

**DESARROLLO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PILOTO PARA EVALUAR
EL DESEMPEÑO DE SISTEMAS AISLADOS EN EL LABORATORIO DE
ENERGÍAS RENOVABLES DE LA UNAB**

CARLOS EDUARDO VERA SUÁREZ

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
BUCARAMANGA**

2019

**DESARROLLO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PILOTO EN PARA
EVALUAR EL DESEMPEÑO DE SISTEMAS AISLADOS EN EL LABORATORIO
DE ENERGÍAS RENOVABLES DE LA UNAB**

CARLOS EDUARDO VERA SUÁREZ

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero en Energía

Director: Yecid Alfonso Muñoz Maldonado (PhD)

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

BUCARAMANGA

2019

Nota de aceptación

X

Firma Director de proyecto de grado

X

Firma calificador

X

Firma calificador

Bucaramanga, 2019

AGRADECIMIENTOS

Antes que nada, agradecer en primera medida a Dios quien me dio la fuerza, compañía y sabiduría necesaria para recorrer este camino, permitiéndome llegar a este momento de mi vida profesional.

A mi director de proyecto de grado Yesid Muñoz por su continuo apoyo, guiándome con sus conocimientos a lo largo de la elaboración de este trabajo.

A mis padres quienes desde niño siempre me han respaldado con su confianza en cada proyecto que he emprendido a lo largo de mi vida.

A mi novia Julieth Torres Villamizar por acompañarme a lo largo de este proceso, apoyarme y ayudarme en cada momento que lo necesite.

A Marvin Torres por ser mi asesor con sus conocimientos, tiempo y su constante respaldo en cada tarea que debí realizar.

Y, por último, pero sin restarle importancia a mi alma Mater la Universidad Autónoma De Bucaramanga, la cual ha sido la encargada de mi formación académica durante 4 años y medio, brindándome las herramientas necesarias para crecer profesionalmente.

A todas estas personas les doy mis agradecimientos más sinceros por su apoyo constante que sin su ayuda la realización de este proyecto de grado no hubiera sido posible.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. OBJETIVOS.....	15
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	15
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	15
2. MARCO REFERENCIAL	16
2.1 CONTEXTO ZONAS NO INTERCONECTADAS COLOMBIA.....	16
2.1.1 Definición de Zonas No Interconectadas Colombia.....	16
2.2 MARCO CONCEPTUAL	17
2.2.1 Aprovechamiento solar fotovoltaico.....	17
2.2.2 Sistema Fotovoltaico Autónomo	18
2.2.3 Componentes de un sistema Fotovoltaico Autónomo	18
GENERADOR, MÓDULO SOLAR (PANEL SOLAR) FOTOVOLTAICO.....	18
Batería (Acumulador)	19
Regulador De Carga	19
2.2.4 Pruebas a los módulos solares	20
2.2.5 Funcionamiento módulo solar	21
2.2.6 Componente solar	24
2.2.7 Dimensionado	26
2.2.8 Tipos de dimensionado	26
3. METODOLOGÍA.....	27
4. DESARROLLO	28
4.1. FASE I ESTABLECIMIENTO DE PARAMETROS PARA DIMENSIONADO	28
4.1.1 Establecimiento de las cargas representativas de la curva de demanda	31
4.1.2 Curva de carga	28
4.1.3 Determinación del consumo horario de los electrodomésticos seleccionados	32
4.2. FASE II DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO PILOTO	36
4.2.1 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico piloto.....	36

4.2.2 Simulación del comportamiento del sistema piloto	49
4.2.3 Definir los espacios de implementación en el laboratorio de energías renovables de la UNAB.....	54
4.2.4 Cotización de equipos, cableado y protecciones disponibles y accesibles en el mercado	55
4.2.5 Instalación del sistema fotovoltaico piloto	56
4.3 FASE III ANALISIS DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO PILOTO	56
4.3.1 Escenarios de carga.....	56
4.3.2 Recopilación de data del sistema piloto y condiciones meteorológicas in situ	62
4.3.3 Análisis y comparación del comportamiento teórico, real y simulaciones del sistema fotovoltaico piloto	63
5. RESULTADOS	66
5.1. FASE I ESTABLECIMIENTO DE PARAMETROS PARA DIMENSIONADO	66
5.1.1 Establecimiento de cargas representativas	66
5.1.2 Curva de carga	68
5.1.3 Determinación del consumo horario de los electrodomésticos seleccionados	71
5.2 FASE II DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO PILOTO	74
5.1.1 Cálculos de diseño del sistema fotovoltaico piloto con referencia a la demanda diaria planteada y condiciones meteorológicas de Bucaramanga ..	74
5.1.2 Instalación del sistema fotovoltaico piloto	78
5.1.3 Simulaciones de los escenarios de carga	80
5.3 FASE III ANALISIS DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PILOTO	88
5.3.1 Escenario 1	89
5.3.2 Escenario 2	89
6.1.3. Escenario 3.....	90
5.3.3 Escenario 4	90
5.3.4 Comportamiento del sistema.....	91

5.4	PROPUESTAS PARA MEJORAR EL DIMENSIONADO Y GESTIÓN DE LA DEMANDA	112
6.	CONCLUSIONES	113
7.	REFERENCIAS	115

Lista de figuras

Figura 1. Mapa de irradiancia promedio día/año de Colombia.....	24
Figura 2. Angulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos respecto a la posición del sol	25
Figura 3. Resumen de la metodología	27
Figura 4. Diagrama del sistema fotovoltaico piloto.....	44
Figura 5. Angulo de inclinación y acimut de los módulos fotovoltaicos.....	50
Figura 6. Necesidades del usuario, perfil diario.	51
Figura 7. Selección de baterías software PVSyst®.....	52
Figura 8. Selección de módulo fotovoltaico.....	52
Figura 9. Número de paneles solares conectados en serie.	52
Figura 10. Controlador de carga MPPT universal.....	53
Figura 11. Esquema del sistema dimensionado.	53
Figura 12. Cálculo de acimut óptimo para una inclinación de 13°.....	54
Figura 13. Controlador de carga MPPT Acacia ICM4024150.	76
Figura 14. Inversor cargador TECA 1000 [W]– 24 [V].....	77
Figura 15. Equipos implementados con las protecciones necesarias para el sistema.	79
Figura 16. Banco de baterías del sistema.....	80
Figura 17. Diagrama Sankey mes de abril escenario de carga 1.....	81
Figura 18. Resultados principales de la simulación escenario de carga 1.....	82
Figura 19. Diagrama Sankey escenario de carga 2.	83
Figura 20. Resultados principales de la simulación escenario de carga 2.....	84
Figura 21. Diagrama Sankey escenario de carga 3.	85
Figura 22. Resultados principales de la simulación escenario de carga 3.....	86
Figura 23. Diagrama Sankey escenario de carga 3.	87
Figura 24. Resultados principales de la simulación escenario de carga 4.....	88

Lista de gráficas

Gráfica 1. Curva I-V de una célula solar con normas STC y NOTC.....	21
Gráfica 2. Curvas de P_máx de un módulo solar a 25 [°C] y diferentes radiaciones	21
Gráfica 3. Curvas I _{sc} -V _{oc} de un módulo solar a 1 [kW/m ²] y diferentes temperaturas	22
Gráfica 4. Curvas de W-V _{oc} de un módulo solar a 1 [kW/m ²] y diferentes temperaturas.....	23
Gráfica 5. Curva de carga caracterizada al comportamiento de Santander.....	29
Gráfica 6. Curvas de carga promedio de una vivienda en Hato Corozal.....	30
Gráfica 7. Estimación de consumo de energía de los usuarios encuestados.	30
Gráfica 8. Curva de carga promedio de un usuario en Hato Corozal.....	31
Gráfica 9. Curva de carga caracterizada al comportamiento de Santander.....	69
Gráfica 10. Curvas de carga promedio de una vivienda en Hato Corozal.....	69
Gráfica 11. Curva de carga promedio de un usuario en Hato Corozal.....	71
Gráfica 12. Caracterización de la curva de carga estimado para una vivienda rural de una ZNI Colombia.	74
Gráfica 13. Curva de carga escenario 1.....	89
Gráfica 14. Curva de carga escenario 2.....	89
Gráfica 15. Curva de carga escenario 3.....	90
Gráfica 16. Curva de carga escenario 4.....	90
Gráfica 17. Radiación solar de los días monitoreados del escenario de carga 1...91	
Gráfica 18. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 1 día 16.....	92
Gráfica 19. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 1 día 16 abril. ...93	
Gráfica 20. Curva de carga escenario 1 día 16 de abril.....	93
Gráfica 21. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 1 día 22.....	94
Gráfica 22. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 1 día 22 abril. ...95	
Gráfica 23. Curva de carga escenario 1 día 22 de abril.....	96
Gráfica 24. Radiación solar de los días monitoreados del escenario de carga 2...97	
Gráfica 25. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 2 día 01 de mayo.	98
Gráfica 26. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 2 día 01 de mayo.	99
Gráfica 27. Curva de carga escenario 2 día 01 de mayo.....	99
Gráfica 28. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 2 día 04 de mayo.	100
Gráfica 29. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 2 día 04 de mayo	101

Gráfica 30. Curva de carga escenario 2 día 04 de mayo.	101
Gráfica 31. Radiación solar de los días monitoreados del escenario de carga 3.	102
Gráfica 32. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 3 día 12 de mayo.	103
Gráfica 33. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 3 día 12 de mayo.	104
Gráfica 34. Curva de carga escenario 3 día 12 de mayo.	104
Gráfica 35. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 3 día 14 de mayo.	105
Gráfica 36. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 3 día 14 de mayo.	106
Gráfica 37. Curva de carga escenario 3 día 14 de mayo.	107
Gráfica 38. Radiación solar de los días monitoreados del escenario de carga 4.	108
Gráfica 39. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 4 día 22 y 23 de mayo.	109
Gráfica 40. Generación fotovoltaica escenario 4 día 22 y 23 de mayo.	110
Gráfica 41. Curva de carga escenario 4 día 22 y 23 de mayo.	111

Lista de tablas

Tabla 1. Componentes de un sistema fotovoltaico autónomo.....	18
Tabla 2. Equipos eléctricos que posee un usuario promedio.....	32
Tabla 3. Equipos representativos para el dimensionado base.....	32
Tabla 4. Caracterización del consumo de energía estimado para una vivienda rural de una ZNI Colombia.	34
Tabla 5. Carga media del sistema.	36
Tabla 6. Especificaciones técnicas del módulo solar implementado.....	37
Tabla 7. Número de paneles necesarios para el sistema.	37
Tabla 8. Criterio para definir la tensión de trabajo.	38
Tabla 9. Especificaciones técnicas batería MA 12-100.....	38
Tabla 10. Descarga máxima diaria.	39
Tabla 11. Descarga máxima estacional.	41
Tabla 12. Especificaciones técnicas del controlador de carga.....	42
Tabla 13. Especificaciones técnicas del inversor.....	43
Tabla 14. Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2.000 [V] nominales.	48
Tabla 15. Corriente máxima en cada sección del sistema fotovoltaico.....	49
Tabla 16. Equipos implementados en el escenario de carga 1.....	57
Tabla 17. Caracterización del consumo de energía escenario 1.	58
Tabla 18. Equipos implementados en el escenario de carga 2 y3.	59
Tabla 19. Caracterización del consumo de energía escenario 2.	60
Tabla 20. Caracterización del consumo de energía escenario 3.	61
Tabla 21. Equipos implementados en el escenario de carga 4.....	61
Tabla 22. Caracterización del consumo de energía escenario 4.	62
Tabla 23. Equipos representativos para el dimensionado base.....	66
Tabla 24. Caracterización del consumo de energía estimado para una vivienda rural de una ZNI Colombia.	72
Tabla 25. Especificaciones técnicas del módulo solar implementado.....	74
Tabla 26. Número de paneles para cubrir la demanda base.	75
Tabla 27. Especificaciones técnicas del controlador de carga implementado.	75
Tabla 28. Especificaciones técnicas del inversor implementado	76
Tabla 29. Especificaciones técnicas batería MA 12-100.....	77
Tabla 30. Secciones del sistema piloto en DC y AC con su corriente máxima y protecciones.....	78

Glosario

CIURE: Comisión Intersectorial Para El Uso Racional Y Eficiente De Energía Y Energía Fuentes No Convencionales De Energía.

CREG: Comisión De regulación De Energía y Gas.

FAZNI: Fondo De Apoyo Financiero Para La Energización De las Zonas No interconectadas.

HSP: Horas Solar Pico.

ICEE: Índice de Cobertura de Energía Eléctrica.

IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.

IPSE: Instituto De Planeación Y Promoción De Soluciones Energéticas Para Las Zonas No Interconectadas.

MME: Ministerio de Minas y Energía.

NOCT: Normal Operating Cell Temperature

PCHs: Pequeña Central Hidroeléctrica

PR: Performance Ratio (Relación de Rendimiento del sistema)

SFV: Sistema Fotovoltaico Autónomo.

STC: Standard Test Conditions

SOC: Standard Operating Conditions

UNAB: Universidad Autónoma De Bucaramanga.

UPME: Unidad De Planeación Minero Energético.

ZNI: Zonas No Interconectadas.

INTRODUCCIÓN

En el planeta tierra, en los últimos tiempos la humanidad ha sido testigo de varios cambios, que pueden afectar su calidad de vida, como se concibe hoy en día; cambios como la disminución de las reservas de combustibles fósiles, cambio climático y aun así se continua la práctica de una explotación inadecuada de sus recursos; todo esto liderado por el hombre, el mayor precursor de dichos cambios y el principal afectado en muchos aspectos; por lo anterior, ha surgido un interés preponderante desde todos los países en incentivar e implementar estudios, investigaciones, desarrollo y aplicaciones de alternativas que ayuden a mitigar todos estos factores negativos, que han afectado gravemente el entorno.

En cuanto al aprovechamiento del recurso Energía Eléctrica, esencial para la subsistencia humana, es de gran importancia obtener una forma adecuada de explotación; por lo tanto, nace la idea de crear alternativas de fuentes renovables de energía, que sean sostenibles y amigables con el medio ambiente, como se está aplicando con el uso de la energía fotovoltaica. Hoy en día, la energía fotovoltaica tiene dos direccionamientos, el primero dirigido a sistemas conectados a la red y el segundo encaminado a sistemas autónomos, principalmente su implementación se ha realizado en regiones alejadas de las redes de distribución de energía eléctrica; con estas alternativas, cada estado busca garantizar un derecho fundamental a cada individuo, como lo es el acceso a la energía eléctrica.

Los Sistemas Fotovoltaico Autónomos (SFA), generalmente están conformados por: módulos fotovoltaicos, controlador de carga, inversor y las baterías. Se caracterizan porque su diseño responde de forma precisa a la satisfacción esperada de la demanda de energía, teniendo en cuenta que un posible error en el dimensionamiento puede conducir a fallas, insatisfacciones de la demanda (mayores de las esperadas) o incrementos en los costos económicos.

En Colombia, hay lugares donde se han implementado sistemas fotovoltaicos autónomos, como alternativa de energización de ZNI; se han denominado sistemas híbridos, complementando la generación de diésel con la generación solar fotovoltaica. En el caso de los sistemas fotovoltaicos autónomos, representan una alternativa con gran potencial, debido a los bajos costos de sus componentes, no necesitan combustible para operar, brindan autonomía e independencia a cada usuario y se pueden integrar con otros sistemas de generación o con la red nacional (esto se debe tener en cuenta en el momento de dimensionar el sistema). Sin embargo, los sistemas fotovoltaicos autónomos tienen algunos retos por resolver, como el mantenimiento, cambio de baterías (depende del dimensionado y la profundidad de descarga) y dimensionar bien el sistema, con el fin de que cada usuario pueda gozar de un servicio confiable [1].

Según el último informe de Cobertura de Energía Eléctrica, en Colombia el índice de cobertura de energía eléctrica (ICEE) es de 97,02%; en las cabeceras municipales es de 99,72% y en el resto del territorio es de 87,83%. Los usuarios sin servicio son 427.697 y representan un 2,98% de los usuarios en general [2].

Sin embargo, este déficit debe reducir, teniendo en cuenta que es muy costoso realizar la interconexión a todas las zonas actualmente no interconectadas, sobre todo porque algunas zonas se encuentran en terrenos de difícil acceso. Por ello se han desarrollado proyectos para abastecer el servicio eléctrico, en su mayoría estos proyectos son de generación centralizada con grupos electrógenos, y presentan un bajo nivel tecnológico y de atención, inclusive algunas plantas diésel se encuentran abonadas o no se encontraron los equipos alguna vez instalados. Estas soluciones parecen ser incipientes para mantener un servicio de calidad a través del tiempo, por el alto de costo de operación, mantenimiento y las altas emisiones de CO₂ en la generación de energía[3].

La UNAB (Universidad Autónoma de Bucaramanga), se une desde Colombia en buscar alternativas de solución, a los problemas planteados en los párrafos anteriores. Por lo anterior, el presente proyecto busca implementar un sistema fotovoltaico autónomo piloto, ubicado en el laboratorio de energías renovables de la UNAB, con el fin de revisar el proceso de dimensionado y operación del sistema, quedando como resultado el planteamiento de sugerencias a proyectos futuros, direccionados a implementar sistemas autónomos. El objetivo de este Proyecto se ha logrado, monitoreando las condiciones meteorológicas in situ y al sistema piloto en sí.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un sistema fotovoltaico piloto para la evaluación del desempeño de sistemas aislados en las condiciones meteorológicas de la ciudad de Bucaramanga.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Determinar una demanda base para el dimensionamiento a partir del análisis de un caso estudio de vivienda rural ubicada en una zona no interconectada.
- Diseñar e implementar el sistema fotovoltaico piloto para adquisición y monitoreo de data, con su respectivo manual de operación.
- Realizar una comparación analítica entre el funcionamiento teórico y real del sistema. Utilizando un modelo de cálculo y el software PVsyst.
- Desarrollar propuestas de ajustes para el dimensionado y operación de los sistemas fotovoltaicos.

2. MARCO REFERENCIAL

2.1 CONTEXTO ZONAS NO INTERCONECTADAS COLOMBIA

2.1.1 Definición de Zonas No Interconectadas Colombia

Las Zonas No Interconectadas son municipios, corregimientos, localidades, y caseríos los cuales se encuentran aislados energéticamente del resto del territorio nacional, a causa de ciertas características geográficas, naturales o de seguridad que no permiten que estén conectadas a un sistema interconectado nacional. Impidiendo a la población residente en estas zonas un acceso a la energía eléctrica constante y de calidad, afectando directamente la calidad de vida y restringiendo en gran medida oportunidades para una vida digna como la educación, productividad, salud entre otras[4]. Debido a esto surge la necesidad de adquirir el servicio de energía de otras formas como generación eléctrica local o por medio de combustibles domésticos, el problema surge porque la ZNI no cuentan con ciertos recursos que impiden llegar a esas formas de energización como:

Recursos de infraestructura: los cuales pueden permitir el abastecimiento de energéticos a partir de los medios de tradicionales (poliductos o gasoducto)

Recursos económicos: las formas tradicionales hacen que el costo de los energéticos sea mucho más elevado, teniendo en cuenta que el poder adquisitivo de los habitantes de estas zonas son muy bajos, y aun así estas formas no logran garantizar un suministro confiable ni constante.

Recursos de Transporte: esta es una dificultad bastante notable a la hora de poder obtener un servicio energético, primero porque son zonas de difícil acceso donde en su gran mayoría no cuentan con condiciones idóneas que permitan el transporte de equipos, suministros energéticos o combustibles, segundo pueden tener el acceso, pero las condiciones de seguridad impiden el transporte de estos.

Todo esto genera una tarea compleja para lograr crear alternativas de energización local, y económicamente viables para los habitantes de estas regiones. En la actualidad la gestión energética del Gobierno Nacional está basada en proyectos de implementación poco amigables con el medio ambiente, causando daños irreversibles para la naturaleza y ecosistemas todo por el uso de combustibles fósiles, que no son del todo eficientes, económicos y que generan grandes pérdidas de energía durante la transmisión.

De allí parte la necesidad de energizar con fuentes renovables de energía, una solución adecuada a este problema se evidencia con la implementación de sistemas

fotovoltaicos autónomos, los cuales logran mitigar en gran medida todos los déficits que presentan las formas de energización actuales.

Los proyectos de pequeños sistemas fotovoltaicos iniciaron en las ZNI con la implementación de estos para las telecomunicaciones. A principios de los años 80 se desarrolló el Programa de Telecomunicaciones Rurales de Telecom, para 1983 se habían instalado 2.950 generadores fotovoltaicos de 60 [Wp]; y posteriormente se instalaron sistemas de 3 a 4 [kWp] para antenas satelitales[1]. Continuaron instalándose sistemas fotovoltaicos en diferentes aplicaciones para prestar servicios de telecomunicaciones (repetidoras de microondas, boyas, en estaciones militares remotas, etc.); actualmente los sistemas fotovoltaicos son indispensables para las telecomunicaciones en las zonas rurales del país[5]. También se han implementado pequeños sistemas fotovoltaicos para la electrificación rural; principalmente sistemas en viviendas aisladas conformados por un panel solar de 50 a 70 [Wp], una batería entre 60 y 120 [Ah] y un regulador de carga; para satisfacer las necesidades básicas. Según el IPSE actualmente hay más de 15.000 sistemas fotovoltaicos instalados para la electrificación en la ZNI; muchos de estos financiados por el FANZI[5].

2.2 MARCO CONCEPTUAL

2.2.1 Aprovechamiento solar fotovoltaico

La energía solar es la energía proveniente del sol que recibe la tierra, esta tiene la capacidad de transformarse en la naturaleza en otras formas de energía como biomasa, energía eólica o en calor y electricidad; es un recurso con el que se cuenta todos los días y en el mundo es muy poco aprovechado, lo que se busca con un Sistema Fotovoltaico Autónomo (SFA) es dar un máximo aprovechamiento a los recursos naturales, con bajos costos y sin ocasionar daños al medio ambiente[6].

De modo que es importante tener presente que para su utilización y aprovechamiento su naturaleza irregular, intermitente, variable, fuera del alcance del hombre y su baja densidad en potencia, es menester la necesidad de almacenamiento de la energía para su posterior uso[6]. La energía solar es una notable y majestuosa fuente de energía que presenta varias ventajas las cuales hare mención a continuación:

- Su índole natural es inagotable, renovable y su utilización es libre de polución.

- Al presentarse una baja densidad ocasiona que la potencia resulte una fuente extensiva para lograr mayor potencia y amplia cobertura de equipos de conversión.

La ingeniería solar se encarga desarrollar, asegurar y mejorar el suministro confiable y seguro de la energía para el usuario teniendo presente las características anteriormente mencionadas.

2.2.2 Sistema Fotovoltaico Autónomo

Este sistema es bastante completo debido a que no requiere de una conexión a la red eléctrica, lo que permite que tenga su propia autonomía para prever o suministrar energía a los equipos de su usuario.

El sistema fotovoltaico es una herramienta realmente practica lo que conlleva a que su uso sea más adecuado e idóneo en zonas rurales[6], esto es porque las alternativas de energización frecuentes en áreas urbanas son altamente costosas principalmente por los precios del combustible, operación y mantenimiento lo que posibilita una mayor viabilidad en la implementación de sistemas fotovoltaicos en las zonas más remotas, de difícil acceso que no cuente con una conexión a la red, en donde hay un bajo consumo de energía y un buen curso solar, de esta forma garantiza a todos los usuarios una generación de energía apropiada que sea más sostenible, económica, sustentable dentro de un plazo razonable de instalación, confiable y segura.

2.2.3 Componentes de un sistema Fotovoltaico Autónomo

Tabla 1. Componentes de un sistema fotovoltaico autónomo.

SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO	
CARACTERISTICAS	
GENERADOR, MÓDULO SOLAR (PANEL SOLAR) FOTOVOLTAICO	El módulo fotovoltaico es el que convierte la radiación solar en la energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico. Están hechos principalmente por semiconductores (silicio) monocristalinos o policristalinos. Los de mejor precio y mayor disponibilidad en el mercado internacional y colombiano es el policristalino. Estos son caracterizados por su potencia nominal o potencia máxima que puede generar

	este panel en condiciones ideales (radiación de 1 [kW/m ²] y temperatura de 25 [°C]).
BATERÍA (ACUMULADOR)	La batería es donde se almacena la energía proveniente del módulo. La energía eléctrica de los paneles, una vez regulada va a las baterías. Estas almacenan la electricidad para poder usarla en otro momento, su comercialización es basada en la capacidad de almacenar energía y es medida en Amperios hora [Ah].
REGULADOR CARGA	<p>Un elemento que controla la energía producida por el módulo, la carga de la batería, y la energía consumida en los equipos.</p> <p>Este componente del sistema administra de forma eficiente la energía hacia las baterías prolongando su vida útil protegiendo el sistema de sobrecarga y sobre descargas. Este componente es comercializado basado en su capacidad máxima de corriente a controlar (amperios).</p>
CARGA	Los equipos consumidores (lámparas, radios, televisores, neveras, ventiladores, licuadoras) que son el destino final de la energía producida por el sistema.
INVERSOR	Los paneles entregan corriente continua y los electrodomésticos en su mayoría son de corriente alterna, este equipo permite hacer la conversión de energía continua de los paneles a energía alterna. Componente que convierte la corriente continua y bajo voltaje (12 [V] o 24 [V] típicamente) proveniente de las baterías o controlador, en corriente alterna, para el caso de Colombia 120 [V] y 60 [Hz], de forma simplificada se puede decir que transforma la corriente continua en un tomacorriente convencional. Por lo general es comercializado basado en su potencia en Watts, corresponde a la demanda máxima (potencia) de los equipos que se van a conectar. Se puede prescindir de este componente cuando los equipos a conectar puedan ser alimentados por corriente directa, como es el caso de algunos tipos de iluminación, motores y equipos diseñados para trabajar con energía solar.

Fuente: adaptado de [7][8]

2.2.4 Pruebas a los módulos solares

Los módulos solares son caracterizados por su potencia nominal o potencia máxima que puede generar en Condiciones Estándar de Prueba (STC por sus siglas en inglés Standard Test Conditions)[9]:

Irradiación de 1 [kW/m²]

Temperatura de célula 25 [°C]

Distribución espectral AM 1,5 [G].

Otra prueba que se realiza para caracterizar la potencia del módulo en condiciones reales es la prueba en Condiciones Estándar de Operación (SOC por sus siglas en inglés, Standard Operating Conditions)[9]:

Irradiación de 0,8 [kW/m²]

Temperatura de célula 45 [°C]

Distribución espectral AM 1,5 [G].

Debido a que las dos pruebas mencionadas se realizan a irradiancia y temperatura diferente, el rendimiento del módulo solar es diferente, en la Gráfica 1 se observan dos curvas de rendimiento, cada curva para cada prueba.

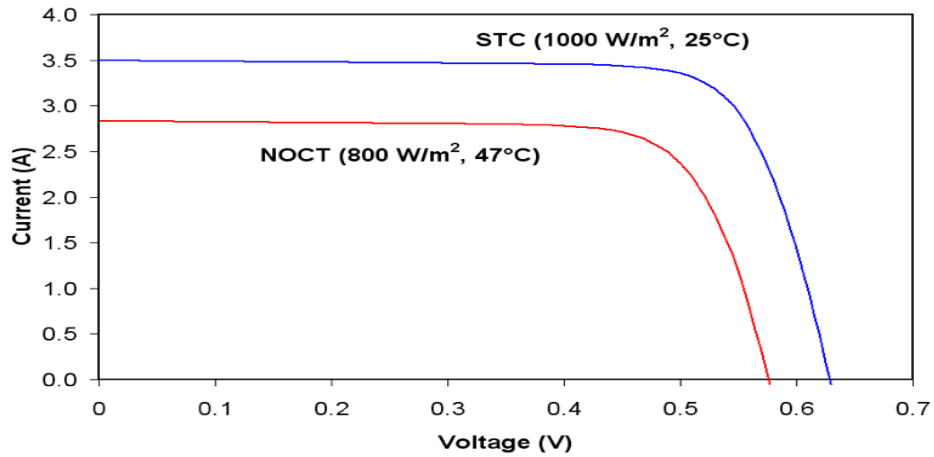
Las condiciones de funcionamiento de un panel solar afectan el rendimiento de este, la generación de energía dependerá de los siguientes factores:

Horas de sol pico

Ángulo de incidencia

Temperatura de Operación Normal de la Célula (NOCT por sus siglas en inglés Normal Operating Cell Temperature).

Gráfica 1. Curva I-V de una célula solar con normas STC y NOCT

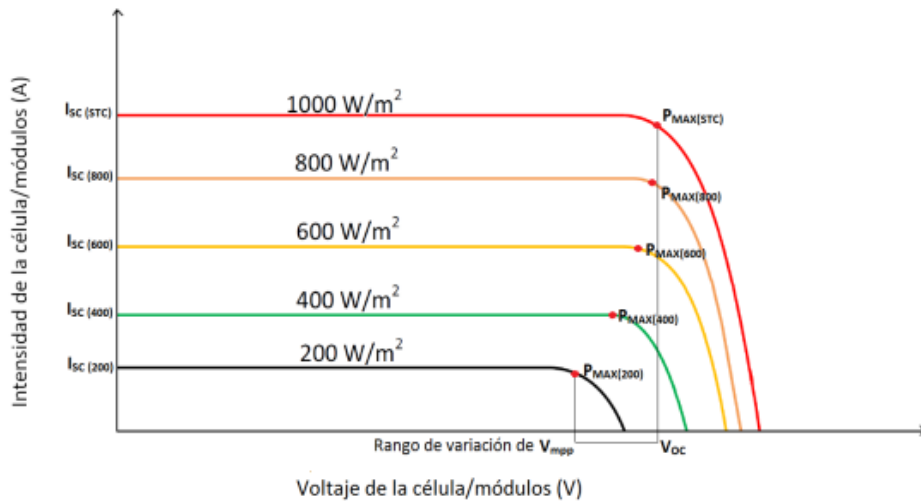


Fuente: recuperado de [10].

2.2.5 Funcionamiento módulo solar

Efectos de la Irradiancia, la generación de corriente de un módulo depende directamente de la irradiancia. La corriente de corto circuito es directamente proporcional a la irradiancia, como se muestra en la Gráfica 2. La tensión de circuito abierto varía poco, se puede llegar a considerar constante.

Gráfica 2. Curvas de $P_{\text{máx}}$ de un módulo solar a 25 [°C] y diferentes radiaciones

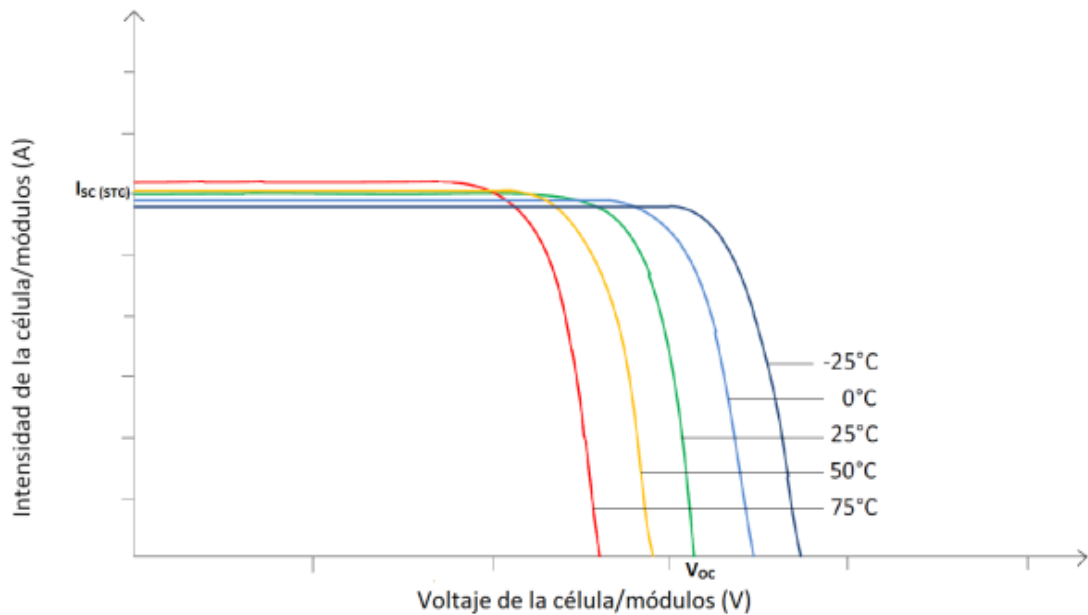


Fuente: recuperado de [11].

