

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO



CENTRO DE POSGRADOS

MAESTRÍA ACADÉMICA (MA) CON TRAYECTORIA PROFESIONAL (TP) EN ENERGÍAS RENOVABLES COHORTE 2021

TEMA: OPTIMIZACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA INTEGRACION FOTOVOLTAICA EN DOMICILIOS UTILIZANDO MATLAB.

Trabajo de titulación previo a la obtención del Grado Académico de Magister en Energías Renovables

Modalidad del trabajo de Titulación: Proyecto de Titulación con Componente de Investigación Aplicada.

Autor: Ingeniero Andrés David Sosa Guzmán

Director: Ingeniero Alan Daniel Cuenca Sánchez Máster.

Ambato – Ecuador

2022

A la Unidad Académica de Titulación del Centro de Posgrados

El Tribunal receptor del Trabajo de Titulación, presidido por el Ingeniero Héctor Fernando Gómez Alvarado. PhD, e integrado por los señores: Ingeniero Carlos Diego Gordon Gallegos PhD., Ingeniero Altamirano Meléndez Santiago Mauricio Magister, designados por la Unidad Académica de Titulación del Centro de Posgrados de la Universidad Técnica de Ambato, para receptor el Trabajo de Titulación con el tema: *OPTIMIZACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA INTEGRACIÓN FOTOVOLTAICA EN DOMICILIOS UTILIZANDO MATLAB* elaborado y presentado por el señor Ingeniero Andrés David Sosa Guzmán, para optar por el Grado Académico de Magíster en Energías Renovables; una vez escuchada la defensa oral del Trabajo de Titulación, el Tribunal aprueba y remite el trabajo para uso y custodia en las bibliotecas de la UTA.

Ing. Héctor Fernando Gómez Alvarado. PhD.
Presidente y Miembro del Tribunal

Ing. Carlos Diego Gordon Gallegos. PhD.
Miembro del Tribunal

Ing. Altamirano Meléndez Santiago Mauricio. Mg.
Miembro del Tribunal

AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

La responsabilidad de las opiniones, comentarios y críticas emitidas en el Trabajo de Titulación presentado con el tema: OPTIMIZACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA INTEGRACIÓN FOTOVOLTAICA EN DOMICILIOS UTILIZANDO MATLAB, le corresponde exclusivamente a: señor Ingeniero Andrés David Sosa Guzmán, Autor bajo la Dirección del señor Ingeniero Alan Daniel Cuenca Sánchez Máster, Director del Trabajo de Titulación, y el patrimonio intelectual a la Universidad Técnica de Ambato.

Ingeniero Andrés David Sosa Guzmán
c.c.:1719388827
AUTOR

Ingeniero Alan Daniel Cuenca Sánchez, Máster
c.c.:1104304645
DIRECTOR

DERECHOS DE AUTOR

Autorizo a la Universidad Técnica de Ambato, para que el Trabajo de Titulación, sirva como un documento disponible para su lectura, consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los Derechos de mi trabajo, con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este, dentro de las regulaciones de la Universidad.

Ingeniero Andrés David Sosa Guzmán
c.c.:1719388827

INDICE GENERAL DE CONTENIDOS

PORTADA.....	i
A la Unidad Académica de Titulación del Centro de Posgrados.....	ii
AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	iii
DERECHOS DE AUTOR	iv
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN EJECUTIVO	x
EXECUTIVE SUMMARY.....	xii
CAPÍTULO I.....	1
1.1 Introducción	1
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivos	3
CAPÍTULO II	4
2.1 Fundamentos teóricos.....	6
2.1.1 Energía Solar.....	6
2.1.2 Instalación solar fotovoltaica	8
CAPÍTULO III.....	11
3.1 Ubicación	11
3.2 Datos meteorológicos referenciales	12
3.3 Tipo de investigación	13
3.4 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico aislado a red.....	14
3.4.1 Demanda del sistema.....	14
3.4.2 Esquema del sistema fotovoltaico aislado a red.....	15
3.4.3 Perfil de radiación	16
3.4.4 Panel Fotovoltaico.....	16
3.4.5 Selección del voltaje del sistema.....	20
3.4.6 Regulador de carga.....	21
3.4.7 Sistema de almacenamiento	23
3.4.8 Inversor CC /CA	25
3.5 Contrastación de resultados con PVSyst.....	27
3.5.1 Ubicación del domicilio	28

3.5.2	Orientación.....	28
3.5.3	Necesidades de Usuario	29
3.5.4	Sistema.....	30
3.6	Variables respuesta o resultados alcanzados.....	34
CAPÍTULO IV.....		35
4.1	Sistema fotovoltaico sin optimización	35
4.2	Sistema fotovoltaico sobredimensionado.....	37
4.3	Sistema fotovoltaico con seccionamiento de carga.....	39
4.4	Sistema fotovoltaico con generador auxiliar.....	41
4.5	Sistema fotovoltaico con generador auxiliar y seccionamiento de carga	43
4.6	Tabla comparativa.....	44
4.7	Análisis de costos.....	45
4.8	Impacto Ambiental.....	48
CAPÍTULO V		50
5.1	Conclusiones	50
5.2	Recomendaciones.....	51
5.3	Bibliografía	53
5.4	Anexos	56

INDICE DE TABLAS

Tabla 3-1: Datos referenciales del domicilio	11
Tabla 3-2: Detalle de consumo mensual	15
Tabla 3-3: Selección del voltaje del sistema en función del consumo diario	20
Tabla 3-4: Características técnicas del panel fotovoltaico	32
Tabla 3-5: Características técnicas del regulador MPPT	32
Tabla 3-6: Inversor seleccionado	33
Tabla 4-1: Características sistema fotovoltaico	35
Tabla 4-2: Características sobredimensionamiento fotovoltaico	37
Tabla 4-3: Características optimización seccionamiento de carga	39
Tabla 4-4: Características optimización utilizando un generador auxiliar con carga máxima.....	41
Tabla 4- 5: Resultados de métodos de optimización.....	44
Tabla 4-6: Resumen de costos de sistema aislado a red.....	47
Tabla 4- 7: Análisis de costos en Homer Pro.....	48

INDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Componentes de la radiación global y su incidencia sobre un panel fotovoltaico.	8
Figura 2-2: Sistema fotovoltaico conectado a la red.	9
Figura 2-3: Sistema fotovoltaico aislado a la red.	10
Figura 3-1: Ubicación de domicilio en la ciudad de Quito.	11
Figura 3-2: Zona residencial ciudad de Quito.	12
Figura 3-3: Valores mensuales de irradiancia.	13
Figura 3-4: Consumo anual de la vivienda de referencia.	14
Figura 3-5: Modelo de sistema fotovoltaico aislado a red.	15
Figura 3-6: Perfil de irradiación.	16
Figura 3-7: Diagrama de I-V y P-V del módulo fotovoltaico.	18
Figura 3-8: Esquema fotovoltaico con perfil de radiación y sombras.	19
Figura 3-9: Convertidor boost y controlador MPPT.	21
Figura 3-10: Diagrama algoritmo MPPT.	22
Figura 3-11: Banco de baterías.	23
Figura 3-12: Diagrama inversor en simulink.	26
Figura 3-13: Salida del inversor voltaje AC.	26
Figura 3-14: Proyecto La Ferroviaria.	27
Figura 3-15: Meteorología mensual de la ubicación.	28
Figura 3-16: Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos.	29
Figura 3-17: Demanda máxima diaria.	30
Figura 3-18: Selección de batería.	31
Figura 3-19: Conjunto fotovoltaico simulado en PVsyst.	33
Figura 4-1: Estado de carga de la batería.	36
Figura 4-2: Potencia del sistema sin optimización.	36
Figura 4-3: Estado de carga batería con sobredimensionamiento fotovoltaico.	38
Figura 4-4: Potencia del sistema con sobredimensionamiento.	38
Figura 4-5: Estado de carga de batería con seccionamiento de carga.	40
Figura 4-6: Seccionamiento de carga.	40
Figura 4-7: Estado de carga de batería con generador auxiliar y carga máxima.	42
Figura 4-8: Potencia del sistema con generador auxiliar.	42

Figura 4-9: Estado de carga de batería con generador auxiliar y carga variable	43
Figura 4-10: Ingreso de generador auxiliar y seccionamiento de carga principal y secundaria.....	44
Figura 4-11: Esquema de Sistema Fotovoltaico Aislado a Red con generador auxiliar.....	47

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
CENTRO DE POSGRADOS
MAESTRÍA ACADÉMICA (MA) CON TRAYECTORIA PROFESIONAL
(TP) EN ENERGÍAS RENOVABLES
COHORTE 2021

TEMA:

OPTIMIZACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA INTEGRACIÓN FOTVOLTAICA EN DOMICILIOS UTILIZANDO MATLAB

MODALIDAD DE TITULACIÓN: *Proyecto de Titulación con Componente de Investigación Aplicada.*

AUTOR: *Ingeniero Andrés David Sosa Guzmán*

DIRECTOR: *Ingeniero Alan Daniel Cuenca Sánchez Master*

FECHA: *cinco de octubre de dos mil veintidós.*

RESUMEN EJECUTIVO

Actualmente el uso de la energía solar fotovoltaica se ha incrementado significativa a nivel mundial, al ser considerada limpia, inagotable y amigable con el medio ambiente. Además, reduce drásticamente el impacto ambiental por emisiones de CO₂ en un total de 840 (kg CO₂) anuales. De hecho, los sistemas fotovoltaicos pueden ser de dos tipos: aislados a la red cuando es difícil acceder al sistema eléctrico de distribución y con conexión a la red cuando puede aportar o recibir energía del sistema eléctrico.

El presente proyecto se enfoca en sistemas aislados a la red eléctrica y propone estrategias de control para la optimización del almacenamiento de energía en banco de baterías. Por lo tanto, se plantearon los siguientes escenarios en una simulación realizada en Matlab: un sistema fotovoltaico sin optimización, el sobredimensionamiento de un sistema fotovoltaico, un sistema fotovoltaico con gestión de demanda, sistema fotovoltaico con generación auxiliar, y sistema híbrido (fotovoltaico – generador auxiliar) con gestión de demanda.

Los hallazgos más representativos indican que el uso de un sistema híbrido permite recuperar el estado de carga de baterías (SOC) un 1.8% diario, satisfaciendo las

necesidades de los usuarios e incluyendo condiciones de sombra en su análisis. Adicionalmente, se realizó un análisis de costo nivelado de energía (LCOE) para cada escenario mencionado, para lo cual el sistema híbrido presenta un LCOE de 44.1 (cUSD/kWh). Eso significa que la aplicación de un sistema híbrido es viable en viviendas que no tienen acceso a la red eléctrica de distribución.

Finalmente, el resultado de este análisis aporta a la implementación de sistemas híbridos en sistemas aislados a la red eléctrica de distribución. Además, contribuye a que los domicilios conectados a la red eléctrica impulsen la energía fotovoltaica a fin de reducir el impacto ambiental producido por la huella de CO₂ y la carga del sistema de distribución.

DESCRIPTORES: *BATERÍA, COSTO, DEMANDA, EMISIONES, ENERGÍA, ESTADO DE CARGA, FOTOVOLTAICA, MÉTODOS, OPTIMIZACIÓN, RADIACIÓN.*

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
CENTRO DE POSGRADOS
MAESTRÍA ACADÉMICA (MA) CON TRAYECTORIA PROFESIONAL
(TP) EN ENERGÍAS RENOVABLES
COHORTE 2021

THEME:

OPTIMIZATION OF ENERGY STORAGE FOR HOME PHOTOVOLTAIC INTEGRATION USING MATLAB

DEGREE MODALITY: *Degree Project with Applied Research Component.*

AUTHOR: *Engineer Andrés David Sosa Guzmán*

DIRECTED BY: *Engineer Alan Daniel Cuenca Sánchez Master.*

DATE: *October fifth, two thousand twenty two.*

EXECUTIVE SUMMARY

Currently, the use of photovoltaic solar energy has increased significantly worldwide, as it is considered clean, inexhaustible, and environmentally friendly. Furthermore, it drastically reduces the environmental impact of CO₂ emissions by a total of 840 (kg CO₂) per year. In fact, photovoltaic systems can be of two types: off-grid when it is difficult to access the electrical distribution system and grid-connected when it can provide or receive energy from the electrical system.

This project focuses on off-grid systems and proposes control strategies for optimizing battery bank energy storage. Therefore, the following scenarios were considered in a Matlab simulation: a photovoltaic system without optimization, the oversizing of a photovoltaic system, a photovoltaic system with demand management, a photovoltaic system with auxiliary generation, and a hybrid system (photovoltaic - auxiliary generator) with demand management.

The most representative findings indicate that the use of a hybrid system allows recovering the battery state of charge (SOC) by 1.8% per day, satisfying the needs of the users and including shading conditions in its analysis. Additionally, a levelized cost of energy (LCOE) analysis was performed for each scenario mentioned, for which

the hybrid system presents a LCOE of 44.1 (cUSD/kWh). This means that the application of a hybrid system is feasible in homes that do not have access to the distribution network.

Finally, the result of this analysis contributes to the implementation of hybrid systems in off-grid systems. In addition, it contributes to homes connected to the grid to drive photovoltaic energy to reduce the environmental impact produced by the CO₂ footprint and the load on the distribution system.

KEYWORDS: *BATTERY, COST, DEMAND, EMISSIONS, ENERGY, STATE OF CHARGE, PHOTOVOLTAICS, METHODS, OPTIMIZATION, RADIATION.*

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1 Introducción

De acuerdo con el balance energético nacional del Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, las energías renovables ocupan el 60.8% de la matriz energética del país y la energía térmica el 39.2 %. En el Ecuador la oferta de energía para el año 2022 es de 31 499 (GWh), de esto el 77.3% proviene de la energía hidráulica, el 20.1% de las térmicas, el 1.4% de la biomasa, el 0.2% de la eólica, el 0.1% del biogás, y el 0.1 % es solar (Instituto de Investigación Geológico y Energético - IIGE 2021).

Por otro lado, la energía solar es un recurso renovable inagotable, que puede ser aprovechar en cualquier momento y su principal característica se basa en que puede ser almacenado. Hoy en día la tecnología ha permitido la creación de celdas fotovoltaicas más eficientes, por esta razón mayor cantidad de usuarios han decidido implementar sistemas fotovoltaicos en sus hogares e industrias (Salamanca Avila 2017).

Adicional a ello los sistemas fotovoltaicos están enfocados a satisfacer las necesidades energéticas en sitios remotos que no poseen acceso al sistema eléctrico de potencia y en las localidades que tienen acceso al suministro de energía eléctrica los consumidores pueden reducir considerablemente el costo de facturación y el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) puede disminuir la carga máxima en el sistema de transmisión y distribución (Narimani, Mohammad Asghari y Sharma 2018).

Tomando en cuenta lo mencionado se estudiaron métodos para realizar la integración fotovoltaica en domicilios considerando la fluctuación de energía, la gestión de la demanda y el seguimiento de la potencia de salida.

1.2 Justificación

Este proyecto surgió de la necesidad de investigar sobre la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento eficiente de la misma. En el Ecuador, la radiación global horizontal varía entre 2.9 y 6.3 (kWh/m² día). De esta manera las zonas ubicadas en altitudes elevadas tienen niveles de radiación mayor a diferencia de las regiones costa y oriente (Vaca, Ordóñez, y Villada 2019).

La problemática actual se basa en que las celdas fotovoltaicas únicamente aprovechan del 25% al 30% de la energía entregada por el sol, motivo por el cual es necesario desarrollar un sistema que optimice el almacenamiento energético mediante el uso de sistemas de gestión de energía inteligente (SEMS, del inglés *Smart Energy Management Systems*) (Flores y Domínguez 2017).

En la actualidad, el sistema de almacenamiento energético se basa en un modelo de abastecimiento y consumo. En el día las celdas fotovoltaicas reciben la radiación solar y a su vez generan electricidad para el consumo de las aplicaciones pertinentes. El excedente es almacenado en baterías para su posterior uso.

Si bien es cierto que la energía fotovoltaica es una energía renovable que tiene varios años de estudio y la mayor implementada de forma residencial e industrial, la optimización del almacenamiento energético ha sido poco desarrollada. Actualmente, existen sistemas como “Sonnen” que optimizan el control de las cargas eléctricas en ambientes domiciliarios, pero tienen un alto costo en el mercado y es de difícil acceso en el Ecuador. De esta manera se desarrolló un sistema el cual analiza la demanda energética y suministra la energía eléctrica de manera más eficiente, optimizando el almacenamiento en los bancos de energía para obtener grandes beneficios económicos.

Por lo expuesto anteriormente, se realizó un estudio en Matlab para determinar métodos y algoritmos eficientes utilizados para el almacenamiento energético a nivel domiciliario, para lo cual se analizó: la demanda, condiciones ambientales y tarifas de consumo eléctrico.

Este estudio fue de gran importancia ya que hoy en día en el país varios usuarios están implementando celdas fotovoltaicas, por lo cual el análisis de nuevos métodos de almacenamiento y consumo energético generarán una base sólida para el desarrollo de la eficiencia energética.

El resultado de esta investigación permitió definir un método o algoritmo para el almacenamiento óptimo de energía solar fotovoltaica en ambientes domiciliarios, considerando las condiciones geográficas, económicas y sociales, a fin de sustentar la problemática actual.

1.3 Objetivos

1.3.1 General

Optimizar el almacenamiento de energía para integración fotovoltaica en domicilios utilizando Matlab.

1.3.2 Específicos

- a. Identificar algoritmos para optimizar el almacenamiento de energía generada por celdas fotovoltaicas utilizando Matlab.
- b. Identificar el porcentaje de mejora del almacenamiento de energía utilizando algoritmos de optimización.
- c. Identificar el ahorro monetario que podría generarse en un domicilio.

CAPÍTULO II

ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

El desarrollo social y económico tiene como fundamento mejorar el bienestar y salud de las personas, por esta razón existe la necesidad de servicios energéticos que cubran las necesidades básicas. Desde al año 1850 la utilización de combustibles de origen fósil a nivel mundial se ha incrementado llegando a ser una fuente de energía predominante, lo que ha generado un impacto ambiental negativo por las altas tasas de emisión de dióxido de carbono (Seyboth et al. 2011).

En el Ecuador desde hace una década se ha generado el cambio de la matriz energética, la cual antiguamente utilizaba los combustibles fósiles para la generación de energía, hoy en día su utilización se basa en el uso de energías renovables. En la actualidad el uso de energía solar fotovoltaica se lo ha desarrollado a gran escala teniendo una capacidad total de 282 (MW), entre los proyectos fotovoltaicos más emblemáticos tenemos: Paragachi ubicada en Pimampiro en Imbabura con una capacidad de 28 (MW), Shiri I ubicada en Quito con 50 (MW), Condorsolar ubicada en Cayambe y Tabacundo con 30 (MW), Solarconnection ubicada en Cayambe y Tabacundo con 20 (MW), Vaiana ubicada en Guayaquil con 20 (MW), Manabí ubicada en Montecristi con 30 (MW), Santa Elena I ubicada en Santa Elena con 25 (MW), Centro del Mundo ubicado Cayambe con 10 (MW), chota-piman con 8 (MW), San Alfonso con 6 (MW), Montecristi con 12 (MW) y Lagarto ubicado en Río Verde con 20 (MW) (Domínguez y Salvatierra 2016).

