UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA AUTOMOTRIZ

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

TEMA:

"DISEÑO DE UNA PEQUEÑA CENTRAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADA EN FUENTES RENOVABLES, UTILIZANDO BATERÍAS REUTILIZADAS DE VEHÍCULOS HÍBRIDOS COMO MEDIO DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO"

Trabajo de titulación previo a la obtención del título en Ingeniería Automotriz

Línea de investigación: Producción industrial y tecnología sostenible

AUTORES:

Elian Eduardo Cajas Encalada

Kuri Amanki Guerrero Artes

DIRECTOR:

Ing. Ramiro Andrés Rosero Añazco MSc.

Ibarra – Ecuador

2026

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

DIRECCIÓN DE BIBLIOTECA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO	
APELLIDOS Y NOMBRES:	Cajas Encalada Elian Eduardo

DATOS DE CONTACTO	
APELLIDOS Y NOMBRES:	Guerrero Artes Kuri Amanki

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Diseño de una pequeña central de generación eléctrica basada en fuentes renovables, utilizando baterías reutilizadas de vehículos híbridos como medio de almacenamiento energético.
AUTOR (ES):	Cajas Encalada Elian Eduardo Guerrero Artes Kuri Amanki
FECHA: DD/MM/AAAA	2/10/2026
PROGRAMA:	■ **PREGRADO** □ **POSGRADO**
TITULO POR EL QUE OPTA:	INGENIERO AUTOMOTRIZ
DIRECTOR /ASESOR:	Ing. Ramiro Andrés Rosero Añazco MSc. Ing. Fausto Eduardo Tapia Gudiño

2. CONSTANCIAS

Los autores manifiestan que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es original y que son los titulares de los derechos patrimoniales, por lo que asumen la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrán en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 2 días del mes de octubre de 2026

LOS AUTORES:



Firma……
Nombre: Elian Eduardo Cajas Encalada



Firma……
Nombre: Kuri Amanki Guerrero Artes

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

Ibarra, 2 de octubre de 2026

Ing. Ramiro Andrés Rosero Añazco MSc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

CERTIFICA:

Haber revisado el presente informe final del trabajo de Integración Curricular, el mismo que se ajusta a las normas vigentes de la Universidad Técnica del Norte; en consecuencia, autorizo su presentación para los fines legales pertinentes.

Fecha: 2026.10.02 '09:45:23 -05'00 Versión de Adobe Acrobat: 2026.002.21931

RAMIRO ANDRES ROSERO AÑAZCO

(f) .....

Ing. Ramiro Andrés Rosero Añazco MSc.

C.C.: 1718193616

APROBACIÓN DEL COMITÉ CALIFICADOR

El Comité Calificador del trabajo de Integración Curricular “Diseño de una pequeña central de generación eléctrica basada en fuentes renovables, utilizando baterías de vehículos híbridos como medio de almacenamiento energético” elaborado por Elian Eduardo Cajas Encalada y Kuri Amanki Guerrero Artes, previo a la obtención del título de Ingeniero Automotriz, aprueba el presente informe de investigación en nombre de la Universidad Técnica del Norte:

Fecha: 2026.10.02 '09:46:00 -05'00
Versión de Adobe Acrobat: 2026.002.21931
RAMIRO ANDRES ROSERO AÑAZCO

(f):…….

Ing. Ramiro Andrés Rosero Añazco MSc.

C.C.: 1718193616

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
FAUSTO EDUARDO TAPIA GUDIÑO

(f):…….

Ing. Fausto Eduardo Tapia Gudiño MSc.

C.C.: 1002251351

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado a mis padres, Geovanny Flores y Tatiana Encalada, por ser los pilares fundamentales de mi vida, por su amor, confianza y por cada enseñanza que me ha permitido crecer como persona y profesional. Gracias por inculcarme valores como la responsabilidad, la perseverancia y el compromiso, y por acompañarme siempre en cada etapa de mi vida.

A mis hermanos, Christian y Doménica, por su cariño, compañía y por compartir conmigo tantos momentos que hacen especial este camino.

Cajas Encalada Elian Eduardo

Dedico este trabajo de grado principalmente a mis padres; Rafael Guerrero y Blanca Artes, quienes han sido mi mayor fortaleza a lo largo de este camino. A ellos, por cada sacrificio, por cada consejo, enseñanza y por confiar en mí incluso en aquellos momentos en los que alcanzar esta meta parecía difícil.

A mis hermanos; Kevin Guerrero y Apawki Guerrero, por estar presentes en este proceso, por su apoyo y por compartir conmigo tantos momentos que hicieron más llevadero este logro y enseñarme que los sueños adquieren verdadero valor cuando se alcanzan con esfuerzo, perseverancia y el apoyo de quienes más queremos.

Kuri Amanki Guerrero Artes

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios por acompañarme y guiarme a lo largo de mi formación universitaria, y por brindarme sabiduría, fortaleza y aprendizajes que han contribuido a mi crecimiento personal y profesional.

A mi familia, por su amor, confianza, apoyo incondicional y por los valores que me han inculcado, los cuales han sido fundamentales durante mi formación y para alcanzar este logro.

Expreso mi sincero agradecimiento al Ing. Ramiro Rosero, director de tesis, y al Ing. Fausto Tapia, asesor de tesis, por su orientación, conocimientos, observaciones y recomendaciones, que contribuyeron significativamente al desarrollo y culminación de esta investigación.

A los docentes de la carrera, por los conocimientos y experiencias compartidos durante mi formación académica, y a todas las personas que, de una u otra manera, contribuyeron a la realización y culminación de este trabajo de grado.

Cajas Encalada Elian Eduardo

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios, por acompañarme y brindarme la fortaleza, sabiduría y perseverancia necesarias para superar cada desafío a lo largo de mi formación académica y permitirme alcanzar esta importante meta.

A mi familia, mi más profundo agradecimiento por su amor, comprensión, confianza, apoyo incondicional y por enseñarme que el esfuerzo y la constancia son fundamentales para alcanzar cualquier objetivo.

Expreso también mi sincero agradecimiento al Ing. Ramiro Rosero, director de tesis, por su orientación, paciencia y compromiso durante el desarrollo de esta investigación. Sus conocimientos y observaciones fueron fundamentales para llevar adelante y culminar satisfactoriamente este trabajo. De igual manera, agradezco al Ing. Fausto Tapia, asesor de tesis, por sus valiosas observaciones, recomendaciones y su disposición para compartir sus conocimientos, los cuales contribuyeron significativamente al desarrollo y culminación de esta investigación.

Finalmente, quiero expresar un agradecimiento especial a mi compañero de tesis, Elian Cajas con quien tuve la oportunidad de compartir no solo el desarrollo de este proyecto, sino también los retos, dificultades y satisfacciones que surgieron a lo largo del camino. Más que un compañero de trabajo, me llevo de este proceso una gran amistad y la satisfacción de haber alcanzado esta meta juntos.

Kuri Amanki Guerrero Artes

RESUMEN EJECUTIVO

El creciente interés por la reutilización de baterías provenientes de vehículos híbridos y la necesidad de promover soluciones energéticas sostenibles han impulsado el desarrollo de alternativas para el almacenamiento de energía en sistemas fotovoltaicos. En este contexto, la presente investigación tuvo como objetivo diseñar y construir una pequeña central de generación eléctrica basada en energía solar fotovoltaica, utilizando baterías de níquel-hidruro metálico (Ni-MH) recuperadas de vehículos híbridos como sistema de almacenamiento. Para ello, se realizó una revisión bibliográfica de las tecnologías de generación y almacenamiento, seguida del dimensionamiento y simulación del sistema mediante software especializado. Posteriormente, se evaluaron cuatro bancos de baterías híbridas, obteniéndose 96 módulos Ni-MH, los cuales fueron sometidos a inspección visual, medición de resistencia interna y ciclos controlados de carga y descarga para determinar su estado de carga (SOC) y estado de salud (SOH). Como resultado, 9 módulos alcanzaron valores de SOH superiores al 70 %, con resistencias internas que oscilaron entre 0.006 y 0.008 Ω y 20 módulos presentaron valores cercanos al 50 % resistencias internas que oscilaron entre 0.009 y 0.02 Ω, permitiendo seleccionar los de mejor desempeño para conformar un banco de baterías en configuración 3S3P (24 V y aproximadamente 13 Ah). El prototipo fue integrado mediante un panel fotovoltaico de 550 W, un controlador de carga MPPT y un inversor de DC 24 V a AC 110 V. Durante las pruebas experimentales, el banco suministró energía durante 120 minutos, registrando una disminución de voltaje de 23.8 V a 21.2 V, manteniéndose por encima del límite de descarga establecido (19.5 V). En el proceso de recarga, el panel operó entre 38 V y 43 V, mientras que el controlador entregó corrientes de hasta 6 A, permitiendo incrementar el voltaje del banco desde 22.4 V hasta 24.5 V en aproximadamente 105 minutos. Estos resultados demuestran la viabilidad técnica de reutilizar baterías Ni-MH provenientes de vehículos híbridos en sistemas fotovoltaicos de pequeña escala, favoreciendo el aprovechamiento de fuentes renovables, la economía circular y la reducción del impacto ambiental asociado a la disposición final de estos sistemas.

Palabras clave: energía fotovoltaica, baterías Ni-MH, segunda vida, almacenamiento de energía, vehículos híbridos, energías renovables.

ABSTRACT

The growing interest in reusing batteries from hybrid vehicles and the need to promote sustainable energy solutions have driven the development of alternative energy storage solutions in photovoltaic systems. In this context, the present research aimed to design and build a small photovoltaic solar power generation plant using nickel-metal hydride (Ni-MH) batteries recovered from hybrid vehicles as the energy storage system. To this end, a literature review of generation and storage technologies was conducted, followed by system sizing and simulation using specialized software. Subsequently, four banks of hybrid batteries were evaluated, yielding 96 Ni-MH modules. These modules were subjected to visual inspection, internal resistance measurement, and controlled charge and discharge cycles to determine their state of charge (SOC) and state of health (SOH). As a result, 9 modules achieved SOH values above 70%, with internal resistances ranging from 0.006 to 0.008 Ω, and 20 modules showed values close to 50%, with internal resistances ranging from 0.009 to 0.02 Ω. This allowed for the selection of the best-performing modules to form a battery bank in a 3S3P configuration (24 V and approximately 13 Ah). The prototype was integrated using a 550 W photovoltaic panel, an MPPT charge controller, and a 24 V DC to 110 V AC inverter. During the experimental tests, the bank supplied power for 120 minutes, registering a voltage decrease from 23.8 V to 21.2 V, remaining above the established discharge limit (19.5 V). During the charging process, the panel operated between 38 V and 43 V, while the controller delivered currents of up to 6 A, allowing the battery bank's voltage to increase from 22.4 V to 24.5 V in approximately 105 minutes. These results demonstrate the technical feasibility of reusing Ni-MH batteries from hybrid vehicles in small-scale photovoltaic systems, promoting the use of renewable energy sources, the circular economy, and reducing the environmental impact associated with the final disposal of these systems.

Keywords: photovoltaics, Ni-MH batteries, second life, energy storage, hybrid vehicles, renewable energy

LISTA DE SIGLAS

MW. Megavatios

GLP. Gas licuado de petróleo

INER. Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables

Ni-MH. Níquel-Metal Hidruro

SOC. State of Charge o Estado de Carga

SOH. State of Health o Estado de Salud

OCV. Open Circuit Voltage o voltaje de circuito abierto

ODS. Objetivos de Desarrollo Sostenible

LOSPEE. Ley orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

LOEE. Orgánica de Eficiencia Energética

Ton: Tonelada

TWh. Teravatio-hora

TCAC. Tasa de Crecimiento Anual Compuesta

Mt. megatoneladas

AEADE. Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador

BEV. Battery Electric Vehicle o vehículo eléctrico de batería

HSP. Hora solar pico

kW. Kilovatio

LCOE. Levelized Cost of Energy/Electricity o Costo Nivelado de Energía

kWh. Kilovatios hora

mAh. Miliamperios hora

IEA. Agencia Internacional de Energía

IRENA. Agencia Internacional de Energías Renovables

BESS. Battery Energy Storage System o Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías

C-Rate. Tasa de carga y descarga

DOD. Depth of Discharge o Profundidad de descarga

BMS. Battery Management System o Sistema de Gestión de Baterías

ACV. Análisis del ciclo de Vida

NREL. National Renewable Energy Laboratory o Laboratorio Nacional de Energías Renovables

RG. Rendimiento Global

APG. Alumbrado Público General

ÍNDICE TEMÁTICO

ÍNDICE DE TABLAS xiv
ÍNDICE DE IMÁGENES xv
ÍNDICE DE ANEXOS xvii
ÍNDICE DE ECUACIONES xviii
CAPÍTULO I 1
INTRODUCCIÓN 1
1.1. Problema de investigación 1
1.2. Objetivos 2
1.2.1 Objetivo General 2
1.2.2 Objetivos Específicos: 2
1.3. Alcance 3
1.4. Justificación 4
CAPÍTULO II: 7
MARCO TEÓRICO 7
2.1. Descarbonización de la movilidad 7
2.1.1. Contexto energético y transición energética 7
2.1.2. Fuentes de energía renovable 7
2.1.3. Crecimiento de las energías renovables 8
2.1.4. Electrificación del trasporte en Ecuador 9
2.2. Generación de electricidad a partir de fuentes renovables 11
2.2.1. Energía Hidroeléctrica 12
2.2.2. Energía Eólica 14
2.2.3. Energía solar fotovoltaica 16
2.2.4. Análisis comparativo de fuentes renovables para generación eléctrica 23
2.3. Sistemas de almacenamiento de energía 26
2.3.1. Características de las baterías 27
2.3.2. Tipos de encapsulados de baterías 34
2.3.3. Tipos de Baterías según su química 34
2.3.4. Sistema de gestión (BMS) 37
2.4. Análisis del ciclo de vida y economía circular (ACV) 39
2.4.1. Enfoque de economía circular en sistemas de almacenamiento 39
2.4.2. Evaluación del ciclo de vida aplicada a baterías reutilizadas 40
2.4.3. Diagnóstico, selección y reacondicionamiento de baterías para segunda vida útil 41
2.4.4. Comparación ambiental: Huella de carbono y Consumo energético 42
CAPÍTULO III: 43
MATERIALES Y MÉTODOS 43

3.1 METODOLOGÍA 43
3.1.1. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico 44
3.1.2. Simulación del sistema 54
3.1.3. Diagnóstico, selección y reutilización de baterías Ni-MH 65
3.1.4. Construcción del Prototipo 73
CAPÍTULO IV: 77
RESULTADOS Y ANÁLISIS 77
4.1.1. Resultados del dimensionamiento del sistema fotovoltaico 77
4.1.2. Resultados de la simulación del sistema fotovoltaico 82
4.1.3. Resultados del diagnóstico de baterías 90
4.1.4. Construcción del prototipo 105
CAPITULO V 120
5.1 CONCLUSIONES 120
5.2 RECOMENDACIONES 121
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 123
ANEXOS 132

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Impacto de las energías renovables 7
Tabla 2. Proyección de la matriz energética y emisiones de CO2 en América (2023-2030) 9
Tabla 3. Ventas de vehículos por tipo de Energía 11
Tabla 4. Componentes de la Central hidroeléctrica 13
Tabla 5. Tipos de Centrales Hidroeléctricas 13
Tabla 6. Funciones de los principales componentes de un aerogenerador 15
Tabla 7. Principales diferencias entre los dos tipos de aerogeneradores 15
Tabla 8. Tipos de paneles solares 19
Tabla 9. Tipos de sistemas Fotovoltaicos 22
Tabla 10. Evaluación integral de tecnologías renovables 24
Tabla 11. Voltaje nominal y voltaje en circuito abierto de diferentes tipos de baterías 28
Tabla 12. Rangos de capacidades de los distintos tipos de baterías 29
Tabla 13. Relación entre C-Rate y tiempo de descarga 29
Tabla 14. Métodos de diagnóstico de una batería 31
Tabla 15. Tipos de encapsulados de baterías y sus características 34
Tabla 16. Coeficiente de Pérdidas por Verificación 47
Tabla 17. Valores nominales de los módulos Ni-MH 51
Tabla 18. Parámetros geográficos del sitio de estudio 58
Tabla 19. Parámetros estimados a partir de la definición geográfica del sitio 58
Tabla 20. Parámetros definidos para el modelo personalizado de baterías Ni-MH 63
Tabla 21. Valor de resistencias internas de diferentes químicas de baterías 72
Tabla 22. Consumos diarios de la vivienda 78
Tabla 23. Parámetros considerados para el cálculo del rendimiento global 78
Tabla 24. Potencia requerida del generador fotovoltaico 79
Tabla 25. Características de los bancos de baterías Ni-MH seleccionados para evaluación 91
Tabla 26. Resultados del proceso de descarga para estimar el SOH 93
Tabla 27. Resultados de carga final de todos los módulos 94
Tabla 28. Resultados de la resistencia interna de diferentes módulos de baterías 96
Tabla 29. Registro termográfico de módulos Ni-MH seleccionados 99
Tabla 30. Resultados de autodescarga al pasar los días 101
Tabla 31. Variación de la capacidad al realizar varios ciclos de carga 103
Tabla 32. Tabla de los parámetros del regulador 108
Tabla 33. Registro de variables eléctricas durante la descarga del banco de baterías 110
Tabla 34. Parámetros eléctricos registrados durante el proceso de carga 114
Tabla 35. Inversión Inicial en Equipamiento Base (Común a todos los casos) 117

ÍNDICE DE IMÁGENES

Figura 1. Generación mundial de electricidad por fuente 8
Figura 2. Ventas mensuales de vehículos Híbridos 10
Figura 3. Ventas mensuales de vehículos Eléctricos 11
Figura 4. Central Hidroeléctrica 12
Figura 5. Aerogenerador 14
Figura 6. Hora solar Pico 16
Figura 7. Global Solar Atlas Ecuador 17
Figura 8. Efecto Fotovoltaico 18
Figura 9. Geometría Solas y Posicionamiento del Observador 20
Figura 10. Efectos de la irradiancia 21
Figura 11. Efecto de la temperatura 21
Figura 12. Evolución de costos de instalación, capacidad y LCOE (2010–2024) 23
Figura 13. Comparación de tecnologías renovables 25
Figura 14. Comparación de tecnologías de almacenamiento energético 26
Figura 15. Construcción de placa de celda de batería de plomo-ácido 35
Figura 16. Diagrama eléctrico simplificado de un sistema de gestión de baterías (BMS) 38
Figura 17. Representación del ACV 39
Figura 18. Evolución de emisiones ACV de vehículos BEV (gCO_2e/km) 40
Figura 19. Esquema metodológico del desarrollo del proyecto 44
Figura 20. Flujograma del proceso de dimensionamiento del sistema fotovoltaico 45
Figura 21. Flujograma para el dimensionamiento del banco de baterías 51
Figura 22. Flujograma para la simulación del sistema 56
Figura 23. Selección de la modalidad de simulación del sistema fotovoltaico en PVsyst 57
Figura 24. Ubicación geográfica del sitio de estudio en el software PVsyst 59
Figura 25. Configuración de datos meteorológicos mediante Meteonorm en PVsyst 60
Figura 26. Configuración de la variante de simulación del sistema fotovoltaico en PVsyst 61
Figura 27. Configuración del perfil de consumo energético del usuario en PVsyst 62
Figura 28. Configuración del modelo personalizado de baterías Ni-MH en PVsyst 64
Figura 29. Elección del tipo de Panel en PVsyst 65
Figura 30. Proceso de diagnóstico, selección y reutilización de módulos Ni-MH 66
Figura 31. Equipo CQ3-4X100W empleado para el diagnóstico de módulos Ni-MH 67
Figura 32. Etiquetado e identificación de módulos Ni-MH del banco n°1 del Toyota Prius 67
Figura 33. Medición del voltaje en VOC de módulos Ni-MH mediante multímetro digital 68
Figura 34. Proceso de primera carga banco n°1 del Toyota Prius 69
Figura 35. Proceso de descarga banco n°1 del Toyota Prius 70
Figura 36. Proceso de carga final banco n°1 del Toyota Prius 70
Figura 37. Modelado en 3D de la estructura de soporte para el módulo fotovoltaico 74
Figura 38. Diseño CAD y soporte mecánico del paquete de baterías recuperadas 75
Figura 39. Inversor 81
Figura 40. Regulador de carga 81
Figura 41. Irradiación horizontal Casas de campo 82
Figura 42. Desglose de consumos domésticos y balance energético mensual en PVsyst 83
Figura 43. Determinación de la demanda máxima horaria 84
Figura 44. Determinación del ángulo de inclinación del panel fotovoltaico en PVsyst 85
Figura 45. Configuración de las Baterías Ni-MH, autonomía y balance energético 86
Figura 46. Parámetros eléctricos del panel fotovoltaico utilizado en la simulación 87
Figura 47. Balance energético anual del sistema fotovoltaico simulado en PVsyst 88
Figura 48. Producción energética y distribución de pérdidas del sistema fotovoltaico 89

Figura 49. Relación entre la temperatura del módulo y la irradiancia efectiva 90
Figura 50. Gráfica de Correlación: Voltaje (V) y Profundidad de Descarga (%) 92
Figura 51. Análisis comparativo de la distribución del SOH entre bancos de baterías 95
Figura 52. Software TOPINFRARED 98
Figura 53. Balance de cargas 105
Figura 54. Voltaje por cada módulo 105
Figura 55. Estructura base de anclaje y soporte inclinado para el módulo solar 106
Figura 56. Voltaje total del banco de baterías Ni-MH configurado en 3S3P 107
Figura 57. Montaje e implementación del panel dentro de la estructura desarrollada 107
Figura 58. Reconocimiento de la tensión proveniente del Panel solar 109
Figura 59. Reconocimiento de la corriente proveniente del Panel solar 109
Figura 60. Variación de la tensión del banco de baterías durante la descarga 112
Figura 61. Variación de la corriente del banco de baterías durante la descarga 112
Figura 62. Variación de la potencia del banco de baterías durante la descarga 113
Figura 63. Variación de tensión del panel FV y banco de baterías durante la carga 115
Figura 64. Variación de la corriente del panel FV y banco de baterías durante la carga 115

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Ficha técnica equipo CQ3-4X100W 133
Anexo 2. Especificaciones técnicas del Panel Bifacial Longi 550W 134
Anexo 3. Especificaciones técnicas del inversor 135
Anexo 4. Características técnicas del Regulador de carga Tracer 3210AN 135
Anexo 5. Datos de descarga para estimar el SOH de los módulos 136
Anexo 6. Resultados de carga final de todos los módulos 139
Anexo 7. Instalación final del sistema fotovoltaico 142

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación_(1) *46*
Ecuación_(2) *46*
Ecuación_(3) *48*
Ecuación_(4) *49*
Ecuación_(5) *49*
Ecuación_(6) *52*
Ecuación_(7) *52*
Ecuación_(8) *52*
Ecuación_(9) *53*
Ecuación_(10) *53*
Ecuación_(11) *54*
Ecuación_(12) *54*
Ecuación_(13) *71*
Ecuación_(14) *71*
Ecuación_(15) *72*

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Problema de investigación

En Ecuador, el acceso confiable a la electricidad sigue siendo un obstáculo en muchos de sus sectores rurales o periurbanos. Aunque el país ha logrado una cobertura eléctrica nacional de 98.7 %, persisten problemas en la calidad del servicio eléctrico [1]. Durante 2023 y 2024, el país enfrentó apagones programados por una severa crisis energética relacionada con la estacionalidad hídrica y la baja disponibilidad de embalses en centrales hidroeléctricas.

La dependencia de centrales hidroeléctricas como Coca Codo Sinclair y Sopladora, evidenció la vulnerabilidad del sistema eléctrico Nacional, Coca Codo Sinclair entre el 1 y el 26 de octubre del 2024 genero solo 576 megavatios (MW), el 39% de su capacidad diseñada de 1500MW [2]. Ante esta situación, Ecuador dependió de las centrales térmicas que utilizan derivados del petróleo como gasolina, diésel o el fuel oíl para generar electricidad, en las épocas de sequía o cuando las hidroeléctricas no operan a plena capacidad, obligando al país a recurrir a fuentes térmicas más costosas y contaminantes. Según el Balance Energético Nacional 2023 del Ministerio de Energía y Minas, la mayor parte de energía consumida en el país provino del diésel representando el 32.5% del total, seguido de las gasolinas con un 27.5%, mientras que la Electricidad contribuyo con el 18.1% y el gas licuado de petróleo (GLP) con 10.5% [3]. En cuanto a emisiones, El Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del Ministerio del Ambiente, Agua y transición Ecológica reporta que, en 2022, el sector energético generó 38.787 kilotoneladas de CO_2, principalmente por el uso de combustibles fósiles en generación eléctrica y transporte [4].

No obstante, existe una alternativa para cubrir con la demanda energética y reducir contaminantes, este es el sol. Según el Atlas Solar del Ecuador, elaborado por el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER), gran parte del territorio recibe una irradiación solar promedio de entre 3.5 y 5.5 KWh/m2/día, ubicándolo entre los más privilegiados en términos de disponibilidad de energía solar [5] La transición a esta energía no es tan sencilla. En zonas remotas, el almacenamiento energético es una barrera sumada al inadecuado manejo de residuos, especialmente de baterías recargables como el plomo-ácido , níquel- cadmio o níquel metal hidruro, al desecharse de forma incorrecta liberan cadmio, plomo y níquel, contaminando suelos y fuentes de agua dulce , representando un riesgo para la salud humana [6].

El país cuenta con limitada infraestructura para gestionar estos residuos peligrosos, una brecha crítica señalada por el Ministerio del Ambiente. En el sector automotriz, el encapsulamiento es el método más aplicado para mitigar impactos, aunque técnicas avanzadas como la hidrometalurgia y la pirometalurgia aún no se aplican ampliamente por falta de tecnología, normativas claras y estudios de viabilidad económica [7].

1.2. Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Diseñar una pequeña central de generación eléctrica que integre fuentes renovables y un sistema de almacenamiento energético en baterías reutilizadas de Ni-MH, en base a un proceso de diagnóstico del estado de carga (SOC) y el estado de salud (SOH) de baterías.

1.2.2 Objetivos Específicos:

- Analizar la radiación solar disponible y las tecnologías actuales de generación (paneles solares) y almacenamiento (baterías Ni-MH), mediante un estudio bibliográfico, para fundamentar el diseño del sistema fotovoltaico adaptado a las condiciones locales.

- Realizar el diseño y el dimensionamiento de un prototipo experimental de generación eléctrica considerando el uso de paneles solares e integrando baterías de Ni-MH, posteriormente validarlo mediante simulaciones en un software especializado.
- Determinar el estado de carga (SOC) y el estado de salud (SOH) de baterías usadas para su recuperación y reutilización, con el fin de darles una segunda vida útil e incorporarlas en un sistema de generación eléctrica y almacenamiento de energía doméstico.
- Construir un sistema de generación eléctrica utilizando baterías recuperadas, basándose en los datos obtenidos a partir de simulaciones, con el propósito de evaluar su viabilidad y eficiencia en aplicaciones reales.