Efecto de la temperatura, la tensión de circuito abierto es directamente proporcional a la temperatura del panel, como se muestra en la Gráfica 3, cuando la temperatura aumenta la tensión de circuito abierto disminuye; además, la corriente de corto circuito aumenta, sin embargo, la variación es muy pequeña y se considera constante.

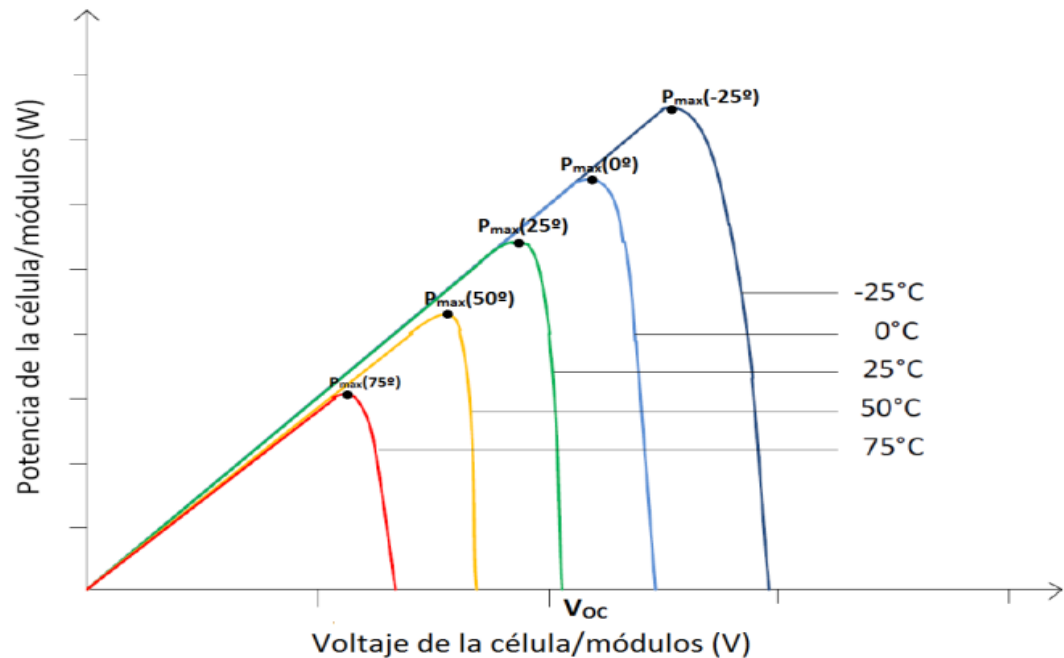
Como la tensión disminuye en relación con el aumento de la temperatura y la intensidad se mantiene constante, entonces la potencia entregada disminuye como se aprecia en la Gráfica 4.

Gráfica 3. Curvas Isc-Voc de un módulo solar a 1 [kW/m²] y diferentes temperaturas



Fuente: recuperado de [11].

Gráfica 4. Curvas de W-Voc de un módulo solar a 1 [kW/m²] y diferentes temperaturas



Fuente: recuperado de [11].

A mayor irradiación, mayor intensidad de cortocircuito, y que, a mayor temperatura, menor tensión de circuito abierto, menor potencia máxima generada y mayor intensidad de cortocircuito. Esta variación respecto a la temperatura se expresa también mediante los coeficientes intensidad-temperatura (α) y tensión-temperatura (β):

Coeficiente intensidad-temperatura (α): variación de la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor absoluto en [mA/°C] o en valor relativo como [%/°C]. Un valor típico de α en células de silicio es 0,63 [mA/°C].

Coeficiente tensión-temperatura (β): variación de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor absoluto en [mV/°C] o en valor relativo como [%/°C]. Un valor típico de β en células de silicio es -2,3 [mV/°C].

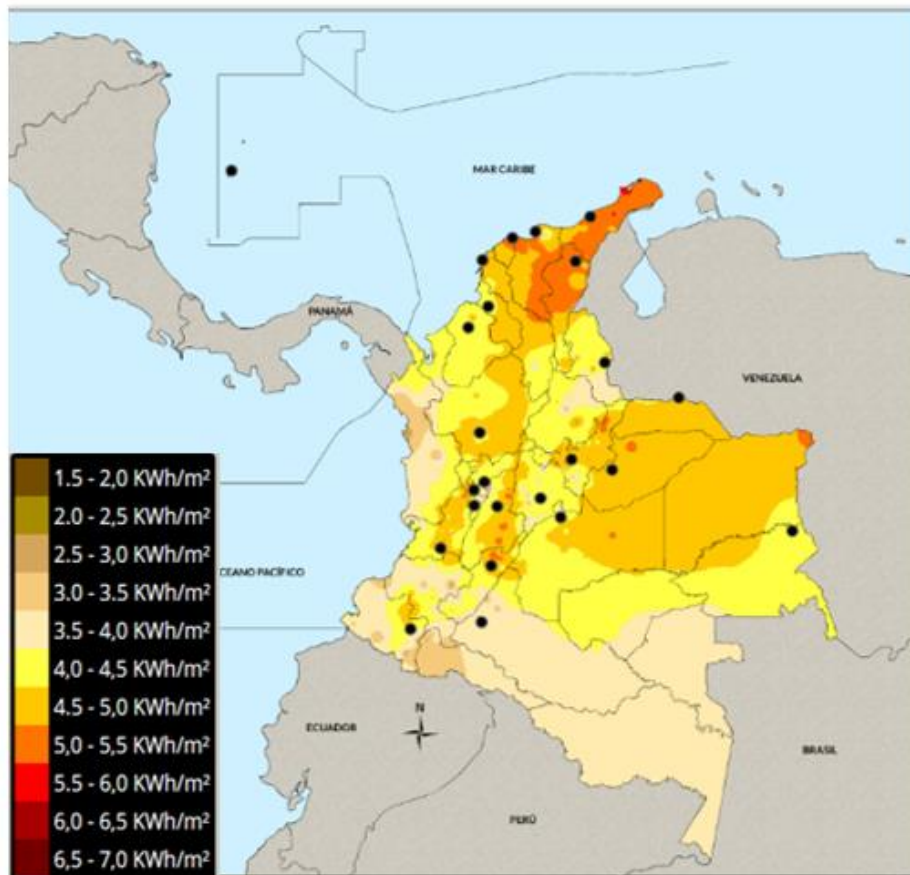
2.2.6 Componente solar

Este compuesto por diferentes componentes de gran importancia Para ser estudiados en un S.F. A

IRRADIACION SOLAR:

Se define como la medida de la cantidad de energía solar que llega a una superficie determinada durante un periodo de tiempo determinado. Las unidades más frecuentes [Wh/m²/día] o [kM/m²/día]. Para el dimensionado de sistema fotovoltaico de baja potencia se suele referir a la radiación solar pico (HSP) equivalente a las horas del día en que la irradiación es 1000 [W/m²].

Figura 1. Mapa de irradiancia promedio día/año de Colombia



Fuente: recuperado de [12]

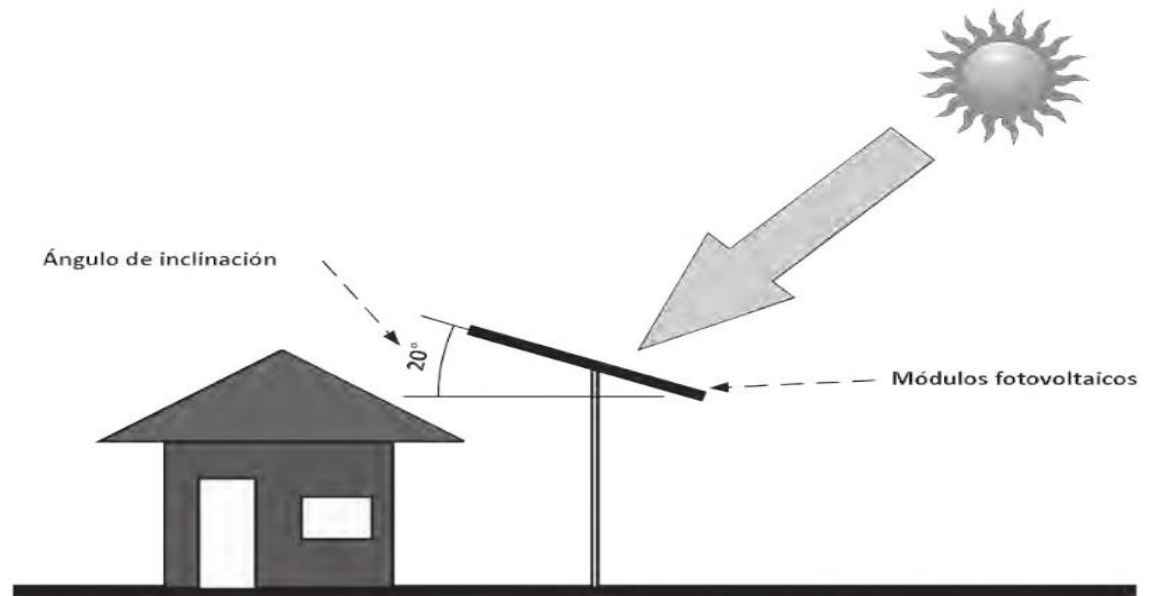
ANGULO DE INCIDENCIA:

Al ángulo con el cual un Rayo de sol llega una superficie se llama el ángulo de incidencia solar. Cuando más cerca este a los 90° , mayor es la cantidad de energía recibida. Muestra el Angulo de incidencia sobre un panel (modulo) fotovoltaico horizontal al medio día (90°) y en la tarde (33°). Al medio día la cantidad de radiación solar que recibe el módulo en posición horizontal es mayor que en la mañana o la tarde, debido a que el ángulo de incidencia a esta hora es 90°

ORIENTACION E ANGULO DE INCLINACION:

Para un SFA de baja potencia, lo más recomendable es montar los módulos a un ángulo en orientación fija durante todo el año. Esto simplifica la instalación, reduce los costos y facilita el mantenimiento. Para maximizar la captación de energía, es necesario orientar los módulos a hacia el Ecuador, es decir, para los sistemas que se encuentran al norte del Ecuador, es necesario orientar los módulos hacia el sur geográfico (0). En cambio, al sur del ecuador es necesario orientarlos hacia el norte geográfico (180°).

Figura 2. Angulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos respecto a la posición del sol



Fuente: recuperado de [13].

2.2.7 Dimensionado

Un sistema fotovoltaico autónomo abarca amplias tareas y especificaciones que se han de realizar y tener en cuenta para su funcionamiento satisfactorio con mayor fiabilidad y costo posible. Existirán diversos factores que se tendrán en cuenta como el consumo o perfil de consumo de cargas, que van a alimentar la instalación fotovoltaica y la radiación solar del lugar donde se ubicara. Los mencionados factores pueden cambiar, modificarse o incluso verse afectados por tal motivo se hace relevante el poder lograr la recolección de estos datos.

Un dimensionado adecuado tendrá como objetivo plantear hipótesis que sirva para realizar cálculos de producción, la demanda de energía y buscar un punto de equilibrio entre los dos, además de ayudar a estimar la potencia de los paneles, especificaciones técnicas de los equipos, calibre de cableados y protecciones.

Existen diversos métodos para realizar este dimensionado de S.F.V, los cuales pueden ser a mano o con sofisticados programas de simulación en consecuencia unos pueden ser más completos que otros debido a que unos facilitan más variables o arrojan resultados más detallados.

2.2.8 Tipos de dimensionado

En el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo se pueden hallar diferentes metodologías las cuales se pueden clasificar de la siguiente manera:

- ✓ Metodología Convencional: se realiza por un proceso tradicional, sencillo y de fácil aplicación a través de cálculos teóricos paso a paso, este método es el más utilizado ya que su aplicación es de un 63% de los casos en los que se implementa un SFA [14].
- ✓ Metodología Numérica: es principalmente implementado en simulaciones con apoyo de software especializados como PVsyst, Homer, SolarPro, Polysun, PV F-Chart entre otros, este procedimiento solo alcanza un 20% de aplicación a causa de desinformación, capacitación en el personal para el manejo de los software o costos adicionales para su uso e instalación. Es necesario resaltar que este método es más completo debido a que logra evaluar diferentes objetivos de forma más detallada, permitiendo un análisis y recolección de información real y exacta[14].
- ✓ Metodología Analítica: estos son mucho más complejos basados en inteligencia artificial como redes neuronales, pero tienen un reducido rango de aplicación[14].

3. METODOLOGÍA

El desarrollo del proyecto se ejecutó en base a tres fases, la FASE I consiste en establecer los parámetros necesarios para determinar la demanda base del sistema y escenarios de carga para evaluar el funcionamiento del sistema, en la FASE II permite diseñar y posteriormente implementar el sistema fotovoltaico piloto; en la FASE III se recolectan los datos del sistema piloto y las condiciones meteorológicas para analizar el funcionamiento real. En la Figura 3 se detallan las actividades realizadas en cada fase.

Figura 3. Resumen de la metodología



Fuente: elaborado por el autor.

4. DESARROLLO

4.1. FASE I ESTABLECIMIENTO DE PARAMETROS PARA DIMENSIONADO

Los principales parámetros requeridos para realizar el dimensionado de un sistema fotovoltaico son: consumo del usuario y el recurso solar. A continuación, se explican las consideraciones determinadas para definir estos parámetros.

Como curva de carga se tomó como referencia la curva de carga de Santander debido a que el proyecto se implementa en la ciudad de Bucaramanga, y la demanda diaria se rige por la estimada de 3 [kWh/día] por la UPME en “Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica” [2].

Actualmente, los sistemas fotovoltaicos autónomos son implementados como alternativa de energización de las ZNI de Colombia. Por lo tanto, se tomó como referencia la curva de carga de usuarios ubicados en una ZNI que tienen acceso a la energía eléctrica mediante la implementación de estos sistemas, para poder generar escenarios de carga.

Para el procesamiento de datos meteorológicos se cuenta con datos reales medidos en el sitio de implementación del sistema fotovoltaico piloto, con la data recolectada se obtuvo un recurso solar de 4,33 [HSP] diaria para un año, este es el dato seleccionado para los cálculos del dimensionado.

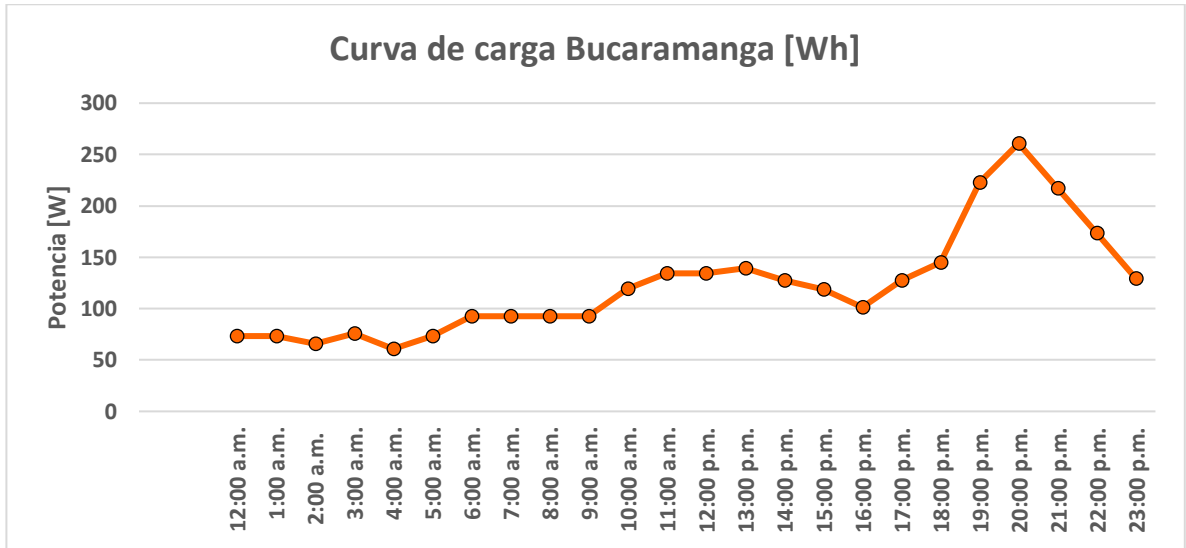
4.1.1 Curva de carga

4.1.1.1 Caso base de demanda

El sistema fotovoltaico se implementa en la ciudad de Bucaramanga, por ello una de las referencias para tener en cuenta es la curva de carga de usuarios estrato 1 del sector, tomada de “NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN” [15]. La curva de carga está caracterizada por potencia unitaria, el consumo se plantea aproximado a 2,9 [kWh/día] que se aproxima al consumo que diseña la UPME para usuarios rurales a nivel nacional [16].

Como se puede apreciar en la siguiente gráfica, el pico de consumo se presenta a las 8:00 p.m., el consumo nocturno es de 1,57 [kWh/día], en las horas donde se presenta el recurso solar el consumo es de 1,37 [kWh/día].

Gráfica 5. Curva de carga caracterizada al comportamiento de Santander.



Fuente: adaptado con datos propios de [15].

4.1.1.2 Proyecto de referencia de usuarios ubicados en una ZNI de Colombia

La curva de carga es aquella que representa el comportamiento del consumo de una vivienda, en este caso una vivienda rural energizada por primera vez. Teniendo en cuenta que el presente estudio es la continuidad de una línea de investigación, donde se cuenta con información previa de campo, se ha seleccionado como proyecto de referencia el desarrollado en la zona de Hato Corozal Casanare, el proyecto es la energización de una ZNI con sistemas fotovoltaicos autónomos, siendo está la mejor alternativa según el análisis técnico económico que se realizó previo a su implementación, esto debido a una alta dispersión de los usuarios[17]; la demanda planteada es el dato más relevante, puesto que con este dato se diseña el dimensionado de los sistema y sus costos. Esta zona presenta una temperatura promedio anual de 25,1 [°C] con una radiación promedio anual de 1.707 [kWh/m²] que representa un promedio día anual de 4,6 [HSP] [18].

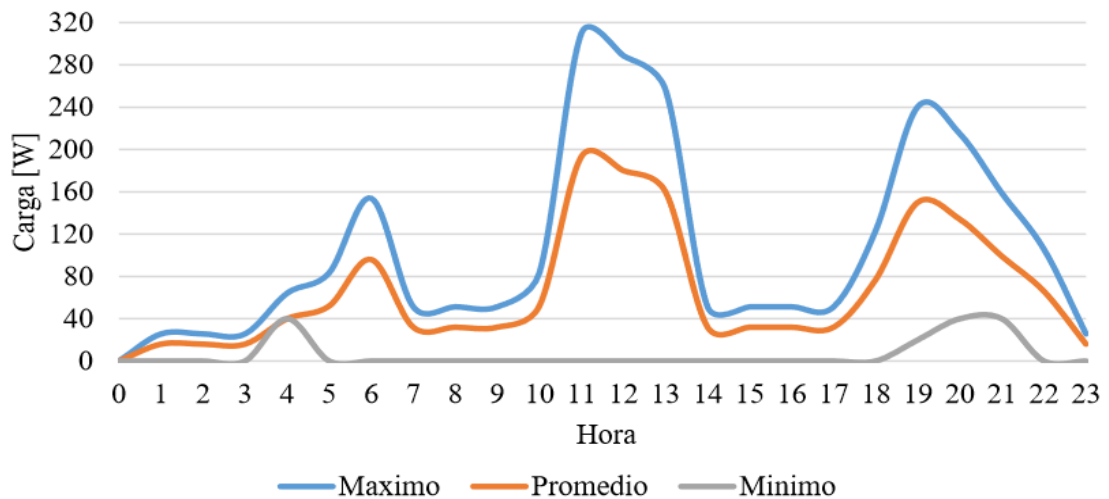
En el documento “ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS TÉCNICOS E IMPACTOS SOCIOECONÓMICOS DE SISTEMAS DE GENERACIÓN AISLADA, A PARTIR DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA” se evalúan las diferentes curvas de carga de los usuarios beneficiados. Se utilizaron encuestas para obtener estimaciones de consumo debido a que la mayor parte de los usuarios no están monitoreados.

Los comportamientos de este proyecto se convierten en la línea base para emular el comportamiento de una zona aislada en el sistema piloto a desarrollar. A continuación, se presenta el análisis de la zona de referencia [19].

En la Gráfica 6, el consumo energético diario promedio es de 1,58 [kWh/día], el escenario de máximo consumo diario de energía es de 2,5 [kWh/día] y el escenario de mínimo consumo diario de energía es de 140 [kWh/día]; al tener el servicio de energía en sus casas. En la Gráfica 7 se muestra el número de usuarios y un rango de demanda, de los usuarios encuestados [17].

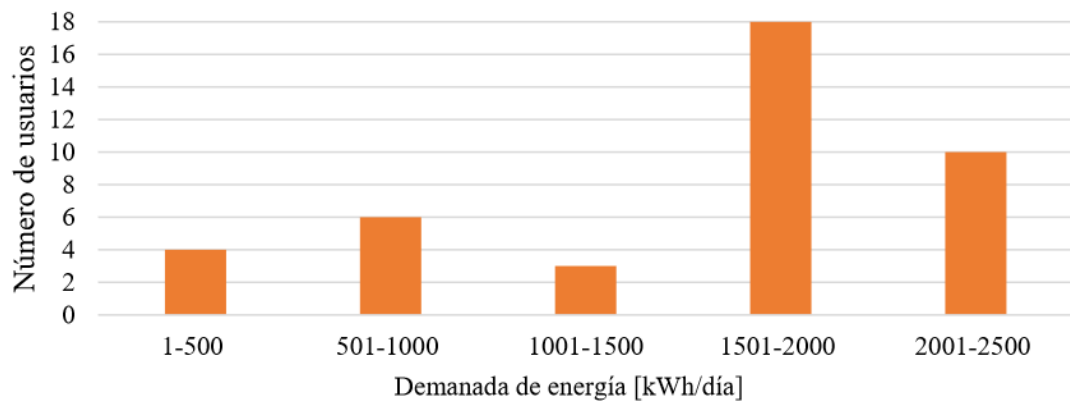
Las curvas de consumo máximo y promedio presentan un comportamiento similar, este comportamiento de consumo se toma como referente para plantear el comportamiento de las cargas del sistema fotovoltaico piloto con los electrodomésticos ya mencionados.

Gráfica 6. Curvas de carga promedio de una vivienda en Hato Corozal.



Fuente: recuperado de [19].

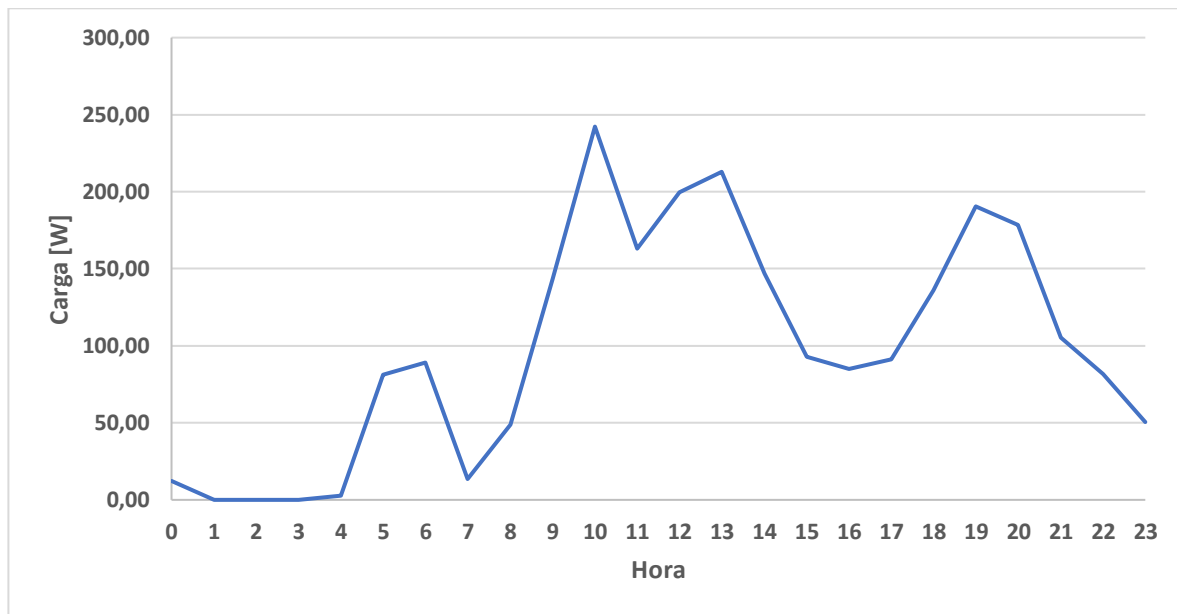
Gráfica 7. Estimación de consumo de energía de los usuarios encuestados.



Fuente: recuperado de [19].

En la siguiente gráfica se presenta el consumo promedio día con datos de un mes de un usuario ubicado en Hato Corozal, el consumo promedio para este periodo de tiempo es de 2,37 [kWh/día].

Gráfica 8. Curva de carga promedio de un usuario en Hato Corozal.



Fuente: recuperado de [19].

4.1.2 Establecimiento de las cargas representativas de la curva de demanda

Para la identificación y jerarquización de las necesidades básicas se toma en cuenta en general el marco teórico establecido por la “Teoría del Desarrollo Humano”. En particular se toma la tesis del psicólogo y humanista Abraham Maslow, quien propone cinco sistemas de necesidades básicas ordenadas jerárquicamente. Los electrodomésticos seleccionados representan para suplir las necesidades básicas son: bombillos, nevera, licuadora, celular, radio, televisor y ventiladores [20]. Adicionalmente se contempla el uso de una electrobomba debido a que los usuarios del proyecto de referencia implementaron este equipo para tener acceso al agua.

Además, se tiene acceso a información de los electrodomésticos representativos para usuarios rurales ubicados del proyecto de referencia. A continuación, se muestran los aparatos eléctricos por tenencia de los usuarios.

Tabla 2. Equipos eléctricos que posee un usuario promedio.

Equipo Eléctrico	Potencia [W]
Ventilador	50
Equipo de audio	20
Nevera	160
Televisor	50
Electrobomba	372
Bombillo	20
Licuadora	350

Fuente: adaptado de [19].

4.1.3 Determinación del consumo horario de los electrodomésticos seleccionados

Con la información obtenida del proyecto de referencia se estableció un consumo diario y mensual para un usuario, se procedió a seleccionar los electrodomésticos representativos que se observan en la Tabla 3 y dar un factor de uso horario establecidos en la Tabla 4 para obtener la curva de carga característica del sistema fotovoltaico piloto. El consumo de demanda base se estableció en 2,7 [kWh/día], con un factor de consumo nocturno de 45%, es decir, 965 [Wh/día] se consumen de 6:00 p.m. a 6:00 a.m., que son las horas sin recurso solar.

Tabla 3. Equipos representativos para el dimensionado base.

Equipo	Cantidad	Potencia unitaria [W]
Bombillo	6	20
Motor	1	250
Nevera	1	200
Licuadaora	1	300
Celular	1	10
Radio	1	20
Deco	1	20
Tv	1	60
Ventilador	2	60

Fuente: elaborado por el autor.

Tabla 4. Caracterización del consumo de energía estimado para una vivienda rural de una ZNI Colombia.

HORA	Iluminación					
	Sala	Comedor	Cocina	Hab. 1	Hab. 2	Baño
	20					
12:00 a.m.						
1:00 a.m.						
2:00 a.m.						
3:00 a.m.						
4:00 a.m.						0,2
5:00 a.m.	0,2	0,2	1	0,2	0,2	0,2
6:00 a.m.						
7:00 a.m.						
8:00 a.m.						
9:00 a.m.						
10:00 a.m.						
11:00 a.m.			0,5			
12:00 p.m.			0,5			0,2
13:00 p.m.				0,2	0,2	
14:00 p.m.						
15:00 p.m.						
16:00 p.m.						
17:00 p.m.						
18:00 p.m.		0,2	0,5	0,2	0,2	0,2
19:00 p.m.	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
20:00 p.m.	0,2			0,2	0,2	0,2
21:00 p.m.						
22:00 p.m.						
23:00 p.m.						
TOTAL	0,6	0,6	2,7	1	1	1,2

Fuente: elaborado por el autor.

Continuación Tabla 4. Caracterización del consumo de energía estimado para una vivienda rural de una ZNI Colombia.

Electrobomba	Tv	Nevera	Deco	Licuadora	Radio	Celular	Ventilador		Potencia [W]	Consumo [Wh]
							Hab. 1	Hab. 2		
250	60	200	20	350	20	7,5	60			
		0,1							200	20
		0,1							200	20
		0,1							200	20
		0,1							200	20
		0,2							220	44
		0,5				1			327,5	147,5
		0,5				1			207,5	107,5
		0,2			1				220	60
		0,2			1				220	60
		0,2			1				220	60
		0,2			1				220	60
		1			1				240	230
	0,5	1	0,5	0,1					670	289
0,5	1	1	1				0,5	0,5	690	473
		1							200	200
		0,5			1				220	120
		0,5			1	1			227,5	127,5
		0,2			1	1			227,5	67,5
		0,2							300	66
	1	0,2	1				1	1	520	264
	1	0,2	1						360	136
	0,5	0,2	0,5						280	80
		0,1							200	20
		0,1							200	20
0,5	4	8,6	4	0,1	8	4	1,5	1,5	1147,5	2712

Fuente: elaborado por el autor.

4.2. FASE II DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO PILOTO

4.2.1 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico piloto

Para el dimensionado del sistema fotovoltaico piloto se siguió la metodología planteada en el libro FUENTES DE ENERGÍA, RENOVABLES Y NO RENOVABLES, APLICACIONES, después de realizar el dimensionado con la metodología planteada, se realizaron algunos ajustes para obtener un dimensionado más óptimo del banco de baterías.

Las consideraciones que se tuvieron en cuenta son las siguientes:

$$Lmd_{AC} = 2,9 \left[\frac{kWh}{día} \right]$$

Ubicación: Latitud: 7.11392, Longitud: -73.1198 Bucaramanga, Santander

HSP: 4,33

PR = 0,8

Al consumo medio diario se le aplica un 15% asociado al proceso de carga de las baterías (baterías e inversor), como se muestra a continuación:

Tabla 5. Carga media del sistema.

Lmd_{AC}	2905	[Wh/día]
Lmd_{crit}	3335	[Wh/día]
Lmd	3335	[Wh/día]

Fuente: elaborado por el autor.

$$Lmd_{crit} = Lmd_{AC} * 1,15 \quad \text{Ecuación 1 [8].}$$

Lmd_{AC} Carga media diaria en corriente alterna

Lmd_{crit} Carga media diaria con factor de seguridad del 15%

Lmd Carga media diaria estimada para el dimensionado

Una vez planteada la carga media diaria, con el promedio de HSP obtenido de la estación meteorológica de la UNAB se calculó el número de paneles necesarios, con la siguiente ecuación y las especificaciones técnicas del módulo solar de la Tabla 6.

$$N_T = \frac{Lmd}{Pot_{m\acute{a}x_mod} * HSP * PR} \quad \text{Ecuación 2 [8].}$$

Donde

$Pot_{m\acute{a}x_mod}$	Potencia máxima entregada por el módulo fotovoltaico
I_{mp_mod}	Corriente de máxima potencia entregada por el módulo fotovoltaico
V_{mp_mod}	Voltaje de máxima potencia entregada por el módulo fotovoltaico
I_{sc_mod}	Corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico
V_{oc_mod}	Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico
HSP	Horas de sol pico
PR	Performance Ratio (Relación de Rendimiento del sistema)
N_T	Número total de paneles para cumplir con la energía demandada del sistema

Tabla 6. Especificaciones técnicas del módulo solar implementado.

Panel JAP72S01-325SC		
$Pot_{m\acute{a}x_mod}$	325	[W]
I_{mp_mod}	8,69	[A]
V_{mp_mod}	37,39	[V]
I_{sc_mod}	9,17	[A]
V_{oc_mod}	46,38	[V]

Fuente: adaptado de (PVsyst)

Tabla 7. Número de paneles necesarios para el sistema.

Dimensionado generador FV		
N_T	2,9	[uni]
N_T	3	[uni]

Fuente: adaptado de [8].

En el cálculo del banco de baterías se utiliza el criterio descrito en la siguiente tabla para definir la tensión requerida por las cargas para el sistema fotovoltaico piloto.

Tabla 8. Criterio para definir la tensión de trabajo.