Las islas Galápagos consideradas como patrimonio natural de la humanidad por la UNESCO en 1978 y también declarada una reserva de biósfera en 1984 son áreas protegidas que abarcan el 97% de la superficie terrestre del archipiélago, motivo por el cual son consideradas zonas de alto impacto ambiental y turístico, en esta región la implementación de energía fotovoltaica es de gran importancia ya que ayuda a la reducción del impacto ambiental. San Cristóbal cuenta con una planta fotovoltaica de 1(MW) con un sistema de almacenamiento de baterías de 1.4 (MWh) la cual ayudará a

reducir la emisión de 948 t CO₂ al año, en la isla de Baltra se fomentó el proyecto Conolophus el cual plantea la instalación de 14.8 (MW) de generación fotovoltaica y un almacenamiento en baterías de 40.9 (MWh), adicional tiene un sistema de transmisión eléctrico con la isla Santa Cruz, este proyecto evitará la emisión de 16.400 t CO₂ (MERNNR 2020).

Por otra parte, en la ciudad de Quito se están desarrollando proyectos a baja escala para cubrir la demanda energética en domicilios, un ejemplo es la Empresa Eléctrica Quito que tiene el programa cero viviendas sin luz, para instalación de paneles solares en áreas de difícil acceso, motivo por el cual es fundamental la optimización del almacenamiento de energía y una correcta gestión de la demanda.

En un estudio realizado en la Universidad de Missouri plantea el uso de estrategias óptimas de control distribuido para minimizar la demanda en los sistemas de almacenamiento de energía, optimizando el uso de paneles fotovoltaicos y reduciendo costos (Narimani, Asghari, y Sharma 2018).

Liu et al. (2018) en la conferencia internacional de control, automatización, robótica y visión (ICARCV), presentan nuevas estrategias de control para almacenamiento de energía considerando la predicción de errores en paneles fotovoltaicos, de esta manera considera la fluctuación de la potencia de salida de los paneles y determina métodos de control basados en la carga y descarga mediante un modelo de control difuso (fuzzy control).

Barchi et al. (2018) desarrolla un prototipo para la optimización de generación fotovoltaica y almacenamiento de energía en centros comerciales, este prototipo utiliza un control inteligente denominado Building Energy Management System (BEMS), el cual evalúa la demanda para controlar la carga y descarga del sistema de almacenamiento. Este

prototipo opera de manera alterna con la red eléctrica y tiene como objetivo reducir las emisiones de CO₂.

Elkazaz et al. (2019) plantean la optimización en tiempo real de energía domiciliaria utilizando un sistema de administración de energía (HEMS), celdas fotovoltaicas y almacenamiento de energía en baterías. En este estudio se analiza la demanda, generación fotovoltaica diaria y el estado de carga de las baterías con un tiempo de muestreo de dos minutos. De esta manera se crea un modelo matemático basado en la potencia útil fotovoltaica y la potencia del sistema de almacenamiento de energía. Como resultado se determinó que utilizando HEMS se produjo un ahorro económico del 38.83%.

El estudio realizado por Gutiérrez et al. (2012) en la Escuela Superior Politécnica del Ejército, determina que el consumo de energía mensual para un domicilio en la Provincia de Pichincha es alrededor de 0.98 (MWh) y también determina que el 95% de las comunidades están dispuestas a implementar energías renovables.

Por lo antes expuesto, se puede deducir que existen varios proyectos e iniciativas personales para la implementación de energía fotovoltaica a todo nivel, motivo por el cual el desarrollo de sistemas inteligentes para el almacenamiento y despacho de energía es de gran importancia.

2.1 Fundamentos teóricos

2.1.1 Energía Solar

La energía solar es una energía renovable que aprovecha la radiación electromagnética del sol, la misma que se encuentra constituida por fotones (Domínguez y Salvatierra 2016). Este tipo de energía es considerada como inagotable y actualmente se utilizan procesos fotovoltaicos que aprovechan la energía irradiada para producir electricidad.

De acuerdo con el World Radiation Centre la cantidad de energía procedente del sol que incide por unidad de área, por unidad de tiempo sobre una superficie perpendicular a los rayos solares fuera de la atmósfera oscila entre 1330 y 1450 (W/m²), por lo cual se puede definir una constante solar de 1375 (W/m²). Sin embargo la radiación efectiva que llega a la superficie terrestre puede considerarse de 1000 (W/m²), esto se debe a las pérdidas por procesos de absorción, reflexión y difusión que pueden producirse en la atmósfera (Perpiñan Lamigueiro 2012).

El cálculo de la irradiancia solar que incide en una superficie localizada en la corteza terrestre se encuentra determinada por las siguientes componentes: radiación directa, radiación difusa y radiación de albedo. La suma de estas componentes se denomina irradiancia global.

- **Radiación Directa.-** es aquella que representa la fracción de irradiancia procedente desde el disco solar en línea recta.
- **Radiación Difusa.-** es aquella que representa la radiación que incide sobre una superficie procedente de los rayos dispersados en la atmósfera diferentes de la radiación solar directa, se considera como una radiación anisotrópica ya que su valor depende de la zona celeste de procedencia.
- **Radiación Reflejada.-** es aquella radiación procedente de la reflexión del suelo.

En la Figura 2-1 se aprecian los componentes de la radiación global y su incidencia sobre un panel fotovoltaico, su resultante es la suma de la radiación directa, difusa y albedo.

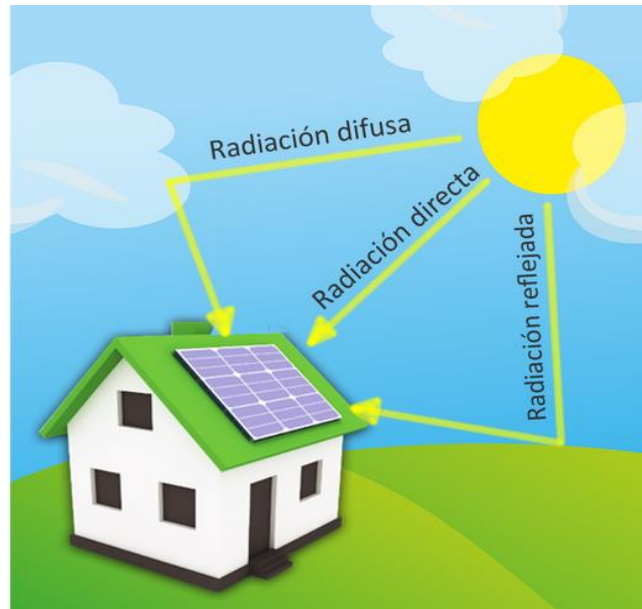


Figura 2-1: Componentes de la radiación global y su incidencia sobre un panel fotovoltaico (HelioEsfera 2019).

- **Hora solar pico.-** es el cálculo del número de horas equivalentes de radiación en un día respecto a una radiación de 1000 (W/m^2).

2.1.2 Instalación solar fotovoltaica

Es un conjunto de componentes que permiten la generación, transformación y el almacenamiento de energía proveniente de la radiación solar para generar energía eléctrica con ayuda de módulos fotovoltaicos y de esta manera utilizarla en aplicaciones de interés (Domínguez y Salvatierra 2016). Entre los tipos de instalaciones fotovoltaicas tenemos:

- **Sistemas fotovoltaicos conectados a la red**

Estos sistemas utilizan paneles fotovoltaicos para cubrir la demanda energética de sus instalaciones y a su vez el excedente de energía puede ser suministrado al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), de esta manera priorizan el autoconsumo de la energía. Estos sistemas utilizan medidores bidireccionales para calcular la energía consumida o

suministrada de la red eléctrica obteniendo un rédito, el mismo que dependerá de la legislación vigente de cada país (Astudillo y Lema 2017). En la Figura 2-2 se observa los componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, entre los cuales se tiene: panel fotovoltaico, inversor, medidor de energía bidireccional, distribución de cargas en domicilio y la red eléctrica.



Figura 2-2: Sistema fotovoltaico conectado a la red (Villegas y Alcivar 2020).

- **Sistemas fotovoltaicos aislados a la red**

Estos sistemas utilizan paneles fotovoltaicos para satisfacer su demanda, este tipo de sistemas no tiene conexión con el SEP por lo cual es necesario el almacenamiento de energía utilizando banco de baterías, obteniendo de esta manera disponibilidad cuando la aplicación lo requiera (Astudillo y Lema 2017). En algunas aplicaciones estos sistemas utilizan generadores de respaldo. En la Figura 2-3 se observa los componentes principales de un sistema fotovoltaico con aplicaciones aisladas a la red eléctrica, entre los cuales se tiene: panel fotovoltaico, regulador o controlador, banco de baterías, inversor y las cargas en el domicilio.

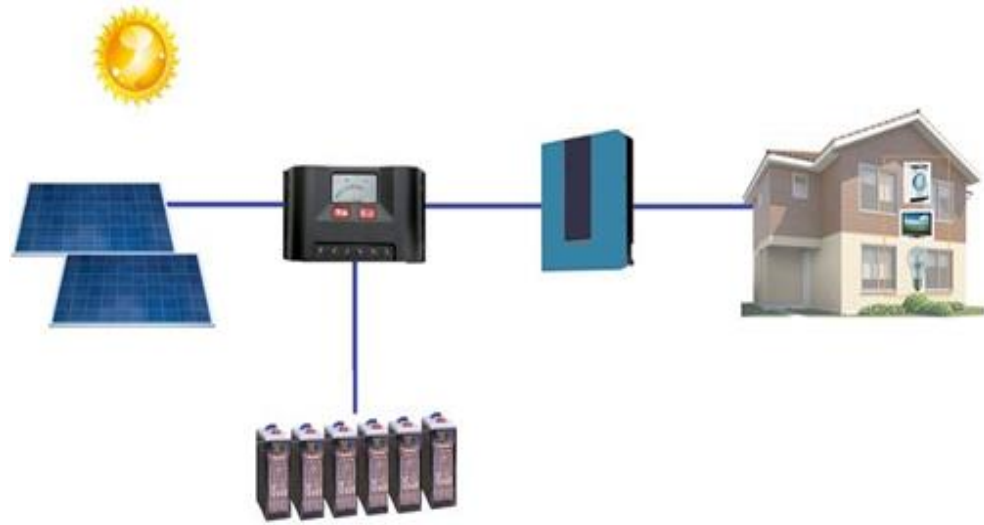


Figura 2-3: Sistema fotovoltaico aislado a la red (Villegas y Alcivar 2020).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Ubicación

El proyecto se desarrolló tomando en cuenta la localización de un domicilio en la provincia de Pichincha, cantón Quito, ciudad Quito en la parroquia La Ferroviaria, ubicado en las calles Pangua S12-271 y Adriano Cobo. En la Tabla 3-1 se indican los datos referenciales del domicilio.

Tabla 3-1: Datos referenciales del domicilio

País	Ecuador
Lugar	Quito
Latitud	0°15'29.38" S
Longitud	78°31'36.93" W
Altitud	2850 msnm
Temperatura media anual	19 (°C)

En la Figura 3-1 se observa la zona residencial del domicilio seleccionado en la ciudad de Quito.

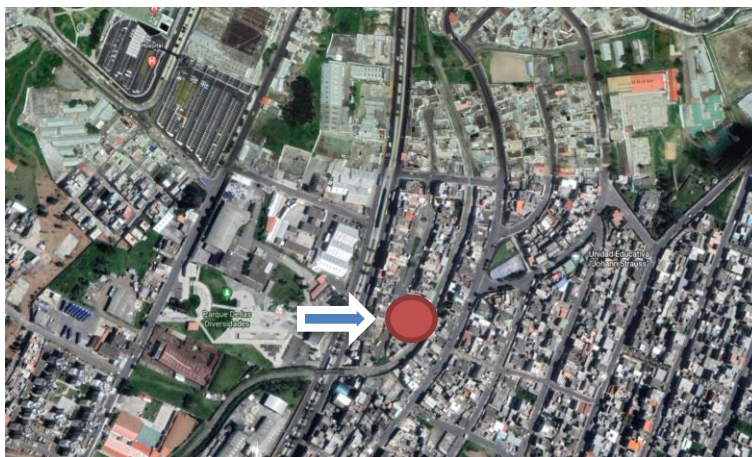


Figura 3-1: Ubicación de domicilio en la ciudad de Quito (Google Earth 2022).

En la Figura 3-2 se observa la ubicación del domicilio de referencia, del cual se toman los datos de radiación solar.

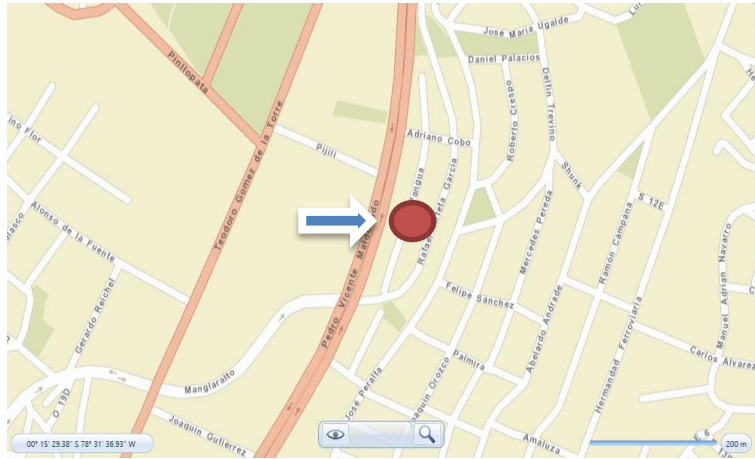


Figura 3-2: Zona residencial ciudad de Quito (HOMER 2022).

3.2 Datos meteorológicos referenciales

La irradiancia y la temperatura dependen de las condiciones meteorológicas existentes en lugar de emplazamiento de la ubicación, fundamentalmente de la irradiación horizontal en la superficie terrestre.

La Figura 3-3 indica los valores mensuales de irradiancia en la ubicación seleccionada, de lo cual el mayor índice de radiación es en el mes de marzo con 4.550 (kWh/m²/día) y el menor índice en el mes de diciembre con 3.980 (kWh/ m²/ día). Por lo tanto la hora solar pico es de 3.9 horas.

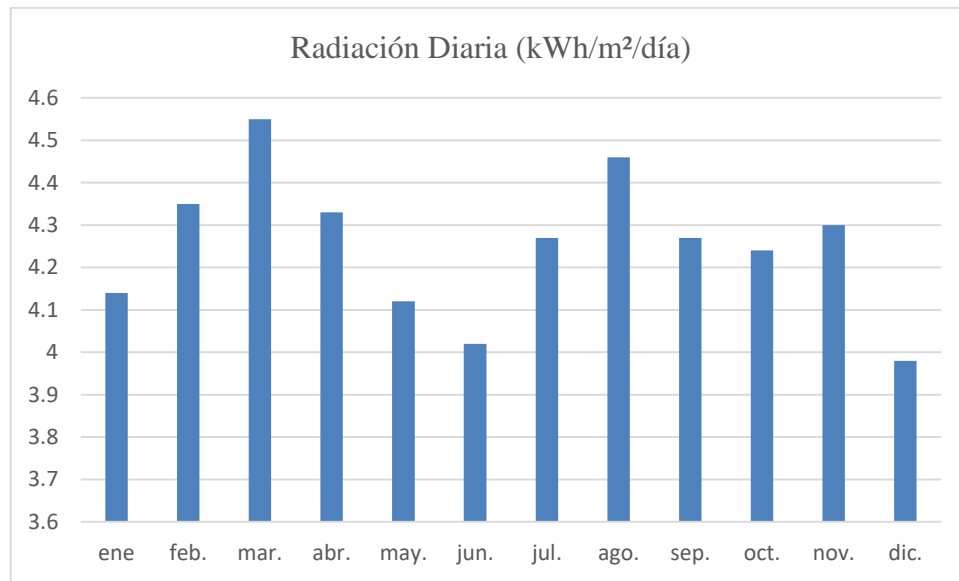


Figura 3-3: Valores mensuales de irradiancia (HOMER 2022).

3.3 Tipo de investigación

La metodología de investigación que se utilizó para el Proyecto “Optimización del almacenamiento de energía para integración fotovoltaica en domicilios utilizando Matlab”, fue de tipo experimental, debido a que se buscó probar la relación causa efecto entre los métodos y los algoritmos para optimización en Matlab con el almacenamiento de energía. En esta investigación se definió el mejor método o algoritmo para optimizar el almacenamiento energético, tomando en cuenta criterios tecnológicos, económicos, ambientales y sociales. El enfoque de investigación fue de tipo cuantitativo ya que permitió analizar y controlar magnitudes físicas asociadas a la variable independiente, que corresponde a los algoritmos de optimización y verificar sus efectos en la variable dependiente que corresponde al almacenamiento de energía.

Los equipos utilizados en esta investigación fueron: computador portátil, software de análisis numérico Matlab y medidor de energía instalado en el domicilio.

3.4 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico aislado a red

3.4.1 Demanda del sistema

Para determinar las características del sistema fotovoltaico aislado a red primero se definió la demanda, se tomó como referencia un domicilio ubicado en la provincia de Pichincha, ubicado al sur de la ciudad de Quito y el histórico del consumo energético anual se determinó mediante los detalles de facturación de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), el cual se detalla en la Figura 3-4.

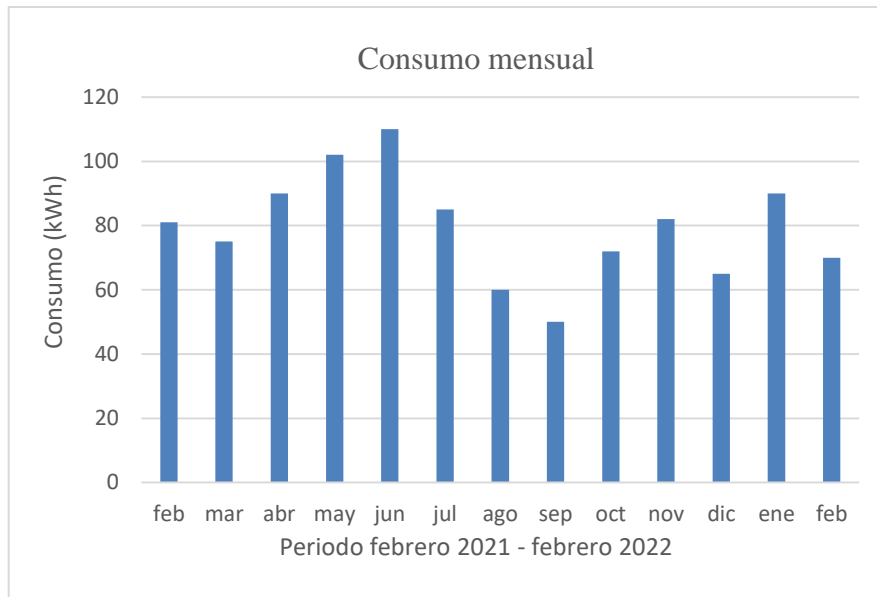


Figura 3-4: Consumo anual de la vivienda de referencia

Como se observa en la Tabla 3-2 el consumo máximo en el periodo febrero 2021 hasta febrero 2022 es de 110 (kWh) y el consumo mínimo es de 50 (kWh), por lo cual se tomará como referencia un promedio de 80 (kWh) y un consumo diario de 2.6 (kWh).

