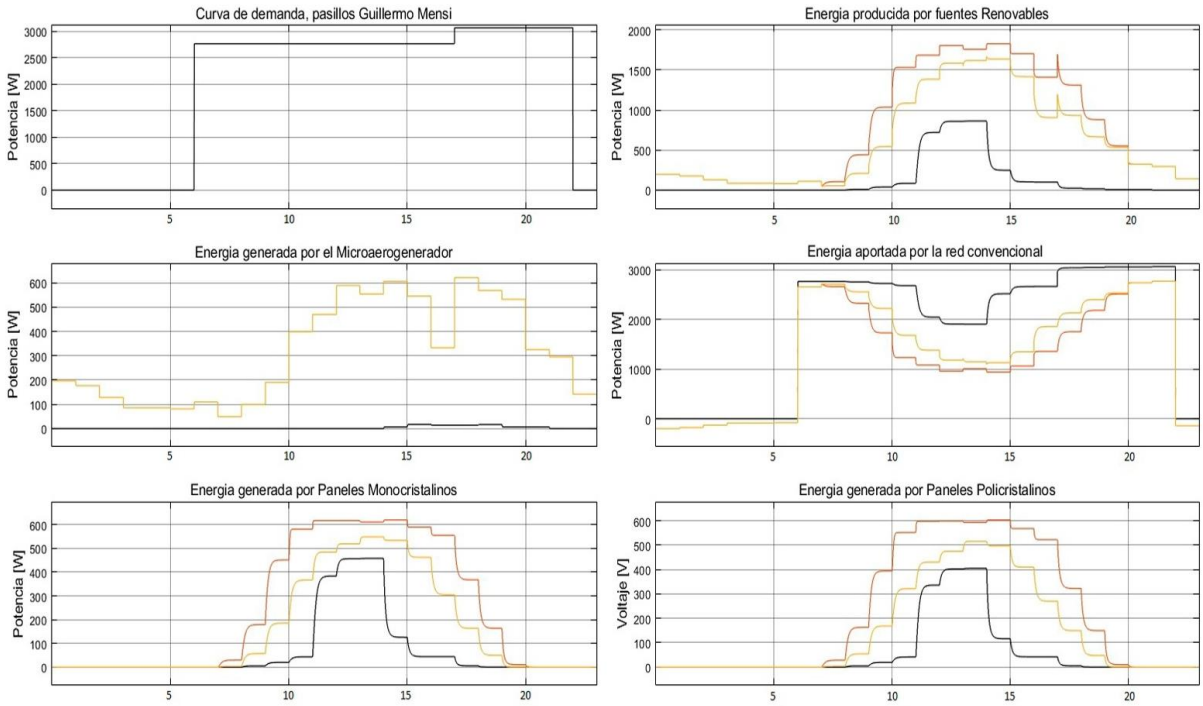


Figura 4. 19: Generación de la microrred con variación de datos meteorológicos.
Fuente: Autor.

Las curvas características de la microrred con los datos se detallan en la figura 4.20.

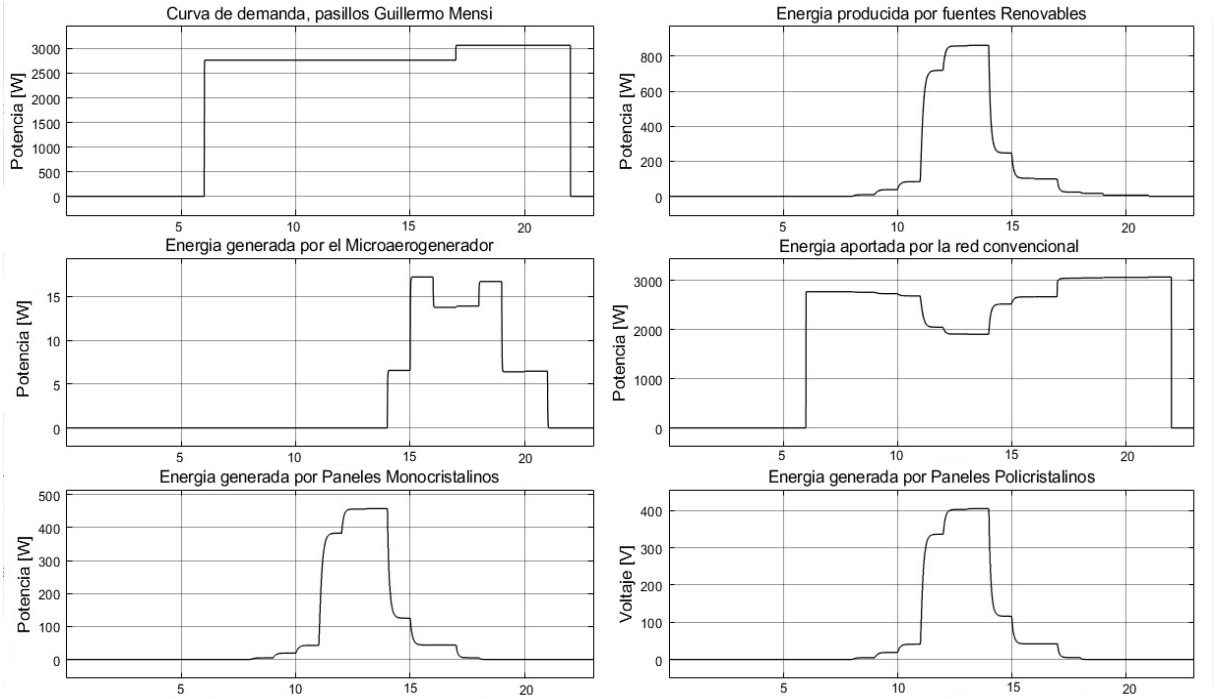


Figura 4.20: Generación de la microrred en un día promedio.
Fuente: Autor.

Se presentan las curvas de generación de los paneles solares y micro-aerogenerador, destacablemente se puede observar las horas de generación pico de las tecnologías siendo los paneles los más eficientes, así se puede apreciar la curva de aporte de generación renovable y curva de consumo de la red convencional.

Es así que, se compara los valores resultados del cálculo y simulación (Tablas 4.3 y 4.4). Con un error relativo promedio de 3.6% en los paneles monocristalinos, 4.18% paneles policristalinos, 2.93% en las energías renovables, 1.18% de la red convencional.

Un error de 43.24% en los valores del micro-aerogenerador debido a la aproximación simple cubica de la curva de potencia, que realiza el modelo del aerogenerador para simular el funcionamiento.

Tabla 4.3: Comparación de potencia simulada y calculada.

	Potencia [W]							
Hora	Paneles Monocristalinos		Paneles Policristalinos		Potencia Renovable		Potencia de la red	
	Calculada	Simulada	Calculada	Simulada	Calculada	Simulada	Calculada	Simulada
11:00:00	398,22	382,3	370,9	335,4	769,13	717,7	1996,87	2048
12:00:00	442,42	455,9	410,6	401,8	853,02	857,6	1912,89	1908
13:00:00	440,87	457,8	408,2	404,8	849,06	862,6	1916,94	1903

Tabla 4.4: Comparación de potencia simulada y calculada.

Potencia [W]		
Hora	Micro-aerogenerador	
	Calculada	Simulada
14:00:00	1,84	6,554
15:00:00	11,46	17,2
16:00:00	10,08	13,75

CAPITULO 5

5. COMPARACIÓN ENTRE MODELOS, PROPUESTA Y CONCLUSIONES.

5.1. COMPARACIÓN

En la tabla 5.1, se presenta los tres modelos de la microrred con los valores obtenidos de la simulación de Homer Pro y de la red convencional, comparando factores económicos se considera la inversión inicial, costo actual neto (NPC) en sus 25 años de operación, el costo de generación (COE) y la tasa interna de retorno.

Tabla 5.1: Tabla comparativa de los modelos.

Modelo	Inversión Inicial $	Déficit %	NPC Total $	Compra a Red Conv. $/año	COE $/kWh	Beneficio $	Tasa retorno %
Modo Isla	4011,45	100	-	-	0,4711	-	-
Conectado a la Red	4011,45	0	19265,84	1706,08	0,1152	104,975	-4,39
Conectado a la Red con Batería	4832,05	0	20466,52	1705,41	0,1224	104,948	-6,75
Red EERCS	0	0	44982,14	1799,286	0,095	0	0

Como se presenta en la tabla 5.1, la microrred en modo isla no cumple con la capacidad de generación para cubrir la demanda de los pasillos, el costo elevado de generación es debido a que el COE es indirectamente proporcional a la energía servida anual.

En el modelo de la microrred conectado a la red, su costo de generación disminuye en razón de que al integrar la red convencional se cubre la demanda total de los pasillos, sin embargo, la integración de la red convencional genera valores de operación elevando el costo actual neto.

En el modelo de microrred conectado a la red con baterías se evidencia el aumento del valor en la inversión inicial, NPC, COE, y los beneficios económicos de la implementación de baterías no se evidencia ya que no se gestiona excedentes de energía renovables.

5.2. PROPUESTA

Se realiza un cálculo del espacio que podría considerar para la ubicación de paneles solares como se ilustra en la figura 5.1.

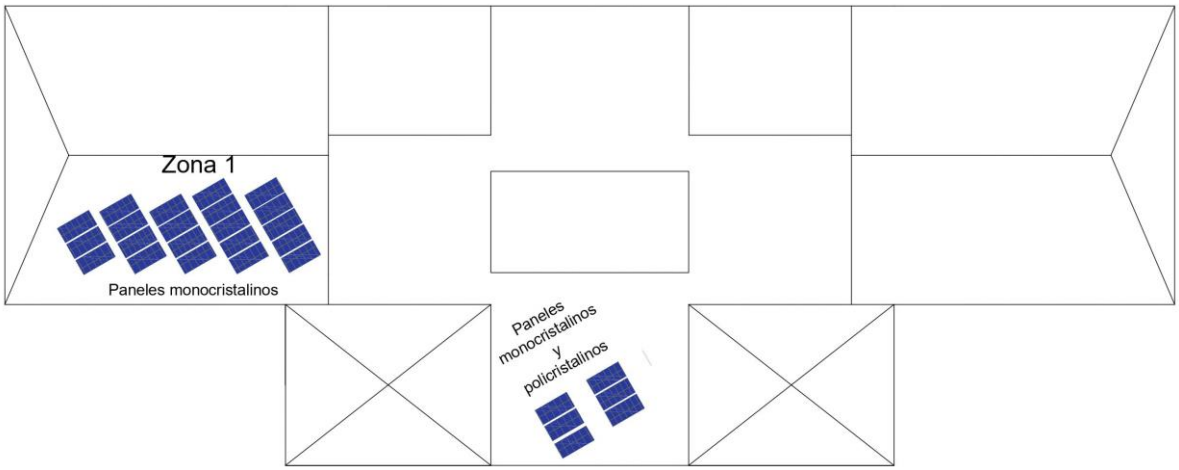


Figura 5.1: Ubicación de paneles.
Fuente: Autor.

La microrred estará conformada por 24 paneles solares monocristalinos de 150W, 3 paneles solares policristalinos de 140W, cinco baterías de 100Ah, con un bus de corriente hibrido, además inversores Phoenix de 3000VA paralelo con inversor de la misma marca de 1600VA.

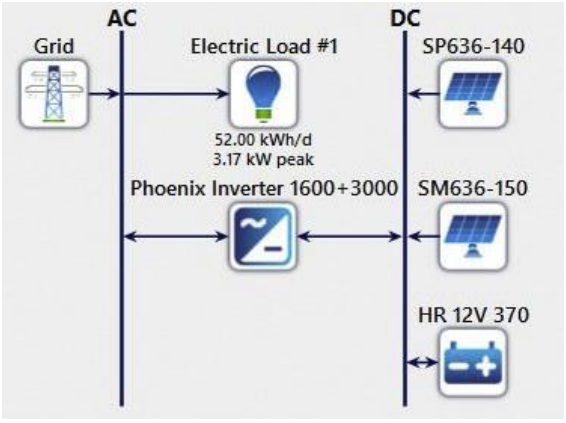
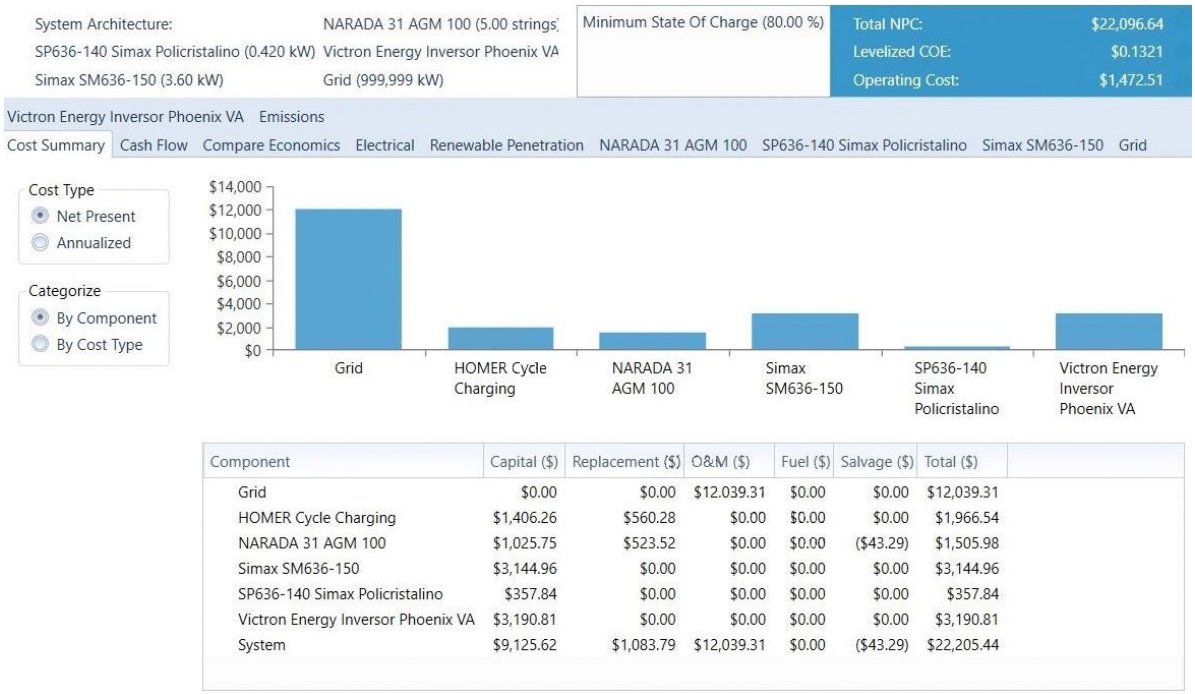


Figura 5.2: Esquema Microrred en modo conectado a la red con almacenamiento.
Fuente: Autor.

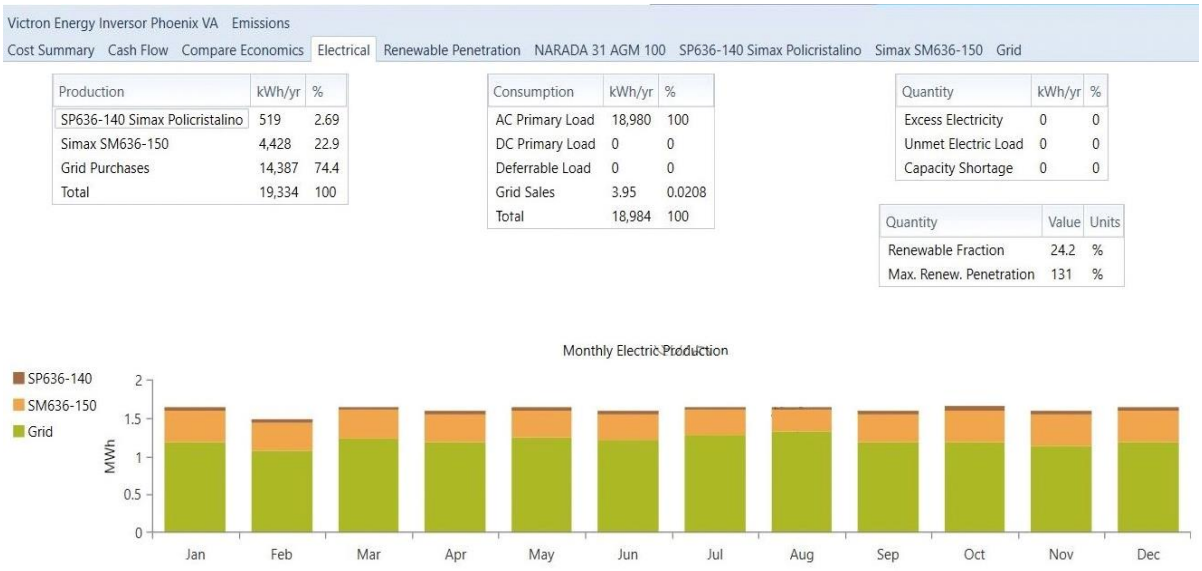
La simulación calculo una inversión de $ 9126, un valor de 0,1321 $/kWh y otros valores como costo de remplazos de equipos y costos de operación, como se detalla en la figura 5.3.



Component	Capital ($)	Replacement ($)	O&M ($)	Fuel ($)	Salvage ($)	Total ($)
Grid	$0.00	$0.00	$12,039.31	$0.00	$0.00	$12,039.31
HOMER Cycle Charging	$1,406.26	$560.28	$0.00	$0.00	$0.00	$1,966.54
NARADA 31 AGM 100	$1,025.75	$523.52	$0.00	$0.00	($43.29)	$1,505.98
Simax SM636-150	$3,144.96	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$3,144.96
SP636-140 Simax Policristalino	$357.84	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$357.84
Victron Energy Inversor Phoenix VA	$3,190.81	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$3,190.81
System	$9,125.62	$1,083.79	$12,039.31	$0.00	($43.29)	$22,205.44

Figura 5.3: Distribución del capital y costos de la microrred.
Fuente: Autor.

Se diseña la propuesta para que existan excedentes de generación renovable con una potencia instalada de 4kW, la simulación obtiene un valor de 25.6% de penetración renovable anual como se evidencia en la figura 5.4.



Production	kWh/yr	%
SP636-140 Simax Policristalino	519	2.69
Simax SM636-150	4,428	22.9
Grid Purchases	14,387	74.4
Total	19,334	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	18,980	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	3.95	0.0208
Total	18,984	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0	0
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	24.2	%
Max. Renew. Penetration	131	%

Figura 5.4: Energía mensual consumida y aporte mensual de las fuentes renovables.
Fuente: Autor.

Los excedentes de generación se pueden observar en la figura 5.5, así como la disminución que genera la penetración de la energía renovable en el día de la energía comprada a la red convencional.

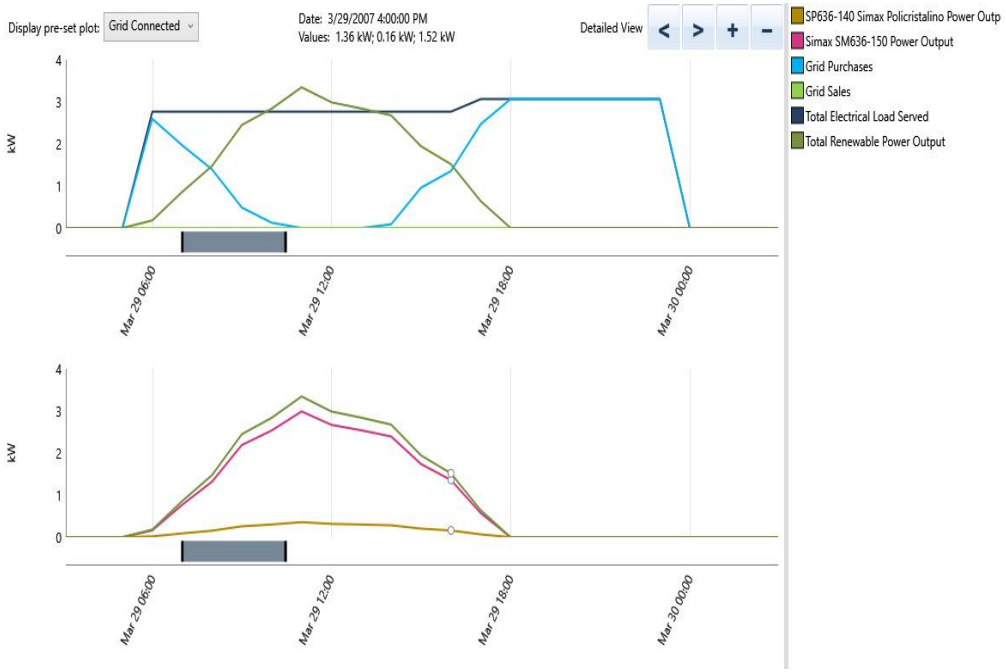


Figura 5.5: Demanda vs Energía generada e comprada(Grafica superior), Generación renovable(Grafica inferior).
Fuente: Autor.

Los excedentes que se producen en las horas picos de generación (figura 5.5), son gestionados para la carga de las baterías como se observa en la figura 5.6.

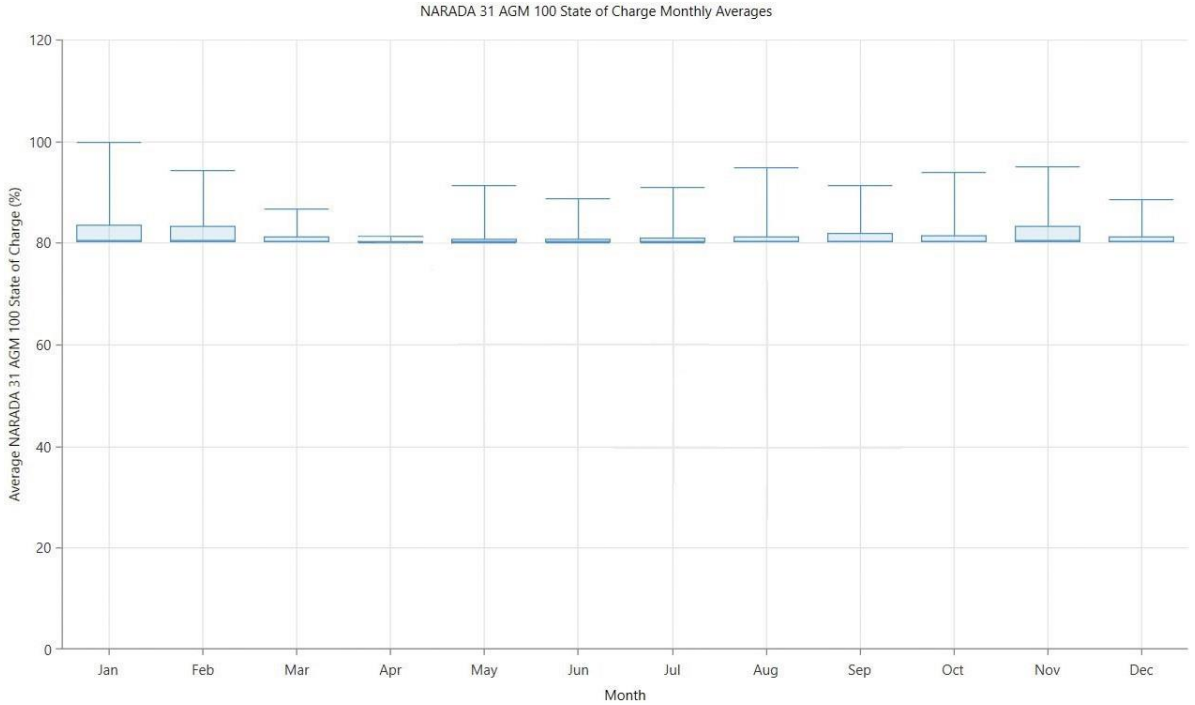


Figura 5.6: Estado de carga mensual de las baterías.
Fuente: Autor.

En la tablas 5.2 de los valores de generacion obtenidos en la simulacion se calcula el beneficio que es la disminucion de la compra de la red convencional, y la energia gestionada por el banco de baterias.

Tabla 5. 2: Energía renovable generada.

Fuente de Generación	Generación kWh/año	Recuperación $
P. Monocristalino	4428	420,66
P. Policristalino	519	49,305
Baterías IN	32	
Baterías OUT	-28,3	
Total	**4950,7**	**469,965**

Con un beneficio de aproximado 5 Gwh/año equivalente a 25.6% de energía renovable aportada con un beneficio de $ 469.97 que se tiene por año, se realiza un cálculo para encontrar valores indicativos de factibilidad del proyecto como el RBC (Relación beneficios costo) y la TIR (Tasa interna de retorno), (Anexo 4)

Con un RBC de 1.154 indicativo de que los beneficios superan los costos, y con un valor positivo de TIR de 1.26%, alejado del valor de interés referencial de 9.5%. De este modo basado en factores económicos, se recomienda como un caso factible de aplicación.

5.3. CONCLUSIONES

Se realizó la curva de la demanda de los pasillos del edificio Guillermo Mensi, por medio de una visita in situ y horarios de funcionamiento de las luminarias, se obtiene como resultado un consumo predominante de 2766 W, 3066 W como se observó en la figura 2.6, con un valor de consumo diaria de 51.89 kWh/día, y un valor de 1556.7 kWh/mes aproximando a un valor de $147.89 que se facturan por el consumo mensual de la red.