Potencia de las cargas [W]	Tensión de trabajo [V]
Menor de 1500	12
1500 – 5000	24 o 48
Mayor de 1500	120

Fuente: adaptado de [8].

Para proteger la duración de la batería se permite un nivel máximo de descarga, la profundidad de descarga máxima diaria se plantea en un 35% y la profundidad de descarga máxima estacional se plantea en un 80%, con 1,2 días de autonomía.

$$\begin{aligned} \text{Días de autonomía} &= 1,2 && [\text{días}] \\ PD_{m\acute{a}x_d} &= 0,35 \\ PD_{m\acute{a}x_e} &= 0,8 \\ V_{Banco_BAT} &= 24[V] && [V] \end{aligned}$$

Luego se calcularon la descarga máxima diaria y la descarga máxima estacional; el resultado con mayor número de baterías es el seleccionado para dimensionar el banco de baterías. Para este caso se plantea un 50% en la carga media diaria, que es la energía demanda en las horas donde no hay recurso solar, debido a que en Bucaramanga (lugar donde se implementa el sistema fotovoltaico piloto) es decir, el usuario debería consumir el 55% de la energía en las horas donde no hay recurso solar, y el otro 45% durante las horas de recurso solar.

Las especificaciones técnicas de las baterías son las siguientes:

Tabla 9. Especificaciones técnicas batería MA 12-100

Batería MA 12-100		
V_{BAT}	12	[V]
A_{BAT}	100	[Ah]
eficiencia	0,95	

Fuente: adaptado de [21].

Considerando que el banco de baterías debe generar la energía diaria L_{md} permitiendo el 35% de descarga máxima diaria, se emplea la Ecuación 3 para obtener la capacidad nominal diaria en Wh; con la Ecuación 4 se obtuvo la capacidad nominal diaria en Ah.

$$Cnd(Wh) = \frac{(Lmd * 55\%)}{PD_{m\acute{a}x_d} * F_{CT}} \quad \text{Ecuaci3n 3 [8].}$$

$$Cnd(Ah) = \frac{Cnd(Wh)}{V_{Banco_BAT}} \quad \text{Ecuaci3n 4 [8].}$$

Donde:

Cnd	Capacidad nominal máxima diaria de la batería
$PD_{m\acute{a}x_d}$	Profundidad de descarga máxima diaria
$F_{CT} = 1$	Factor de correcci3n de temperatura
50%	Factor de consumo nocturno
V_{BAT}	Voltaje del banco de baterías del sistema

El cálculo de del número de baterías en serie y paralelo esta dado por las Ecuaci3n 5 y Ecuaci3n 6 respectivamente.

$$Serie = \frac{V_{Banco_BAT}}{V_{BAT}} \quad \text{Ecuaci3n 5 [8].}$$

$$Paralelo = \frac{Cne(Ah)}{A_{BAT}} \quad \text{Ecuaci3n 6 [8].}$$

En la siguiente tabla se tiene los resultados de la capacidad nominal de las baterías en funci3n de la descarga diaria.

Tabla 10. Descarga máxima diaria.

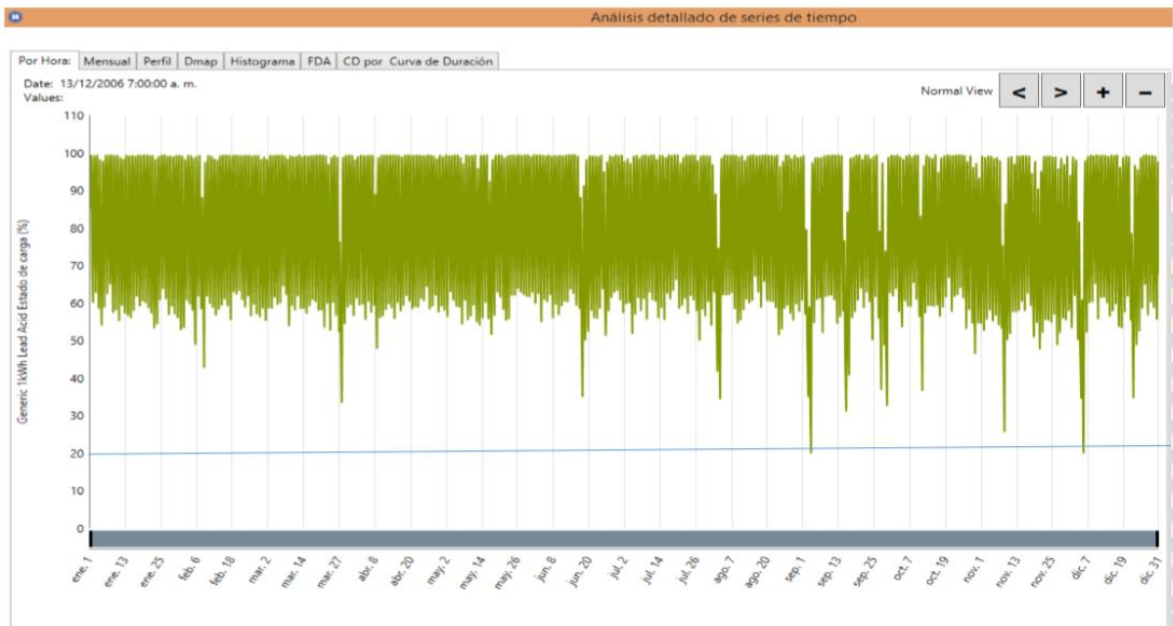
Descarga máxima diaria Cnd		
$PD_{m\acute{a}x_d}$	0,35	
$N_{d\acute{a}ias}$	1,2	Días
Cnd	4714	[Wh]
Cnd	190	[Ah]
Serie	2,00	Baterías
Paralelo	1,96	Baterías
Cantidad	3,9	Baterías

Fuente: adaptado de [8].

El banco de baterías debe generar la energía suficiente para 1,2 días, esto tomando como referencia el estudio realizado “DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS GRID-TIE Y STAND-ALONE” donde se analiza que en Bucaramanga (lugar donde se implementa el sistema fotovoltaico piloto) el número de días de autonomía se puede fraccionar a horas de autonomía.

En el proyecto de referencia la demanda es de 11,28 [kWh/día] y 338 [kWh/mes] con un porcentaje de consumo nocturno de 63%, se plantea una profundidad de descarga máxima diaria de 20% y una profundidad de descarga máxima estacional de 80%. Con el dimensionado convencional planteando 2 días de autonomía el sistema necesitaría 24 baterías de 12 [V] y 100 [Ah] con un voltaje de trabajo de 24 [V] del banco de baterías.

Gráfica 9. Estado de carga de las baterías con 1,2 días de autonomía con una carga diaria de 11,28 [kWh/día]



Cantidad	Valor	Unidades
Capacidad nominal	18,00	kWh
Capacidad nominal utilizable	14,40	kWh
Autonomía	30,72	hr
Rendimiento de la vida útil	800,00	kWh
Costo de uso de la batería	0,42	\$/kWh
Costo promedio de energía	0,00	\$/kWh

(d) Estado de carga de baterías para 30 horas de autonomía

Cantidad	Valor	Unidades
Tamaño de la serie	1,00	
Serie en paralelo	18,00	
Baterías	18,00	
Voltaje del bus	12,00	V

Fuente: Tomado de [22].

En este mismo proyecto se realiza el ajuste de días de autonomía, sugiriendo 1,2 días de autonomía; validando la información en el software Homer Pro de tal manera que la profundidad de descarga no superara el 80% en ningún día del año como se muestra en la gráfica anterior. Para este último cálculo se emplearon los datos de la estación meteorológica Davis de 1 año de data de irradiación solar.

Se requiere una capacidad nominal en función de la descarga máxima estacional y los días de autonomía en Wh como se expresa en la Ecuación 7; con la Ecuación 8 se obtuvo la capacidad nominal diaria en Ah.

$$Cne(Wh) = \frac{(Lmd) * N_{días}}{PD_{máx_e} * F_{CT}} \quad \text{Ecuación 7 [8].}$$

$$Cne(Ah) = \frac{Cne(Wh)}{V_{Banco_BAT}} \quad \text{Ecuación 8 [8].}$$

Donde:

Cne	Capacidad nominal máxima estacional
$PD_{máx_e}$	Profundidad de descarga máxima estacional
$N_{días}$	Días de autonomía
$F_{CT} = 1$	Factor de corrección de temperatura
V_{BAT}	Voltaje del banco de baterías del sistema

El cálculo de del número de baterías en serie y paralelo esta dado por las Ecuación 5 y Ecuación 6 respectivamente.

$$Serie = \frac{V_{Banco_BAT}}{V_{BAT}} \quad \text{Ecuación 9 [8].}$$

$$Paralelo = \frac{Cne(Ah)}{A_{BAT}} \quad \text{Ecuación 10 [8].}$$

En la siguiente tabla se tiene los resultados de la capacidad nominal de las baterías en función de la descarga diaria.

Tabla 11. Descarga máxima estacional.

Descarga máxima estacional Cne		
$PD_{máx_e}$	0,8	
$N_{días}$	1,2	Días
$Cne(Wh)$	4342	[Wh]

<i>Cne(Ah)</i>	196,43	[Ah]
Serie	2,00	Baterías
Paralelo	1,81	Baterías
Cantidad	3,62	Baterías

Fuente: adaptado de [8].

Para el controlador de carga se determina la corriente máxima que debe resistir en la entrada y la salida de este equipo. La corriente máxima de entrada depende de la intensidad máxima del generador fotovoltaico y la corriente máxima de la salida depende de la intensidad máxima de las cargas. Cada valor se multiplica por un factor de seguridad de 25%.

$$I_{entrada_regulador} = 1,25 * I_{sc_{mod}} * N_T \quad \text{Ecuación 11 [8].}$$

$$I_{salida_regulador} = \frac{1,25 * \left(\frac{Pot_{picoAC}}{0,95} \right)}{V_{BAT}} \quad \text{Ecuación 12 [8].}$$

$I_{entrada_regulador}$	Corriente que debe soportar el controlador a la entrada
$I_{salida_regulador}$	Corriente que debe soportar el controlador a la salida
1,25	Factor de seguridad
$I_{sc_{mod}}$	Corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico
N_T	Número total de paneles para cumplir con la energía demandada del sistema
Pot_{picoAC}	Potencia pico en AC
0,95	Eficiencia del inversor
V_{BAT}	Voltaje del banco de baterías del sistema

Tabla 12. Especificaciones técnicas del controlador de carga.

Dimensionado Controlador de Carga
$I_{entrada_regulador} = 35,1 [A]$
$I_{salida_regulador} = 37,82 [A]$
$V_{BAT} = 24 [V]$

Fuente: recuperado de [8] con base en datos propios.

Por último, para calcular el inversor se analizaron dos potencias, analizando el consumo máximo en una hora y los motores que se pueden energizar a una misma hora.

$$Pot_{inv} = Pot_{pico_AC} * 1,25 \quad \text{Ecuación 13 [8].}$$

$$Pot_{pico_AC} = 690 [W]$$

$$Pot_{inv} = 862,5 [W]$$

$$Pot_{inv} = Pot_{pico_motor} * 3 \quad \text{Ecuación 14 [8].}$$

$$Pot_{pico_motor} = 550[W]$$

$$Pot_{inv} = 1650[W]$$

Donde

- Pot_{pico_AC} Potencia pico en AC
- Pot_{pico_motor} Potencia pico en arranque por motor
- Pot_{inv} Potencia necesaria por el inversor

En la Tabla 13 se aprecian las especificaciones técnicas que necesita el inversor para el sistema fotovoltaico piloto.

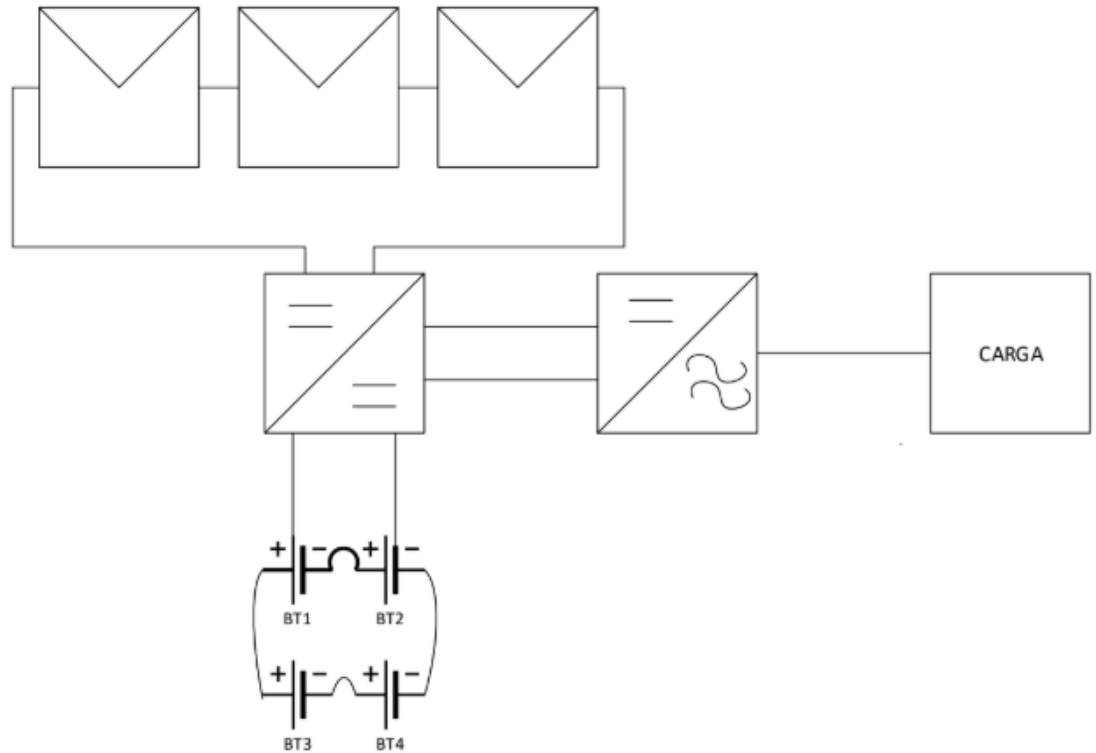
Tabla 13. Especificaciones técnicas del inversor.

Dimensionado Inversor		
V_{BAT}	24	[V]
$P_{NOMINAL}$	1000	[W]
P_{PICO}	1650	[W]
Frecuencia	60	[Hz]
V_{AC}	120	[V]

Fuente: recuperado de [8] con base en datos propios.

El esquema a continuación explica el sistema fotovoltaico piloto.

Figura 4. Diagrama del sistema fotovoltaico piloto.



Fuente: elaborado por el autor.

Para el dimensionado del calibre del cableado se consideraron las siguientes secciones:

- Arreglo de módulos fotovoltaicos – controlador de carga
- Controlador de carga – baterías
- Controlador de carga – inversor
- Inversor – cargas

El cálculo de la sección de cableado se realiza a partir de las siguientes consideraciones:

- La longitud de la línea: la longitud del cable es el doble de la longitud de línea, ya que hay un cable positivo y otro negativo en el caso de líneas continua y un cable de fase y otro de neutro en el caso de líneas monofásicas.
- Una caída de tensión en la línea menor al 3%.

El cálculo de la sección se efectúa con la siguiente ecuación:

$$S = 0,036 * \frac{I_{125\%} * L}{\Delta V} (mm^2) \quad \text{Ecuación 15 [9].}$$

Donde:

$I_{125\%}$	Corriente de la sección con un factor de seguridad
L	Distancia entre los equipos eléctricos que se desean conectar
ΔV	Caída máxima de tensión

El sistema fotovoltaico piloto cuenta con 3 módulos fotovoltaicos conectados en serie. Esta configuración da como resultado una corriente de 9,17 [A] (corriente de corto circuito del módulo JAP72S01-325SC). Este valor se multiplica por un factor de seguridad de 25% (especificación de la NTC 2050 sección 690-8 Dimensionamiento y corriente de circuitos)[23] y el voltaje del arreglo es 112,17 [V] que es la suma del voltaje de circuito abierto de cada módulo. A continuación, se muestra el cálculo de la corriente de la sección 1.

$$I_1 = 1,25 * I_{sc_{mod}} \quad \text{Ecuación 16 [8].}$$

Donde:

I_1	Corriente sección 1 (módulos fotovoltaicos – controlador de carga)
1,25	Factor de seguridad
$I_{sc_{mod}}$	Corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico

$$I_1 = 11,46 [A]$$

Para la sección módulos fotovoltaicos – controlador de carga hay una distancia de 10 [m], el diferencial de voltaje del conjunto fotovoltaico aplicando la Ecuación 15 [9]. se obtiene el siguiente calibre

$$S = 0,036 * \frac{11,46 * 20}{112,17 * 3\%}$$

$$S = 2,45 [mm^2]$$

El calibre necesario para evitar una caída de voltaje superior al 3% es de 14 [AWG]. Solo tomando como referencia la corriente de 11,46 [A] y buscar un calibre que soporte esta corriente, se necesitaría un calibre de 18 [AWG].

En la segunda sección controlador de carga – baterías se tomó como referencia la potencia máxima entregada por los tres módulos fotovoltaicos y el voltaje de trabajo de las baterías para obtener la corriente máxima en esta sección, este valor se multiplica por el factor de seguridad de 25% como se muestra en la Ecuación 17.

$$L_2 = 1,25 * \left(\frac{Pot_{m\acute{a}x_{mod}} * N_T}{V_{BAT}} \right) \quad \text{Ecuación 17 [8].}$$

Donde:

1,25	Factor de seguridad
N_T	Número de módulos fotovoltaicos
$Pot_{m\acute{a}x_{mod}}$	Potencia máxima entregada por el módulo fotovoltaico
V_{BAT}	Voltaje del banco de baterías

$$L_2 = 50,78 [A]$$

En esta segunda sección la distancia es de 1,5 [m], el voltaje nominal de trabajo es de 24 [V]. Empleando nuevamente la Ecuación 15 [9]. el calibre necesario para esta sección es:

$$S = 0,036 * \frac{50,78 * 3}{24 * 1\%}$$

$$S = 22,85 [mm^2]$$

La siguiente sección es de 25 [mm²] equivalente a 4 [AWG].

En la sección controlador de carga – inversor para el cálculo de la corriente de esta sección se emplea la Ecuación 18.

$$L_3 = 1,25 * \left(\frac{Pot_{inv}}{V_{BAT}} \right) \quad \text{Ecuación 18 [8].}$$

Donde:

1,25 Factor de seguridad

Pot_{inv} Potencia del inversor

V_{BAT} Voltaje del banco de baterías

$$L_3 = 52,08 [A]$$

En esta tercera sección se tiene una distancia de 1 [m], el voltaje de trabajo es el mismo de la sección anterior 24 [V]. La sección del cable es:

$$S = 0,036 * \frac{52,08 * 2}{24 * 1\%}$$

$$S = 15,62 [mm^2]$$

El siguiente calibre es de 16 [mm²] equivalente a 6 [AWG]

En la última sección, inversor – cargas, la corriente a soportar es la corriente nominal de salida del inversor que es de 10 [A], teniendo en cuenta el factor de seguridad, la siguiente ecuación plantea el cálculo necesario para conocer su valor:

$$L_4 = 1,25 * I_{NOMINALCargas} \quad \text{Ecuación 19 [8]}$$

Donde:

1,25 Factor de seguridad

$I_{NOMINALCargas}$ Corriente a la salida del inversor

$$L_4 = 12,5 [A]$$

Para esta sección se tiene una distancia de 10 metros entre el inversor y las cargas, se emplea la ecuación 15 y se obtiene el siguiente resultado.

$$S = 0,036 * \frac{12,5 * 20}{120 * 3\%}$$

$$S = 2,5 [mm^2]$$

El calibre necesario para esta sección es 14 [AWG].

Teniendo en cuenta la tabla 310 – 16 de “Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2.000 [V] nominales” [23] se seleccionaron los calibres a implementar en las secciones especificadas, la sección de cable seleccionada es la mínima requerida por la norma o superior para mantener una caída de tensión menor a 3%.

Tabla 14. Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2.000 [V] nominales.

Sección transv. mm ²	Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13)						Calibre AWG o kcmils
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS TW*, UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS, SA, SS, FEP*, FEPB*, MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW*, UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, USE*	TIPOS TBS, SA, SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	36*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,38	410	490	555	330	395	450	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,70	455	545	615	375	445	500	1.000
633,38	495	590	665	405	485	545	1.250
760,05	520	625	705	435	520	585	1.500
886,73	545	650	735	455	545	615	1.750
1.013,40	560	665	750	470	560	630	2.000
FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temp. ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes						Temp. ambiente en °C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60		0,58	0,71		0,58	0,71	56-60
61-70		0,33	0,56		0,33	0,56	61-70
71-80			0,41			0,41	71-80

Fuente: tomado de [23].

Tabla 15. Corriente máxima en cada sección del sistema fotovoltaico.

Sección	Corriente	Calibre
L_1 =Arreglo fotovoltaico - Controlador de carga	11,7	14 [AWG]
L_2 =Controlador de carga - Baterías	50,78	6 [AWG]
L_3 =Controlador de carga - Inversor	52,08	6 [AWG]
L_4 = Inversor – Cargas	12,5	14 [AWG]

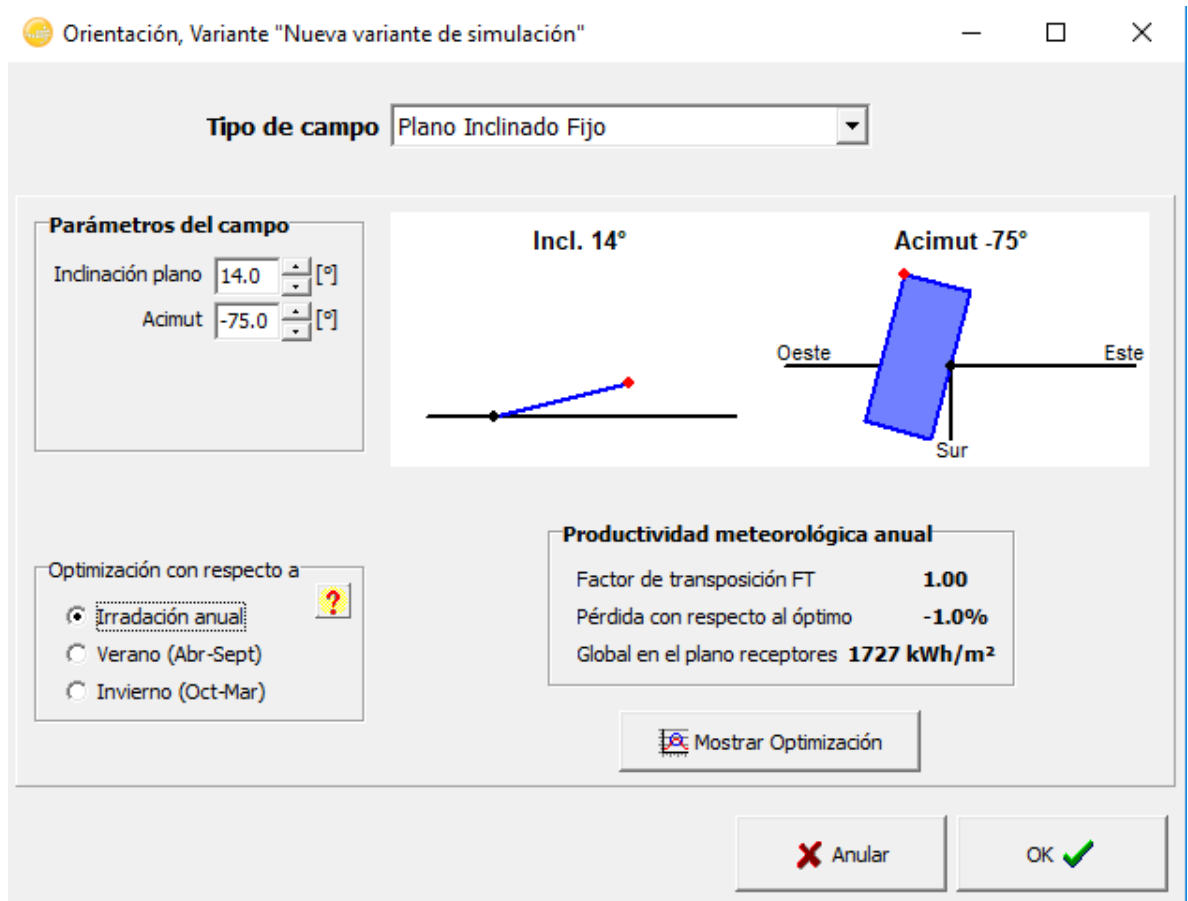
Fuente: recuperado de [8] con base en datos propios.

4.2.2 Simulación del comportamiento del sistema piloto

La simulación del sistema fotovoltaico piloto en el software PVsyst tiene una serie de pasos que serán descritos a continuación; la simulación se realizó con la finalidad de evaluar el sistema fotovoltaico piloto durante los días de prueba en los meses de abril y mayo, y poder realizar una comparativa respecto al sistema fotovoltaico piloto implementado.

Primero se define la inclinación que pueden tener los módulos fotovoltaicos, el tejado seleccionado para la instalación de los módulos tiene una inclinación de 14° y un acimut de -75° (ver Figura 5).

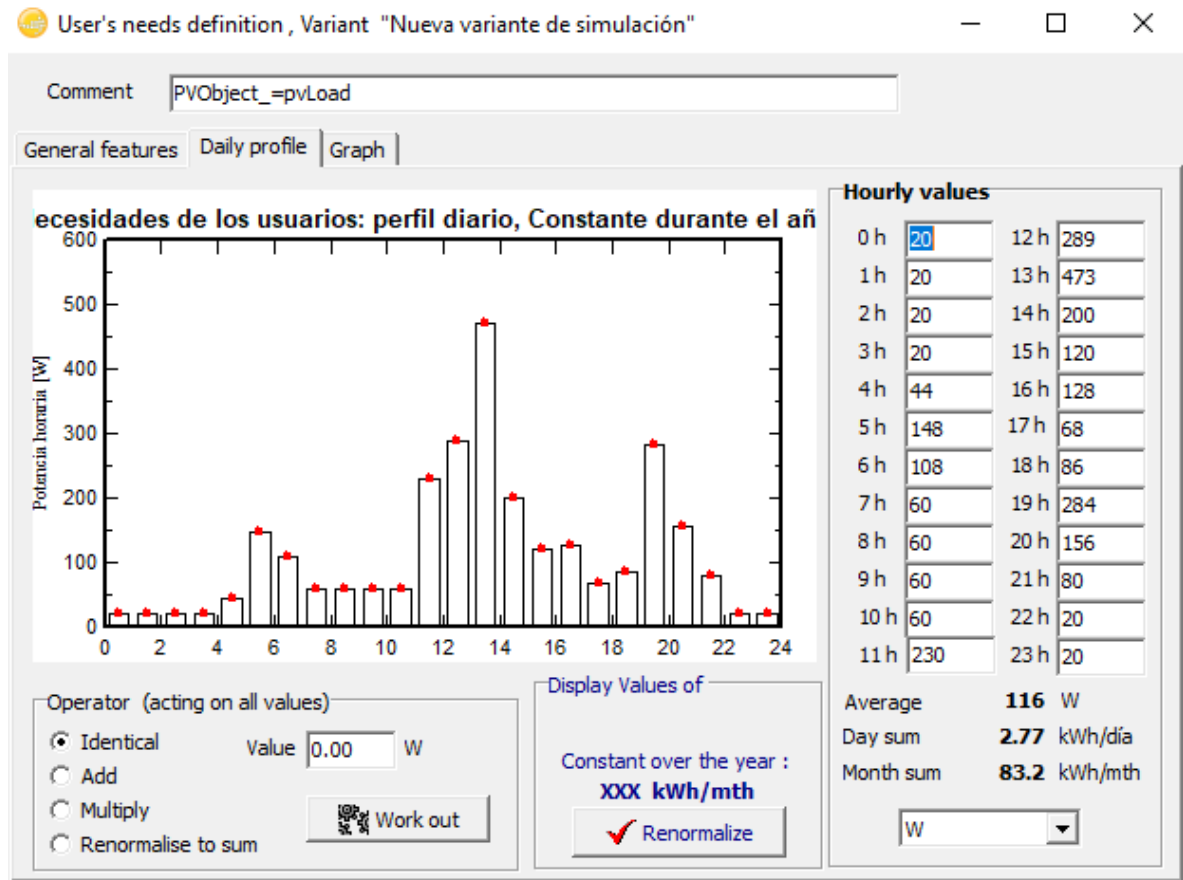
Figura 5. Angulo de inclinación y acimut de los módulos fotovoltaicos.



Fuente: Recuperado de PVsyst® con base en datos propios.

En la Figura 6 se observa el perfil de carga del usuario según sus necesidades (ver ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.).

Figura 6. Necesidades del usuario, perfil diario.



Fuente: Recuperado de PVSyst® con base en datos propios

El siguiente paso fue definir el banco de baterías, en este caso se seleccionaron baterías de plomo ácido selladas de 12 [V] y 100 [Ah], la tecnología de las baterías disponibles para nuestro sistema; el número de baterías recomendadas por el software coincide con el cálculo realizado para un día de autonomía y un voltaje de 24 [V].

Figura 7. Selección de baterías software PVSyst®.

Defina el paquete de baterías

Ordenar las baterías segun voltaje capacidad fabricante

MAGNA 12 V 100 Ah Pb Sealed Tub MA 12V 100AH

Pb-ácido

2 baterías en serie

2 baterías en paralelo

Número de baterías 4

Voltaje del paquete de baterías 24 V

Capacidad global 200 Ah

Energía almacenada (80% DOD) 3.8 kWh

Peso total 120 kg

Fuente: Recuperado de PVSyst®

Se procede a seleccionar el módulo fotovoltaico, se seleccionó como fabricante a JA Solar y el módulo fotovoltaico implementado en el sistema fotovoltaico piloto. El conjunto fotovoltaico definido consta de 3 módulos conectados en serie; por ello se empleará un calibre de 2.5mm² de cableado solar.

Figura 8. Selección de módulo fotovoltaico.

Selección del módulo FV

Disponible actualmente Ordena módulos por Potencia Tecnología

JA Solar 325 Wp 32V Si-poly JAP-72-325/5BB Since 2014 Manufacturer 201

Dimensionamiento de voltajes : Vmpp (60°C) 32.2 V

Voc (10°C) 48.7 V

Fuente: Recuperado de PVSyst®.

Figura 9. Número de paneles solares conectados en serie.

Diseño conjunto FV

Número de módulos y cadenas

Mód. en serie 3 Sin restricciones

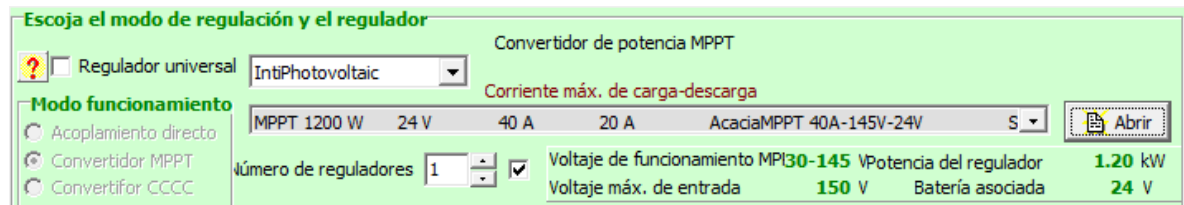
Núm. de caden 1 entre 1 y 1

Núm. módulos 3 Superficie 6 m²

Fuente: Recuperado de PVSyst®.

Para el controlador de carga se seleccionó un controlador de carga MPPT, de 1200 [W] de un rango de voltaje fotovoltaico de 30 hasta 140 [V] y un voltaje de baterías de 24 [V].