1.3. Alcance

El presente trabajo de titulación se enfocará en diseñar un sistema de generación y almacenamiento de energía eléctrica basada en energía fotovoltaica, empleando baterías recicladas de vehículos híbridos (Ni-MH). En este contexto, el estudio se desarrollará en la ciudad de Cotacachi, específicamente en un sector aledaño donde el acceso al alumbrado público es limitado e inexistente, lo que evidencia la necesidad de soluciones energéticas autónomas, se realizará el diseño y cálculo de un sistema fotovoltaico para cubrir un consumo diario de 2 kWh hasta 5 kWh, considerando el uso de distintos electrodomésticos de bajo consumo tales como una computadora, una televisión, iluminación de habitaciones, entre otros. Este estudio estará basado en una investigación bibliográfica, en donde se analizará, datos de radiación solar y las tecnologías actuales de generación (paneles solares) y almacenamiento (baterías Ni-MH). A partir de dicho análisis, se determinará el número, tipo y capacidad de los paneles solares necesarios para satisfacer de manera eficiente nuestro sistema. Al disponer de baterías de Ni-MH provenientes de vehículos híbridos, específicamente del modelo Toyota Prius, se procederá con el respectivo diseño utilizando un software de simulación dinámico de sistemas, basado en el análisis del estado de carga (SOC), aplicando métodos como la curva de

tensión en circuito abierto (OCV) y validaciones mediante simulaciones dinámicas. Para determinar la viabilidad de las baterías, se examinará su estado de salud (SOH) mediante procesos de carga y descarga que medirán variables clave: resistencia interna y capacidad residual. El objetivo de este diagnóstico es habilitar su uso en sistemas de almacenamiento doméstico. Cabe destacar que, aunque estas unidades ya concluyeron su ciclo operativo en vehículos eléctricos, retienen entre el 70% y el 80% de su capacidad original [6]. A partir de este balance, se calculará el volumen requerido de celdas, su configuración final en serie o paralelo, y se determinarán tanto el regulador idóneo como el resto de componentes para la gestión del sistema.

Finalmente, de acuerdo a los datos obtenidos se llevará a cabo la construcción de nuestro sistema de generación y almacenamiento eléctrico reutilizando baterías de Ni-MH. Esta etapa permitirá evaluar su funcionamiento, eficiencia energética y viabilidad técnica en aplicaciones reales, como el suministro eléctrico en una vivienda rural o en una zona aislada de la red eléctrica.

1.4. Justificación

El diseño de una pequeña central de generación eléctrica basada en fuentes renovables y baterías reutilizadas de vehículos híbridos como medio de almacenamiento energético, se sustenta en varios marcos legales nacionales e internacionales que promueven el desarrollo sostenible, el uso de tecnologías limpias y eficiencia energética.

El desarrollo de estas tecnologías no solo constituye una alternativa técnica y ambientalmente viable, sino que responde directamente al marco normativo del Ecuador y a sus políticas de Estado. En particular, la propuesta impacta de forma directa en el ODS 7 (Energía asequible y no contaminante), orientado a universalizar el acceso a servicios energéticos modernos, eficientes y sustentables [8]. El vínculo con este objetivo se materializa en tres niveles: primero, responde a la meta 7.1 al plantear una central renovable autónoma capaz de

suministrar electricidad fiable en sectores rurales o aislados de la red; segundo, impulsa la meta 7.2 mediante un diseño fotovoltaico que diversifica la matriz energética local; y tercero, se alinea con la meta 7.3 al integrar baterías de vehículos híbridos en su segunda vida, una estrategia de economía circular que optimiza recursos preexistentes [9]. Asimismo, el proyecto se conecta con el ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura), promoviendo la resiliencia tecnológica y la industrialización sostenible a través del aprovechamiento técnico local.

El proyecto cumple la meta 9.4 que plantea ´´modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo tecnologías limpias y ambientales racionales´´[9] . La reutilización de baterías de vehículos híbridos y la implementación de sistemas de control electrónico para la gestión de la energía en este proyecto se alinean con esta meta.

Desde del marco normativo ecuatoriano, el proyecto se alinea con la Constitución, que guían las políticas públicas y los proyectos de desarrollo en el país. En primer lugar, el articulo 413 dispone que *´´el Estado promoverá la eficiencia energética , el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientales limpias y sanas , así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua´´*[10]. Esta propuesta cumple con dicho mandato al aprovecha recursos energéticos limpios como la luz solar y fomentar la economía circular mediante la reutilización de componentes tecnológicos que aún conservan una vida útil considerable. Esta visión se ve reforzada por la intención de reducir el uso de combustibles fósiles y mitigar la generación de desechos peligrosos.

En el marco de la Ley orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), el proyecto se encuentra alineado con los principios fundamentales que rigen el servicio eléctrico en el Ecuador, tales como la eficiencia, la sustentabilidad y accesibilidad. El artículo 1 de esta ley establece como prioridad *´´la promoción y ejecución de planes y proyectos como fuentes de*

energías renovables, y el establecimiento de eficiencia energética´´[11]. En concordancia con ello, se plantea una solución energética distribuida que puede implementarse en zonas rurales o aisladas del país.

Asimismo, la Ley Orgánica de Eficiencia Energética (LOEE) tiene como finalidad regular el uso eficiente y racional de la energía, y su artículo 3 establece como los principios rectores la sostenibilidad, el desarrollo tecnológico, la eficiencia energética y la economía circular [12].

CAPÍTULO II:

MARCO TEÓRICO

2.1. Descarbonización de la movilidad

2.1.1. Contexto energético y transición energética

La transición energética se refiere al proceso progresivo mediante el cual los sistemas energéticos tradicionales evolucionan hacia modelos sostenibles, eficientes y amigables con el medio ambiente [13]. Este proceso tiene como objetivo principal disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y reducir las emisiones contaminantes, impulsando el uso de fuentes de energía renovables, así como la incorporación de nuevas tecnologías de almacenamiento y gestión de la energía [14].

2.1.2. Fuentes de energía renovable

Las fuentes de energía renovable son aquellas que se obtienen a partir de recursos naturales que se regeneran de manera continua, como la energía solar, eólica, hidráulica, la biomasa y la geotérmica[15]. Su aprovechamiento genera un menor impacto ambiental que los combustibles fósiles, por lo que constituye una alternativa clave frente al agotamiento de recursos no renovables y la contaminación, contribuyendo directamente al desarrollo sostenible y a la protección del medio ambiente [16].

En la Tabla 1 se detallan los parámetros de capacidad, reducción de emisiones y eficiencia según el tipo de tecnología renovable.

Tabla 1. Impacto de las energías renovables

Tecnología Renovable	Capacidad Instalada (MW)	Reducción de Emisiones (Ton CO2/año)	Eficiencia (%)
Solar Fotovoltaica	1500	1800000	19.5
Hidráulica	3800	4200000	80
Eólica	2000	2500000	35
Biomasa	1200	1500000	45
Solar Térmica	800	950000	72

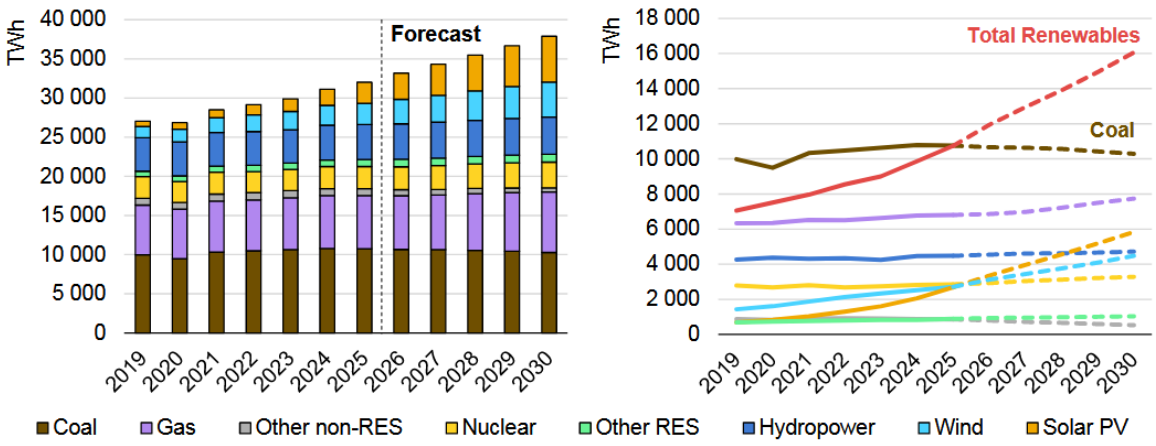
Tomado de: [16].

2.1.3. Crecimiento de las energías renovables

Se estima que la generación de electricidad a partir de fuentes renovables crecerá anualmente en alrededor de 1050 TWh. De este incremento, más de 600 TWh por año corresponderán exclusivamente a la energía solar fotovoltaica hasta 2030, impulsada por su acelerada implementación en diversas regiones del mundo y por la significativa reducción de sus costos de producción e instalación [17].

La Figura 1 muestra la evolución de la generación mundial de electricidad por fuente entre 2019 y 2030, destacando el crecimiento acelerado de la energía solar y eólica y la reducción relativa de la participación del carbón en la matriz energética global.

Figura 1. Generación mundial de electricidad por fuente



Tomado de: [18].

Se proyecta que las energías renovables mantendrán un crecimiento sostenido hasta 2030, con una tasa promedio anual del 8.4 %. En este período, la participación de las energías renovables variables principalmente solar fotovoltaica y eólica aumentará del 17 % en 2025 al 27 % en 2030 [17].

Se presenta a continuación la Tabla 2 un resumen de la oferta eléctrica y las emisiones de CO_2 en América, destacando la participación por fuente y sus proyecciones de crecimiento al 2030.

Tabla 2. Proyección de la matriz energética y emisiones de $\mathbf{CO_2}$ en América (2023-2030)

Fuente (TWh)	2023	2024	2025	2030	Índice de crecimiento 2023-2024	Índice de crecimiento 2024-2025	TCAC 2026-2030
Nuclear	934	941	941	952	0.8%	0.1%	0.2%
Carbón	849	820	915	650	-3.3%	11.5%	-6.6%
Gas	2400	2490	2416	2738	3.7%	-3.0%	2.5%
Otros no renovables	175	165	162	118	-5.7%	-1.8%	-6.1%
Total, de Energías Renovables	2502	2618	2750	3437	4.6%	5.1%	4.6%
Total, de Generación	6860	7034	7184	7895	2.5%	2.1%	1.9%
Emisiones (Mt CO_2)	**2023**	**2024**	**2025**	**2030**	**Índice de crecimiento 2023-2024**	**Índice de crecimiento 2024-2025**	**TCAC 2026-2030**
Total, de emisiones	1921	1920	1979	1825	-0.1%	3.1%	-1.6%

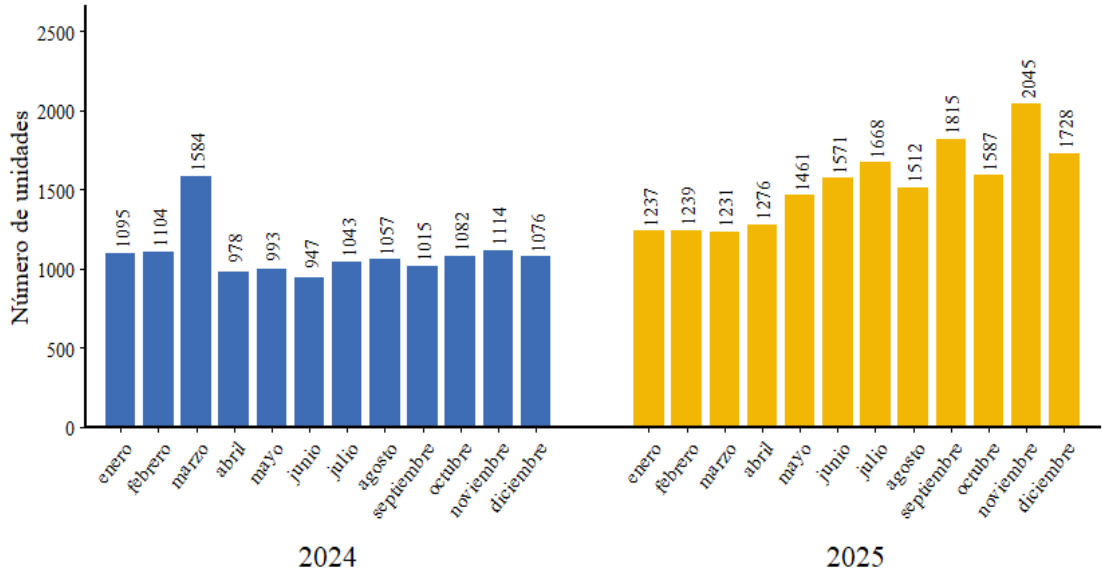
Tomado de: [17].

2.1.4. Electrificación del trasporte en Ecuador

La incorporación de vehículos híbridos y Eléctricos en Ecuador ha ido en aumento como parte de los esfuerzos por reducir el uso de combustibles fósiles y disminuir las emisiones contaminantes, este análisis aborda la evolución de esta tecnología en el país y su impacto en el mercado actual [19].

Los datos presentados en la Figura 2 detallan la evolución del mercado desde inicios de 2024 hasta finales de 2025, permitiendo visualizar no solo el volumen de ventas, sino también el comportamiento estacional y la aceleración en la adopción de nuevas tecnologías [20]. Los vehículos híbridos han demostrado una resiliencia y un crecimiento significativo, consolidándose como una alternativa cada vez más atractiva para los consumidores ecuatorianos [21]. Este crecimiento sostenido en los últimos años es un indicativo clave para el desarrollo y aceptación del parque automotor híbrido y eléctrico.

Figura 2. Ventas mensuales de vehículos Híbridos



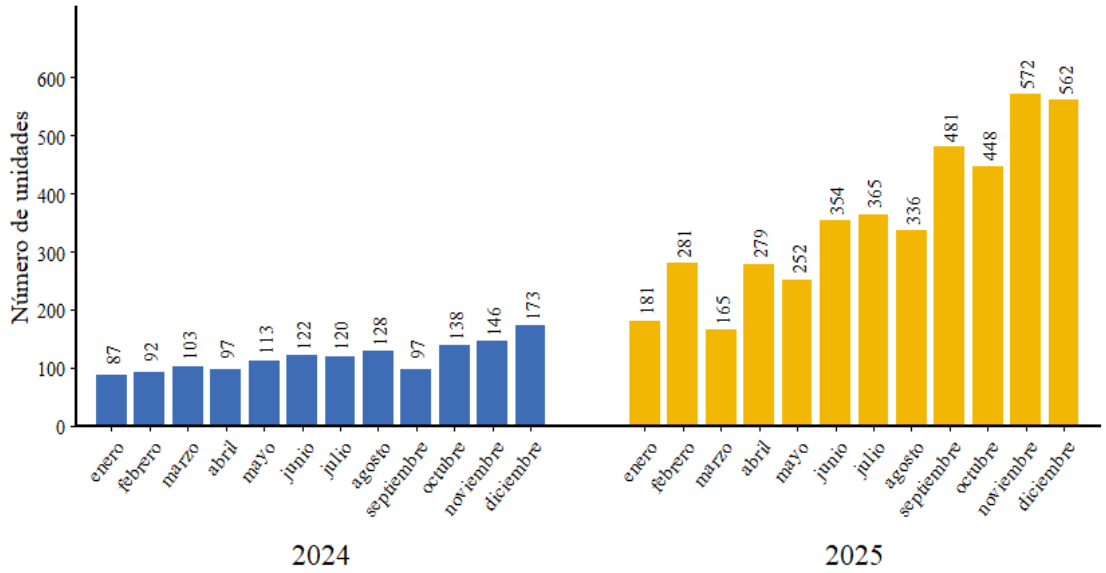
Tomado de: [20].

Desde 2011, las ventas de híbridos en Ecuador han pasado de 1505 unidades a un total de 12726 unidades en 2024. Esto representa un crecimiento exponencial que subraya un cambio en las preferencias de los consumidores y una mayor oferta en el mercado [21].

Además, varias marcas adicionales contribuyen al ecosistema híbrido ecuatoriano, aunque con participaciones menores. Entre ellas destacan Nissan, Geely, Citroën, RAM, Mercedes-Benz, Subaru, BMW, Ford, BYD, DFSK, Hyundai, Land Rover, Audi, entre otras [22].

Es importante resaltar el caso de BYD, que, si bien no lidera en híbridos, sí juega un rol fundamental en el segmento de vehículos eléctricos puros [23]. Como se observa en la Figura 3 esta relevancia se traduce en una tendencia de crecimiento sostenido para los vehículos 100% eléctricos.

Figura 3. Ventas mensuales de vehículos Eléctricos



Tomado de: [20].

2.1.4.1. Participación en el Mercado Automotriz (enero-diciembre)

Para el período de enero a diciembre de 2025 como se presenta en la Tabla 3, los vehículos híbridos representan el (14.8%) del total de las ventas. Si bien la gasolina sigue siendo el combustible dominante (52.5%) y el diésel tiene una participación significativa (29.3%), el 14.8% de los híbridos es una cifra considerable, superando con creces a los vehículos eléctricos BEV (3.4%) [20].

Tabla 3. Ventas de vehículos por tipo de Energía

Energía	Dic 24	Dic 25	Ene-Dic 24	Ene-Dic 25
Gasolina	4565	5998	62152	65326
Diésel	2887	4080	31610	36533
Híbrido	1076	1728	13088	18370
Eléctrico	173	562	1416	4276
Total	8701	12368	108266	124505

2.2. Generación de electricidad a partir de fuentes renovables

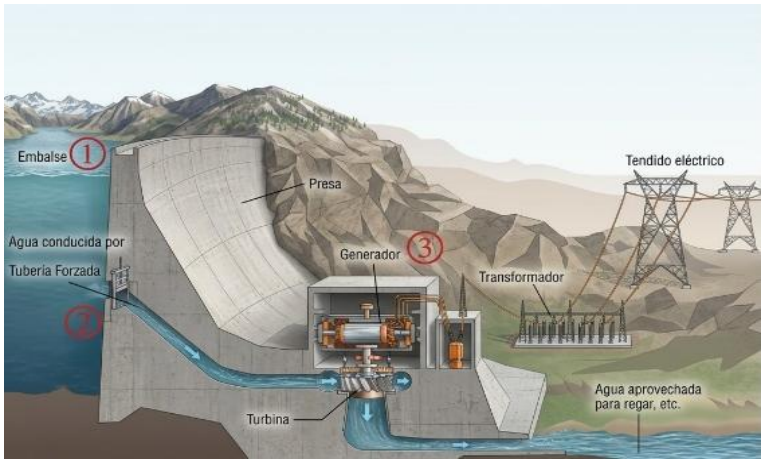
La generación de electricidad a partir de fuentes renovables aprovecha recursos naturales disponibles para producir energía eléctrica mediante diferentes tecnologías. Entre las

principales alternativas se encuentran la energía hidroeléctrica, solar, eólica y otras fuentes que presentan características particulares de generación y aprovechamiento. A continuación, se describen las principales tecnologías consideradas dentro de este contexto.

2.2.1. Energía Hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es una fuente renovable que aprovecha la energía potencial y cinética del agua en movimiento para producir electricidad. Este proceso se realiza generalmente mediante presas o centrales hidroeléctricas donde el agua almacenada se libera y fluye a través de turbinas [24]. La fuerza del agua hace girar estas turbinas, convirtiendo la energía hidráulica en energía mecánica, la cual posteriormente es transformada en energía eléctrica mediante un generador. Este tipo de generación se caracteriza por su alta eficiencia energética y por producir bajas emisiones contaminantes durante su operación [25].

Figura 4. Central Hidroeléctrica



Adaptado de: [26].

A partir de la Figura 4, es posible identificar los principales elementos que intervienen en el proceso de generación hidroeléctrica. En la Tabla 4 se describen los componentes fundamentales que conforman una central hidroeléctrica y la función que cumple cada uno dentro del sistema de generación de electricidad.

Tabla 4. Componentes de la Central hidroeléctrica

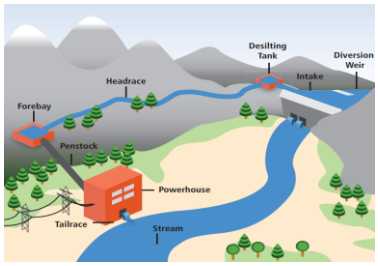
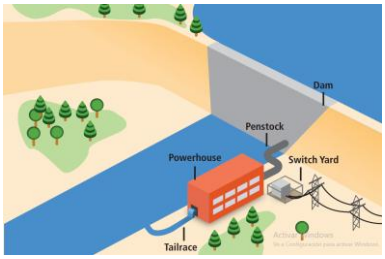
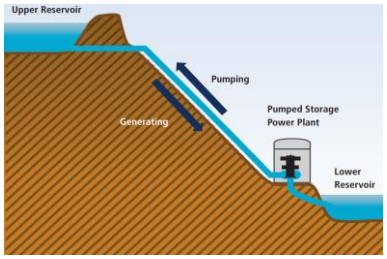
Componente	Función
Presa	Contiene el agua del río y forma el embalse para generar desnivel hidráulico.
Embalse	Depósito en que se puede almacenar agua.
Tubería forzada	Conducen el agua del embalse hacia las turbinas mediante tuberías o canales.
Casa o sala de máquinas	Edificio donde se ubican turbinas, generadores y sistemas de control.
Turbinas hidráulicas	Transforman la energía del agua en energía mecánica.
Alternador (generador)	Convierte la energía mecánica en energía eléctrica.
Transformadores	Ajustan el nivel de tensión de la electricidad generada.
Tendido eléctrico	Transportan la energía eléctrica hacia los centros de consumo.

Adaptado de:[27], [28].

2.1.1.1. Tipos de centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse según su forma de aprovechamiento del recurso hídrico. Entre las más comunes se encuentran las centrales de embalse, las centrales a filo de río (Run-of-River) y las centrales de bombeo como se puede apreciar en la siguiente Tabla 5.

Tabla 5. Tipos de Centrales Hidroeléctricas

Centrales a filo de río (Run-of-River):	Centrales con embalse:	Centrales de bombeo:
Las centrales a filo de río aprovechan el flujo natural de los ríos, por lo que su producción depende de las variaciones del flujo de agua.	Las centrales de embalse utilizan presas para almacenar grandes volúmenes de agua, lo que permite regular el caudal y garantizar una generación constante de electricidad.	Las centrales de bombeo permiten almacenar energía al bombear agua hacia un embalse superior durante periodos de baja demanda eléctrica y liberarla posteriormente para generar electricidad cuando la demanda es mayor.
		

Tomado de: [29].

2.2.2. Energía Eólica

La energía eólica es una fuente de energía renovable que aprovecha la energía cinética del viento para generar electricidad mediante dispositivos conocidos como aerogeneradores [30]. Este tipo de tecnología ha experimentado un crecimiento significativo en las últimas décadas debido a su capacidad para producir electricidad sin emisiones directas de gases contaminantes durante su operación [31].

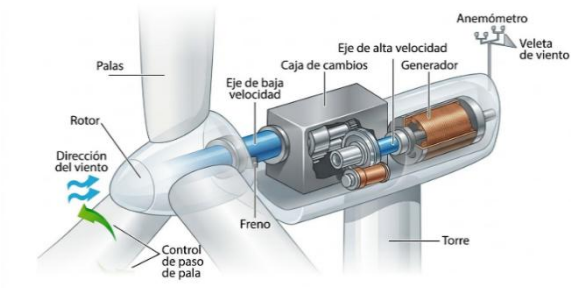
Una parte importante del recurso eólico mundial se localiza en zonas marinas profundas, donde la ausencia de obstáculos permite que el viento mantenga un flujo más estable, favoreciendo el rendimiento de las turbinas [32]. Además, al ubicarse a mayor distancia de la costa, se reduce el impacto visual sobre las áreas habitadas, lo que favorece el desarrollo de parques eólicos marinos.

2.2.2.1. Funcionamiento de los aerogeneradores

Los aerogeneradores están conformados por diversos componentes mecánicos y eléctricos que permiten captar la energía del viento y transformarla en energía eléctrica. Cada uno de estos elementos cumple una función específica dentro del proceso de generación eólica, desde la captación del viento hasta la conversión final en electricidad [33].

A partir de la Figura 5, es posible identificar los principales elementos que intervienen en el proceso de generación Eólica.

Figura 5. Aerogenerador



Adaptado de: [34].

En la Tabla 6 se presentan los principales componentes de un aerogenerador y la función que desempeñan dentro del sistema de generación eólica.

Tabla 6. Funciones de los principales componentes de un aerogenerador

Componente	Función
Rotor	Captura la energía cinética del viento y la convierte en energía mecánica de rotación.
Buje	Conecta las palas del rotor con el eje principal del aerogenerador.
Multiplicador	Incrementa la velocidad de rotación del eje para que el generador pueda producir electricidad de forma eficiente.
Generador eléctrico	Convierte la energía mecánica proveniente del rotor en energía eléctrica.
Góndola	Contiene los principales componentes mecánicos y eléctricos del aerogenerador.
Sistema de orientación	Permite orientar el aerogenerador hacia la dirección del viento para optimizar la captación de energía.
Torre	Soporta el aerogenerador y eleva el rotor a una altura donde el viento es más constante.

2.2.2.2. Tipos de aerogeneradores

Los aerogeneradores pueden clasificarse principalmente según la orientación de su eje de rotación como se muestra en la Tabla 7. En términos generales, se distinguen dos tipos principales: loa aerogeneradores de eje horizontal y los aerogeneradores de eje vertical.

Tabla 7. Principales diferencias entre los dos tipos de aerogeneradores

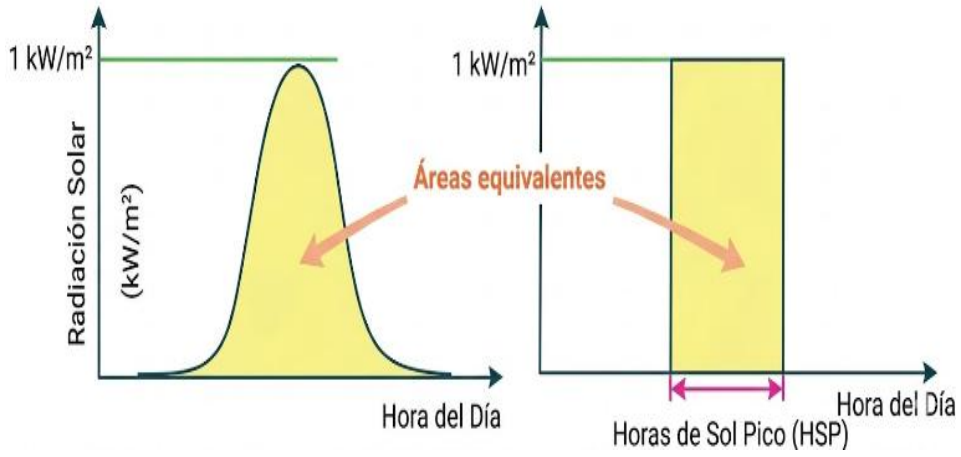
Característica	Aerogenerador de eje horizontal	Aerogenerador de eje vertical
Orientación del eje	El eje de rotación es paralelo a la dirección del viento.	El eje de rotación es perpendicular a la dirección del viento.
Eficiencia	Presenta mayor eficiencia en la conversión de energía del viento.	Generalmente menor eficiencia en comparación con los de eje horizontal.
Orientación al viento	Requiere sistemas de orientación para alinearse con la dirección del viento.	No necesita sistemas de orientación, puede captar viento desde cualquier dirección.
Aplicaciones	Utilizados principalmente en parques eólicos de gran escala.	Usados en aplicaciones de pequeña escala o entornos urbanos.
Diseño	Rotor con tres palas, el diseño más común en generación eólica.	Incluye diseños como Darrieus y Savonius.