De los datos de la estación meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana, se realizó un estudio de los datos por día-trimestre de la temperatura, radiación y velocidad de viento, además de un análisis de datos por mes para las respectivas simulaciones en el software Homer Pro. Con un valor de radiación anual de 154.64 W/m^2 y una velocidad del viento de 1.12m/s. Mediante este estudio se puede concluir que existe un cambio notable de radiación media en el segundo y tercer trimestre por lo que la energía producida en los paneles será menor a la producida en el primer y cuarto trimestre.

Además, se realiza un análisis de la generación mediante la variación de datos meteorológicos como lo indica la figura 3.4, teniendo como caso viable de generación de energía renovable con datos meteorológicos optimistas, debido a que los datos son máximos y que el micro-aerogenerador como los paneles solares generan energía suficiente para abastecer y almacenar energía en el dia, para luego distribuirla en la noche teniendo como resultado un promedio de uso de la red convencional del 62% en el dia. Esto presenta un inconveniente como caso optimo, esto se debe a que a lo largo del dia no se cuenta con una radiación y velocidad de viento estables ya que son datos estocásticos y poco frecuentes, esto produce una sobre estimación de energía generada. Por lo tanto, se toma los datos de mayor frecuencia dando como resultado datos meteorológicos mínimos los cuales se utilizan en los modelos presentados anteriormente.

Con el cálculo de los tres modelos de microrredes se obtiene los siguientes resultados: con el modelo isla se demostró el uso necesario del almacenamiento de la energía, la incorporación de una fuente de generación no renovable o la conexión a la red convencional, además se observa el aporte deficiente del aerogenerador equivalente a 33kWh/año, y una potencia máxima de 13.64W ya que la velocidad máxima es de 3.3 m/s. El modelo dos cubre la demanda total de los pasillos, con la incorporación de la red convencional; con lo cual las fuentes

renovables se estiman, como es el caso del cuarto trimestre que cubre el 31% de la demanda en horas del día. En el modelo tres de la microrred conectada a la red con almacenamiento, se realizó una prueba de la gestión energética equivalente al 80% de la carga de las baterías, diseñado para cargarlas en las horas picos de generación de 11h00 hasta la 13h00 debido a que la radiación promedio alcanza un máximo de 1006.3 W/m² como lo indica la tabla 2,7, generando las condiciones necesarias para cargar las baterías. La gestión energética que se presenta en el modelo tres, se realizó como un ejemplo de la redirección energética que sería útil en caso de tener excedentes de generación de parte de las fuentes renovables en sus horas picos con lo cual se almacena la energía en el día y descarga en la noche permitiendo el aporte de la energía renovable en horas cuando los paneles solares (siendo los de mayor aporte) no generan energía.

Homer Pro logro cumplir con los requerimientos de este proyecto, otorgando una simulación aproximada del funcionamiento de los modelos de microrredes planteadas, permite considerar varios parámetros como penalidades, variables económicas (tasa inflación, interés), emisiones, y parámetros internos de los componentes. Homer Pro realizó simultáneos cálculos y diferentes combinaciones de los componentes de generación, presenta los resultados factibles para los parámetros de diseño considerados en el proyecto, ubica los resultados de manera descendente según su factibilidad. Los resultados son presentados en ventanas con una combinación de gráficas y tablas que permite comprender de mejor manera los resultados.

Homer Pro, resolvió un valor de $4011 como inversión inicial en el modelo uno y dos, sin embargo, el modelo uno fue descartado, por desabastecimiento de la demanda de los pasillos. Al considerar el ingreso de la red convencional en el modelo dos se tiene un aporte de 5.8% de la generación renovable del consumo anual siendo un valor alrededor de los $105 anuales reducidos del consumo de la red convencional, que no justifica la inversión en este modelo. En el modelo tres la implementación de las baterías cumple con el objetivo de brindar confiabilidad a la red, pero elevando el valor de la inversión de la microrred a $4832, no se evidencia un beneficio económico de la implementación del banco de baterías, ya que las baterías solo gestionan el 20% de su carga en el día y la energía que es utilizada para la carga no proviene de excedente de generación renovable que sería lo óptimo, siendo su aplicación principal de brindar energía en caso de operar en modo isla.

En los tres modelos el beneficio o retorno anual de la microrred equivalente al valor del alivio de la energía facturada por la red convencional, por el aporte de las energías renovables, sin embargo, no satisface en los tres modelos para una aplicación de la microrred ya que el valor de generación renovable es elevado y el beneficio económico no cubre la inversión.

Se presenta una propuesta con la experiencia de los resultados de la simulación de los modelos anteriores, con una microrred con fuentes de generación fotovoltaica conectada a la red con almacenamiento de dos horas de autonomía, una inversión inicial de $9125, con una potencia instalada de 4.02 kW de los paneles solares, de tal manera existan excedentes de generación renovable en las horas de generación pico, se obtiene una penetración renovable del 25.6% de energía renovable con la cual se logra un alivio de $469.97 anuales de la facturación de compra de energía a la red convencional. Las baterías tienen una gestión energética de los excedentes de generación, con la capacidad de almacenar (32 kWh año) y descargar (28.3 kWh año) un 20% de su carga en el día, así logrando un beneficio económico de la implementación de las baterías. Al realizar el análisis de los costos-beneficios se obtiene un valor de 1.26 % de la TIR, valor inferior a la tasa referencial del 9.5 %, sin embargo, se recomienda como un caso factible de aplicación para la disminución del consumo de la red convencional.

En conclusión, los tres modelos no son recomendables en su aplicación, debido principalmente a la inversión en la generación eólica que tiene un desempeño deficiencia al no existir las condiciones climáticas favorables en la zona. En última instancia, se recomienda que la implementación de microrredes es apropiada para el autoconsumo debido al elevado costo de generación($/kWh) que presentan comparado con el costo de venta de energía de la red de la empresa operadora. Siendo proyectos para los casos en los cuales el acceso a la red convencional tiene un costo elevado por la infraestructura que se tendría que construir para su acceso, con la aplicación de microrredes con bancos de baterías que justifican la inversión de las mismas al brindar confiabilidad y gestión energética permitiendo un mejor aprovechamiento de la energía[3].

BIBLIOGRAFÍA.

[1] L. Paredes Tapia, B. Serrano, and G. Molina, "Nuevo Paradigma De Los Sistemas Eléctricos: Generación Distribuida Y Microrredes Eléctricas. Un Vínculo De Accesibilidad A La Electricidad En América Latina Y El Caribe," *enerLAC Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe.*, vol. 3, no. 2, Ecuador, pp. 88–112, Aug. 2019.

[2] BID, "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina," p. 235, 2019, [Online]. Available: https://publications.iadb.org/es/evolucion-futura-de-costos-de-las-energias-renovables-y-almacenamiento-en-america-latina.

[3] IRENA, "Mini-Grid, Off-Grid Solutions No Longer Second Best," *World Futur. Energy Summit*, 2015, [Online]. Available: https://www.irena.org/newsroom/articles/2015/Jan/MiniGrid-OffGrid-Solutions-No-Longer-Second-Best.

[4] S. Abu-Elzait and R. Parkin, "Economic and Environmental Advantages of Renewable-based Microgrids over Conventional Microgrids," *2019 IEEE Green Technol. Conf.*, vol. 2019-April, pp. 1–4, 2019, doi: 10.1109/GreenTech.2019.8767146.

[5] A. T. Eseye, D. Zheng, H. Li, and J. Zhang, "Grid-Price Dependent Optimal Energy Storage Management Strategy for Grid-Connected Industrial Microgrids," *2017 Ninth Annu. IEEE Green Technol. Conf. Grid-price*, pp. 124–131, 2017, doi: 10.1109/GreenTech.2017.24.

[6] W. Suárez, F. Ocampo, N. Pozo, and M. Pozo, "Micro-Red Eléctrica Inteligente Aislada aplicada a un Sistema de Alumbrado Público," *XXVII Jornadas en Ing. Eléctrica y Electrónica*, vol. 27, pp. 209–215, 2017.

[7] IEEE, "IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers," *IEEE Std 2030.7-2017*, pp. 1–42, 2017, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8340204.

[8] IEEE, "IEEE P2030.9 IEEE Approved Draft Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid," *IEEE Std 2030.9-2019*, p. 42, 2019, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8746836.

[9] IEEE, "IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers," *IEEE Std 2030.8-2018*, pp. 1–42, 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8444947.

[10] ABB Group R&D and Technology, "Microgrids," *ABB Review Two Anniversaries*, vol. 3, Baden, Suiza, pp. 38–40, Jul. 2016.

[11] Corte Constitucional, *Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*, no. 21. Ecuador, 2019, p. 44.

[12] N. Greene and V. Mendoza, "Policy Paper: Diagnóstico Sobre Las Energías Renova- Bles En El Mundo, Ecuador Y Perú," Quito, Oct. 2020.

[13] C. Bordons, F. García-Torres, and L. Valverde, "Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable," *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 12, no. 2, pp. 117–132, 2015, doi: 10.1016/j.riai.2015.03.001.

[14] J. H. Eto *et al.*, "The CERTS Microgrid Concept , as Demonstrated at the CERTS / AEP Microgrid Test Bed Authors and Contributors :," 2018.

[15] R. Álvaro and J. Menéndez, *Casos de microrredes*, vol. 73. Instituto Vaco de Competitividad, Fundación Deusto, 2020.

[16] J. Meneses Ruiz, J. C. Montero Cervantes, and H. Godinez Enriquez, "Las Microrredes Eléctricas y la Transición Energética de México," *Transición Energética. Noviembre 2018 - Enero 2019*, vol. 1, no. 1, pp. 18–23, 2018.

[17] Q. Fu, A. Nasiri, A. Solanki, A. Bani-Ahmed, L. Weber, and V. Bhavaraju, "Microgrids: Architectures, Controls, Protection, and Demonstration," in *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, no. 12, London: Taylor & Francis Group, 2015, pp. 1453–1465.

[18] M. A. Kazimierski, "Almacenamiento energético frente al inminente paradigma renovable: el rol de las baterías ion-litio y las perspectivas sudamericanas/Energy storage towards the imminent renewable paradigm: the role of ion-lithium batteries and South American perspectives," *Let. Verdes. Rev. Latinoam. Estud. Socioambientales*, no. 23, pp. 108–132, 2018, doi: 10.17141/letrasverdes.23.2018.3055.

[19] J. Fernández Gómez and R. Álvaro Hermana, *Jorge Fernández Gómez Roberto Álvaro Hermana 2019*, vol. 61. Instituto Vaco de Competitividad, Fundación Deusto, 2019.

[20] S. Petrovic, *Battery Technology Crash Course*. 2021.

[21] Laboratorios ARCOSA, "No Title," 2018. http://laboratoriosacorsa.com/producto/electrolitos-para-baterias/.

[22] J. M. Mauricio and A. Marano-Marcolini, "Implicaciones para la Operación," *El Almac. Energía en la Distrib. Eléctrica del Futur.*, pp. 87–102, 2017, [Online]. Available: http://www.raing.es/es/publicaciones/libros/el-almacenamiento-de-energ-en-la-distribuci-n-el-ctrica-del-futuro.

[23] K. R. Rao, *Wind Energy for Power Generation*. 2019.

[24] P. Breeze, "Power generation technologies," *Power Gener. Technol.*, pp. 1–449, 2019, doi: 10.1016/C2017-0-03267-6.

[25] Osinergmin, *Energías renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*. 2019.

[26] ORSTED, "Our Offshore Wind capabilities Limitless supply. Limitless opportunity." https://orsted.com/en/our-business/offshore-wind/our-offshore-wind-capabilities.

[27] T. S. Nemec, *Wind Power Generation*. 2015.

[28] R. Emmanuel and K. Irene, "Recent Advances in Renewable Energy," vol. III, 2018.

[29] Vaisala, "Set Eólico WA25," 2021. https://www.vaisala.com/es/products/instruments-sensors-and-other-measurement-devices/weather-stations-and-sensors/wa25.

[30] Durán Electrónica ESP, "BARÓMETRO," 2021, [Online]. Available: https://www.duranelectronica.com/control-ambiental-y-tuneles/sensores-atmosfericos/barometro/#:~:text=Los barómetros electrónicos con salida,comportamiento frente a la temperatura.

[31] L. A. Enrique García, "Emplazamientos Eólicos en la Provincia de Chimborazo Aplicando Modelos Matemáticos," p. 173, 2015, [Online]. Available: repositorio.http://e-spacio.uned.es/fez/eserv/tesisuned:IngInd-Laenriquez/ENRIQUEZ_GARCIA_Lorenzo_A_Tesis.pdf.

[32] V. Nelson and S. Kenneth, *Wind energy.*, vol. 29, no. 5, May 1979. 2019.

[33] MEER, "Atlas Eólico del Ecuador," 2013.

[34] Y. Ding, *Data Science for Wind Energy*. 2020.

[35] N. Bokde, A. Feijóo, and D. Villanueva, "Wind turbine power curves based on theweibull cumulative distribution function," *Appl. Sci.*, vol. 8, no. 10, pp. 1–18, 2018, doi:

10.3390/app8101757.

[36] A. A. Teyabeen, F. R. Akkari, and A. E. Jwaid, “Comparison of Seven Numerical Methods for Estimating Weibull Parameters for Wind Energy Applications,” *Proc. - 2017 UKSim-AMSS 19th Int. Conf. Model. Simulation, UKSim 2017*, pp. 173–178, 2018, doi: 10.1109/UKSim.2017.31.

[37] M. Cárdenas, *Estudio técnico económico de la energía solar fotovoltaica y mini eólica a pequeña escala (tesis de pregrado)*. 2019.

[38] D. Zhao, N. Han, E. Goh, J. Cater, and A. Reinecke, “Wind turbines and aerodynamics energy harvesters,” *Wind Turbines Aerodyn. Energy Harvest.*, no. 2019, pp. 1–530, 2019, doi: 10.1016/C2018-0-01955-6.

[39] Mukhtar Ahmad, *Operation and Control of Renewable Energy Systems*. 2017.

[40] S. A. Burtsev and A. S. Komshin, “Challenges in development of wind energy in Russia,” *2019 Int. Conf. Ind. Eng. Appl. Manuf. ICIEAM 2019*, pp. 23–27, 2019, doi: 10.1109/ICIEAM.2019.8743088.

[41] R. K. G. S. C. Bhatia, “Textbook of Renewable Energy,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 110, no. 9, pp. 1689–1699, 2017.

[42] SESLab and Tecnología de Costa Rica, “Pirheliómetro,” 2021. http://seslab.org/fotovoltaico/113_pirhelimetro.html.

[43] “Global Solar Radiation,” 2020. https://www.lsi-lastem.com/products/meteorological-sensors/solar-radiation/global-solar-radiation/.

[44] DARRERA, “Pirheliómetro de Primera Clase,” 2020. https://www.darrera.com/wp/es/producto/lppyrhe16-pirheliometro-primera-clase/.

[45] K. R. Padiyar, A. M., and K. D, “DYNAMICS AND CONTROL OF ELECTRIC TRANSMISSION AND MICROGRIDS,” p. 6, 2021.

[46] A. H. A. Al-Waeli, H. A. Kazem, M. T. Chaichan, and K. Sopian, *Photovoltaic/Thermal (PV/T) Systems*. 2019.

[47] P. A. Peña Ortiz and F. S. Pinos Vergara, “Parametrización de los sistemas eléctricos fotovoltaicos basados en las condiciones climáticas de la ciudad de Cuenca, aplicados en la Universidad Politécnica Salesiana,” p. 225, 2014, [Online]. Available: https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/7123.

[48] F. Alexis and D. Mera, “Modelamiento y control de una microrred en modo isla,” *Univ. los Andes*, p. 60, 2015.

[49] TRITEC Intervento, “TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS,” 2017. https://tritec-intervento.cl/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/#:~:text=Los paneles de capa fina más importantes son los de,cadmio y telurio (CdTe).

[50] HOMER Energy, “HOMER Pro,” 2021. https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html.

[51] C. X. Silva Ramón, “Producción de un documental de divulgación científica sobre la red meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana,” Universidad Politecnica Salesiana., 2015.

[52] L. Taizhou Sunnily New Energy Technology Co., “Wind Generator X-600,” 2021. http://sunnily.cc/Mobile/Product/show-3.html.

[53] Simax, “Technical data sheet SM636 -150.”

[54] SIMAX, “Technical data sheet SP636-140.”

[55] INMÓTICA S.A.C., "BATERÍA AGM NARADA – 100AH," 2021. http://inmoticasac.com/producto/bateria-solar-agm-narada-100ah/#tab-reviews.

[56] Energías Limpias, "31-AGM-100 NARADA MILLENNIUM."

[57] VictronEnergy, "Guía de Configuración VE.Bus," 2021. https://www.victronenergy.com/upload/documents/VE.Bus_Configuration_Guide/VE_Bus_Configuration_guide-es.pdf.

[58] VictronEnergy, "Datasheet-Phoenix-Inverter-1200VA-5000VA-ES," 2021. https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-Phoenix-Inverter-1200VA-5000VA-ES.pdf.

[59] VictronEnergy, "Victron Global Remote 2 y Victron Ethernet Remote," 2021. https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-VGR-and-VER-ES.pdf.

[60] Victron Energy, "Demostración gratuita," 2021. https://vrm.victronenergy.com/installation-overview.

[61] Banco Central del Ecuador, "Tasas de Interés Abril-2021," 2021. https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm.

[62] Banco Central Ecuador, "Instructivo de Tasas de Interés del Banco Central del Ecuador," 2019. [Online]. Available: https://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm.

[63] Banco Central del Ecuador, "Reporte Mensual de Inflación: RESULTADOS A FEBRERO DE 2021," 2021. [Online]. Available: https://www.bce.fin.ec/index.php/component/k2/item/317-informe-de-inflación.

[64] R. Stull, *Meteorology for Scientists and Engineers*, 3rd ed. Vancouver, Canada: Dept. of Earth, Ocean & Atmospheric Sciences University of British Columbia, 2017.

GLOSARIO

VRB	Batería Redox de Vanadio
DC	Corriente Directa.
MPP	Máximo Punto de Potencia.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
CENER	Centro Nacional de Energías Renovables de España.
CERTS	Consorcio para Soluciones Tecnológicas de Fiabilidad Eléctrica.
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables.
Std	Estándar
PCC	Punto de Conexión Común.
AC	Corriente Alterna.
MEER	Ministerio de Electricidad y Energías Renovables.
H	Alturas de estimación en m.
Z_0	Parámetro de rugosidad en m, valores típicos en la tabla 1.3.
V_0	Velocidad medida a la altura H_0 en m/s.
H_0	Altura inicial o de medida en m.
v	Velocidad en m/s
c	Parámetro de escala c (m/s)
k	Parámetro de forma(adimensional)
Vci	Velocidad corte de ingreso de arranque.
Vn	Velocidad nominal.
Vco	Velocidad corte de salida o velocidad de freno.
VAWT	Turbina de Viendo de Eje Vertical.
HAWT	Turbina de Viento de Eje Horizontal.
GHT	Turbina Helicoidal Gorlov.
IEC	Comisión Electrónica Internacional.
W/m^2	Vatio por metro cuadrado
eV	Electrovoltio

V_{OCn}	Nuevo voltaje de circuito abierto.
V_{OC}	Voltaje circuito abierto proporcionada por el fabricante.
E_i	Radiación medida.
E_{in}	Radiación en condiciones nominales del panel fotovoltaico 1000 W/m2.
T_{Cv}	Coeficiente de voltaje en condiciones nominales del panel fotovoltaico.
T_{cel}	Temperatura del medio.
T_{nom}	Temperatura en condiciones nominales del panel.
V_{max}	Voltaje máximo.
V_{min}	Voltaje mínimo.
I_{scn}	Nueva corriente de cortocircuito.
I_{SC}	Corriente de cortocircuito proporcionada por fabricante.
T_{Ci}	Coeficiente de voltaje en condiciones nominales del panel fotovoltaico.
b	Constante de simplificación del circuito equivalente de una célula solar ideal.
e	exponente “2.718”
V_{mpp}	Voltaje de máxima potencia o de generación.
V_{ocn}	Voltaje nuevo de máxima potencia o de generación.
P_{mpp}	Potencia máxima.
AGM	Materia de vidrio de absorción.
VRLA	Acido de Plomo Regulado por Válvula.
RBC	Razón beneficio costo.
TIR	Tasa de Interés de Retorno.
NPC	Costo Actual Neto
COE	Costo de Generación

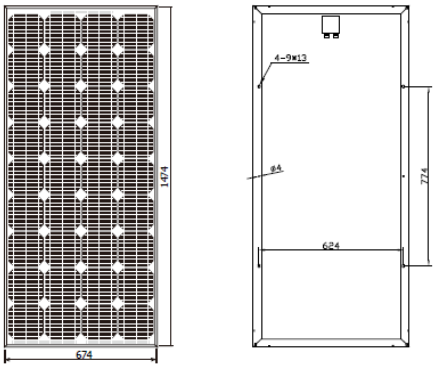
ANEXOS

ANEXO 1. HOJAS TÉCNICAS.

Paneles solares SM636-150.

TECHNICAL DATA SHEET
SM636-150

Technical Data	
Type	SM636-150
Type of Solar Cell	Mono-crystalline, 156mm×156mm
Number of Cells	36 pcs
Size of module	1482×676×35mm (156×156mm cell)
Module, Weight	12 kg
Connector / Cross-Section	Cixi Renhe
Cables, Length (+/-)	Customizable
Front Cover Glass	Safety Glass
Front Cover Glass, Thickness	3.2 mm
Frame	Anodized Aluminium



Electrical Data		
Maximum Power	$P_{MPP\ STC}$	150 W
Power Tolerance	Δ_{STC}	+2%
Maximum Power Voltage	$U_{MPP\ STC}$	18.1 V
Maximum Power Current	$I_{MPP\ STC}$	8.42 A
Open Circuit Voltage	$U_{OC\ STC}$	22.6 V
Short Circuit Current	$I_{SC\ STC}$	8.88 A
Cell Efficiency	η_{STC}	15.5 %
Maximum System Voltage	U_{DC}	1000 V

STC: Irradiance 1000 W/m²; Spectrum AM 1,5; Cell Temperature 25°C, Wind 0 m/s

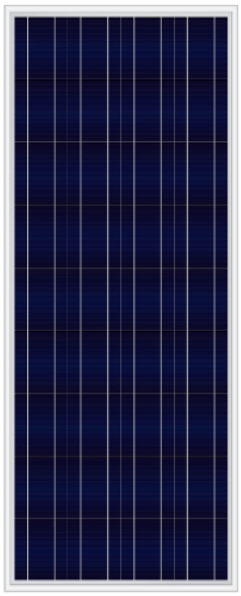
Temperature Coefficients		
Power Coefficient	$\alpha_k (P_{MPP})$	- 0.50 ± 0.05 %/K
Voltage Coefficient	$\beta_k (U_{OC})$	- 0.35 ± 0.01 %/K
Current Coefficient	$\varphi_k (I_{SC})$	0.06 ± 0.01 %/K

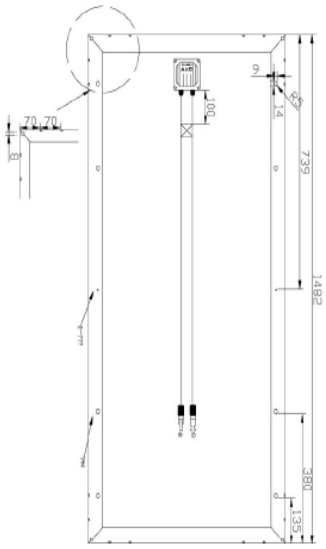
Power Warranty
10 years performance warranty to 90 %
25 years performance warranty to 80 %
5 years warranty against production and material defects

Certifications
IEC 61215, IEC 61730 ,TUV, CE, ISO9001:2000

Simax(suzhou) Green New Energy Co.,Ltd Add:beibanjing riverside,suzhou road,taicang city,jiangsu province,China
Tel:+86-512-53378555 Fax: +86-512-53378556
Url: www.simaxsolar.com Email: info@simaxsolar.com

Paneles solares SP636-140.





Mechanical Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline silicon solar cell 156x156(mm)
No.of Cells	36(4x9)
Dimensions	1482x676x50(mm)
Weight	14kg
Front Glass	3.2mm(0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy

Output

Cable Type	Φ=4mm^2
Lengths	L=900mm
Junction Box	PV-GZX0601 MC3 or MC4

Temperature Coefficients

Nominal operating cell temperature(NOCT)	45±2℃
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/℃
Temperature Coeffcient of Voc	-034%/℃
Temperature Coeffcient of Isc	0.035%/℃

Electrical Specifications

Parameters	SP636-125	SP636-130	SP636-135	SP636-140	SP636-145
Peak power Pm(W)	125±3%	130±3%	135±3%	140±3%	145±3%
Open circuit voltage Voc(V)	21.7	21.7	22.3	22.3	22.9
Max. power voltage Vmp(V)	17.7	17.5	18	18	18.5
Max. power current Imp(A)	7.14	7.43	7.5	7.78	7.84
Short circuit current Isc(A)	7.57	7.87	7.95	8.25	8.31
Dimensions(L*W*H)	1482*676*50				
Weigh(kg)	14				
Max. over-current (A)	14				
Max. system voltage (V)	1000V DC				
Application Class	Class A				
Mono crystalline silicon solar cell	156×156*0.19mm				
No. of cells and connections	36 series				
No. of bypass diodes	6				
Bypass diode rating (A)	10				
Bypass diode max. junction temperature(℃)	200				
Bypass diode thermal resistance(℃/W)	3.0				
STC	Irradiance:1000W/m^2,Cell temperature:25℃,AM:1.5				
Maximum No. of series connection	43				
Maximum No. of parallel connection	2				

Inversor Phoenix C12 1600.