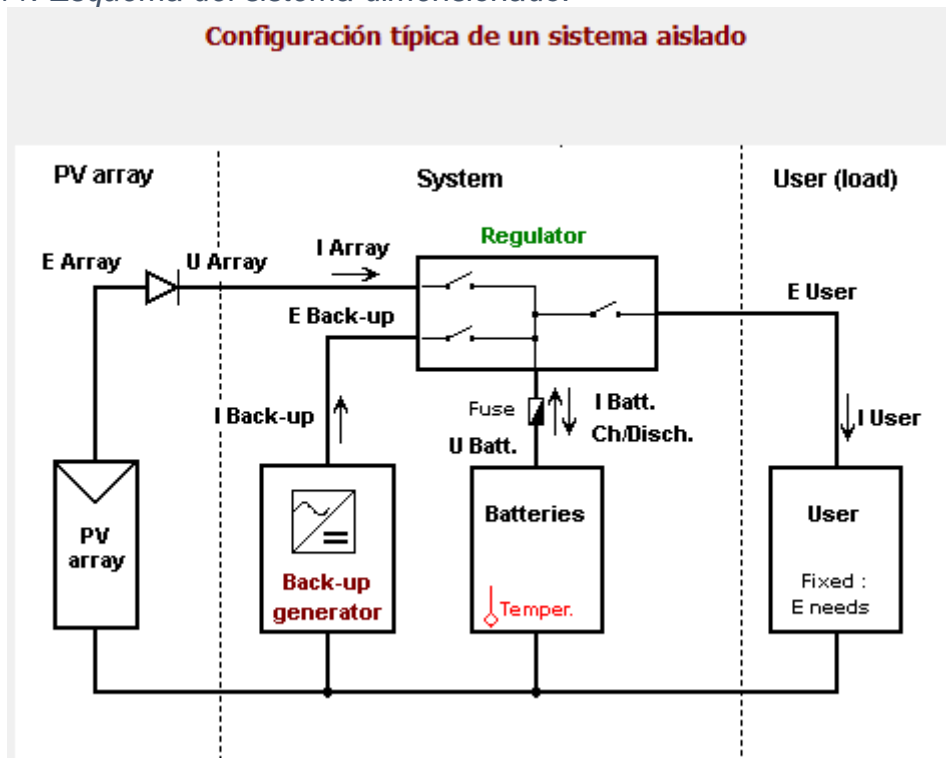
Figura 10. Controlador de carga MPPT universal.



Fuente: Recuperado de PVSyst®.

Una vez definidos todos los equipos, se presenta un esquema de la configuración del sistema. En esta simulación no se tiene en cuenta el inversor, solo la energía necesaria por el usuario.

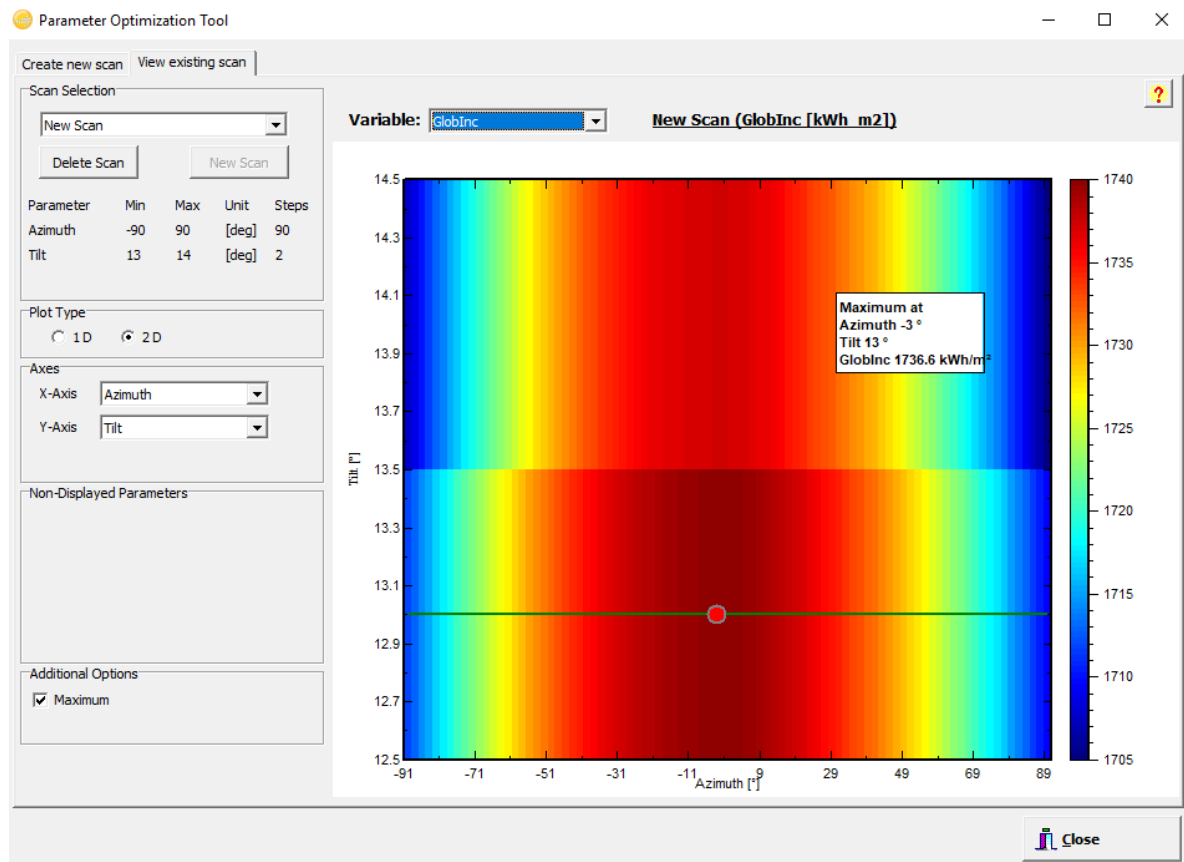
Figura 11. Esquema del sistema dimensionado.



Fuente: Recuperado de PVSyst®.

Como parámetro de optimización se puede analizar cuál es el acimut y el tilt óptimo para los módulos solares, se define el tilt entre 13° y 14°; el acimut se varía desde -90° a 90°. El acimut óptimo para todo el año es -3°.

Figura 12. Cálculo de acimut óptimo para una inclinación de 13°



Fuente: Recuperado de PVSyst®.

4.2.3 Definir los espacios de implementación en el laboratorio de energías renovables de la UNAB

En el laboratorio se seleccionaron dos gabinetes, el primero para el inversor, controlador de carga y las protecciones; el segundo gabinete se escogió para el banco de baterías.

Para el correcto funcionamiento del inversor y controlador se adaptó el gabinete con dos rejillas para mantener un flujo de aire. Adicional, se abrió la entrada de los cables de los módulos y la salida del cableado en alterna.

Los tres módulos se instalarán en el tejado superior del edificio L. Las cargas se instalaron en el laboratorio, para que no queden expuestas a el sol y la lluvia. La nevera seleccionada se encuentra un piso abajo del laboratorio, se llevó el cableado con una toma hasta la nevera.

4.2.4 Cotización de equipos, cableado y protecciones disponibles y accesibles en el mercado

Con los resultados de las simulaciones y los cálculos realizados, se procedió a buscar los equipos necesarios para implementar el sistema; los factores tenidos en cuenta son los siguientes:

- Especificaciones técnicas
- Disponibilidad en el mercado nacional
- Eficiencia y/o rendimiento
- Relación costo/beneficio

En el momento de analizar las cotizaciones no fue posible adquirir el sistema fotovoltaico piloto con las baterías, debido a que es inviable económicamente a causa del presupuesto disponible para la compra de equipos del sistema fotovoltaico piloto, por ello como alternativa se seleccionaron las baterías disponibles en el laboratorio con una capacidad de almacenamiento significativa.

Las empresas en las cuales se realizaron las cotizaciones no entregaban un sistema completo, debido a que las empresas enviaban la cotización de los módulos solares, inversor, controlador de carga y baterías, sin los breakeres y el cableado necesario. Se optó por cotizar el cableado en empresas locales de la ciudad, para enfocar las cotizaciones en los equipos solares y las protecciones necesarias en DC.

Las cotizaciones que salían del presupuesto se descartaron inmediatamente, para para evaluar las opciones viables económicamente.

En el caso de los módulos fotovoltaicos se relacionó el costo con su respectiva potencia, de esta manera, se obtuvo una relación de precio por watt comprado. Para el controlador y el inversor se tuvo en cuenta el precio total del equipo y si tenía alguna función adicional que le diera un valor agregado al equipo.

4.2.5 Instalación del sistema fotovoltaico piloto

Los módulos fotovoltaicos se subieron al tejado, se instalaron dos zetas en cada módulo en la parte inferior de cada uno, cuando los módulos estaban tenían un soporte se conectaron en serie, se instalaron dos zetas superiores en cada módulo para fijarlos por completo. Con los paneles solares fijados se conectó la puesta a tierra, se conectaron los tres módulos entre sí, y el más cercano al gabinete se aterrizó; el positivo y negativo de la generación fotovoltaica junto con el cable de puesta a tierra bajan al gabinete donde se encuentran el inversor y controlador, se conectan en paralelo con el DPS y en serie con su breaker, después se conectan al controlador de carga y se aterrizan los módulos.

El inversor y el controlador de carga se anclaron a dos placas, las placas se anclaron al gabinete. En las placas se instalaron los rieles donde se instalaron los breakeres para los cuatro tramos y el DPS. En el tramo controlador – inversor hay un breaker de 50 [A], como protección; además, a la salida de AC del inversor se instaló un breaker de 15 [A] de AC. Debido a que el inversor tiene la opción de conectarse a la red, se instaló un segundo breaker para conectar la red al inversor.

Las baterías se conectaron 2 series, y las dos series en paralelo, con la finalidad de obtener 24 [V] de voltaje de trabajo y la mayor capacidad de almacenamiento de energía. Para organizar las baterías se utilizó una base metálica, para poner 2 series en el piso del gabinete y dos series sobre la base.

4.3 FASE III ANALISIS DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO PILOTO

4.3.1 Escenarios de carga

Se plantean 3 escenarios de carga en base al proyecto de referencia implementado en Hato Corozal, es decir, el consumo de cada escenario se plantea en información obtenida de este proyecto. El primer escenario de carga representa un consumo diario de 1,98 [kWh/día], que es menor al planteado en la demanda base diaria. El segundo de 3,6 [kWh/día] supera la demanda base diaria. El tercer escenario de 2,39 [kWh/día] emula el consumo nominal del usuario monitoreado como se aprecia en la Gráfica 8. Curva de carga promedio de un usuario en Hato Corozal. Con estos tres escenarios de carga se busca evaluar la versatilidad del sistema piloto ante la diferencia de consumos que presentan los usuarios de las ZNI. Finalmente se

plantea un cuarto escenario de carga de 2,53 [kWh/día] híbrido conectado a la red, para analizar el funcionamiento de estos sistemas al presentar una conexión al SIN o una micro-red.

Para el primer escenario de carga de 1,98 [kWh/día] se implementaron los electrodomésticos descritos en la Tabla 16. En la Tabla 17 se analizó la demanda horaria planteada.

Tabla 16. Equipos implementados en el escenario de carga 1.

Equipo	Cantidad	Potencia unitaria [W]
Bombillo	6	15
Motor	1	136
Nevera	1	84
Celular	1	5,8
Radio	1	7,8
Ventilador	1	50

Fuente: elaborado por el autor.

Tabla 17. Caracterización del consumo de energía escenario 1.

HORA	Iluminación	Motor	Nevera	Celular	Radio	Ventilador	Potenciaa [W]	Consumo [Wh]
	15	136	84	5,8	7,8	50		
12:00 a.m.	1,00		0,50				99,00	57,00
1:00 a.m.	1,00		0,50				99,00	57,00
2:00 a.m.	1,00		0,50				99,00	57,00
3:00 a.m.	1,00		0,50				99,00	57,00
4:00 a.m.	1,00		0,50		0,50		106,80	60,90
5:00 a.m.	1,00	0,25	0,50	1,00	1,00		248,60	104,60
6:00 a.m.	1,00		0,50		1,00		106,80	64,80
7:00 a.m.	1,00		0,50		1,00		106,80	64,80
8:00 a.m.	1,00		0,50		1,00		106,80	64,80
9:00 a.m.	1,00	0,75	0,50				235,00	159,00
10:00 a.m.	1,00		0,50				99,00	57,00
11:00 a.m.	1,00		0,50	1,00			104,80	62,80
12:00 p.m.	1,00		0,50	1,00	0,50		112,60	66,70
13:00 p.m.	1,00		0,50		1,00	1,00	156,80	114,80
14:00 p.m.	1,00	0,50	0,50		1,00		242,80	132,80
15:00 p.m.	1,00		0,50		1,00		106,80	64,80
16:00 p.m.	1,00		0,50	1,00	0,50		112,60	66,70
17:00 p.m.	1,00	0,75	0,50	1,00			240,80	164,80
18:00 p.m.	1,00		0,50	1,00			104,80	62,80
19:00 p.m.	1,00		0,50	1,00		1,00	154,80	112,80
20:00 p.m.	1,00		0,50			1,00	149,00	107,00
21:00 p.m.	1,00		0,50			1,00	149,00	107,00
22:00 p.m.	1,00		0,50				99,00	57,00
23:00 p.m.	1,00		0,50				99,00	57,00
TOTAL	24,00	2,25	12,00	7,00	8,50	4,00	3238,60	1980,90

Fuente: elaborado por el autor.

En el segundo escenario de carga de 3,6 [kWh/día], se planteó un consumo diario mayor al de la demanda base para el dimensionado del sistema. En este escenario de carga se aumentó el consumo nocturno a 1,89 [kWh/día] representando el 52,5% del consumo diario. En la tTabla 18 se observan los electrodomésticos implementados para plantear la curva de carga con un comportamiento horario que se aprecia en al Tabla 19.

Tabla 18. Equipos implementados en el escenario de carga 2 y3.

Equipo	Cantidad	Potencia unitaria [W]
Bombillo	6	15
Motor	1	136
Nevera	1	84
Nevera	1	57
Licuadaora	1	220
Celular	1	5,8
Radio	1	16,1
Deco	1	5,8
Ventilador	2	50

Fuente: elaborado por el autor.

Tabla 19. Caracterización del consumo de energía escenario 2.

HORA	Iluminación	Motor	Nevera	Nevera	Licudadora	Celular	Radio	Deco	Ventilador	Potenciaa	Consumo
	30	136	84	57	220	5,8	16,1	5,8	100	[W]	[Wh]
12:00 a.m.	1,00		0,50	0,25				1,00	1,00	276,80	192,05
1:00 a.m.	1,00		0,50	0,25				1,00	1,00	276,80	192,05
2:00 a.m.	1,00		0,50	0,25				1,00	1,00	276,80	192,05
3:00 a.m.	1,00		0,50	0,25				1,00	1,00	276,80	192,05
4:00 a.m.	1,00		0,50	0,25			0,50	1,00		192,90	100,10
5:00 a.m.	1,00	0,25	0,50	0,25	0,02	1,00	1,00	1,00		554,70	152,35
6:00 a.m.	1,00		0,50	0,25			1,00	1,00		192,90	108,15
7:00 a.m.	1,00		0,50	0,25			1,00	1,00		192,90	108,15
8:00 a.m.	1,00		0,50	0,25			1,00	1,00		192,90	108,15
9:00 a.m.	1,00	0,75	0,50	0,25				1,00		312,80	194,05
10:00 a.m.	1,00		0,50	0,25				1,00		176,80	92,05
11:00 a.m.	1,00		0,50	0,25	0,02	1,00		1,00		402,60	102,25
12:00 p.m.	1,00		0,50	0,25		1,00	0,50	1,00		198,70	105,90
13:00 p.m.	1,00		0,50	0,25			1,00	1,00	1,00	292,90	208,15
14:00 p.m.	1,00	0,50	0,50	0,25			1,00	1,00	1,00	428,90	276,15
15:00 p.m.	1,00		0,50	0,25			1,00	1,00		192,90	108,15
16:00 p.m.	1,00		0,50	0,25		1,00	0,50	1,00		198,70	105,90
17:00 p.m.	1,00	0,75	0,50	0,25		1,00		1,00		318,60	199,85
18:00 p.m.	1,00		0,50	0,25		1,00		1,00		182,60	97,85
19:00 p.m.	1,00		0,50	0,25	0,02	1,00		1,00	1,00	502,60	202,25
20:00 p.m.	1,00		0,50	0,25				1,00		176,80	92,05
21:00 p.m.	1,00		0,50	0,25				1,00		176,80	92,05
22:00 p.m.	1,00		0,50	0,25				1,00	1,00	276,80	192,05
23:00 p.m.	1,00		0,50	0,25				1,00	1,00	276,80	192,05
TOTAL	24,00	2,25	12,00	6,00	0,06	7,00	8,50	24,00	9,00	6548,80	3605,85

Fuente: elaborado por el autor.

En el tercer escenario de carga se estableció un consumo diario de 2,39 [kWh/día], en la Tabla 20 se aprecia el consumo horario de las cargas.

Tabla 20. Caracterización del consumo de energía escenario 3.

HORA	Iluminación	Motor	Nevera	Nevera	Licudadora	Celular	Radio	Deco	Ventilador	Potenciaa [W]	Consumo Escenario3 [Wh]
	15	136	84	57	220	5,8	16,1	5,8	100		
12:00 a.m.	1,00		0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
1:00 a.m.	1,00		0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
2:00 a.m.	1,00		0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
3:00 a.m.	1,00		0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
4:00 a.m.	1,00		0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
5:00 a.m.	1,00		0,50	0,25	0,02	1,00		1,00		387,60	86,52
6:00 a.m.	1,00		0,50	0,25		1,00	0,50	1,00		183,70	90,90
7:00 a.m.	1,00		0,50	0,25			1,00	1,00		177,90	93,15
8:00 a.m.	1,00		0,50	0,25			1,00	1,00		177,90	93,15
9:00 a.m.	1,00	0,25	0,50	0,25			1,00	1,00		313,90	127,15
10:00 a.m.	1,00	0,50	0,50	0,25			1,00	1,00		313,90	161,15
11:00 a.m.	1,00		0,50	0,25	0,02	1,00	1,00	1,00		403,70	102,62
12:00 p.m.	1,00		0,50	0,25		1,00		1,00		167,60	82,85
13:00 p.m.	1,00		0,50	0,25				1,00	0,50	261,80	127,05
14:00 p.m.	1,00		0,50	0,25			0,50	1,00		177,90	85,10
15:00 p.m.	1,00		0,50	0,25			1,00	1,00		177,90	93,15
16:00 p.m.	1,00		0,50	0,25		1,00	1,00	1,00		183,70	98,95
17:00 p.m.	1,00		0,50	0,25		1,00	1,00	1,00		183,70	98,95
18:00 p.m.	1,00		0,50	0,25			0,50	1,00		177,90	85,10
19:00 p.m.	1,00		0,50	0,25	0,02			1,00		381,80	80,72
20:00 p.m.	1,00		0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
21:00 p.m.	1,00		0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
22:00 p.m.	1,00		0,50	0,25				1,00	1,00	261,80	177,05
23:00 p.m.	1,00		0,50	0,25				1,00	1,00	261,80	177,05
TOTAL	24,00	0,75	12,00	6,00	0,05	6,00	9,50	24,00	2,50	5327,10	2399,95

Fuente: elaborado por el autor.

El cuarto escenario de carga de 2,53 [kWh/día] (conectado a la red) se utilizaron los equipos mostrados en la Tabla 21, ésta contiene una carga adicional respecto al escenario de carga 3, la carga adicional es un bombillo incandescente de 175 [W] que energiza el mismo lapso que el motor, esto genera un incremento en el consumo diario de 131,25 [Wh/día] como se aprecia en la Tabla 22.

Tabla 21. Equipos implementados en el escenario de carga 4.

Equipo	Cantidad	Potencia unitaria [W]
Bombillo	6	15
Motor	1	136
Bombillo	1	175
Nevera	1	84
Nevera	1	57

Licadora	1	220
Celular	1	5,8
Radio	1	16,1
Deco	1	5,8
Ventilador	2	50

Fuente: elaborado por el autor.

Tabla 22. Caracterización del consumo de energía escenario 4.

HORA	Iluminación	Motor	Bombillo	Nevera	Nevera	Licadora	Celular	Radio	Deco	Ventilador	Potenciaa [W]	Consumo Escenario4 [Wh]
	15	136	175	84	57	220	5,8	16,1	5,8	100		
12:00 a.m.	1,00			0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
1:00 a.m.	1,00			0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
2:00 a.m.	1,00			0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
3:00 a.m.	1,00			0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
4:00 a.m.	1,00			0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
5:00 a.m.	1,00			0,50	0,25	0,02	1,00		1,00		387,60	86,52
6:00 a.m.	1,00			0,50	0,25		1,00	0,50	1,00		183,70	90,90
7:00 a.m.	1,00			0,50	0,25			1,00	1,00		177,90	93,15
8:00 a.m.	1,00			0,50	0,25			1,00	1,00		177,90	93,15
9:00 a.m.	1,00	0,25	0,25	0,50	0,25			1,00	1,00		488,90	170,90
10:00 a.m.	1,00	0,50	0,50	0,50	0,25			1,00	1,00		488,90	248,65
11:00 a.m.	1,00			0,50	0,25	0,02	1,00	1,00	1,00		403,70	102,62
12:00 p.m.	1,00			0,50	0,25		1,00		1,00		167,60	82,85
13:00 p.m.	1,00			0,50	0,25				1,00	0,50	261,80	127,05
14:00 p.m.	1,00			0,50	0,25			0,50	1,00		177,90	85,10
15:00 p.m.	1,00			0,50	0,25			1,00	1,00		177,90	93,15
16:00 p.m.	1,00			0,50	0,25		1,00	1,00	1,00		183,70	98,95
17:00 p.m.	1,00			0,50	0,25		1,00	1,00	1,00		183,70	98,95
18:00 p.m.	1,00			0,50	0,25			0,50	1,00		177,90	85,10
19:00 p.m.	1,00			0,50	0,25	0,02			1,00		381,80	80,72
20:00 p.m.	1,00			0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
21:00 p.m.	1,00			0,50	0,25				1,00		161,80	77,05
22:00 p.m.	1,00			0,50	0,25				1,00	1,00	261,80	177,05
23:00 p.m.	1,00			0,50	0,25				1,00	1,00	261,80	177,05
TOTAL	24,00	0,75		12,00	6,00	0,05	6,00	9,50	24,00	2,50	5677,10	2531,20

Fuente: elaborado por el autor.

4.3.2 Recopilación de data del sistema piloto y condiciones meteorológicas in situ

Para la recolección de datos del sistema fotovoltaico piloto se emplea la herramienta Pentametric, se monitorea la generación fotovoltaica, la carga y descarga de las baterías y la energía de entrada al inversor, es decir, se monitorea el sistema en DC.

La herramienta Pentametric cuenta con 3 shunt, cada uno para la medición de Amp_hr en cada sección del sistema fotovoltaico piloto sin incluir la sección de las

cargas (corriente alterna). Cada shunt se instala en el negativo de cada sección, el primer shunt se instala en el negativo en la sección baterías – controlador de carga, el segundo shunt en la sección módulos fotovoltaicos – controlador de carga y el último shunt en la sección controlador de carga – inversor.

La herramienta cuenta con dos entradas de voltaje, la primera se cablea con el positivo del banco de baterías y la segunda con el positivo de la generación fotovoltaica. Con la primera lectura de voltaje se puede conocer la energía de entrada y salida de las baterías (carga y descarga), además, de monitorear la energía de entrada al inversor debido a que se conoce los Amp_hr de la sección controlador – inversor y el voltaje de trabajo es el mismo de las baterías. Con la segunda lectura de voltaje se monitorea la energía de entrada de los módulos fotovoltaicos.

La configuración para la toma de datos se estipula por datos horarios, con una autonomía de datos de 15 días de datos, sin embargo, la recopilación de datos se realiza diariamente para rectificar si se presentaban desajustes en el monitoreo del sistema (cambios de fechas, cambio en la configuración de la lectura de datos, etc.).

El monitoreo meteorológico se realiza con la estación meteorológica DAVIS, la configuración de recolección de datos es por minuto, se monitorea la radiación solar, la velocidad del viento y la temperatura ambiente. Se procede a realizar un promedio horario con la data recolectada para poder analizar el funcionamiento del sistema.

4.3.2 Análisis y comparación del comportamiento teórico, real y simulaciones del sistema fotovoltaico piloto

Según la ecuación 2 del ítem 4.2.1 del diseño del sistema fotovoltaico, se obtiene un estimado diario de energía generada con referencia a una potencia pico, el recurso solar y unas pérdidas estimadas. Con la siguiente ecuación se puede estimar la energía generada por hora (debido a que el monitoreo del sistema fotovoltaico piloto es horario).

$$Eg = \frac{Pot_{pico} * Irradiancia * PR}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]} \quad \text{Ecuación 20 [9].}$$

Donde:

Eg Energía generada

Pot_{pico}	Potencia pico de los módulos fotovoltaicos
<i>Irradiancia</i>	Irradiancia por hora
PR	Índice de rendimiento (estimando pérdidas)
$1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]$	Irradiancia de condiciones estándar de medida

La potencia pico es de $975 [W_{pico}]$, la irradiancia es un promedio horario obtenido según los datos de la estación meteorológica DAVIS, $1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]$ es la irradiancia referencia para obtener las horas de sol pico en un determinado tiempo y el índice de rendimiento se plantea con las pérdidas descritas a continuación.

Estas pérdidas se basan en fundamentos teóricos contempladas para el funcionamiento real del sistema como: pérdidas por MisMatch, sombras, temperatura, cableado y seguidor de máxima potencia. Estas pérdidas son estimadas teniendo en cuenta el recurso solar, la ubicación de los módulos fotovoltaicos, la eficiencia de los equipos implementados, la distancia entre las conexiones de los equipos, etc. Establecidas estas pérdidas se conoce una generación fotovoltaica estimada del sistema fotovoltaico piloto.

diagrama para explicar las pérdidas del recurso y pérdidas de operación.

La estimación de las pérdidas de MisMathc, cableado y seguidor de máxima potencia se establecen a partir de la literatura; las pérdidas por sombra son estimadas mediante el Software PVsyst, tomando como referencia la ubicación de los módulos fotovoltaicos, los edificios cercanos y objetos que generen obstrucción por medio de la ecuación #.

$$\begin{aligned}
 \text{Radiación}_{aprovechada} &= \text{Radiación}_{medida} * (1 - \%perdidas_{polvo \ y \ suciedad} \\
 &+ \%perdidas_{sombras})
 \end{aligned}
 \tag{Ecuación 21[9]}.$$

Con la radiación aprovechada se procede a calcular la energía generada contemplando las pérdidas de funcionamiento del sistema, como se aprecia en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 E_{g_{módulos}} &= \frac{(\text{Radiación}_{aprovechada} * Pot_{pico}) * (1 - (\%perdidas_{fijas} + \%perdidas_{temperatura}))}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]}
 \end{aligned}
 \tag{Ecuación 22[9]}.$$

Las pérdidas por temperatura se estiman teniendo en cuenta la radiación y temperatura ambiente, tomando una velocidad del viento constante de 1 [m/s] (dato promedio obtenido de la estación meteorológica). En PVsyst se plantean las variables mencionadas, considerando que el rango de temperaturas ambiente monitoreadas en el periodo de generación de energía del sistema está entre 25 y 30 [°C]. A la temperatura ambiente se le asigno un valor inicial de 25 [°C] y la radiación se varió en un rango de 100 [W/m²] a 1000 [W/m²] en intervalos de 25 [W/m²] para obtener un porcentaje de pérdidas para un valor determinado de radiación; este proceso se repitió variando la temperatura en intervalos de un 1 [°C] hasta 30 [°C], promediando la data obtenida se establece la siguiente ecuación:

$$p\u00e9rdidas_{temperaturas} = 0,0001516 * X + 0,0238 \quad \text{Ecuaci\u00f3n 23.}$$

Donde X , corresponde al valor de irradiancia.

Con los c\u00e1lculos planteados para la estimaci\u00f3n te\u00f3rica de generaci\u00f3n fotovoltaica, los resultados de las simulaciones y los datos recolectados con la herramienta Pentametric se establece una comparaci\u00f3n horaria; de esta manera se pueden determinar las perdidas por sombreado y la energ\u00eda que no puede ser aprovechada por el sistema.

Por otro lado, se conoce que las bater\u00edas representan una inversi\u00f3n significativa del sistema fotovoltaico aut\u00f3nomo, por lo tanto, es importante afinar la capacidad dimensionada de bater\u00edas, para tal fin se monitorean analizando los ciclos de carga y descarga, este factor es importante ya que con la profundidad de descarga se puede estimar un rango de ciclos que puede llegar a realizar la bater\u00eda en un tiempo definido y por consiguiente estimar su vida \u00fatil. Con los datos del sistema fotovoltaico piloto se puede analizar si se cumple la profundidad de descarga m\u00e1xima diaria y estacional planteadas en el dise\u00f1o. Adem\u00e1s, uno de los resultados importantes de las simulaciones detalladas en el \u00edtem 4.2.2 es la distribuci\u00f3n del estado de carga diaria de las bater\u00edas (el resultado se presenta en curvas anuales) que representa una estimaci\u00f3n de profundidad de descarga contemplada para los diferentes escenarios de carga.

5. RESULTADOS

5.1. FASE I ESTABLECIMIENTO DE PARAMETROS PARA DIMENSIONADO

Los principales parámetros requeridos para realizar el dimensionado de un sistema fotovoltaico son: consumo del usuario estimado en 2,9 [kWh/día] y el recurso solar de 4,33 [HSP]. Adicionalmente se planteó una autonomía de 1,2 días. Con estos parámetros fue diseñado el sistema fotovoltaico piloto.

5.1.1 Establecimiento de cargas representativas

Las cargas son establecidas para el caso estudio de las curvas de carga obtenidas de los usuarios ubicados en las ZNI.

La demanda base diaria estimada fue de 2,7 [kWh/día] es un consumo menor al consumo básico de subsistencia, sin embargo, los usuarios energizados en el proyecto de referencia no contaban con electrodomésticos o equipos de consumo de energía eléctrica. En esta estimación no se plantean electrodomésticos de alto consumo como neveras, planchas, etc. Debido a que se requeriría un sistema fotovoltaico de mayor capacidad para suplir a un usuario con equipos eléctricos de alto consumo.

Tabla 23. Equipos representativos para el dimensionado base.

Equipo	Cantidad	Potencia unitaria [W]
Bombillo	6	20
Motor	1	250
Nevera	1	200
Licuadaora	1	300
Celular	1	10

Radio	1	20
Deco	1	20
Tv	1	60
Ventilador	2	60

Fuente: elaborado por el autor.

Con base en el proyecto de referencia se obtuvieron curvas características de consumo de usuarios con un sistema fotovoltaico autónomo, el consumo mayor es de 2,5 [kWh/día]. En él análisis previo a la implementación del proyecto se toma como demanda base para el dimensionado; y se crean otros escenarios de carga para evaluar el sistema.

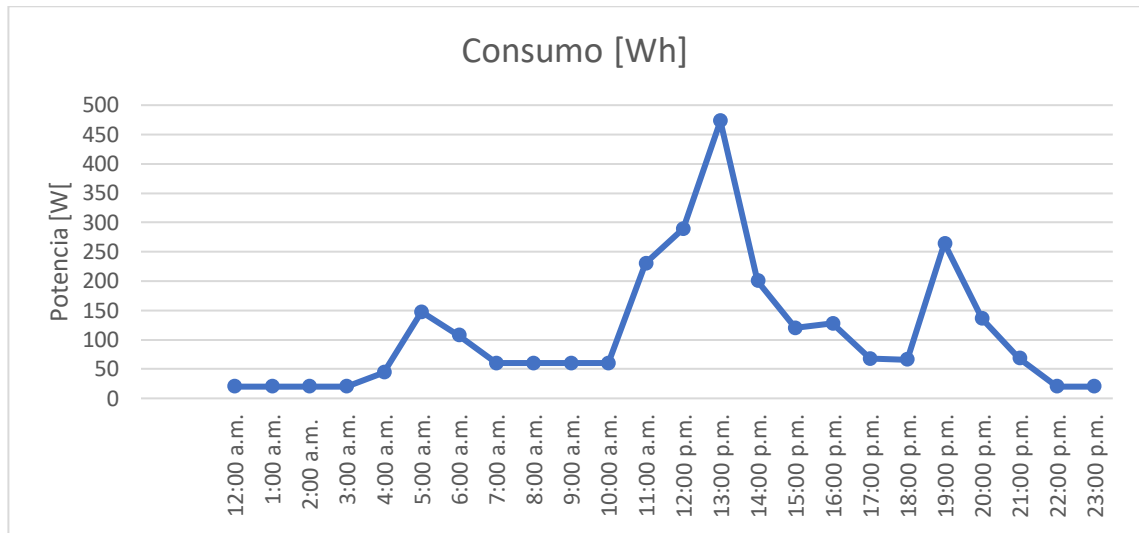
En la Tabla 4. Caracterización del consumo de energía estimado para una vivienda rural de una ZNI Colombia. se aprecia el consumo por hora de los equipos, para la 1:00 p.m. se plantea el mayor consumo 473 [Wh/día] y potencia máxima 690 [W]; en la gráfica # se observa la curva de carga, donde se aprecia un mayor consumo en las horas donde hay recurso sola.