2.2.3. Energía solar fotovoltaica

2.2.3.1. Recurso solar y evaluación del potencial

Las horas sol pico (HSP) representan el número de horas equivalentes a una irradiancia constante de 1000 W/m² recibida en un día. Este parámetro permite estimar la cantidad de energía solar disponible por metro cuadrado sobre una superficie perpendicular a la radiación solar, lo que facilita la evaluación del rendimiento potencial de los sistemas fotovoltaicos. Una representación gráfica de este concepto se muestra en la Figura 6, donde se ilustra la relación entre la irradiancia solar y el número de horas equivalentes de radiación [35].

Figura 6. Hora solar Pico



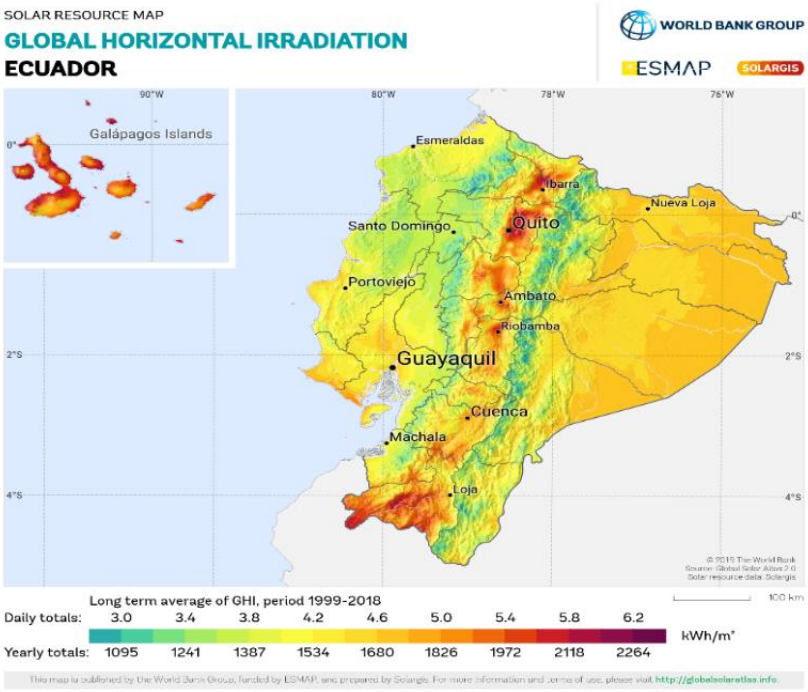
Tomado de: [36].

2.2.3.1.1. Global Atlas Solar

El Global Solar Atlas es una plataforma interactiva desarrollada por el Banco Mundial que proporciona datos geoespaciales del recurso solar a nivel mundial y permite estimar parámetros como las horas sol pico para evaluar el potencial fotovoltaico en distintas regiones, basándose en modelos satelitales y validaciones técnicas ampliamente utilizados en estudios de prefactibilidad y planificación de proyectos de energía solar [37].

Para visualizar la caracterización del recurso solar a escala país y sustentar los datos de partida del proyecto, se expone el mapa temático en la Figura 7.

Figura 7. Global Solar Atlas Ecuador



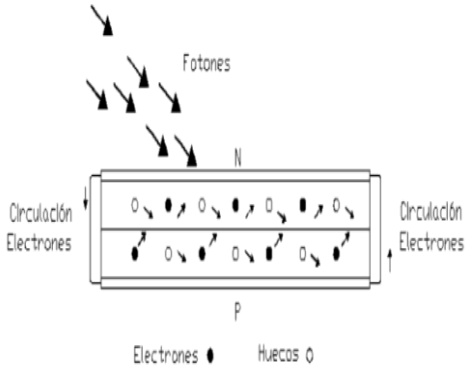
Tomado de: [37].

2.2.3.2. Principio de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos funcionan mediante el efecto fotovoltaico, un fenómeno físico que permite convertir directamente la energía de la radiación solar en energía eléctrica [38]. Este proceso ocurre cuando los fotones provenientes de la luz solar inciden sobre materiales semiconductores, comúnmente silicio, presentes en las celdas fotovoltaicas. La interacción entre los fotones y el material semiconductor provoca la liberación de electrones, generando un flujo de corriente eléctrica cuando estos se desplazan a través del material [39].

El proceso de conversión de la radiación solar en energía eléctrica se basa en la interacción entre los fotones de la luz solar y los materiales semiconductores presentes en la celda fotovoltaica. En la Figura 8 se muestra de manera esquemática el funcionamiento del efecto fotovoltaico y el movimiento de electrones generado dentro de la celda solar.

Figura 8. Efecto Fotovoltaico



Tomado de: [40].

2.2.3.2.1. Componentes de captación solar

a) Célula solar

El componente fundamental de cualquier instalación de energía solar es el generador fotovoltaico, cuyo elemento básico es la célula solar. Esta se encarga de convertir directamente la energía de los fotones provenientes de la radiación solar en energía eléctrica, mediante un proceso conocido como efecto fotovoltaico [41].

Desde el punto de vista de su funcionamiento, una célula solar se comporta de manera similar a un diodo semiconductor. La zona expuesta a la radiación solar corresponde a la región tipo N, mientras que la región tipo P se encuentra en la zona opuesta. Los terminales de conexión de la célula se sitúan en cada una de estas regiones, permitiendo la circulación de la corriente eléctrica generada [42].

b) Panel Solar

Un panel solar, también conocido como módulo fotovoltaico, está constituido por un conjunto de células solares conectadas eléctricamente entre sí, las cuales se encuentran encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Este conjunto permite transformar la radiación solar en energía eléctrica y entregar, en sus terminales de salida, una tensión continua.

Los módulos fotovoltaicos se diseñan para operar a valores específicos de tensión, como 6 V, 12 V o 24 V, entre otros, los cuales determinan la tensión de funcionamiento del sistema fotovoltaico en el que se integran, asegurando una adecuada compatibilidad con los demás componentes del sistema [43].

2.2.3.3. Tipos de paneles solares

Los paneles solares fotovoltaicos pueden clasificarse según el tipo de material semiconductor utilizado en la fabricación de sus celdas. Cada tecnología presenta diferencias en términos de eficiencia, características físicas y procesos de fabricación, lo que influye directamente en su rendimiento y en sus aplicaciones dentro de los sistemas fotovoltaicos. En la Tabla 8 se presentan los principales tipos de paneles solares y algunas de sus características más relevantes [44].

Tabla 8. Tipos de paneles solares

	Rendimiento	**Características**	**Fabricación**
Monocristalino	15-18%	Son típicas las azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí.	Se obtiene de silicio puro fundido y adoptado con boro
Policristalino	12-14%	La superficie está estructurada en cristales y contienen distintos fondos azules	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización
Amorfo	<10%	Tienen un color homogéneo, pero no existe conexión visible entre las células	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico

Tomado de: [44].

2.2.3.4. Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos

En el diseño y análisis de sistemas fotovoltaicos es necesario definir los parámetros geométricos que determinan la orientación y la posición del plano captador con respecto al sistema de coordenadas permitiendo optimizar la captación de la radiación solar incidente y mejorar el rendimiento energético del sistema.

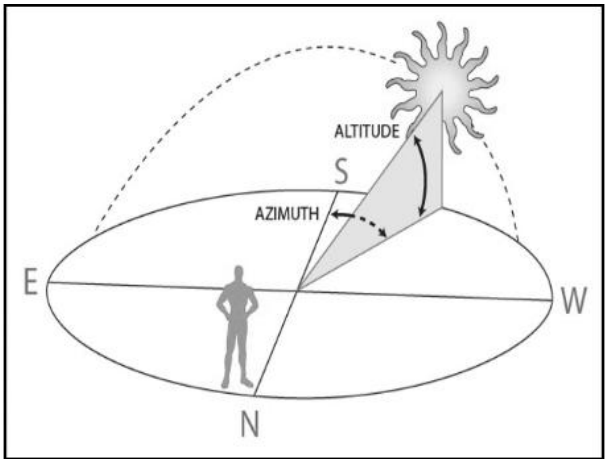
2.2.5.1. Acimut del panel

El acimut del panel es el ángulo de desviación de la superficie captadora respecto a la dirección Norte–Sur terrestre, medido sobre el plano horizontal. Este parámetro define la orientación horizontal del generador fotovoltaico dentro del sistema de coordenadas geográficas y permite determinar hacia qué dirección cardinal está orientado el módulo [45].

2.2.5.2. Inclinación del plano captador

La inclinación es el ángulo que forma la superficie del panel con el plano horizontal, equivalente al ángulo de su normal respecto a la vertical como en la Figura 9. Este parámetro determina la incidencia de la radiación solar sobre el módulo [45].

Figura 9. Geometría Solas y Posicionamiento del Observador



Tomado de: [35].

2.2.3.5. Impacto de irradiancia y temperatura en el módulo fotovoltaico

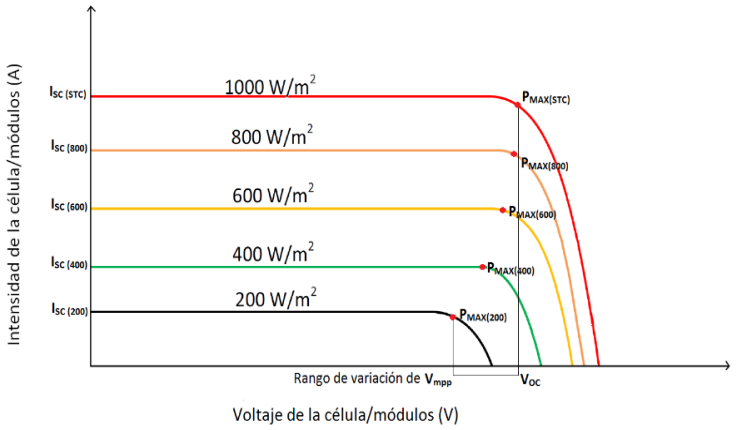
El desempeño de los módulos fotovoltaicos está directamente influenciado por las condiciones ambientales, especialmente por la irradiancia solar y la temperatura de operación.

La irradiancia determina la cantidad de energía solar que incide sobre el panel y, en consecuencia, la corriente eléctrica generada por las celdas fotovoltaicas [46].

En cambio, el aumento de la temperatura del módulo tiende a reducir el voltaje de salida, lo que puede disminuir la eficiencia del sistema. Por ello, ambos factores deben considerarse durante el diseño y análisis de sistemas fotovoltaicos para estimar con mayor precisión su rendimiento energético [47].

El efecto de la irradiancia sobre la corriente y la potencia máxima es directamente proporcional, como se puede apreciar en las siguientes gráficas (Figuras 10-11).

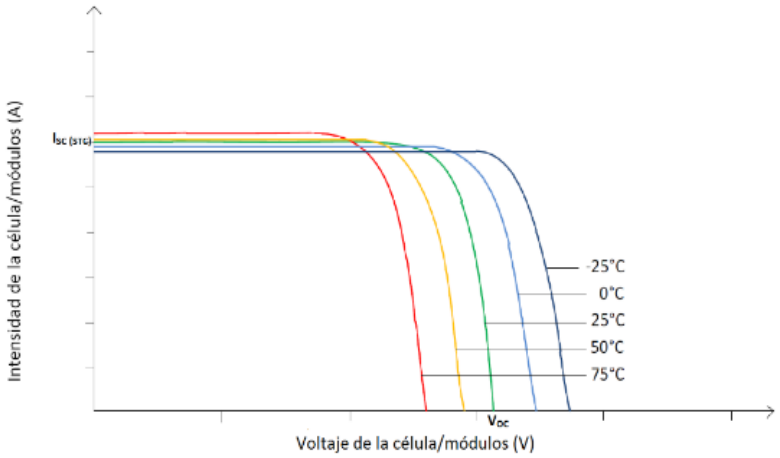
Figura 10. Efectos de la irradiancia



Tomado de: [48].

El efecto de la Temperatura sobre la tensión y la potencia máxima es inversamente proporcional.

Figura 11. Efecto de la temperatura

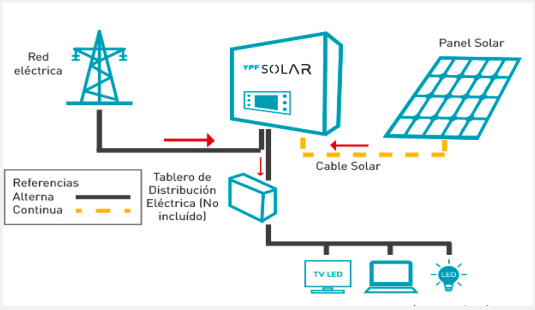
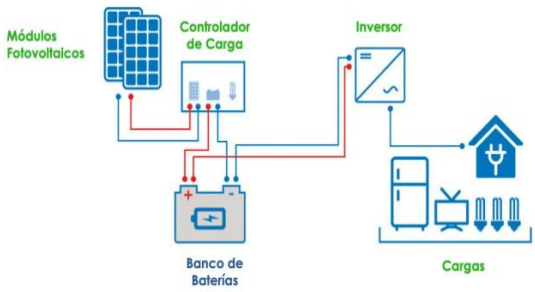
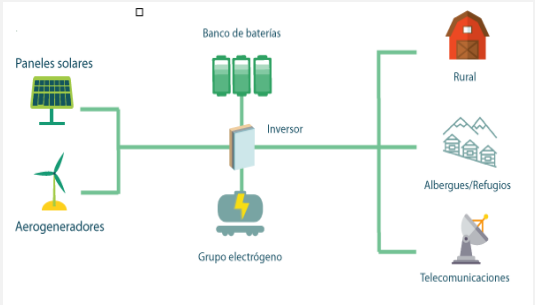


Tomado de: [48].

2.2.3.6. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican en función de su conexión a la red eléctrica y su capacidad de almacenamiento energético, criterios que determinan su configuración, operación y aplicaciones. A continuación, se presenta una síntesis Tabla 9 de los principales tipos de sistemas fotovoltaicos y sus características.

Tabla 9. Tipos de sistemas Fotovoltaicos

Tipo de sistema	Descripción técnica
Sistemas conectados a la red (on-grid) 	Sistemas que opera conectados a la red eléctrica, la cual actúa como respaldo, suministrando energía en ausencia de radiación solar. [44],[49]. El excedente de energía no consumido se inyecta a la red eléctrica y se convierte en créditos energéticos, que pueden utilizarse posteriormente cuando la generación solar es insuficiente [50].
Sistemas aislados (off-grid) 	Sistemas fotovoltaicos que operan de forma independiente, sin conexión a la red eléctrica. [44]. La energía generada se almacena en baterías para su uso en ausencia de radiación solar, siendo adecuados para zonas sin acceso a la red, garantizando el suministro continuo y la autonomía del sistema [50],[49].
Sistemas híbridos 	Los sistemas híbridos combinan la conexión a la red eléctrica con almacenamiento en baterías, permitiendo utilizar la energía generada en momentos de baja producción, reducir la dependencia de la red y optimizar el consumo eléctrico[51], [52].

Nota: Imágenes de sistemas fotovoltaicos tomados de [53], [54].

2.2.4. Análisis comparativo de fuentes renovables para generación eléctrica

El análisis comparativo de las principales fuentes de energía renovable hidroeléctrica, eólica y solar fotovoltaica, se realiza a partir de la evaluación de indicadores técnicos, económicos y operativos que permiten determinar su desempeño dentro de sistemas de generación eléctrica. En este sentido, además de parámetros como la eficiencia, el factor de capacidad, el costo nivelado de energía (LCOE) y el costo de instalación, se incorporan variables operativas como la disponibilidad del recurso, la facilidad de instalación, la modularidad, el mantenimiento y la compatibilidad con sistemas de almacenamiento energético [55].

La Figura 12 presenta la evolución de indicadores técnicos y económicos de distintas tecnologías de generación renovable, incluyendo el costo de instalación, el factor de capacidad y el LCOE. Estos datos permiten comparar su desempeño y evidencian la creciente competitividad de la energía solar fotovoltaica frente a otras alternativas.

Figura 12. Evolución de costos de instalación, capacidad y LCOE (2010–2024)

	Total installed costs (2024 USD/kW)			Capacity factor (%)			Levelised cost of electricity (2024 USD/kWh)		
	2010	2024	Percent change	2010	2024	Percent change	2010	2024	Percent change
Bioenergy	3 082	3 242	5%	72	73	1%	0.086	0.087	1%
Geothermal	3 083	4 015	30%	87	88	1%	0.055	0.060	9%
Hydropower	1 494	2 267	52%	44	48	9%	0.044	0.057	30%
Solar PV	5 283	691	-87%	15	17	13%	0.417	0.043	-90%
CSP	10 703	3 677	-66%	30	41	37%	0.402	0.092	-77%
Onshore wind	2 324	1 041	-55%	27	34	26%	0.113	0.034	-70%
Offshore wind	5 518	2 852	-48%	38	42	11%	0.208	0.079	-62%

Notes: CSP = concentrated solar power; kW = kilowatt; kWh = kilowatt hour; USD= United States dollars.

Tomado de: [55].

La integración de estos criterios permite establecer una evaluación más representativa del desempeño de cada tecnología en el contexto de sistemas de generación a pequeña escala y aplicaciones descentralizadas, donde factores como la flexibilidad, escalabilidad y facilidad de implementación adquieren mayor relevancia.

En este sentido en la Tabla 10 se presenta la comparación de las tres principales tecnologías renovables considerando tanto parámetros técnicos globales, obtenidos de reportes de organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía (IEA) y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), especialmente en el contexto de sistemas energéticos descentralizados y aplicaciones off-grid [56], [57].

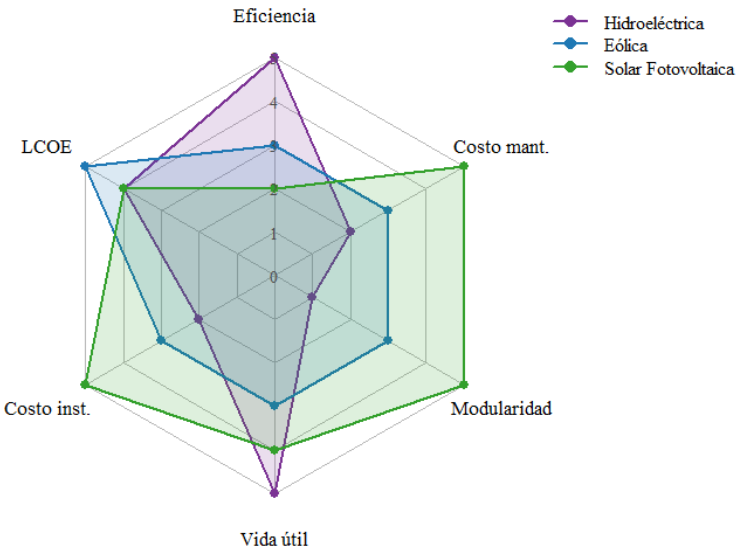
Tabla 10. Evaluación integral de tecnologías renovables

Parámetro	Hidroeléctrica	Eólica	Solar Fotovoltaica
Eficiencia (%)	85 - 95	35 - 45	18 – 23.5
Factor de capacidad (%)	40 - 60	30 - 40	18 - 25
LCOE (USD/kWh)	0.045 - 0.100	0.035 - 0.080	0.038 - 0.065
Costo de instalación (USD/kW)	1800 - 3500	1200 - 2200	600 - 1100
Vida útil (años)	>50	20 - 25	25 - 30
Modularidad (kW)	>5.0 (requiere caudal)	>1.0 (altura/viento)	<0.1 (1 panel)
Costo de mantenimiento (USD/kW*año)	30 - 60	25 - 45	10 - 18

Adaptado de: [56],[58].

Con el objetivo de integrar los diferentes parámetros evaluados en una única representación comparativa, se realiza una normalización de los criterios en una escala de 1 a 5, donde 1 representa el desempeño más bajo y 5 el más alto. Esta metodología permite homogenizar variables de distinta naturaleza, facilitando su análisis conjunto y su representación mediante un diagrama radial.

Figura 13. Comparación de tecnologías renovables



A partir de los datos presentados, la Figura 13 evidencia que, si bien la energía hidroeléctrica alcanza los mayores indicadores de desempeño en términos de eficiencia global (85 %–90 %), factor de capacidad (40 %–60 %) y vida útil, su implementación presenta importantes limitaciones para aplicaciones de pequeña escala, debido al elevado costo de inversión inicial (hasta 3500 USD/kW), la escasa modularidad y la alta dependencia de las condiciones topográficas e hídricas. Sin embargo, la energía solar fotovoltaica se posiciona como la alternativa más adecuada para el desarrollo del presente proyecto, gracias a su menor costo de instalación (600–1100 USD/kW), bajos costos de operación y mantenimiento (10–18 USD/kW·año), alta modularidad y facilidad de integración con sistemas de almacenamiento mediante baterías (BESS) a través de acoplamiento en corriente continua (DC/DC).

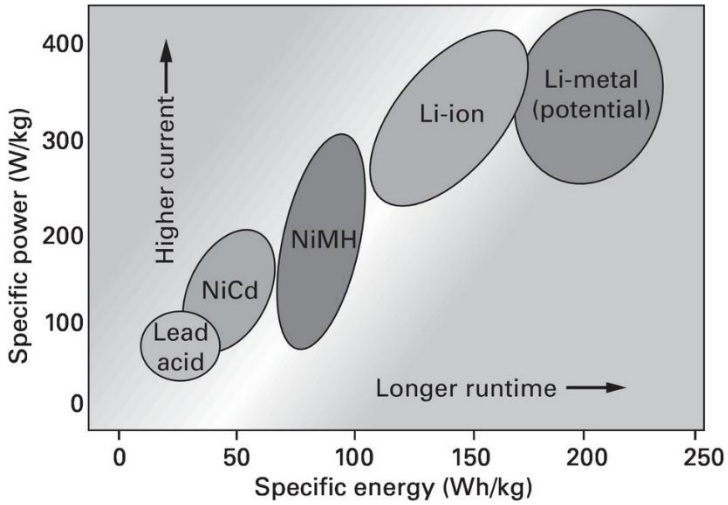
Estos datos demuestran que, aunque algunas tecnologías presentan mejores indicadores de desempeño en términos absolutos, la selección de la alternativa más conveniente debe responder a las condiciones y requerimientos específicos de la aplicación. En sistemas fotovoltaicos de pequeña escala destinados al suministro de energía doméstica, factores como la viabilidad económica, la facilidad de instalación, la escalabilidad y la compatibilidad con sistemas de almacenamiento adquieren un papel determinante.

2.3. Sistemas de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía desempeñan un papel fundamental en las tecnologías de movilidad eléctrica, ya que permiten acumular energía para su posterior utilización cuando el sistema lo requiere. En aplicaciones como los vehículos eléctricos e híbridos, estos sistemas deben cumplir con diversos criterios técnicos, entre los que destacan la densidad de energía, la densidad de potencia, la eficiencia, los costos de operación, la seguridad y el impacto ambiental [59].

Con el fin de comparar las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, es común emplear el diagrama de Ragone, el cual permite representar la relación entre la densidad de energía y la densidad de potencia de distintos sistemas de almacenamiento. Este tipo de representación facilita la identificación de las capacidades de cada tecnología en términos de almacenamiento energético y entrega de potencia, permitiendo establecer criterios de selección según la aplicación requerida [60].

Figura 14. Comparación de tecnologías de almacenamiento energético



Tomado de: [61].

Como se observa en la Figura 14, las diferentes tecnologías de almacenamiento energético presentan un comportamiento diferenciado en términos de densidad de energía y densidad de potencia. Las baterías de plomo-ácido y níquel-cadmio (Ni-Cd) se ubican en la

región de menor densidad de energía y potencia, mientras que las baterías de ion-litio destacan por sus altas densidades de energía y capacidad de entrega de potencia.

En este contexto, las baterías de níquel-hidruro metálico (Ni-MH) se posicionan en una zona intermedia, ofreciendo un equilibrio entre densidad de energía y potencia específica, lo que las convierte en una alternativa adecuada para aplicaciones que requieren un compromiso entre autonomía y capacidad de respuesta energética. Esta característica, junto con su estabilidad térmica y seguridad operativa, las hace adecuadas para aplicaciones en vehículos híbridos, como es el caso del Toyota Prius.

2.3.1. Características de las baterías

Para el análisis y la caracterización del comportamiento de las baterías, es necesario considerar una serie de parámetros técnicos que permiten evaluar su desempeño y funcionamiento dentro de los sistemas de almacenamiento de energía. Entre los principales se encuentran los siguientes [62]:

1. Voltaje en circuito abierto (OCV)
2. Capacidad de la batería
3. C-Rate (tasa de carga y descarga)
4. Potencia de la batería
5. Estado de carga de la batería (SOC)
6. Nivel de profundidad de descarga (DOD)
7. Estado de salud de la batería (SOH)
8. Relación entre Densidad de energía y Densidad de Potencia
9. Autonomía de la batería
10. Ciclos de carga y vida útil

2.4.1.1. Voltaje en circuito abierto (OCV)

El voltaje en circuito abierto (OCV, por sus siglas en inglés) es un parámetro fundamental en el análisis de baterías, ya que representa el potencial eléctrico entre sus terminales cuando no existe carga conectada. Este valor depende del tipo de química de la batería y de su estado de carga, por lo que se utiliza como una referencia para evaluar su comportamiento eléctrico [63].

En la Tabla 11 se presentan los valores típicos de voltaje en circuito abierto para diferentes tipos de baterías utilizadas en aplicaciones energéticas.

Tabla 11. Voltaje nominal y voltaje en circuito abierto de diferentes tipos de baterías

Tipo de batería	Voltaje nominal por celda (V)	Voltaje en circuito abierto (V)
Plomo-ácido	2.0	2.1 - 2.2
Níquel-Cadmio (Ni-Cd)	1.2	1.25 - 1.3
Níquel-Hidruro Metálico (Ni-MH)	1.2	1.3 - 1.4
Ion-Litio (Li-ion)	3.6 - 3.7	3.7 - 4.2
Polímero de Litio (Li-Po)	3.7	3.7 - 4.2
Fosfato de hierro-litio ($LiFePO_4$)	3.2	3.2 - 3.6

Adaptado de: [64],[65].

2.4.1.2. Capacidad de la Batería

La capacidad de una batería es la cantidad de energía que puede almacenar y entregar bajo determinadas condiciones de operación. Este parámetro comúnmente se expresa en miliamperios hora (mAh) para dispositivos pequeños o en kilovatios hora (kWh) para aplicaciones más grandes como vehículos, y depende de factores como la tecnología de la batería, su diseño, las condiciones de operación y la tasa de descarga [66],[67].

En la Tabla 12 se presentan rangos típicos de capacidad para diferentes tipos de baterías utilizadas en aplicaciones energéticas.

Tabla 12. Rangos de capacidades de los distintos tipos de baterías

Tipo de batería	Capacidad (Ah)
Plomo-ácido	1 - 200 Ah
Níquel-Cadmio (Ni-Cd)	0.5 - 100 Ah
Níquel-Hidruro Metálico (Ni-MH)	0.6 - 10 Ah (celdas) / hasta 100 Ah (packs)
Ion-Litio (Li-ion)	1 – 300 Ah
Polímero de Litio (Li-Po)	0.5 – 50 Ah
$LiFePO_4$	10 – 200 Ah

Adaptado de: [68].