Inversor Phoenix	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Funcionamiento en paralelo y en trifásico	Sí				
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida	Salida: 230V ± 2% / 50/60Hz ± 0,1% (1)				
Potencia cont. de salida 25ºC (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida 25ºC (W)	1000	1300	1600	2400	4000
Potencia cont. de salida 40ºC (W)	900	1200	1450	2200	3700
Potencia cont. de salida 65ºC (W)	600	800	1000	1700	3000
Pico de potencia (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Eficacia máx. 12/ 24 / 48V (%)	92 / 94 / 94	92 / 94 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío 12 / 24 / 48V (W)	8 / 10 / 12	8 / 10 / 12	9 / 11	20 / 20 / 25	30 / 35
Consumo en vacío en modo AES (W)	5 / 8 / 10	5 / 8 / 10	7 / 9	15 / 15 / 20	25 / 30
Consumo en vacío modo Search (W)	2 / 3 / 4	2 / 3 / 4	3 / 4	8 / 10 / 12	10 / 15
GENERAL					
Relé programable (3)	Sí				
Protección (4)	a – g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -40 a +65ºC (refrigerado por ventilador) Humedad (sin condensación): Máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Tipo de protección: IP21				
Conexiones de la batería	cables de batería de 1,5 metros se incluye		Pernos M8	2+2 Pernos M8	
Conexiones 230 V CA	Enchufe G-ST18i		Abrazadera-resorte	Bornes atornillados	
Peso (kg)	10		12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375 x 214 x 110		520 x 255 x 125	362 x 258 x 218	444 x 328 x 240
NORMATIVAS					
Seguridad	EN 60335-1				
Emisiones / Inmunidad	EN 55014-1 / EN 55014-2				
Directiva de automoción	2004/104/EC	2004/104/EC		2004/104/EC	

1) Puede ajustarse a 60 Hz, y a 240 V.
2) Carga no lineal, factor de cresta 3:1
3) Relé programable que puede configurarse en alarma general, subtensión de CD o como señal de arranque de un generador (es necesario el interfaz MK2 y el software VEConfigure)
Capacidad nominal CA 230V / 4A
Capacidad nominal CC 4 A hasta 35VDC, 1 A hasta 60VDC

4) Protección:
a) Cortocircuito de salida
b) Sobrecarga
c) Tensión de la batería demasiado alta
d) Tensión de la batería demasiado baja
e) Temperatura demasiado alta
f) 230 V CA en la salida del inversor
g) Ondulación de la tensión de entrada demasiado alta

Panel de Control para Inversor Phoenix
También puede utilizarse en un inversor/cargador MultiPlus cuando se desea disponer de un conmutador de transferencia automático, pero no de la función como cargador. La luminosidad de los LED se reduce automáticamente durante la noche.

Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador
Hay varias interfaces disponibles:

Color Control GX
Proporciona monitorización y control de forma local y remota en el Portal VRM.

Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB
Se conecta a un puerto USB (ver Guía para el VEConfigure")

Interfaz VE.Bus a NMEA 2000
Liga o dispositivo a uma rede eletrónica marinha NMEA2000. Consulte o guia de integração NMEA2000 e MFD

Monitor de baterías BMV-700
El monitor de baterías BMV-700 dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería, El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.

Hay varios modelos disponibles (ver la documentación del monitor de baterías).

Victron Ethernet Remote.

Victron Global Remote 2 y Victron Ethernet Remote

Obtener información del sistema dónde y cuándo sea

www.victronenergy.com

Victron Global Remote 2: Un módem GSM/GPRS
El Global Remote es un módem que envía alarmas, advertencias e informes sobre el estado del sistema a teléfonos móviles por medio de mensajes de texto (SMS). Además, y a través de una conexión GPRS, también puede registrar en un sitio web tanto los datos de los Monitores de Baterías de Victron, como los de los Multis, de los Quattros y de los inversores. La utilización de este sitio web es gratuita.

Victron Ethernet Remote: Un módem GSM/GPRS con conexión Ethernet
El Ethernet Remote dispone de las mismas funciones que el Global Remote. Pero tiene una función adicional que le permite conectarse a una LAN mediante un cable especial. De esta manera, el Ethernet Remote puede conectarse a Internet sin necesidad de tarjeta SIM.

Victron Global Remote 2

Sencillo y fácil de usar
La idea es sencilla: lo puede utilizar para recibir alarmas SMS desde un Multi, un sistema de baterías, o ambos. Cuando se controla el uso de las baterías, puede ser de gran ayuda recibir alarmas de sub- o sobrevoltaje cuando estas se producen. Para este cometido, el Global Remote es perfecto. La combinación de una tarjeta SIM de prepago (por ejemplo) y un Global Remote es todo lo que necesita para controlar su sistema a distancia.

Conexiones del Global Remote
El Global Remote dispone de dos conectores en serie. Pueden utilizarse para conectarse a un sistema o unidad VE.Bus, a un Multi, a un Quattro o a un inversor. Esta conexión necesita de un MK2, que se suministra con el VGR. La otra conexión se utiliza para conectar un monitor de baterías BMV-600S o BMV-602S. Para conectarlo al BMV también necesitará un kit de conexión que debe comprarse separadamente como accesorio. El Global Remote también dispone de una conexión para un accesorio opcional, el VGR IO Extender.

Victron Ethernet Remote

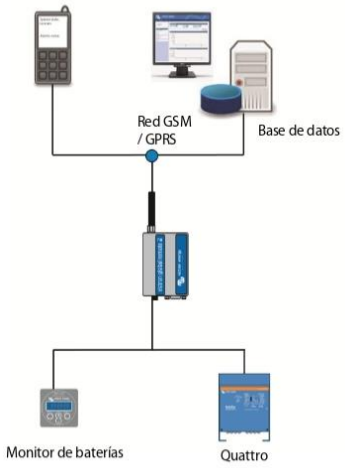
Conexiones del Ethernet Remote
El Ethernet Remote dispone de un conector en serie. Puede utilizarse para conectarse a un sistema o unidad VE.Bus, a un Multi, a un Quattro o a un inversor, o a un monitor de baterías BMV. Para conectarlo al BMV también necesitará un kit de conexión que debe comprarse separadamente como accesorio.

Uso avanzado: Seguimiento del histórico de datos
Llevando este sistema un paso más allá, todo lo que necesitará para consultar sus datos en línea será un navegador y una conexión a Internet. Sólo tendrá que crear una cuenta en el sitio web y añadir su(s) módem(s). A partir de ese momento podrá configurar la conexión GPRS, lo que le permitirá realizar seguimientos del histórico de datos de varios parámetros básicos, como las tensiones del sistema, los niveles de potencia y la información de su estado. Todos estos datos aparecen en forma de gráfico. Estos gráficos están disponibles a intervalos diarios, semanales y mensuales.

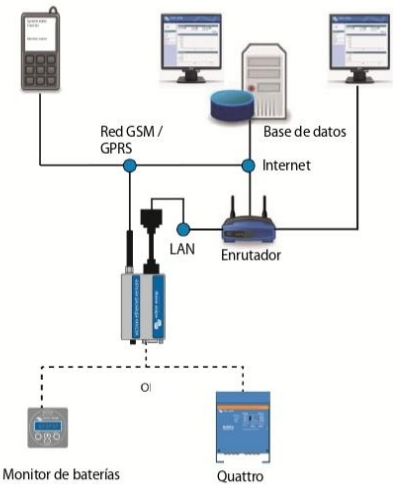
Victron Remote Management
Victron Remote Management es el nombre de un sistema que se compone del VGR y del sitio web de seguimiento.
Para ver el sistema: diríjase a https://vrm.victronenergy.com, y acceda mediante los datos siguientes.

Nombre de usuario: demo@victronenergy.com
Contraseña: vrmdemo

Victron Global Remote 2



Victron Ethernet Remote



	Victron Global Remote 2	Victron Ethernet Remote
Conexión en serie (Mk2.2 - incluída)	Para conectar unidades/sistemas VE.Bus Multi/Quattro/Inversores	
Conexión en serie (BMV-602 Datalink – no incluída)	Para conectar el monitor de baterías BMV-602	
	GENERAL	
Rango de tensión de la fuente de alimentación	5,5 a 32VDC	
Consumo eléctrico (máx.)	0,48A @ 5,5VDC	
Consumo eléctrico (conectado a una red GSM)	90mA a 12 VCC y 50mA a 24 VCC	
Temperatura de funcionamiento	-30° a 75° C. / -22° a 167° F.	
	CARCASA	
Dimensiones del módem VGR (alxanxp)	73 x 54,5 x 25,5 mm / 2,9 x 2,1 x 1 pulgadas	
Peso del módem VGR	89 gramos / 3,1 onzas	
Cuerpo	Aluminio	
Instalación	Dos bridas de montaje de aluminio	
	GSM / GPRS	
Uso de datos GPRS	Según el uso	
Conexión de antena	50 Ohm SMA	
	ACCESORIOS (TODOS INCLUIDOS)	
Antena GSM	incluída	incluída
Acoplamiento Ethernet	n.a.	incluída
Cable de batería	Con fusible	incluída
Cable en Y para conexiones en serie y para el IO Extender	incluída	incluída
Cable macho DB15 a hembra DB9	incluída	incluída
Interfaz MK2	incluída	incluída
	ACCESORIOS OPCIONALES (NO INCLUIDOS, A PEDIR POR SEPARADO)	
Kit de conexión entre Global Remote y BMV-60xS	Compatible	Compatible
VGR IO Extender	Compatible	No compatible
Global Remote Antenna	Compatible	Compatible

BMV-600S y 602S
Los BMV-600S y 602S son nuestros más recientes monitores de baterías de alta precisión. La principal función de un monitor de baterías es calcular los amperes/hora consumidos, así como el estado de carga de las mismas. El consumo de los amperes/hora se calcula sumando la corriente que entra o sale de la batería.

Kit de conexión entre Global Remote y BMV-60xS
Conjunto de cables necesarios para conectara el BMV-60xS y el Victon Global Remote. Enlace de datos para el BMV 60x2 incluido

Inversor/cargador MultiPlus
El MultiPlus reúne, en una sola carcasa compacta, un potente inversor sinusoidal, un sofisticado cargador de baterías con tecnología adaptable y un conmutador de transferencia de CA de alta velocidad.

Inversor Phoenix
Salida sinusoidal pura, alta potencia y alto rendimiento. La combinación tecnologías de alta frecuencia y frecuencia de línea garantizan lo mejor de ambos mundos.

Inversor/cargador Quattro
El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la red del pantalán o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

Global Remote Antenna
La Antena Global Remote es un accesorio opcional que sirve para mejorar la recepción del Victron Global Remote. La Antena Global Remote sustituye a la antena estándar que se incluye con el Global Remote. Se trata de una antena externa con una ganancia de 4dBi de uso estacionario. Se incluye un cable coaxial estándar de 5 metros de baja pérdida y un soporte de montaje en pared.

Especificaciones:

Frecuencia:	900 (2dBi) / 1800 y 1900-1990 y 1990-2200 y 2400Mhz
Polarización	vertical
Longitud de la antenna:	24cm
Diámetro de la antena:	1,8cm
Impedancia:	50 Ω
Conector:	Conector SMA-M

Ejemplo del gráfico disponible en https://vrm.victronenergy.com

Tenga en cuenta que no es posible combinar el Global Remote o el Ethernet Remote en un sistema VE.Bus con ninguno de los siguientes productos:

- Convertidor VE.Net a VE.Bus
- Panel Blue Power 2
- Panel Blue Power GX
- Interfaz VE.Bus a NMEA2000

SÍ pueden combinarse con el Digital Multi Control, el VE.Bus Multi Control o el Phoenix Inverter Control

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | The Netherlands
General phone: +31 (0)36 535 97 00 | Fax: +31 (0)36 535 97 40
E-mail: sales@victronenergy.com | **www.victronenergy.com**

7.0 Especificaciones técnicas

Parámetros eléctricos

	TS-MPPT-45-150V	TS-MPPT-60-150V
Voltaje nominal del sistema	12, 24, 36 o 48 Voltios de CC	
Corriente máxima de batería	45 Amp.	60 Amp.
Voltaje máximo de entrada solar	150 Voltios CC	
Rango de voltaje de batería	8 - 72 Voltios CC	
Potencia nominal máxima de entrada:		
12 Voltios	600 Watts	800 Watts
24 Voltios	1200 Watts	1600 Watts
48 Voltios	2400 Watts	3200 Watts
Precisión de voltaje	12 / 24 V: ≤ 0.1 % ± 50 mV 48 V: ≤ 0.1 % ± 100 mV	
Consumo propio	1,3 - 2,7 Voltios CC	
Protección contra picos transitorios	4500 Watts / conector	

Carga de batería

Algoritmo de carga	4 etapas
Etapas de carga	Principal, absorción, flotante, ecualización
Coeficiente de compensación de temperatura	-5 mV / °C / celda (25 °C de referencia)
Rango de compensación de temperatura	-30 °C a +80 °C
Calibraciones de compensación de temperatura	Absorción, flotante, ecualización, HVD

LED de estado de carga de batería

Indicación de LED	Estado de carga de batería
Verde intermitente con rapidez (2 o 3 veces por segundo)	Etapa de ecualización de carga
Verde intermitente (medio segundo sí, medio segundo no)	Etapa de carga de absorción
Verde intermitente lento (un segundo sí, un segundo no)	Etapa de carga flotante
Verde	13.3 Voltios ≤ V de batería
Verde / Amarillo	13 Voltios ≤ V de batería < 13.3 Voltios
Amarillo	12,7 Voltios ≤ V de batería < 13.0 Voltios
Amarillo y Rojo	12,0 Voltios ≤ V de batería < 12.7 Voltios
Rojo	V de batería < 12 Voltios

Características mecánicas

Dimensiones	(H) 291 mm / 11.44” (Ancho) 130 mm / 5.12” (Prof.) 142 mm / 5.58”
Peso del producto	4.14 kg / 9 libras y 2 onzas
Peso embalado (2 piezas y caja)	11.6 kg / 25 libras y 9 onzas
Terminal de potencia:	
Medida mínima de conductor	2.5 mm^2 / 14 AWG

NARADA 31 AGM 100Ah.

Narada

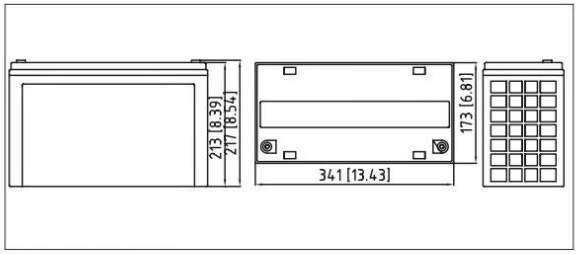
Soluciones para el almacenamiento de energía para un mundo exigente.

MILLENNIUM

Modelo: 31-AGM-100 Serie HR

La Serie HR de nuestras Baterías de AGM tipo VRLA son perfecta mente diseñadas para cualquier tipo de aplicación que requiera Altas Corrientes de descarga durante periodos cortos de tiempo.
En particular son ideales para aplicaciones de sistemas de UPS gracias a su optimizado diseño y sistema de sellado de poste patentado. Su caja hecha en material de alto impacto ABS y sus manijas flexibles aseguran una fácil y segura instalación sin ningún tipo de inconvenientes. Estas baterías están diseñadas para cumplir un estimado de 10 Años de vida útil.

Dimensiones - mm (inch)



Especificaciones

Modelo de Batería	HR12V370
Voltaje Nominal	12 V
Capacidad Nominal	370 vatios por celda en la tasa de 15 minutos a 1,67 voltios por celda @25°C(77°F)
Peso Típico	36kg
Resistencia interna	Aprox. 5.22mΩ
Rangos de temperatura	Operación (máximo): -40°C a 55°C(-40°F to 131°F) Operación (Recomendada): 15°C a 25°C(59°F to 77°F) Almacenamiento: -20°C a 40°C(-4°F to 104°F)
Voltaje de Flotación	2.27V/cell@25°C(77°F)
Máximo recomendado Carga límite de corriente	30A
Ecualiza y Ciclo de Servicio	2.35V~2.40V@25°C(77°F)
Autodescarga	Capacidad residual superior al 87% después de 90 días de almac. (25°C/77°F)
Terminal	M8 Female
Terminal par de hardware	10 ± 1. 0Nm
Contenedor de material	ABS（V0 opcional）

Características de descarga de corriente constante Unidades: Amperios (25°C, 77°F)

Fin de Tension Por Celda	5min	10min	15min	20min	30min	40min	50min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h
1.60V	418	297	210	184	128	96.9	79.1	66.5	38.6	26.0	21.1	17.7	15.2	11.6	9.63
1.67V	395	282	199	179	125	94.9	76.7	65.9	38.2	25.7	20.9	17.6	15.1	11.4	9.52
1.70V	384	272	193	175	123	93.0	75.2	65.2	37.9	25.5	20.8	17.4	15.0	11.3	9.46
1.75V	318	232	180	169	116	91.1	73.6	64.6	37.5	25.2	20.6	17.2	14.7	11.1	9.33
1.80V	274	211	167	157	110	89.1	72.9	62.0	36.8	24.8	19.9	16.6	14.5	11.0	9.04
1.85V	230	185	151	145	102	87.7	71.3	60.6	34.9	24.3	19.4	15.8	13.7	10.5	8.65
1.90V	185	142	128	116	89.8	72.7	62.0	54.9	33.1	22.4	17.4	14.6	12.4	9.82	8.06

Aprobación de la gestión de datos con energía constante Unidades: Watts por celda (25°C, 77°F)

Fin de Tension Por Celda	5min	10min	15min	20min	30min	40min	50min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h
1.60V	739	532	387	339	237	177	145	123	72.8	49.4	40.6	34.2	29.6	22.6	18.9
1.67V	705	511	370	334	235	175	143	123	72.4	49.2	40.2	34.2	29.4	22.3	18.8
1.70V	692	498	362	329	232	173	141	123	71.9	48.9	40.1	33.8	29.4	22.3	18.7
1.75V	582	431	336	320	221	171	139	123	72.8	49.3	40.1	33.7	29.0	22.0	18.6
1.80V	510	400	319	298	210	171	140	120	71.7	48.2	38.7	32.7	28.6	21.8	18.0
1.85V	437	354	290	280	196	169	138	118	68.1	47.6	38.3	31.3	27.1	20.9	17.3
1.90V	352	272	247	224	174	141	121	108	64.9	44.2	34.3	29.0	24.6	19.6	16.3

Distribuidor: Energías Limpias Telf: 3440303 / 095712891 correo electrónico: ventas@energiaslimpiasecuador.com

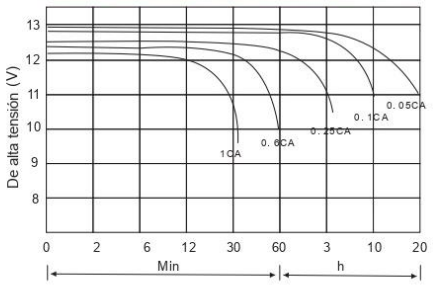
Narada

Soluciones para el almacenamiento de energía para un mundo exigente.

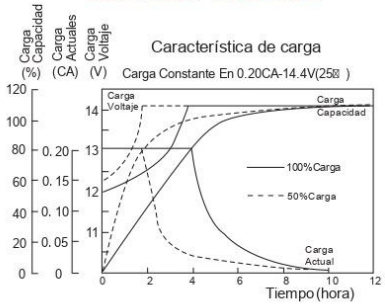
MILLENNIUM

Modelo: 31-AGM-100 Serie HR

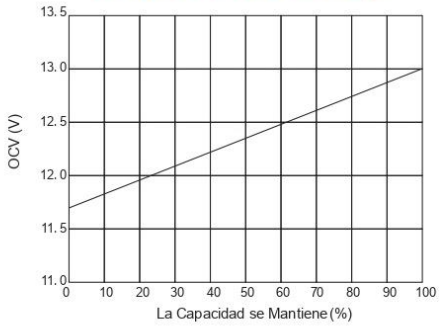
Terminal Tensión (V) vs. Tiempo de descarga (25ºC, 77ºF)



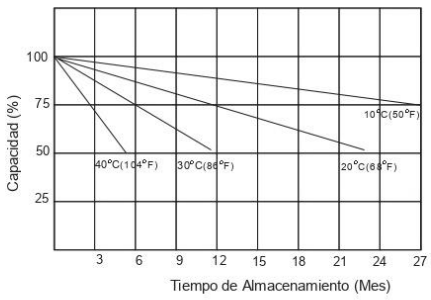
Batería Vs voltaje. Tiempo de carga



Relación de Vs OCV. Estado de carga



Capacidad de retención características



Los Procedimientos de Carga

Aplicación	Voltaje de Carga V/Cell)			Max. Corriente de Carga
	Temperatura	Punto de Ajuste	Gama Admisible	
Ciclo	25°C	2.40	2.35~2.45	25A
En Espera	25°C	2.27	2.23~2.27	

Aprobación de la Gestión Actual VS. Alta Tensión

Final Aprobación Voltaje V / cell	1.80	1.70	1.55	1.30
Aprobación de Corriente (A)	20A≥I	20A<I<50A	50A<I<100A	I>100A

Distribuidor: Energías Limpias Telf: 3440303 / 095712891 correo electrónico: ventas@energiaslimpiasecuador.com

ANEXO 2. DATOS METEOROLÓGICOS DEL 2016 AL 2020 POR TRIMESTRE.

Datos de la velocidad de viento promedio mínimo (m/s) desde el 2016 hasta el 2020.

Año	2016				2017				2018				2019				2020			
Trimestre	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
0	0,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,1	1,0	0,1	1,0	0,2	1,0	0,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,1	0,0	0,1
1	0,1	0,0	0,1	1,0	0,1	0,3	0,0	0,2	1,0	0,1	0,3	1,0	0,1	0,1	0,2	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1
2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	1,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,3	0,0	0,1	0,1
3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	1,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1
4	0,3	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,0
5	0,2	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	1,0	0,2	0,2	0,0
6	0,2	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	1,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0
7	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,1	0,2	0,0	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	0,2	0,3
8	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,2	0,2	0,0	0,1	0,2	0,1	1,0	0,1	0,2	0,1
9	0,2	0,0	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0	0,1	0,1	0,2	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1
10	0,1	0,0	1,0	1,0	0,3	0,0	1,0	0,3	1,0	0,1	1,0	0,1	1,0	0,1	1,0	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1
11	1,0	1,0	2,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,0	1,0	0,1	2,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,0	1,0	1,0	0,3	0,3
12	1,0	2,0	3,0	1,0	1,0	1,0	3,0	1,0	1,0	1,1	3,0	0,3	2,0	1,0	3,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,0
13	3,0	2,0	4,0	1,0	1,0	2,0	4,0	1,0	1,1	2,0	3,1	1,1	3,0	1,0	3,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0
14	2,0	2,1	3,0	2,0	2,1	1,0	3,0	3,0	3,0	2,0	3,0	2,0	3,0	2,1	3,0	1,0	1,1	2,0	3,0	2,0
15	3,0	3,1	4,0	2,1	3,0	2,0	4,0	3,0	4,0	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,0	3,0	3,0	2,0	3,0
16	3,1	3,0	4,0	3,0	3,0	3,0	4,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	3,1	2,0	3,0	2,0	2,2	3,1
17	3,0	3,0	3,0	3,0	1,0	3,1	3,0	3,0	3,0	1,0	3,0	3,0	3,0	2,1	3,0	2,1	3,0	2,0	2,0	2,1
18	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0	1,2	3,0	3,0	2,0	2,0	3,0	2,0	2,0	2,0	2,0	3,0
19	3,0	2,0	2,0	3,0	2,0	1,0	3,0	2,0	3,0	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	2,1	2,0	2,0	2,0
20	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	2,0	2,0	2,0	1,0	2,0	2,0	1,0	1,1	2,0	2,0	2,1	1,0	1,0	2,0
21	1,1	1,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0
22	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	0,1	1,0
23	1,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,1	1,0	0,0

Datos de la radiación promedio mínimo (W/m²) desde el 2016 hasta el 2020.