En la Gráfica 14. Curva de carga escenario 1. se observan dos picos aproximadamente de 155 [W] a las 9:00 a.m. y 5:00 p.m. En el periodo de 8:00 p.m. a 4:00 a.m. se mantiene un consumo bajo entre 40 y 60 [Wh].

En la Gráfica 15. Curva de carga escenario 2. se aprecia el comportamiento del escenario de cara 2, en este escenario los consumos bajos entre 100 y 190 [Wh], y presenta un pico de 276 [W].

La curva de carga del escenario 3 plasmada en la Gráfica 16 presenta un pico a las 10:00 a.m. y las 10:00 p.m. de 160 y 170 [W] respectivamente. El consumo se mantiene entre 80 y 90 [Wh], en el lapso de la 1:00 a.m. hasta las 8:00 a.m.

El escenario de carga 4 presenta un consumo similar al consumo de carga del escenario 3, con un pico de las 250 [W] a las 10:00 a.m., este comportamiento se aprecia en la Gráfica 17.



Fuente: elaborado por el autor.

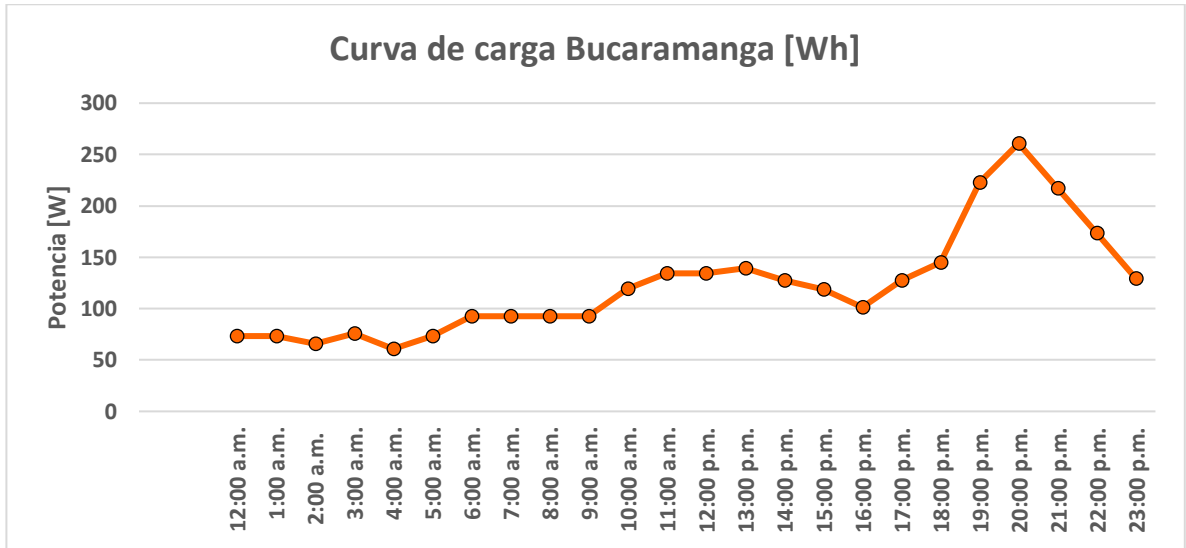
5.1.2 Curva de carga

5.1.2.1 Caso base de demanda

La demanda base para el dimensionado del sistema fotovoltaico piloto se estableció en 2,9 [kWh/día], a continuación, se muestra la curva de carga con un pico de consumo de 260 [W] a las 8:00 p.m., el consumo nocturno es de 1,57 [kWh/día], en las horas donde se presenta el recurso solar el consumo es de 1,37 [kWh/día].

Para este caso base no se tienen en cuenta los electrodomésticos empleados por los usuarios, debido que la curva de carga de referencia es de usuarios estrato 1, que pueden estar ubicados en el sector rural o urbano de usuarios ubicados en SIN, que tienen acceso a más electrodomésticos que usuarios rurales ubicados en las ZNI de Colombia.

Gráfica 10. Curva de carga caracterizada al comportamiento de Santander.



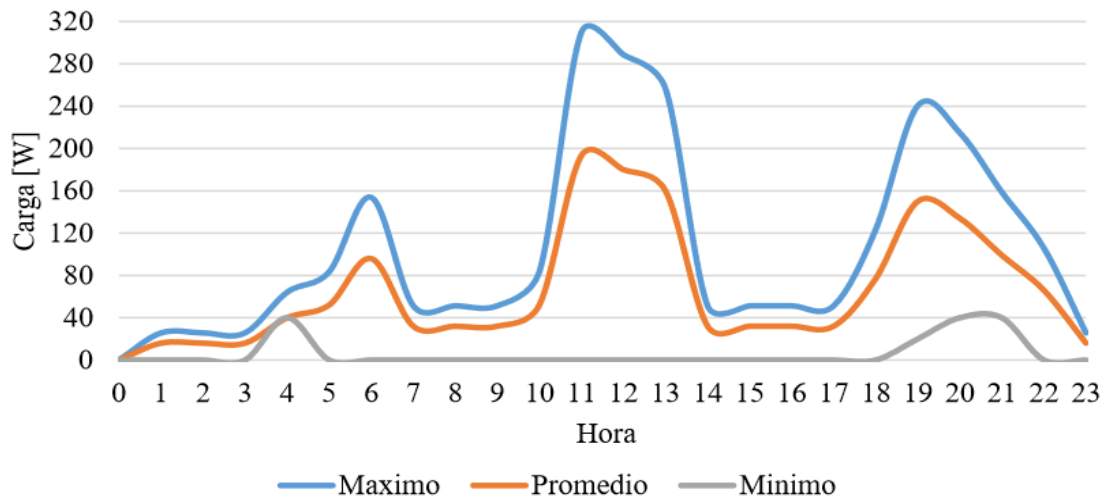
Fuente: adaptado con datos propios de [15].

5.1.2.2 Proyecto de referencia de usuarios ubicados en una ZNI de Colombia

Los comportamientos del proyecto descrito en el ítem 4.1.1.2 Proyecto de referencia de usuarios ubicados en una ZNI de Colombia se convierten en la línea base para emular el comportamiento de consumo de una zona aislada en el sistema fotovoltaico piloto. Se presenta una diversidad de consumo de energía en los usuarios, el escenario de máximo consumo diario es de 2,5 [kWh/día], aproximado al consumo estimado por la UPME de 3 [kWh/día].

En la Gráfica 6, el consumo energético diario promedio es de 1,58 [kWh/día], el escenario de máximo consumo diario de energía es de 2,5 [kWh/día] y el escenario de mínimo consumo diario de energía es de 140 [kWh/día]; al tener el servicio de energía en sus casas.

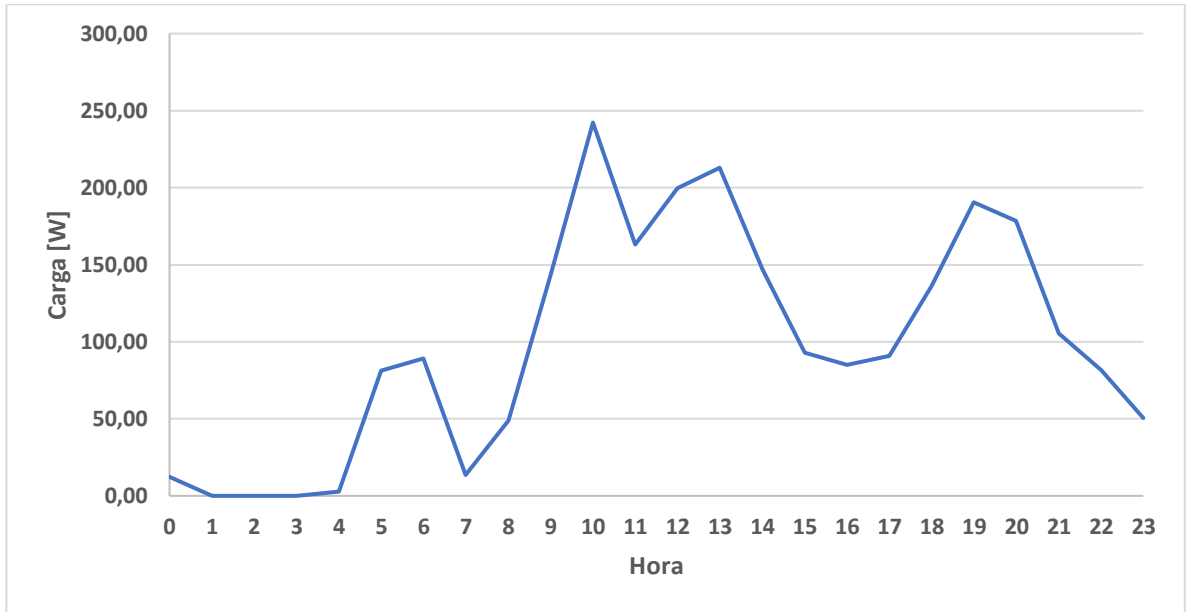
Gráfica 11. Curvas de carga promedio de una vivienda en Hato Corozal.



Fuente: recuperado de [19].

En el caso del usuario monitoreado se presenta una demanda de energía promedio de 2,37 [kWh/día], cabe resaltar que existe un consumo nocturno significativo, sin embargo, el comportamiento de estos usuarios tiende a ser diferente que el consumo de una vivienda estrato 1 del sector de Santander. Este factor representa una ventaja para el aprovechamiento de la energía generada sin la necesidad de almacenamiento, es decir, se presenta un consumo directo en las horas de mayor recurso solar.

Gráfica 12. Curva de carga promedio de un usuario en Hato Corozal.



Fuente: recuperado de [19].

5.1.3 Determinación del consumo horario de los electrodomésticos seleccionados

Con la información obtenida del proyecto de referencia se estableció un consumo diario y mensual para un usuario, con un factor de uso horario establecidos en la Tabla 4 para obtener la curva de carga característica del sistema fotovoltaico piloto. El consumo de demanda base se estableció en 2,7 [kWh/día], con un factor de consumo nocturno de 45%, es decir, 965 [Wh/día] se consumen de 6:00 p.m. a 6:00 a.m., que son las horas sin recurso solar.

En la Gráfica 13 se aprecia la curva de carga planteada a partir de la información obtenida, el comportamiento es similar a las curvas de cargas obtenidas del proyecto de referencia y al comportamiento de la curva de carga de Santander, la diferencia de comportamiento con esta última radica en el consumo de medio día siendo más bajo en la curva de Santander, que se puede llegar a plantear en este caso particular por el uso de una electrobomba; sin embargo no todos los usuarios de Hato Corozal presentan este equipo y se aprecia que se mantiene el comportamiento de mayor consumo en las horas de mayor recurso solar. Esto indica un comportamiento adecuado por parte de los usuarios del proyecto de referencia donde se aprovecha la energía solar generada directamente y se depende menos de las baterías.

Tabla 24. Caracterización del consumo de energía estimado para una vivienda rural de una ZNI Colombia.

HORA	Iluminación					
	Sala	Comedor	Cocina	Hab. 1	Hab. 2	Baño
	20					
12:00 a.m.						
1:00 a.m.						
2:00 a.m.						
3:00 a.m.						
4:00 a.m.						0,2
5:00 a.m.	0,2	0,2	1	0,2	0,2	0,2
6:00 a.m.						
7:00 a.m.						
8:00 a.m.						
9:00 a.m.						
10:00 a.m.						
11:00 a.m.			0,5			
12:00 p.m.			0,5			0,2
13:00 p.m.				0,2	0,2	
14:00 p.m.						
15:00 p.m.						
16:00 p.m.						
17:00 p.m.						
18:00 p.m.		0,2	0,5	0,2	0,2	0,2
19:00 p.m.	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
20:00 p.m.	0,2			0,2	0,2	0,2
21:00 p.m.						
22:00 p.m.						
23:00 p.m.						
TOTAL	0,6	0,6	2,7	1	1	1,2

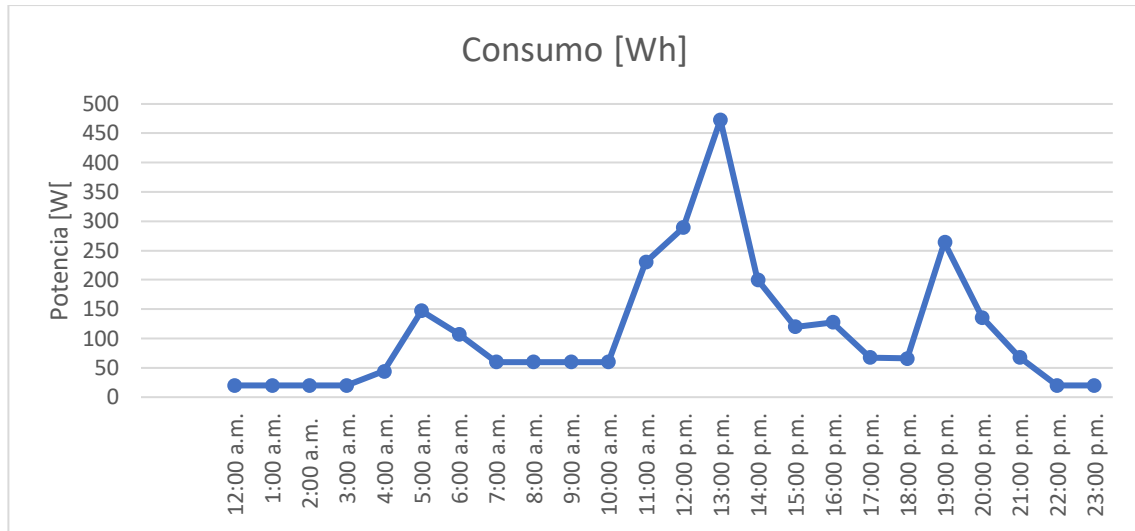
Fuente: elaborado por el autor.

Continuación Tabla 4. Caracterización del consumo de energía estimado para una vivienda rural de una ZNI Colombia.

Electrobomba	Tv	Nevera	Deco	Licuadora	Radio	Celular	Ventilador		Potencia [W]	Consumo [Wh]
							Hab. 1	Hab. 2		
250	60	200	20	350	20	7,5	60			
		0,1							200	20
		0,1							200	20
		0,1							200	20
		0,1							200	20
		0,2							220	44
		0,5				1			327,5	147,5
		0,5				1			207,5	107,5
		0,2			1				220	60
		0,2			1				220	60
		0,2			1				220	60
		0,2			1				220	60
		1			1				240	230
	0,5	1	0,5	0,1					670	289
0,5	1	1	1				0,5	0,5	690	473
		1							200	200
		0,5			1				220	120
		0,5			1	1			227,5	127,5
		0,2			1	1			227,5	67,5
		0,2							300	66
	1	0,2	1				1	1	520	264
	1	0,2	1						360	136
	0,5	0,2	0,5						280	80
		0,1							200	20
		0,1							200	20
0,5	4	8,6	4	0,1	8	4	1,5	1,5	1147,5	2712

Fuente: elaborado por el autor.

Gráfica 13. Caracterización de la curva de carga estimado para una vivienda rural de una ZNI Colombia.



Fuente: elaborado por el autor.

5.2 FASE II DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO PILOTO

5.1.1 Cálculos de diseño del sistema fotovoltaico piloto con referencia a la demanda diaria planteada y condiciones meteorológicas de Bucaramanga

El módulo solar JAP72S01-325SC detallado en la Tabla 25, fue seleccionado para implementar en el sistema fotovoltaico piloto, con su respectiva potencia se mantiene el criterio de instalar 3 módulos solares como se plantea en la Tabla 26 según la Ecuación 2; para la generación de energía necesaria y suplir la demanda planteada.

Tabla 25. Especificaciones técnicas del módulo solar implementado.

Panel JAP72S01-325SC		
$Pot_{m\acute{a}x_mod}$	325	[W]
I_{mp_mod}	8,69	[A]
V_{mp_mod}	37,39	[V]
I_{sc_mod}	9,17	[A]
V_{oc_mod}	46,38	[V]

Fuente: adaptado de (ficha técnica módulo implementado)

Tabla 26. Número de paneles para cubrir la demanda base.

Dimensionado generador FV		
N_T	2,9	[uni]
N_T	3	[uni]

Fuente: adaptado de [8].

Para el controlador de carga, fue seleccionado el controlador de carga MPPT Acacia ICM4024150, en base al criterio de 24 [V] como voltaje de baterías y los resultados de las Ecuación 11 y Ecuación 12 de la corriente de entrada y salida; en la Tabla 27, se muestran las especificaciones técnicas del controlador seleccionado.

Tabla 27. Especificaciones técnicas del controlador de carga implementado.

Controlador de carga MPPT ICM4024150		
V_{BAT}	12 – 24	[V]
V_{PV}	32 – 130	[V]
V_{PV_OC}	145	[V]
V_{salida}	14,5 – 29	[A]
I_{max}	40	[A]

Fuente: adaptado de [24].

Además, el controlador de carga tiene una pantalla LCD para monitorear en tiempo real su funcionamiento como se muestra en la Figura 14.

Figura 13. Controlador de carga MPPT Acacia ICM4024150.



Fuente: elaborado por el autor.

El inversor seleccionado es multifuncional, se le puede conectar la RED eléctrica o una generación de AC y cargar las baterías mientras supe la demanda de las cargas. En la Tabla 28 se muestran las especificaciones técnicas del inversor cargador TECA de Inti Photovoltaic.

Tabla 28. Especificaciones técnicas del inversor implementado

Inversor cargador TECA 1000W – 24V		
$V_{NOMINAL}$	24	[V]
$P_{NOMINAL}$	1000	[W]
P_{PICO}	3000	[W]

Fuente: adaptado de [24].

Figura 14. Inversor cargador TECA 1000 [W]– 24 [V]



Fuente: adaptado de [24].

Las baterías implementadas, son baterías de plomo ácido selladas, con los resultados detallados en la Tabla 10. Descarga máxima diaria. y la Tabla 11. Descarga máxima estacional., son 4 las baterías necesarias para suplir el sistema, dos en serie para trabajar con un voltaje de 24 [V] y dos en paralelo para aumentar la capacidad del banco de baterías. En la siguiente tabla se muestran las especificaciones técnicas de las baterías.

Tabla 29. Especificaciones técnicas batería MA 12-100

Batería MA 12-100		
V_{BAT}	12	[V]
A_{BAT}	100	[Ah]
eficiencia	0,95	

Fuente: adaptado de [21].

En base a los resultados de las Ecuación 16, Ecuación 17, Ecuación 18 y Ecuación 19 (donde se calculó el calibre de las secciones del sistema fotovoltaico piloto), se seleccionó el calibre de cada sección y la corriente máxima de su respectivo breaker, tomando como referencia la norma NTC 2050 para la selección del calibre en base a la corriente que debe soportar cada sección y que no se supere un diferencial de tensión superior al 3%. En la Tabla 30 se muestran los calibres seleccionados:

Tabla 30. Secciones del sistema piloto en DC y AC con su corriente máxima y protecciones.

Sección	Distancia [m]	Corriente [A]	Calibre [AWG]	Breaker [A]
L_1 = Módulos fotovoltaicos – Controlador de carga	10	11,7	14	16
L_2 = Controlador de carga – Baterías	1,5	50,78	4	50
L_3 = Controlador de carga – Inversor	1,0	52,08	4	50
L_4 = Inversor – Cargas	10	12,5	14	20

Fuente: elaborado por el autor.

5.1.2 Instalación del sistema fotovoltaico piloto

El sistema fotovoltaico piloto se instaló exitosamente en el laboratorio de energías renovables de la UNAB. Los tres módulos solares se instalaron en el tejado, con una inclinación al sur de 14°. El controlador de carga, el inversor y las protecciones en DC y AC se instalaron en una placa como se muestra en la Figura 15, para montar y desmontar todos los equipos si se necesita trasladar el sistema.

Figura 15. Equipos implementados con las protecciones necesarias para el sistema.



Fuente: elaborado por el autor.

Las baterías se instalaron en el gabinete inferior donde se encuentran el inversor y el controlador de carga, las baterías se encuentran conectadas 2 series en paralelo, como se aprecia en la Figura 16.

Figura 16. Banco de baterías del sistema.



Fuente: elaborado por el autor.

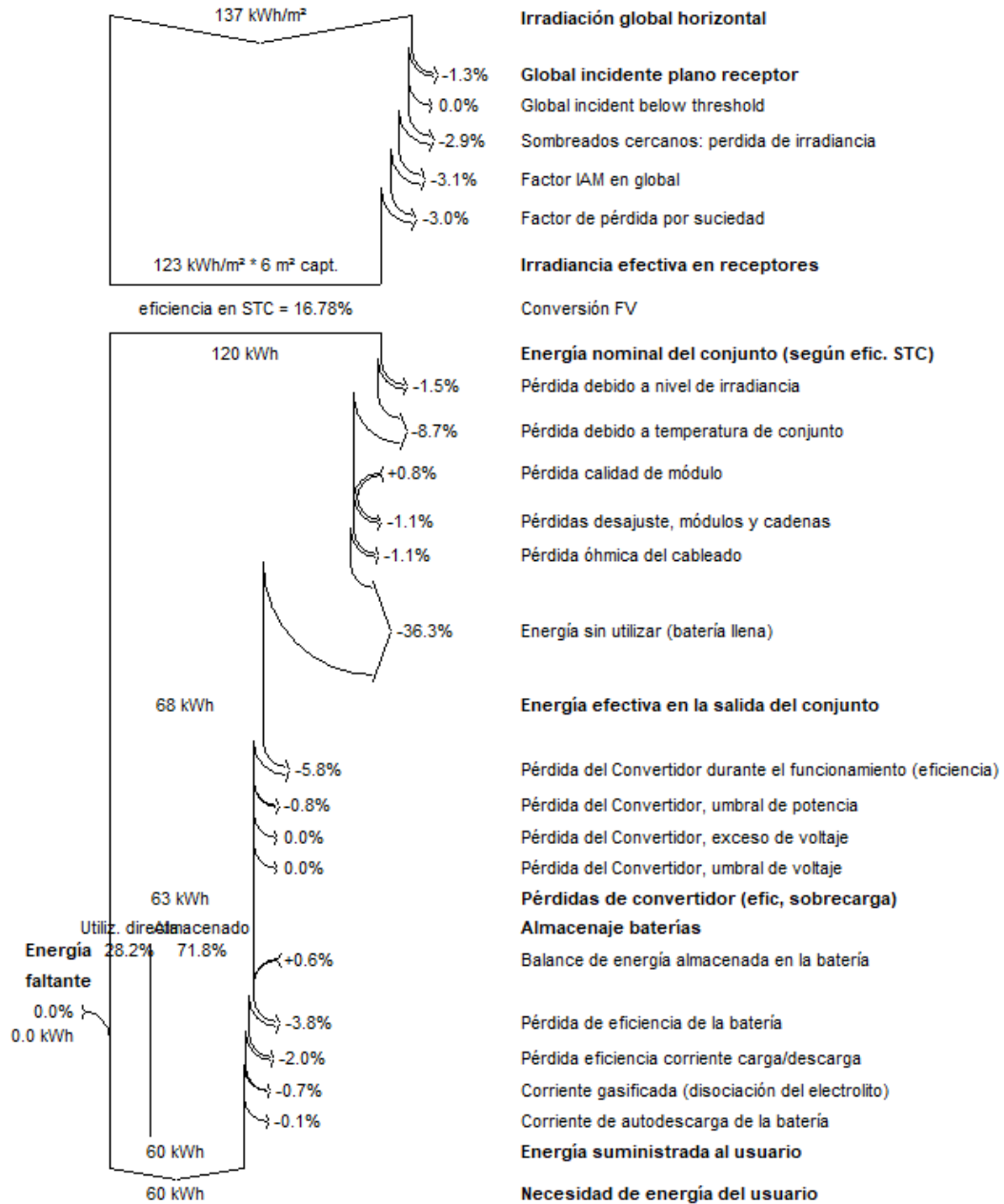
5.1.3 Simulaciones de los escenarios de carga

5.1.3.1 Escenario de carga 1

En la siguiente figura se observan las posibles pérdidas que tiene el sistema, las pérdidas por sombreados se plantearon debido a que la construcción de un edificio cercano al laboratorio de renovables que empezó a ocasionar sombras en los módulos fotovoltaicos, estas pérdidas afectan el recurso solar y se estimaron del 2,9% para el mes de abril. Las pérdidas por energía no utilizada debido a que las baterías están cargadas y no hay una demanda de energía son del 36,3 % este porcentaje es considerable, es energía que no se aprovecha.

Figura 17. Diagrama Sankey mes de abril escenario de carga 1.

Diagrama de pérdida para "Nueva variante de simulación_Escenario1" - Abril



Fuente: elaborado por el autor

Figura 18. Resultados principales de la simulación escenario de carga 1.

Sistema aislado: Resultados principales				
Proyecto :		Equipos Implementados		
Variante de simulación :		Nueva variante de simulación_Escenario1		
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema aislado con baterías		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	14°	acimut	-75°
Módulos FV	Modelo	JAP-72-325/5BB	Pnom	325 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	3	Pnom total	975 Wp
Batería	Modelo	MA 12V 100AH	Tecnología	Pb-ácido, sellada, tubular
Paquete de baterías	Núm. de unidades	4	Voltaje / Capacidad	24 V / 200 Ah
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	724 kWh/año
Resultados principales de la simulación				
Producción del sistema	Energía disponible	1288 kWh/año	Produc. específica	1321 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	722 kWh/año	Excedente (inutilizado)	518 kWh/año
	Índice de rendimiento (PR)	43.19 %	Fracción solar (SF)	99.92 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	0.1 %	Energía faltante	1 kWh/año
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste)	EDD (EDD)	80.6%	EDD estático	83.3%
	Duración de vida de la batería	5.1 años		

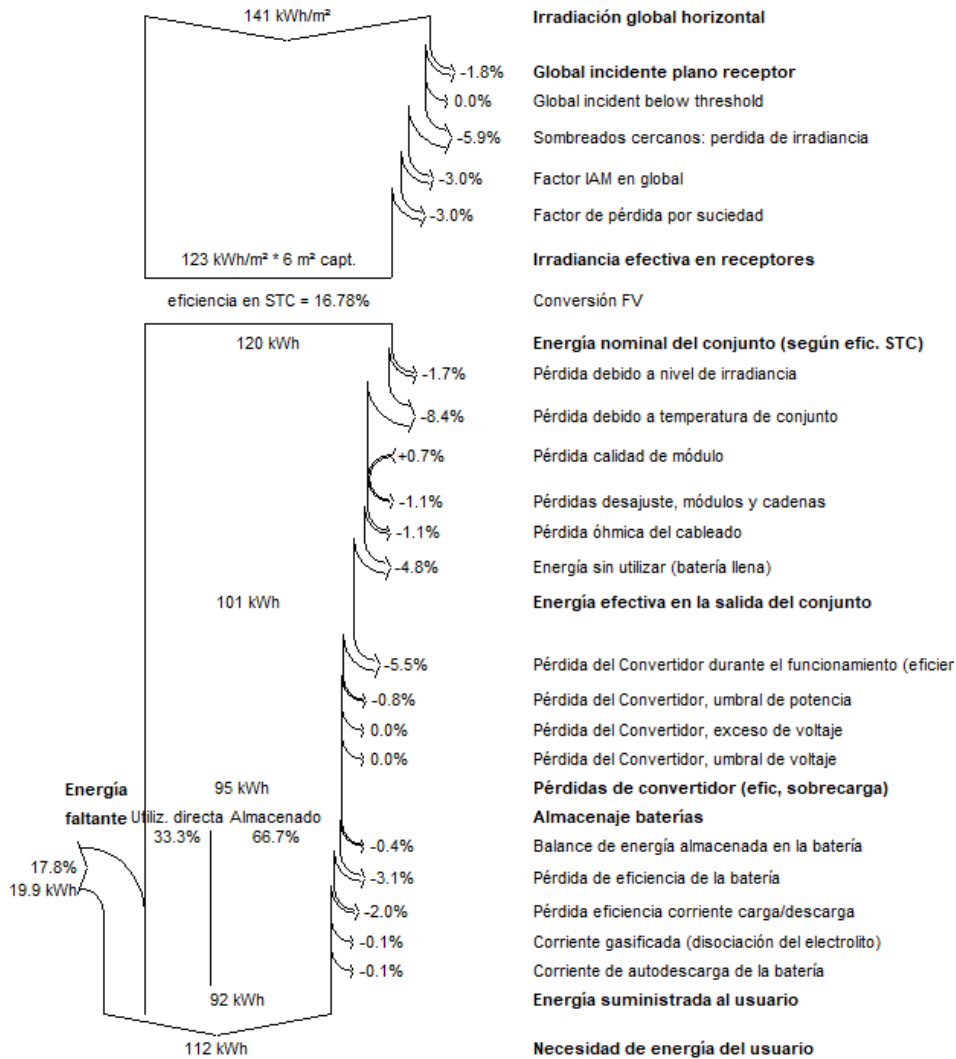
Fuente: elaborado por el autor.

En la Figura 18 se presentan resultados de la simulación, un PR del 43,19% un valor bajo inclusive para un sistema autónomo, esto se debe a la energía no utilizada por baterías cargadas y sombras en los módulos fotovoltaicos. La vida útil de las baterías se estima en 5,1 años, un dato importante debido ya que se implementaron factores de autonomía de 1,2 día para el consumo nocturno de 55%.

5.1.3.2 Escenario de carga 2

Figura 19. Diagrama Sankey escenario de carga 2.

Diagrama de pérdida para "Nueva variante de simulación_Escenario1" - Mayo



Fuente: elaborado por el autor.

Las pérdidas estimadas por energía sin utilizar disminuyen de un 36,3% a 4,8% esto se debe al aumento de la demanda, se puede aprovechar mejor la energía generada. Sin embargo, al mantener un consumo más elevado la energía faltante

aumenta un 17,8%, esto representaría un mal dimensionamiento para un sistema fotovoltaico autónomo

Figura 20. Resultados principales de la simulación escenario de carga 2.