Tabla 3-2: Detalle de consumo mensual

Mes	Consumo
Febrero	81 (kWh)
Marzo	75 (kWh)
Abril	90 (kWh)
Mayo	102 (kWh)
Junio	110 (kWh)
Julio	85 (kWh)
Agosto	60 (kWh)
Septiembre	50 (kWh)
Octubre	72 (kWh)
Noviembre	82 (kWh)
Diciembre	65 (kWh)
Enero	90 (kWh)
Febrero	70 (kWh)
Promedio	79.38 (kWh)

3.4.2 Esquema del sistema fotovoltaico aislado a red

En la Figura 3-5 se representa el modelo esquemático empleado para la simulación de un sistema aislado a red en simulink de Matlab, este modelo se encuentra constituido por: un perfil de radiación diaria, el arreglo fotovoltaico, el regulador de carga con algoritmo MPPT, el generador auxiliar, el banco de baterías, un inversor y la carga.

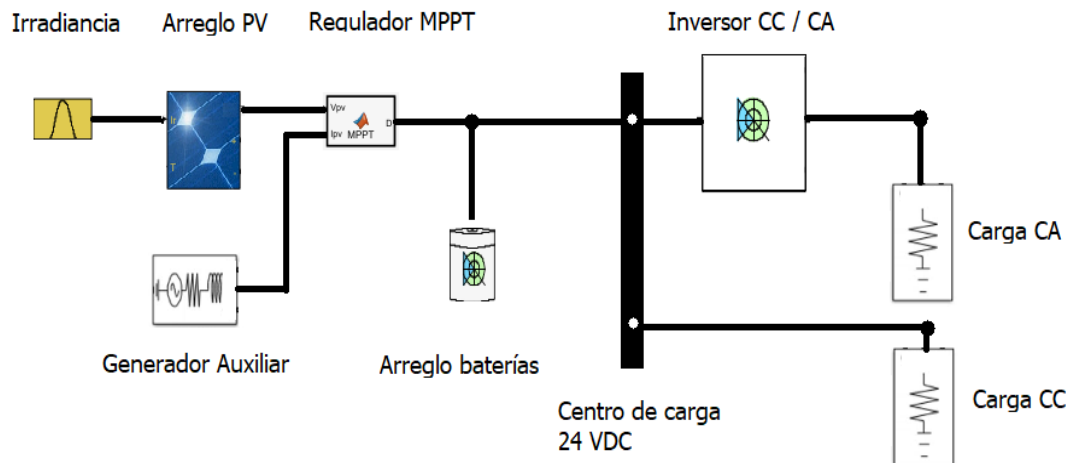


Figura 3-5: Modelo de sistema fotovoltaico aislado a red

3.4.3 Perfil de radiación

Para el análisis del sistema fotovoltaico aislado a la red se toma en cuenta una hora solar pico de 3.9 HSP. Adicional a esto se ingresan sombras en la radiación, ya que en un estudio realizado por Magdaleno et al. (2018) en la influencia de sombras sobre un sistema fotovoltaico, determina que los paneles fotovoltaicos pueden perder el 90% de su eficiencia, al agregar perfiles de sombras se determina una condición operativa más acercada a la realidad. La Figura 3-6 indica el perfil de irradiación solar diaria introducido en simulink de Matlab, el mismo que posee una sombra a las 12:00.

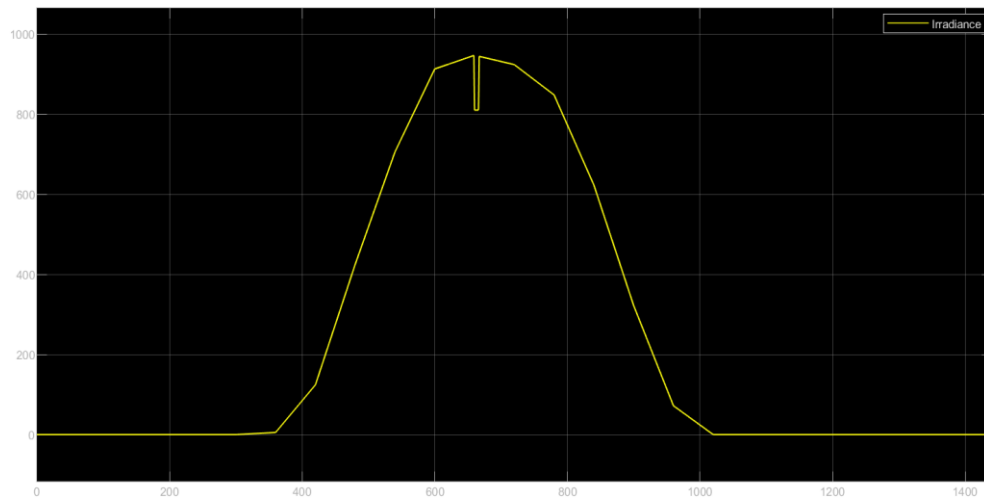


Figura 3-6: Perfil de irradiación

3.4.4 Panel Fotovoltaico

Un panel fotovoltaico aprovecha la radiación solar para convertirla en energía eléctrica, este panel se encuentra constituido por varias celdas las cuales se encuentran conectadas en arreglos a fin de obtener una potencia específica en función de un voltaje y una corriente. La conexión de paneles en serie permitirá aumentar el voltaje y la conexión de paneles en paralelo aumentará la corriente. El arreglo de paneles en serie y paralelo determinará la potencia específica del sistema fotovoltaico.

La ecuación 1 indica el cálculo de la potencia fotovoltaica tomando en cuenta el consumo estimado del sistema en corriente alterna, un factor de seguridad (Fsg) y la radiación global incidente mínima en el plano igual a la latitud del sitio (RG) en (kWh/m²/día).

$$\text{Pot FV [W]} = \frac{\text{Consumo estimado AC [Wh/día]} * \text{Fsg}}{\text{RG [kWh/m}^2\text{/día]}} \quad (1)$$

$$\text{Pot FV [W]} = \frac{2600 * 1.2}{3.9}$$

$$\text{Pot FV [W]} = 800$$

La ecuación 2 indica el cálculo del número de módulos fotovoltaicos tomando en cuenta la potencia fotovoltaica calculada en la ecuación 1 y la potencia de un módulo fotovoltaico (LR6-60 HPB 300 M).

$$\text{Num mod FV} = \frac{\text{Pot FV [W]}}{\text{Pot mod [W]}} \quad (2)$$

$$\text{Num mod FV} = \frac{800}{300}$$

$$\text{Num mod FV} = 2.6$$

$$\text{Num mod FV} = 3$$

De los cálculos para el dimensionamiento fotovoltaico se tiene un arreglo de tres paneles fotovoltaicos conectados en serie. De acuerdo con las características del panel, la tensión en circuito abierto es de 39.8 (V) por lo tanto el voltaje total del arreglo fotovoltaico es de 119.4 (V).

La Figura 3-7 representa las curvas de corriente y potencia en su punto máximo para el módulo fotovoltaico seleccionado, de acuerdo con las características técnicas del panel en condiciones estándar el voltaje a potencia máxima es de 32.9 (V) y la corriente es de 9.13 (A), obteniendo una potencia máxima de 300 (W), considerando una irradiación de 1 (kW/m²) a una temperatura de 25 (°C) y una masa de aire de 1.5.

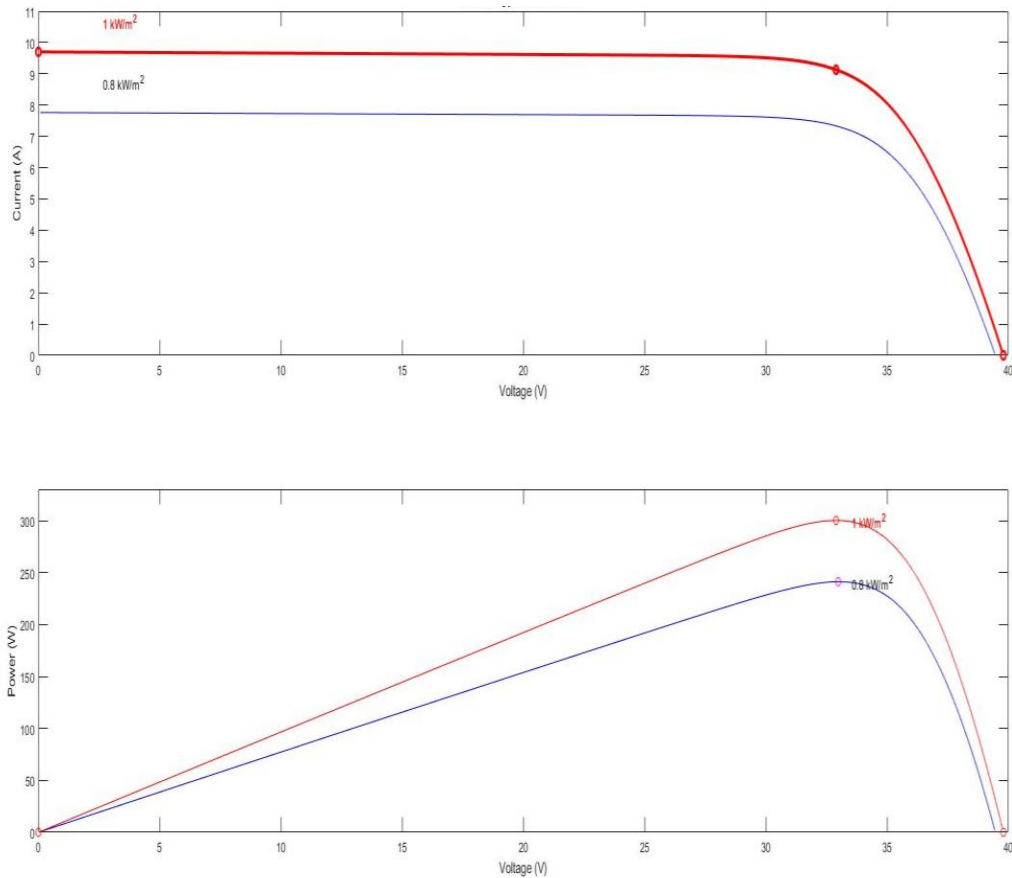


Figura 3-7: Diagrama de I-V y P-V del módulo fotovoltaico

En la Figura 3-8 se representa el esquema fotovoltaico aplicado en simulink de Matlab, considerando el perfil de radiación, un perfil de sombra, y una temperatura ambiente de 25 (°C).

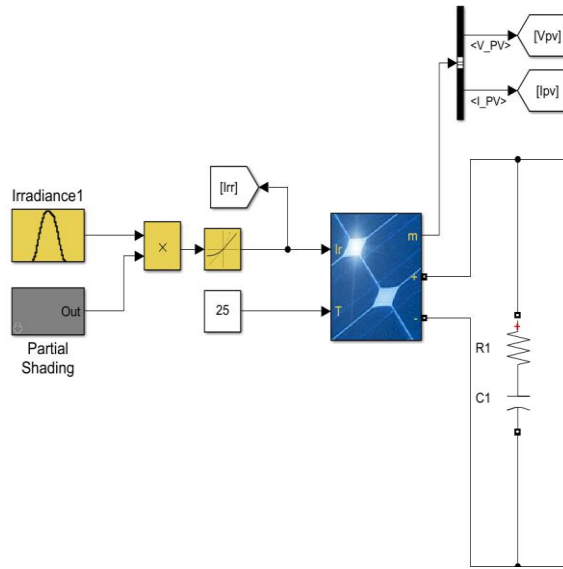


Figura 3-8: Esquema fotovoltaico con perfil de radiación y sombras.

Con la finalidad de estabilizar el voltaje y la corriente a la salida del arreglo fotovoltaico se colocó a su salida una resistencia y un capacitor en paralelo (Oña y Suquillo 2020).

La ecuación 3 indica el cálculo de la resistencia considerando el voltaje del panel fotovoltaico en circuito abierto respecto a la corriente de cortocircuito.

$$R[\text{ohm}] = \frac{V_{\text{totalVOC}}}{I_{\text{totalISC}}} \quad (3)$$

$$R[\text{ohm}] = \frac{119.4}{9.70}$$

$$R [\text{ohm}] = 12.30$$

La ecuación 4 indica el cálculo del capacitor considerando la potencia fotovoltaica respecto al voltaje máximo, mínimo y la frecuencia de corte. Para el voltaje máximo y mínimo se ha determinado un factor del 20%

$$C [\text{uF}] = \frac{\text{Pot FV [W]} * \sqrt{2}}{(V_{\text{max}}^2 - V_{\text{min}}^2) * f_c} \quad (4)$$

$$V_{\text{max}} [\text{V}] = V_{\text{totalVOC}} * 1.20 = 143.28$$

$$V_{\text{min}} [\text{V}] = V_{\text{totalVOC}} - (V_{\text{totalVOC}} * 0.20) = 95.52$$

$$C [\text{uF}] = \frac{800 * \sqrt{2}}{(143.28^2 - 95.52^2) * 100}$$

$$C [\text{uF}] = 0.992$$

3.4.5 Selección del voltaje del sistema

Determinado el consumo diario se debe seleccionar el voltaje del sistema, la Tabla 3-3 indica el voltaje del sistema en relación del consumo en (Wh), para lo cual se tiene:

Tabla 3-3: Selección del voltaje del sistema en función del consumo diario

Voltaje del sistema	
1 a 2000 (Wh)	12 (V)
2001 a 4000 (Wh)	24 (V)
> 4000 (Wh)	48 (V)

Considerando un consumo diario de 2600 (Wh), el voltaje del sistema correspondiente es de 24 (V), por lo tanto el regulador de carga y el banco de baterías se diseñarán para trabajar a este voltaje.

3.4.6 Regulador de carga

Un regulador de carga es un convertor de potencia el cual controla la energía entregada por el arreglo fotovoltaico, su función es evitar la carga y descarga abrupta de las baterías prolongando la vida útil de las mismas (D'Alessio, González, y Cáceres 2014). Para el propósito de este proyecto se diseñó un regulador MPPT el cual puede separar la tensión de funcionamiento del arreglo fotovoltaico con el voltaje de las baterías, de esta manera le permite determinar el punto máximo de potencia. En la Figura 3-9 se indica el regulador MPPT utilizado en el simulink de Matlab, el cual consta de un convertor boost, el algoritmo MPPT y un bloque modulador de frecuencia.

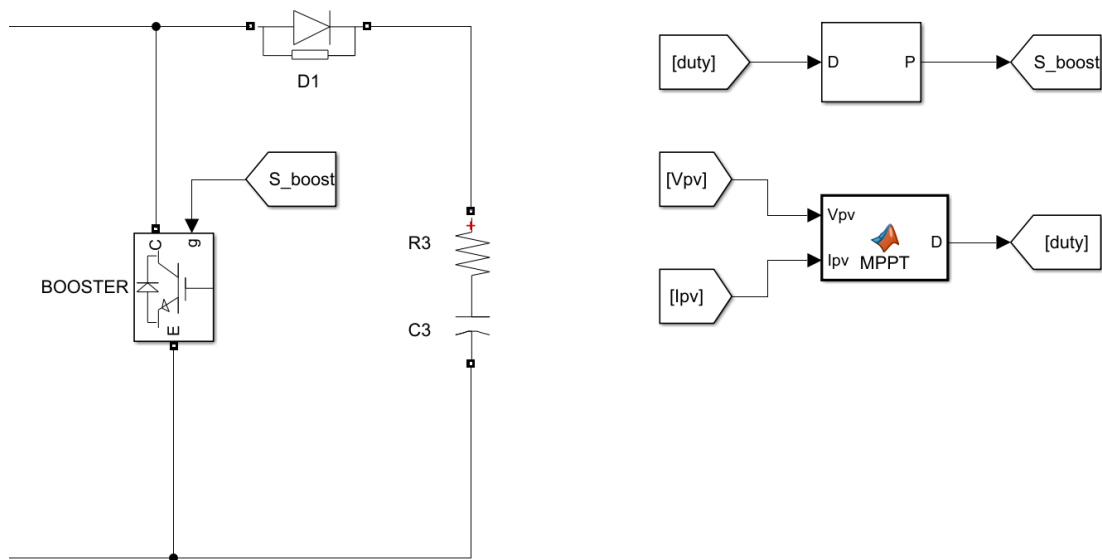


Figura 3-9: Convertidor boost y controlador MPPT

El máximo punto de potencia es una técnica empleada para mejorar la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, esta técnica se vuelve más compleja cuando no se posee condiciones constantes de irradiación y temperatura, lo que podría causar problemas como la oscilación de potencia en parámetros máximos ante perturbaciones (Altamimi, Feilat, y Al Nadi 2021). El algoritmo utilizado es de perturbación y observación (P&O) el cual perturba la tensión de funcionamiento para garantizar la potencia máxima.

En la Figura 3-10 se indica el algoritmo del punto máximo de potencia, el mismo que tiene como variables de entrada el voltaje y la corriente del panel fotovoltaico.

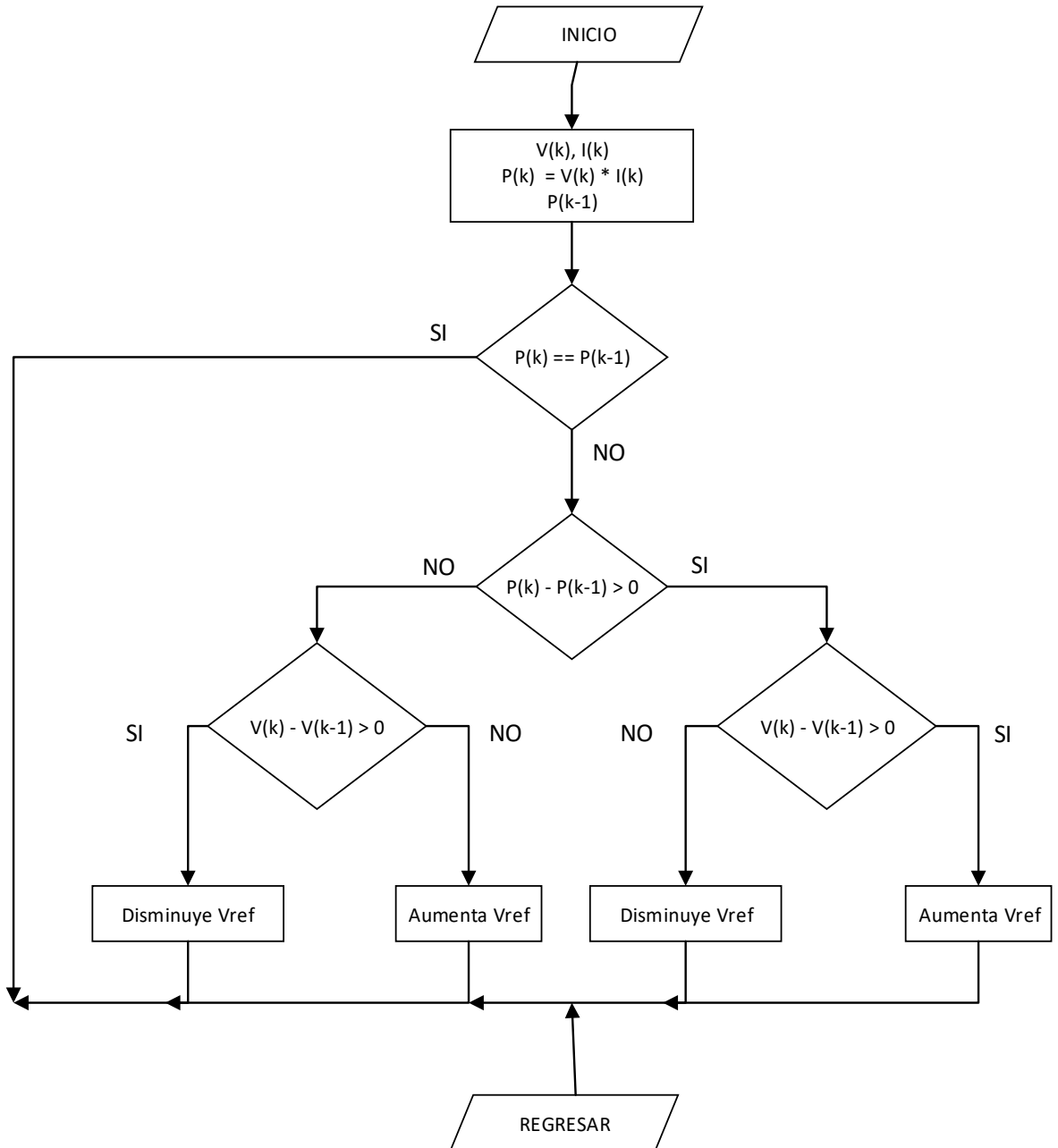


Figura 3-10: Diagrama algoritmo MPPT

3.4.7 Sistema de almacenamiento

Un banco de baterías permite almacenar la energía eléctrica producida por el arreglo fotovoltaico y utilizarlo cuando una aplicación lo requiera. Dentro de las características principales del sistema de almacenamiento se debe considerar:

- **Capacidad de la batería:** es la cantidad de energía eléctrica que se puede obtener en una descarga completa partiendo de un estado de carga total del mismo.
- **Profundidad de descarga:** es la cantidad de energía en porcentaje que se puede obtener durante una determinada descarga, partiendo del acumulador totalmente cargado.