2.4.1.3. C-Rate (tasa de carga y descarga)

La tasa de carga y descarga de una batería, conocida como C-Rate, es un parámetro que indica la rapidez con la que una batería puede ser cargada o descargada en relación con su capacidad nominal. Este valor se expresa como una fracción o múltiplo de la capacidad de la batería y permite evaluar el comportamiento dinámico del sistema de almacenamiento. En términos generales, un C-Rate de 1C indica que la batería se carga o descarga completamente en una hora, mientras que valores menores o mayores representan procesos más lentos o más rápidos, respectivamente [69].

Para una mejor comprensión de la relación entre la tasa de descarga y el tiempo de operación de la batería, en la Tabla 13 se presenta una correspondencia típica entre el C-Rate, el tiempo de descarga y su interpretación en términos de exigencia operativa.

Tabla 13. Relación entre C-Rate y tiempo de descarga

C-Rate	Tiempo de descarga aproximado	Interpretación
0.2C	5 horas	Descarga lenta
0.5C	2 horas	Descarga moderada
1C	1 hora	Condición nominal
2C	30 minutos	Descarga rápida
5C	12 minutos	Alta exigencia
10C	6 minutos	Descarga muy rápida

Los valores de C-rate varían dependiendo de la tecnología de la batería y su aplicación. En general, las baterías pueden operar en rangos desde aproximadamente 0.1C en condiciones de descarga lenta hasta valores superiores a 5C o incluso 10C en aplicaciones de alta demanda de potencia, como sistemas de arranque o aplicaciones industriales [70].

En el caso de las baterías Ni-MH utilizadas en vehículos híbridos, el C-rate suele mantenerse en valores moderados para preservar la vida útil del sistema, operando típicamente entre 0.5C y 2C durante condiciones normales de funcionamiento [71].

2.4.1.4. Potencia de la Batería

La potencia de una batería representa la rapidez con la que puede suministrar energía eléctrica, y constituye un parámetro fundamental en aplicaciones como la movilidad eléctrica, donde se requieren respuestas dinámicas ante variaciones de carga. Este parámetro está directamente relacionado con la corriente y el voltaje de operación, y permite evaluar la capacidad del sistema para entregar energía en cortos intervalos de tiempo. Generalmente, la potencia eléctrica se expresa en vatios (W), unidad que representa la cantidad de energía transferida o consumida por unidad de tiempo [72].

En aplicaciones de movilidad eléctrica, los niveles de potencia varían significativamente según el tipo de vehículo. En vehículos híbridos, las baterías suelen operar con potencias relativamente bajas, ya que actúan como complemento del motor de combustión, con valores típicos que oscilan entre 1 kW y 20 kW. En particular, en el caso del Toyota Prius, la batería Ni-MH presenta una potencia aproximada de 1.3 kW en condiciones nominales. Por otro lado, en los vehículos eléctricos modernos, donde la batería es la principal fuente de energía, los sistemas alcanzan potencias considerablemente mayores, generalmente en el rango de 50 kW a 150 kW, pudiendo superar incluso los 200 kW en vehículos de alto rendimiento [73],[74]

2.4.1.5. Estado de carga de la batería (SOC)

El estado de carga de una batería, conocido como SOC (State of Charge), indica el porcentaje de energía disponible en relación con su capacidad total. Este parámetro permite conocer cuánta carga puede suministrar el sistema durante el proceso de descarga. La capacidad total de la batería se expresa generalmente en amperio-hora (Ah). Un SOC del 100 % representa una batería completamente cargada; sin embargo, con el envejecimiento del sistema la capacidad real puede disminuir, llegando aproximadamente al 80 % de su valor nominal [75].

Para la estimación del SOC de una batería, existen diversos métodos que varían en complejidad, precisión y requerimientos de implementación. Estas técnicas han sido ampliamente utilizadas en sistemas de almacenamiento energético y en vehículos eléctricos e híbridos, permitiendo determinar de manera aproximada la energía disponible en la batería bajo diferentes condiciones de operación. A continuación, en la Tabla 14, se presentan los métodos más representativos, junto con una breve descripción y su aplicación principal.

Tabla 14. Métodos de diagnóstico de una batería

Método	Descripción
Resistencia interna	Consiste en aplicar una carga leve a la batería y medir la caída de tensión para calcular su resistencia interna. Un incremento de este parámetro indica degradación y disminución del SOH debido al envejecimiento de los materiales internos [76].
Conteo de Coulomb	Se basa en la integración de la corriente de carga y descarga a lo largo del tiempo para estimar el SOC, considerando también pérdidas del sistema. Requiere un valor inicial de referencia para mejorar su precisión [77].
Método de tensión	Estima el SOC a partir de la relación entre el voltaje de la batería y su nivel de carga. Es un método sencillo, aunque su precisión se ve limitada por el comportamiento no lineal de algunas baterías [78].
Filtro de Kalman (EKF)	Utiliza un modelo matemático dinámico que combina datos en tiempo real, como corriente, voltaje y resistencia interna, para estimar el SOC. Se adapta continuamente a las condiciones de operación, logrando alta precisión [79].

2.4.1.6. Nivel de profundidad de descarga (DOD)

La profundidad de descarga, conocida como DoD (Depth of Discharge), representa el porcentaje de la capacidad total de una batería que ha sido utilizada durante su operación. Este

parámetro permite determinar cuánta energía ha sido extraída del sistema en relación con su capacidad máxima [80]. La vida útil de una batería está influenciada por la frecuencia con la que se realizan los ciclos de carga y descarga.

A medida que estos procesos se repiten con mayor frecuencia, el desgaste interno del sistema aumenta y su capacidad tiende a disminuir con el tiempo. Por esta razón, generalmente no se recomienda realizar descargas completas, ya que este tipo de operación puede acelerar el deterioro de la batería y reducir significativamente su vida útil [81].

2.4.1.7. Estado de salud de la batería (SOH)

El estado de salud de una batería, conocido como SOH (State of Health), puede estimarse mediante la relación entre la capacidad máxima de descarga del sistema (Qmax), expresada en amperio-hora (Ah), y su capacidad nominal inicial (Qnominal). Este cálculo se realiza durante un ciclo controlado de carga y descarga, considerando los límites de voltaje establecidos por el voltaje en circuito abierto. A partir de esta relación es posible evaluar el nivel de degradación y el rendimiento real de la batería [75].

El SOH permite identificar qué proporción de la vida útil de la batería ha sido utilizada y cuánta capacidad efectiva aún permanece disponible en el sistema. Aunque este parámetro se relaciona principalmente con el estado de las celdas individuales, debido a que son los componentes que experimentan degradación con el uso, el valor de SOH de un sistema completo suele estimarse considerando la condición de todas las celdas. En términos generales, el estado de salud global puede aproximarse como un promedio del desempeño de las celdas que conforman el paquete de baterías [82].

2.4.1.8. Relación entre Densidad de energía y Densidad de Potencia

La densidad de energía es la cantidad de energía que una batería puede almacenar por unidad de masa [83]. A medida que la densidad de energía incrementa, mayor autonomía será capaz de proporcionar la batería a un EV o BEV [84].

Una densidad de energía alta implica vehículos más ligeros y con mayor autonomía mayor capacidad de almacenamiento de energía, menor peso y volumen de la batería.

Por otra parte, la densidad de potencia está relacionada con la velocidad a la que un sistema de almacenamiento puede descargar o liberar toda la energía eléctrica que tiene almacenada en su interior [84]. Una densidad de potencia alta indica que el sistema tiene la capacidad de entregar gran cantidad de energía en un lapso corto de tiempo. Así mismo, estos sistemas tienen la capacidad de recargarse rápidamente, tal y como sucede en los supercondensadores [85].

2.4.1.9. Autonomía de la batería

La autonomía de una batería corresponde al tiempo durante el cual puede suministrar energía eléctrica a una carga antes de alcanzar su nivel mínimo de descarga. Este parámetro se determina considerando la energía disponible en la batería y el consumo del sistema conectado. Generalmente, su evaluación se realiza mediante ensayos controlados de carga y descarga. Durante estas pruebas se registran variables como el voltaje, la corriente y el tiempo de funcionamiento [86].

2.4.1.10. Ciclos de carga y vida útil

Un ciclo de carga es el proceso de carga y descarga de una batería. Esto se cumple cuando la batería se ha cargado un 100% y se ha descargado un 100% [87]. Un ciclo puede ser parcial o completo. El número de ciclos de carga que una batería puede soportar antes de que su capacidad disminuya significativamente es un indicador clave de su durabilidad y vida útil [88]. Factores que Afectan los Ciclos de Carga: Profundidad de Descarga, Temperatura, Calidad de Carga.

2.3.2. Tipos de encapsulados de baterías

El encapsulado de una batería se refiere al diseño físico y estructural que contiene sus componentes internos, como electrodos, electrolito y separadores. Este aspecto influye directamente en parámetros como la densidad de energía, la disipación térmica, la seguridad y la aplicación final de la batería. En la Tabla 15 se presentan los principales tipos de encapsulados utilizados en sistemas de almacenamiento de energía [89]:

Tabla 15. Tipos de encapsulados de baterías y sus características

Tipo de encapsulado	Descripción	Ventajas	Aplicaciones
Botón o Moneda (Coin)	Diseño compacto y circular, con capas internas apiladas en forma de disco.	Tamaño reducido, bajo peso, fácil integración en dispositivos pequeños.	Relojes, calculadoras, dispositivos médicos.
Prismática	Estructura rectangular rígida con celdas apiladas o enrolladas.	Mejor aprovechamiento del espacio, mayor capacidad.	Vehículos eléctricos, almacenamiento energético.
Bolsa (Pouch)	Encapsulado flexible sin carcasa rígida, sellado con láminas metálicas.	Alta densidad de energía, bajo peso, diseño adaptable.	Electrónica portátil, vehículos eléctricos.
Cilíndrico	Forma tubular con electrodos enrollados en espiral.	Buena resistencia mecánica, fabricación estandarizada.	Herramientas eléctricas, vehículos eléctricos (ej. 18650).
Blade	Diseño alargado y delgado tipo lámina estructural.	Alta seguridad, mejor disipación térmica, mayor aprovechamiento del espacio.	Vehículos eléctricos modernos (ej. baterías LFP tipo Blade).

2.3.3. Tipos de Baterías según su química

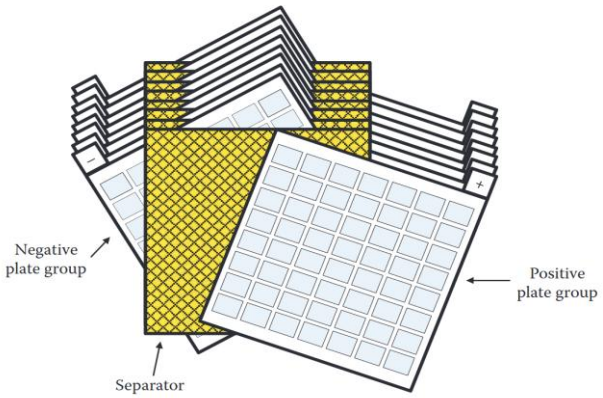
En los vehículos eléctricos y en los vehículos híbridos eléctricos, las baterías pueden clasificarse de acuerdo con la composición química de sus materiales activos. Bajo este criterio, las tecnologías de baterías más utilizadas en este tipo de aplicaciones son las siguientes [90]:

1. Batería de Plomo-Ácido (Pb-ácido)
2. Batería de Niquel-Cadmio (Ni-Cd)
3. Batería de Litio-Ión (Li-ión)
4. Batería de Niquel-Metal Hidruro (Ni-MH)

2.4.3.1. Batería de Plomo-Ácido (Pb-ácido)

Las baterías de plomo-ácido mostrado en la Figura 15 funcionan a partir del principio de la celda electroquímica, en el cual la corriente eléctrica se produce por el movimiento de electrones desde el ánodo hacia el cátodo cuando el circuito externo se encuentra cerrado. Este tipo de batería está compuesto por varias celdas individuales que contienen pares de electrodos sumergidos en un electrolito. En esta tecnología, el electrodo positivo está formado por dióxido de plomo (PbO_2) y el electrodo negativo por plomo esponjoso, mientras que el electrolito consiste en una solución de ácido sulfúrico. Cada celda genera aproximadamente 2 V de voltaje nominal y se destaca por su capacidad para entregar corrientes elevadas a un costo relativamente bajo; no obstante, presenta limitaciones como mayor peso, menor densidad energética y una vida útil inferior en comparación con tecnologías de baterías más recientes [91].

Figura 15. Construcción de placa de celda de batería de plomo-ácido



Tomado de: *[35]*.

2.4.3.2. Batería de Níquel-Cadmio (Ni-Cd)

Las baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd) se caracterizan por su alta durabilidad y por su capacidad para soportar descargas profundas sin afectar significativamente su funcionamiento. Sin embargo, su utilización se ha reducido debido al efecto memoria y a la toxicidad del cadmio presente en su composición.

Cada celda de este tipo de batería presenta un voltaje nominal cercano a 1.2 V. Generalmente, han sido empleadas en diversas aplicaciones como herramientas eléctricas, computadoras portátiles, videocámaras y otros dispositivos electrónicos que requieren una entrega de energía relativamente constante [92].

2.4.3.3. Batería de Litio-ión (Li-ión)

Las baterías de ion-litio (Li-ion) destacan por su elevada densidad de energía, lo que les permite almacenar una mayor cantidad de energía en comparación con otras tecnologías como las baterías de plomo-ácido y níquel-metal hidruro (Ni-MH). Esta característica, junto con su alta eficiencia energética que puede superar el 90 %, las convierte en una opción ampliamente utilizada en aplicaciones de movilidad eléctrica y sistemas de almacenamiento estacionario [93].

Además, presentan una baja tasa de autodescarga y no requieren mantenimiento periódico, lo que favorece su operación en sistemas de larga duración. Sin embargo, su desempeño está influenciado por factores operativos como la temperatura, la profundidad de descarga y los ciclos de carga, los cuales inciden directamente en su degradación y vida útil [94].

2.4.3.4. Batería de Niquel-Metal Hidruro (Ni-MH)

Las baterías recargables de níquel-hidruro metálico (Ni-MH) se utilizan ampliamente en la industria de la electrónica de consumo y, más recientemente, en aplicaciones automotrices [95]. Una celda Ni-MH está formada por un electrodo positivo, un electrodo negativo y un electrolito que permite el transporte de iones durante las reacciones electroquímicas. El electrodo positivo suele estar constituido por hidróxido de níquel, mientras que el electrodo negativo está compuesto por una aleación metálica capaz de absorber hidrógeno. Entre ambos electrodos se encuentra un electrolito alcalino, generalmente basado en hidróxido de potasio (KOH), el cual facilita la conducción iónica dentro de la celda [96].

Entre las principales ventajas de las baterías Ni-MH se encuentran su mayor densidad energética en comparación con las baterías Ni-Cd, su menor impacto ambiental y su capacidad para soportar numerosos ciclos de carga y descarga. Asimismo, presentan una buena estabilidad térmica y un comportamiento adecuado en aplicaciones donde se requieren ciclos frecuentes de operación [97].

2.7.4.4. Tasa de autodescarga en Baterías Ni-HM

Estas baterías tienen una tasa de autodescarga que varía significativamente según la temperatura y las condiciones de almacenamiento. En condiciones normales (a temperatura ambiente), la tasa de autodescarga de una batería Ni-MH estándar puede oscilar entre el 20 % en las primeras 24 horas tras la carga, estabilizándose luego en una tasa de 0.5% a 4% por día, y del 10 % mensual a partir de entonces, una batería Ni-MH puede perder entre un 30% y un 50% de su carga en un mes si no se utiliza [95].

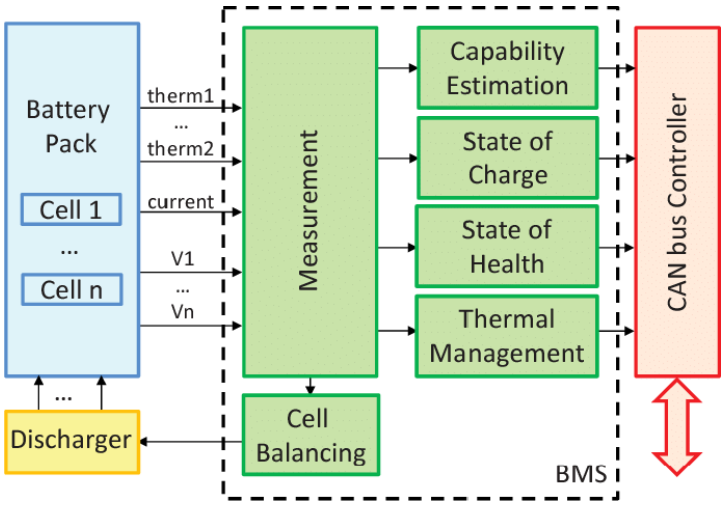
2.3.4. Sistema de gestión (BMS)

Un Sistema de Gestión de Baterías (BMS, por sus siglas en inglés) está conformado por componentes de hardware y software encargados de supervisar y controlar los procesos de carga y descarga de una batería, garantizando una operación segura, confiable y eficiente [98]. Para ello, el BMS regula parámetros fundamentales como la corriente y la tensión, controla las condiciones de carga y descarga, limita la ventana de operación en función del estado de carga (SOC) y la temperatura, gestiona el comportamiento térmico del sistema y equilibra las tensiones entre las celdas [99]. De este modo, un sistema de gestión adecuado es capaz de estimar la energía y la potencia máximas disponibles, permitiendo una conexión y desconexión segura de las cadenas de baterías, lo que optimiza su aprovechamiento y reduce los costos asociados [100].

2.3.4.1. Diagrama eléctrico y principio de funcionamiento del BMS

Con el fin de complementar la descripción teórica del sistema de gestión de baterías, en la Figura 16 se presenta un diagrama eléctrico simplificado del BMS, en el cual se identifican los principales elementos involucrados en el monitoreo y control del paquete de baterías.

Figura 16. Diagrama eléctrico simplificado de un sistema de gestión de baterías (BMS)



Tomado de: [101].

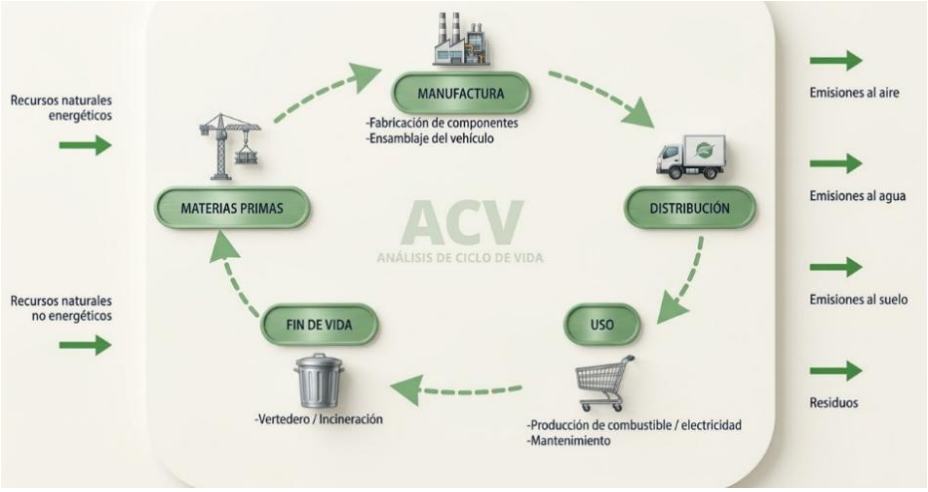
En el diagrama se observa que el BMS se encuentra conectado a cada una de las celdas que conforman el paquete de baterías, permitiendo la medición individual del voltaje. Asimismo, se integran sensores de corriente y temperatura, los cuales proporcionan información en tiempo real sobre las condiciones de operación del sistema [101].

Estos datos son enviados a una unidad de control central, encargada de procesar la información y ejecutar acciones de protección cuando se detectan condiciones fuera de los límites establecidos. Entre estas acciones se incluyen la desconexión del sistema ante sobrecargas o sobre descargas, así como la activación de mecanismos de balanceo entre celdas [102].

2.4. Análisis del ciclo de vida y economía circular (ACV)

El Análisis del Ciclo de Vida (ACV) es una herramienta que permite evaluar de manera integral los impactos ambientales asociados a un producto durante toda su existencia, este análisis abarca desde la extracción y el procesamiento de las materias primas, pasando por su fabricación, transporte, distribución, hasta su uso, mantenimiento y posible reciclaje [103], [104]. En conjunto, el ACV evalúa los impactos ambientales asociados a todas las etapas de un producto, desde la extracción de las materias primas hasta el final de su vida útil como se muestra en la Figura 17 su objetivo es tener una visión integral de la "huella" ambiental de un producto o servicio [105], [106].

Figura 17. Representación del ACV



Adaptado de: [105].

2.4.1. Enfoque de economía circular en sistemas de almacenamiento

En los sistemas de almacenamiento electroquímico, la economía circular busca maximizar el aprovechamiento de los recursos y minimizar la generación de residuos mediante estrategias como la reutilización, el reacondicionamiento y el reciclaje. En el caso de las baterías, la fabricación representa una de las etapas de mayor impacto ambiental, debido al uso intensivo de energía y materias primas críticas como níquel, litio y cobalto [107].

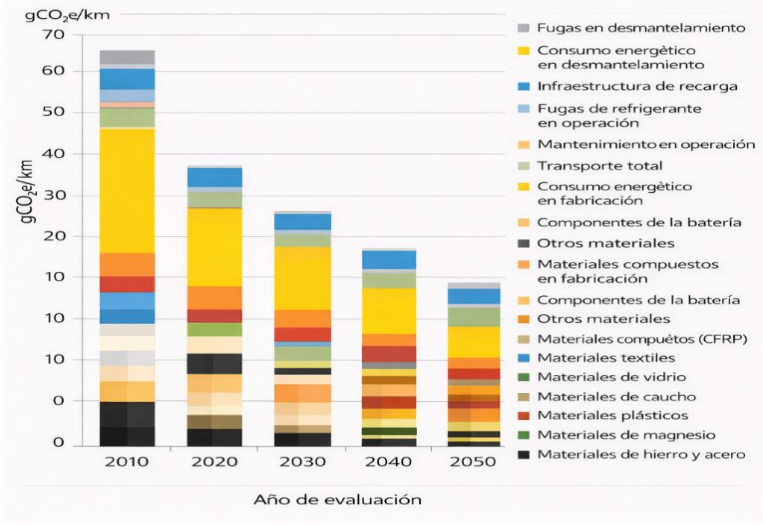
Los informes de la IEA advierten que la manufactura de baterías aún está estrechamente ligada a matrices energéticas dependientes de combustibles fósiles, lo que eleva la huella de carbono y las emisiones globales de CO_2 en su etapa de fabricación. Frente a esta problemática, la extensión de la vida útil mediante la reutilización mitiga directamente la explotación de nuevas materias primas y amortigua el impacto ambiental inicial. De este modo, el aprovechamiento secundario de los módulos se establece como un pilar crítico dentro de las estrategias de economía circular aplicada [108].

2.4.2. Evaluación del ciclo de vida aplicada a baterías reutilizadas

El ACV permite evaluar los impactos ambientales de las baterías desde la extracción de materias primas hasta su disposición final. En el caso de baterías utilizadas en vehículos eléctricos, se ha reportado que su fabricación puede generar entre 100 y 200 kg de CO_2 por kWh de capacidad, dependiendo de las condiciones de producción [109].

La Figura 18 presenta el desglose de emisiones en el ACV de vehículos eléctricos BEV, donde se evidencia que una fracción importante del impacto ambiental se concentra en la etapa de fabricación, particularmente en los componentes de la batería. Este comportamiento resalta la importancia de optimizar su uso y extender su vida útil mediante estrategias de reutilización.

Figura 18. Evolución de emisiones ACV de vehículos BEV (gCO_2e/km)



Tomado de: [109].

Como se observa, la etapa de fabricación representa uno de los principales aportes a las emisiones totales del sistema, siendo los componentes de la batería el factor más relevante dentro del análisis. Asimismo, se evidencia una tendencia de reducción de emisiones en escenarios futuros, atribuida a mejoras tecnológicas y a la optimización de materiales y procesos productivos.

En este contexto, el análisis de ciclo de vida permite evaluar estrategias orientadas a la reducción del impacto ambiental, destacándose la reutilización de baterías como una alternativa eficiente. Al extender la vida útil de estos sistemas mediante aplicaciones de segunda vida, se evita la fabricación de nuevas baterías, lo que contribuye directamente a la disminución de emisiones de CO_2 y al uso más eficiente de los recursos energéticos [110].

2.4.3. Diagnóstico, selección y reacondicionamiento de baterías para segunda vida útil

La reutilización de baterías se basa en la evaluación de su estado mediante parámetros como el estado de carga (SOC) y el estado de salud (SOH), los cuales permiten determinar su viabilidad para una segunda aplicación. En baterías provenientes de vehículos híbridos y eléctricos, se ha identificado que estas pueden conservar entre un 70% y 80% de su capacidad original al final de su vida útil en automoción [6].

El proceso de reacondicionamiento incluye el diagnóstico individual de celdas, la selección de aquellas que mantienen condiciones operativas adecuadas y su posterior reconfiguración en nuevos sistemas de almacenamiento energético. Este enfoque permite aprovechar el potencial remanente de las baterías y reducir la necesidad de fabricar nuevas unidades.

Según el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), la reutilización de baterías puede extender su vida útil entre 5 y 10 años adicionales, especialmente en aplicaciones estacionarias como sistemas fotovoltaicos o respaldo energético [110].

2.4.4. Comparación ambiental: Huella de carbono y Consumo energético

Desde el punto de vista ambiental, la reutilización de baterías presenta ventajas significativas frente al reciclaje inmediato. Los procesos de reciclaje, especialmente los de tipo pirometalúrgico e hidrometalúrgico, requieren altas temperaturas, un elevado consumo energético y el uso de reactivos químicos para la recuperación de materiales, lo que incrementa las emisiones de CO_2 y el impacto ambiental global durante el proceso [113]. Estos métodos implican etapas complejas de tratamiento térmico, descomposición y recuperación de metales, las cuales demandan una considerable cantidad de energía y generan subproductos que deben ser gestionados adecuadamente.

En este sentido, la reutilización o segunda vida de baterías permite extender su uso en aplicaciones estacionarias, reduciendo la necesidad de extracción de materias primas y la fabricación de nuevas baterías. Estudios basados en análisis de ciclo de vida (ACV) han demostrado que la reutilización puede disminuir aproximadamente entre un 30% y 50% las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con escenarios de reciclaje directo, debido principalmente a la reducción de procesos industriales intensivos en energía [112].

En este contexto, la reutilización de baterías se posiciona como una estrategia prioritaria dentro de la economía circular aplicada a sistemas de almacenamiento energético, permitiendo maximizar el aprovechamiento de los recursos y minimizar el impacto ambiental asociado a su ciclo de vida [113].