Año	2016				2017				2018				2019				2020			
Trimestre	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,7	0,0	2,0	6,0	2,0	1,0	2,0	7,0	0,0	3,0	2,4	7,8	2,9	2,0	1,4	4,2	1,0	1,5	1,1	6,7
8	100,1	100,0	25,0	100,0	11,0	0,0	22,0	102,0	100,0	31,5	27,2	101,9	101,4	28,4	9,4	100,1	100,3	23,0	22,4	100,8
9	204,4	200,0	209,0	306,0	200,0	208,0	103,0	200,0	200,0	203,3	103,7	203,7	200,6	102,4	102,0	201,6	201,0	200,6	102,0	204,3
10	702,6	306,0	307,0	800,0	702,0	401,0	207,0	704,0	403,0	203,2	204,5	500,9	306,8	200,5	300,9	411,4	304,9	404,7	212,3	301,3
11	400,5	404,0	404,0	909,0	917,0	500,0	805,0	902,0	900,0	414,5	305,1	902,6	509,9	400,8	805,7	505,2	802,5	501,5	305,3	912,6
12	423,6	601,0	402,0	1006,0	1007,0	420,0	913,0	1000,0	1001,0	415,8	503,6	506,6	403,9	415,4	403,7	712,6	908,5	403,5	403,0	603,4
13	516,2	404,0	504,0	1006,0	1006,0	912,0	407,0	1007,0	813,0	408,8	401,2	1009,2	500,6	504,7	325,0	901,8	962,1	422,3	505,2	1002,9
14	503,3	501,0	414,0	511,0	500,0	504,0	415,0	804,0	902,0	301,1	404,5	419,1	600,9	407,0	220,1	903,4	604,1	400,5	503,9	517,6
15	504,2	305,0	305,0	601,0	405,0	307,0	309,0	809,0	309,0	400,5	400,2	508,8	400,2	301,6	205,0	404,0	701,6	400,8	505,6	202,5
16	405,0	312,0	400,0	405,0	211,0	312,0	202,0	406,0	213,0	204,1	202,1	307,1	504,9	302,2	205,8	300,4	303,3	105,9	103,2	203,9
17	101,0	101,0	101,0	202,0	101,0	100,0	100,0	100,0	106,0	103,6	104,9	6,5	101,4	100,6	101,1	104,9	103,8	100,9	102,4	104,3
18	3,8	0,0	4,0	5,0	3,0	7,0	4,0	3,0	0,0	6,4	6,1	2,5	4,5	5,9	7,1	2,6	16,8	6,0	3,5	4,8
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Datos de la Temperatura promedio (°C) desde el 2016 hasta el 2020.

Año	2016				2017				2018				2019				2020			
Trimestre	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
0	15,1	13,5	12,6	13,3	13,6	13,5	12,5	13,5	14,3	13,3	13,0	14,0	14,5	13,6	12,6	13,6	14,5	13,6	12,6	12,9
1	14,7	13,2	12,2	12,9	13,3	13,2	11,9	13,1	13,9	12,9	12,4	13,6	14,2	13,1	12,2	13,3	14,2	13,1	12,0	12,5
2	14,3	12,9	11,7	12,5	13,0	12,8	11,4	12,8	13,6	12,6	11,9	13,3	13,8	12,8	11,7	13,0	13,8	12,7	11,7	12,1
3	14,0	12,6	11,3	12,1	12,7	12,4	11,0	12,4	13,2	12,3	11,5	12,9	13,5	12,5	11,4	12,7	13,5	12,4	11,3	11,8
4	13,7	12,4	11,0	11,8	12,5	12,2	10,7	12,1	12,9	12,1	11,2	12,6	13,2	12,3	11,0	12,5	13,3	12,1	10,9	11,5
5	13,5	12,2	10,7	11,5	12,3	12,0	10,3	11,8	12,7	11,9	10,9	12,4	13,0	12,1	10,7	12,3	13,0	11,9	10,6	11,2
6	13,3	12,1	10,5	11,2	12,2	11,9	10,1	11,6	12,4	11,7	10,6	12,2	12,8	11,9	10,5	12,2	12,7	11,8	10,4	10,9
7	13,3	12,0	10,5	11,4	12,1	11,9	10,1	11,7	12,4	11,8	10,9	12,6	12,8	11,9	10,4	12,2	12,6	11,7	10,4	11,0
8	14,0	13,0	11,5	12,7	12,8	12,6	11,0	12,8	13,7	12,9	12,5	14,2	13,5	12,5	11,4	13,1	13,3	12,4	11,1	12,2
9	15,4	14,2	13,2	14,7	14,2	14,1	12,7	14,5	15,7	14,7	14,3	16,1	14,8	13,9	13,0	14,7	14,8	13,7	12,5	14,0
10	17,2	15,7	15,2	16,6	15,9	15,8	14,7	16,5	17,5	16,3	16,0	18,1	16,6	15,7	14,8	16,3	16,7	15,4	14,4	15,9
11	18,8	17,1	16,6	18,4	17,4	17,3	16,3	18,3	19,0	17,6	17,4	19,7	18,1	17,1	16,2	18,0	18,2	17,2	16,1	17,6
12	20,0	18,3	17,6	20,0	18,8	18,5	17,5	19,7	20,2	18,6	18,3	21,0	19,4	18,3	17,2	19,3	19,5	18,4	17,5	19,0
13	20,9	19,1	18,3	21,0	19,4	19,2	18,1	20,8	21,0	19,2	19,0	22,0	20,1	18,9	17,9	20,1	20,4	19,2	18,4	19,9
14	21,4	19,4	18,5	21,5	19,5	19,6	18,4	21,2	21,4	19,3	19,4	22,1	20,3	19,2	18,2	20,4	20,8	19,6	18,9	20,0
15	21,1	19,5	18,7	21,2	18,9	19,6	18,7	20,8	21,0	19,3	19,5	21,8	20,0	19,2	18,2	20,3	20,6	19,6	18,8	19,7
16	20,5	18,9	18,5	20,2	17,9	19,3	18,5	19,6	20,4	18,8	19,2	20,7	19,5	18,9	17,9	19,5	19,9	19,1	18,4	18,8
17	19,6	18,1	17,9	18,8	17,3	18,3	17,8	18,4	19,3	18,3	18,5	19,3	18,7	18,2	17,4	18,3	19,0	18,4	17,8	17,8
18	18,6	17,1	17,1	17,2	16,6	17,3	17,0	17,2	18,1	17,3	17,5	17,9	17,9	17,3	16,6	17,0	18,1	17,6	16,9	16,6
19	17,4	16,0	16,0	15,9	15,7	16,2	15,9	16,1	17,1	16,2	16,4	16,6	16,9	16,3	15,7	15,9	17,0	16,5	15,8	15,6
20	16,7	15,3	15,1	15,1	15,1	15,5	15,0	15,3	16,2	15,4	15,4	15,6	16,2	15,5	14,9	15,2	16,2	15,7	15,0	14,9
21	16,2	14,8	14,4	14,6	14,6	14,9	14,3	14,8	15,6	14,7	14,7	15,1	15,7	14,9	14,2	14,7	15,7	15,1	14,3	14,4
22	15,8	14,4	13,8	14,2	14,3	14,4	13,7	14,3	15,1	14,2	14,1	14,7	15,3	14,4	13,7	14,3	15,3	14,6	13,7	13,9
23	15,5	13,9	13,2	13,8	13,9	13,9	13,1	13,9	14,7	13,8	13,5	14,4	14,9	14,0	13,2	14,0	14,9	14,0	13,1	13,3

Datos estimados de radiación (W/m²), velocidad viento y temperatura promedios desde el 2016 hasta el 2020

Año	Radiación solar				Velocidad viento				Temperatura			
Trimestre	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,605	0,476	0,817	0,459	14,46	13,50	12,74	13,50
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,318	0,118	0,122	0,466	14,08	13,06	12,21	13,12
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,142	0,056	0,081	0,459	13,73	12,71	11,78	12,76
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,317	0,047	0,087	0,146	13,41	12,41	11,39	12,43
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,310	0,088	0,162	0,065	13,15	12,16	11,04	12,18
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,318	0,120	0,149	0,066	12,90	11,96	10,73	11,95
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,297	0,100	0,139	0,051	12,64	11,79	10,49	11,75
7	0,23	1,49	1,48	4,61	0,092	0,126	0,120	0,138	12,61	11,82	10,55	11,93
8	100,44	27,64	24,16	100,97	0,242	0,069	0,171	0,110	13,48	12,61	11,64	13,16
9	201,20	168,77	102,68	202,39	0,281	0,059	0,152	0,156	15,11	14,09	13,23	14,90
10	305,88	269,47	207,95	301,27	0,494	0,053	0,861	0,335	16,90	15,81	15,04	16,76
11	873,2	438,94	305,19	906,55	1,000	0,820	1,662	0,852	18,44	17,32	16,58	18,41
12	972,18	411,56	402,89	1003,00	1,209	1,220	2,803	0,862	19,69	18,42	17,67	19,75
13	927,03	445,25	504,59	1006,30	2,040	1,809	3,223	1,219	20,50	19,12	18,42	20,63
14	602,50	369,55	411,17	514,32	2,258	1,843	3,011	2,020	20,83	19,39	18,84	20,84
15	402,59	367,63	307,00	303,77	3,200	2,432	3,224	2,831	20,56	19,40	18,84	20,57
16	212,00	204,07	203,29	303,77	2,817	2,608	3,267	2,619	19,93	18,92	18,49	19,66
17	101,79	101,71	101,86	103,08	2,602	2,254	2,812	2,628	19,00	18,28	17,88	18,42
18	3,7	6,12	3,84	4,28	2,408	2,250	2,805	2,802	18,02	17,40	17,03	17,16
19	0,00	0,09	0,21	0,03	2,423	1,825	2,223	2,003	17,02	16,33	15,95	16,01
20	0,00	0,00	0,00	0,00	1,817	1,214	1,811	2,011	16,21	15,55	15,09	15,21
21	0,00	0,00	0,00	0,00	1,028	1,009	1,416	1,009	15,68	14,92	14,42	14,70
22	0,00	0,00	0,00	0,00	1,002	0,841	0,816	1,023	15,26	14,40	13,81	14,28
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,802	0,445	1,003	0,817	14,84	13,93	13,28	13,90

- **Error medio cuadrático de la aproximación polinómica.**

El error cuadrático medio (RMSE) mide la cantidad de error que hay entre dos conjuntos de datos. En otras palabras, compara un valor predicho y un valor observado o conocido.

$$\boldsymbol{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(\boldsymbol{P_i} - \boldsymbol{Q_i})^2}{\boldsymbol{n}}}$$

Donde:

N Numero de muestras.
Pi Valor real
Qi Valor calculado.

La tabla siguiente muestra el porcentaje de error de los valores dados por el fabricante del micro aerogenerador contra los valores calculados por la ecuación polinómica de sexto orden además del error medio cuadrático.

Velocidad [m/s]	Potencia [W]	P. Calculada [W]	Error %	RMSE
2	0	1,55	-	2,40
3	18	13,86	23,01%	17,16
5	41	46,51	13,44%	30,36
7	154	158,13	2,68%	17,09
8	250	236,37	5,45%	185,73
10	373	405,11	8,61%	1031,05
11	500	487,51	2,50%	156,03
12	520	567,08	9,05%	2216,56
12,5	600	605,87	0,98%	34,46
15	700	774,96	10,71%	5619,00
			RMSE	**30,5120434**

ANEXO 3. CALCULO DE LA GENERACIÓN POR MODELO.

- **Cálculo de potencia de generación y almacenamiento.**

- **Calculo de Potencia eólica.**

Con la ecuación de aproximación a la curva de potencia del aerogenerador y una velocidad se procede al calcula de la potencia.

$$P = -0.0017v^6 + 0.0942v^5 - 2.0597v^4 + 21.946v^3 - 110.78v^2 + 264.37v - 229.59 \ [W]$$

Velocidad de 3.2 m/s:

$$P = -0.0017(3.2)^6 + 0.0942(3.2)^5 - 2.0597(3.2)^4 + 21.946(3.2)^3 - 110.78(3.2)^2 + 264.37(3.2) - 229.59$$

$$P = 10.941 \ [W]$$

$$Potencia\ real = Potencia * eficiencia\ del\ microaerogenerador \ [W]$$

$$Potencia\ real = 10.941 * 92\% \ [W]$$

$$\boldsymbol{Potencia\ real = 10.07 \ [W]}$$

- **Calculo de la potencia solar.**

· Calculo de la potencia de los paneles monocristalinos.

Ei 0,32 w/m²

Ein 1000 w/m²

TCv -0,35

Tcel 12,26 °C

$$V_{ocn} = \frac{E_i}{E_{in}} * TC_v * (T_{cel} - T_{nominal}) + V_{max} - (V_{max} - V_{min}) * e^{\frac{E_i}{E_{in}} * \ln\left(\frac{V_{max} - V_{oc}}{V_{max} - V_{min}}\right)}$$

$$V_{ocn} = \frac{0,32}{1000} * -0,35 * (12,26 - 25) + (1.03 * 22,6) - (1.03 * 22,6 - 0.8 * 22,6) * e^{\frac{0,32}{1000} * \ln\left(\frac{(1.03*22,6)-(22,6)}{(1.03*22,6)-(0.8*22,6)}\right)}$$

$$\boldsymbol{V_{ocn} = 19,21\ V}$$

$$I_{scn} = \frac{E_i}{E_{in}} * (I_{sc} + TC_i * (T_{cel} - T_{nominal}))$$

$$I_{scn} = \frac{0{,}32}{1000} * (8{,}88 + 0{,}06 * (12{,}26 - 25))$$

$$I_{scn} = 0{,}0026 \text{ A}$$

$$I_{mpp} = I_{sc} * \left(\frac{1 - b + b * e^{-\frac{1}{b}}}{1 - e^{-\frac{1}{b}}} \right)$$

$$I_{mpp} = 0{,}0026 * \left(\frac{1 - 0{,}0672 + 0{,}0672 * e^{-\frac{1}{0{,}0672}}}{1 - e^{-\frac{1}{0{,}0672}}} \right)$$

$$I_{mpp} = 0{,}002 \text{ A}$$

$$V_{mpp} = V_{ocn} + b * V_{ocn} * \ln\left(b - b * e^{-\frac{1}{b}}\right)$$

$$V_{mpp} = 19{,}21 + 0{,}0672 * 19{,}21 * \ln\left(0{,}0672 - 0{,}0672 * e^{-\frac{1}{0{,}0672}}\right)$$

$$V_{mpp} = 15{,}73 \text{ V}$$

$$P = 3 * I_{mpp} * V_{mpp} \quad [W]$$

$$P = 3 * 0{,}002 * 15{,}73$$

$$\boldsymbol{P = 0,11} \quad \textbf{[W]}$$

$$Potencia\ real = P * Eficiencia\ del\ inversor$$

$$Potencia\ real = 0{,}11 * 89\%$$

$$\boldsymbol{Potencia\ real = 0,0979\ [W]}$$

- **Calculo del banco de baterías.**

$$\text{Energia paneles Monocristalinos} = \frac{\text{Energia real}}{\text{Eficiencia de la bateria}} \quad Wh/dia$$

$$\text{Energia paneles Monocristalinos} = \frac{810{,}80}{87\%} \quad \frac{Wh}{dia}$$

$$\textbf{Energia paneles Monocristalinos} = \boldsymbol{1903,99} \quad \boldsymbol{\frac{Wh}{dia}}$$

$$\text{Capacidad de baterias} = \frac{\text{Energia}_{\text{Monocristalinos}}}{\text{V}_{\text{Sistema}}} \quad Ah$$

$$\text{Capacidad de baterias} = \frac{1903.99}{12} \quad Ah$$

$$\mathbf{Capacidad\ de\ baterias} = \mathbf{184.65} \quad \boldsymbol{Ah}$$

$$\text{Capacidad real de baterias} = \frac{\text{Capacidad de baterias}}{\text{Profundidad de descarga}} \quad \text{Ah}$$

$$\text{Capacidad real de baterias} = \frac{184.65}{80\%} \quad \text{Ah}$$

$$\mathbf{Capacidad\ real\ de\ baterias} = \mathbf{230.81} \quad \mathbf{Ah}$$

$$\text{Baterias}_{\text{Serie}} = \frac{\text{V}_{\text{sistema}}}{\text{V}_{\text{bateria}}}$$

$$\text{Baterias}_{\text{Serie}} = \frac{12}{12}$$

$$\mathbf{Baterias_{Serie}} = \mathbf{1}$$

$$\text{Baterias}_{\text{Paralelo}} = \frac{Capacidad\ real\ de\ la\ baterias}{\text{Bateria seleccionada}}$$

$$\text{Baterias}_{\text{Serie}} = \frac{230.81}{100}$$

$$\mathbf{Baterias_{Serie}} = \mathbf{2.3}$$

- **Valores de generación por trimestre**

- Generación Primer modelo.

Primer Trimestre – Primer Modelo						
Tiempo [Horas]	**Potencia Solar [W]**	**Potencia Eólica [W]**	**Potencia Energía Renovable [W]**	**Potencia Requerida [W]**	**% de Potencia Cubierta**	**Déficit de potencia [W]**
0	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
6	0,00	0,00	0,00	2766	0,00%	-2766,00
7	0,15	0,00	0,15	2766	0,01%	-2765,85
8	68,38	0,00	68,38	2766	2,47%	-2697,62
9	144,09	0,00	144,09	2766	5,21%	-2621,91
10	228,25	0,00	228,25	2766	8,25%	-2537,75
11	737,49	0,00	737,49	2766	26,66%	-2028,51
12	825,13	0,00	825,13	2766	29,83%	-1940,87
13	777,43	2,28	779,71	2766	28,19%	-1986,29
14	480,91	6,18	487,10	2766	17,61%	-2278,90
15	308,79	13,30	322,09	2766	11,64%	-2443,91
16	154,13	11,39	165,51	2766	5,98%	-2600,49
17	70,88	9,95	80,83	3066	2,64%	-2985,17
18	2,48	8,12	10,60	3066	0,35%	-3055,40
19	0,00	8,29	8,29	3066	0,27%	-3057,71
20	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
21	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
22	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
22,5	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
23	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00

Segundo Trimestre – Primer Modelo

Tiempo [Horas]	Potencia Solar [W]	Potencia Eólica [W]	Potencia Energía Renovable [W]	Potencia Requerida [W]	% de Potencia Cubierta	Déficit de potencia [W]
0	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
6	0,00	0,00	0,00	2766	0,00%	-2766,00
7	0,95	0,00	0,95	2766	0,03%	-2765,05
8	18,03	0,00	18,03	2766	0,65%	-2747,97
9	118,93	0,00	118,93	2766	4,30%	-2647,07
10	198,37	0,00	198,37	2766	7,17%	-2567,63
11	340,59	0,00	340,59	2766	12,31%	-2425,41
12	316,78	0,00	316,78	2766	11,45%	-2449,22
13	345,37	0,00	345,37	2766	12,49%	-2420,63
14	281,25	0,00	281,25	2766	10,17%	-2484,75
15	279,65	8,39	288,04	2766	10,41%	-2477,96
16	147,75	10,00	157,75	2766	5,70%	-2608,25
17	70,67	6,14	76,81	3066	2,51%	-2989,19
18	4,05	6,07	10,12	3066	0,33%	-3055,88
19	0,06	0,00	0,06	3066	0,00%	-3065,94
20	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
21	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
22	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
22,5	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
23	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00

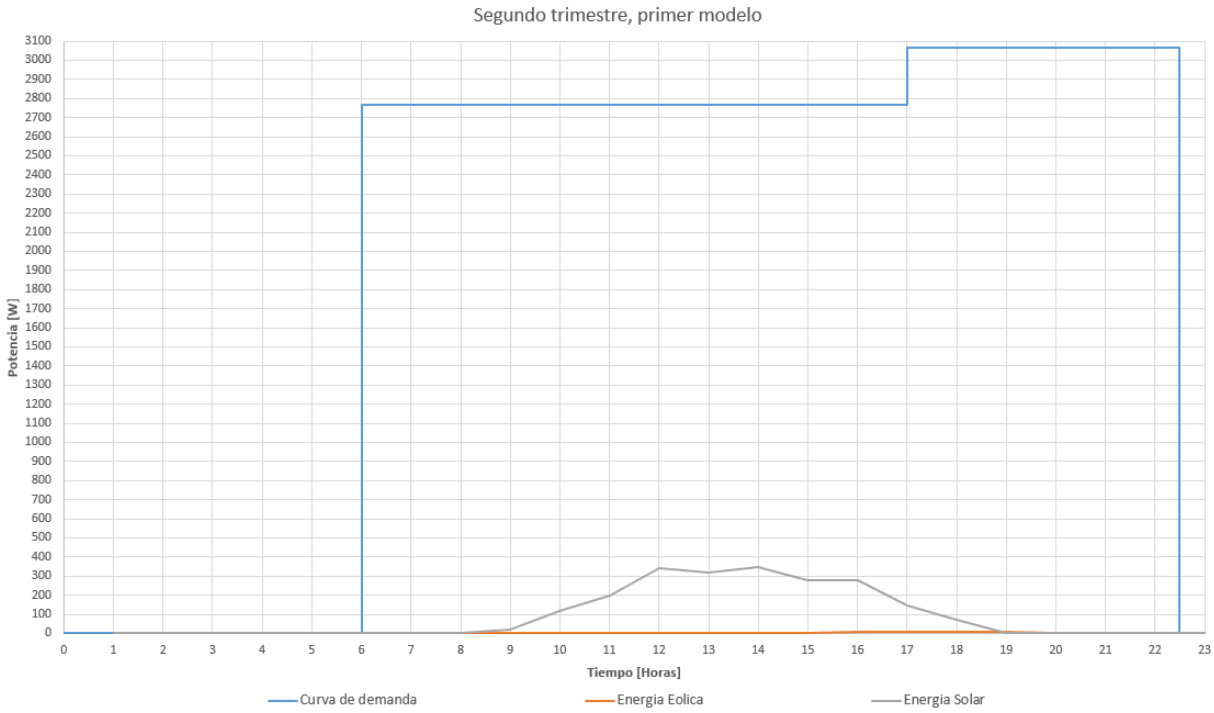
Tercer Trimestre – Primer Modelo

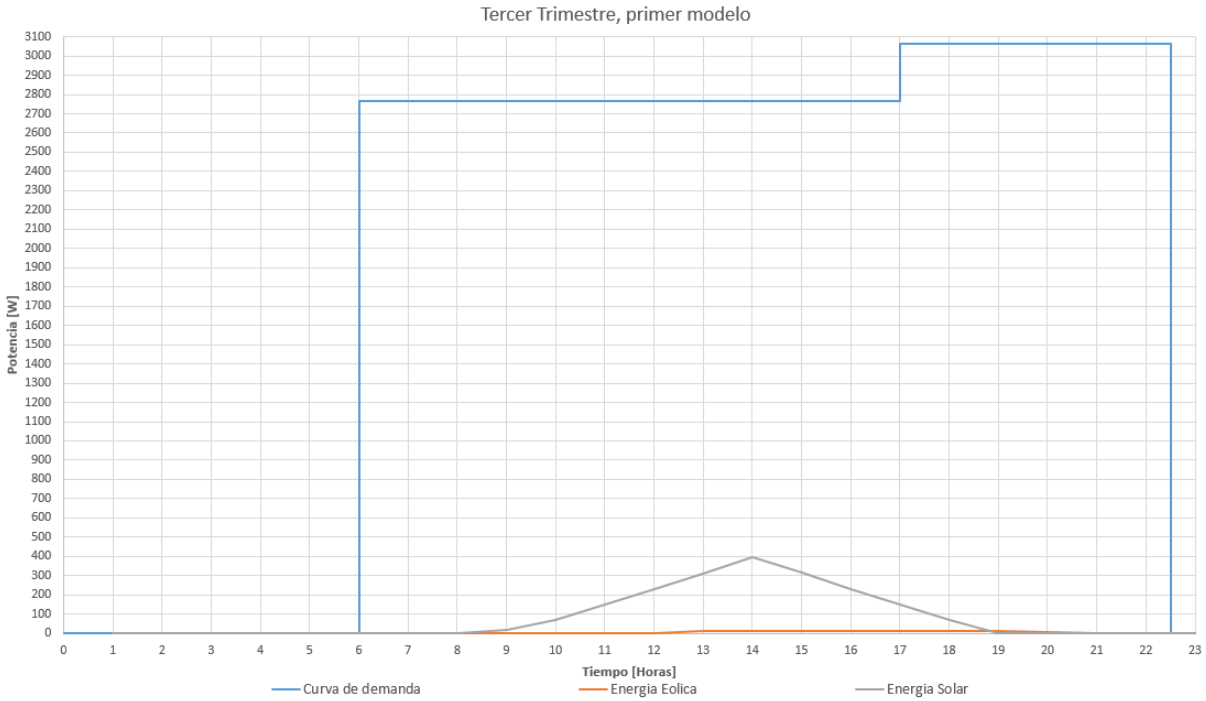
Tiempo [Horas]	Potencia Solar [W]	Potencia Eólica [W]	Potencia Energía Renovable [W]	Potencia Requerida [W]	% de Potencia Cubierta	Déficit de potencia [W]
0	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
6	0,00	0,00	0,00	2766	0,00%	-2766,00
7	0,94	0,00	0,94	2766	0,03%	-2765,06
8	15,63	0,00	15,63	2766	0,56%	-2750,37
9	69,90	0,00	69,90	2766	2,53%	-2696,10
10	149,34	0,00	149,34	2766	5,40%	-2616,66
11	227,64	0,00	227,64	2766	8,23%	-2538,36
12	309,53	11,31	320,84	2766	11,60%	-2445,16
13	397,38	13,41	410,79	2766	14,85%	-2355,21
14	316,39	12,39	328,78	2766	11,89%	-2437,22
15	229,58	13,42	242,99	2766	8,79%	-2523,01
16	146,98	13,64	160,61	2766	5,81%	-2605,39
17	70,68	11,36	82,04	3066	2,68%	-2983,96
18	2,54	11,31	13,85	3066	0,45%	-3052,15
19	0,14	5,66	5,80	3066	0,19%	-3060,20
20	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
21	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
22	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
22,5	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
23	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00