Sistema aislado: Resultados principales				
Proyecto :		Equipos Implementados		
Variante de simulación :		Nueva variante de simulación_Escenario1		
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema aislado con baterías		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	14°	acimut	-75°
Módulos FV	Modelo	JAP-72-325/5BB	Pnom	325 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	3	Pnom total	975 Wp
Batería	Modelo	MA 12V 100AH	Tecnología	Pb-ácido, sellada, tubular
Paquete de baterías	Núm. de unidades	4	Voltaje / Capacidad	24 V / 200 Ah
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	1315 kWh/año
Resultados principales de la simulación				
Producción del sistema	Energía disponible	1266 kWh/año	Produc. específica	1298 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	1136 kWh/año	Excedente (inutilizado)	86 kWh/año
	Índice de rendimiento (PR)	67.88 %	Fracción solar (SF)	86.29 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	13.0 %	Energía faltante	180 kWh/año
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste (EDD))	EDD	67.5%	EDD estático	83.3%
	Duración de vida de la batería	3.1 años		

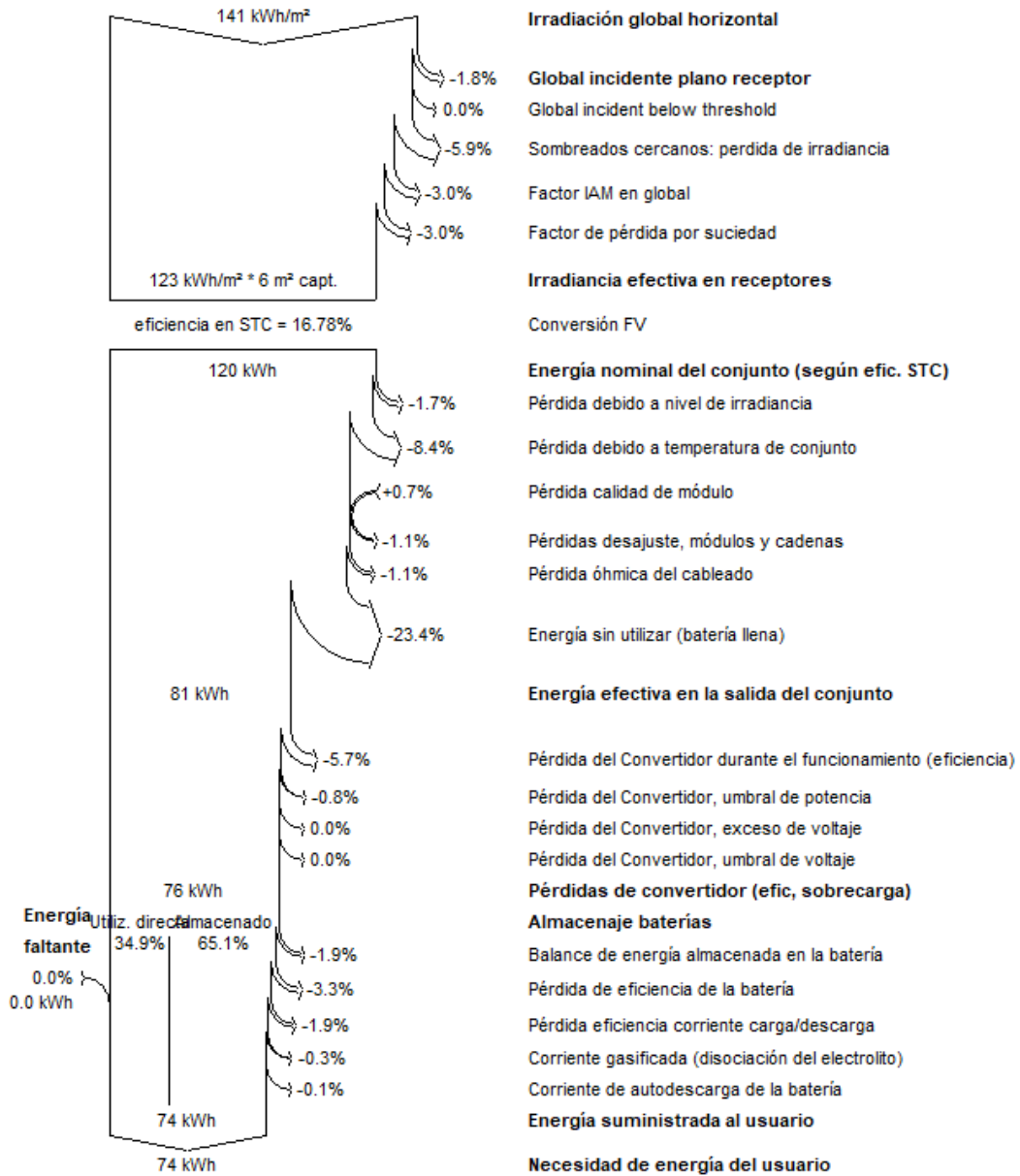
Fuente: elaborado por el autor.

Le PR del sistema mejoro, esto se debe a la disminución de perdidas por energía sin utilizar, sin embargo, la vida útil de las baterías para este escenario de carga es de 3,1 años, menor al del escenario 1.

5.1.3.3 Escenario de carga 3.

Figura 21. Diagrama Sankey escenario de carga 3.

Diagrama de pérdida para "Nueva variante de simulación_Escenario3" - Mayo



Fuente: elaborado por el autor.

Para este escenario las pérdidas por energía sin utilizar disminuyen, aun así, la energía que no se aprovecha es un 23,4% un porcentaje representativo.

Figura 22. Resultados principales de la simulación escenario de carga 3.

Sistema aislado: Resultados principales				
Proyecto :		Equipos implementados		
Variante de simulación :		Nueva variante de simulación_Escenario3		
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema aislado con baterías		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	14°	acimut	-75°
Módulos FV	Modelo	JAP-72-325/5BB	Pnom	325 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	3	Pnom total	975 Wp
Batería	Modelo	MA 12V 100AH	Tecnología	Pb-ácido, sellada, tubular
Paquete de baterías	Núm. de unidades	4	Voltaje / Capacidad	24 V / 200 Ah
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	876 kWh/año
Resultados principales de la simulación				
Producción del sistema	Energía disponible	1280 kWh/año	Produc. específica	1313 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	871 kWh/año	Excedente (inutilizado)	365 kWh/año
	Índice de rendimiento (PR)	52.08 %	Fracción solar (SF)	99.45 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	0.5 %	Energía faltante	5 kWh/año
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste) (EDD)	EDD	79.7%	EDD estático	83.3%
	Duración de vida de la batería	4.9 años		

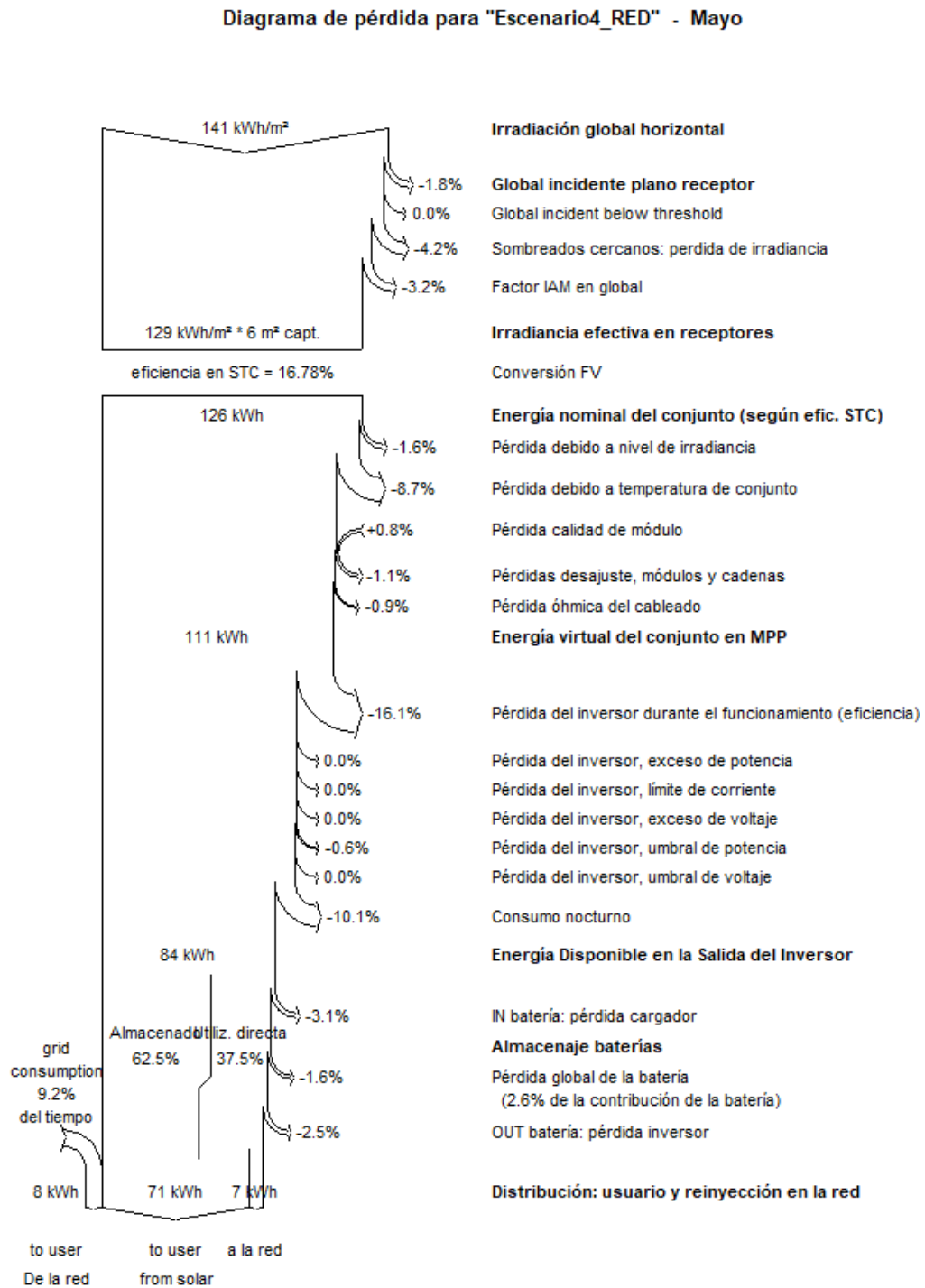
Fuente: elaborado por el autor.

El PR aumento un 11%, el mismo porcentaje que disminuyo las perdidas por energía sin utilizar, al evaluar la manera de aprovechar esa energía, el usuario final puede tener un mayor consumo. La vida útil de las baterías es muy similar. El sistema opera a mejor PR con este escenario de carga.

5.1.3.4 Escenario de carga 4

El escenario de carga con una fuente de energía centralizada o la red eléctrica en su defecto, por ellos este sistema se simuló como un sistema voltaico conectado a red sin generar excedentes a la red. En este caso la red aportaría un consumo mensual de 8 [kWh] para el mes de mayo (mes donde se evaluó este escenario).

Figura 23. Diagrama Sankey escenario de carga 3.



Fuente: elaborado por el autor.

Figura 24. Resultados principales de la simulación escenario de carga 4.

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales				
Proyecto :		Escenario4_RED		
Variante de simulación :		Escenario4_RED		
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema sobre un edificio		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	14°	acimut	-75°
Módulos FV	Modelo	JAP-72-325/5BB	Pnom	325 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	3	Pnom total	975 Wp
Inversor	Modelo	Teca24V 1000VA	Pnom	1000 W ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	924 kWh/año
Resultados principales de la simulación				
Producción del sistema	Energía producida	1052 kWh/año	Produc. específica	1079 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	58.29 %	Fracción solar (SF)	92.54 %
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste (ESDD))	79.2%	EDD estático	83.3%	
Duración de vida de la batería	4.8 años			

Fuente: elaborado por el autor.

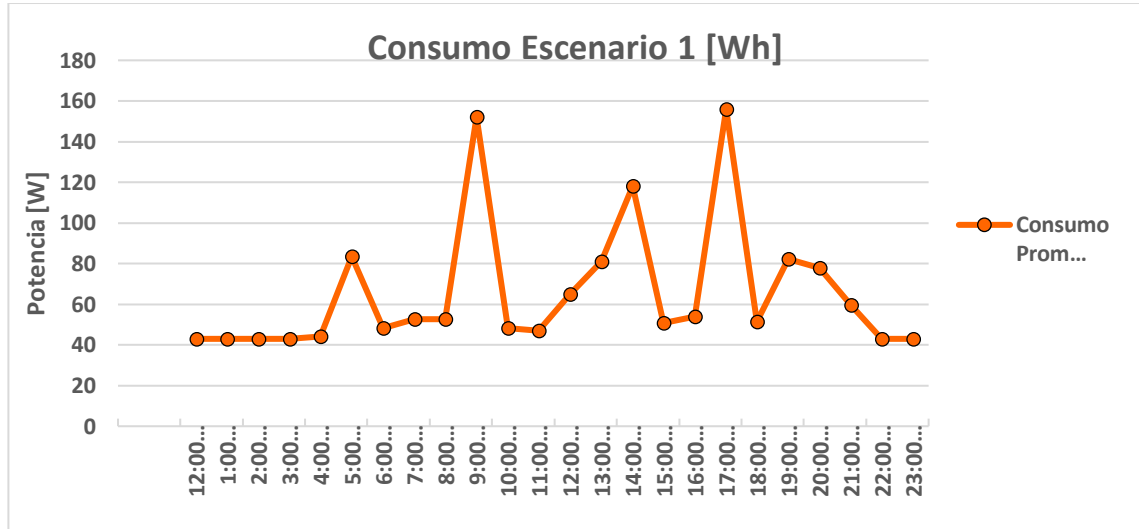
En este último caso el PR aumento a un 58%, las pérdidas estimadas en este caso son muy elevadas, sin embargo, se presenta una mejora en el factor de rendimiento.

5.3 FASE III ANALISIS DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PILOTO

A continuación, se muestran las curvas de carga de cada escenario, el consumo de cada escenario se planteó con la información obtenida del proyecto de referencia; para el comportamiento de la curva en los dos primeros escenarios se plantea un consumo con diferentes picos de consumo en el transcurso del día y para los escenarios 3 y 4 la curva de carga plantea dos picos de mayor consumo uno en horas de recurso solar y el otro en las horas de la noche.

5.3.1 Escenario 1

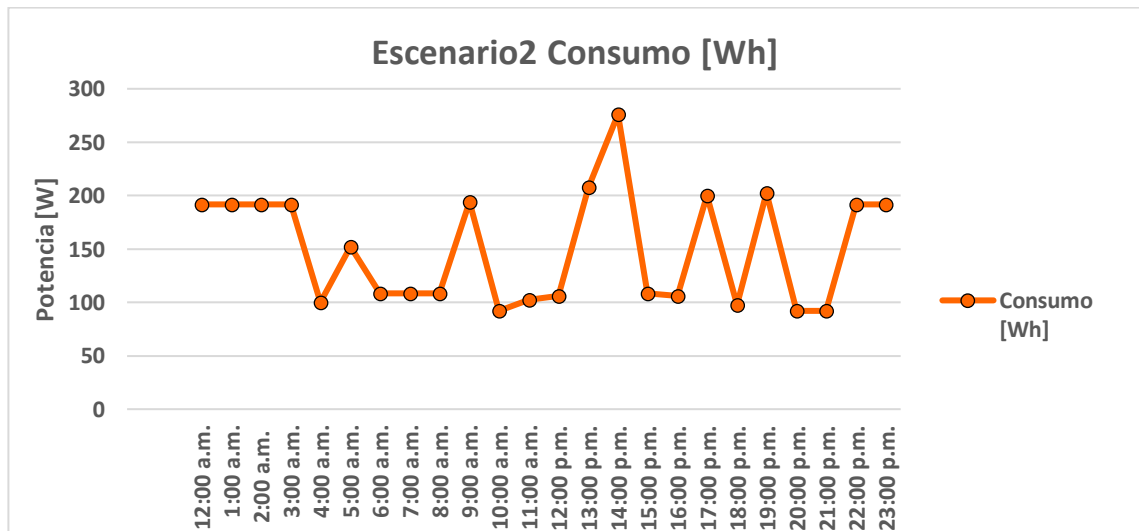
Gráfica 14. Curva de carga escenario 1.



Fuente: elaborado por el autor

5.3.2 Escenario 2

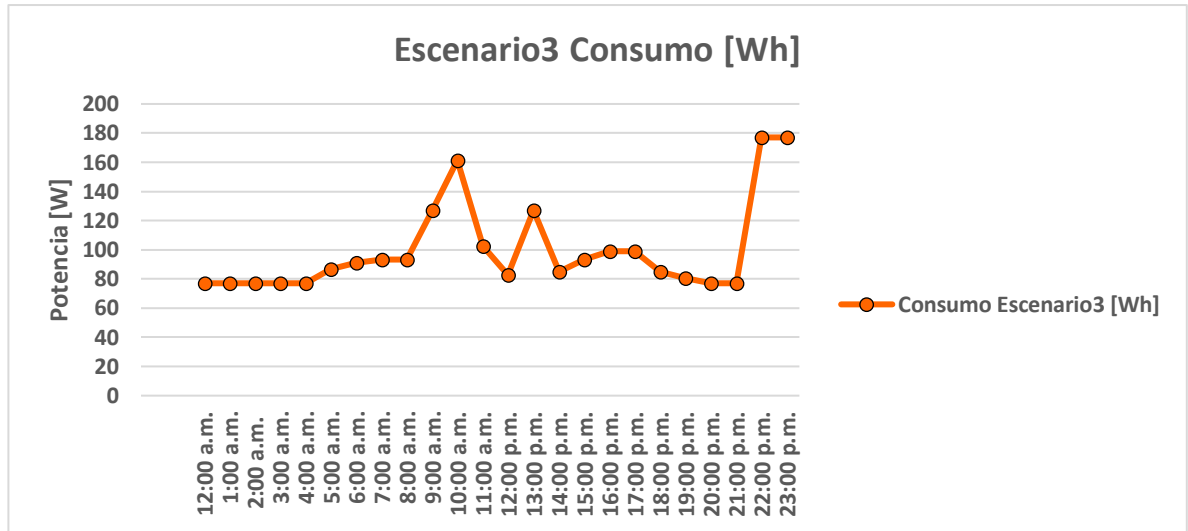
Gráfica 15. Curva de carga escenario 2.



Fuente: elaborado por el autor.

6.1.3. Escenario 3

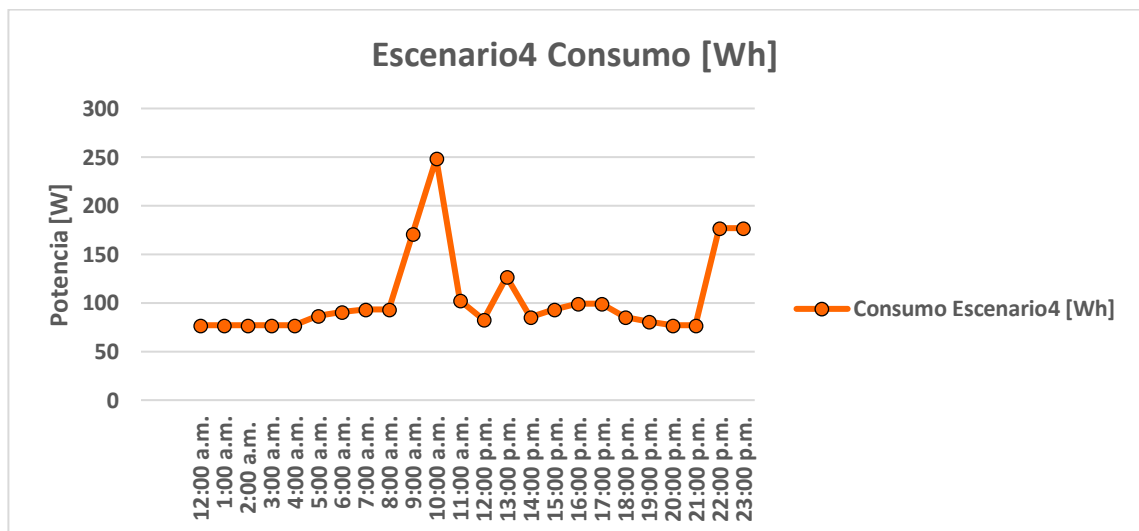
Gráfica 16. Curva de carga escenario 3.



Fuente: elaborado por el autor.

5.3.3 Escenario 4

Gráfica 17. Curva de carga escenario 4.



Fuente: Elaborado por el autor.

5.3.4 Comportamiento del sistema

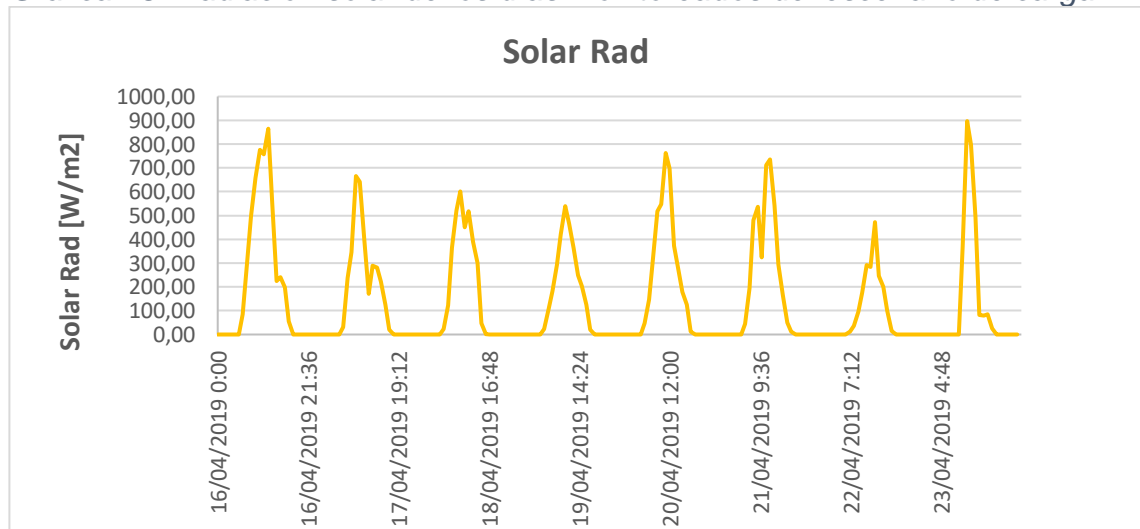
Con los datos obtenidos monitoreando el sistema fotovoltaico piloto, se analiza la carga y descarga de las baterías, la generación fotovoltaica y la curva de carga, en los 4 escenarios de carga planteados.

Para seleccionar los días que se van a evaluar en el presente documento, se tomó como referencia la profundidad de descarga y el recurso solar. Para cada escenario se muestran las variables mencionadas y se detallan los días seleccionados.

5.3.4.1 Escenario de carga 1

Para el primer escenario de carga se tiene un consumo diario de 1,98 kWh/día, este consumo se dejó constante por 7 días mientras las condiciones meteorológicas son monitoreadas ya que el comportamiento del sistema está sujeto al recurso solar. Se seleccionan dos días de este escenario, el día 1 y el día 7; siendo el día 1 el de mayor recurso solar y el día 7 el de menor recurso solar como se aprecia en la Gráfica 18.

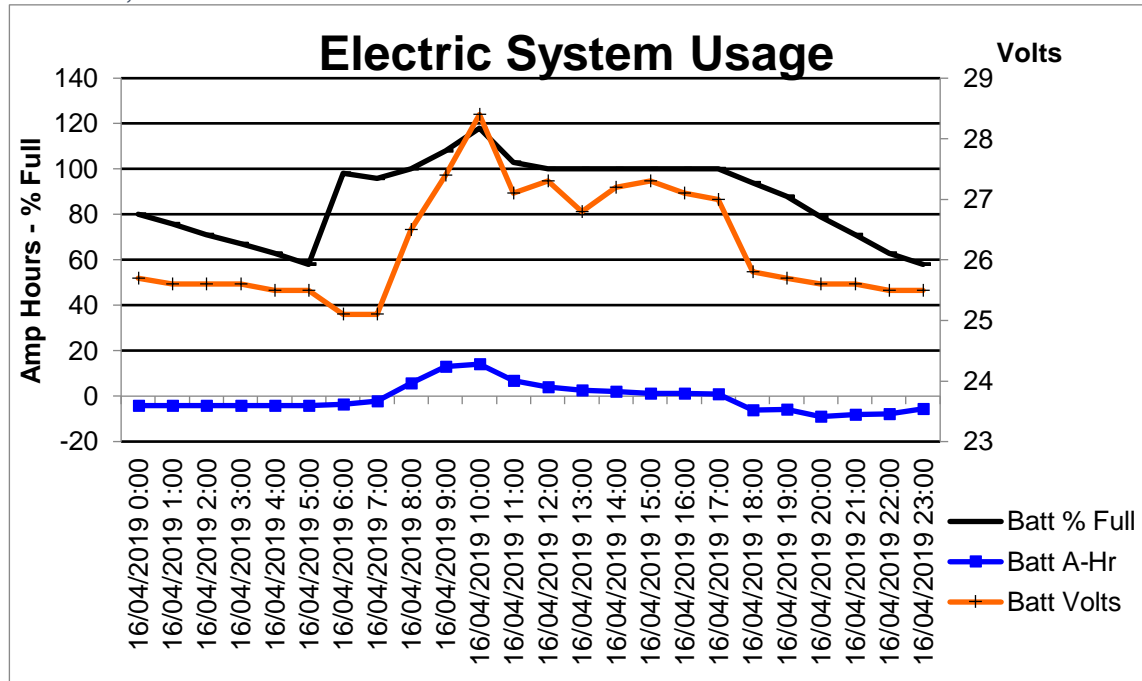
Gráfica 18. Radiación solar de los días monitoreados del escenario de carga 1.



Fuente: elaborado por el autor.

De la Gráfica 19 se puede resaltar que el día 16 de abril se alcanzó a un pico de voltaje de 28,4 [V] y después durante las horas de recurso solar la tensión se mantuvo en el voltaje de flotación.

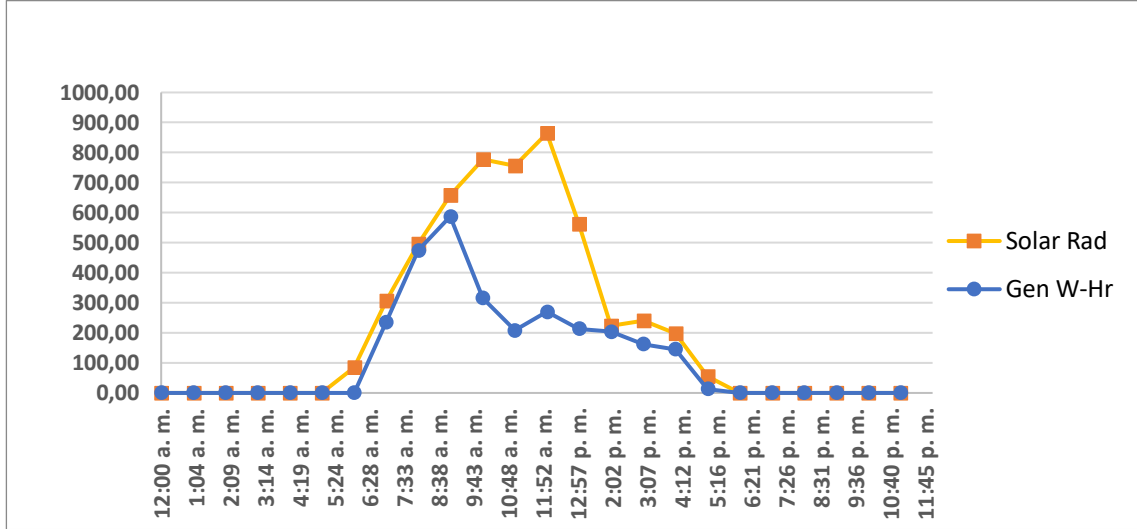
Gráfica 19. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 1 día 16.



Fuente: elaborado por el autor.

En la siguiente gráfica se aprecia el comportamiento de la generación fotovoltaica y el recurso solar del día 16 de abril, se presentan un pico de generación a las 9:00 a.m. mientras la generación presenta un comportamiento de menor rendimiento respecto a la irradiancia a las 10:00 a.m.; después de las 2:00 p.m. la generación disminuyó considerablemente. Este día se obtuvo un recurso solar de 5,2 [HSP] y una generación fotovoltaica de 2,87 [kWh/día], para estas horas de sol pico se esperaba una energía generada de 4,1 [kWh/día], en la Gráfica 20 se puede apreciar que en las horas de mayor irradiancia se presentó una generación más baja en relación al recurso solar; esto se debe a que las baterías se cargaron con las tres primeras horas de generación de energía y las cargas no representaban una demanda de energía alta, por ello no se pudo aprovechar aproximadamente 1 [kWh/día] en este día.

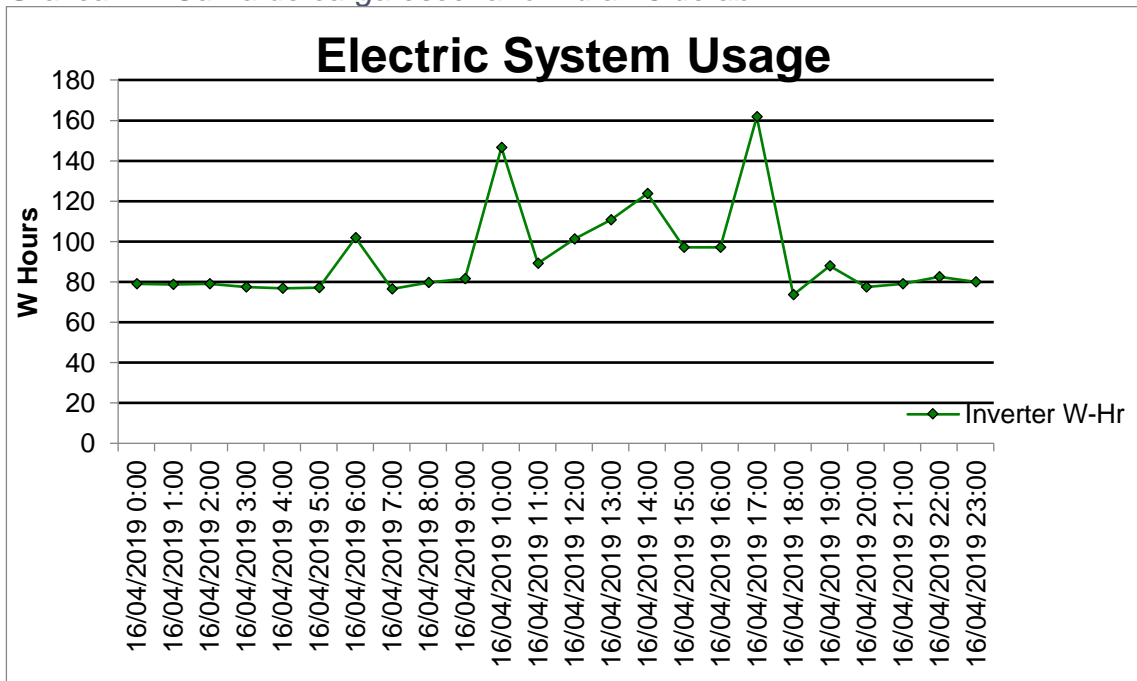
Gráfica 20. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 1 día 16 abril.



Fuente: elaborado por el autor.

En la Gráfica 21 se analizan las curva de carga real del 16 de abril, los picos de consumo cumplen a los planteados en el escenario 1 y se presentó un consumo de 2,2 [kWh/día] que equivale a 11% más de energía esto se debe a que la medición se realiza a la entrada del inversor y este equipo maneja un rango de eficiencia entre 90 y 93%.

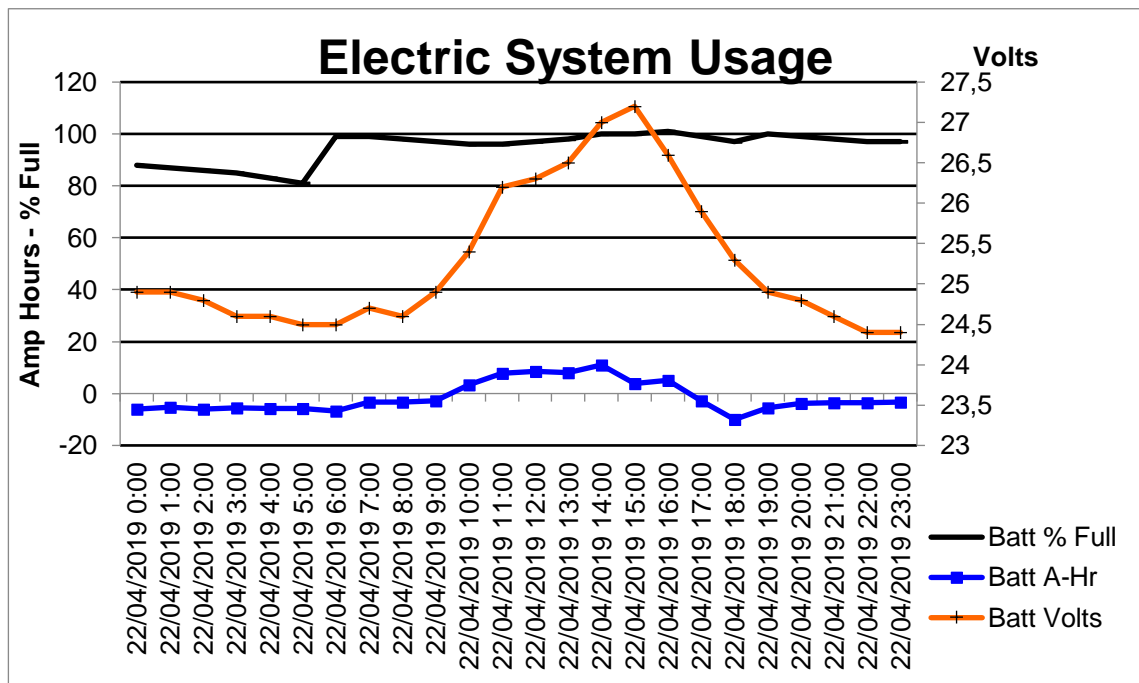
Gráfica 21. Curva de carga escenario 1 día 16 de abril.



Fuente: elaborado por el autor.

El segundo día seleccionado del escenario 1 fue el 22 de abril, en la siguiente grafica se puede apreciar que el porcentaje de carga alcanzo un 81%, el sistema tiene la capacidad de suministrar energía en este escenario sin alcanzar la profundidad de descarga diaria planteada en el dimensionado base que es del 65%. El banco de baterías alcanza un voltaje de flotación a las 2:00 p.m. sin embargo, este voltaje no se mantiene por más de una hora debido al bajo recurso solar.