CAPÍTULO III:

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 METODOLOGÍA

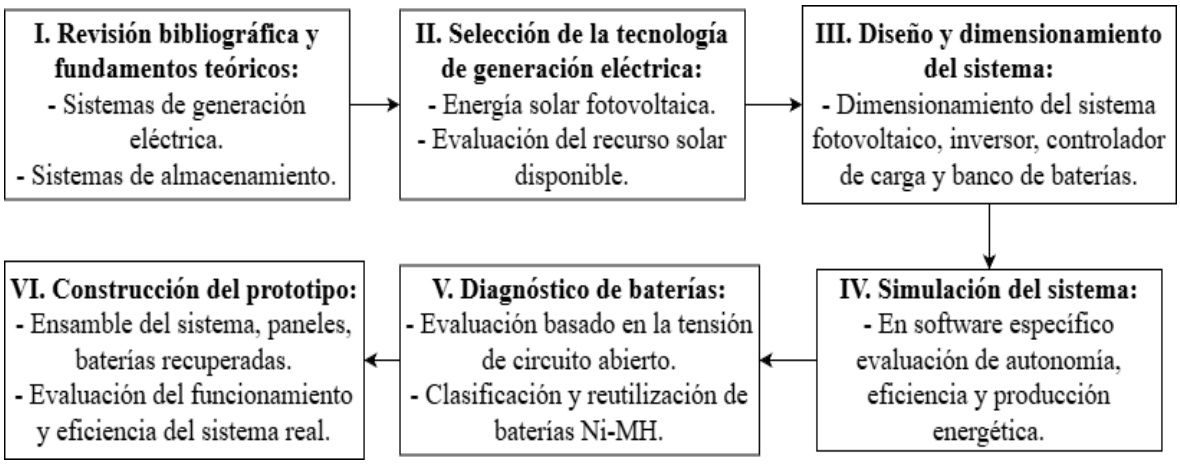
En este apartado se presenta la metodología empleada para el desarrollo del presente trabajo, estructurada en etapas que comprenden la revisión bibliográfica y fundamentos teóricos, selección tecnológica de la generación eléctrica, diseño y dimensionamiento del sistema, simulación del sistema, diagnóstico de baterías y construcción del prototipo, con el fin de cumplir con los objetivos propuestos previamente y de esta manera garantizar resultados confiables, considerando tanto el desempeño del sistema fotovoltaico como el comportamiento de baterías reutilizadas de vehículos híbridos.

En la Figura 19 se muestra el flujograma general que resume las etapas del proceso. Este inicia con un análisis bibliográfico orientado a sistemas de generación eléctrica, almacenamiento energético y diagnóstico de baterías, lo cual permite definir la tecnología de generación más adecuada en función del recurso disponible. A partir de ello, se selecciona el sistema fotovoltaico y se procede con su dimensionamiento, considerando la demanda energética y la capacidad de almacenamiento requerida.

Posteriormente, se realiza la simulación del sistema para evaluar su comportamiento, efectuando ajustes en el diseño en caso de ser necesario. Una vez validado, se continúa con el diagnóstico de baterías Ni-MH, mediante la evaluación de parámetros como el SOC y SOH, lo que permite seleccionar los módulos aptos para su reutilización.

Finalmente, se lleva a cabo la configuración e implementación del sistema, seguido de su evaluación en condiciones reales de operación, a partir de la cual se obtienen las conclusiones y recomendaciones del estudio.

Figura 19. Esquema metodológico del desarrollo del proyecto

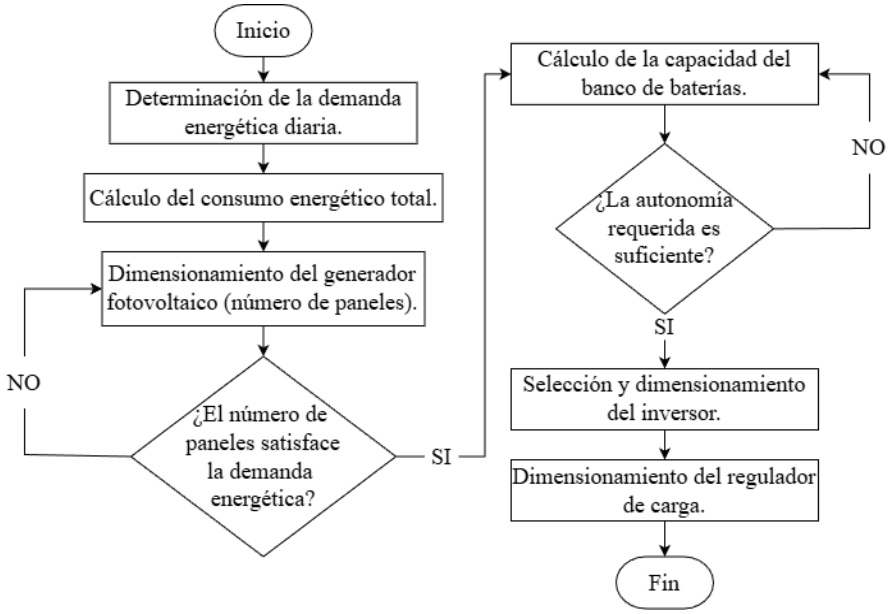


3.1.1. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Para realizar el dimensionamiento adecuado del sistema fotovoltaico destinado a una vivienda ubicada en un sector aledaño del cantón Cotacachi (coordenadas: 0.2827° N, -78.2709° O), se estableció una secuencia metodológica orientada a definir de manera técnica los componentes principales del sistema, considerando las condiciones energéticas de la aplicación y las características del sitio de estudio.

En la Figura 20 se presenta el flujograma correspondiente al proceso de dimensionamiento, en el cual se describen las etapas seguidas para el cálculo y selección de los componentes del sistema fotovoltaico. Este procedimiento permite estructurar el diseño a partir de criterios técnicos relacionados con la demanda energética, la capacidad de almacenamiento, la conversión de energía y las condiciones de operación del sistema.

Figura 20. Flujograma del proceso de dimensionamiento del sistema fotovoltaico



El desarrollo de los cálculos constituye una etapa fundamental, ya que permite obtener una representación técnica del comportamiento del sistema bajo las condiciones específicas del proyecto, optimizando su diseño y contribuyendo a mejorar su confiabilidad, eficiencia y seguridad. En este sentido, cada parámetro fue determinado mediante la aplicación de ecuaciones y criterios de dimensionamiento ampliamente utilizados en sistemas fotovoltaicos autónomos.

3.1.1.1. Cálculo de la demanda diaria máxima

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, fue necesario determinar la demanda energética diaria de la vivienda a partir del consumo individual de cada una de las cargas eléctricas previstas. Este cálculo permite establecer el requerimiento energético total del sistema, constituyendo la base para el posterior dimensionamiento del generador fotovoltaico, el banco de baterías y los demás componentes del sistema.

La demanda diaria de cada carga se obtuvo multiplicando la cantidad de equipos, su potencia nominal y el tiempo estimado de uso diario, tal como se expresa en la ecuación:

$$E_{Wh} = N * P * H \quad (1)$$

Donde:

N: cantidad de cargas eléctricas presentes en la vivienda

P: potencia eléctrica de las cargas

H: número de horas al día de funcionamiento

3.1.1.2. Rendimiento global del sistema fotovoltaico

Una vez determinada la demanda energética diaria de la vivienda, es necesario considerar las pérdidas asociadas a los distintos componentes del sistema fotovoltaico, con el fin de estimar la energía real que deberá suministrar el sistema para garantizar el abastecimiento de la carga. Para ello, se determinó el rendimiento global del sistema fotovoltaico (RG), el cual integra factores asociados a pérdidas en almacenamiento, autodescarga, rendimiento del inversor y otras pérdidas operativas.

Este parámetro permite corregir la demanda energética teórica calculada previamente, incorporando condiciones reales de operación que influyen en el desempeño del sistema.

El rendimiento global del sistema se determinó mediante la siguiente expresión:

$$R_G = (1 - K_b - K_c - K_v) * (1 - \frac{K_a * N}{P_d}) \quad (2)$$

Donde:

K_b: coeficiente de pérdidas en el proceso de acumulación

K_c: coeficiente de pérdidas por el rendimiento del inversor

K_v: coeficiente de pérdidas varias (transmisión, efecto Joule, entre otros)

K_a: coeficiente de auto descarga diaria de las baterías

N: número de días de autonomía de la instalación

P_d: profundidad de descarga diaria de la batería

Los valores adoptados para estos coeficientes se presentan en la Tabla 16, seleccionados en función de criterios técnicos y condiciones de operación del sistema propuesto.

Tabla 16. Coeficiente de Pérdidas por Verificación

Kb	Pérdidas en el proceso de acumulación	Pd	DOD máximo admisible
0.05	Baterías nuevas, sin descargas intensas	**0.9**	Batería descargada hasta el 90%
0.1	Baterías viejas, descargas intensas, temperaturas bajas	**0.8**	Batería descargada hasta el 80%
		0.7	Batería descargada hasta el 70%
Ka	**Autodescarga de la batería**	**0.6**	Batería descargada hasta el 60%
0.002	Baterías de baja autodescarga, sin mantenimiento	**0.5**	Batería descargada hasta el 50%
0.005	Baterías estacionarias de energía solar	**0.4**	Batería descargada hasta el 40%
0.012	Baterías de alta autodescarga	**0.3**	Batería descargada hasta el 30%

Kv	Otras pérdidas no consideradas	Kc	Pérdidas por el rendimiento del inversor
0.15	No se considera las pérdidas en cableado y equipos	**0**	No hay inversor en la instalación
0.05	Existe un estudio detallado de pérdidas en equipos	**0.05**	Rendimiento inversor 95%
		0.1	Rendimiento inversor 90%
N	**Número de días de autonomía**	**0.15**	Rendimiento inversor 85%
3	Vivienda fines de semana	**0.2**	Rendimiento inversor < 85%
5	Vivienda habitual		
15	Instalaciones especiales con servicio prioritario		
20	Instalaciones especiales alta fiabilidad		

Tomado de:[114],[115].

Adicionalmente, como criterio práctico de diseño, se consideró un factor de seguridad del 20 %, aplicado sobre la demanda energética estimada con el propósito de compensar incertidumbres operativas y pérdidas no contempladas explícitamente en los cálculos.

Este margen permite evitar el subdimensionamiento del sistema y garantizar que la instalación fotovoltaica pueda cubrir los requerimientos energéticos bajo condiciones reales de operación.

3.1.1.3. Cálculo de la potencia del generador fotovoltaico

Para determinar la potencia requerida del generador fotovoltaico, se considera la demanda energética diaria corregida, el rendimiento global del sistema y las condiciones de radiación solar disponibles en el sitio de estudio. Este cálculo permite establecer la capacidad mínima de generación necesaria para cubrir los requerimientos energéticos bajo condiciones reales de operación.

En este proceso se incorporan las horas sol pico del lugar de estudio y un factor de seguridad o sobredimensionamiento, con el propósito de compensar variaciones operativas y garantizar un margen adecuado de diseño.

La potencia requerida del generador fotovoltaico se determinó mediante la siguiente expresión:

$$P_G = \frac{E_{Wh}}{R_G * HSP} * F_S \quad (3)$$

Donde:

E_{Wh}: energía demandada diaria

R_G: rendimiento global del sistema fotovoltaico

HSP: hora sol pico del lugar

F_S: factor de sobredimensionamiento o seguridad

3.1.1.4. Determinación del número de paneles

Con base en la potencia requerida del generador fotovoltaico calculada previamente, se determina la cantidad de módulos necesarios para conformar el arreglo fotovoltaico del sistema. Este cálculo se realizó relacionando la potencia requerida del generador con la potencia nominal del panel seleccionado, tal como se expresa en la siguiente ecuación:

$$N_P = \frac{P_G}{P_{Panel}} \quad (4)$$

Donde:

P_G: potencia requerida del generador fotovoltaico

P_{Panel}: potencia del panel

El valor obtenido representa el número teórico de módulos necesarios para satisfacer la potencia demandada del sistema. Debido a que el resultado puede no ser un número entero, se adoptó como criterio de diseño aproximar al entero inmediato superior, con el fin de garantizar que la capacidad instalada sea suficiente para cubrir los requerimientos energéticos establecidos.

3.1.1.5. Cálculo de la capacidad del banco de baterías

El dimensionamiento del banco de baterías se realizó considerando la energía diaria demandada, el voltaje nominal del sistema, los días de autonomía y la profundidad de descarga, parámetros que permiten determinar la capacidad de almacenamiento requerida para garantizar el suministro energético en periodos sin generación solar.

La capacidad del banco se expresó en amperios-hora (Ah) y se determinó mediante la siguiente ecuación:

$$C_{req} = \frac{E_{Wh} * DA}{V_{Sis} * P_d} \quad (5)$$

Donde:

E_{Wh}: energía demandada diaria

DA: días de autonomía

V_{Sis}: voltaje nominal requerido por el sistema

P_d: profundidad de descarga diaria de la batería

Esta expresión permite estimar la capacidad mínima necesaria para asegurar la autonomía del sistema bajo las condiciones de diseño establecidas.

Como criterio de diseño, se adoptó una profundidad de descarga del 70 %, valor que permite limitar el nivel de descarga de las baterías y contribuir a prolongar su vida útil. Asimismo, la selección del voltaje nominal del sistema se definió en función del nivel de potencia demandado, empleando como referencia criterios técnicos que relacionan la potencia del sistema con tensiones típicas de operación, como 12 V, 24 V o 48 V.

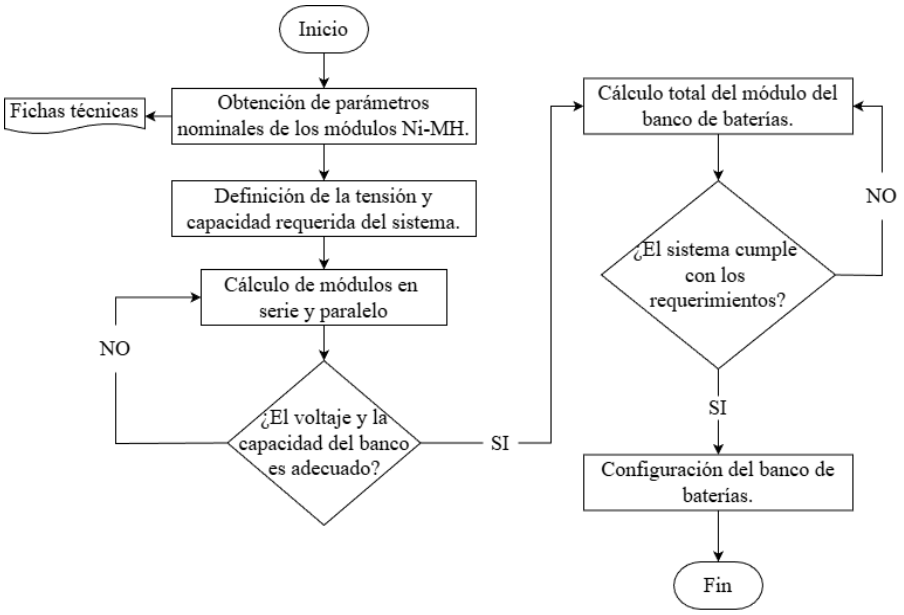
Con base en la capacidad calculada, posteriormente se definió la configuración del banco mediante conexiones en serie y paralelo, con el fin de cumplir simultáneamente los requerimientos de voltaje, capacidad y autonomía del sistema.

3.1.1.6. Dimensionamiento del banco de baterías

El dimensionamiento del banco de baterías se realizó con el propósito de definir la configuración adecuada del sistema de almacenamiento, en función de los requerimientos de voltaje, capacidad y autonomía establecidos para la aplicación propuesta. En esta etapa se determinó el número de módulos necesarios, así como su disposición en serie y en paralelo, tomando como base las características eléctricas nominales de las baterías reutilizadas y la demanda energética del sistema.

Para ello, se consideraron parámetros como el voltaje nominal de cada módulo, la capacidad en amperio-hora, la energía requerida por la carga y la autonomía deseada. A partir de estos criterios, se estableció una secuencia de cálculo que permitió obtener la configuración final del banco de baterías. El procedimiento seguido se presenta en la Figura 21.

Figura 21. Flujograma para el dimensionamiento del banco de baterías



I. Parámetros considerados para el dimensionamiento

Para el dimensionamiento del banco de baterías se consideraron los valores nominales de los módulos seleccionados, principalmente el voltaje nominal y la capacidad de almacenamiento. Asimismo, se tomó en cuenta la energía requerida por la carga y la autonomía mínima deseada, con el fin de garantizar el suministro eléctrico durante el tiempo de operación previsto. Estos parámetros constituyen la base para determinar la cantidad de módulos conectados en serie y en paralelo.

Tabla 17. Valores nominales de los módulos Ni-MH

Valores Nominales	Batería Ni-MH
Capacidad	6.5 Ah
Voltaje	1.2 V
Potencia	1.3 kW

II. Cálculo del número de baterías en serie

La cantidad de módulos conectados en serie se determinó a partir del voltaje nominal requerido por el sistema y del voltaje nominal de cada módulo de batería. Esta configuración permite alcanzar el nivel de tensión necesario para la operación del sistema.

$$N_s = \frac{V_{sis}}{V_{bat}} \quad (6)$$

Donde:

N_s: número de baterías en serie

V_{sist}: voltaje nominal requerido por el sistema

V_{bat}: voltaje nominal de cada módulo de batería

III. Cálculo del número de baterías en paralelo

El número de ramas en paralelo se calculó en función de la capacidad total requerida por el sistema y de la capacidad nominal de cada módulo. Esta disposición permite incrementar la capacidad total del banco y, por tanto, la autonomía del sistema.

$$N_p = \frac{C_{req}}{C_{bat}} \quad (7)$$

Donde:

N_p: número de módulos en paralelo

C_{req}: Capacidad requerida por el sistema en Ah

C_{bat}: capacidad nominal de cada módulo de batería en Ah

IV. Número total de módulos del banco

Finalmente, el número total de módulos necesarios para conformar el banco de baterías se obtuvo multiplicando la cantidad de baterías en serie por el número de ramas en paralelo.

$$N_t = N_s * N_p \quad (8)$$

Donde:

N_t: número total de módulos del banco

N_s: número de módulos en serie

N_p: número de módulos en paralelo

3.1.1.7. Dimensionamiento del inversor

La selección del inversor se realizó considerando el voltaje nominal del sistema y la potencia total demandada por las cargas eléctricas de la vivienda, debido a que este equipo debe ser capaz de suministrar la energía requerida sin afectar su desempeño. Dado que las cargas previstas operan en corriente alterna, se requiere la incorporación de un inversor dentro del sistema fotovoltaico aislado, permitiendo la conversión de corriente continua a corriente alterna para el funcionamiento de los equipos conectados.

Como criterio inicial, la potencia requerida del inversor se estimó a partir de la potencia total instalada, incorporando un factor de simultaneidad para considerar que no todas las cargas operan de forma simultánea y evitar sobredimensionamientos innecesarios. Este criterio se expresa mediante:

$$P_{INV} \geq P_{Total} * F_{Simul} \tag{9}$$

Donde:

P_{INV}: potencia requerida del inversor

P_{TOTAL}: potencia total de la vivienda

F_{Simul}: factor de simultaneidad

Como complemento al diseño, se puede dimensionarlo tomando un factor de seguridad para considerar picos de arranque y condiciones transitorias de operación, obteniendo la potencia corregida mediante:

$$P_{INV} = P_{Total} * F_S \tag{10}$$

Donde:

P_{TOTAL}: potencia total de la vivienda

F_S: factor de sobredimensionamiento o seguridad

3.1.1.8. Dimensionamiento del regulador de carga

El regulador de carga cumple una función fundamental en el sistema fotovoltaico, ya que actúa como intermediario entre los paneles solares y el banco de baterías, controlando tanto la carga como la descarga de energía, además de estabilizar los niveles de voltaje y corriente.

Para la selección adecuada del regulador de carga, es necesario considerar la tensión máxima que puede alcanzar el sistema fotovoltaico. Este valor depende de la configuración de los módulos en serie y del voltaje en circuito abierto de cada panel.

$$V_{reg} = M_s * V_{OC} \tag{11}$$

Donde:

M_s: número total de módulos solares en serie

V_{OC}: voltaje en circuito abierto (panel)

En cuanto de la corriente del regulador de carga, se considera la corriente máxima generada por el arreglo fotovoltaico, obtenida a partir de la corriente de cortocircuito de los módulos. Adicionalmente, se incorpora un margen de seguridad entre el 20% y 25% sobre este valor, con el fin de garantizar un funcionamiento confiable del sistema ante variaciones en la radiación solar.

$$A_{reg} = M_p * I_{sc} * F_S \tag{12}$$

Donde:

M_p: número total de módulos solares en paralelo

I_{sc}: corriente de cortocircuito (panel)

F_S: factor de sobredimensionamiento o seguridad

3.1.2. Simulación del sistema

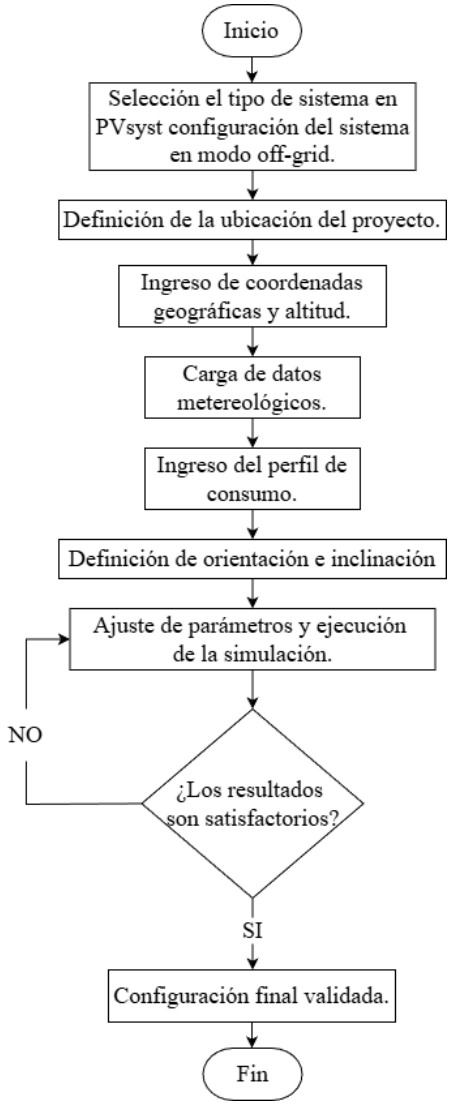
La simulación del sistema se realizó con el propósito de evaluar el comportamiento energético de la configuración propuesta bajo condiciones representativas del sitio de estudio. Para ello, se empleó el software PVsyst, seleccionado por su capacidad para modelar sistemas

fotovoltaicos autónomos con almacenamiento, permitiendo analizar la interacción entre la generación solar, el banco de baterías y la demanda eléctrica del usuario.

En esta etapa se definieron los parámetros geográficos y meteorológicos del emplazamiento, incluyendo latitud, longitud, altitud y zona horaria, a partir de los cuales se incorporó la base de datos climática Meteonorm para representar variables como irradiación solar y temperatura ambiente. Posteriormente, se configuró la variante de simulación en modo autónomo, ingresando la orientación del generador, el perfil de consumo, los componentes principales del sistema y las condiciones de operación. De esta manera, fue posible estimar el desempeño energético del sistema y verificar si la configuración propuesta satisface los requerimientos de la aplicación.

Como el software no dispone de un modelo específico para baterías Ni-MH de aplicación automotriz, se consideró la creación de un modelo personalizado a partir de parámetros técnicos de módulos empleados en vehículos híbridos, tales como voltaje nominal, capacidad, eficiencia y profundidad de descarga, con el fin de aproximar su comportamiento en una aplicación estacionaria.

Figura 22. Flujograma para la simulación del sistema

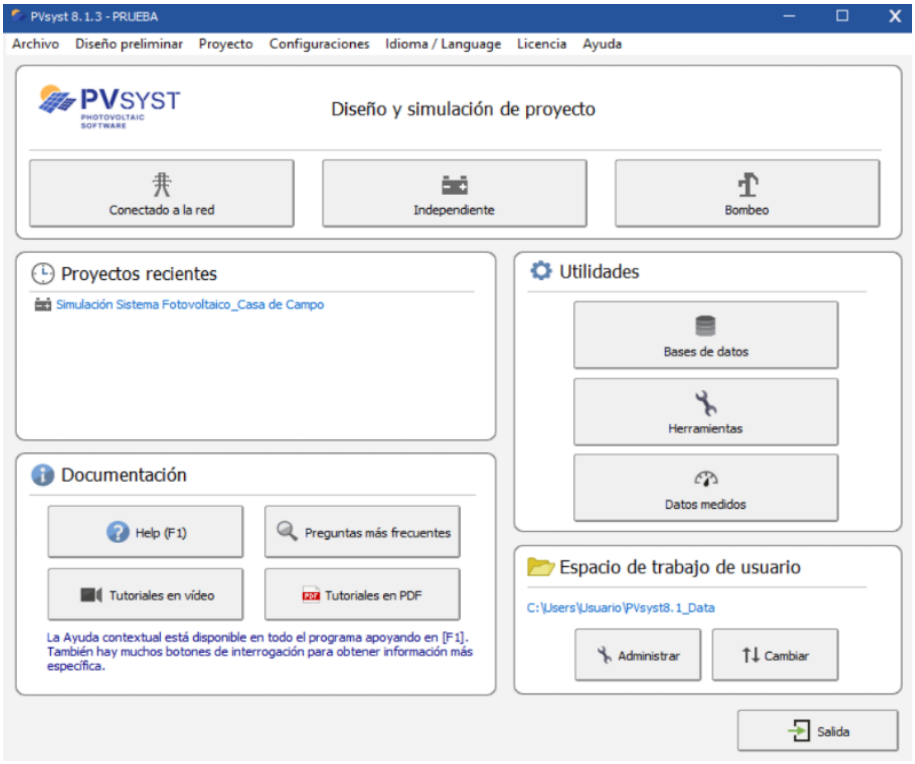


3.1.2.1. Selección del tipo de sistema fotovoltaico en PVsyst

Dentro del entorno de simulación de PVsyst, se dispone de distintas modalidades para configurar proyectos fotovoltaicos, en función de la aplicación y la arquitectura del sistema mostrado en la Figura 23. Entre las principales opciones disponibles se encuentran los sistemas conectados a la red, los sistemas autónomos y los sistemas de bombeo. Cada modalidad responde a condiciones de operación específicas y determina la estructura de modelado empleada en la simulación.

Considerando que el presente estudio contempla un sistema fotovoltaico aislado con almacenamiento energético mediante baterías reutilizadas, seleccionamos la modalidad Sistema autónomo (Off-grid), debido a que permite modelar configuraciones que integran banco de baterías, regulador de carga e inversor, elementos fundamentales dentro del sistema propuesto. Esta selección define la arquitectura del sistema, los parámetros de simulación y el comportamiento energético evaluado en el software, constituyendo una etapa fundamental para el desarrollo del modelo en PVsyst.

Figura 23. Selección de la modalidad de simulación del sistema fotovoltaico en PVsyst



Obtenido de: software PVsyst.

3.1.2.2. Definición del sitio geográfico e Ingreso de datos meteorológicos

La simulación del sistema fotovoltaico en el software PVsyst requirió la definición del sitio geográfico del proyecto, incorporando una ubicación personalizada a partir de las coordenadas y condiciones altitudinales del lugar de estudio. Estos parámetros permiten

representar las condiciones reales del emplazamiento y constituyen una base fundamental para la estimación del comportamiento energético del sistema. Las coordenadas geográficas y la altitud del sitio fueron obtenidas mediante Google Maps e ingresadas en el módulo Base de datos - Sitios geográficos de PVsyst. Los parámetros considerados se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18. Parámetros geográficos del sitio de estudio

Parámetro	Valor
Latitud	0.282696° N
Longitud	-78.270942° O
Altitud	2456 m.s.n.m.