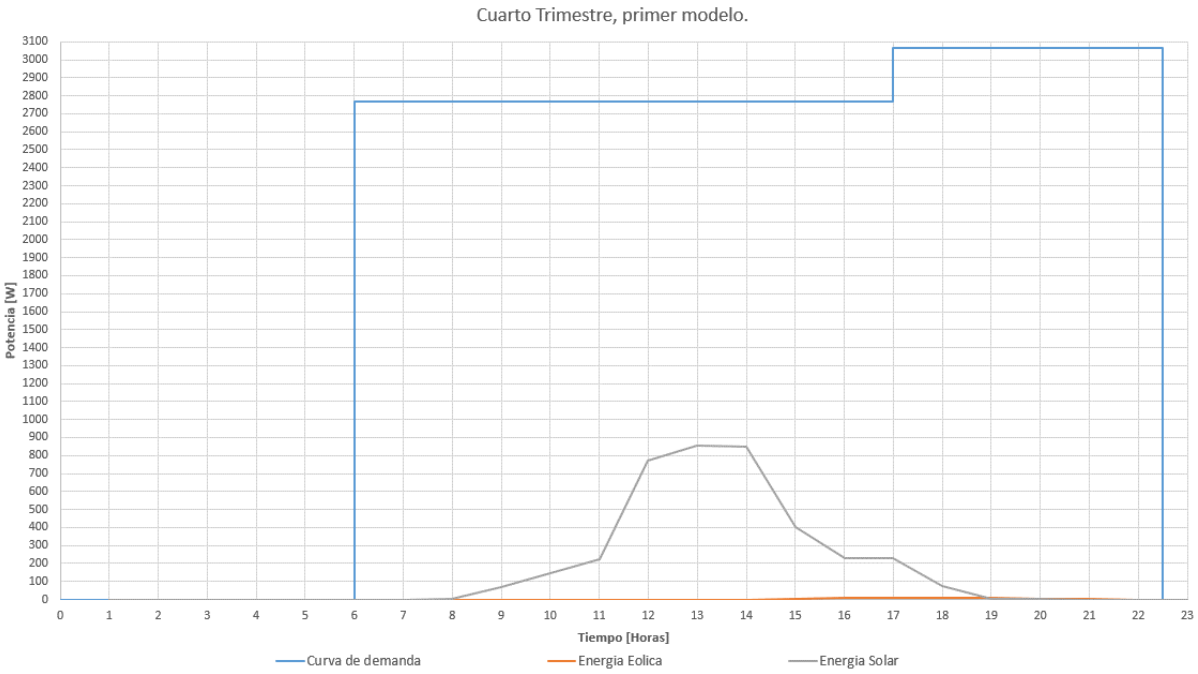
Cuarto Trimestre – Primer Modelo

Tiempo [Horas]	Potencia Solar [W]	Potencia Eólica [W]	Potencia Energía Renovable [W]	Potencia Requerida [W]	% de Potencia Cubierta	Déficit de potencia [W]
0	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00
6	0,00	0,00	0,00	2766	0,00%	-2766,00
7	2,95	0,00	2,95	2766	0,11%	-2763,05
8	68,64	0,00	68,64	2766	2,48%	-2697,36
9	144,94	0,00	144,94	2766	5,24%	-2621,06
10	224,46	0,00	224,46	2766	8,12%	-2541,54
11	769,13	0,00	769,13	2766	27,81%	-1996,87
12	853,02	0,00	853,02	2766	30,84%	-1912,98
13	849,06	0,00	849,06	2766	30,70%	-1916,94
14	403,53	1,84	405,37	2766	14,66%	-2360,63
15	227,31	11,46	238,77	2766	8,63%	-2527,23
16	227,13	10,08	237,22	2766	8,58%	-2528,78
17	71,74	10,15	81,89	3066	2,67%	-2984,11
18	2,83	11,30	14,12	3066	0,46%	-3051,88
19	0,02	1,45	1,47	3066	0,05%	-3064,53
20	0,00	1,63	1,63	3066	0,05%	-3064,37
21	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
22	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
22,5	0,00	0,00	0,00	3066	0,00%	-3066,00
23	0,00	0,00	0,00	0	100,00%	0,00

Energía de las fuentes renovable vs la demanda de los pasillos, segundo, tercer y cuarto trimestre.






Cuarto Trimestre, primer modelo.
Potencia [W]
Tiempo [Horas]
Curva de demanda
Energia Eolica
Energia Solar

- Generación Segundo Modelo.

Primer Trimestre – Segundo Modelo									
Tiempo [Horas]	**Potencia Solar [W]**	**Potencia Eólica [W]**	**Potencia Energía Renovable [W]**	**Potencia Requerida [W]**	**P. Red convencional [W]**	**Potencia Total [W]**	**% de Potencia Cubierta**	**Déficit de potencia [W]**	**% Compra red convencional**
0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
1	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
2	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
3	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
4	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
5	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
6	0,00	0,00	0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	0,00	100,00%
7	0,15	0,00	0,15	2766	2765,85	2766,00	100,00%	0,00	99,99%
8	68,38	0,00	68,38	2766	2697,62	2766,00	100,00%	0,00	97,53%
9	144,09	0,00	144,09	2766	2621,91	2766,00	100,00%	0,00	94,79%
10	228,25	0,00	228,25	2766	2537,75	2766,00	100,00%	0,00	91,75%
11	737,49	0,00	737,49	2766	2028,51	2766,00	100,00%	0,00	73,34%
12	825,13	0,00	825,13	2766	1940,87	2766,00	100,00%	0,00	70,17%
13	777,43	2,28	779,71	2766	1986,29	2766,00	100,00%	0,00	71,81%
14	480,91	6,18	487,10	2766	2278,90	2766,00	100,00%	0,00	82,39%
15	308,79	13,30	322,09	2766	2443,91	2766,00	100,00%	0,00	88,36%
16	154,13	11,39	165,51	2766	2600,49	2766,00	100,00%	0,00	94,02%
17	70,88	9,95	80,83	3066	2985,17	3066,00	100,00%	0,00	97,36%
18	2,48	8,12	10,60	3066	3055,40	3066,00	100,00%	0,00	99,65%
19	0,00	8,29	8,29	3066	3057,71	3066,00	100,00%	0,00	99,73%
20	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
21	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
22	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
22,5	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
23	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%

Segundo Trimestre – Segundo Modelo

Tiempo [Horas]	Potencia Solar [W]	Potencia Eólica [W]	Potencia Energía Renovable [W]	Potencia Requerida [W]	P. Red convencional [W]	Potencia Total [W]	% de Potencia Cubierta	Déficit de potencia [W]	% Compra red convencional
0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
1	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
2	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
3	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
4	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
5	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
6	0,00	0,00	0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	0,00	100,00%
7	0,95	0,00	0,95	2766	2765,05	2766,00	100,00%	0,00	99,97%
8	18,03	0,00	18,03	2766	2747,97	2766,00	100,00%	0,00	99,35%
9	118,93	0,00	118,93	2766	2647,07	2766,00	100,00%	0,00	95,70%
10	198,37	0,00	198,37	2766	2567,63	2766,00	100,00%	0,00	92,83%
11	340,59	0,00	340,59	2766	2425,41	2766,00	100,00%	0,00	87,69%
12	316,78	0,00	316,78	2766	2449,22	2766,00	100,00%	0,00	88,55%
13	345,37	0,00	345,37	2766	2420,63	2766,00	100,00%	0,00	87,51%
14	281,25	0,00	281,25	2766	2484,75	2766,00	100,00%	0,00	89,83%
15	279,65	8,39	288,04	2766	2477,96	2766,00	100,00%	0,00	89,59%
16	147,75	10,00	157,75	2766	2608,25	2766,00	100,00%	0,00	94,30%
17	70,67	6,14	76,81	3066	2989,19	3066,00	100,00%	0,00	97,49%
18	4,05	6,07	10,12	3066	3055,88	3066,00	100,00%	0,00	99,67%
19	0,06	0,00	0,06	3066	3065,94	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
20	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
21	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
22	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
22,5	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
23	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%

Tercer Trimestre – Segundo Modelo

Tiempo [Horas]	Potencia Solar [W]	Potencia Eólica [W]	Potencia Energía Renovable [W]	Potencia Requerida [W]	P. Red convencional [W]	Potencia Total [W]	% de Potencia Cubierta	Déficit de potencia [W]	% Compra red convencional
0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
1	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
2	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
3	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
4	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
5	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
6	0,00	0,00	0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	0,00	100,00%
7	0,94	0,00	0,94	2766	2765,06	2766,00	100,00%	0,00	99,97%
8	15,63	0,00	15,63	2766	2750,37	2766,00	100,00%	0,00	99,44%
9	69,90	0,00	69,90	2766	2696,10	2766,00	100,00%	0,00	97,47%
10	149,34	0,00	149,34	2766	2616,66	2766,00	100,00%	0,00	94,60%
11	227,64	0,00	227,64	2766	2538,36	2766,00	100,00%	0,00	91,77%
12	309,53	11,31	320,84	2766	2445,16	2766,00	100,00%	0,00	88,40%
13	397,38	13,41	410,79	2766	2355,21	2766,00	100,00%	0,00	85,15%
14	316,39	12,39	328,78	2766	2437,22	2766,00	100,00%	0,00	88,11%
15	229,58	13,42	242,99	2766	2523,01	2766,00	100,00%	0,00	91,21%
16	146,98	13,64	160,61	2766	2605,39	2766,00	100,00%	0,00	94,19%
17	70,68	11,36	82,04	3066	2983,96	3066,00	100,00%	0,00	97,32%
18	2,54	11,31	13,85	3066	3052,15	3066,00	100,00%	0,00	99,55%
19	0,14	5,66	5,80	3066	3060,20	3066,00	100,00%	0,00	99,81%
20	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
21	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
22	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
22,5	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
23	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%

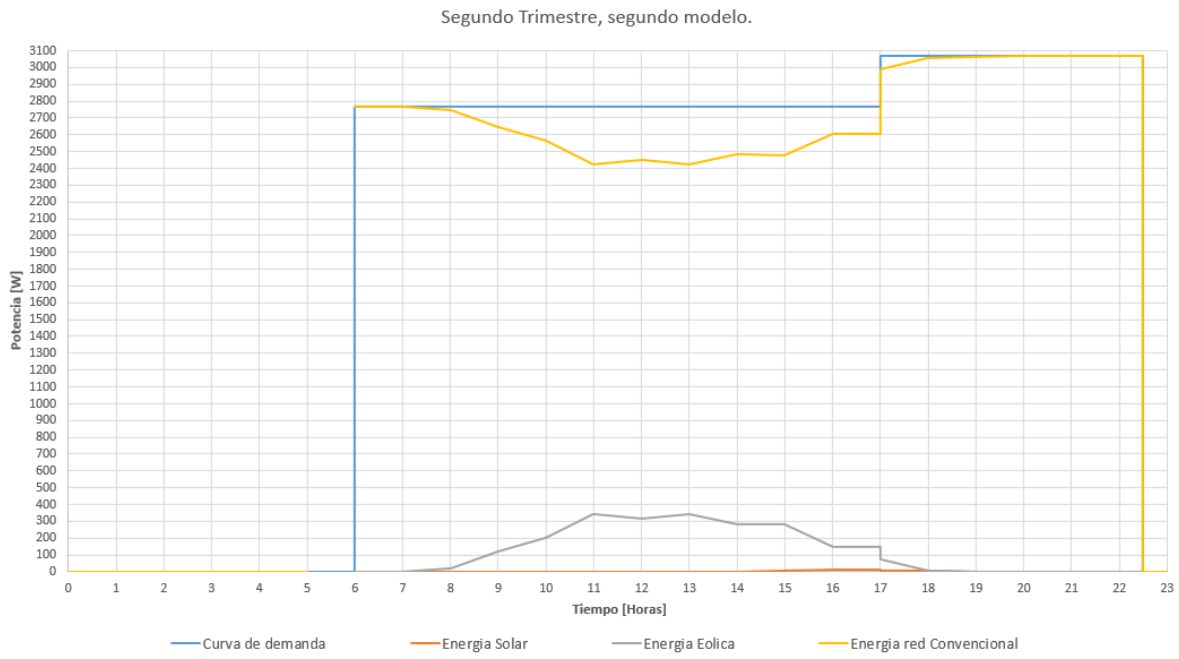
Cuarto Trimestre – Segundo Modelo

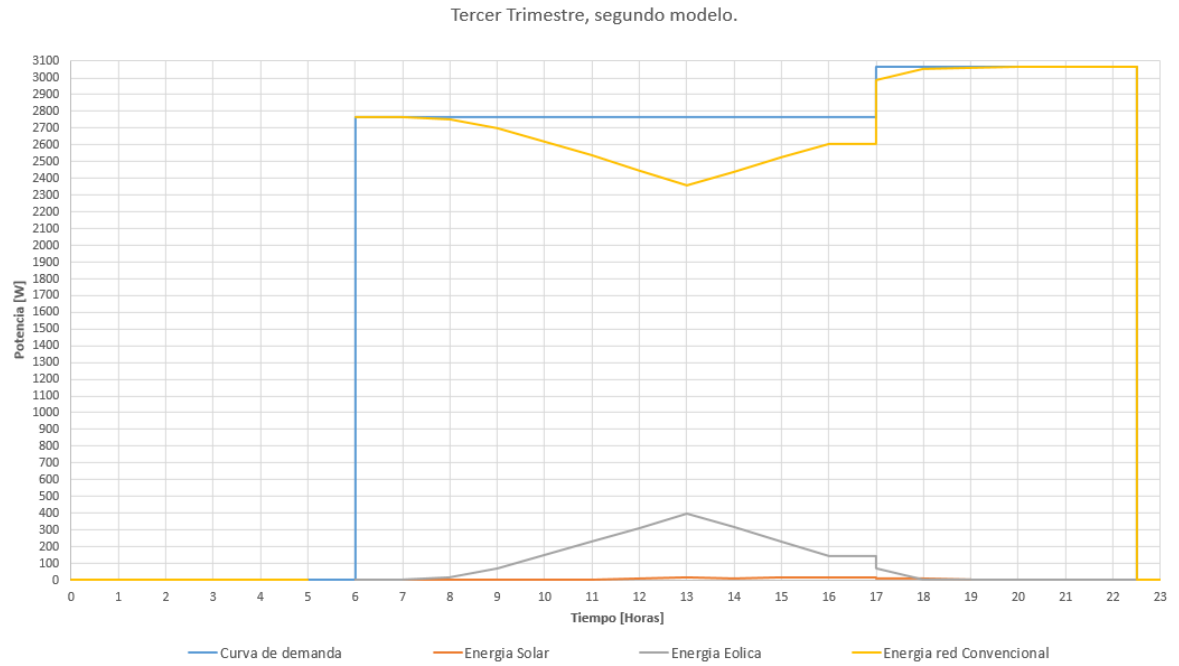
Tiempo [Horas]	Potencia Solar [W]	Potencia Eólica [W]	Potencia Energía Renovable [W]	Potencia Requerida [W]	P. Red convencional [W]	Potencia Total [W]	% de Potencia Cubierta	Déficit de potencia [W]	% Compra red convencional
0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
1	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
2	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
3	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
4	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
5	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%
6	0,00	0,00	0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	0,00	100,00%
7	2,95	0,00	2,95	2766	2763,05	2766,00	100,00%	0,00	99,89%
8	68,64	0,00	68,64	2766	2697,36	2766,00	100,00%	0,00	97,52%
9	144,94	0,00	144,94	2766	2621,06	2766,00	100,00%	0,00	94,76%
10	224,46	0,00	224,46	2766	2541,54	2766,00	100,00%	0,00	91,88%
11	769,13	0,00	769,13	2766	1996,87	2766,00	100,00%	0,00	72,19%
12	853,02	0,00	853,02	2766	1912,98	2766,00	100,00%	0,00	69,16%
13	849,06	0,00	849,06	2766	1916,94	2766,00	100,00%	0,00	69,30%
14	403,53	1,84	405,37	2766	2360,63	2766,00	100,00%	0,00	85,34%
15	227,31	11,46	238,77	2766	2527,23	2766,00	100,00%	0,00	91,37%
16	227,13	10,08	237,22	2766	2528,78	2766,00	100,00%	0,00	91,42%
17	71,74	10,15	81,89	3066	2984,11	3066,00	100,00%	0,00	97,33%
18	2,83	11,30	14,12	3066	3051,88	3066,00	100,00%	0,00	99,54%
19	0,02	1,45	1,47	3066	3064,53	3066,00	100,00%	0,00	99,95%
20	0,00	1,63	1,63	3066	3064,37	3066,00	100,00%	0,00	99,95%
21	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
22	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
22,5	0,00	0,00	0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	0,00	100,00%
23	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00	0,00%

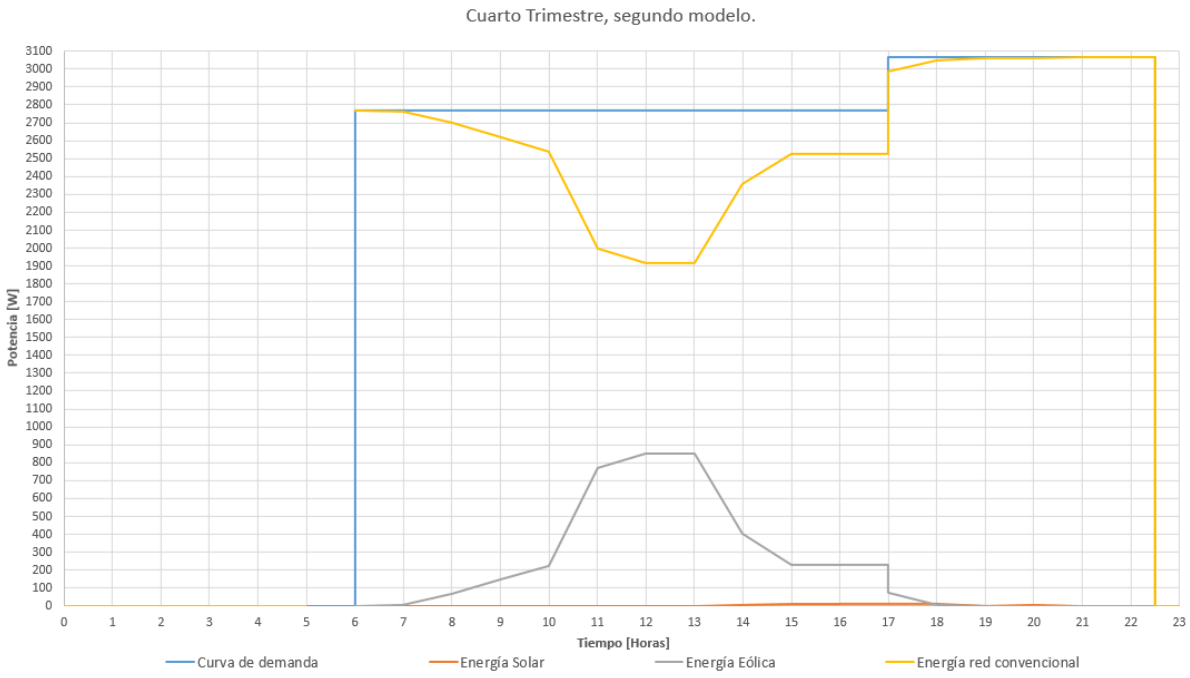
- **Potencias calculadas con variación de datos meteorológicos.**

	P. requerida [W]	P. Máxima renovable [W]	Uso de red convencional %	P. Hibrida renovable [W]	Uso de red convencional %	P. mínima renovable [W]	Uso de red convencional %
0	0	198,4	0,00%	0,0	0,00%	0,0	0,00%
1	0	177,9	0,00%	0,0	0,00%	0,0	0,00%
2	0	129,0	0,00%	0,0	0,00%	0,0	0,00%
3	0	86,5	0,00%	0,0	0,00%	0,0	0,00%
4	0	72,8	0,00%	0,0	0,00%	0,0	0,00%
5	0	68,4	0,00%	0,0	0,00%	0,0	0,00%
6	2766	99,1	96,42%	0,0	100,00%	0,0	100,00%
7	2766	215,2	92,22%	3,0	99,89%	3,0	99,89%
8	2766	593,6	78,54%	68,6	97,52%	68,6	97,52%
9	2766	1057,8	61,76%	144,9	94,76%	144,9	94,76%
10	2766	1593,4	42,39%	224,5	91,88%	224,5	91,88%
11	2766	1980,0	28,42%	769,1	72,19%	769,1	72,19%
12	2766	2142,3	22,55%	853,0	69,16%	853,0	69,16%
13	2766	2065,2	25,33%	849,1	69,30%	849,1	69,30%
14	2766	2235,8	19,17%	408,1	85,25%	403,5	85,25%
15	2766	1839,6	33,49%	231,8	91,62%	227,3	91,62%
16	2766	1409,3	49,05%	75,8	97,26%	72,1	97,26%
17	3066	1358,3	55,70%	6,6	99,78%	2,8	99,78%
18	3066	1029,1	66,44%	4,4	99,86%	0,0	99,86%
19	3066	622,1	79,71%	4,7	99,85%	0,0	99,85%
20	3066	313,0	89,79%	4,6	99,85%	0,0	99,85%
21	3066	283,2	90,76%	0,0	100,00%	0,0	100,00%
22	3066	129,2	95,79%	0,0	100,00%	0,0	100,00%
22,5	3066	129,1	95,79%	0,0	100,00%	0,0	100,00%
23	0	184,0	0,00%	0,0	0,00%	0,0	0,00%

Energía de las fuentes renovable vs la demanda de los pasillos, segundo, tercer y cuarto trimestre.






Cuarto Trimestre, segundo modelo.
Potencia [W]
Tiempo [Horas]
Curva de demanda
Energía Solar
Energía Eólica
Energía red convencional

- Generación Tercer Modelo.