En la Figura 3-11 se indica el banco de batería utilizado en el simulink de Matlab, la misma que proporciona variables de salida como: el estado de carga de la batería (SOC), la corriente de la batería (IB) y el voltaje de la batería (VB).

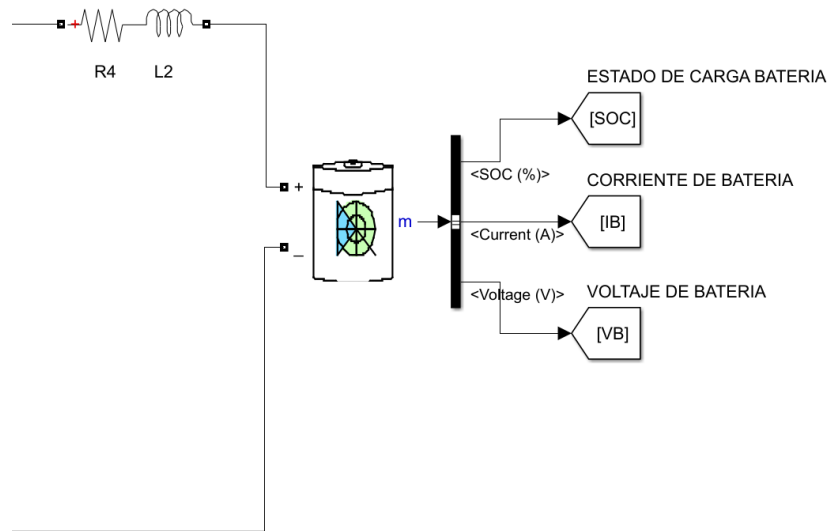


Figura 3-11: Banco de baterías

- **Capacidad de la batería**

La ecuación 5 indica el cálculo para la capacidad necesaria en (Ah/día), para lo cual se toma como referencia el consumo en DC en función del voltaje del sistema y la eficiencia del inversor.

$$\text{Capacidad [Ah/día]} = \frac{\text{Consumo estimado DC [Wh/día]}}{\text{Voltaje del sistema [V]} * \text{eficiencia inversor}} \quad (5)$$

$$\text{Capacidad [Ah/día]} = \frac{2600}{24 * 0.983}$$

$$\text{Capacidad [Ah/día]} = 110.54$$

- **Cálculo de número de baterías**

Para el cálculo de las baterías en paralelo se toma en cuenta una autonomía de 1 día y la profundidad de descarga 50%. La ecuación 6 indica la cantidad de baterías en paralelo tomando en cuenta la capacidad y días de autonomía en función de la profundidad de descarga y la capacidad de la batería.

$$\text{baterías paralelo} = \frac{(\text{Ah/día})(\text{días de autonomía})}{\text{profundidad de descarga} * \text{capacidad de la batería}} \quad (6)$$

$$\text{baterías paralelo} = \frac{110.54 * 1}{0.5 * 265}$$

$$\text{baterías paralelo} = 0.83$$

La ecuación 7 indica el cálculo del número de baterías en serie tomando en cuenta el voltaje del sistema en función del voltaje de la batería.

$$\text{baterías en serie} = \frac{\text{Voltaje del sistema}}{\text{Voltaje batería}} \quad (7)$$

$$\text{baterías en serie} = \frac{24}{12}$$

$$\text{baterías en serie} = 2$$

El arreglo de batería se encuentra conformado por dos baterías en serie de 12 (V), con un voltaje total de 24 (V).

3.4.8 Inversor CC /CA

Dispositivo electrónico el cual transforma la corriente directa proporcionada por el regulador de carga en corriente alterna, adicional es el encargado de mantener la frecuencia y el voltaje en los parámetros nominales, además de limitar la corriente de salida acorde a sus parámetros establecidos (Domínguez y Salvatierra 2016).

Se utilizó un inversor monofásico de onda completa el cual se encuentra constituido por conmutadores IGBT, su funcionamiento se basa en la conmutación controlada por una fuente externa a fin de convertir la señal DC a una onda cuadrada cercana a una señal sinusoidal. La fuente externa utilizada es un generador de pulsos la cual activará secuencialmente cada IGBT. A la salida del inversor se coloca un filtro a fin de reducir armónicos generador por los IGBT. En la Figura 3-12 se indica el diagrama del inversor CC/CA en simulink de Matlab, el cual se encuentra conformado por IGBT, un generador de frecuencia y una onda sinodal para determinar la referencia de activación de cada IGBT.

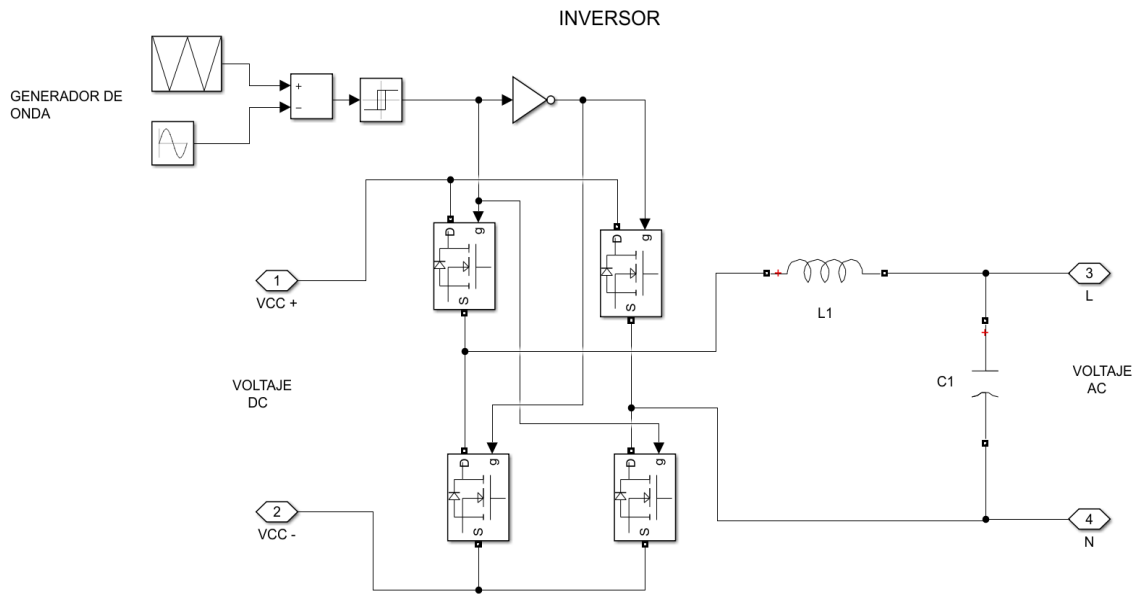


Figura 3-12: Diagrama inversor en simulink

En la Figura 3-13 se indica la onda senoidal a la salida del inversor, la misma que tiene un tiempo de muestreo de $1e-6$ (s).

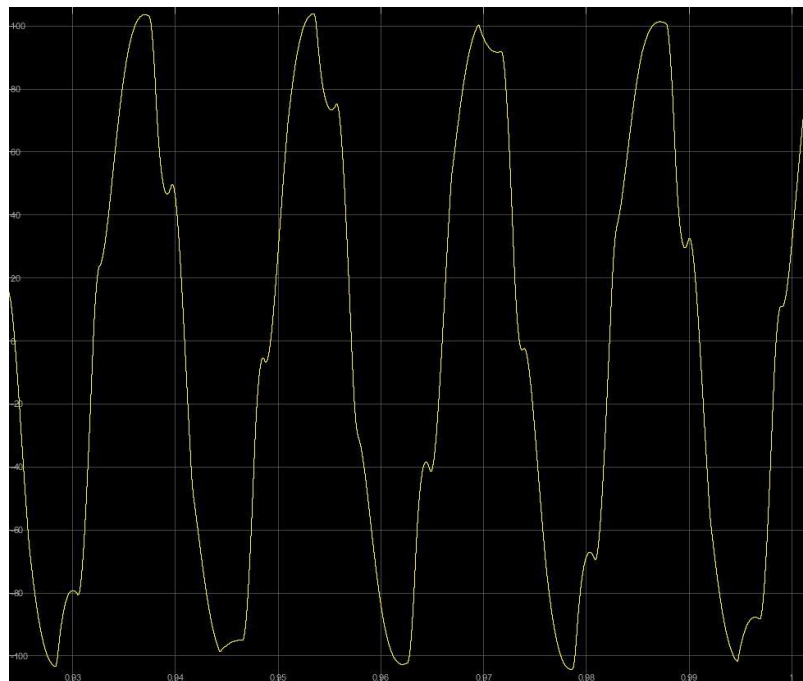


Figura 3-13: Salida del inversor voltaje AC

En la ecuación 8 se determina el número máximo de cadenas en paralelo en función de potencia máxima del inversor.

$$N_{\text{max strings}} = \frac{P_{\text{nom Inv}}}{P_{\text{max string}}} \quad (8)$$

$$N_{\text{max strings}} = \frac{P_{\text{nom Inv}}}{N_{\text{max serie}} \cdot P_{\text{nom panel}}}$$

$$N_{\text{max strings}} = \frac{1000}{3 \cdot 300}$$

$$N_{\text{max strings}} = 1.11$$

3.5 Contratación de resultados con PVSyst

Una vez dimensionado el sistema fotovoltaico se realiza una contrastación de sus resultados con el software PVSyst, para lo cual se crea un proyecto nuevo de un sistema fotovoltaico aislado a red como indica la Figura 3-14.

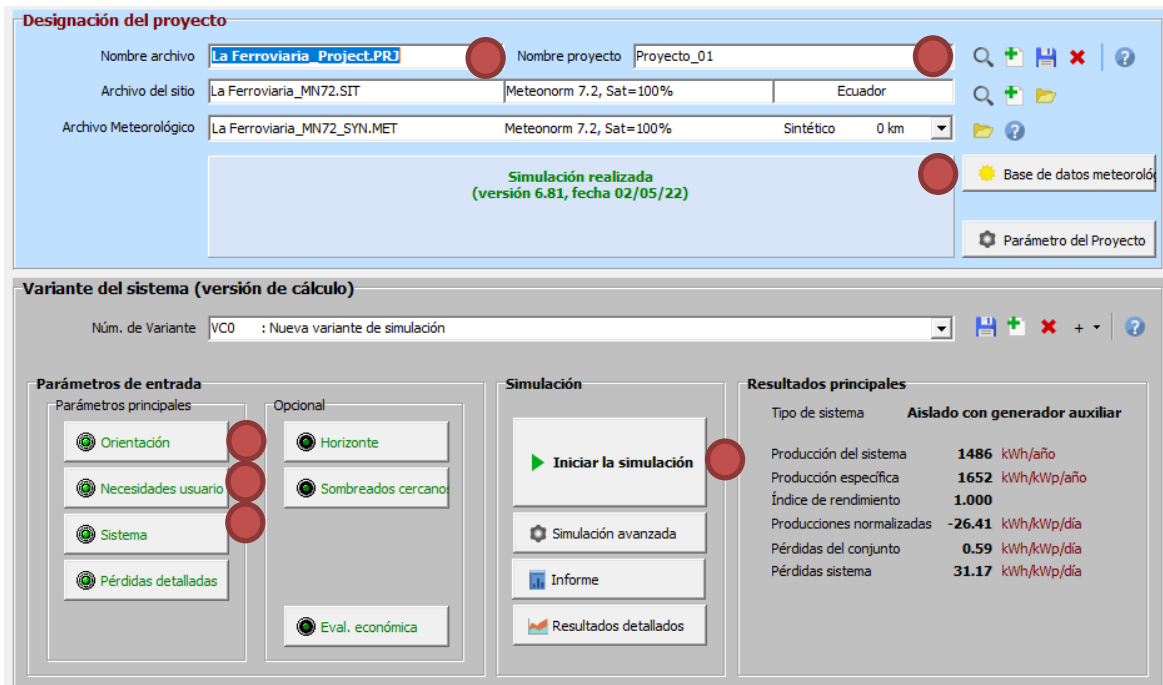


Figura 3-14: Proyecto La Ferroviaria

3.5.1 Ubicación del domicilio

La ubicación del domicilio permitirá importar datos meteorológicos mensuales, para lo cual se ingresará la latitud y longitud de la ubicación de estudio. Esta información es de gran importancia ya que determinará la radiación y la temperatura que son factores que afectan directamente al desempeño de los paneles fotovoltaicos. En la Figura 3-15 se indican los datos meteorológicos del domicilio ubicado en la ciudad de Quito (0°15'29.38" S, 78°31'36.93" W).

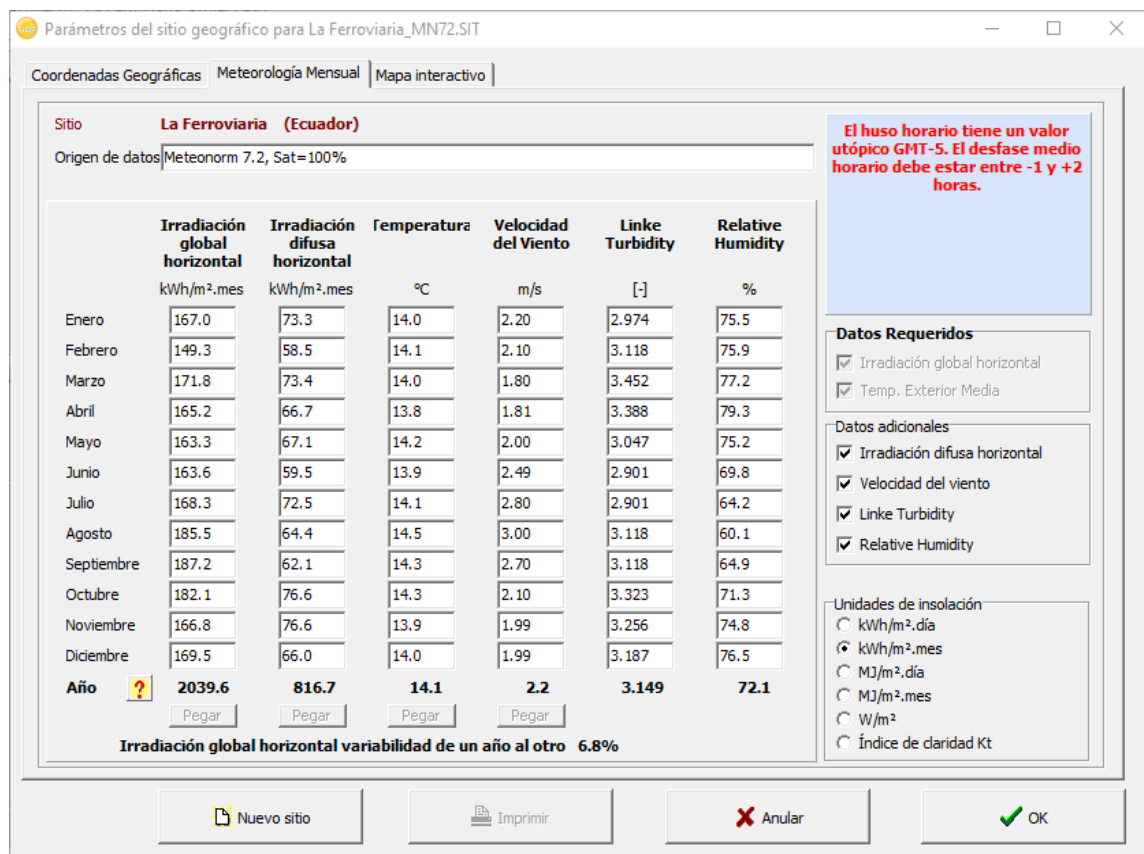


Figura 3-15: Meteorología mensual de la ubicación

3.5.2 Orientación

La orientación de los paneles fotovoltaicos se realizó tomando en cuenta una inclinación del plano en 23° y un acimut de 0° optimizado para solsticio de invierno, con lo cual las

pérdidas por orientación son de -0.1% y la irradiación global es de 1117 (kWh/m²). En la Figura 3-16 se indica la orientación de los paneles fotovoltaicos en PVSyst.