Las coordenadas corresponden a una ubicación cercana a la línea ecuatorial, condición que favorece una alta disponibilidad del recurso solar y una reducida variación estacional en la trayectoria solar, aspectos que resultan favorables para aplicaciones fotovoltaicas.

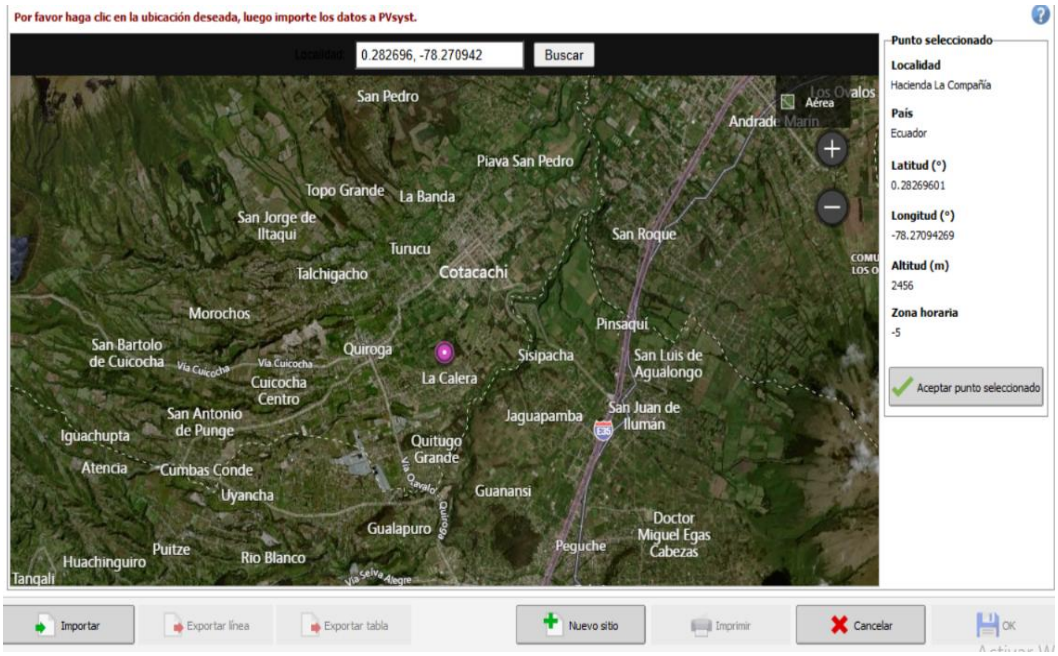
La definición correcta del sitio geográfico permite al software calcular parámetros fundamentales para la simulación, los cuales influyen directamente en la estimación del rendimiento energético del sistema. Entre los principales parámetros derivados de esta configuración se presentan los indicados en la Tabla 19.

Tabla 19. Parámetros estimados a partir de la definición geográfica del sitio

Parámetro estimado	Aplicación en la simulación
Posición solar	Determinación del azimut y altura solar
Radiación incidente	Estimación del recurso solar sobre el generador
Condiciones climáticas	Evaluación del comportamiento energético del sistema

Estos parámetros permiten establecer condiciones realistas para el desarrollo de la simulación y constituyen una base técnica para las etapas posteriores de modelado y análisis del sistema fotovoltaico.

Figura 24. Ubicación geográfica del sitio de estudio en el software PVsyst



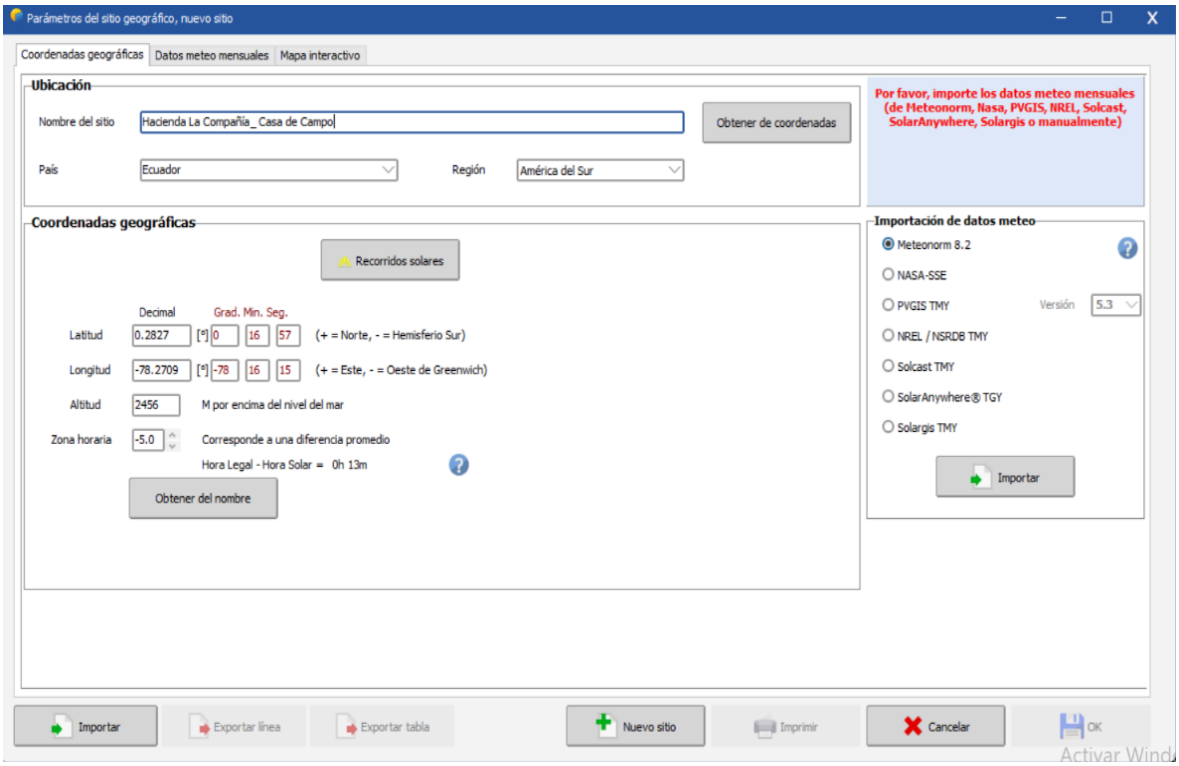
Obtenido de: software PVsyst.

La simulación del sistema requirió la incorporación de información meteorológica representativa del sitio de estudio mediante la base de datos climática Meteonorm, integrada en el software PVsyst. Esta herramienta permite importar datos climáticos asociados al emplazamiento para modelar el comportamiento energético del sistema bajo condiciones reales de operación.

A partir de la ubicación geográfica definida previamente Figura 24, se incorporaron datos de irradiación solar y temperatura ambiente, variables fundamentales para la simulación del desempeño energético del sistema fotovoltaico. En particular, la irradiación solar, expresada en kWh/m²/día, constituye el parámetro principal para el dimensionamiento y análisis del sistema.

Los datos importados permiten generar series meteorológicas representativas para la simulación anual del sistema y establecer condiciones realistas para la evaluación de su comportamiento energético mostrados en la Figura 25.

Figura 25. Configuración de datos meteorológicos mediante Meteonorm en PVsyst



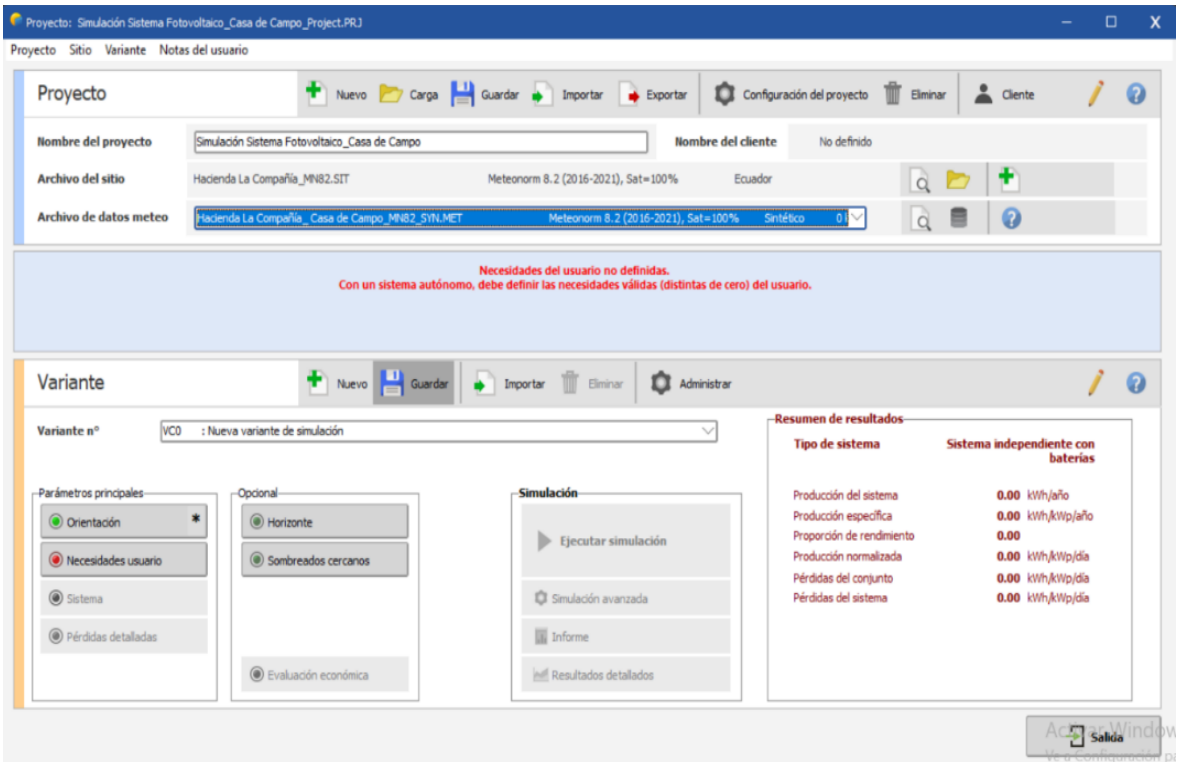
Obtenido de: software PVsyst.

3.2.2.3. Configuración del sistema en PVsyst

Con el tipo de sistema definido y los datos meteorológicos previamente incorporados, se procedió a la configuración de la variante de simulación en el software PVsyst. En esta etapa se establecieron los parámetros principales del modelo, incluyendo la orientación del generador fotovoltaico, el perfil de consumo del usuario, la configuración de los componentes del sistema y las condiciones operativas consideradas en la simulación Figura 26.

Estos parámetros permiten representar el comportamiento del sistema bajo condiciones cercanas a la operación real, integrando simultáneamente los procesos de generación, almacenamiento y consumo energético.

Figura 26. Configuración de la variante de simulación del sistema fotovoltaico en PVsyst



Obtenido de: software PVsyst.

I. Definición del perfil del consumo del usuario

Como parte de la configuración del modelo, mostrado en Figura 27 se definió el perfil de consumo energético del usuario, incorporando la demanda eléctrica de la vivienda a partir de la potencia nominal de los equipos, sus tiempos de operación y los patrones de uso considerados.

La estimación del perfil de carga constituye un parámetro fundamental en la simulación, debido a que influye directamente en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, particularmente en el banco de baterías y los componentes de conversión de energía.

Para la representación del consumo se consideraron variables asociadas a la demanda diaria, distribución horaria del consumo y frecuencia de uso semanal, permitiendo establecer un perfil energético representativo para la evaluación del desempeño del sistema.

Figura 27. Configuración del perfil de consumo energético del usuario en PVsyst



Obtenido de: software PVsyst.

II. Definición de la orientación e inclinación

Para la determinación de la inclinación óptima del generador fotovoltaico se empleó la herramienta de análisis de orientación e inclinación del software PVsyst, evaluando el comportamiento energético del sistema para diferentes ángulos de montaje. Mediante esta simulación se analizó la variación de la energía anual producida y del factor de transposición de la radiación solar incidente sobre el plano de los módulos. Los resultados permitieron identificar el rango de inclinaciones que proporciona el mayor aprovechamiento del recurso solar disponible en el sitio de estudio, estableciendo así los parámetros de diseño más adecuados para maximizar el rendimiento energético del sistema fotovoltaico.

III. Configuración del banco de baterías en PVsyst

Como parte de la configuración del sistema de almacenamiento en PVsyst, se definió el modelo de baterías empleado en la simulación. Debido a que el software no dispone de modelos específicos para baterías Ni-MH de aplicación automotriz, se procedió a desarrollar una

configuración personalizada basada en una tecnología disponible dentro de la base de datos del software con las características técnicas de los módulos reutilizados del vehículo Toyota Prius. Entre los principales parámetros adaptados se consideraron:

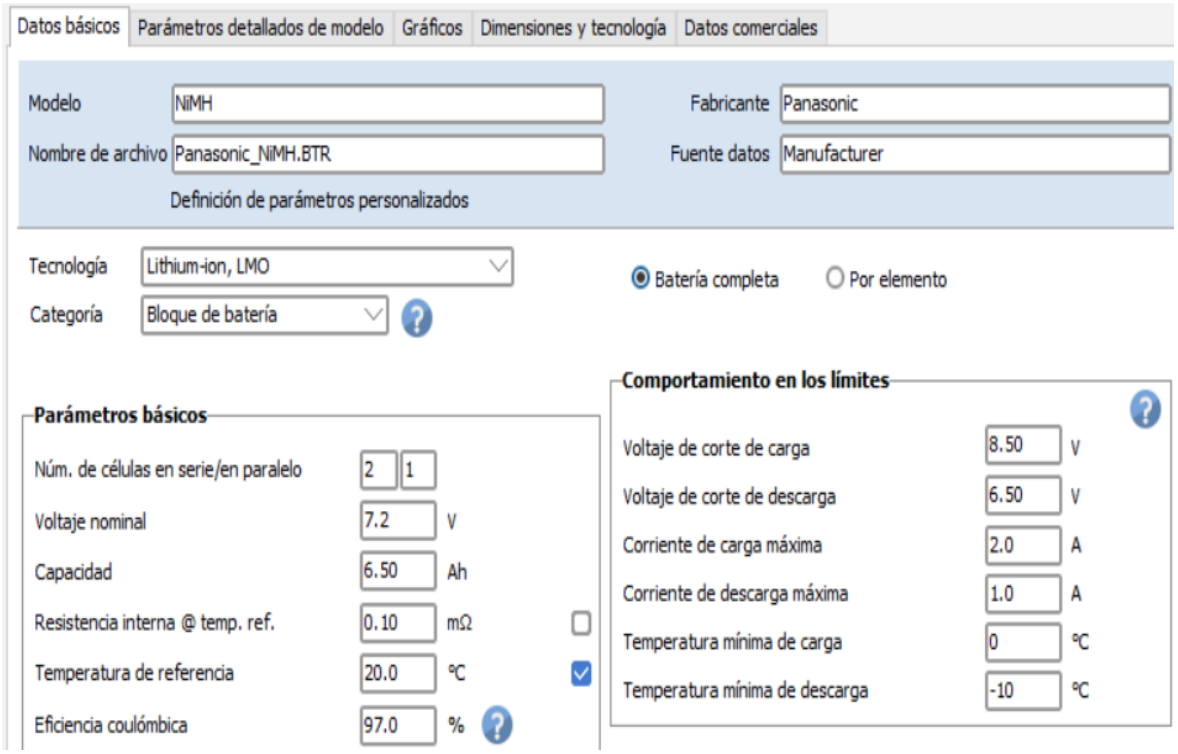
Tabla 20. Parámetros definidos para el modelo personalizado de baterías Ni-MH

Fabricante	**Panasonic**
Modelo	G9510-47062
Tipo de batería	Ni-MH
Geometría de las celdas	Prismáticas
Voltaje nominal por celda	1.2 V
Nro. de celdas por módulo	6 celdas en serie
Voltaje nominal	7.2 V
Capacidad nominal	6.5 Ah
Voltaje de corte de carga	8.5 V
Corriente máxima de carga	1.34 A – 3.25 A
Voltaje de corte de descarga	6.0 V
Corriente máxima de descarga	1 A
Resistencia interna por módulo	0.008Ω
Peso por módulo	1.04 kg
Dimensiones del módulo	275 x 17 x107 mm
Configuración del paquete	168 celdas (28 módulos conectados en serie)
Voltaje nominal del paquete	201.6 V
Voltaje máximo del paquete	241.9 V
Peso del paquete	36 kg
Eficiencia coulómbica	97 %

Tomado de: [116].

En la Figura 28 con fines de simulación, el banco de baterías se modeló con las especificaciones nominales del fabricante, con el propósito de establecer un escenario de referencia para evaluar el desempeño teórico del sistema, estimar la capacidad de almacenamiento requerida, determinar el número de módulos según la autonomía prevista y validar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Figura 28. Configuración del modelo personalizado de baterías Ni-MH en PVsyst



Obtenido de: software PVsyst.

NOTA: Aunque el voltaje mínimo especificado por el fabricante es de 6.0 V, en la simulación se adoptó un corte de 6.5 V para preservar la integridad de los módulos y reducir el estrés por descarga profunda.

IV. Configuración del generador fotovoltaico en PVsyst

Para la selección del generador fotovoltaico en el software PVsyst Figura 29, se eligió un módulo disponible en la base de datos del programa, considerando sus características eléctricas y su compatibilidad con el sistema. Considerando su potencia nominal de 550 W, así como sus valores de voltaje en condiciones de máxima potencia (Vmp) y en circuito abierto (Voc), los cuales son compatibles con la configuración del sistema y el regulador de carga. La elección de este tipo de módulo se fundamenta en su alta potencia y eficiencia, lo que permite reducir la cantidad de paneles necesarios y optimizar el espacio disponible, garantizando un mejor aprovechamiento de la radiación solar y un funcionamiento adecuado del sistema bajo las condiciones de diseño.

Figura 29. Elección del tipo de Panel en PVsyst



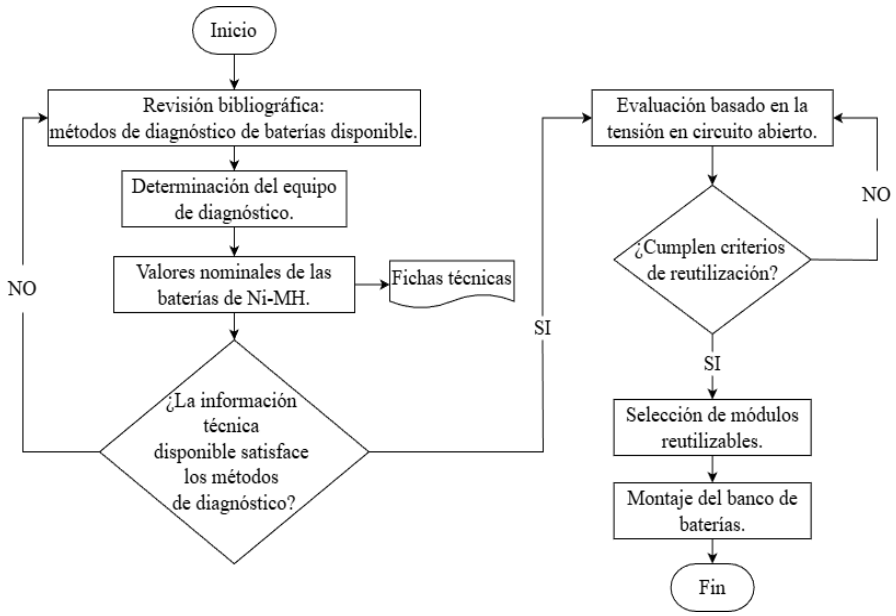
Obtenido de: software PVsyst.

3.1.3. Diagnóstico, selección y reutilización de baterías Ni-MH

En esta etapa se desarrolló el procedimiento experimental orientado a evaluar el estado de los módulos de baterías Ni-MH recuperados de vehículos híbridos, con el propósito de determinar su aptitud para aplicaciones de segunda vida en almacenamiento estacionario.

El procedimiento contempló inicialmente una inspección visual de los módulos de baterías Ni-MH para identificar posibles daños físicos o anomalías. Posteriormente, se realizó la medición del voltaje en circuito abierto (OCV) para evaluar parámetros asociados al SOC y SOH. Además, se efectuaron procesos de carga y descarga controlados, junto con monitoreo térmico mediante cámara termográfica, permitiendo analizar el comportamiento eléctrico y térmico de los módulos e identificar aquellos aptos para su reutilización dentro del banco de baterías del sistema propuesto.

Figura 30. Proceso de diagnóstico, selección y reutilización de módulos Ni-MH



3.1.3.1 Determinación del equipo necesario para diagnóstico

Como etapa previa al diagnóstico de los módulos Ni-MH, se definió el equipamiento necesario para ejecutar pruebas de carga, descarga y medición de variables eléctricas fundamentales. La selección del equipo se realizó en función de los parámetros a evaluar, considerando instrumentos y dispositivos capaces de registrar voltaje, corriente, capacidad y comportamiento del módulo durante los ensayos experimentales.

Para el desarrollo de las pruebas se empleó un cargador-descargador multipropósito CQ3-4X100W mostrado en la Figura 31, seleccionado por su capacidad para realizar procesos controlados de carga y descarga, estimación de capacidad, monitoreo de corriente y aplicación de rutinas de diagnóstico en módulos Ni-MH. Este equipo permitió ejecutar las pruebas necesarias para la evaluación del estado de carga (SOC) y estado de salud (SOH), además de obtener los datos requeridos para la aplicación de las ecuaciones de diagnóstico empleadas en esta investigación.

La definición del equipamiento permitió establecer las condiciones técnicas necesarias para el desarrollo confiable de las pruebas experimentales. Las especificaciones técnicas del equipo utilizado se presentan en el Anexo 1.

Figura 31. Equipo CQ3-4X100W empleado para el diagnóstico de módulos Ni-MH



I. Selección de módulos Ni-MH de prueba

Con el propósito de establecer una clasificación preliminar de los módulos sometidos a diagnóstico, se realizó inicialmente un proceso de identificación y etiquetado individual de cada módulo de batería Ni-MH, asignando un código único que permitió garantizar su trazabilidad durante todo el procedimiento experimental.

Figura 32. Etiquetado e identificación de módulos Ni-MH del banco n°1 del Toyota Prius



II. Desmontaje e inspección visual de los módulos de baterías

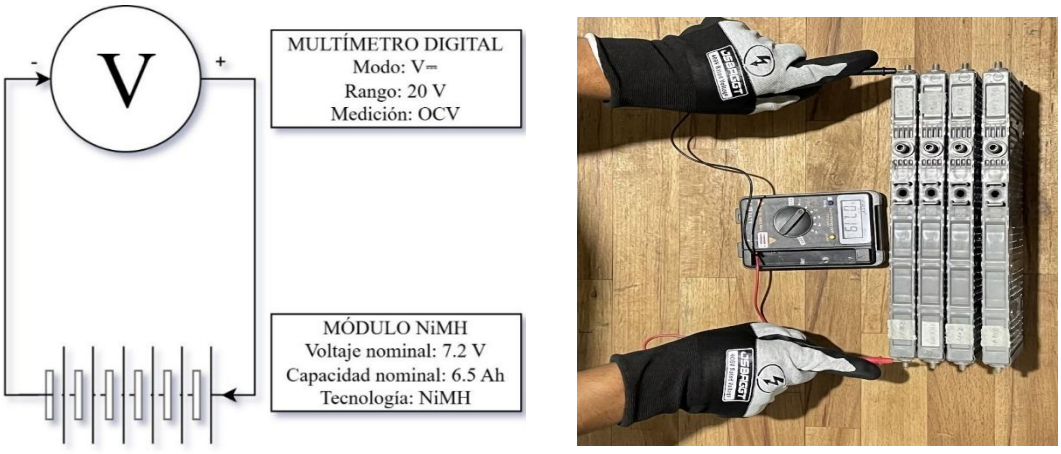
Se realizó el desmontaje de los módulos de baterías Ni-MH a partir del paquete de baterías híbrido disponible para evaluación. Los módulos fueron separados de la estructura de ensamblaje y del sistema de sujeción, permitiendo el acceso individual para la ejecución de las pruebas de diagnóstico eléctrico y análisis térmico.

Posteriormente, se efectuó una inspección visual de cada módulo con el objetivo de identificar posibles daños físicos, deformaciones, corrosión en los terminales, fugas de electrolito, evidencias de sobrecalentamiento o sulfatación en las conexiones. Asimismo, se verificó el estado de los conductores, las barras colectoras y el sistema de ventilación del conjunto de baterías, garantizando que los módulos se encontraran en condiciones adecuadas para continuar con el proceso de caracterización.

III. Medición de voltaje en circuito abierto

Una vez identificados, se procedió a la medición del voltaje en circuito abierto de cada módulo mediante un multímetro digital, registrando los valores obtenidos como referencia del estado energético inicial. Este parámetro fue empleado como criterio preliminar para identificar variaciones entre módulos asociadas a diferencias en el nivel de carga o posibles efectos de autodescarga.

Figura 33. Medición del voltaje en VOC de módulos Ni-MH mediante multímetro digital



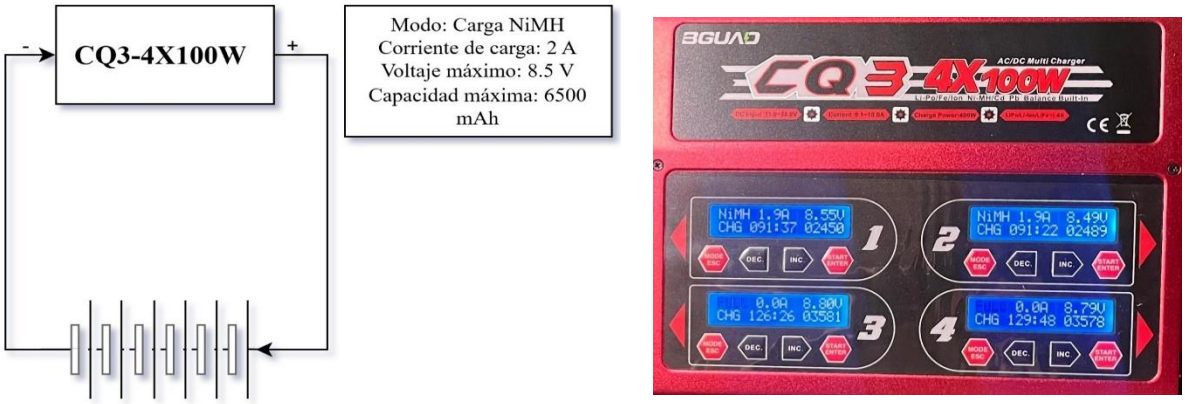
3.1.3.2 Procedimiento de Ciclado para el Reacondicionamiento y Selección Óptima de Módulos de Baterías

El procedimiento de ciclado se estableció con el propósito de evaluar el comportamiento eléctrico de los módulos de baterías y determinar su viabilidad para una segunda vida. Para ello, se desarrollaron de manera secuencial las etapas de carga y descarga, cuyos resultados permitieron obtener los parámetros necesarios para su posterior caracterización y selección.