Primer Trimestre – Tercer Modelo											
Tiempo [Horas]	**Potencia PV Monocristalinos [W]**	**Potencia PV Policristalinos [W]**	**Potencia Eólica [W]**	**E. Almacenada PV Mono. [Wh/dia]**	**E. Almacenada PV Poli. [Wh/dia]**	**P. Energía Renovable [W]**	**Potencia Requerida [W]**	**P. Red convencional [W]**	**Potencia Total [W]**	**% de Potencia Cubierta**	**% Compra red convencional**
0	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	100,00%
1	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	100,00%
2	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	100,00%
3	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	100,00%
4	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	100,00%
5	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	100,00%
6	0,0	0	0,00			0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	100,00%
7	0,1	0,07	0,00			0,15	2766	2765,85	2766,00	100,00%	99,99%
8	35,2	33,23	0,00			68,38	2766	2697,62	2766,00	100,00%	97,53%
9	74,2	69,85	0,00			144,09	2766	2621,91	2766,00	100,00%	94,79%
10	117,9	110,37	0,00			228,25	2766	2537,75	2766,00	100,00%	91,75%
11	0,0	0	0,00			0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	100,00%
12	0,0	0	0,00	1010,91	939,13	0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	100,00%
13	0,0	0	2,28			2,28	2766	2763,72	2766,00	100,00%	99,92%
14	249,6	231,27	6,18			487,10	2766	2278,90	2766,00	100,00%	82,39%
15	160,2	148,58	13,30			322,09	2766	2443,91	2766,00	100,00%	88,36%
16	79,9	74,24	11,39			165,51	2766	2600,49	2766,00	100,00%	94,02%
17	36,7	34,18	9,95			80,83	3066	2985,17	3066,00	100,00%	97,36%
18	1,3	1,20	8,12			10,60	3066	3055,40	3066,00	100,00%	99,65%
19	0,0	0	8,29			1019,20	3066	2046,80	3066,00	100,00%	66,76%
20	0,0	0	0,00			939,13	3066	2126,87	3066,00	100,00%	69,37%
21	0,0	0	0,00			0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	100,00%
22	0,0	0	0,00			0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	100,00%
22,5	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	100,00%
23	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	100,00%

Segundo Trimestre – Tercer Modelo

Tiempo [Horas]	Potencia PV Monocristalinos [W]	Potencia PV Policristalinos [W]	Potencia Eólica [W]	Energía Almacenada PV Mono. [Wh/dia]	Energía Almacenada PV Poli. [Wh/dia]	P. Energía Renovable [W]	Potencia Requerida [W]	P. Red convencional [W]	Potencia Total [W]	% de Potencia Cubierta	% Compra red convencional
0	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
1	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
2	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
3	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
4	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
5	0,0	0	0,00			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
6	0,0	0	0,0			0,00	2766	2766,00	0,0	100,00%	0,00%
7	0,5	0,46	0,00			0,95	2766	2765,05	2766,00	100,00%	99,97%
8	9,3	8,77	0,00			18,03	2766	2747,97	2766,00	100,00%	99,35%
9	61,2	57,73	0,00			118,93	2766	2647,07	2766,00	100,00%	95,70%
10	102,3	96,05	0,00			198,37	2766	2567,63	2766,00	100,00%	92,83%
11	0,0	0	0,00			0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	100,00%
12	0,0	0	0,00	432,45	403,2	0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	100,00%
13	0,0	0	0,00			0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	100,00%
14	145,8	135,49	0,00			281,25	2766	2484,75	2766,00	100,00%	89,83%
15	144,9	134,72	8,39			288,04	2766	2477,96	2766,00	100,00%	89,59%
16	76,5	71,23	10,00			157,75	2766	2608,25	2766,00	100,00%	94,30%
17	36,6	34,11	6,14			76,81	3066	2989,19	3066,00	100,00%	97,49%
18	2,1	1,96	6,07			10,12	3066	3055,88	3066,0	100,00%	97,49%
19	0,0	0,03	0,00			432,51	3066	2633,49	3066,00	100,00%	85,89%
20	0,0	0	0,00			403,17	3066	2662,83	3066,00	100,00%	86,85%
21	0,0	0	0,0			0,00	3066	3066,00	3066,0	100,00%	100,00%
22	0,0	0	0,00			0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	100,00%
22,5	0,0	0,0	0,0			0,00	0	0,00	0,0	100,00%	100,00%
23	0,0	0	0,0			0,00	0	0,00	3066,0	100,00%	100,00%

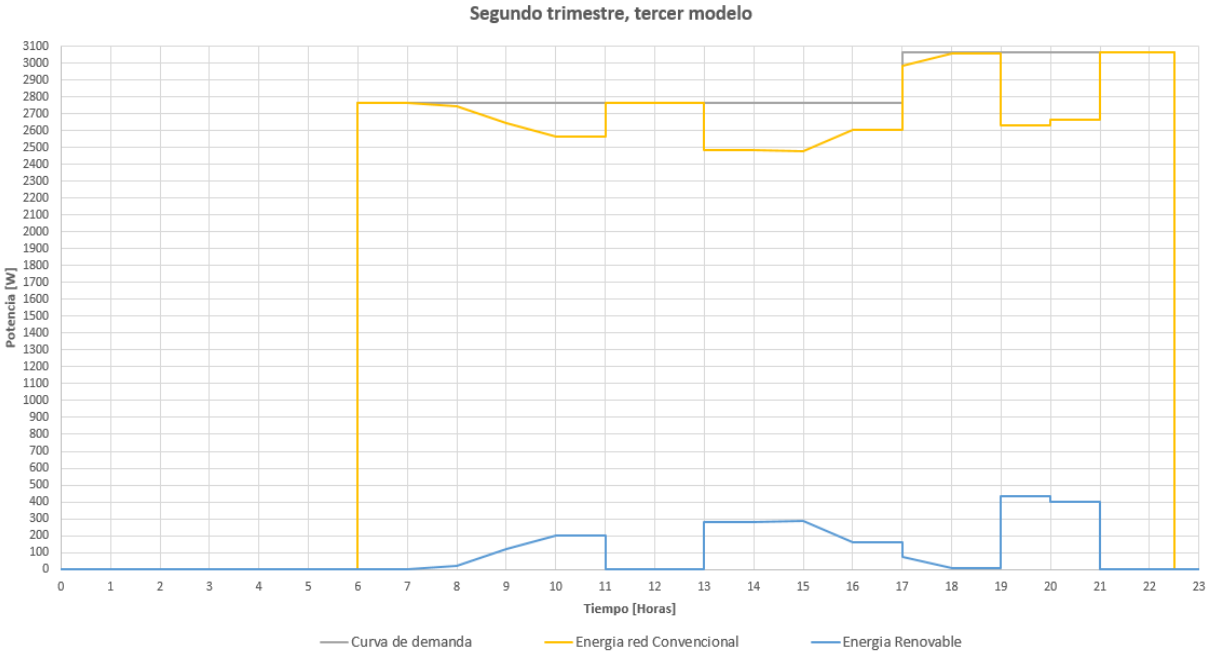
Tercer Trimestre – Tercer Modelo

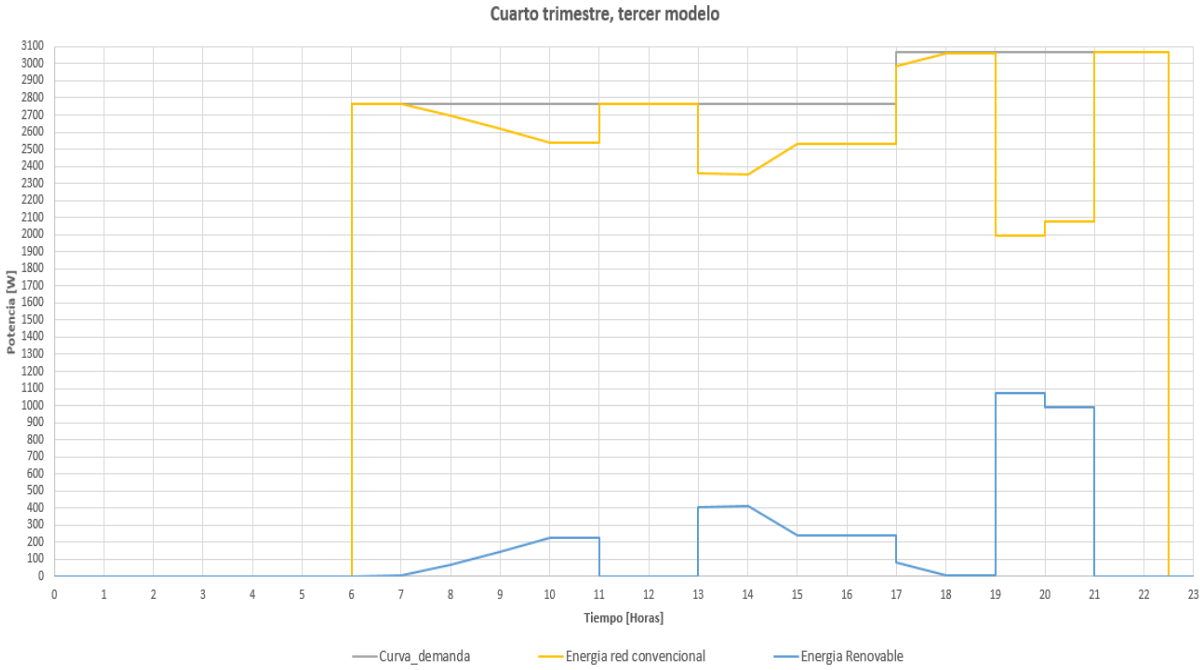
Tiempo [Horas]	Potencia PV Monocristalinos [W]	Potencia PV Policristalinos [W]	Potencia Eólica [W]	Energía Almacenada PV Mono. [Wh/dia]	Energía Almacenada PV Poli. [Wh/dia]	P. Energía Renovable [W]	Potencia Requerida [W]	P. Red convencional [W]	Potencia Total [W]	% de Potencia Cubierta	% Compra red convencional
0	0,0	0,0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
1	0,0	0,0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
2	0,0	0,0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
3	0,0	0,0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
4	0,0	0,0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
5	0,0	0,0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
6	0,0	0,0	0			0,00	2766	2766,00	0,00	0,00%	0,00%
7	0,5	0,5	0			0,94	2766	2765,06	0,0	100,00%	0,00%
8	8,0	7,6	0			15,63	2766	2750,37	2766,00	100,00%	99,44%
9	35,9	34,0	0			69,90	2766	2696,10	2766,00	100,00%	97,47%
10	76,9	72,4	0			149,34	2766	2616,66	2766,00	100,00%	94,60%
11	0,0	0,0	0	402,72	376,1	0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	100,00%
12	0,0	0,0	11,31			11,31	2766	2754,69	2766,00	100,00%	99,59%
13	0,0	0,0	13,41			13,41	2766	2752,59	2766,00	100,00%	99,52%
14	163,8	152,6	12,39			328,78	2766	2437,22	2766,00	100,00%	88,11%
15	118,9	110,7	13,42			243,00	2766	2523,00	2766,00	100,00%	91,21%
16	76,1	70,9	13,64			160,62	2766	2605,38	2766,00	100,00%	94,19%
17	36,5	34,1	11,36			82,04	3066	2983,96	3066,00	100,00%	97,32%
18	1,3	1,2	11,31			13,85	3066	3052,15	3066,0	100,00%	97,32%
19	0,1	0,1	5,66			408,52	3066	2657,48	3066,00	100,00%	86,68%
20	0,0	0,0	0			376,08	3066	2689,92	3066,0	100,00%	86,68%
21	0,0	0,0	0			0,00	3066	3066,00	3066,0	100,00%	86,68%
22	0,0	0,0	0			0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	100,00%
22,5	0,0	0,0	0			0,00	0	0,00	3066,0	100,00%	100,00%
23	0,0	0,0	0,00			0,00	0	0,00	3066,0	100,00%	100,00%

Cuarto Trimestre – Tercer Modelo

Tiempo [Horas]	Potencia PV Monocristalinos [W]	Potencia PV Policristalinos [W]	Potencia Eólica [W]	Energía Almacenada PV Mono. [Wh/dia]	Energía Almacenada PV Poli. [Wh/dia]	P. Energía Renovable [W]	Potencia Requerida [W]	P. Red convencional [W]	Potencia Total [W]	% de Potencia Cubierta	% Compra red convencional
0	0,0	0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
1	0,0	0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
2	0,0	0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
3	0,0	0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
4	0,0	0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
5	0,0	0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	0,00%
6	0,0	0	0			0,00	2766	2766,00	2766,00	0,00%	0,00%
7	1,5	1,44	0			2,95	2766	2763,05	2766,00	100,00%	0,00%
8	35,3	33,37	0			68,64	2766	2697,36	2766,00	100,00%	0,00%
9	74,7	70,29	0			144,94	2766	2621,06	2766,00	100,00%	94,76%
10	115,9	108,55	0			224,46	2766	2541,54	2766,00	100,00%	91,88%
11	0,0	0	0	1067,9	991,4	0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	100,00%
12	0,0	0	0			0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	100,00%
13	0,0	0	0			0,00	2766	2766,00	2766,00	100,00%	100,00%
14	209,6	193,97	1,84			405,37	2766	2360,63	2766,00	100,00%	85,34%
15	118,0	109,32	11,46			238,77	2766	2527,23	2766,00	100,00%	91,37%
16	117,8	109,38	10,08			237,21	2766	2528,79	2766,00	100,00%	91,42%
17	37,1	34,61	10,15			81,89	3066	2984,11	3066,00	100,00%	97,33%
18	1,5	1,37	11,3			14,13	3066	3051,87	3066,00	100,00%	99,54%
19	0,0	0,01	1,45			1069,40	3066	1996,60	3066,00	100,00%	65,12%
20	0,0	0	1,63			993,05	3066	2072,95	3066,00	100,00%	67,61%
21	0,0	0	0			0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	100,00%
22	0,0	0	0			0,00	3066	3066,00	3066,00	100,00%	100,00%
22,5	0,0	0	0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	100,00%
23	0,0	0	0,0			0,00	0	0,00	0,00	100,00%	100,00%

Energía de las fuentes renovable vs la demanda de los pasillos, segundo, tercer y cuarto trimestre.




Cuarto trimestre, tercer modelo
Potencia [W]
Tiempo [Horas]
Curva_demanda
Energia red convencional
Energia Renovable

ANEXO 3. RESULTADOS DE SIMULACIÓN EN HOMER PRO.

- **Graficas comunes para los tres modelos de microrred.**

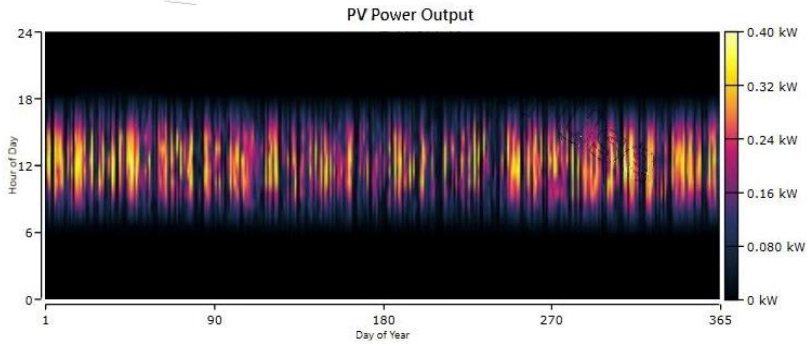
Operación paneles policristalinos durante el año y valores de generación.

Victron Energy Inversor Phoenix VA Emissions

Cost Summary | Cash Flow | Compare Economics | Electrical | Renewable Penetration | SP636-140 Simax Policristalino | Simax SM636-150 | Sunnily 0.7kw | Grid

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	0.420	kW
Mean Output	0.0593	kW
Mean Output	1.42	kWh/d
Capacity Factor	14.1	%
Total Production	519	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	0.390	kW
PV Penetration	2.74	%
Hours of Operation	4,424	hrs/yr
Levelized Cost	0.0783	$/kWh



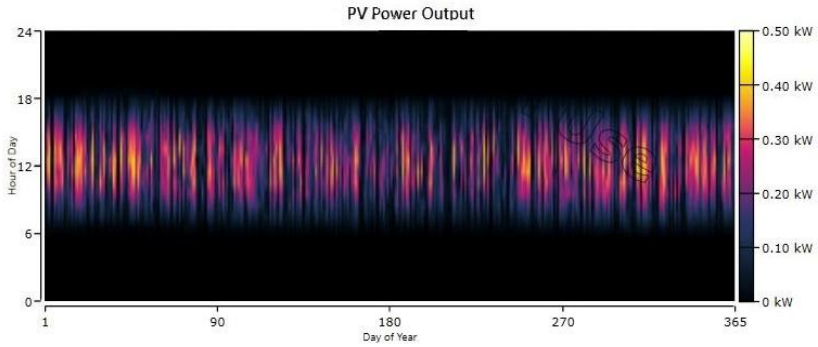
Operación paneles monocristalinos durante el año y valores de generación.

Victron Energy Inversor Phoenix VA Emissions

Cost Summary | Cash Flow | Compare Economics | Electrical | Renewable Penetration | SP636-140 Simax Policristalino | Simax SM636-150 | Sunnily 0.7kw | Grid

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	0.450	kW
Mean Output	0.0632	kW
Mean Output	1.52	kWh/d
Capacity Factor	14.0	%
Total Production	553	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	0.408	kW
PV Penetration	2.92	%
Hours of Operation	4,424	hrs/yr
Levelized Cost	0.0806	$/kWh



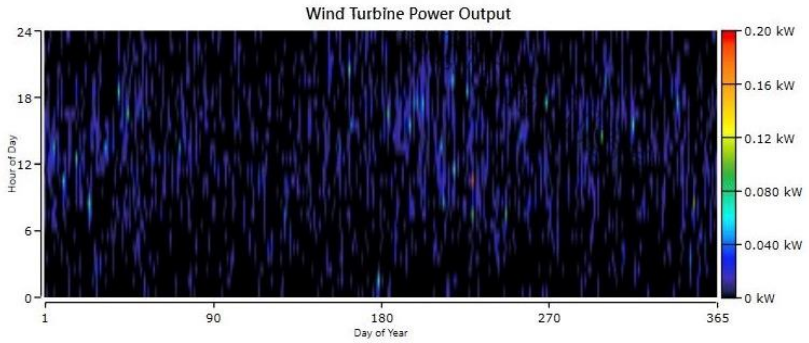
Operación micro-aerogenerador durante el año y valores de generación.

Victron Energy Inversor Phoenix VA Emissions

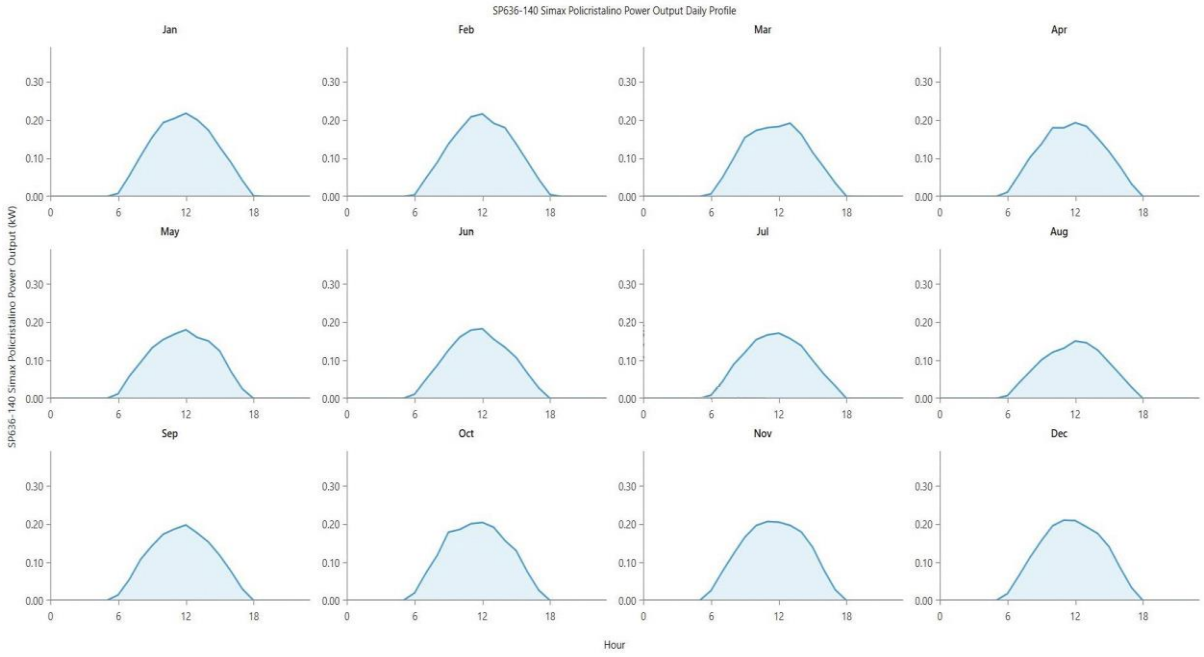
Cost Summary Cash Flow Compare Economics Electrical Renewable Penetration SP636-140 Simax Policristalino Simax SM636-150 Sunnily 0.7kw Grid

Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	0.732	kW
Mean Output	0.00376	kW
Capacity Factor	0.514	%
Total Production	33.0	kWh/yr

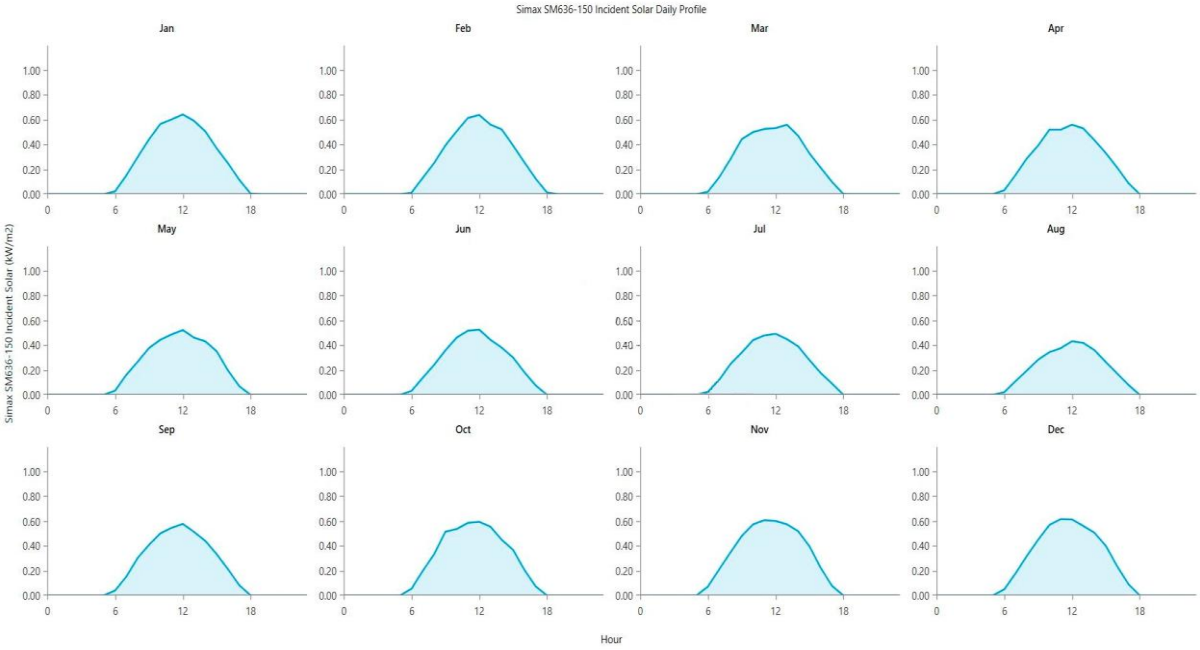
Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	0.193	kW
Wind Penetration	0.174	%
Hours of Operation	3,008	hrs/yr
Levelized Cost	3.67	$/kWh



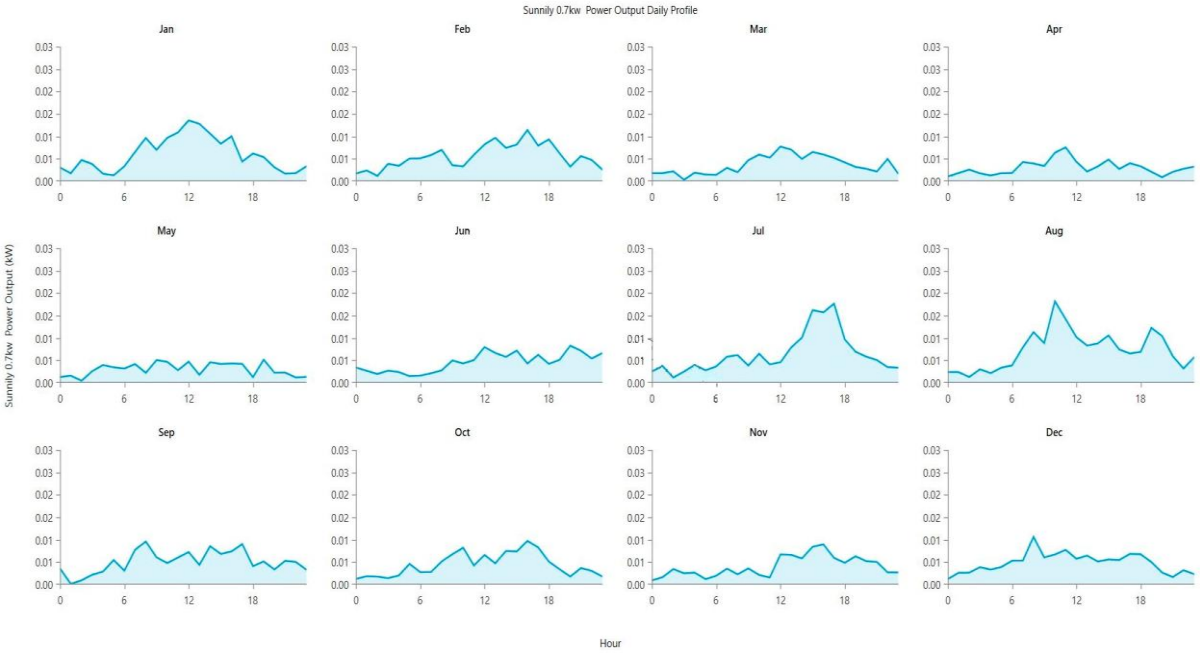
Curva de generación mensual de paneles policristalinos.



Curva de generación mensual de paneles monocristalinos.



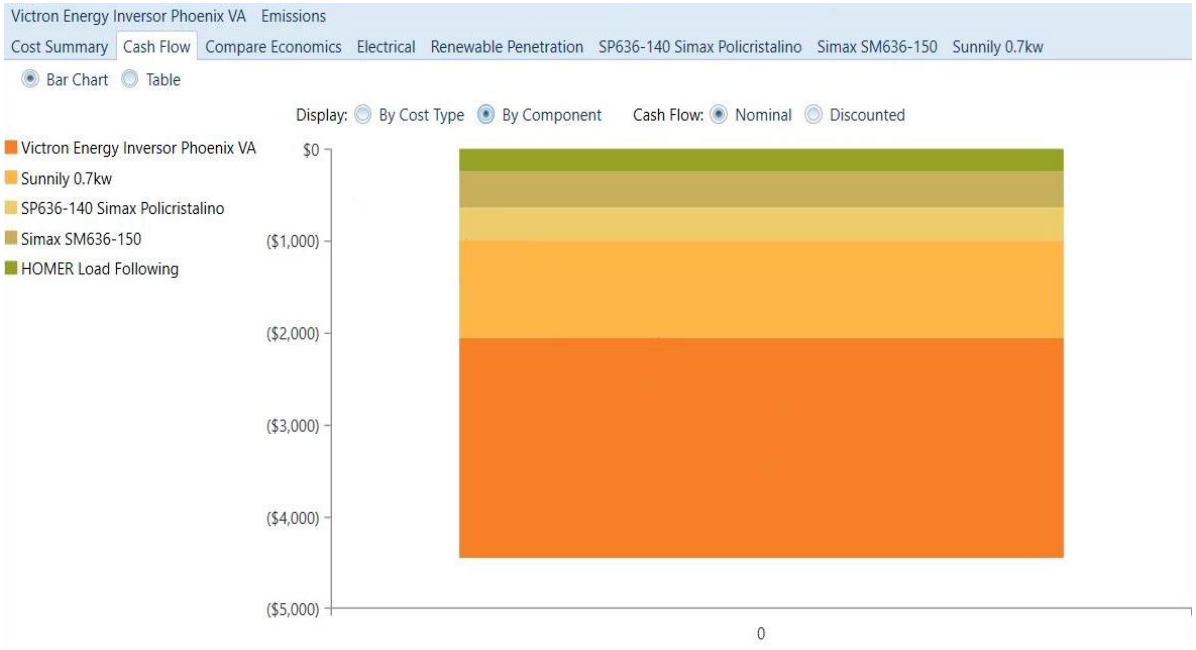
Generación mensual de micro-aerogenerador.