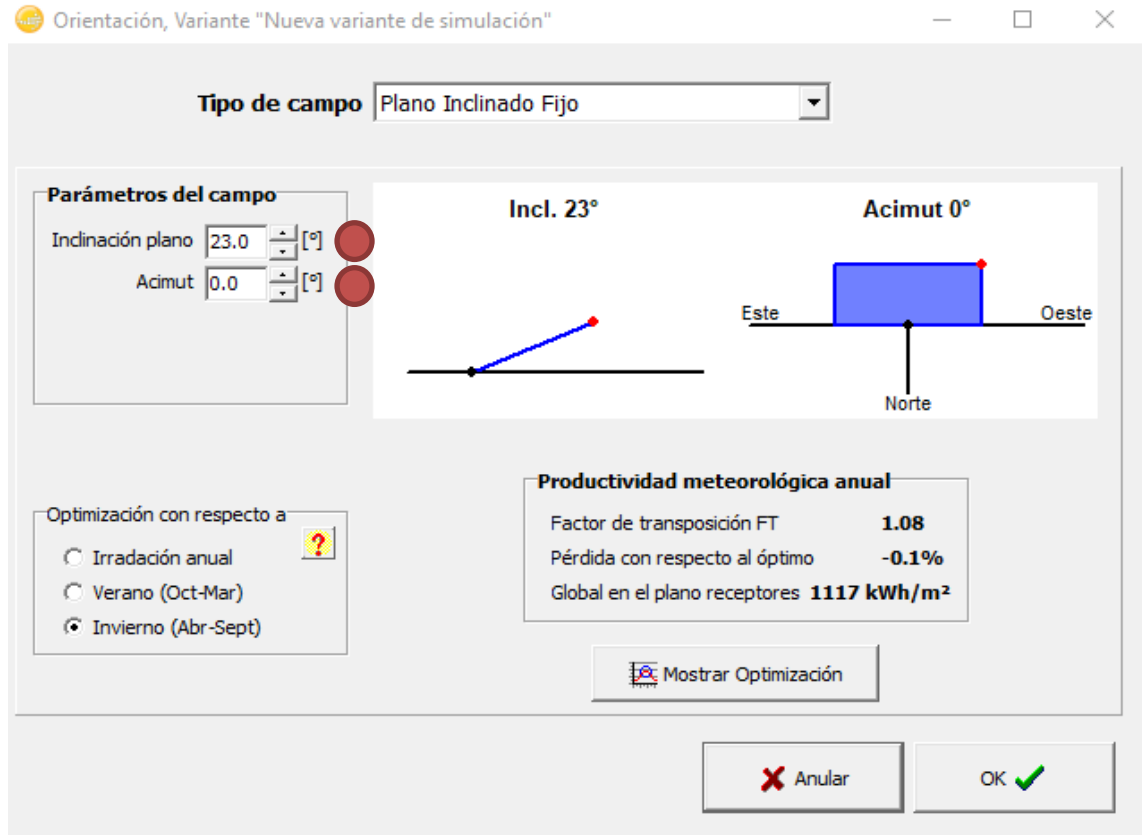


Figura 3-16: Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos

3.5.3 Necesidades de Usuario

Acorde al consumo diario obtenido por planillas de luz en la ubicación de referencia, el consumo es de 2600 (Wh/día), por lo cual en esta etapa no es necesario conocer la distribución de cargas domiciliarias, se manejó el total de 108 (W) constantes en un periodo de 24 horas. En la Figura 3-17 se indica el consumo diario obteniendo un total de 2623 (Wh/día) que corresponde a 78.7 (kWh/mes).

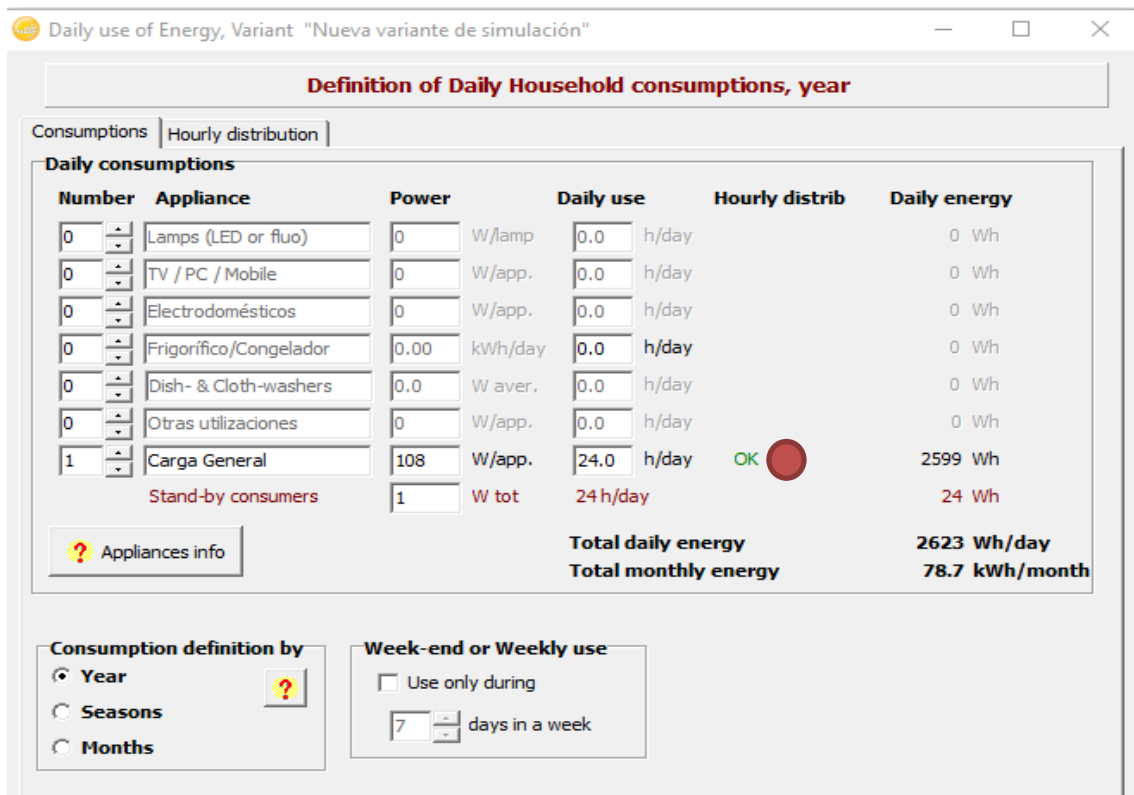


Figura 3-17: Demanda máxima diaria

3.5.4 Sistema

Ingresada la demanda se determinan las características del sistema fotovoltaico para lo cual se tiene:

- **Almacenamiento.** - se especifica la batería, su voltaje y las dimensiones del arreglo. De acuerdo con los cálculos se establecen dos baterías de litio de 12 (V) con una capacidad de 110.54 (Ah). Para la simulación en PVSyst se utiliza baterías de litio de 12.8 (V) con una capacidad de 103 (Ah) de tipo genérica.

En la Figura 3-18 se indica las características de la batería, como el voltaje, la capacidad, el tipo y el arreglo de baterías en serie y paralelo.

Almacenamiento | Conjunto FV | Auxiliar | Esquema Simplificado

Procedimiento

Las sugerencias de pre-dimensionamiento están basadas en la meteorología mensual y las necesidades del usuario

1. - Pre-dimensionamiento Defina las condiciones de pre-dimensionamiento (PLOL, autonomía, voltaje batería) Définissez les conditions de pré-dim
2. - Almacenamiento Defina el paquete de baterías (las casillas por defecto se acercan a las sugerencias del pre-dimensionamiento)
3. - Diseño conjunto FV Defina el campo FV (Módulo FV y modo de control). Consejo: ¡comience con un regulador universal!
4. - Auxiliar Defina un eventual generador de apoyo

Defina el paquete de baterías

Ordenar las baterías segun voltaje capacidad fabricante

Todos los fabricantes

Lithium-ion

<input type="text" value="2"/>	<input type="checkbox"/> módulos en serie	Número de módulos	2	Voltaje del paquete de baterías	26 V
<input type="text" value="1"/>	<input type="checkbox"/> módulos en paralelo	Número de elementos	256	Capacidad global	103 Ah
<input type="text" value="100.0"/>	% Estado de desgaste inicial (núm. de ciclos)	Núm de ciclos a 80% DOD	800	Energía almacenada (80% DOD)	2.1 kWh
<input type="text" value="100.0"/>	% Estado de desgaste inicial (estático)	Energía total almacenada durante la vida de la batería	1711 kWh	Peso total	27 kg

Figura 3-18: Selección de batería

- **Conjunto fotovoltaico.** - se especifica la potencia nominal deseada, adicional se selecciona el panel solar considerando la potencia y voltaje de operación, también se especifica el regulador tipo MPPT acorde a la potencia y el voltaje de operación del arreglo. Con esta información el software determinará el arreglo fotovoltaico a utilizar con el fin de obtener la potencia nominal especificada. La potencia fotovoltaica calcula es de 800 (W).

En la Tabla 3-4 se indican las características técnicas del panel fotovoltaico, el fabricante es Longi Solar y el modelo del panel es el LR6-60 HPB 300 M de 28 (V). En el mismo se indica las condiciones estándar de ensayo a 1000 (W/m²) y las condiciones a temperatura nominal de operación de la celda (NOCT).

Tabla 3-4: Características técnicas del panel fotovoltaico

Panel fotovoltaico LR6-60 HPB 300 M		
Panel Tipo	STC 1000 (W/m ²), 25 (°C), AM1.5	NOCT 800 (W/m ²), 20 (°C), AM1.5
Potencia Máxima	300 (W _p)	222.2 (W _p)
Tensión a Potencia Máxima	32.9 (V)	30.4 (V)
Tensión de Circuito Abierto	39.8 (V)	37.1 (V)
Intensidad a Potencia Máxima	9.13 (A)	7.32 (A)
Intensidad de Cortocircuito	9.70 (A)	7.82 (A)
Coeficiente de Temperatura de Voc, β		-0,286 % / (°C)
Coeficiente de Temperatura de Isc, γ		0,057 % / (°C)
Coeficiente de Temperatura de Pmax, δ		-0,370 % / (°C)
Temperatura Nominal de Operación		45 (°C)
Tensión Máxima en Serie		1000 (V)

En la Tabla 3-5 se indican las características técnicas del regulador, se ha seleccionado un convertidor MPPT universal de 1000 (W) a 26 (V).

Tabla 3-5: Características técnicas del regulador MPPT

Controlador universal con convertidor MPPT genérico 1000 (W)	
Corriente de carga máxima	38.7 (A)
Corriente de descarga máxima	4.3 (A)
Corriente máxima generador	4.3 (A)
Potencia nominal del convertidor	720 (W)
Modo de regulación	SOC
Auto consumo	0 (mA)
Consumo nocturno	0 (mA)

En la Figura 3-19 se indica el número de módulos y cadenas fotovoltaicas determinadas por el PVSyst acorde a las características técnicas del panel y el módulo regulador, como resultado se tiene una cadena de 3 paneles en serie para alcanzar una potencia de 0.8 (kW).

Nombre y orientación del sub-conjunto
Nombre Inclinación **23°**
Oriente. **Plano Inclinado Fijo** Acimut **0°**

Ayuda al dimensionamiento
 Sin pre-dim. Entrar Pnom deseada kWp
 ... o superficie disponible m2

Selección del módulo FV
Disponibles actualmente: Since 2019 Manufacturer 201

Módulos necesarios aprox. Dimensionamiento de voltajes :
V_{mpp} (60°C) **28.2 V**
V_{oc} (-10°C) **44.0 V**

Escoja el modo de regulación y el regulador
 Regulador universal Convertidor de potencia MPPT
Modo funcionamiento: Acoplamiento directo Convertidor MPPT Convertidor CCCC
MPPT 1000 W 26 V 39 A 4 A Universal controller with MPPT conve G

Los parámetros de funcionamiento del regulador universal serán automáticamente ajustados según las propiedades del sistema.

Diseño conjunto FV
Número de módulos y cadenas: Mód. en serie Ver condiciones: Sin restricciones
Núm. de cadenas entre 1 y 2
Núm. módulos **3** Superficie **5 m²**

Cond. de funcionamiento:
V_{mpp} (60°C) 85 V
V_{mpp} (20°C) 100 V
V_{oc} (-10°C) 132 V
Irradiancia plano **1000 W/m²**
I_{mpp} (STC) 9.3 A
I_{sc} (STC) 9.8 A
I_{sc} (at STC) 9.7 A

P_{máx} en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C **0.8kW**
Potencia nom. Conjunto (STC) 900 Wp

Figura 3-19: Conjunto fotovoltaico simulado en PVsyst

En la Tabla 3-6 se indican las características técnicas del inversor el cual tiene una potencia de 1 (kW).

Tabla 3-6: Inversor seleccionado

Inversor AEG IR01 1000	
Potencia Nominal AC	1 (kW)
Tensión Máxima de Entrada fotovoltaica	450 (V)
Tensión Mínima de Entrada fotovoltaica / Tensión de Entrada de Arranque	80 (V)
Número de Entradas en DC	1
Voltaje red salida	240 (V)
Potencia Nominal	1 (kW)

3.6 Variables respuesta o resultados alcanzados

El almacenamiento de energía es de gran importancia en sistemas fotovoltaicos aislados a red, motivo por el cual se debe controlar la carga y descarga de baterías. Según Elkazaz et al. (2019) una sobrecarga y una descarga profunda de una batería puede reducir drásticamente la vida útil de la misma ya que aumenta sus ciclos de trabajo. Adicionalmente existen otras pérdidas relacionadas con la resistencia interna de las celdas que están presentes en la carga y descarga las cuales se ven reflejadas en la eficiencia voltaica y energética. Por esta razón el máximo y mínimo nivel del estado de carga (SOC) se adecuará a las recomendaciones dadas por la IEEE (IEEE 2008).

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max}$$

$$20 \% \leq SOC(t) \leq 80 \%$$

Tomando en cuenta los niveles de carga y descarga se ha determinado los siguientes métodos para optimizar el almacenamiento de energía en celdas fotovoltaicas.

- Sobredimensionamiento del sistema fotovoltaico.
- Optimización mediante el seccionamiento de carga.
- Generador auxiliar para aumentar el SOC de una batería.

Variable Independiente: métodos y algoritmos para optimización.

Variable Dependiente: almacenamiento de energía proveniente de celdas fotovoltaicas.

Como resultado se espera que al utilizar los métodos y algoritmos de optimización, el almacenamiento energético sea óptimo y sea reflejado económicamente

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Sistema fotovoltaico sin optimización

De manera inicial se realizó un análisis diario del sistema fotovoltaico (FV) considerando la carga máxima en el cual se obtuvo un consumo energético equivalente a 2600 (Wh). En este análisis inicial no se realizó ningún algoritmo de optimización. Además, como estado inicial de la batería se tomó en cuenta una carga del 40 %. En la Tabla 4-1 se indican las características del sistema fotovoltaico sin optimización.

Tabla 4-1: Características sistema fotovoltaico

Características	
Potencia Carga	110 (W)
Potencia fotovoltaica	800 (W)
Energía diaria	2600 (Wh)
Sombras	Si 12 a.m.
SOC inicial	40 %
Método de optimización	No

En la Figura 4-1 se indica el estado de carga de la batería la cual inicia con un 40 % del nivel de carga a las 00:00, pero esta empieza a descargarse hasta llegar a un 39.4%; a partir de las 06:00 el arreglo fotovoltaico empieza a recibir radiación, a las 12:00 se tiene el mayor índice de radiación y el nivel de carga de las baterías llega a un 39.5%. A las 16:00 el nivel de radiación disminuye llegando a 0 y el nivel de carga de la batería al final del día es de 38%.

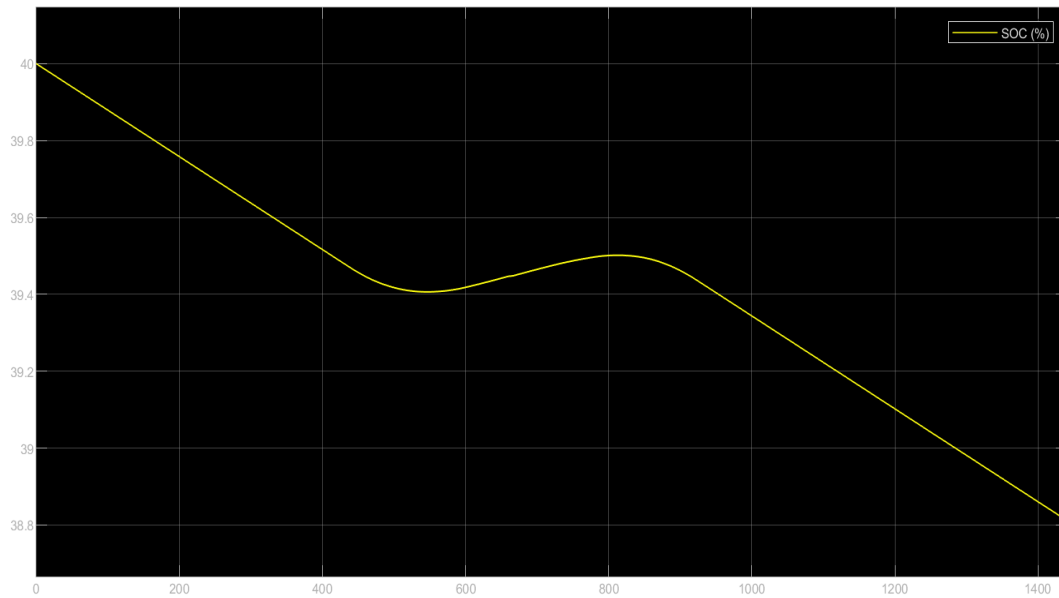


Figura 4-1: Estado de carga de la batería

En la Figura 4-2 se aprecia que la potencia del sistema sin optimización se mantiene estable hasta las 12:00 donde existe mayor radiación en el módulo fotovoltaico y tiene un mínimo aporte al sistema.

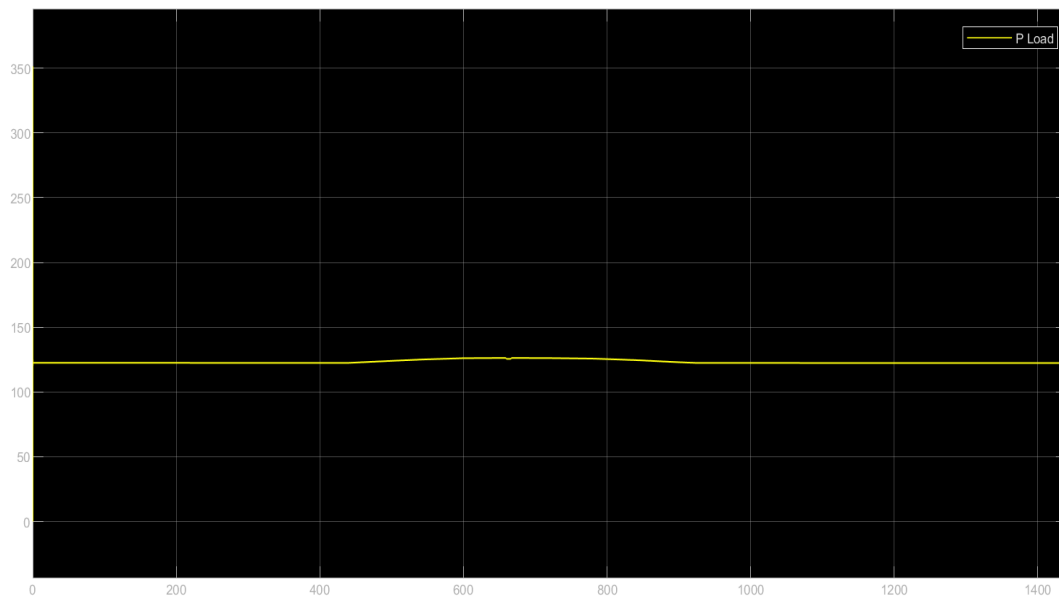


Figura 4-2: Potencia del sistema sin optimización

4.2 Sistema fotovoltaico sobredimensionado

El primero método de optimización para el sistema de almacenamiento consiste en un sobredimensionamiento del sistema fotovoltaico, el cual consiste en elevar la capacidad fotovoltaica de 800 (W) a 2400 (W) con lo cual se triplica la capacidad del sistema. Se mantiene el estado inicial de la batería tomando en cuenta una carga del 40 % y se procede a verificar el estado de carga de la batería. Se considera triplicar el dimensionamiento ya que de acuerdo con los cálculos y la simulación el sistema fotovoltaico no permite aumentar el nivel de carga de las baterías. En la Tabla 4-2 se indican las características del sistema fotovoltaico con sobredimensionamiento.