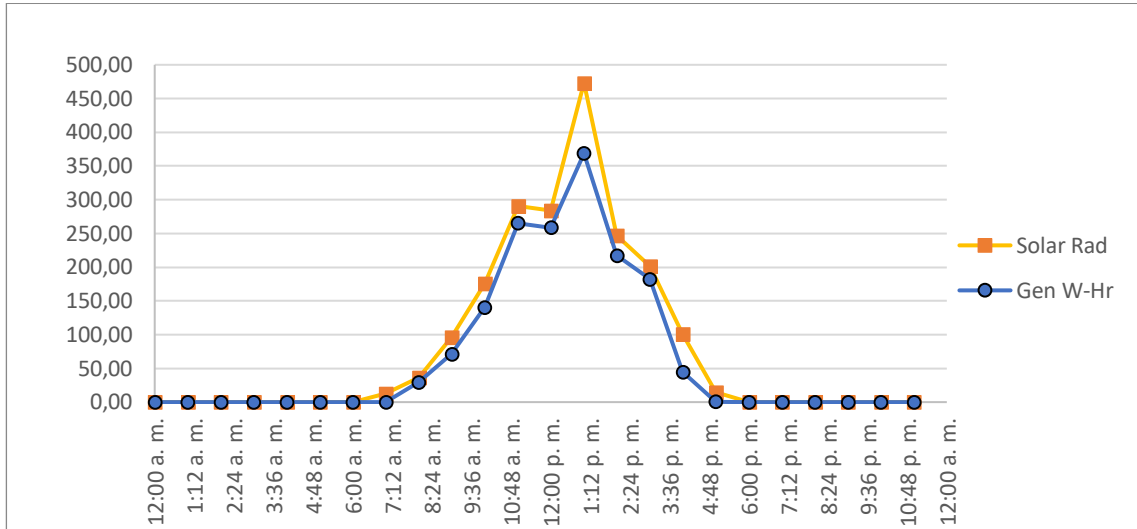
Gráfica 22. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 1 día 22.



Fuente: elaborado por el autor.

En la Gráfica 23. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 1 día 22 abril. se aprecia un recurso solar más bajo en comparación con el día anterior, con aproximadamente 2 [HSP]. Con la baja radiación y temperatura de operación de los módulos, el sistema de generación presento un comportamiento favorable en la generación de energía para cargar las baterías y suplir las cargas. La generación fotovoltaica para este día fue de 1,57 [kWh/día]. Para estas horas de sol pico se esperaba una energía generada de 1,63 [kWh/día], presentando una diferencia de 0,06 [kWh/día] lo que indica que este día no se presentaron perdidas debido de energía que no se puede aprovechar.

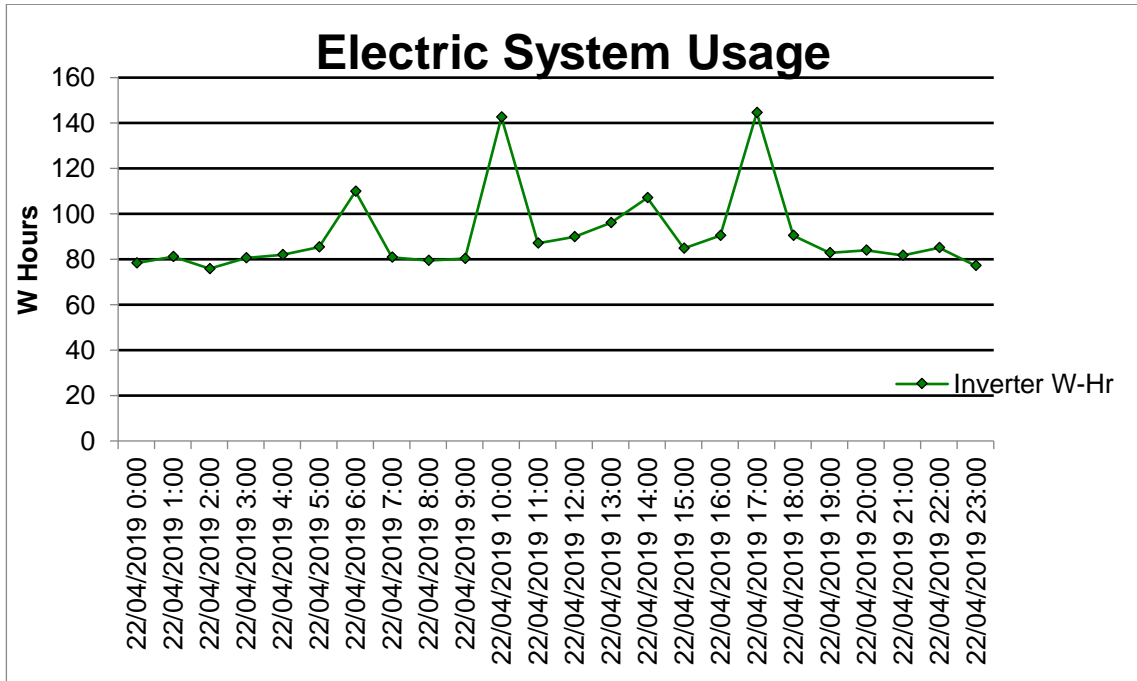
Gráfica 23. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 1 día 22 abril.



Fuente: elaborado por el autor.

En la Gráfica 24 se analizan las curva de carga real del 22 de abril, los picos de consumo coinciden a los planteados en el escenario 1 y se presentó un consumo de 2,17 [kWh/día] que equivale a 9% más de energía esto se debe a que la medición se realiza a la entrada del inversor y este equipo maneja un rango de eficiencia entre 90 y 93%.

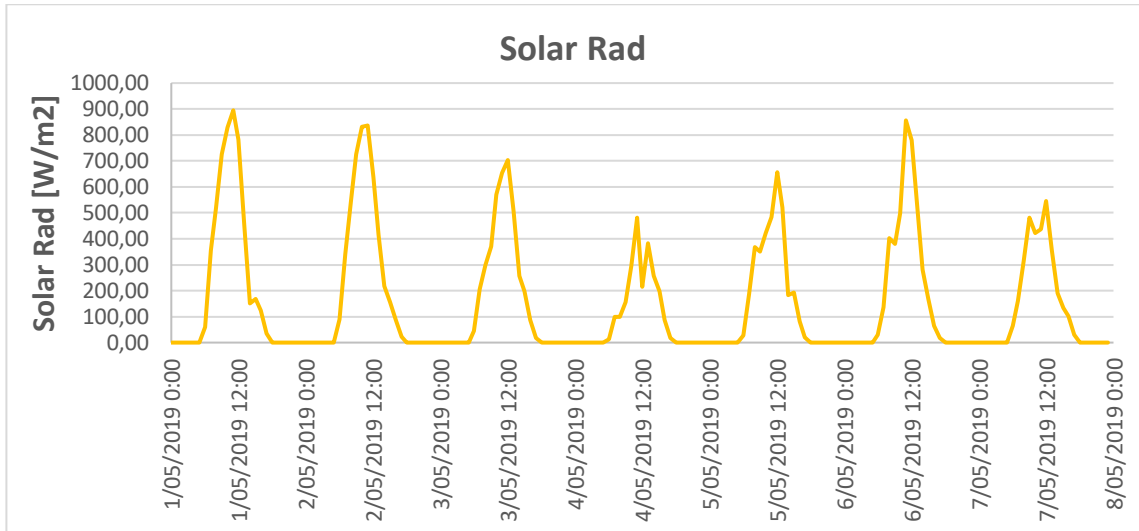
Gráfica 24. Curva de carga escenario 1 día 22 de abril.



5.3.4.2 Escenario de carga 2

En el segundo escenario de carga se estimó un consumo diario de 3,6 kWh/día superando en un 20% la demanda base del dimensionado del sistema fotovoltaico piloto, en la siguiente gráfica se presentan las curvas de radiación medidas del escenario de carga 2. Los días seleccionados para explicar su funcionamiento son el primer día presentando el mayor recurso solar y el cuarto día con el menor recurso solar.

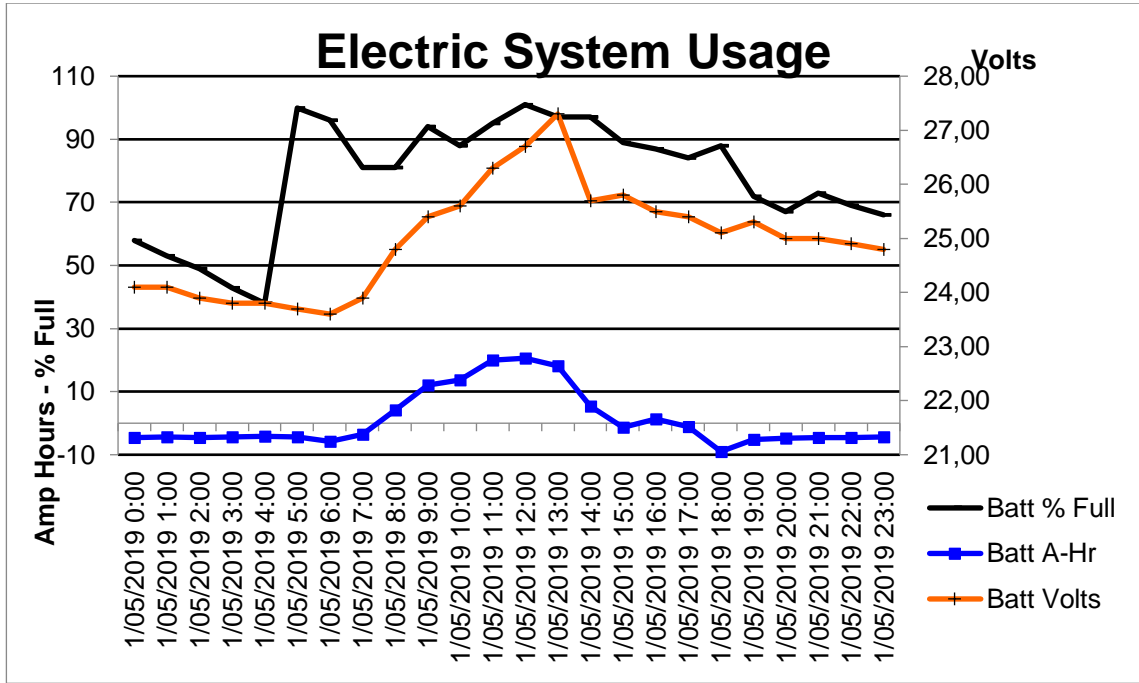
Gráfica 25. Radiación solar de los días monitoreados del escenario de carga 2.



Fuente: elaborado por el autor.

En la siguiente gráfica se observa el comportamiento del porcentaje de carga del banco de baterías, para el día 1 de mayo, se alcanzó una profundidad de descarga de 40%; en este escenario la profundidad de descarga supero la profundidad de descarga máxima diaria planteada en las consideraciones iniciales de 65%. A las 2:00 p.m. se alcanzó el voltaje de flotación de 27,3 [V], pero no se mantiene más de una hora.

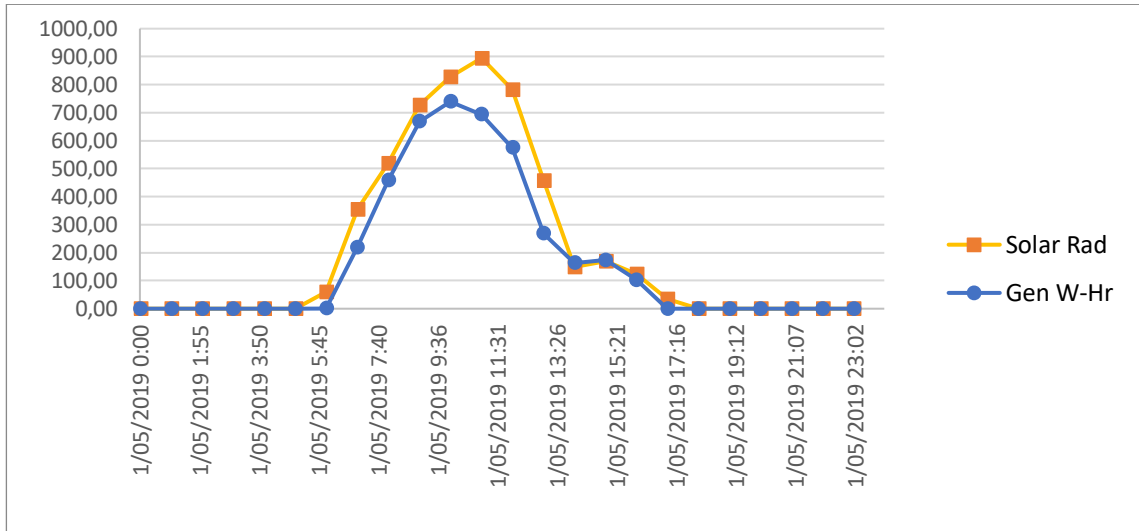
Gráfica 26. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 2 día 01 de mayo.



Fuente: elaborado por el autor.

En la Gráfica 27 se aprecia el comportamiento de la generación fotovoltaica y la radiación del día 1 de mayo, el pico de radiación se presentó a las 11:00 a.m. y después de las 1:00 p.m. el recurso solar disminuye considerablemente. La curva de generación fotovoltaica presenta un comportamiento similar a la radiación solar, para este segundo escenario no se presenta la situación plasmada en el escenario 1 del día de mejor recurso solar (16 de abril), donde hay energía que no es aprovechada; esto se debe a que las baterías se encuentran en un porcentaje de carga más bajo y la demanda de energía es mayor, exigiendo que toda la energía generada sea utilizada. Para este día la estimación de energía generada es de 3,96 [kWh/día] y la energía generada real fue de 4,06 [kWh/día], lo que corrobora que utilizo toda la energía disponible generada por los módulos fotovoltaicos.

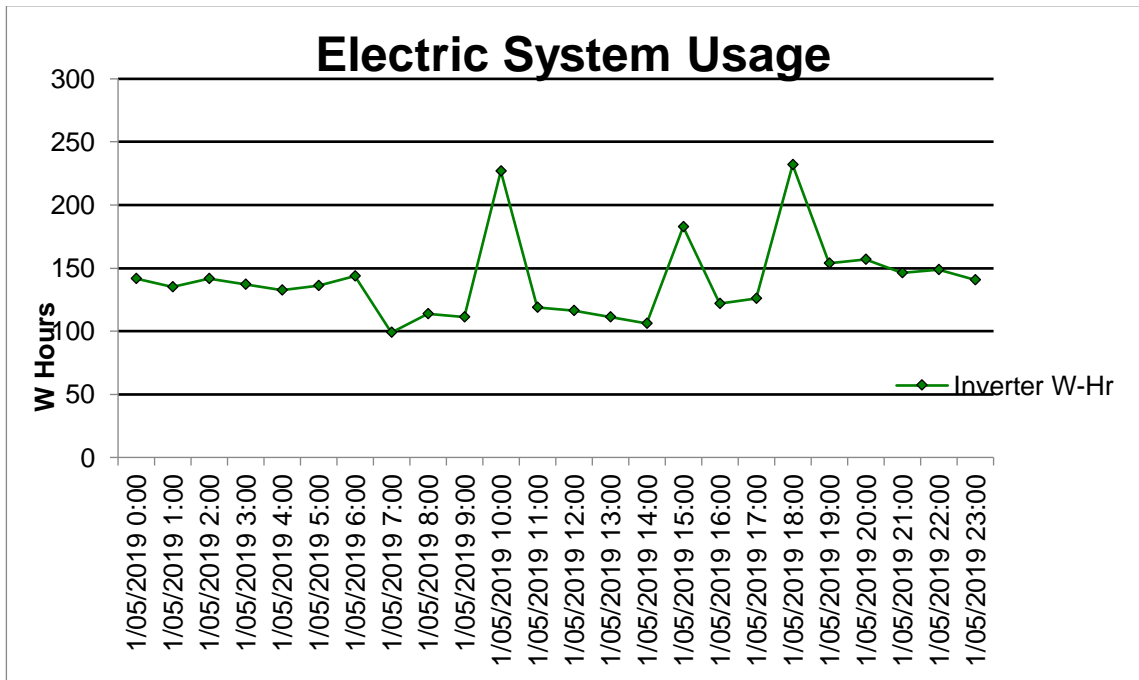
Gráfica 27. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 2 día 01 de mayo.



Fuente: elaborado por el autor.

Como se aprecia en la siguiente gráfica, hay un comportamiento real de la curva de carga acorde al planteado en los escenarios de carga.

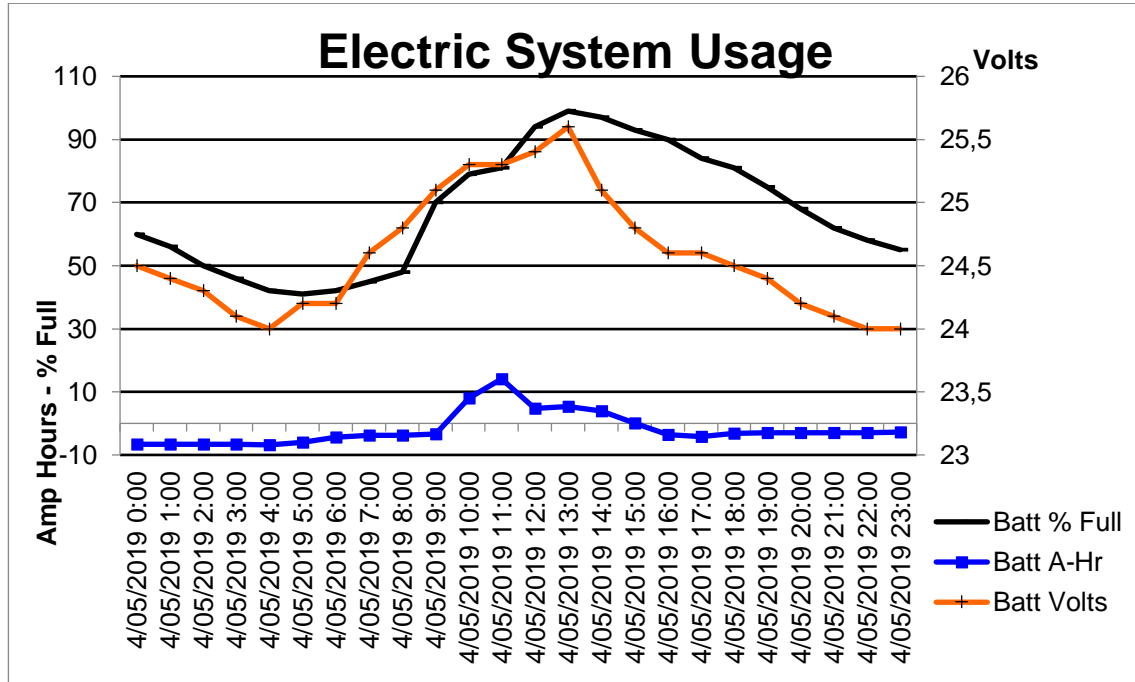
Gráfica 28. Curva de carga escenario 2 día 01 de mayo.



Fuente: elaborado por el autor.

En la siguiente gráfica se aprecia el comportamiento del porcentaje de carga y voltaje de la batería, para este día se alcanzo un voltaje máximo de 25,6 [V], esto debido al bajo recurso solar. La profundidad de descarga llegó a 60% nuevamente superando la descarga máxima diaria.

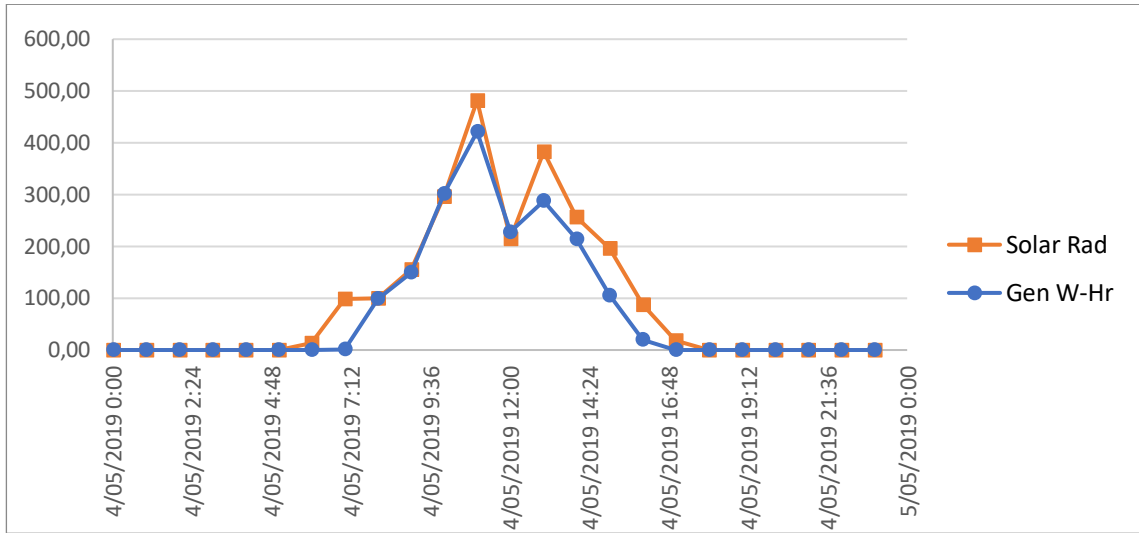
Gráfica 29. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 2 día 04 de mayo.



Fuente elaborado por el autor.

En la Gráfica 30 se evalúan la generación fotovoltaica y el recurso solar, el comportamiento de la generación fotovoltaica es acorde a la radiación. El recurso solar monitoreado para este día fue de 2,3 [HSP] y la energía generada fue de 1,82 [kWh/día]. Implementado las ecuaciones planteadas en el ítem 4.3.2 se estimó la energía generada de acuerdo al recurso solar, la energía estimada para este día fue de 1,94 [kWh/día] lo que representa una diferencia del 6% un porcentaje aceptable para el cálculo de generación fotovoltaica [9].

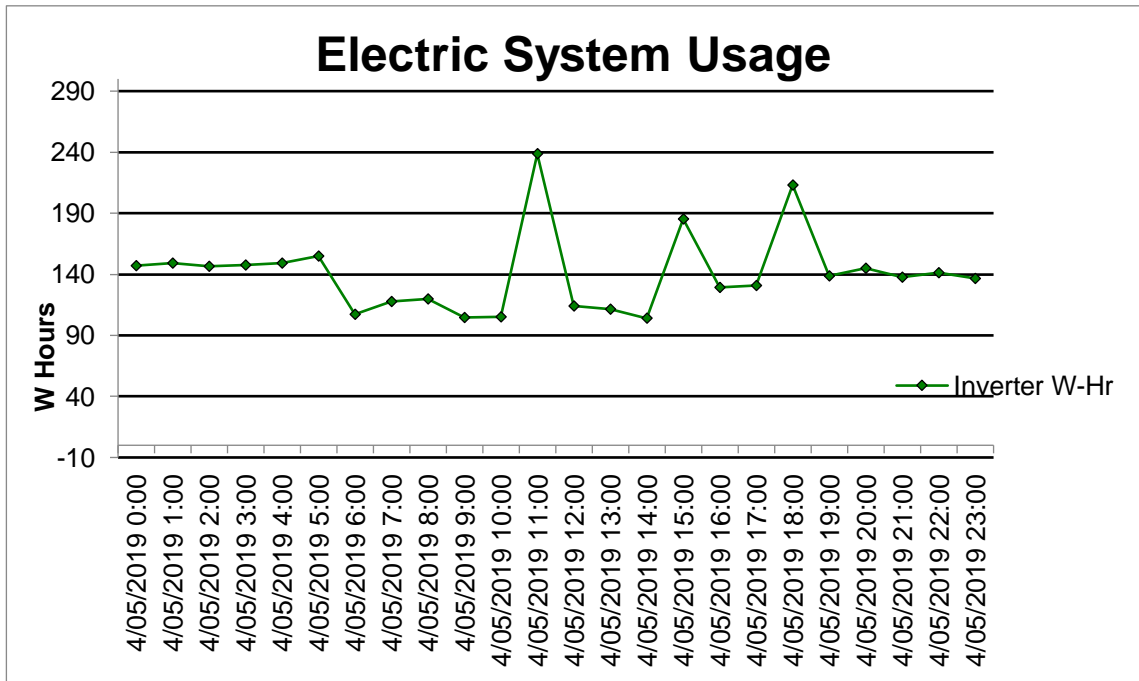
Gráfica 30. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 2 día 04 de mayo



Fuente: elaborado por el autor.

Como se aprecia en la siguiente gráfica, hay un comportamiento real de la curva de carga acorde al planteado en los escenarios de carga.

Gráfica 31. Curva de carga escenario 2 día 04 de mayo.



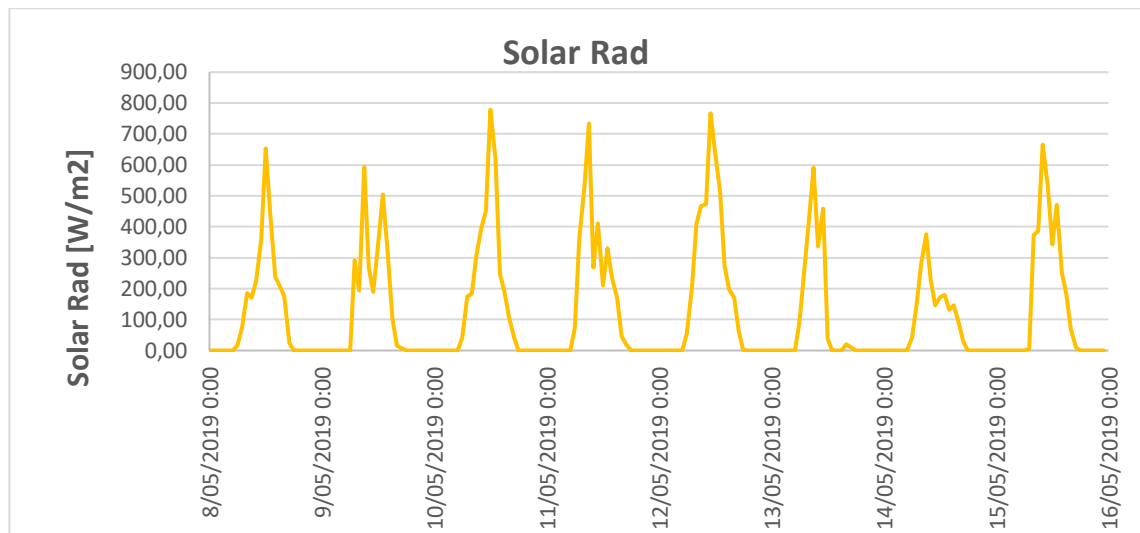
Fuente: elaborado por el autor.

6.3.2.3. Escenario de carga 3

Para el escenario 3 se planteó un consumo diario de 2,39 [kWh/día], manteniendo un consumo nocturno de 50% del consumo diario.

Los días seleccionados para explicar el funcionamiento del sistema fotovoltaico piloto son el 4to día (12 de mayo) y el 7mo día (15 de mayo) debido a que son los días de mayor y menor radiación respectivamente.

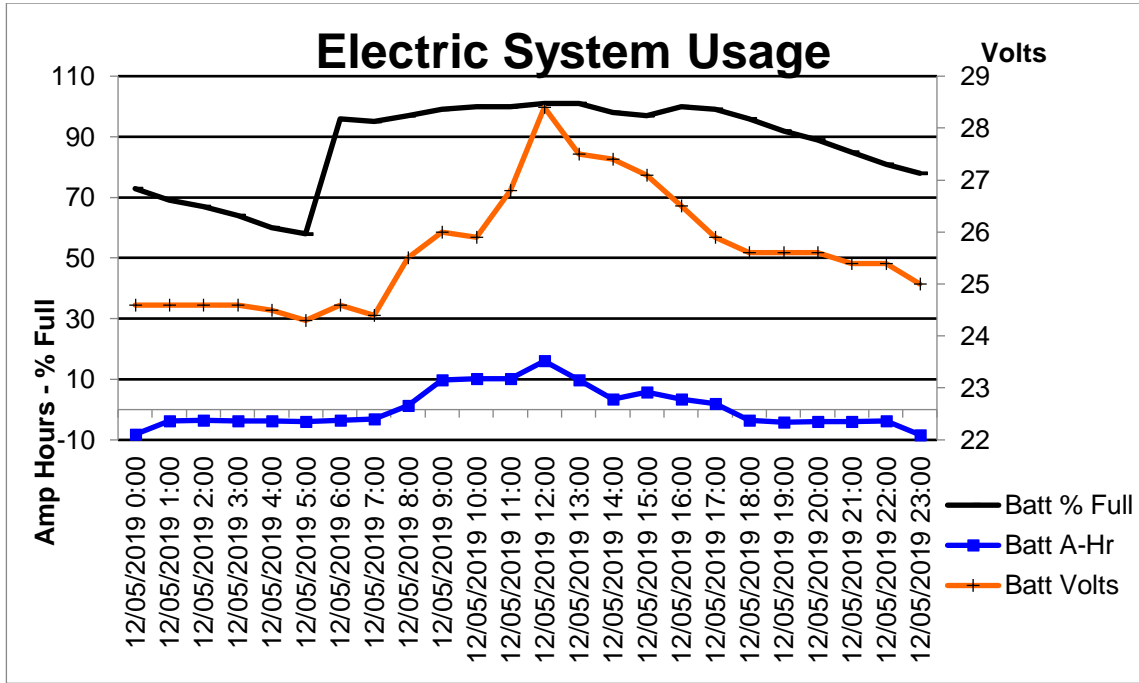
Gráfica 32. Radiación solar de los días monitoreados del escenario de carga 3.



Fuente: elaborado por el autor.

En la Gráfica 33 se puede apreciar la profundidad de descarga 42% y el voltaje mínimo 24,3 [V] del a las 6:00 a.m. Para el caso de las baterías empleadas, a una profundidad de descarga del 50%, la vida útil oscila entre 400 y 500 ciclos.

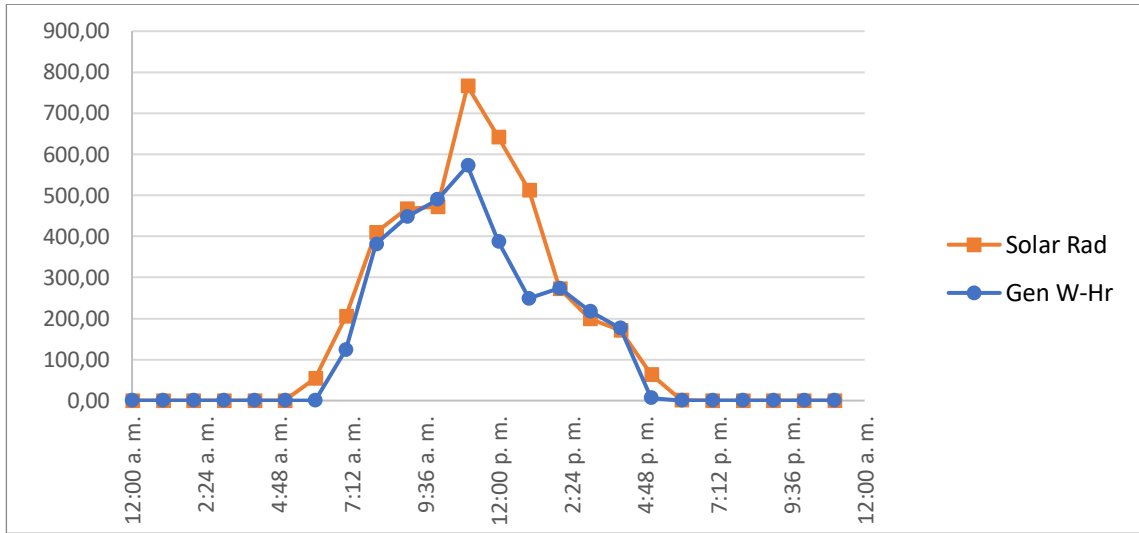
Gráfica 33. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 3 día 12 de mayo.



Fuentes: elaborado por el autor.