I. Proceso de primera carga

Se realizó una primera carga de los módulos de baterías Ni-MH utilizando parámetros adecuados para esta tecnología, con la finalidad de alcanzar un estado de carga cercano al 100% antes de efectuar las pruebas de descarga. Este procedimiento permitió establecer condiciones iniciales uniformes para la evaluación de capacidad, comportamiento eléctrico y análisis del desempeño de cada módulo.

Figura 34. Proceso de primera carga banco n°1 del Toyota Prius



II. Proceso de descarga

Posteriormente, se realizó el proceso de descarga controlada de los módulos de baterías Ni-MH mediante parámetros previamente configurados en el cargador/descargador. Durante esta etapa se evaluó el comportamiento del voltaje y la capacidad disponible de cada módulo hasta alcanzar el voltaje de corte establecido, permitiendo obtener información para el análisis del estado de carga y estado de salud de las baterías.

Figura 35. Proceso de descarga banco n°1 del Toyota Prius



III. Proceso de segunda carga

Finalizado el proceso de descarga, se efectuó una segunda carga de los módulos de baterías Ni-MH con el propósito de restablecer su estado de carga y mantenerlos en condiciones adecuadas para su almacenamiento y posteriores aplicaciones dentro del sistema propuesto.

Figura 36. Proceso de carga final banco n°1 del Toyota Prius



IV. Evaluación del SOH y SOC

La evaluación del SOH se desarrolló con el objetivo de determinar el grado de degradación de los módulos Ni-MH, considerando parámetros como capacidad disponible, resistencia interna y comportamiento durante ciclos de operación.

$$SOH\ \% = \frac{Q_{max}}{Q_{nominal}} * 100 \tag{13}$$

Donde:

Q_{max}: capacidad máxima

$Q_{nominal}$: capacidad nominal

La evaluación del SOC se realizó con el propósito de estimar la energía disponible en cada módulo de batería, empleando los parámetros obtenidos durante las pruebas de carga y descarga controladas. Esta evaluación permitió determinar el nivel de carga de los módulos y establecer una referencia inicial para su análisis técnico.

$$SOC\ \% = \frac{I\ *\ t\ *\ 100}{Cap.Nominal\ Batería} \tag{14}$$

Donde:

I: Intensidad (A)

t: tiempo (hs)

V. **Estimación de la resistencia interna**

Con el propósito de complementar el diagnóstico del estado de salud (SOH) de los módulos Ni-MH recuperados, se estimó la resistencia interna a partir de la variación de voltaje que experimenta cada módulo cuando es sometido a una corriente de descarga constante. Este parámetro constituye un indicador del grado de degradación de la batería, debido a que un incremento de la resistencia interna ocasiona mayores pérdidas de energía, disminución de la capacidad de entrega de corriente y un aumento en la generación de calor durante su

funcionamiento [117]. Como criterio de referencia para la interpretación de los resultados obtenidos, la Tabla 21 presenta los rangos típicos de resistencia interna reportados para diferentes tecnologías de baterías, entre ellas los módulos de Ni-MH. Estos valores permiten establecer una comparación con las mediciones experimentales y evaluar el comportamiento esperado de los módulos recuperados en función de su tecnología de fabricación.

Tabla 21. Valor de resistencias internas de diferentes químicas de baterías

Material / Características	Plomo	Níquel Cadmio	Níquel Hidruro Metálico	Iones de Litio
Resistencia Interna (mΩ)	Inferior a 100 por módulo de 12 voltios	100-200 por módulo de 6 voltios	200-300 por módulo de 6 voltios	25-300 por módulo

Tomado de: [116].

La estimación se realizó utilizando la diferencia entre el voltaje en circuito abierto y el voltaje medido bajo carga, considerando la corriente de descarga aplicada por el equipo de diagnóstico. La resistencia interna se determinó mediante la siguiente expresión:

$$R_I = \frac{V_0 - V_c}{I} \tag{15}$$

Donde:

R_I: Resistencia interna de la batería basada en la caída de voltaje.

V_0: Voltaje sin carga.

V_c: Voltaje con carga.

I : Intensidad de descarga constante.

VI. Monitoreo térmico mediante cámara termográfica

Durante los procesos de carga y descarga se realizó el monitoreo térmico de los módulos utilizando una cámara termográfica, con el objetivo de identificar incrementos anormales de temperatura, puntos calientes y posibles desequilibrios térmicos entre módulos.

La termografía permitió analizar la distribución de temperatura superficial en tiempo real sin contacto físico directo, facilitando la detección de:

1. Sobrecalentamiento localizado
2. Incremento de resistencia interna
3. Desbalance térmico entre módulos
4. Posibles fallas internas
5. Deficiencias en disipación térmica

Las capturas termográficas fueron tomadas en diferentes etapas del ciclo de carga y descarga, registrando la temperatura máxima, mínima y promedio de cada módulo.

VII. Tasa de autodescarga

Posteriormente a la segunda carga, se realizó el monitoreo de la variación de voltaje de los módulos de baterías Ni-MH durante un periodo determinado de días, efectuando mediciones periódicas en condición de circuito abierto (OCV). Este procedimiento se desarrolló debido a que, por diversos factores electroquímicos y fenómenos de autodescarga característicos de la tecnología Ni-MH, los módulos tienden a presentar una disminución gradual de voltaje después de finalizar el proceso de carga.

El seguimiento de la variación de voltaje permitió analizar la estabilidad eléctrica de los módulos, identificar posibles pérdidas anormales de energía y evaluar su capacidad de retención de carga para futuras aplicaciones dentro del sistema de almacenamiento propuesto.

3.1.4. Construcción del Prototipo

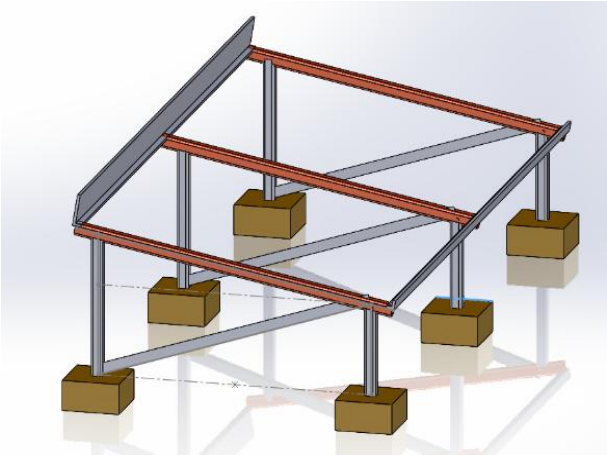
En este apartado se realizará el ensamblaje de todos los elementos del sistema propuesto a partir de los resultados obtenidos en las etapas de dimensionamiento, simulación y selección de módulos reutilizables de baterías Ni-MH. Esta fase contempla la integración de los componentes principales del sistema, incluyendo panel fotovoltaico, regulador de carga, inversor y banco de baterías recuperadas.

I. Diseño Estructural Fotovoltaico

El diseño de la estructura se centró en optimizar la geometría de captación solar según la ubicación del proyecto. Para ello, el soporte se configuró con un Azimut de 0.0° (orientación hacia el Sur), asegurando que el panel aproveche la mayor cantidad de radiación solar directa a lo largo de todo el año.

Por otra parte, se estableció un ángulo de inclinación fijo de 10.0° para el plano colector. Esta inclinación se seleccionó estratégicamente para maximizar la recepción de la energía incidente y, al mismo tiempo, garantizar una pendiente mecánica que facilite el autolavado de los módulos con el agua de la lluvia, reduciendo así las pérdidas por acumulación de suciedad.

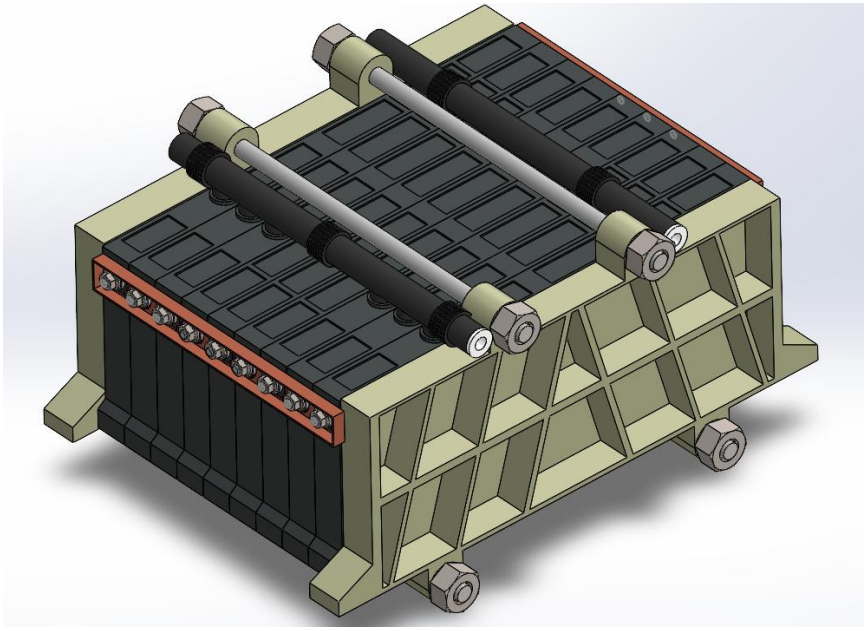
Figura 37. Modelado en 3D de la estructura de soporte para el módulo fotovoltaico



II. Integración del banco de baterías reutilizadas

Para la conformación del banco de almacenamiento, se determinó una configuración eléctrica 3S3P utilizando módulos recuperados uniformes, orientada a alcanzar los niveles de tensión y capacidad requeridos. Previo al ensamblaje físico, se desarrolló el diseño tridimensional del paquete de baterías mediante el software SolidWorks, lo que permitió proyectar la disposición geométrica de las celdas, optimizar el espacio disponible y planificar la estructura de soporte mecánico. Este modelado virtual sirvió como base fundamental para asegurar la correcta interconexión eléctrica y la estabilidad estructural del banco durante la posterior fase de montaje y pruebas.

Figura 38. Diseño CAD y soporte mecánico del paquete de baterías recuperadas



III. Instalación del sistema fotovoltaico

Se procederá a instalar el panel fotovoltaico sobre la estructura diseñada, verificando su correcta orientación, fijación y conexión con el sistema de almacenamiento energético.

IV. Implementación del sistema de control y regulación

Para la gestión del proceso de carga y protección de las celdas de Ni-MH, se implementó un regulador con tecnología MPPT, asegurando un diseño donde el voltaje de entrada del campo fotovoltaico superara el voltaje nominal del banco de 24V. La programación del controlador se basó en el cálculo de límites de operación seguros por módulo, estableciendo los umbrales de carga máxima (BCV), flotación (FCV), reconexión (LVR) y desconexión por descarga profunda (LVD). Estos parámetros fueron configurados con el fin de optimizar la eficiencia del algoritmo de seguimiento de máxima potencia y prevenir el sobrecalentamiento o la degradación crítica del almacenamiento.

V. Verificación del funcionamiento del prototipo

Una vez concluido el ensamblaje del sistema fotovoltaico, se procederá a verificar su funcionamiento mediante pruebas experimentales bajo condiciones reales de operación. Para ello, se conectarán diferentes consumidores eléctricos representativos del consumo doméstico, con el propósito de evaluar la capacidad del sistema para suministrar energía de manera continua y estable. De la misma manera, se registrarán los parámetros eléctricos del banco de baterías durante los procesos de descarga y recarga, considerando variables como el voltaje, la corriente y el tiempo requerido para cada etapa. Estos ensayos permitirán comprobar el correcto desempeño del prototipo, así como validar el comportamiento del sistema de almacenamiento y su integración con el panel fotovoltaico y el controlador de carga.

CAPÍTULO IV:

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de la metodología desarrollada en la presente investigación, orientada al dimensionamiento, simulación y evaluación de un sistema fotovoltaico con almacenamiento energético basado en baterías reutilizadas Ni-MH provenientes de vehículos híbridos. Los resultados permiten analizar el desempeño técnico de los componentes dimensionados, la viabilidad del sistema propuesto y la respuesta del modelo bajo las condiciones definidas para el sitio de estudio.

Asimismo, se exponen los resultados derivados del diagnóstico y selección de módulos reutilizables, así como los parámetros obtenidos durante la simulación y evaluación del sistema, con el propósito de validar el diseño planteado y establecer criterios técnicos que sustenten su implementación.

4.1.1. Resultados del dimensionamiento del sistema fotovoltaico

A partir de los parámetros definidos para el sistema fotovoltaico, se obtuvieron los resultados correspondientes al dimensionamiento de sus principales componentes. En esta sección se presentan los valores obtenidos para la demanda energética, la potencia requerida del generador fotovoltaico y la selección de los elementos que conforman el sistema.

4.1.1.1. Demanda energética diaria obtenida

La demanda energética diaria obtenida para la vivienda fue de 1240 Wh/día, resultado derivado de la suma del consumo individual de las cargas consideradas. Los resultados se presentan en la Tabla 22.

Cabe destacar que, inicialmente, la demanda energética diaria contemplaba el uso de una licuadora con un consumo de 250 Wh/día, No obstante, debido a criterios de optimización económica y con el objetivo de reducir los costos de inversión inicial del sistema fotovoltaico especialmente en el dimensionamiento del inversor y el banco de baterías, se optó por excluir

dicha carga inductiva del diseño final. Esta modificación permitió reajustar la demanda total a un nivel más eficiente y accesible financieramente para la vivienda sin comprometer los servicios energéticos esenciales

Tabla 22. Consumos diarios de la vivienda

Cantidad (#)	Cargas	Potencia nominal (W)	Potencia total (W)	Uso diario (h/día)	Demanda (Wh)
8	Focos	15	120	5	600
1	PC	40	40	4	160
1	Router Wifi	10	10	24	240
2	Cargador de celular	40	80	3	240
	Total		250		1240

4.1.1.2. Rendimiento global calculado del sistema

A partir de los coeficientes de pérdidas adoptados y los parámetros establecidos para la instalación, cuyos valores adoptados se resumen en la Tabla 23.

Tabla 23. Parámetros considerados para el cálculo del rendimiento global

Coeficiente de Pérdidas	
Ka	0.012
Kb	0.1
Kc	0.05
Kv	0.15
N	0.15
Pd	0.7

Se obtuvo un rendimiento global del sistema de 0.6982, valor que representa la eficiencia neta del sistema considerando pérdidas asociadas al proceso de acumulación, autodescarga, rendimiento del inversor y pérdidas operativas adicionales, es decir que aproximadamente el 69.82 % de la energía generada resulta aprovechable, mientras que el porcentaje restante corresponde a pérdidas inherentes al sistema. Este resultado fue empleado posteriormente para determinar la potencia requerida del generador fotovoltaico.

4.1.1.3. Potencia requerida del generador fotovoltaico

A partir de la demanda energética ajustada, el rendimiento global del sistema y las horas sol pico consideradas para el sitio de estudio, se determinó inicialmente una potencia requerida del generador fotovoltaico de 513.20 W, la cual contemplaba el uso de una licuadora dentro de las cargas domésticas. No obstante, al excluir este equipo del análisis, la potencia mínima de diseño requerida se redujo a 427.09 W.

Con la finalidad de prever un margen de holgura para futuras adquisiciones de electrodomésticos, y considerando la disponibilidad de componentes en el mercado tecnológico local, se descartó la idea de ajustar el sistema a la medida exacta calculada.

Por lo tanto, se optó por la selección de un único panel solar de 550 W. Esta decisión no solo cubre eficientemente los requerimientos energéticos actuales de la vivienda, sino que también optimiza el espacio de instalación y simplifica la estructura de soporte al utilizar un solo módulo comercial.

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 24.

Tabla 24. Potencia requerida del generador fotovoltaico

Parámetro	Valor
Potencia requerida del generador (P_G)	427.09
Potencia nominal seleccionada (P_{FV})	550 Wp

Del análisis de resultados se observa que la potencia calculada establece la base para la selección del arreglo fotovoltaico y la determinación del número de paneles requeridos, desarrollados en la siguiente etapa del dimensionamiento.

4.1.1.4. Número de paneles seleccionados

El número de paneles fotovoltaicos se determinó a partir de la relación entre la potencia requerida del generador y la potencia nominal del módulo seleccionado. Debido a que la potencia de un solo panel es suficiente para cubrir la demanda energética estimada, se selecciona un único módulo fotovoltaico, garantizando así el cumplimiento de los

requerimientos del sistema sin necesidad de incrementar el número de paneles. Las especificaciones técnicas del panel solar utilizado se presentan en el Anexo 2.

4.1.1.5. Capacidad calculada del banco de baterías

Con base en los parámetros definidos previamente, se determinó la capacidad del banco de baterías considerando una tensión de operación de 24 V, seleccionada con el fin de reducir el calentamiento en los componentes del sistema. Como resultado del cálculo, se obtuvo una capacidad requerida de 11.07 Ah, valor que permite cubrir la demanda energética establecida bajo las condiciones de diseño.

4.1.1.6. Configuración final del banco de baterías

Para alcanzar los valores de voltaje y capacidad requeridos, el dimensionamiento inicial del sistema determinó una configuración de 4 módulos en serie y 3 en paralelo (4S3P), la cual permitía satisfacer los requerimientos energéticos calculados. Sin embargo, durante la etapa de implementación se optó por una configuración 3 módulos en serie y 3 en paralelo (3S3P), debido a criterios de viabilidad económica y compatibilidad con los equipos de control disponibles comercialmente. Con esta configuración, se obtiene una capacidad total aproximada de 13.8 Ah, valor que satisface la capacidad requerida previamente calculada de 11.07 Ah, garantizando así el almacenamiento necesario para cubrir la demanda energética.

4.1.1.7. Inversor seleccionado

La potencia del inversor se determinó a partir de la demanda total de las cargas, empleando dos criterios de cálculo. En el primer caso, considerando el factor de simultaneidad, se obtuvo una potencia de 200 W. En el segundo enfoque, se aplicó un factor de seguridad, resultando una potencia de 300 W. Este último valor se adopta para la selección del inversor, ya que garantiza un funcionamiento confiable del sistema ante posibles incrementos en la demanda energética. Las especificaciones técnicas del inversor seleccionado se presentan en el Anexo 3.

Figura 39. Inversor



4.1.1.8. Regulador de carga seleccionado

La selección del regulador de carga se realizó considerando los parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico, específicamente el voltaje en circuito abierto (VOC) de 49.8 V y la corriente de cortocircuito (Isc) de 13.99 A. Para la corriente, se aplicó un factor de seguridad del 20%, obteniendo un valor de 16.78 A. En este sentido, el regulador debe ser capaz de soportar un voltaje de entrada proveniente del panel de al menos 49.8 V y una corriente de 16.78 A, además de ser compatible con la tensión del banco de baterías, garantizando un funcionamiento seguro y adecuado del sistema. Las especificaciones técnicas del controlador de carga MPPT utilizado en la investigación se presentan en el Anexo 4.

Figura 40. Regulador de carga



4.1.2. Resultados de la simulación del sistema fotovoltaico

La simulación del sistema fotovoltaico permitió analizar su comportamiento bajo las condiciones ambientales y parámetros de operación definidos para el sitio de estudio. En esta sección se presentan los principales resultados obtenidos mediante la simulación, considerando inicialmente la validación de los datos meteorológicos utilizados como entrada.

4.1.2.2. Validación de datos meteorológicos del sitio

A partir de la importación de la base de datos climática desde Meteonorm en el software PVsyst, se obtuvieron los valores mensuales de irradiación solar, temperatura ambiente, velocidad del viento y otros parámetros atmosféricos relevantes para el sitio de estudio. La irradiación solar global horizontal se expresa en unidades de kWh/m²/día, presentando un valor promedio anual aproximado de 4.99 kWh/m²/día, lo cual evidencia la disponibilidad de un recurso solar adecuado para la implementación del sistema fotovoltaico. La consistencia de estos datos fue verificada mediante la revisión de las tablas mensuales generadas en el software, permitiendo confirmar la coherencia de la información climática empleada como base para el desarrollo de la simulación.

Figura 41. Irradiación horizontal Casas de campo

	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Turbidez Linke	Humedad relativa
	kWh/m²/día	kWh/m²/día	°C	m/s	[-]	%
Enero	5.04	2.09	14.5	2.30	2.876	77.2
Febrero	4.50	2.49	14.4	2.30	3.101	78.4
Marzo	5.07	2.67	14.4	2.10	2.986	78.5
Abril	5.25	2.45	14.1	1.99	2.883	81.3
Mayo	5.29	2.15	14.5	2.19	2.795	76.8
Junio	5.24	1.93	14.1	2.69	2.676	73.3
Julio	5.25	2.23	14.4	3.00	2.676	67.2
Agosto	5.27	2.19	14.6	3.30	2.958	63.3
Septiembre	4.96	2.46	14.5	2.99	3.071	66.8
Octubre	4.49	2.43	14.5	2.29	3.080	73.3
Noviembre	4.64	2.36	14.2	2.01	3.073	76.7
Diciembre	4.80	2.22	14.4	2.20	3.002	77.5
Año	**4.99**	**2.30**	**14.4**	**2.4**	**2.931**	**74.2**

Obtenido de: software PVsyst.

3.1.1.3. Resultados de la configuración del sistema

I. Demanda energética del Usuario

En los resultados presentados a continuación, se desglosan las cargas nominales y los tiempos de operación estimados para una vivienda tipo en la zona de estudio. La primera fase de la simulación Figura 42 establece un balance energético total de 1240 Wh/día, basado en el uso de tecnologías y dispositivos de comunicación esenciales.

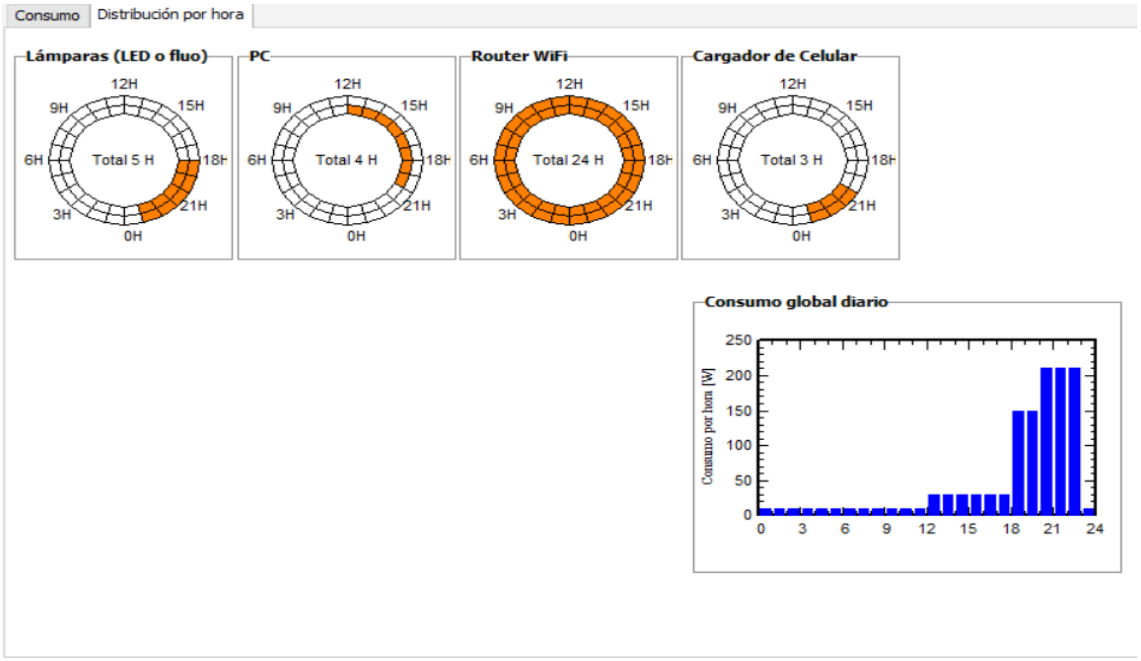
Figura 42. Desglose de consumos domésticos y balance energético mensual en PVsyst



Obtenido de: software PVsyst.

Posteriormente, mediante la distribución horaria Figura 43, se identifica un perfil de carga con picos pronunciados durante la tarde-noche, lo que define el régimen de exigencia al que será sometido el banco de baterías y permite validar la capacidad del sistema para mantener el suministro durante las horas de nula radiación solar.

Figura 43. Determinación de la demanda máxima horaria



Obtenido de: software PVsyst.

II. Orientación del generador fotovoltaico

El análisis de la orientación del generador fotovoltaico se realizó mediante la herramienta de evaluación de rendimiento anual del software PVsyst, con el objetivo de determinar el ángulo de inclinación que maximiza la captación de energía solar en el sitio de estudio. Este análisis considera la relación entre la radiación incidente sobre el plano del generador y la radiación horizontal, a través del factor de transposición (FT).

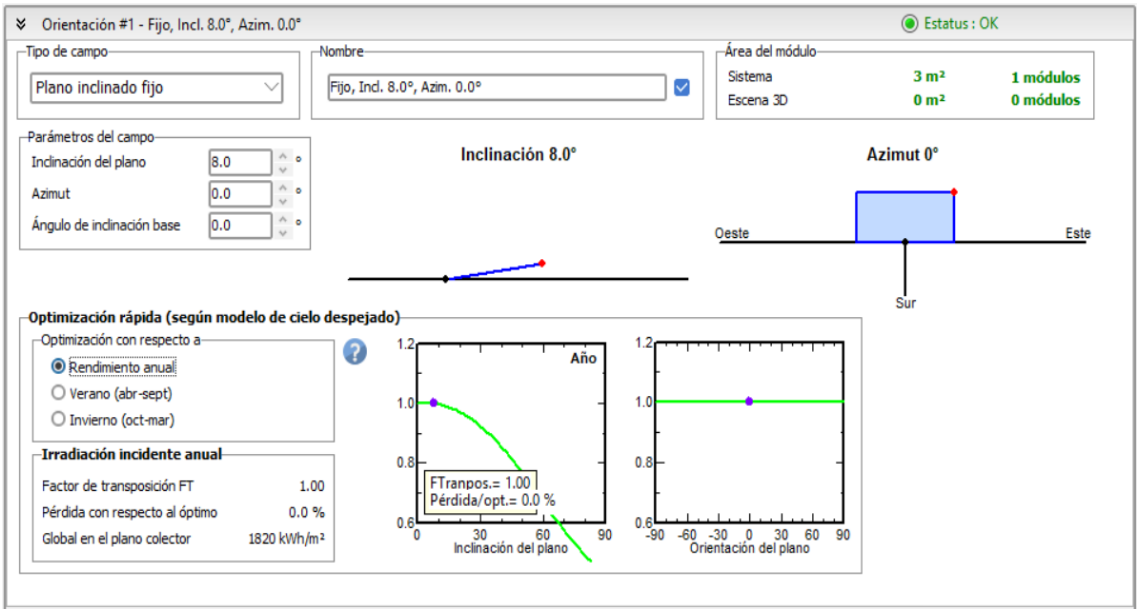
Los resultados obtenidos evidencian que, para inclinaciones comprendidas entre 0° y 8°, las pérdidas energéticas respecto al valor óptimo son prácticamente nulas. Este comportamiento se atribuye a la ubicación geográfica del sistema, cercana a la línea ecuatorial, donde la trayectoria solar presenta una incidencia casi perpendicular durante la mayor parte del año. Como consecuencia, la captación de energía resulta poco sensible a variaciones en la inclinación del plano del generador dentro de este rango.

A partir de inclinaciones superiores a 9°, se observa una ligera disminución en la energía generada, asociada a la reducción del factor de transposición. No obstante, estas pérdidas se

mantienen en niveles bajos, del orden de aproximadamente 0.1 %, lo que indica que el sistema conserva un desempeño energético adecuado incluso ante pequeñas variaciones en la inclinación.