Tabla 4-2: Características sobredimensionamiento fotovoltaico

Características	
Potencia Carga	110 (W)
Potencia fotovoltaico	2400 (W)
Energía diaria	2600 (Wh)
Sombras	Si 12 a.m.
SOC inicial	40 %
Método de optimización	Sobredimensionamiento FV * 3

En la Figura 4-3 se puede apreciar que la batería inicia con un 40 % del nivel de carga a las 00:00, sin embargo esta empieza a descargarse hasta llegar a un 39.5 %, a partir de las 06:00 el arreglo fotovoltaico empieza a recibir radiación y la pendiente de carga es superior a la de descarga, a las 12:00 se tiene el mayor índice de radiación y el nivel de carga de las baterías llega a un 41.4 %, a partir de las 16:00 el nivel de radiación disminuye llegando a 0 y el nivel de carga de la batería al final del día es de 40.5 %. El perfil de radiación diaria se mantiene en conjunto con las sombras incidentes a las 12 am.

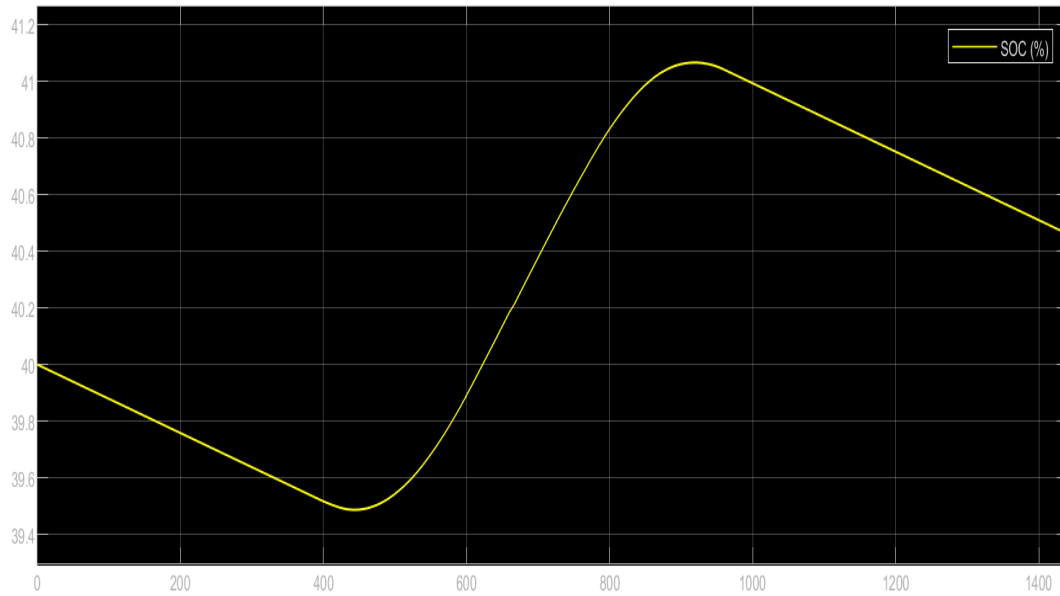


Figura 4-3: Estado de carga batería con sobredimensionamiento fotovoltaico

En la Figura 4-4 se puede apreciar que existe un mayor aporte del sistema fotovoltaico a las 12:00 aumentando la potencia incidente a 140 (W) en las horas de máxima radiación solar.

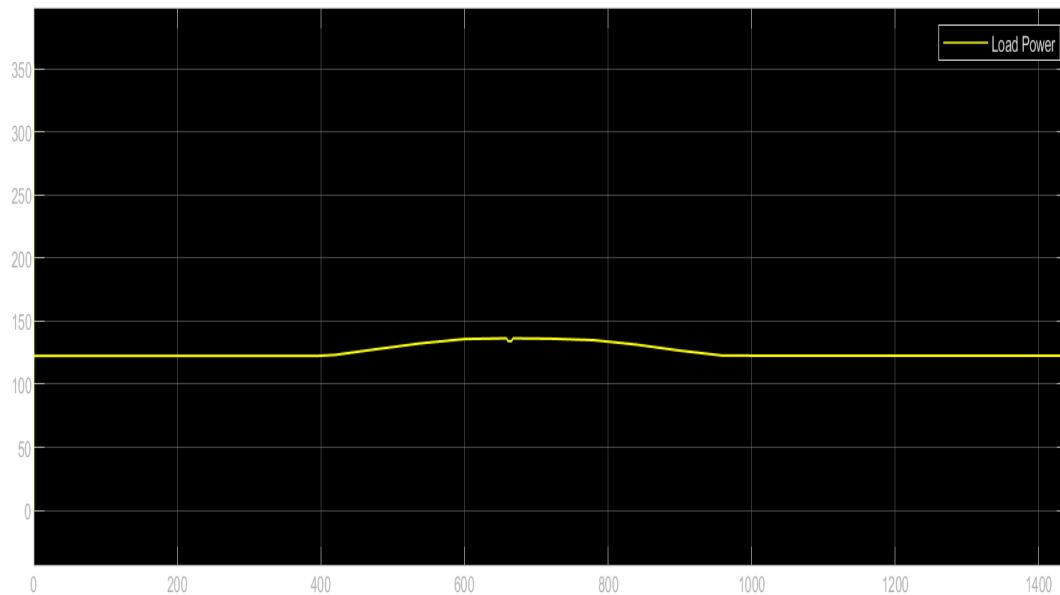


Figura 4-4: Potencia del sistema con sobredimensionamiento

4.3 Sistema fotovoltaico con seccionamiento de carga

Para poder realizar la optimización del sistema fotovoltaico mediante el seccionamiento de carga fue necesario definir las cargas principales de las secundarias. De esta forma se ha determinado como carga principal 80 (W) y carga secundaria 40 (W). La optimización se basa en el seccionamiento de carga de acuerdo con un horario planificado desde las 6:00 a 8:00 en la mañana y desde las 17:00 hasta las 21:00 en la tarde-noche. Se mantiene el estado inicial de la batería tomando en cuenta una carga del 40 %. En la Tabla 4-3 se indican las características de la optimización del almacenamiento de energía por seccionamiento de carga.

Tabla 4-3: Características optimización seccionamiento de carga

Características	
Potencia Carga	110 (W)
Potencia fotovoltaico	800 (W)
Energía diaria	2600 (Wh)
Sombras	Si 12 a.m.
SOC inicial	40 %
Método de optimización	Seccionamiento de carga Carga primaria y carga secundaria

En la Figura 4-5 la batería inicia con un 40 % del nivel de carga a las 00:00, sin embargo esta empieza a descargarse hasta llegar a un 39.6%, a partir de las 06:00 el arreglo fotovoltaico empieza a recibir radiación y el estado de carga empieza a subir, a las 12:00 se tiene el mayor índice de radiación y el nivel de carga de las baterías llega a un 39.82%, a partir de las 16:00 el nivel de radiación disminuye llegando a 0 y el nivel de carga de la batería al final del día es de 39.28%. El perfil de radiación diaria se mantiene en conjunto con las sombras incidentes a las 12 am.

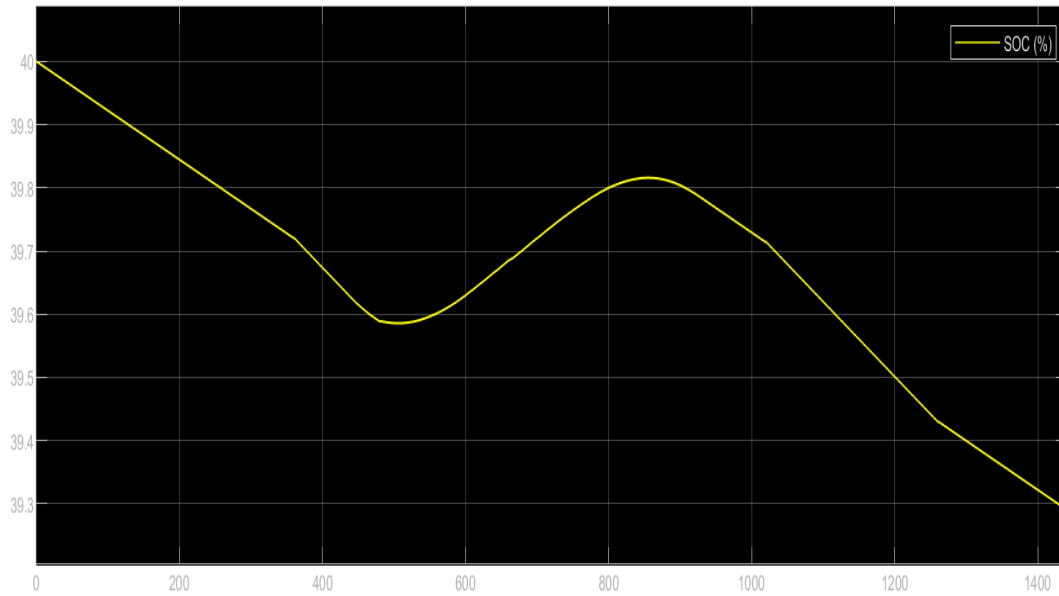


Figura 4-5: Estado de carga de batería con seccionamiento de carga

En la Figura 4-6 se aprecia la potencia del sistema con el seccionamiento de cargas, en dicho seccionamiento existe momentos en los cuales la potencia es máxima o cero, esto sucede por el seccionamiento que realizan los IGBTs dentro de la simulación.

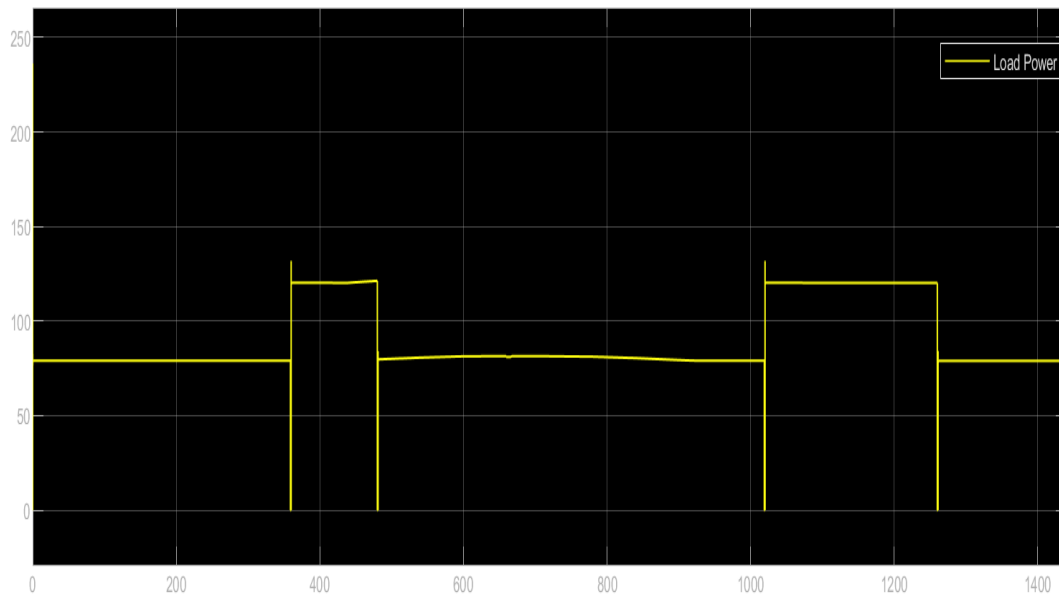


Figura 4-6: Seccionamiento de carga

4.4 Sistema fotovoltaico con generador auxiliar

En este método de optimización se simuló un generador auxiliar con una potencia de 150 (W) para satisfacer la demanda y a su momento cargar el banco de baterías un 2.4% diario hasta llegar a una carga del 80% tomando en cuenta las observaciones realizadas por la IEEE, el ingreso de dicho generador se realizó desde las 0:00 hasta las 3:00. En la Tabla 4-4 se indica las características de la optimización mediante el uso de un generador auxiliar.

Tabla 4-4: Características optimización utilizando un generador auxiliar con carga máxima.

Características	
Potencia Carga	110 (W)
Potencia fotovoltaico	800 (W)
Energía diaria	2600 (Wh)
Sombras	Si 12 a.m.
SOC inicial	40 %
Método de optimización	Gen. Auxiliar

En la Figura 4-7 la batería inicia con un 40 % del nivel de carga a las 00:00, desde este mismo instante el generador auxiliar arranca satisfaciendo la demanda y aumentando el nivel de carga de las baterías a un 42.4% hasta las 03:00, a partir de este momento el generador se apaga y el nivel de carga empieza a disminuir hasta un 42.1%, a partir de las 06:00 el arreglo fotovoltaico empieza a recibir radiación y el estado de carga empieza a subir, a las 12:00 se tiene el mayor índice de radiación y el nivel de carga de las baterías llega a un 42.2%, a partir de las 16:00 el nivel de radiación disminuye llegando a 0 y el nivel de carga de la batería al final del día es de 41.4%. El perfil de radiación diaria se mantiene en conjunto con las sombras incidentes a las 12 am.

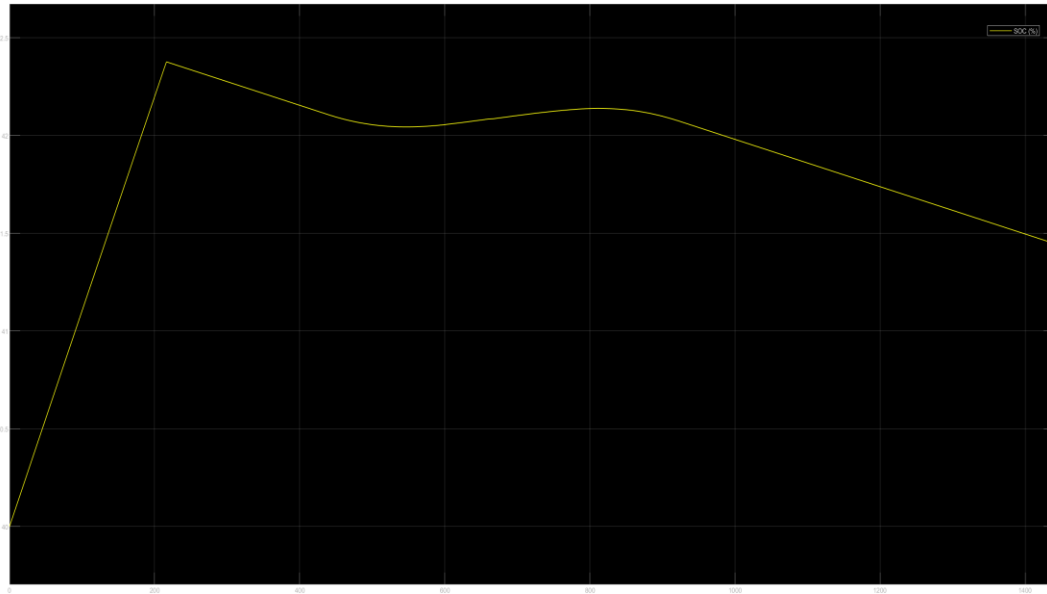


Figura 4-7: Estado de carga de batería con generador auxiliar y carga máxima

En la Figura 4-8 se verificó el ingreso del generador auxiliar con una potencia de 150 (W) la cual ingresa durante un periodo de 3 horas.

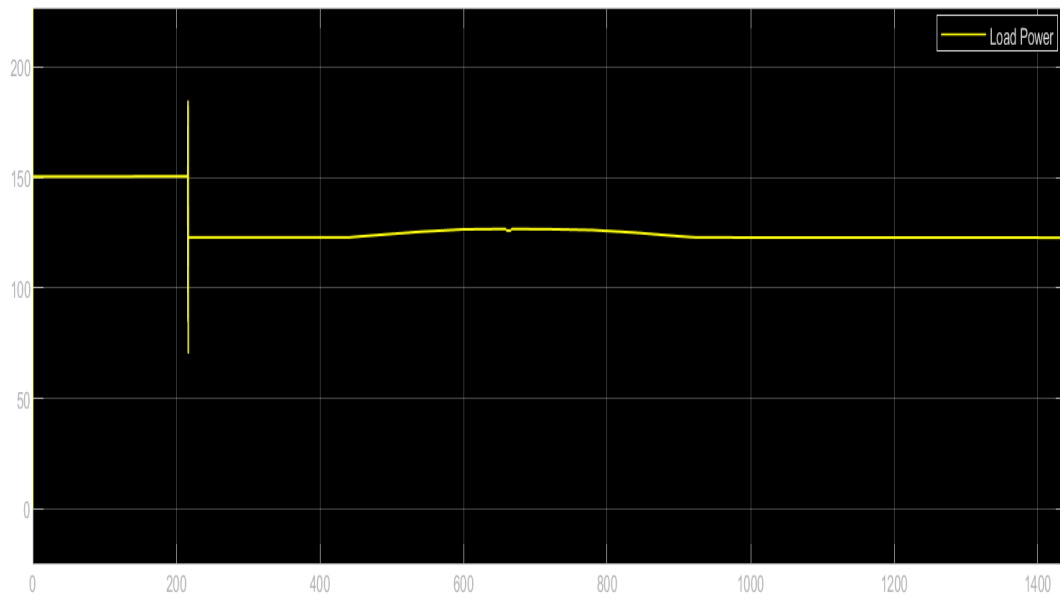


Figura 4-8: Potencia del sistema con generador auxiliar

4.5 Sistema fotovoltaico con generador auxiliar y seccionamiento de carga

En este caso las condiciones del sistema fotovoltaico y el generador auxiliar se mantienen, la única diferencia es que se realizó el seccionamiento de carga tomando en cuenta un horario planificado desde las 06:00 a 08:00 en la mañana y desde las 17:00 hasta las 21:00 en la tarde.

En la Figura 4-9 la batería inicia con un 40 % del nivel de carga a las 00:00, desde este mismo instante el generador auxiliar arranca satisfaciendo la demanda y aumentando el nivel de carga de las baterías a un 42.4 % hasta las 03:00, a partir de este momento el generador se apaga y el nivel de carga empieza a disminuir hasta un 42.1 %, a partir de las 06:00 el arreglo fotovoltaico empieza a recibir radiación y el estado de carga empieza a subir, a las 12:00 se tiene el mayor índice de radiación y el nivel de carga de las baterías llega a un 42.4 %, a partir de las 16:00 el nivel de radiación disminuye llegando a 0 y el nivel de carga de la batería al final del día es de 41.8 %. El perfil de radiación diaria se mantiene en conjunto con las sombras incidentes a las 12 am.