En la siguiente gráfica se presenta el comportamiento de la generación fotovoltaica y la radiación solar. El recurso solar para este día fue de 4,23 [HSP] y la generación fotovoltaica monitoreada fue de 3,32 [kWh/día]. Realizando nuevamente la estimación de energía generada para las condiciones de radiación se tiene una energía teórica de 3,42 [kWh/día]. En este caso no se presenta mayor diferencia debido a que los módulos fotovoltaicos con baja radiación generan más energía de la esperada, por eso después de las 2:00 p.m. hay una intersección entre los puntos de radiación y los puntos de generación, es decir, las pérdidas que se presentan 11:00 a.m. a 1:00 p.m. se pueden compensar con la generación de 8:00 a.m. a 10:00 a.m. y de 2:00 p.m. a 4:00 p.m. como se aprecia a continuación en la gráfica.

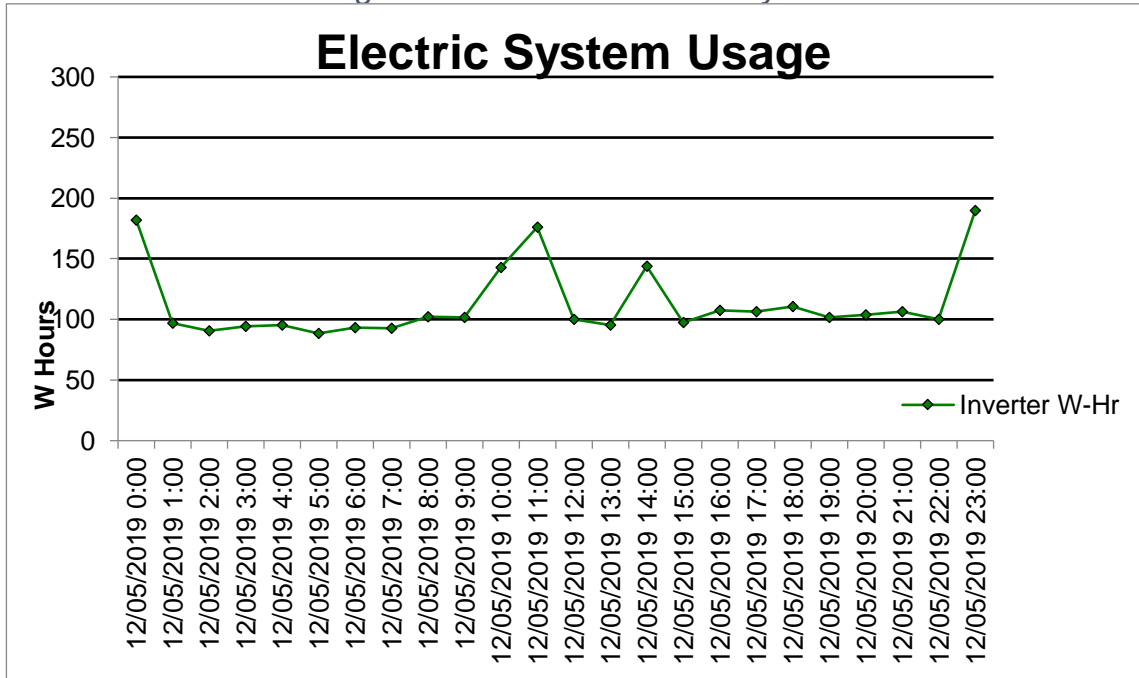
Gráfica 34. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 3 día 12 de mayo.



Fuente: elaborado por el autor.

La curva de carga presentada a continuación refleja perfectamente los picos planteados en el escenario de carga 3, respecto al uso de los ventiladores en las horas de noche y la utilización de la electrobomba en la mañana.

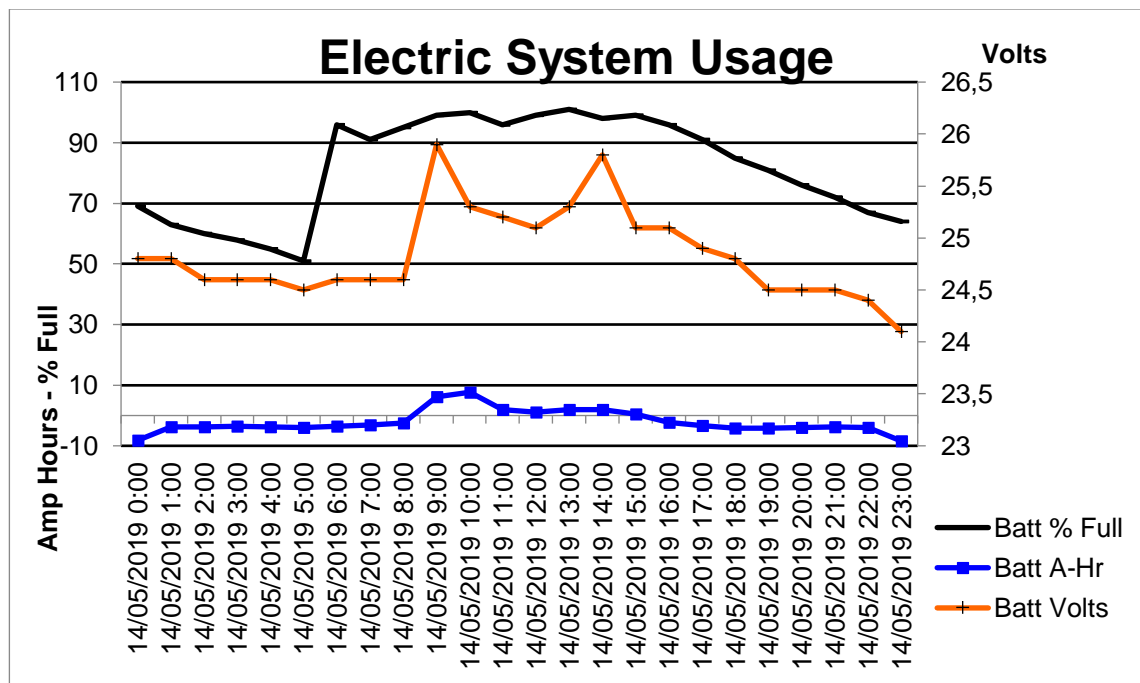
Gráfica 35. Curva de carga escenario 3 día 12 de mayo.



Fuente: elaborado por el autor.

En la Gráfica 36 se aprecia el comportamiento del banco de baterías para el día de bajo recurso solar del escenario 3, en este día se alcanza un voltaje máximo de 26 [V] pero el sistema no puede mantener este voltaje debido a la baja generación de energía. La profundidad de descarga también llegó a un 50% muy similar al del día ya evaluado (12 de mayo).

Gráfica 36. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 3 día 14 de mayo.

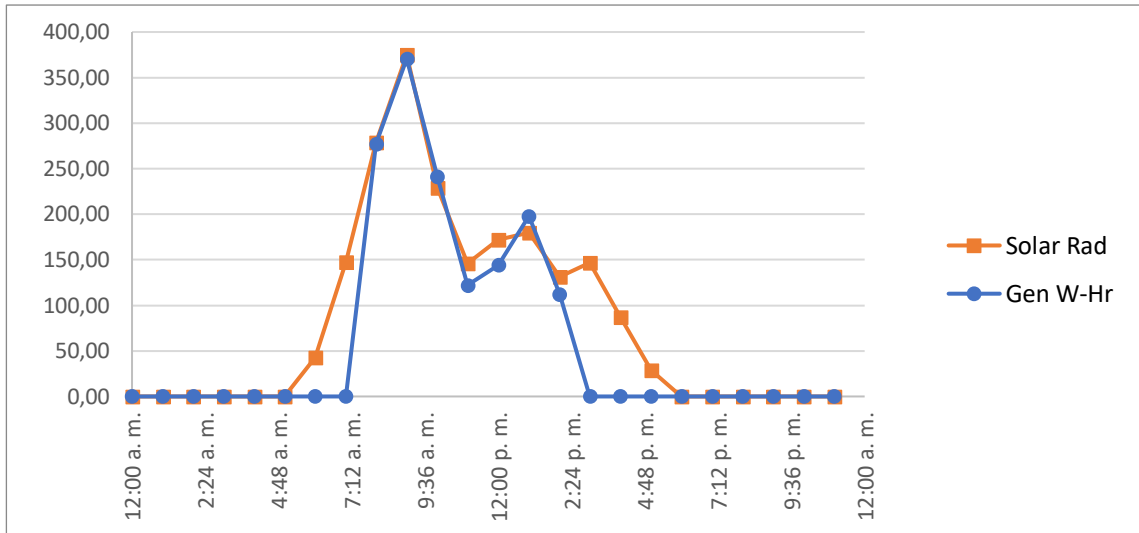


Fuente: elaborado por el autor.

En la siguiente gráfica se presenta el comportamiento de la generación fotovoltaica y la radiación solar. El recurso solar para este día fue aproximadamente de 2 [HSP] y la generación fotovoltaica monitoreada fue de 1,46 [kWh/día]. Realizando nuevamente la estimación de energía generada para las condiciones de radiación se tiene una energía teórica de 1,63 [kWh/día]. En este caso la diferencia entre el cálculo teórico y la generación real monitoreada es del 11%. Analizando la gráfica se aprecia que después de las 2:00 p.m. la generación cae a cero cuando aún hay recurso solar, esto se debe a que el tejado donde se implementaron los módulos fotovoltaicos presentan sombreado, en las horas de la mañana la radiación incidente sobre el módulo no supera la necesaria para entregar una potencia mayor a 30 [W], y en las horas de la tarde debido a la construcción de nuevos edificios en el sector, se están empezando a generar obstrucciones, presentando pérdidas por

sombreado como es el caso de este día donde se puede aprovechar las dos últimas y dos primeras horas del día de recurso solar.

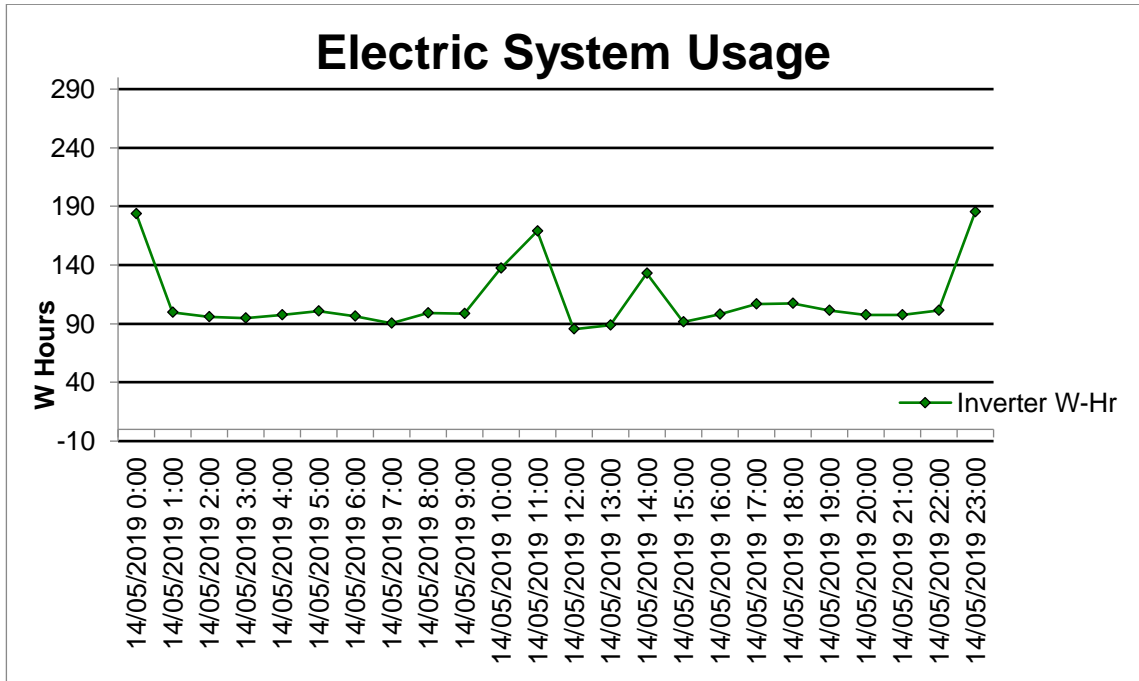
Gráfica 37. Generación fotovoltaica y Radiación solar escenario 3 día 14 de mayo.



Fuente: elaborado por el autor.

La curva de carga presentada a continuación refleja perfectamente los picos planteados en el escenario de carga 3, respecto al uso de los ventiladores en las horas de noche y la utilización de la electrobomba en la mañana.

Gráfica 38. Curva de carga escenario 3 día 14 de mayo.

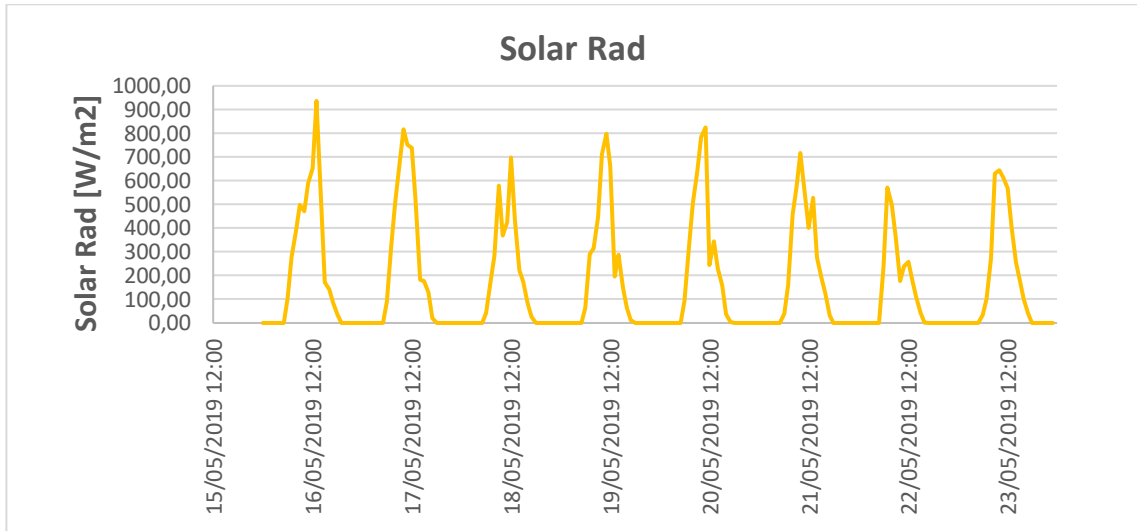


Fuente: elaborado por el autor.

5.3.4.3 Escenario de carga 4

En el cuarto escenario de carga se presenta un consumo diario de 2,53 [kWh/día], este consumo se dejó constante por periodo de 7 días, a su vez se monitorearon las condiciones meteorológicas in situ debido a que el comportamiento del sistema fotovoltaico piloto implementado está sujeto al recurso. Para este escenario de carga existe una variante importante y es el funcionamiento del sistema piloto como sistema híbrido, es decir, con su respectivo banco de baterías y puede recibir energía de otra fuente AC, en este caso se utilizó la red eléctrica. Por ello se seleccionaron dos días seguidos que son el día 6 y 7 (22 y 23 de mayo).

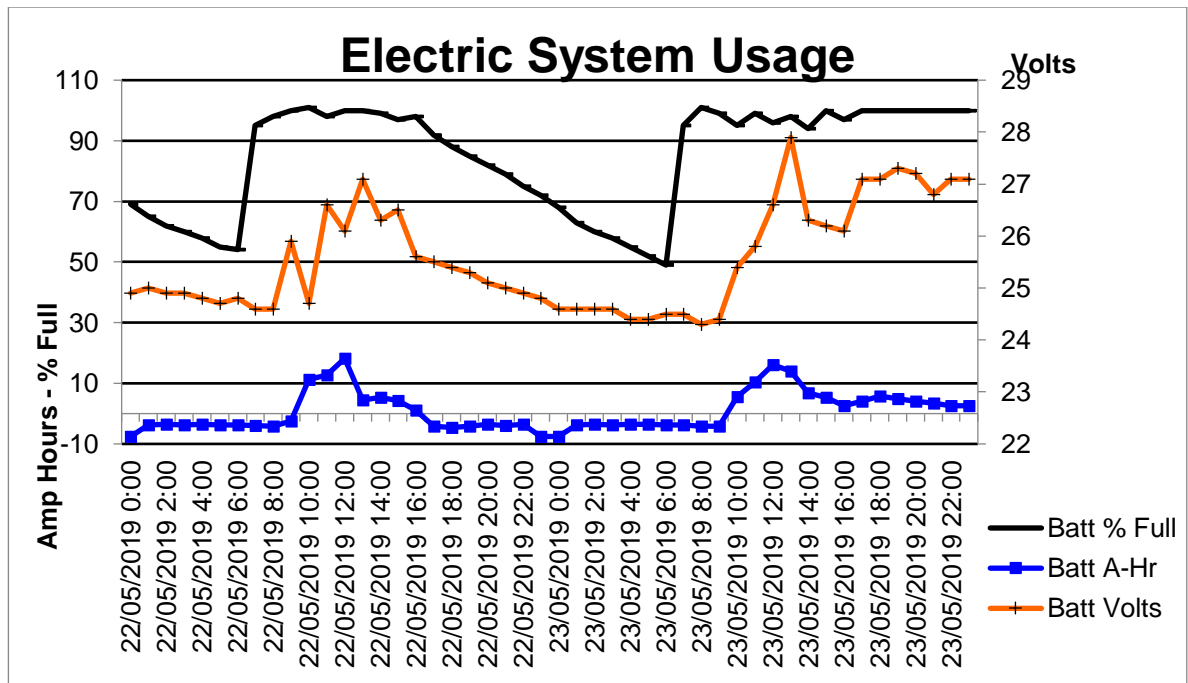
Gráfica 39. Radiación solar de los días monitoreados del escenario de carga 4.



Fuente: elaborado por el autor.

En el siguiente gráfico se puede analizar que, a pesar de contar con el respaldo de la red eléctrica, el sistema presentó profundidades de descarga del 60%, sin embargo, cuando las baterías alcanzaban un porcentaje de carga bajo automáticamente entró la red eléctrica para suministrar la energía demandada por las cargas y adicional, para cargar las baterías, todo esto efectuado por inversor multifuncional. Para el segundo día (23 de mayo) se aprecia que después de las 5:00 p.m. se alcanzó el voltaje de flotación y se mantuvo estable, esto se debe a que el inversor cumple su función de inversor cargador y carga las baterías empleando la energía de la red eléctrica.

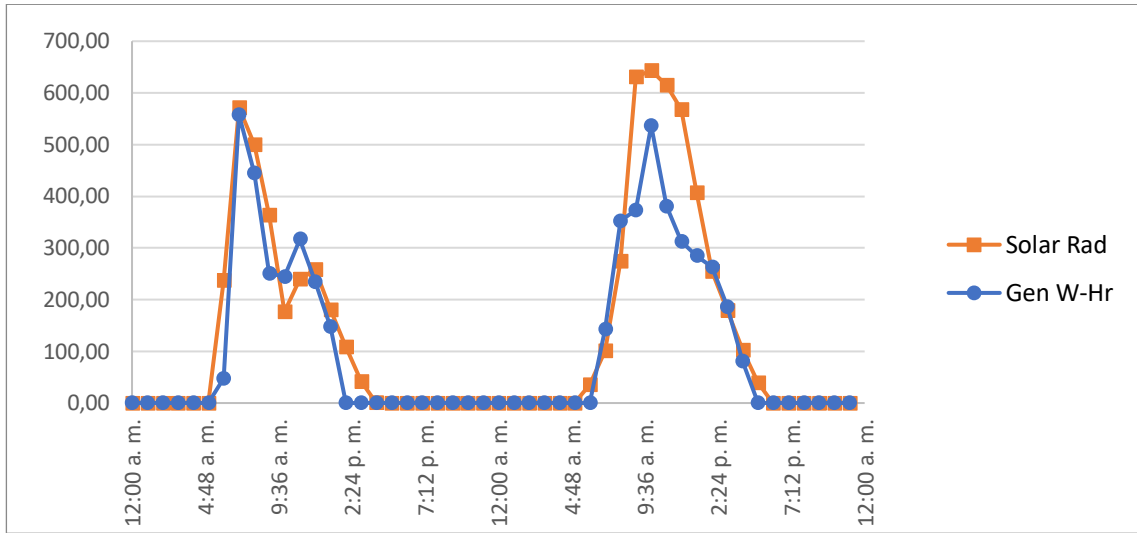
Gráfica 40. Comportamiento de voltaje, corriente y porcentaje de carga de las baterías, escenario 4 día 22 y 23 de mayo.



Fuente: elaborado por el autor.

En la Gráfica 41 se presenta el comportamiento de radiación solar y la energía generada por los módulos fotovoltaicos de los dos días evaluados. Para el primer día (22 de mayo), el recurso solar fue de 2,67 [HSP] y una generación real de 2,24 [kWh/día], la energía teórica para este día es de 2 [kWh/día], la energía generada es mayor en un 12% respecto a la planteada teóricamente, algunos módulos fotovoltaicos presentan un mejor rendimiento a bajas radiaciones y otros presentan mejor rendimiento a radiaciones altas, además, debido a las sombras que se presentaron sobre el arreglo fotovoltaico y la estación meteorológica puede existir un error en los datos monitoreados.

Gráfica 41. Generación fotovoltaica escenario 4 día 22 y 23 de mayo.

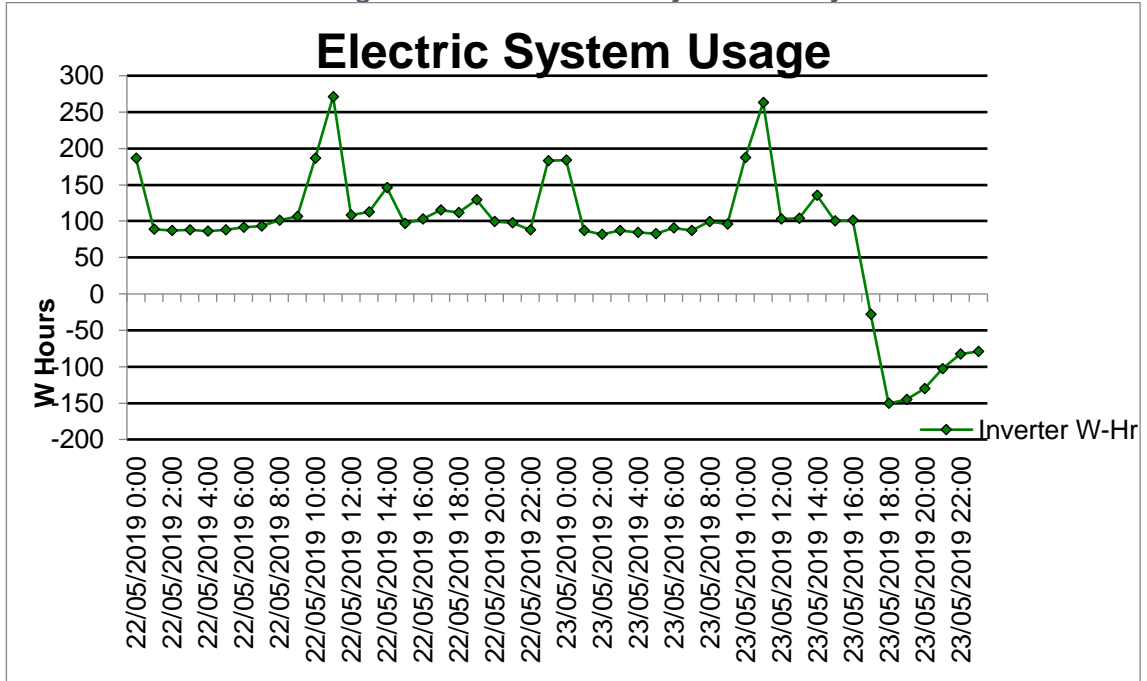


Fuente: elaborado por el autor.

Analizando el segundo día (23 de mayo), se presentó un recurso solar de 3,8 [HSP] y una generación real de 2,4 [kWh/día]. La energía teórica se estimó en 2,97 [kWh/día], es decir hay un 20 % de energía que no se puede aprovechar.

En la Gráfica 42 se presenta la energía de entrada del inversor, el día 23 de mayo a las 4:00 p.m. se monitorean datos negativos, esto debido a que el inversor empleó la energía de la red eléctrica para cargar las baterías y alimentar las cargas. Por esta razón se aprecia en la gráfica 39 que se mantiene un voltaje de flotación después de las 5:00 p.m. y este caso particular no se presentó en ninguno de los otros escenarios.

Gráfica 42. Curva de carga escenario 4 día 22 y 23 de mayo.



Fuente: elaborado por el autor.

5.4 PROPUESTAS PARA MEJORAR EL DIMENSIONADO Y GESTIÓN DE LA DEMANDA

Se demostró de manera experimental que en el momento de dimensionar los días de autonomía es pertinente llegar a un alto nivel de precisión en cuanto a los días de autonomía a considerar, siendo pertinente llegar a fracciones de día, ya que en casos de dimensionamiento a días enteros se puede llegar a incurrir en exceso de capacidad de baterías (encontrándose excesos del orden del 50 al 100% sobre lo requerido) lo cual puede llegar a afectar notablemente los costos del proyecto, al ser la batería el elemento que infliere más costo en el sistema.

Se sugiere que las nuevas consideraciones de soluciones aisladas tengan la flexibilidad de integrarse a la red eléctrica especialmente consideraron su posible extensión y los esquemas de micro redes que entraran a formar parte de las soluciones de las ZNI.

Se evidencio la pertinencia de considerar la gestión de la demanda, hacia las horas de mayor recurso solar, lo cual redundo especialmente en la reducción de profundidad de descarga de las baterías y por consiguiente en el aumento de su vida útil.

Revisando la metodología para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos, se incurre en plantear la autonomía diaria de baterías con el total del consumo diario, desestimando las horas en que la demanda coincide con el recurso solar siendo este aprovechado directamente sin ser almacenado. Al respecto se resalta la importancia de considerar en el dimensionado de la autonomía diaria, solo la demanda a suplir en horas sin recurso solar, para tal efecto se sugiere considerar factores de uso nocturno para cada uno de los equipos a suplir, evitando así el sobre dimensionamiento en capacidad de baterías prevista. Cabe aclarar que para el dimensionado de capacidad de la descarga estacional se debe usar el valor total de la demanda diaria.

El contar con un sistema fotovoltaico monitoreado y las cargas programadas ha permitido emular y estudiar el comportamiento de una vivienda en una zona aislada, encontrando que el dimensionado ajustado propuesto presenta un gran acercamiento al comportamiento real de estos sistemas con un gran acercamiento a la realidad.

6. CONCLUSIONES

Para definir la curva de demanda diaria de referencia implementada en el dimensionado del sistema piloto, se tomó el perfil planteado por la ESSA para usuarios residenciales estrato 1 y 2, con un consumo básico planteado por la UPME de 90 kWh/día, encontrando coincidencia con los valores medidos en proyectos de electrificación rural aislada.

Se implementó un sistema fotovoltaico piloto de 975 [Wp] instalados (3 módulos fotovoltaicos de 325 [W] conectados en serie), un controlador de carga MPPT de 40 [A] y 32 – 145 [V], un inversor multifuncional de 1 [kW] y 4 baterías de 12 [V] 100 [Ah] conectando en paralelo dos series de dos baterías, para de suplir una demanda de 90 kWh/mes en condiciones meteorológicas de Bucaramanga con la capacidad de funcionar con diferentes curvas de carga que no superen un consumo diario de 3,6 [kWh/día].

Al reducir la demanda base en 30% se evidencia una disminución en el índice de rendimiento PR inicial del 70 % a valores del 50%, resultado de los excedentes de energía solar que no se pueden almacenar al superar la capacidad de las baterías.

Con el fin de caracterizar el consumo y aprovechamiento de energía con los SFA es necesario plantear diferentes escenarios de carga, por lo tanto, el sistema piloto fue diseñado para satisfacer la demanda base diaria con cada uno de los 4 escenarios de carga determinados considerando el criterio de protección de vida útil de la batería (profundidad de descarga menor al 40% según la curva de fabricante) y considerando 1,2 días de autonomía según el análisis de datos de la estación meteorológica del laboratorio de energías renovables de la UNAB.

Con una demanda planteada en 2,9 [kWh/día] y las condiciones meteorológicas de Bucaramanga siguiendo los lineamientos de dimensionado se requiere implementar un banco de baterías con una capacidad de 9,6 [kWh], sin embargo, al proponer un ajuste de consumo nocturno en el cálculo de descarga máxima diaria se llegó a un planteamiento de un banco de baterías de 4,8 [kWh].

Los sistemas fotovoltaicos autónomos como alternativa de energización se deben dimensionar e implementar planteando un aumento de la demanda en los usuarios y contemplando la alternativa de la integración de otras fuentes de generación centralizada o el sistema interconectado nacional, para evitar la obsolescencia del sistema implementado.

Los valores de profundidad de descarga llegaron a valores de 20% en el escenario de consumo de 1,98 [kWh/día]; 60% en el escenario de consumo de 3,6 [kWh/día]; 40% en el escenario de consumo de 2,39 [kWh/día] y 50% en el escenario de consumo de 2,53 [kWh/día]. Lo que sugiere que el sistema puede responder a las

demandas planteadas pero la vida útil de las baterías se ve afectada considerablemente.

Es necesario establecer una metodología para obtener una o varias curvas de demanda donde se sea necesario implementar un sistema fotovoltaico autónomo, debido a la diferencia de comportamiento en las regiones y los estratos a nivel nacional.

7. REFERENCIAS

- [1] H. Rodríguez Murcia, “Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas Development of Solar Energy in Colombia and its Prospects Humberto Rodríguez Murcia,” *Rev. ingeniería*, vol. 28, no. Energía solar, p. 7, 2009.
- [2] Sistema de Información Eléctrico Colombiano, “Cobertura de energía eléctrica en Colombia 2016,” 2016.
- [3] IPSE, “Informe de gestión IPSE 2017,” no. 9, pp. 1–65, 2017.
- [4] SSPD, “Zonas No Interconectadas – Zni: Diagnóstico De La Prestación Del Servicio De Energía Eléctrica 2018,” Bogotá D.C., 2018.
- [5] L. C. Romero, “Para Las Fuentes No Convencionales De Energía En Colombia (Pdfnce) Colombia,” 2010.
- [6] A. Falk, C. Dürschner, and K.-H. Remmers, *Fotovoltaica para Profesionales*, Primera. Sevilla, 2006.
- [7] O. Style, *Energía solar autónoma : planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo*. Itaca Appropriate Technology, 2012.
- [8] J. C. Vega de Kuyper and S. Ramírez Morales, *FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES Y NO RENOVABLES*, 1a Edición. 2014.
- [9] E. Lorenzo, *SOLAR ELECTRICITY ENGINEERING OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS*, First. Sevilla, 1994.
- [10] “Energía Renovable Peru con Deltavolt.”
- [11] Ingelibre, “Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica « Ingelibre,” *Ingelibre*, 2014. [Online]. Available: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>. [Accessed: 17-Jun-2019].
- [12] IDEAM, “ATLAS de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia.” [Online]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.
- [13] O. Style, *Energía solar autónoma : planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo*. Itaca Appropriate Technology, 2012.
- [14] T. Khatib, A. Mohamed, and K. Sopian, “A review of photovoltaic systems size optimization techniques,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 454–465, Jun. 2013.
- [15] ESSA, “NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN,” p. 181, 2005.
- [16] Unidad de Planeación Minero Energética, *Plan indicativo de expansión de cobertura*

de energía eléctrica 2013-2017. UPME, 2014.

- [17] R. Avella Pedraza, "EVALUACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (SFV) AUTÓNOMOS PARA SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN VIVIENDAS RURALES ESTRATO 1 EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE," Yopal, 2014.
- [18] Meteonorm 7.2, "No Title." .
- [19] SAMUEL SAID SALAZAR BLANCO, "ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS TÉCNICOS E IMPACTOS SOCIOECONÓMICOS DE SISTEMAS DE GENERACIÓN AISLADA, A PARTIR DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA," 2017.
- [20] A. Maslow, "El Hombre Autorrealizado: Hacia una Psicología del Ser," 1993.
- [21] COEXITO, "MAGANA."
- [22] A. ARDILA GUEVARA, "DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS GRID-TIE Y STAND-ALONE ANDRES FELIPE ARDILA GUEVARA Proyecto de grado para optar el título de Ingeniero en Energía," 2015.
- [23] N. Técnica, "NORMA TECNICA COLOMBIANA 2050."
- [24] "Inti Photovoltaics – Energia Solar Fotovoltaica." [Online]. Available: <https://intipv.com/es/>. [Accessed: 21-Jun-2019].