- **Modelo Uno.**

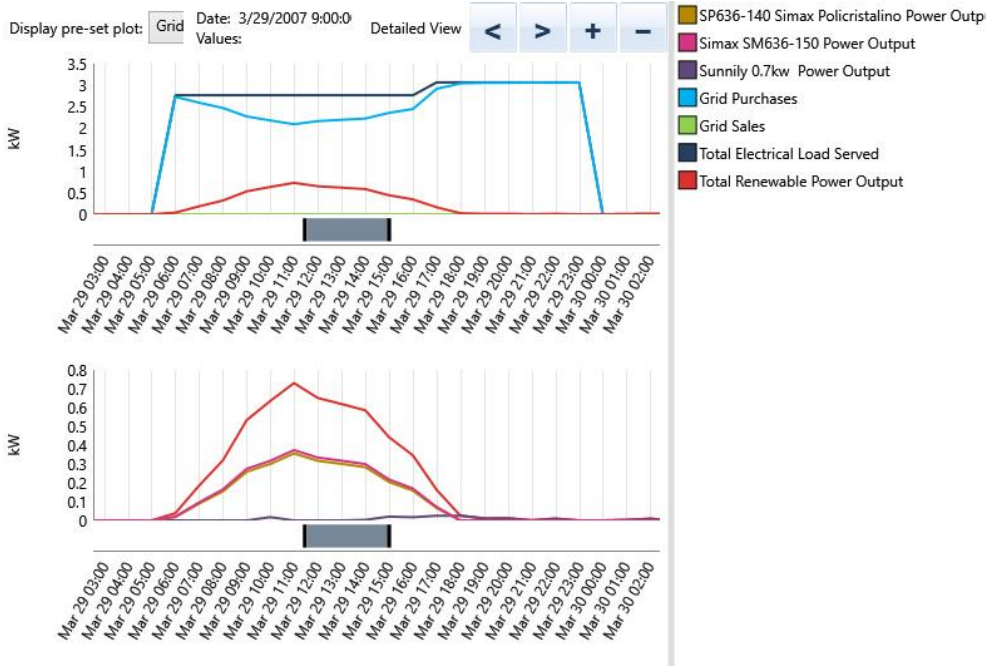
Energía mensual consumida, no servida y aporte mensual de las fuentes renovables.

Homer Pro no realiza cálculo de vida útil del proyecto al no ser un proyecto factible.

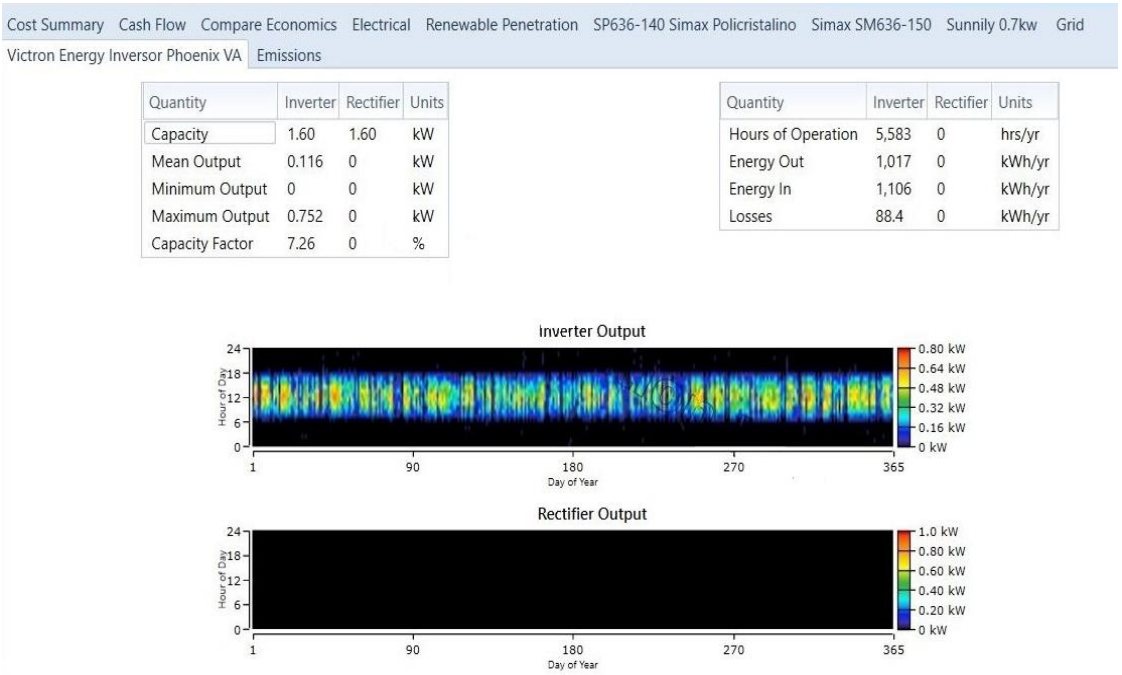


- **Modelo dos.**

Curvas de demanda de los pasillos vs la generación renovable y aporte de la red convencional, en la parte inferior generación renovable.



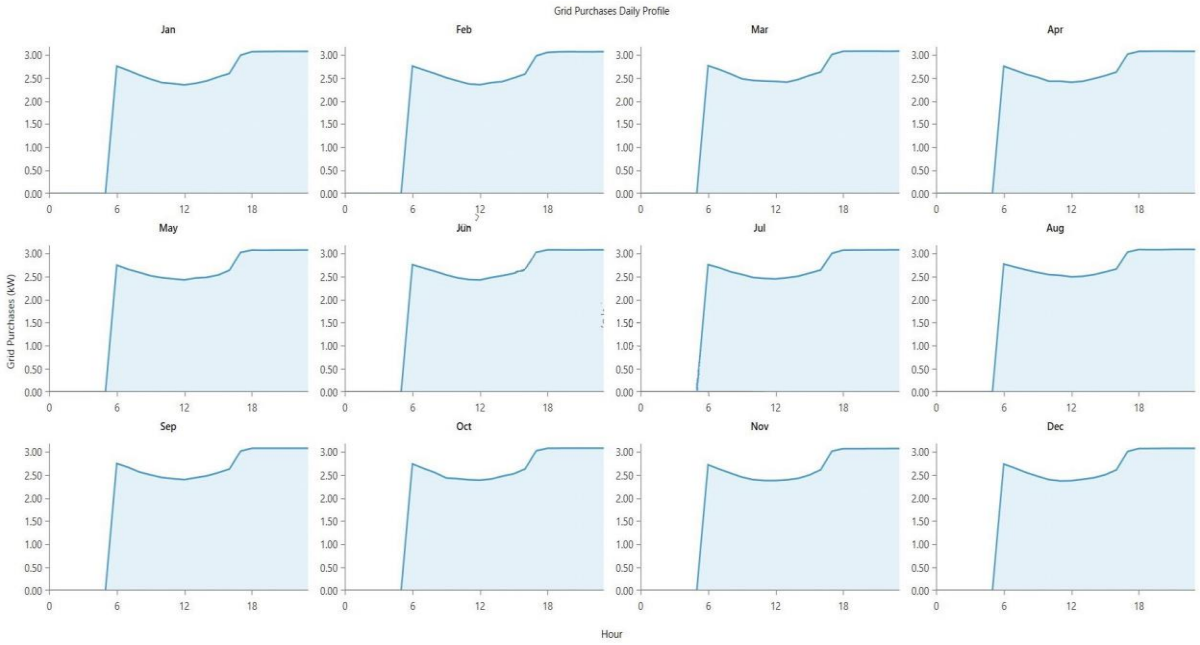
Operación del Inversor en un año y valores de potencia, energia convertida.



Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	1.60	1.60	kW
Mean Output	0.116	0	kW
Minimum Output	0	0	kW
Maximum Output	0.752	0	kW
Capacity Factor	7.26	0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of Operation	5,583	0	hrs/yr
Energy Out	1,017	0	kWh/yr
Energy In	1,106	0	kWh/yr
Losses	88.4	0	kWh/yr

Curvas de energía comprada a la red convencional mensual.



Valor de energía mensual consumida y recuperación por el aporte de la energía renovable.

Mes	Energía comprada kWh	Valor de compra $	Recuperación $
Enero	1516	143,99	5,95
Febrero	1369	130,09	19,85
Marzo	1528	145,17	4,77
Abril	1478	140,42	9,52
Mayo	1529	145,25	4,69
Junio	1486	141,13	8,81
Julio	1535	145,87	4,07
Agosto	1551	147,31	2,63
Septiembre	1477	140,31	9,63
Octubre	1520	144,37	5,57
Noviembre	1463	138,98	9,96
Diciembre	1515	143,95	5,99
Anual	**17967**	**1706,84**	**91,44**

Viabilidad económica de la microrred.

Ta Años	Costos $	Beneficio $	Tasa amortización	Costos actual $	VAN $
0	4011,450		1	-4011,450	-4011,45
1	0	104,98	0,91324201	0	104,98
2	0	104,98	0,83401097	0	104,98
3	0	104,98	0,76165385	0	104,98
4	0	104,98	0,69557429	0	104,98
5	0	104,98	0,63522767	0	104,98
6	0	104,98	0,58011659	0	104,98
7	0	104,98	0,52978684	0	104,98
8	0	104,98	0,4838236	0	104,98
9	0	104,98	0,44184803	0	104,98
10	0	104,98	0,40351419	0	104,98
11	0	104,98	0,36850611	0	104,98
12	703,130	104,98	0,33653526	-236,628	-131,648
13	0	104,98	0,30733813	0	104,98
14	0	104,98	0,2806741	0	104,98
15	1064	104,98	0,25632337	-272,728	-167,748
16	0	104,98	0,23408527	0	104,98
17	0	104,98	0,21377651	0	104,98
18	0	104,98	0,19522969	0	104,98
19	0	104,98	0,17829195	0	104,98
20	0	104,98	0,1628237	0	104,98
21	0	104,98	0,14869744	0	104,98
22	0	104,98	0,13579675	0	104,98
23	0	104,98	0,1240153	0	104,98
24	0	104,98	0,11325598	0	104,98
25	0	104,98	0,10343012	0	104,98
TOTAL		**2624,50**		**-4520,8061**	

RBC	**0,580538**
TIR	**-4,39%**

- **Modelo tres**

Curvas de demanda de los pasillos vs la generación renovable y aporte de la red convencional, en la parte inferior generación renovable.

Penetracion renovable mensual de las fuentes de generacion.

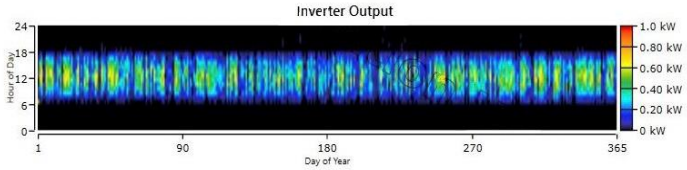
Operación inversor

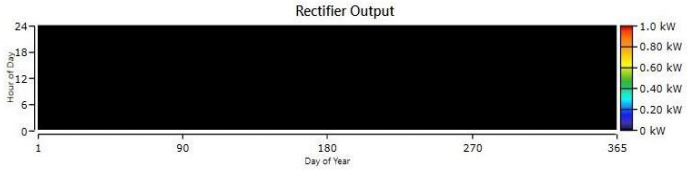
Cost Summary | Cash Flow | Compare Economics | Electrical | Renewable Penetration | NARADA 31 AGM 100 | SP636-140 Simax Policristalino | Simax SM636-150 | Sunnily 0.7kw | Grid

Victron Energy Inversor Phoenix VA | Emissions

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	1.60	1.60	kW
Mean Output	0.116	0	kW
Minimum Output	0	0	kW
Maximum Output	0.835	0	kW
Capacity Factor	7.26	0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of Operation	5,418	0	hrs/yr
Energy Out	1,017	0	kWh/yr
Energy In	1,106	0	kWh/yr
Losses	88.5	0	kWh/yr





Operación Baterias.

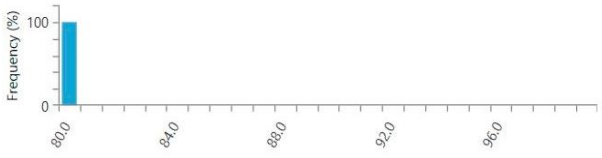
Victron Energy Inversor Phoenix VA | Emissions

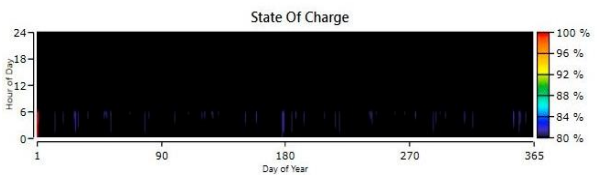
Cost Summary | Cash Flow | Compare Economics | Electrical | Renewable Penetration | NARADA 31 AGM 100 | SP636-140 Simax Policristalino | Simax SM636-150 | Sunnily 0.7kw | Grid

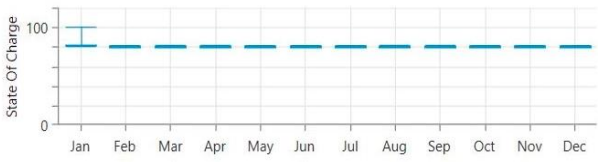
Quantity	Value	Units
Batteries	4.00	qty.
String Size	1.00	batteries
Strings in Parallel	4.00	strings
Bus Voltage	12.0	V

Quantity	Value	Units
Autonomy	0.445	hr
Storage Wear Cost	0.0636	$/kWh
Nominal Capacity	4.83	kWh
Usable Nominal Capacity	0.965	kWh
Lifetime Throughput	47.1	kWh
Expected Life	10.0	yr

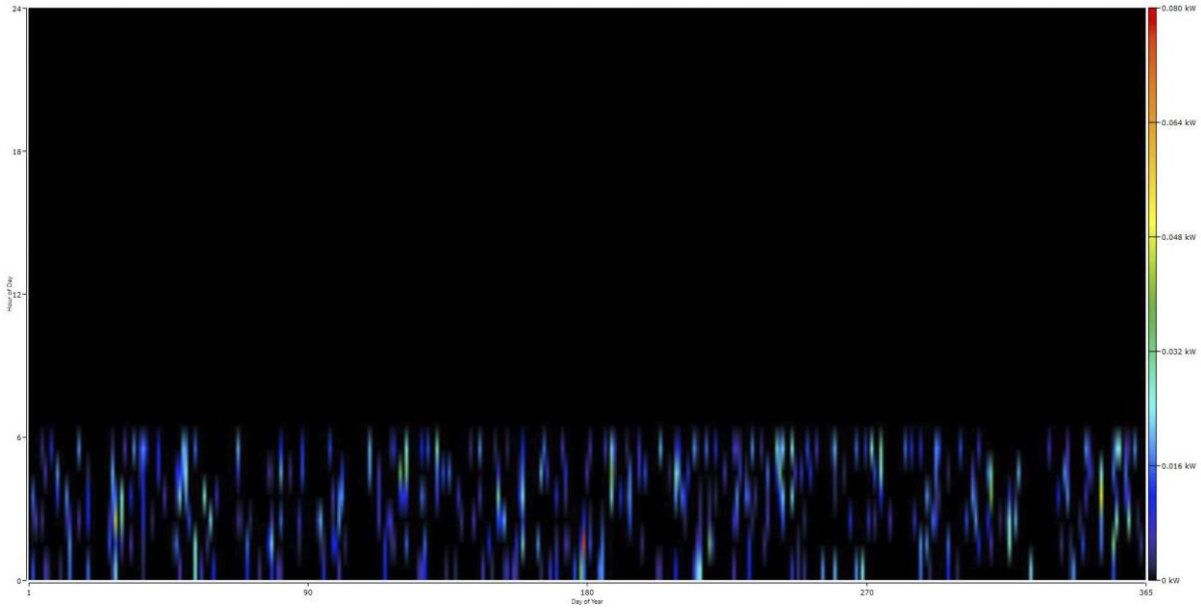
Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	$/kWh
Energy In	4.06	kWh/yr
Energy Out	4.34	kWh/yr
Storage Depletion	0.965	kWh/yr
Losses	0.685	kWh/yr
Annual Throughput	4.71	kWh/yr
Operating Hours	0	hours



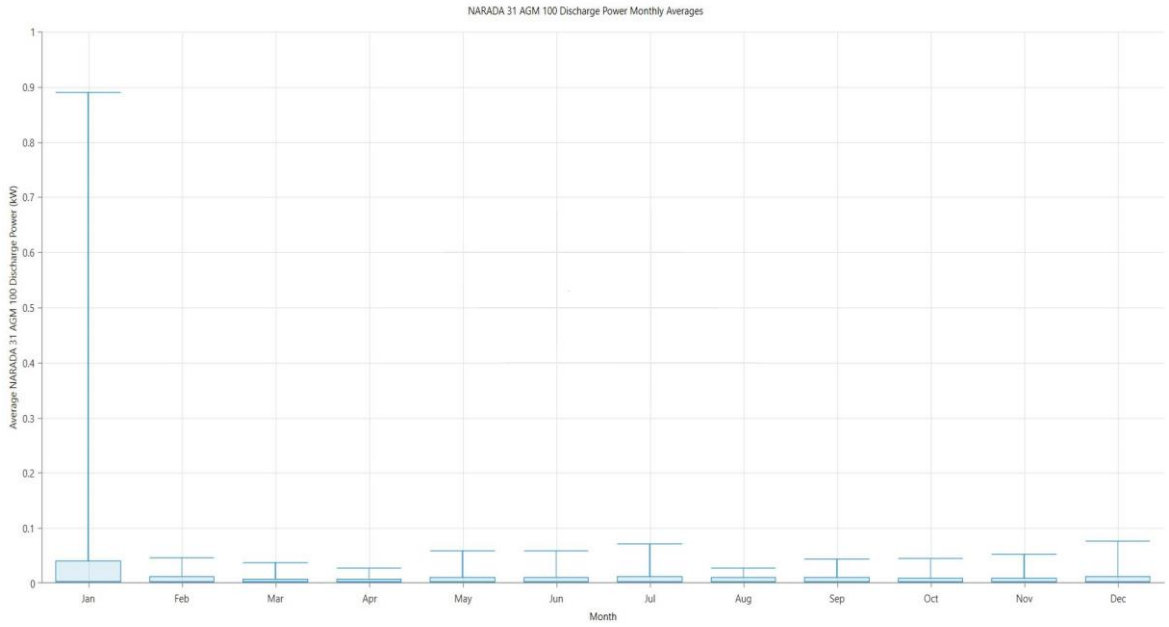




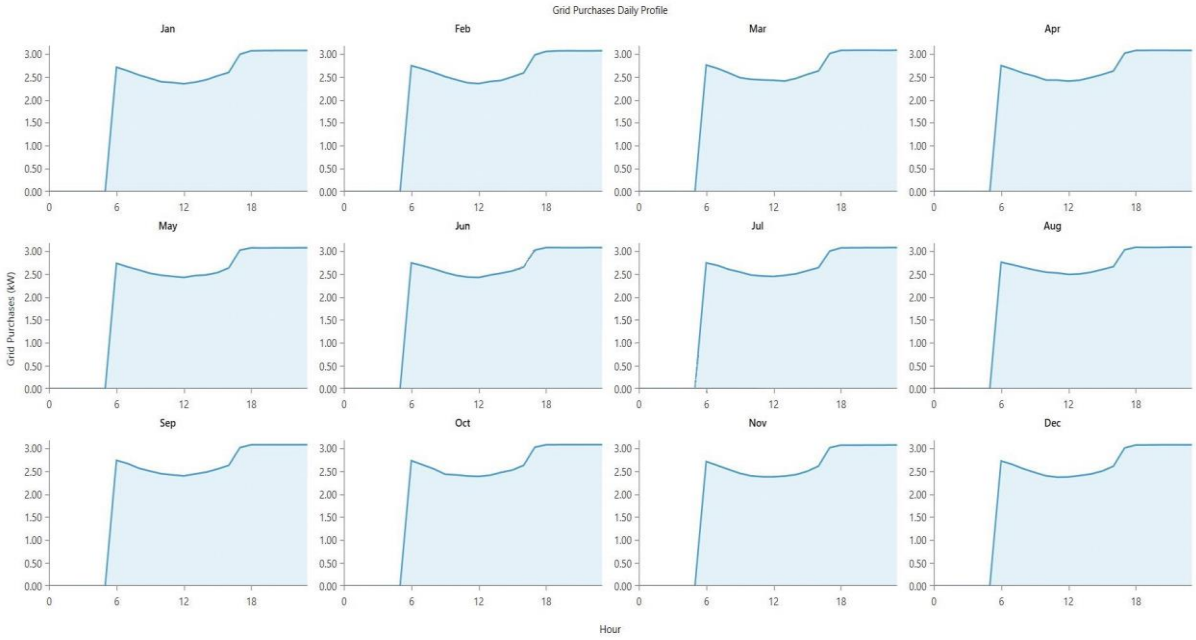
Potencia de carga de baterías NARADA AGM 100Ah durante el año.



Potencia de descarga de baterías mensualmente de las baterías NARADA AGM 100Ah.



Curvas de energía comprada a la red convencional mensual.



Valor de energía mensual consumida y recuperada.

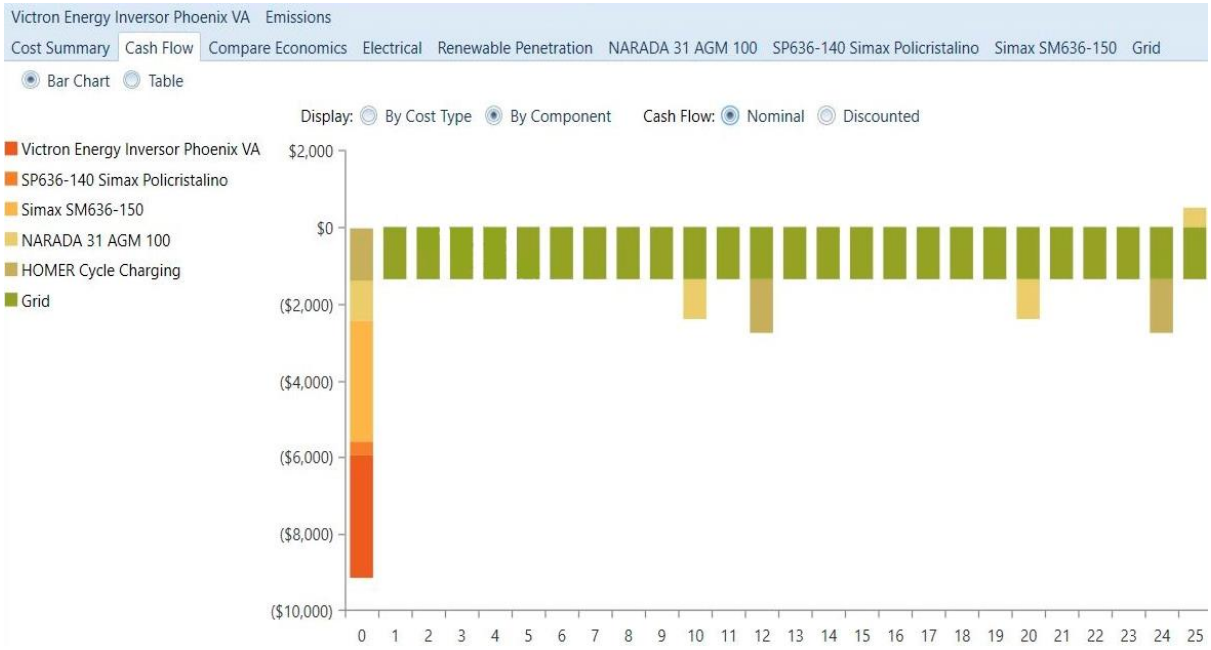
Mes	Energía comprada	Valor de compra	Recuperación Promedio
	kWh	$	$
Enero	1515	143,88	6,06
Febrero	1369	130,06	19,88
Marzo	1528	145,15	4,79
Abril	1478	140,4	9,54
Mayo	1529	145,22	4,72
Junio	1485	141,1	8,84
Julio	1535	145,84	4,10
Agosto	1550	147,28	2,66
Septiembre	1477	140,29	9,65
Octubre	1519	144,35	5,59
Noviembre	1463	138,96	10,98
Diciembre	1515	143,92	6,02
Anual	17963	1706,45	92,83

Viabilidad económica de la microrred.