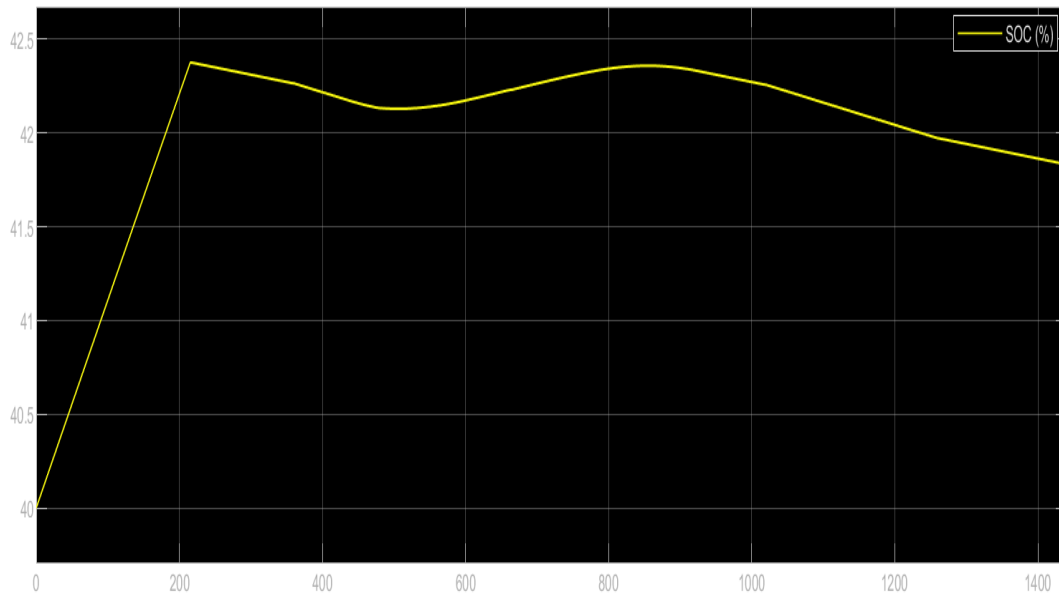


Figura 4-9: Estado de carga de batería con generador auxiliar y carga variable

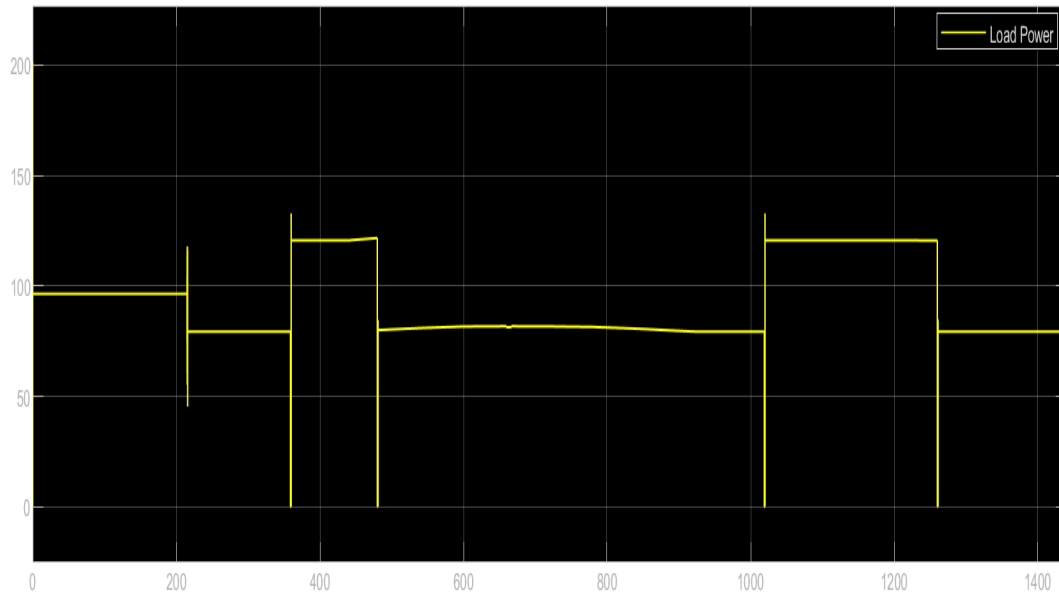


Figura 4-10: Ingreso de generador auxiliar y seccionamiento de carga principal y secundaria

Como se observa en la Figura 4-10 se evidencia el ingreso del generador auxiliar desde las 00:00 a 03:00, en este intervalo abastece al consumo de la carga principal, luego ingresa la carga secundaria durante los horarios de 06:00 a 08:00 y 17:00 a 21:00.

4.6 Tabla comparativa

En la Tabla 4-5 indica los diferentes métodos de optimización simulados en Matlab, se detalla el estado de carga inicial el cual tiene la batería a las 00:00 y se indica el estado de carga final de la batería al final del día 24:00.

Tabla 4- 5: Resultados de métodos de optimización

Método	SOC Inicial	SOC Final	% Diario
Sistema FV sin optimizar	40 (%)	38 (%)	-2 (%)
Sistema FV sobredimensionado	40 (%)	40.5 (%)	0.5 (%)
Sistema FV seccionamiento carga	40 (%)	39.28 (%)	-0.72 (%)

Sistema FV con generador auxiliar	40 (%)	41.4 (%)	1.4 (%)
Sistema FV con generador auxiliar y seccionamiento carga	40 (%)	41.8 (%)	1.8 (%)

4.7 Análisis de costos

Actualmente el costo nivelado de energía (LCOE) en (kWh) contempla la valoración económica del sistema de generación eléctrico, considerando los costos de inversión en equipamiento primario, operación, capital, mantenimiento y la energía eléctrica neta generada a lo largo de su vida útil del proyecto (Salazar 2021). Esto se indica en la ecuación 9 como LCOE simple.

$$\text{LCOE}_S = \frac{\text{Suma de costos durante la vida útil}}{\text{Energía total durante la vida útil}} \quad (9)$$

Considerando factores financieros y algebraicos el cálculo del LCOE se expresa en la ecuación 10 de la siguiente manera:

$$\text{LCOE [USD/kWh]} = \frac{\text{CP} + \sum_{t=1}^n \frac{P_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{O\&M}}{(1+r)^t} \pm \sum_{t=1}^n \frac{\text{Ex}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t * (1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (10)$$

Donde:

CP: Capital de Inversión

Pt: Pago del préstamo

O&M: Gastos de Operación y Mantenimiento

Ex: Valores extras

E: Energía generada durante un año

r: Tasa de descuento de flujos de efectivo

d: Tasa de degradación del proyecto

n: Vida útil del proyecto

De acuerdo a lo mencionado según Branker et al. (2011) el tiempo de vida útil de un proyecto fotovoltaico es de 25 años, lo cual concuerda con la resolución No. 013/2021 de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) en el Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica (ARCERNNR 2021).

Antiguamente CONELEC con sus regulaciones estableció los requisitos, precios, período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales. El costo para sistemas fotovoltaicos inició en el periodo 2002 - 2004 con la regulación del CONELEC 003/02 con un precio de 13.65 (cUSD/kWh), en el periodo 2005 - 2006 la regulación del CONELEC 004/04 fijó un precio de 28.37 (cUSD/kWh), en el periodo 2007 - 2008 la regulación del CONELEC 009/06 fijó un precio de 52.04 (cUSD/kWh), en el periodo 2011 - 2012 con la regulación del CONELEC 004/11 fijó un precio de 40.03 (cUSD/kWh), y en el periodo 2013 -2014 se aplicó la política de precios preferenciales mediante la regulación del CONELEC 001/13 para lo cual el precio de los excedentes mensuales para energía fotovoltaica es de 11.80 (cUSD/kWh), sin embargo esta regulación fue derogada en junio del año 2016 (Muñoz, Rojas, y Barreto 2018). Actualmente no existe regulación que indique el costo nivelado para energía fotovoltaica en sistemas aislados a red, por lo cual en una simulación realizada por Saragozín (2021) determina que el (LCOE) en (kWh) generado por un sistema fotovoltaico aislado a red en un periodo de 25 años es de 39.1 (cUSD/ kWh), para el año 2022 de acuerdo a la resolución ARCERNNR 033/2020 el costo medio del servicio de energía eléctrica se ubica en los 9.189 (cUSD/kWh), el cual comprende costo medio de generación de 3.36 (cUSD/kWh), costo medio de transmisión de 0.68 (cUSD/kWh) y costo de distribución de 5.15 (cUSD/kWh).

Se realiza una simulación con la ayuda de Homer Pro para determinar el LCOE en los distintos escenarios de estudio, para lo cual se ha utilizado la ubicación del domicilio y los datos meteorológicos de la NASA, se ha ingresado los datos del sistema fotovoltaicos

y para el caso del generador auxiliar se consideró el costo del combustible Diésel en un valor de 0.462 (USD/L). En la Figura 4-11 se indica el esquema utilizado en Homer Pro.

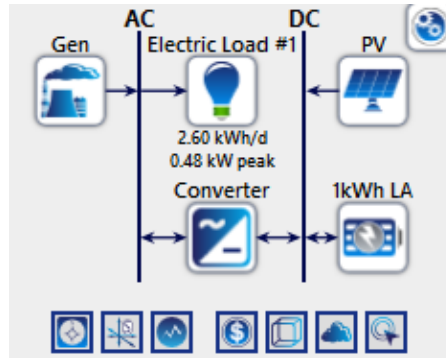


Figura 4-11: Esquema de Sistema Fotovoltaico Aislado a Red con generador auxiliar.

Tomando en cuenta lo indicado en la Figura 4-11, se procede a detallar el resumen de costos del sistema aislado a red como se indica en la Tabla 4-5, dichos valores son ingresados al software Homer Pro para el respectivo análisis.







Tabla 4-6: Resumen de costos de sistema aislado a red

Resumen de costos sistema aislado a red					
Componente	Costo Inversión	Costo Reemplazo	Costo O&M	Costo Combustible	Vida útil
Sistema FV	750 (\$)	0 (\$)	10 (\$/año)	0 (\$)	25 años
Inversor	250 (\$)	250 (\$)	0 (\$/año)	0 (\$)	15 años
Batería	250 (\$)	250 (\$)	10 (\$/año)	0 (\$)	10 años
Generador	650 (\$)	0 (\$)	0.30 (\$/Hr. Op)	0.462 (\$/L)	15000 Hr

En la Tabla 4-6 se aprecia el análisis de resultados realizados por Homer Pro, para el diseño del sistema fotovoltaico aislado a red se obtuvo que el LCOE es de 0.54 (USD/ kWh), el análisis realizado para el uso de un generador auxiliar para satisfacer la demanda determinó que el LCOE es de 3.06 (USD/ kWh) y la aplicación de un sistema de

generación híbrido: fotovoltaico con generador auxiliar representa un LCOE de 0.44 (USD/ kWh).

Tabla 4- 7: Análisis de costos en Homer Pro.

Arquitectura				Costo					
	FV.	Gen.	Inv.	NPC	LCOE	Costo Operación	Capital Inicial	Costo de combustible	O&M
	1.00 (kW)	0.50 (kW)	0.47 (kW)	5414 (\$)	0.44 (\$)	219.12 (\$/yr)	2582 (\$)	20.9 (\$/yr)	\$136. 9 (\$/yr)
	0.99 (kW)		0.48 (kW)	6676 (\$)	0.54 (\$)	250.98 (\$/yr)	3431 (\$)	0 (\$/yr)	\$107. 5 (\$/yr)
		0.50 (kW)	0.38 (kW)	14237 (\$)	1.16 (\$)	1005 (\$/yr)	1247 (\$)	167.6 (\$/yr)	\$741. 8 (\$/yr)
	1.00 (kW)	0.50 (kW)	0.17 (kW)	36976 (\$)	3.01 (\$)	2734 (\$/yr)	1632 (\$)	210.5 (\$/yr)	\$252 2 (\$/yr)
		0.50 (kW)		37533 (\$)	3.06 (\$)	2853 (\$/yr)	650 (\$)	225.0 (\$/yr)	\$262 8 (\$/yr)

4.8 Impacto Ambiental

Actualmente el 39.2 % de la matriz energética se basa en generación térmica, la cual ocupa como combustible Fuel Oil para los motores de combustión interna en la generación de energía eléctrica. De esto podemos resaltar que las unidades de generación térmica son consideradas como fuentes fijas en la generación de CO₂, material particulado, NO_x, lo cual está establecido en la normativa ambiental ecuatoriana, acuerdo ministerial 097-A y 100-A. La ecuación 11 indica la relación entre el (kWh) y un (kg) de fuel oil residual.

En base a lo indicado tenemos que:

$$1 \text{ (kg FO)} = 3.5 \text{ (kWh)} \quad (11)$$

$$0.285 \left(\frac{\text{kg FO}}{\text{kWh}} \right) = 0.870 \left(\frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh}} \right)$$

Considerando un consumo mensual de 80 (kWh) tenemos:

$$\text{Emisiones CO}_2 = 0.870 * 80 \text{ (kg CO}_2\text{)}$$

$$\text{Emisiones CO}_2 = 70 \text{ (kg CO}_2\text{)}$$

Tomando en cuenta lo indicado la implementación de un proyecto fotovoltaico ayudará a la reducción de 70 (kg CO₂) mensuales y un total de 840 (kg CO₂) anuales.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES, BIBLIOGRAFÍA Y ANEXOS

5.1 Conclusiones

La optimización del almacenamiento de energía para la integración fotovoltaica en domicilios aislados a red, permite aprovechar al máximo el recurso fotovoltaico; ya que utiliza algoritmos para obtener la mayor eficiencia de los paneles fotovoltaicos como el punto máximo de potencia. Adicionalmente, se integran escenarios de optimización como la gestión de la demanda y generadores auxiliares que permiten obtener mayores SOC en bancos de baterías.

Entre los distintos escenarios de optimización que fueron planteados para sistemas fotovoltaicos aislados a red, las simulaciones en Matlab indican que el uso de un sistema híbrido: fotovoltaico - generador auxiliar y una adecuada gestión de demanda puede recuperar el SOC de la batería un 1.8% diario, satisfaciendo las necesidades de los usuarios e incluyendo condiciones climáticas como perfiles de sombras.

De los resultados obtenidos en Homer Pro se observa que el uso de un sistema híbrido: fotovoltaico - generador auxiliar presenta el mejor costo nivelado de energía a 44.1 (cUSD/ kWh), sin bien es cierto que de acuerdo a la resolución ARCERNNR 033/2020 el costo medio del servicio de energía eléctrica se ubica en los 9.189 (cUSD/kWh), siendo de esta manera el costo de un sistema fotovoltaico aislado a red cuatro veces más que el costo de la red eléctrica. Sin embargo, para viviendas las cuales no tienen acceso a la red eléctrica de distribución y disponen de gran potencial del recurso solar, su aplicación es viable.

De los estudios realizados en el domicilio ubicado en la provincia de Pichincha, cantón Quito, ciudad Quito en la parroquia La Ferroviaria, ubicado en las calles Pangua S12-271 y Adriano Cobo, se determina que el uso de un sistema fotovoltaico aislado con generador auxiliar no es factible considerando una demanda de 80 (kWh) y tampoco por el costo nivelado de energía que representa cuatro veces más que el costo de la red eléctrica, sin embargo, la implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica presentará grandes beneficios en el costo nivelado de energía, además ayudará a reducir la carga del sistema de distribución y el impacto ambiental en un total de 840 (kg CO₂) anuales.

Actualmente en el país no se dispone de un marco jurídico y regulaciones las cuales incentiven la microgeneración y que establezcan el costo nivelado de energía para sistemas fotovoltaicos, en el año 2013 se aplicó la regulación del CONELEC 001/13 en la cual se aplicó la política de precios preferenciales para generación hidroeléctrica, biogás y biomasa, sin embargo no se estableció un costo para la energía fotovoltaica y a su vez la misma fue derogada en junio del año 2016, presentando una gran deficiencia para la implementación de sistemas fotovoltaicos.

Se puede evidenciar que el LCOE es un valor que varía dependiendo de: método de cálculo aplicado, costos de inversión, pagos de préstamos, tasas de descuento, gastos de operación y mantenimiento que dependerán de los activos, valor extras no definidos y de la energía generada, por lo cual el método aplicado debe ser concreto.

5.2 Recomendaciones

De los escenarios de optimización se consideró que el uso de un sistema híbrido: fotovoltaico - generador auxiliar con una adecuada gestión de demanda permite recuperar el estado de las baterías y adicional a ello presenta el mejor costo nivelado de energía, sin embargo para el domicilio seleccionado su implementación no resulta ser viable por lo

cual se recomienda realizar un análisis de un sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica.

Considerando que el uso de sistemas híbridos fotovoltaicos – generador auxiliar es viable para domicilios ubicados en puntos inaccesibles a la red de distribución, se recomienda realizar un estudio técnico económico para implementación en el sector agrícola e industrial en zonas de difícil acceso.

En el presente estudio se planteó la opción de utilizar un sistema híbrido fotovoltaico – generador auxiliar, se recomienda realizar análisis técnico económicos para determinar la factibilidad de implementación de sistemas híbridos fotovoltaicos – eólicos, para lo cual se deberá determinar el recurso eólico y sus costos de implementación a fin de eliminar por completo las emisiones de CO₂ al medio ambiente.

Se recomienda realizar un estudio para la integración y optimización de sistemas fotovoltaicos aislados con generación distribuida mediante la implementación de Smart Grids a fin de obtener una red inteligente la cual permita aprovechar de manera más eficiente la energía eléctrica con una adecuada gestión de la demanda y de esta manera aumentar la confiabilidad y disponibilidad del suministro eléctrico.

Se recomienda realizar una investigación a fin de determinar los métodos de dimensionamiento y resoluciones aprobadas para sistemas fotovoltaicos en Ecuador, lo cual permitirá obtener resultados más fiables en los escenarios planteados.

Se recomienda la incorporación de un marco jurídico y regulaciones que incentiven la microgeneración distribuida con energías renovables no convencionales, es de gran importancia fomentar la incorporación de más usuarios, esto se logra mediante políticas que promuevan la importación de equipos de generación, adicional a esto se debe determinar un costo nivelado de energía para sistemas fotovoltaicos y precios

preferenciales en caso de tener excedentes que sean inyectados al sistema eléctrico de distribución.

5.3 Bibliografía

- Altamimi, Sara N., Eyad A. Feilat, and Dia Abu Al Nadi. 2021. "Maximum Power Point Tracking Technique Using Combined Incremental Conductance and Owl Search Algorithm." *2021 12th International Renewable Engineering Conference, IREC 2021* 4–8. doi: 10.1109/IREC51415.2021.9427812.
- ARCERNNR. 2021. "Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables RESOLUCIÓN Nro. ARCERNNR-013/2021 -." 1–39.
- Astudillo, Wilson, and Oscar Lema. 2017. "Simulación de Un Sistema Fotovoltaico Residencial Con Regulación de Potencia Inyectada a La Red." 1–82.
- Barchi, Grazia, Giordano Miori, David Moser, and Sotiris Papantoniou. 2018. "A Small-Scale Prototype for the Optimization of PV Generation and Battery Storage through the Use of a Building Energy Management System." *Proceedings - 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I and CPS Europe 2018* 1–5. doi: 10.1109/IEEEIC.2018.8494012.
- Branker, K., M. J. M. Pathak, and J. M. Pearce. 2011. "A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(9):4470–82. doi: 10.1016/j.rser.2011.07.104.
- D'Alessio, L. A., L. G. González, and R. O. Cáceres. 2014. "Diseño y Construcción de Un Convertidor Boost de Pequeña Potencia." *Avances En Ciencias e Ingeniería* 6(2):2–7.
- Domínguez, Diego, and Bryan Salvatierra. 2016. "Análisis de Calidad de Energía Eléctrica En Sistemas Fotovoltaicos Conectados a La Red." *UPS* 93.
- Elkazaz, Mahmoud, Mark Sumner, Richard Davies, Seksak Pholboon, and David Thomas. 2019. "Optimization Based Real-Time Home Energy Management in the Presence of Renewable Energy and Battery Energy Storage." *SEST 2019 - 2nd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies* 1–6. doi:

10.1109/SEST.2019.8849105.

Flores, Norma, and Miguel Domínguez. 2017. ““ Medición de La Eficiencia Energética de Los Paneles Solares de Silicio .”” *Centro de Investigación En Materiales Avanzados, S.C. Posgrados* 84.

Gutiérrez, R., P. Guevara, F. Caiza, and A. Castro. 2012. “INVESTIGACIÓN Y EVALUACION DE LA DEMANDA ENERGETICA EN VIVIENDAS TIPICAS DE LAS POBLACIONES EMERGENTES DEL SECTOR RURAL PREDOMINANTES EN LA REGION SIERRA DEL ECUADOR.” *ESCUELA POLITECNICA DEL EJERCITO* (August).

IEEE. 2008. *IEEE Guide for Optimizing the Performance and Life of Lead-Acid Batteries in Remote Hybrid Power Systems*. New York.

Instituto de Investigación Geológico y Energético - IIGE. 2021. “Balance Energetico Nacional.” *Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables* 180.

Liu, Fang, Bo Hu, Ranran Li, and Yong Li. 2018. “A Novel Control Strategy of Energy Storage System Considering Prediction Errors of Photovoltaic Power.” *2018 15th International Conference on Control, Automation, Robotics and Vision, ICARCV 2018* 1247–51. doi: 10.1109/ICARCV.2018.8581299.

Magdaleno, R. Santos, P. A. Sánchez-Pérez, J. L. Z. Ramírez Cruz, D. Martínez Escobar, y A. Sánchez-Juárez. 2018. “Influence of Partial Shading on the Power Output of a Solar Cell and a PV Module.” *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC* 1324–27. doi: 10.1109/PVSC.2018.8547680.

MERNNR. 2020. “Conolophus Proyecto Fotovoltaico.”

Muñoz, Jorge, Marco Rojas, y Carlos Barreto. 2018. “Incentives to Distributed Generation in Ecuador.” *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología* 60–68. doi: <https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.06>.

Narimani, Mohammad Asghari, Babak, and Ratnesh Sharma. 2018. “Energy Storage Control Methods for Demand Charge Reduction and PV Utilization Improvement.” *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC 2017-Novem*:1–5. doi: 10.1109/APPEEC.2017.8308929.

- Narimani, Mohammad Rasoul, Babak Asghari, and Ratnesh Sharma. 2018. "Optimal Sizing and Operation of Energy Storage for Demand Charge Management and PV Utilization." *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference 2018-April:1–5*. doi: 10.1109/TDC.2018.8440302.
- Oña, Cristina, and Ismael Suquillo. 2020. "SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO AISLADO PARA ZONAS RURALES DEL ECUADOR." 86.
- Perpiñan Lamigueiro, Oscar. 2012. "E S Fotovoltaica." 194.
- Salamanca Avila, Sebastian. 2017. "Design Proposal for a Photovoltaic Solar Energy System. Case of Application in the City of Bogotá." *Cidc* 3(30):263.
- Salazar, Reynaldo. 2021. "Determinación Del Costo Nivelado de Energía Para Distintos Tipos de Centrales de Generación Del Ecuador." 102.
- Saragozín, Hernán. 2021. "Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito." 1:77.
- Seyboth, Kristin, Patrick Eickemeier, Patrick Matschoss, Gerrit Hansen, Susanne Kadner, Steffen Scholomer, Zwickel Timm, and Christoph von Stechow. 2011. *Fuentes de Energía Renovables y Mitigación Del Cambio Climático*.
- Vaca, Diego;, Freddy; Ordóñez, and Jesús Villada. 2019. "Atla Solar Ecuador." *Scinergy* 30.
- Villegas, Tapia Esteban Santiago, and Tello Luis Enrique Alcivar. 2020. "Diseño de Un Sistema Fotovoltaico Para La Escuela de Educación Básica Simón Bolívar En La Comunidad Masa 2, Golfo de Guayaquil." *Universidad Politécnica Salesiana de Ecuador-Sede Guayaquil* 1–128.
- HelioEsfera.2019. La radiación solar. Recuperado de: www.helioesfera.com/la-radiacion-solar/
- HOMER.2022. Pro Microgrid Analysis Tool.
- Google Earth. 2022. Recuperador de: <https://earth.google.com/web/@-0.26023532,-78.52094193,2842.85407461a,949.74005232d,35y,0h,0t,0r>

5.4 Anexos

Anexo A: ESQUEMA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO EN SIMULINK.

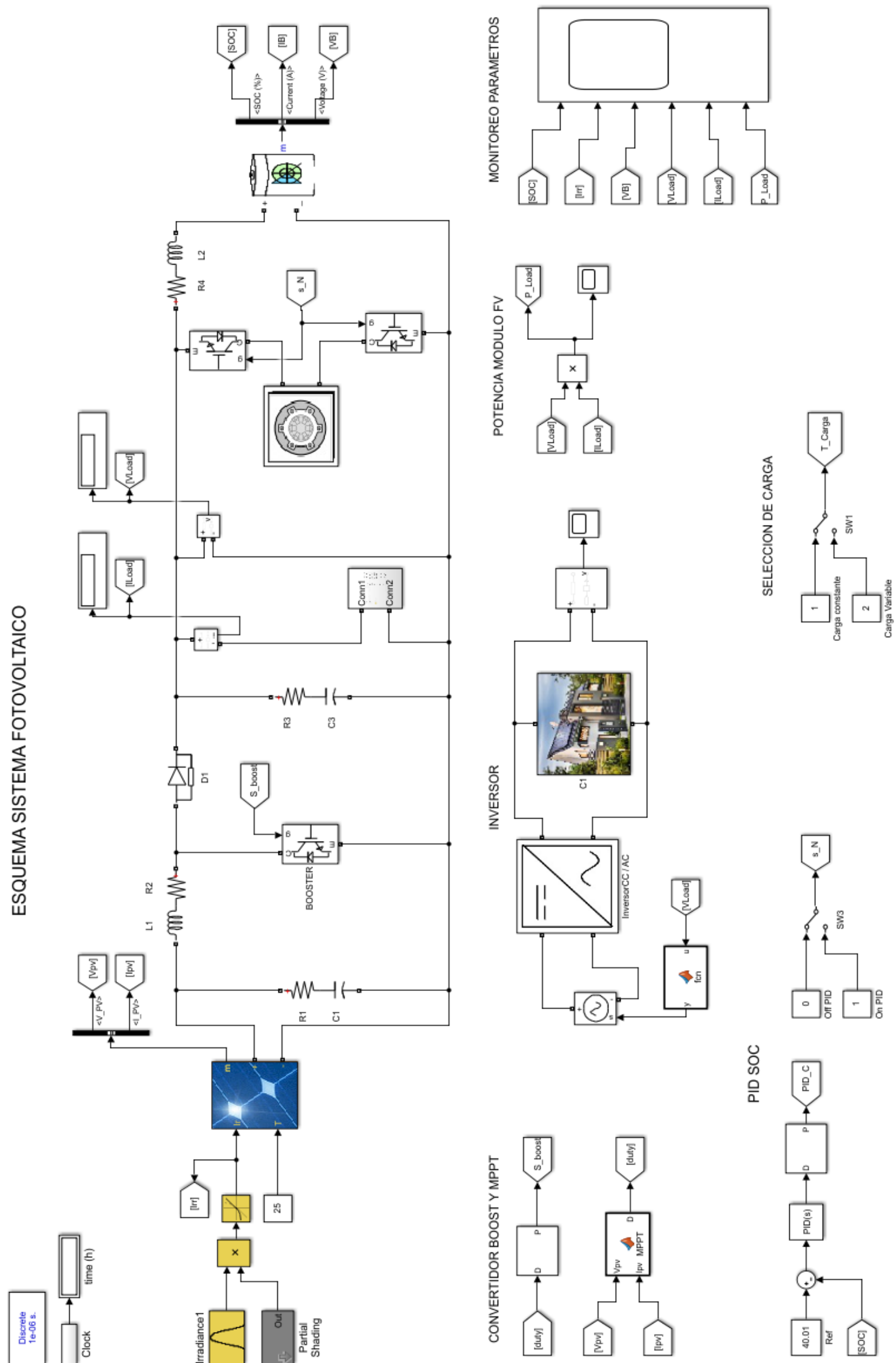


Figura 5-1: Esquema de sistema fotovoltaico aislado en Simulink



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
CENTRO DE POSGRADOS

Anexo B: ALGORITMO DEL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA

```
function D = MPPT(Vpv,Ipv)
persistent Dprev Pprev Vprev
if isempty(Dprev)
    Dprev = 0.7;
    Vprev = 22;
    Pprev = 1800;
end
deltaD = 125e-6;
Ppv = Vpv*Ipv;
if(Ppv-Pprev) ~= 0
    if(Ppv-Pprev) > 0
        if(Vpv - Vprev) > 0
            D = Dprev - deltaD;
        else
            D = Dprev + deltaD;
        end
    else
        if(Vpv-Vprev) > 0
            D = Dprev + deltaD;
        else
            D = Dprev - deltaD;
        end
    end
end
Dprev = D;
Vprev = Vpv;
Pprev = Ppv;
```

Anexo C: MAPA SOLAR DE RADIACIÓN GLOBAL DEL ECUADOR

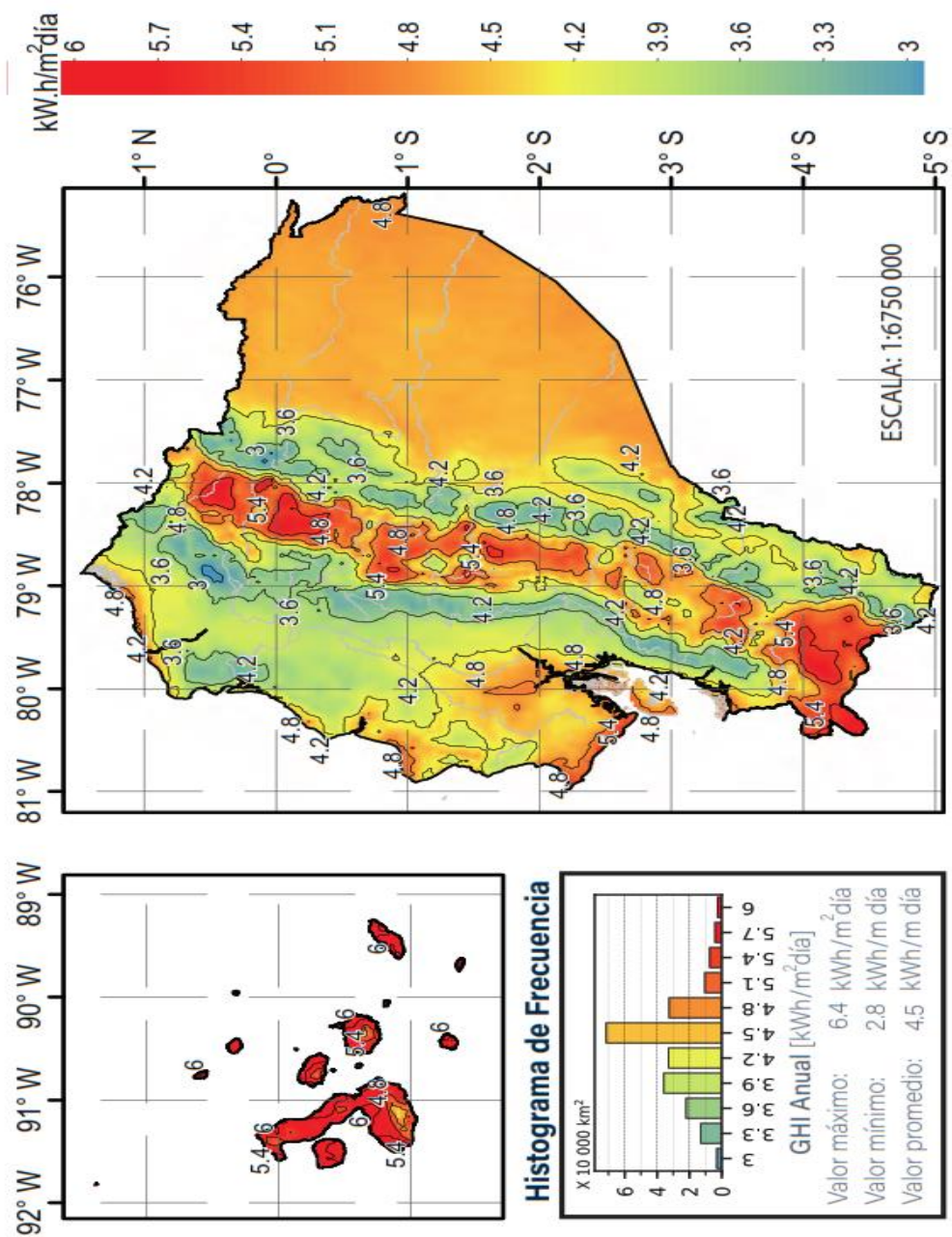
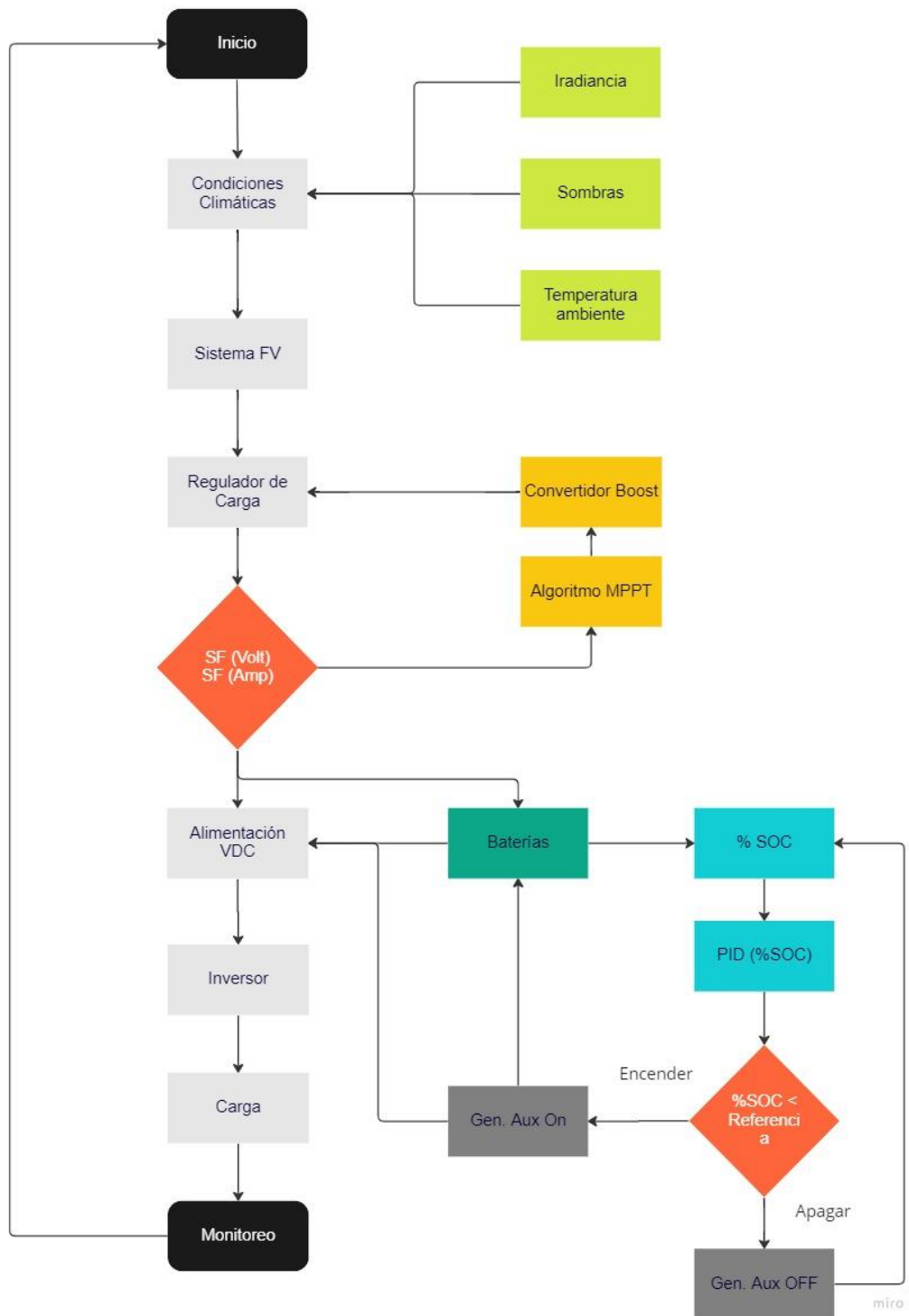


Figura 5-2: Mapa solar de radiación global en Ecuador (Vaca et al. 2019)

Anexo D: DIAGRAMA DE FLUJO OPTIMIZACIÓN ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA





UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
CENTRO DE POSGRADOS

Anexo E: CÁLCULO DE COSTO NIVELADO DE ENERGÍA PARA SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO CON GENERACIÓN AUXILIAR.

A continuación se realiza el cálculo del costo nivelado de energía acorde a la ecuación 10.

$$LCOE [USD/kWh] = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{P_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{O\&M}{(1+r)^t} \pm \sum_{t=1}^n \frac{Ex}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t * (1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (10)$$

Costos estimados del proyecto acorde a la Tabla 4-6.

Capital de Inversión

$$CP [USD] = 750 + 500 + 500 + 650$$

$$CP [USD] = 2400$$

Costo de operación y mantenimiento

$$CO\&M [USD] = \sum_{t=1}^n \frac{O\&M}{(1+r)^t}$$

$$CO\&M [USD] = \sum_{t=1}^{25} \frac{(10 + 10 + (0.3 * 3 * 40))}{(1 + 0.02)^t}$$

$$CO\&M [USD] = 1093.31$$



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
CENTRO DE POSGRADOS

Costos extras

$$\text{EXT [USD]} = \sum_{t=1}^n \frac{Ex}{(1+r)^t}$$

$$\text{EXT [USD]} = \sum_{t=1}^{25} \frac{0.462}{(1+0.02)^t}$$

$$\text{EXT} = 9.02$$

Energía generada

$$E \text{ [USD]} = \sum_{t=1}^n \frac{E_t * (1-d)^t}{(1+r)^t}$$

$$E \text{ [USD]} = \sum_{t=1}^{25} \frac{1008 * (1-0.08)^t}{(1+0.02)^t}$$

$$E = 8570.63$$

Costo Nivelado de Energía

$$\text{LCOE [USD]} = \frac{2400 + 1093.3 + 9.02}{8570.63}$$

$$\text{LCOE [USD]} = 0.41$$