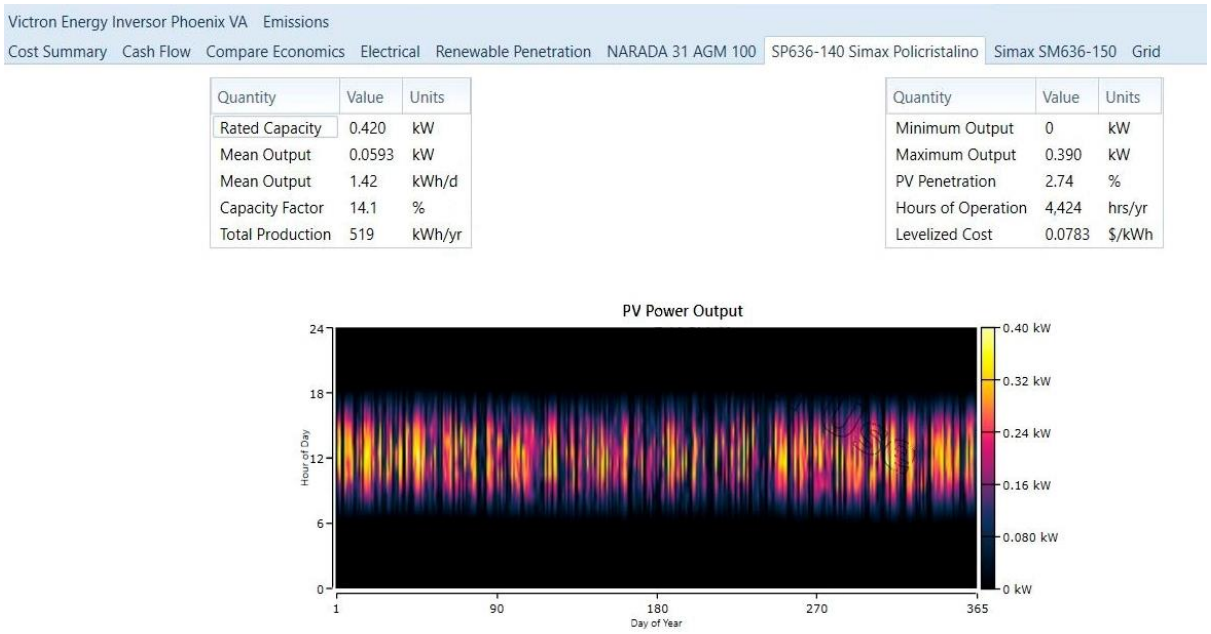
Ta Años	Costos $	Beneficio $	Tasa amortización	Costo actual $	VAN $
0	4832		1	-4832	-4832
1	0	104,98	0,913242009	0	104,975
2	0	104,98	0,834010967	0	104,975
3	0	104,98	0,761653851	0	104,975
4	0	104,98	0,695574293	0	104,975
5	0	104,98	0,635227665	0	104,975
6	0	104,98	0,580116589	0	104,975
7	0	104,98	0,52978684	0	104,975
8	0	104,98	0,483823598	0	104,975
9	0	104,98	0,441848034	0	104,975
10	820	104,98	0,403514187	-330,88	-225,907
11	0	104,98	0,368506107	0,00	104,975
12	703,13	104,98	0,336535257	-236,63	-131,653
13	0	104,98	0,307338134	0,00	104,975
14	0	104,98	0,280674095	0,00	104,975
15	1064	104,98	0,256323375	-272,73	-167,753
16	0	104,98	0,234085274	0,00	104,975
17	0	104,98	0,213776506	0,00	104,975
18	0	104,98	0,195229686	0,00	104,975
19	0	104,98	0,17829195	0,00	104,975
20	820	104,98	0,162823699	-133,52	-28,540
21	0	104,98	0,148697442	0,00	104,975
22	0	104,98	0,135796751	0,00	104,975
23	0	104,98	0,124015297	0,00	104,975
24	0	104,98	0,113255979	0,00	104,975
25	0	104,98	0,103430118	0,00	104,975
TOTAL		**2624,375**		**-5805,75**	
				RBC	**0,45203007**
				TIR	**-6,74%**

ANEXO 4 RESULTADO SIMULACIÓN MICRORRED PROPUESTA.

Flujo de caja por componentes durante la vida útil del proyecto.



Operación Paneles Policristalinos.



Quantity	Value	Units
Rated Capacity	0.420	kW
Mean Output	0.0593	kW
Mean Output	1.42	kWh/d
Capacity Factor	14.1	%
Total Production	519	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	0.390	kW
PV Penetration	2.74	%
Hours of Operation	4,424	hrs/yr
Levelized Cost	0.0783	$/kWh

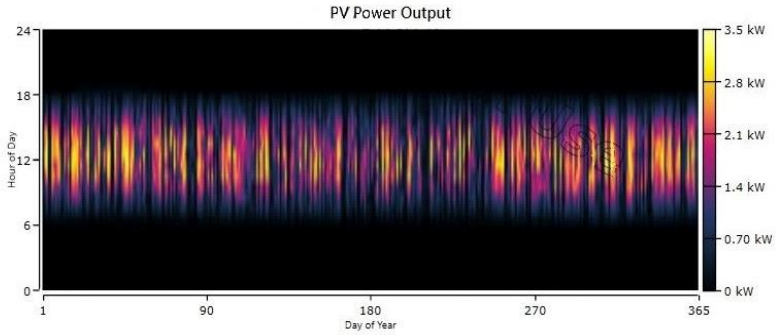
Operación Paneles Monocristalinos.

Victron Energy Inversor Phoenix VA | Emissions

Cost Summary | Cash Flow | Compare Economics | Electrical | Renewable Penetration | NARADA 31 AGM 100 | SP636-140 Simax Policristalino | Simax SM636-150 | Grid

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	3.60	kW
Mean Output	0.505	kW
Mean Output	12.1	kWh/d
Capacity Factor	14.0	%
Total Production	4,428	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	3.26	kW
PV Penetration	23.3	%
Hours of Operation	4,424	hrs/yr
Levelized Cost	0.0806	$/kWh



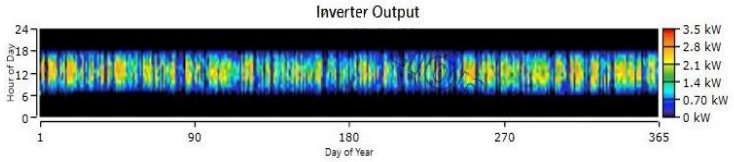
Operación inversor.

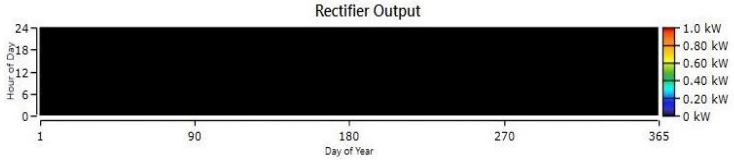
Cost Summary | Cash Flow | Compare Economics | Electrical | Renewable Penetration | NARADA 31 AGM 100 | SP636-140 Simax Policristalino | Simax SM636-150 | Grid

Victron Energy Inversor Phoenix VA | Emissions

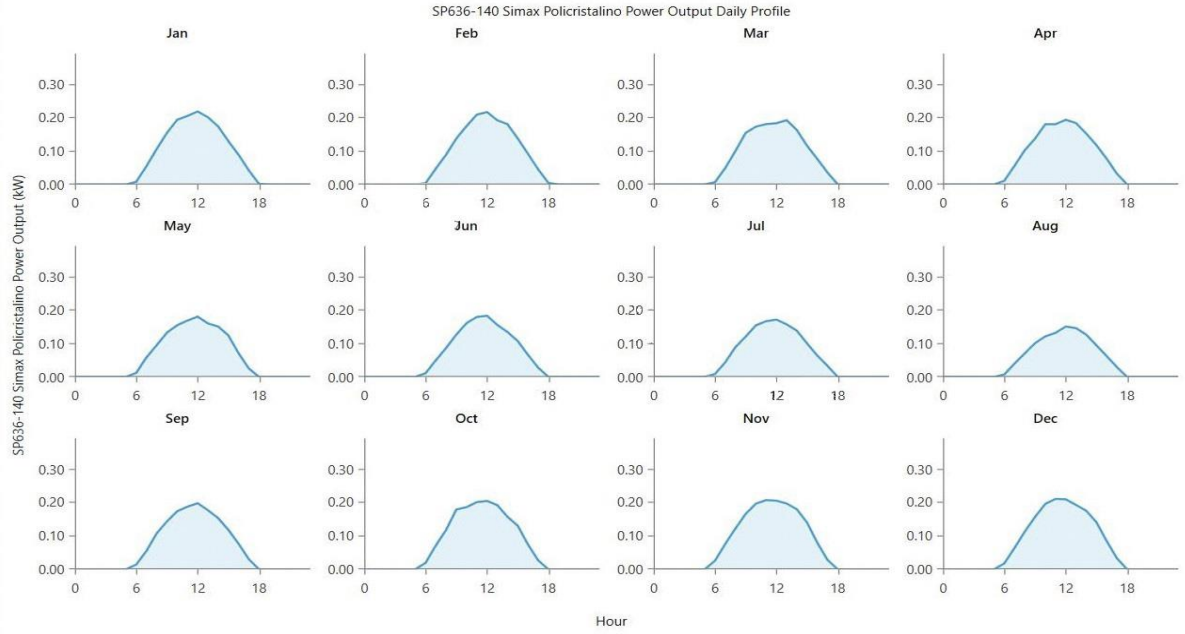
Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	4.60	4.60	kW
Mean Output	0.525	0	kW
Minimum Output	0	0	kW
Maximum Output	3.19	0	kW
Capacity Factor	11.4	0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of Operation	4,430	0	hrs/yr
Energy Out	4,597	0	kWh/yr
Energy In	4,943	0	kWh/yr
Losses	346	0	kWh/yr

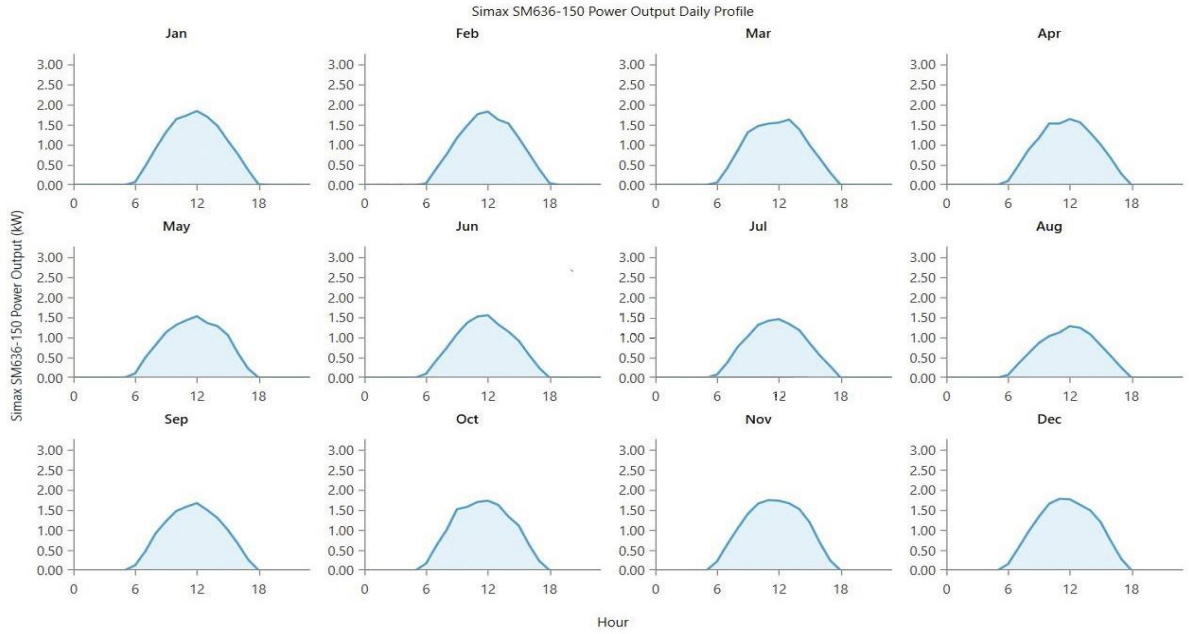




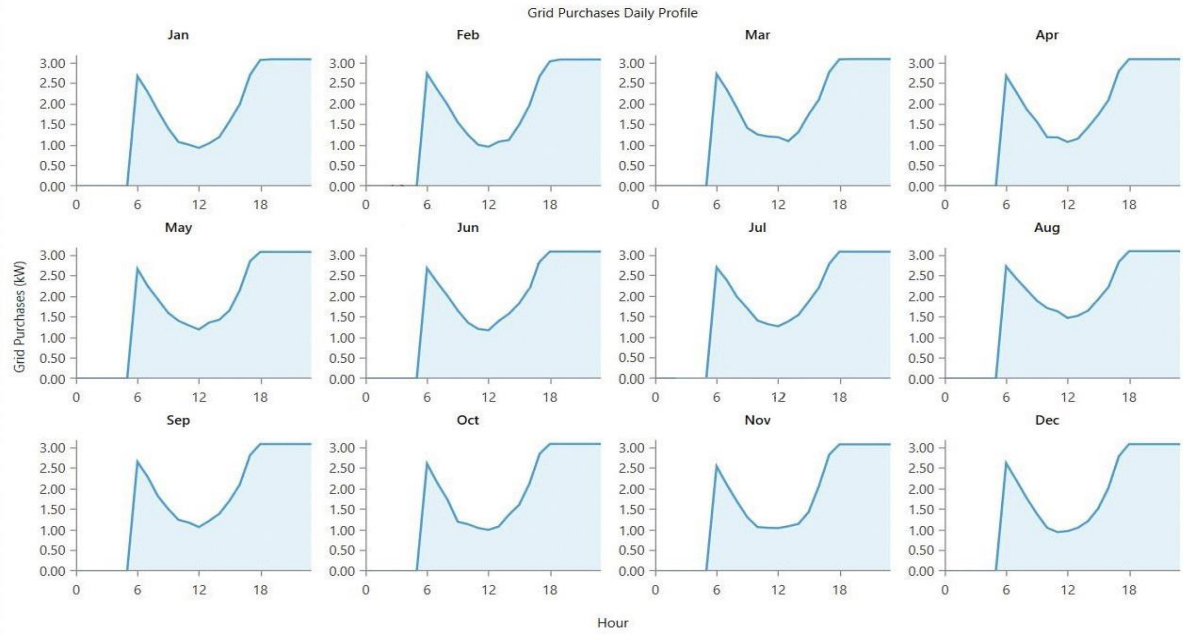
Generacion mensual paneles policristalinos.



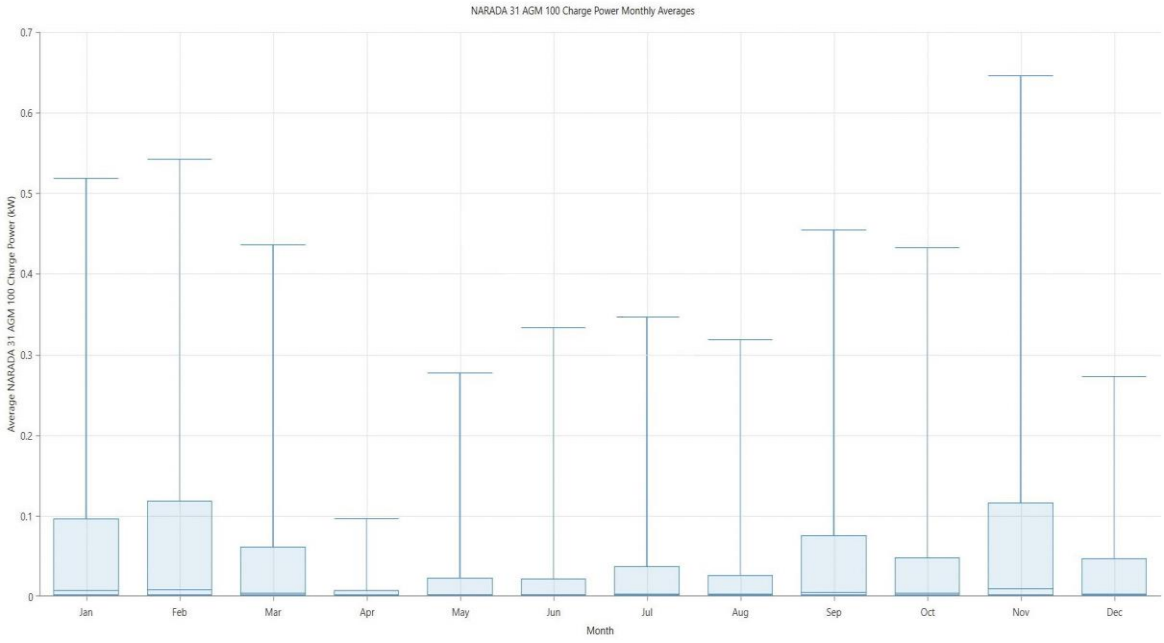
Generacion mensual paneles monocristalinos.



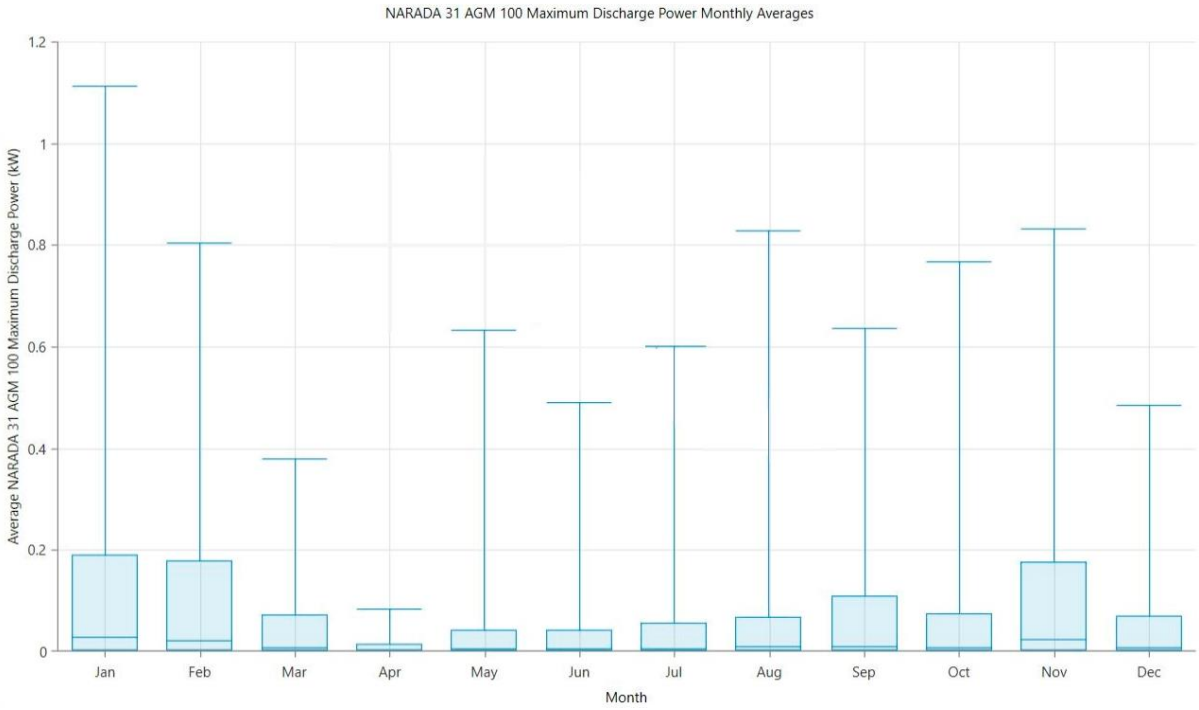
Compra energía red convencional mensual.



Potencia promedio empleada en cargar las baterías mensualmente.



Potencia promedio empleada en cargar las baterías mensualmente.

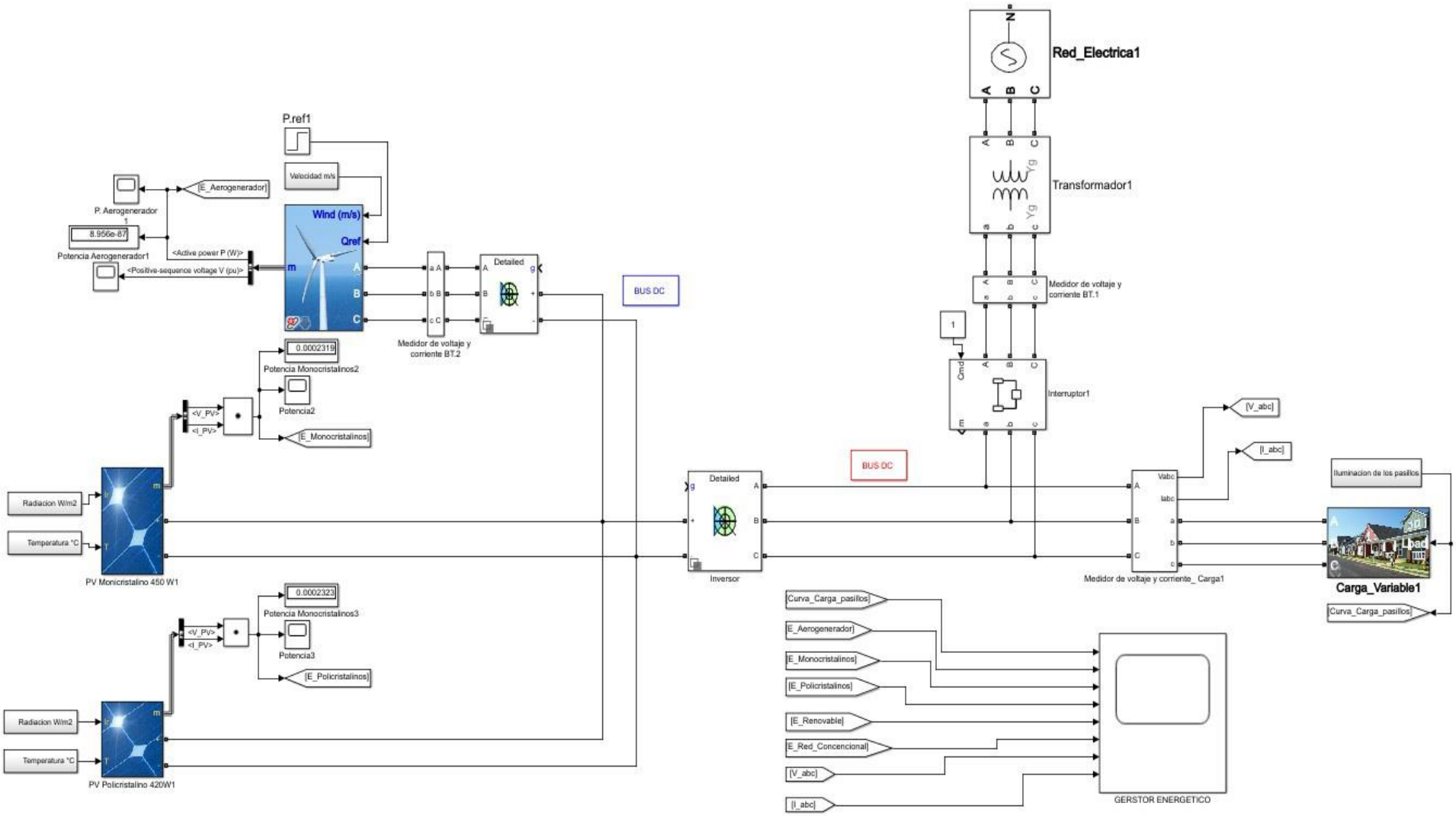


Valor de energía mensual consumida de la red convencional costo y disminución del valor por el aporte de la energía renovable.

Mes	Energía comprada	Valor de compra	Recuperación Promedio
	kWh	$	$
Enero	1180	112,09	37,850
Febrero	1076	102,24	47,700
Marzo	1223	116,14	33,800
Abril	1183	112,35	37,590
Mayo	1243	118,1	31,840
Junio	1219	115,78	34,160
Julio	1269	120,6	29,340
Agosto	1321	125,5	24,440
Septiembre	1181	112,19	37,750
Octubre	1186	112,7	37,240
Noviembre	1131	107,42	42,520
Diciembre	1175	111,63	38,310
Anual	**14387**	**1366,74**	**432,542**

Viabilidad económica de la microrred.

Ta Años	Costos $	Beneficio $	Tasa amortización	Costos actual	VAN
0	9125		1	-9125	-9125
1	0	469,97	0,91324201	0	469,965
2	0	469,97	0,83401097	0	469,965
3	0	469,97	0,76165385	0	469,965
4	0	469,97	0,69557429	0	469,965
5	0	469,97	0,63522767	0	469,965
6	0	469,97	0,58011659	0	469,965
7	0	469,97	0,52978684	0	469,965
8	0	469,97	0,4838236	0	469,965
9	0	469,97	0,44184803	0	469,965
10	1025	469,97	0,40351419	-413,602	56,363
11	0	469,97	0,36850611	0	469,965
12	1406	469,97	0,33653526	-473,169	-3,204
13	0	469,97	0,30733813	0	469,965
14	0	469,97	0,2806741	0	469,965
15	0	469,97	0,25632337	0	469,965
16	0	469,97	0,23408527	0	469,965
17	0	469,97	0,21377651	0	469,965
18	0	469,97	0,19522969	0	469,965
19	0	469,97	0,17829195	0	469,965
20	1025	469,97	0,1628237	-166,894	303,071
21	0	469,97	0,14869744	0	469,965
22	0	469,97	0,13579675	0	469,965
23	0	469,97	0,1240153	0	469,965
24		469,97	0,11325598	0	469,965
25	0	469,97	0,10343012	0	469,965
TOTAL		**11749,125**		**-10178,6649**	

RBC	1,154
TIR	1,26%

ANEXO 5. ESQUEMA DE SIMULACIÓN SIMULINK.