En función de estos resultados, se establece que el uso de inclinaciones bajas permite un aprovechamiento eficiente del recurso solar, garantizando condiciones favorables para la operación del sistema fotovoltaico en el sitio analizado.

Figura 44. Determinación del ángulo de inclinación del panel fotovoltaico en PVsyst



Obtenido de: software PVsyst.

III. Resultado de la configuración del Banco de Baterías en PVSyst

A partir de la configuración del sistema en PVsyst, se definió el banco de baterías utilizando módulos de Níquel–Metal Hidruro. Debido a que el software no dispone de modelos específicos para esta tecnología, se empleó un modelo equivalente ajustado a las características eléctricas de los módulos utilizados.

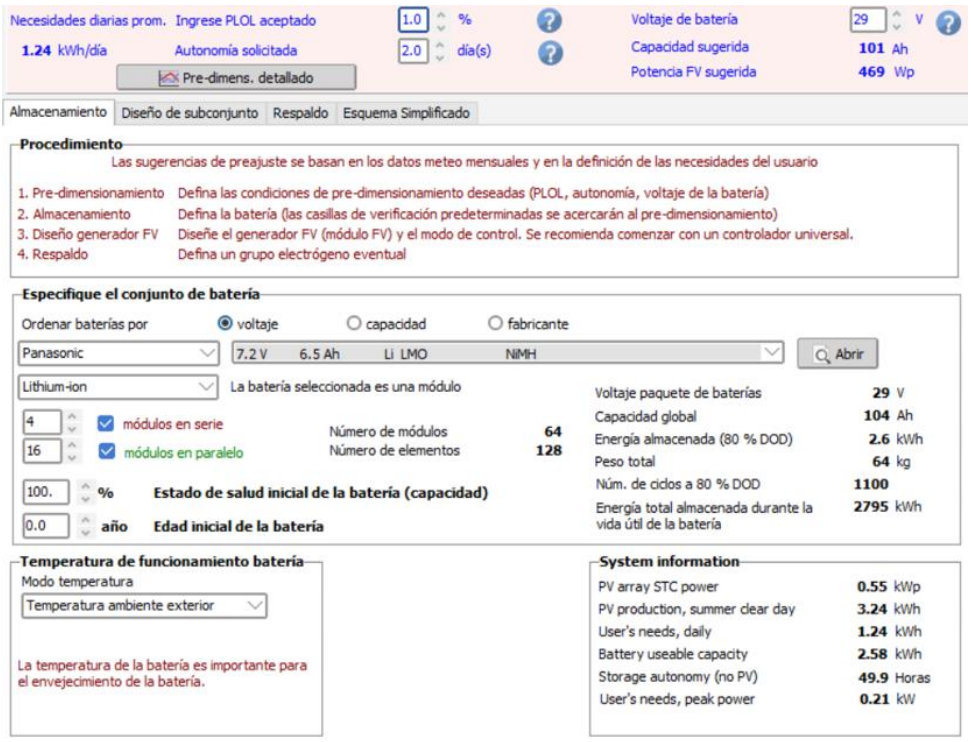
La configuración adoptada corresponde a un arreglo de 4 módulos en serie y 16 en paralelo, totalizando 64 módulos, lo que permite alcanzar una tensión de operación de aproximadamente 29 V. El sistema presenta una capacidad global de 104 Ah, que, considerando una profundidad de descarga del 80%, proporciona una energía útil cercana a 2.58 kWh.

En términos operativos, esta capacidad permite cubrir la demanda energética diaria de 1.24 kWh/día, alcanzando una autonomía aproximada de 49.9 horas, lo que garantiza el suministro durante periodos sin radiación solar.

Por su parte, el sistema fotovoltaico asociado, con una potencia de 0.55 kWp, permite una generación estimada de hasta 3.24 kWh/día, asegurando la recarga del banco y un adecuado balance energético del sistema.

Sin embargo, durante la implementación experimental del proyecto no se adoptó este criterio de autonomía debido a la disponibilidad limitada de módulos recuperados y a las condiciones reales de operación del sistema.

Figura 45. Configuración de las Baterías Ni-MH, autonomía y balance energético



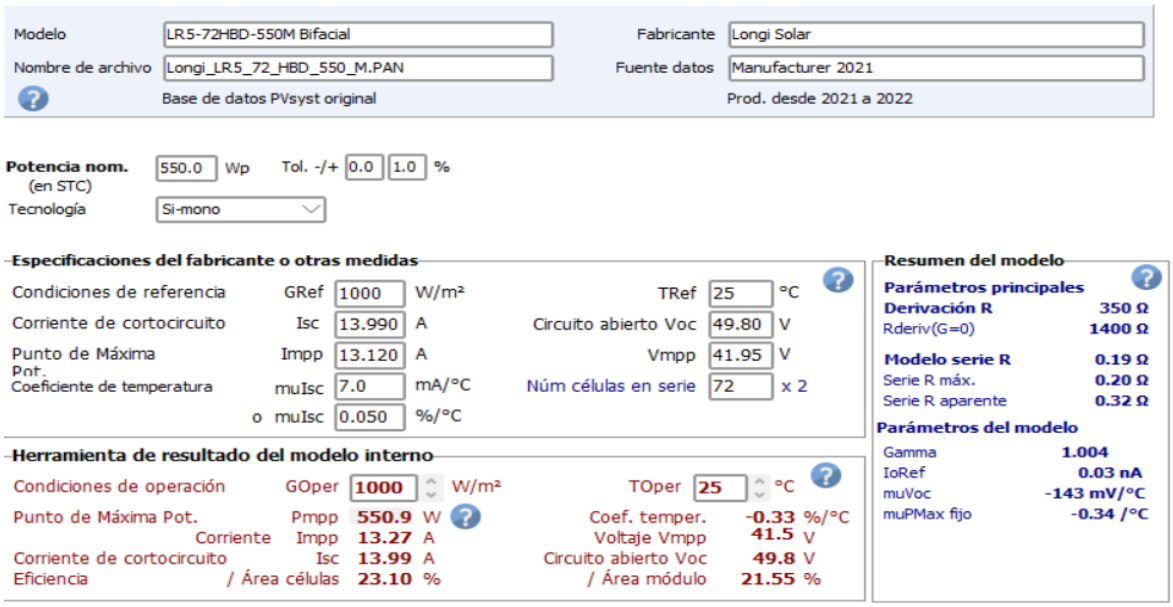
Obtenido de: software PVsyst.

IV. Resultado de la configuración del generador fotovoltaico en PVsyst

Para la simulación del sistema fotovoltaico, se seleccionó un módulo comercial de 550 Wp, integrado desde la base de datos de PVsyst, lo que permitió disponer de sus parámetros eléctricos reales para un modelado preciso del sistema.

Entre los parámetros más relevantes se consideran el voltaje en circuito abierto (Voc = 49.80 V), la corriente de cortocircuito (Isc = 13.99 A), así como los valores en el punto de máxima potencia (Vmpp = 41.95 V e Impp = 13.12 A). Estos parámetros garantizan la compatibilidad del módulo con el sistema propuesto y permiten una representación confiable de su comportamiento bajo condiciones reales de operación.

Figura 46. Parámetros eléctricos del panel fotovoltaico utilizado en la simulación



Obtenido de: software PVsyst.

4.1.2.4. Evaluación anual del desempeño energético del sistema

A partir de la simulación anual realizada en PVsyst, se obtuvieron los balances energéticos que permiten evaluar el desempeño del sistema fotovoltaico bajo condiciones reales de operación.

Los resultados indican una generación anual de 856.93 kWh, superior a la demanda energética del sistema, estimada en 452.60 kWh, lo que evidencia que el sistema cuenta con la capacidad suficiente para abastecer los requerimientos del usuario.

En términos de suministro efectivo, se entrega al usuario un total de 452.01 kWh/año, alcanzando una fracción solar del 100%, lo que confirma un alto nivel de autosuficiencia energética del sistema durante la mayor parte del año.

Figura 47. Balance energético anual del sistema fotovoltaico simulado en PVsyst

Nueva variante de simulación

Balances y resultados principales

	GlobHor	GlobEff	E_Avail	EUnused	E_Miss	E_User	E_Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	proporción
Enero	156.1	160.2	76.41	37.02	0.000	38.44	38.44	0.988
Febrero	126.0	125.9	61.71	24.93	0.000	34.72	34.72	1.022
Marzo	157.2	153.7	75.00	35.12	0.000	38.44	38.44	1.001
Abril	157.4	149.3	72.73	34.15	0.000	37.20	37.20	1.000
Mayo	163.9	151.4	74.46	34.70	0.000	38.44	38.44	0.998
Junio	157.1	142.6	70.08	31.46	0.098	37.10	37.20	1.002
Julio	162.9	149.1	73.49	34.51	0.000	38.44	38.44	0.977
Agosto	163.3	153.7	75.07	34.27	0.000	38.44	38.44	1.024
Septiembre	148.7	144.0	69.74	31.15	0.000	37.20	37.20	1.001
Octubre	139.1	138.3	66.33	27.65	0.490	37.95	38.44	0.971
Noviembre	139.2	141.4	68.49	29.22	0.000	37.20	37.20	1.018
Diciembre	148.7	153.1	73.42	33.52	0.000	38.44	38.44	1.001
Año	1819.6	1762.6	856.93	387.72	0.588	452.01	452.60	1.000

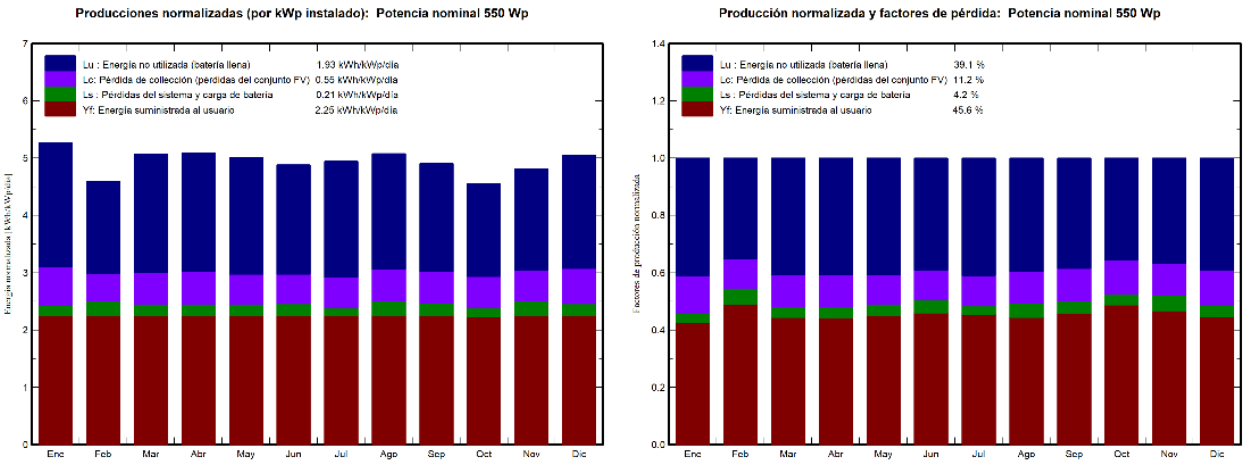
Obtenido de: software PVsyst.

El análisis de los flujos energéticos muestra la existencia de un excedente anual de 387.72 kWh, equivalente al 45.25% de la energía generada, el cual se produce principalmente cuando el sistema alcanza condiciones de saturación del banco de baterías. Este comportamiento no representa una deficiencia del sistema, sino una oportunidad para la implementación de estrategias de optimización energética, como la incorporación de nuevas cargas o sistemas adicionales de almacenamiento. Por otro lado, el sistema presenta un déficit energético reducido de 0.58 kWh/año, concentrado en periodos específicos de menor irradiación solar, lo que representa menos del 1% de la demanda total, confirmando la confiabilidad del sistema para aplicaciones aisladas.

Los resultados normalizados de la simulación indican una producción útil de 2.25 kWh/kWp/día, lo que corresponde a una eficiencia global del sistema del 45.6%. Las pérdidas del sistema se distribuyen entre energía no utilizada debido a la saturación del almacenamiento,

pérdidas por colección asociadas a la captación solar y pérdidas internas del sistema relacionadas con procesos de conversión y almacenamiento. Estos resultados validan el adecuado dimensionamiento del sistema y evidencian un buen aprovechamiento del recurso solar disponible en el sitio de estudio.

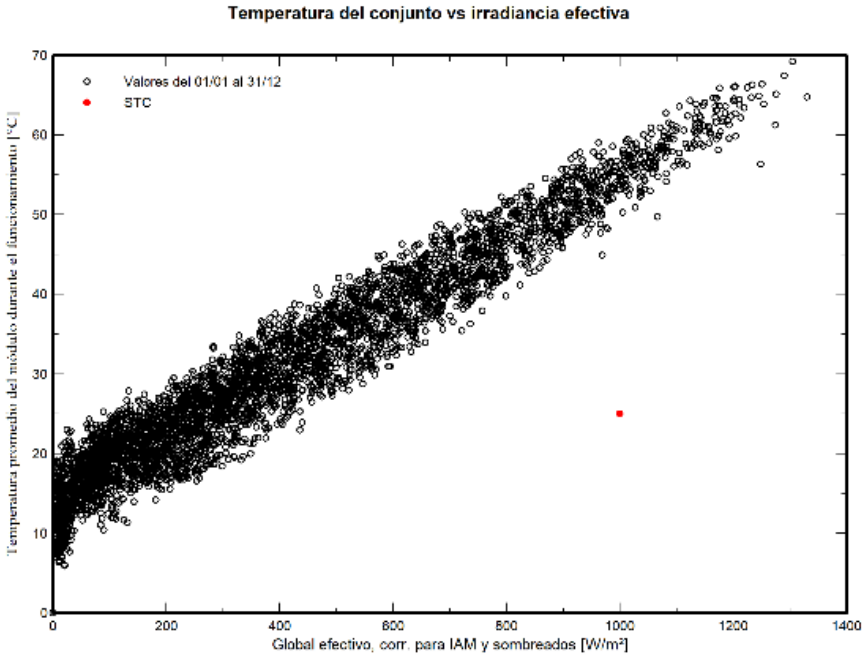
Figura 48. Producción energética y distribución de pérdidas del sistema fotovoltaico



Obtenido de: software PVsyst.

El análisis de la relación entre la temperatura del módulo y la irradiancia efectiva evidencia el comportamiento térmico del sistema bajo condiciones reales de operación. Se observa que, para niveles de irradiancia superiores a 1000 W/m², la temperatura de operación de los módulos alcanza valores entre 55°C y 65°C, superando significativamente las condiciones estándar de referencia. Este incremento térmico influye directamente en la eficiencia del sistema, justificando las pérdidas térmicas consideradas en la simulación.

Figura 49. Relación entre la temperatura del módulo y la irradiancia efectiva



Obtenido de: software PVsyst.

4.1.3. Resultados del diagnóstico de baterías

4.1.3.1 Diagnóstico, selección y reutilización de baterías Ni-MH

El diagnóstico de los módulos Ni-MH permitió determinar su estado de funcionamiento y establecer los criterios necesarios para su selección y posterior reutilización. Para ello, se consideraron parámetros eléctricos obtenidos durante las pruebas de caracterización, a partir de los cuales se clasificaron los módulos destinados a integrar el banco de baterías del prototipo.

I. Criterios de selección y codificación de los módulos Ni-MH

Para el desarrollo del diagnóstico se realizó la identificación y clasificación de los módulos Ni-MH pertenecientes a diferentes bancos de baterías híbridas. Cada módulo fue etiquetado individualmente mediante un código único, permitiendo mantener la trazabilidad y el control durante las etapas de inspección, medición y ensayo.

Tabla 25. Características de los bancos de baterías Ni-MH seleccionados para evaluación

Nº de banco	Vehículo de procedencia	Características del banco de baterías
Banco 1	Toyota Prius	28 módulos Ni-MH de 7.2 V y 6.5 Ah cada módulo
Banco 2	Toyota Prius	28 módulos Ni-MH de 7.2 V y 6.5 Ah cada módulo
Banco 3	Toyota Prius C	20 módulos Ni-MH de 7.2 V y 6.5 Ah cada módulo
Banco 4	Toyota Prius C	20 módulos Ni-MH de 7.2 V y 6.5 Ah cada módulo

II. Desmontaje e inspección física de los bancos de baterías

El proceso de desmontaje permitió la extracción individual de los módulos Ni-MH provenientes de los paquetes de baterías híbridas, facilitando su posterior evaluación eléctrica y térmica. Una vez retirados los módulos, se realizó una inspección visual detallada con el objetivo de verificar su estado físico y determinar su aptitud para las pruebas de diagnóstico.

Durante la inspección se evaluaron aspectos como la integridad estructural, la presencia de deformaciones, corrosión, daños mecánicos y posibles fugas de electrolito. Los resultados evidenciaron que la mayoría de los módulos conservaban una estructura física adecuada, sin deformaciones significativas ni señales visibles de deterioro severo. Asimismo, no se identificaron daños en los terminales de conexión ni en los elementos de unión del conjunto de baterías.

Con base en estas observaciones, se determinó que los módulos presentaban condiciones físicas aptas para continuar con las pruebas de caracterización y diagnóstico eléctrico.

III. Resultados de la medición de voltaje en circuito Abierto

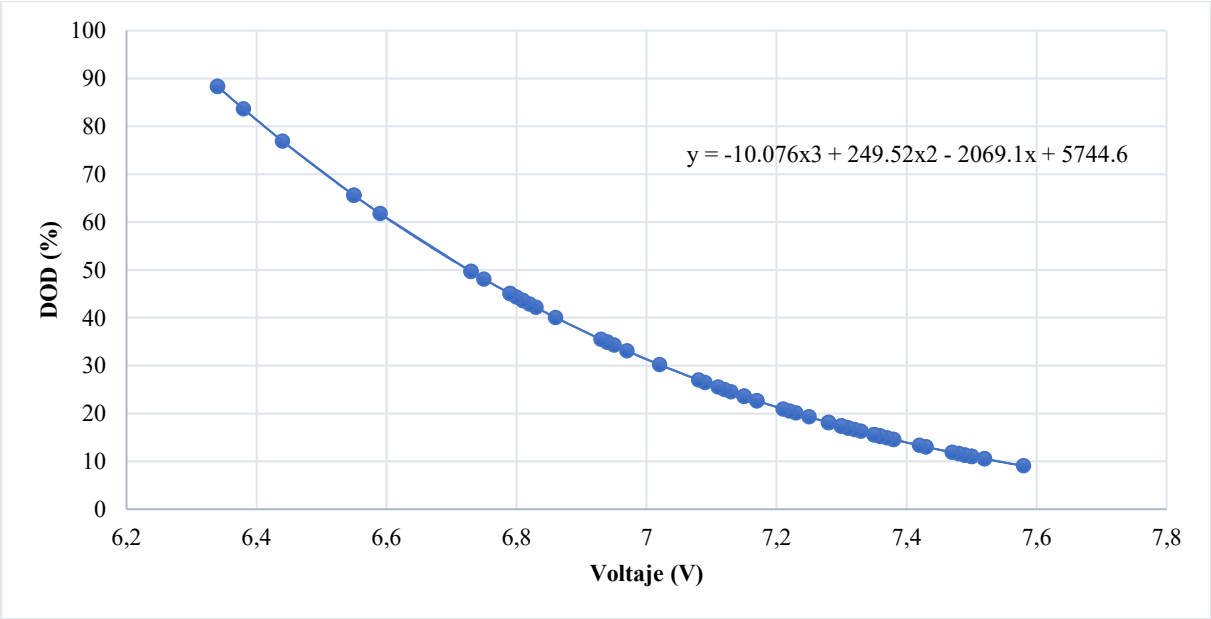
La medición de voltaje en circuito abierto permitió determinar el estado energético inicial de cada módulo del banco de baterías Ni-MH. Los valores registrados evidenciaron diferencias de voltaje entre módulos, indicando variaciones en el nivel de carga y posibles efectos de autodescarga debido al tiempo de uso y almacenamiento.

Se observó que la mayoría de los módulos mantuvieron valores de voltaje dentro de un rango operativo aceptable; sin embargo, algunos presentaron niveles inferiores al promedio, lo que sugiere una posible degradación o pérdida parcial de capacidad. Estos resultados sirvieron como referencia inicial para seleccionar los módulos y continuar con las pruebas de carga, descarga y diagnóstico del sistema.

a) Obtención de la curva Voltaje–DOD

Con la finalidad de estimar el estado inicial de descarga de los módulos de baterías Ni-MH, se empleó una curva de referencia Voltaje-DoD utilizada para relacionar el voltaje en circuito abierto con el porcentaje de profundidad de descarga de los módulos. A partir de dicha curva se obtuvo una ecuación polinómica de tercer grado mediante ajuste matemático, permitiendo representar el comportamiento de descarga de la tecnología Ni-MH en función del voltaje medido.

Figura 50. Gráfica de Correlación: Voltaje (V) y Profundidad de Descarga (%)



Nota: El voltaje en circuito abierto se empleó como indicador preliminar del estado de carga y condición energética inicial de los módulos.

La ecuación obtenida fue utilizada posteriormente para ingresar los valores de voltaje medidos experimentalmente en cada módulo y determinar su porcentaje aproximado de profundidad de descarga al inicio del proceso de diagnóstico. De esta manera, fue posible evaluar la condición inicial de los módulos y analizar su comportamiento electroquímico previo a los procesos de carga y descarga controlada.

3.1.3.2 Análisis de Resultados del Ciclado y Selección de Módulos de Baterías

I. Proceso de primera carga

Como etapa previa al diagnóstico, los módulos recuperados fueron sometidos a un proceso de primera carga controlada hasta alcanzar el voltaje máximo de operación establecido para esta tecnología. Esta condición permitió homogeneizar el estado inicial de todos los módulos, reduciendo la influencia de diferencias de carga residual ocasionadas por el tiempo de almacenamiento o por las condiciones de uso previas.

II. Resultados del proceso de descarga de los módulos

La descarga controlada de los módulos Ni-MH permitió obtener información cuantitativa sobre su capacidad de almacenamiento energético y su comportamiento durante el proceso de entrega de energía. Los parámetros registrados permitieron evaluar el estado de salud de cada módulo aptos para reutilización. Los resultados experimentales obtenidos se presentan en la Tabla 26.

Tabla 26. Resultados del proceso de descarga para estimar el SOH

Módulo	Voltaje inicial (V)	Capacidad actual (Ah)	Tiempo de carga total en horas	SOH (%)
A3	6.00	4.44	4.57	70.29
A7	6.02	4.45	4.57	70.26
A9	6.01	4.88	5.02	77.30
B1	6	5.05	5.20	79.92
B2	6.01	4.508	4.63	71.22

Módulo	Voltaje inicial (V)	Capacidad actual (Ah)	Tiempo de carga total en horas	SOH (%)
B6	6.02	4.546	4.66	71.73
B15	6.02	4.381	4.59	70.57
B18	5.97	4.539	4.68	72.06
B25	6.01	4.912	5.06	77.77

Nota: Todos los ensayos se realizaron bajo una intensidad de descarga constante de 1 A y considerando una capacidad nominal de fábrica de 6.5 Ah por módulo. El resto de los datos recopilados durante los ensayos se encuentra disponible en el Anexo 5.

El proceso de caracterización electroquímica realizado mediante los ciclos controlados de carga y descarga permitió evaluar el estado de salud (SOH) de cada módulo Ni-MH recuperado, empleando como parámetro de referencia la capacidad nominal de 6.5 Ah especificada por el fabricante. La metodología aplicada facilitó cuantificar la capacidad real de almacenamiento energético de los módulos y establecer criterios técnicos para su reutilización en aplicaciones estacionarias.

III. Resultados del proceso de carga de los módulos

Una vez finalizada la descarga previa para diagnosticar el Estado de Salud (SoH) inicial, se ejecutó la carga completa de los componentes. A continuación, se consolidan los parámetros eléctricos obtenidos en este proceso para los cuatro bancos evaluados, detallando el voltaje final, la capacidad actual restituida en Amperios-hora (Ah) y el tiempo total empleado en horas. Estos valores numéricos permiten comparar el rendimiento de los bloques y fundamentan la selección final de los módulos óptimos para el sistema.

Tabla 27. Resultados de carga final de todos los módulos

Módulo	Voltaje final (V)	Capacidad actual (Ah)	Conversión Tiempo total en horas
A3	8.84	6.8	3.98
A7	8.84	6.8	4.04
A9	8.85	6.8	4.15

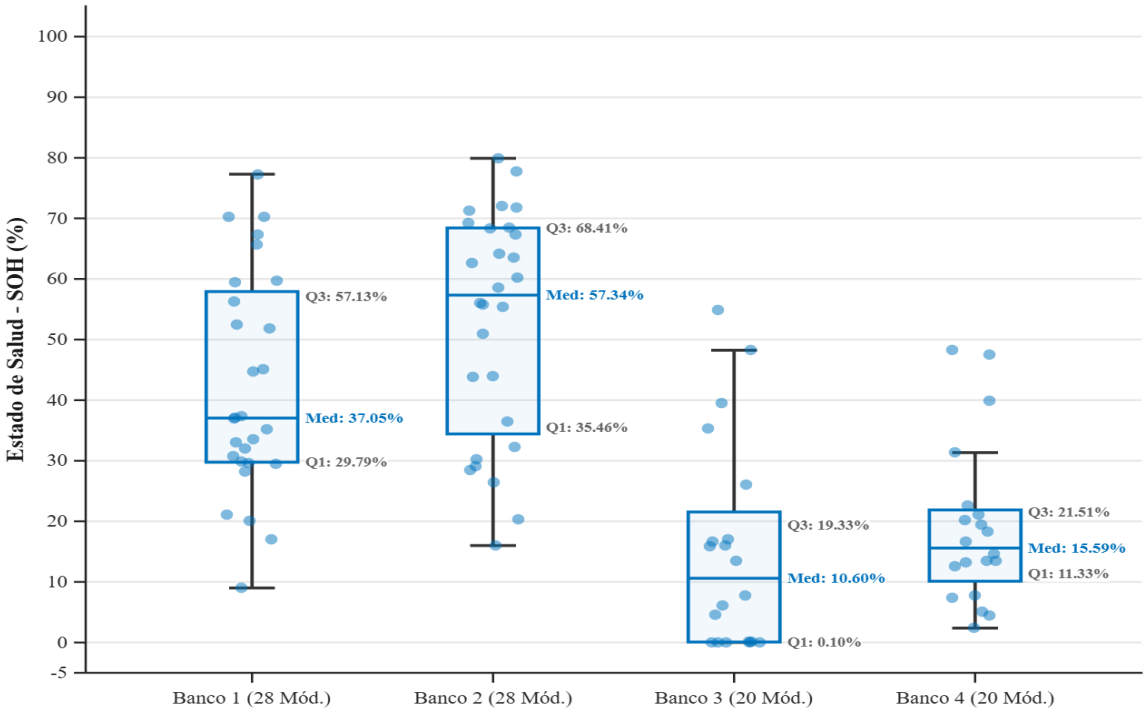
Módulo	Voltaje final (V)	Capacidad actual (Ah)	Conversión Tiempo total en horas
B1	7.81	0.102	0.06
B2	7.68	0.135	0.08
B6	8.83	3.794	2.35
B15	8.3	1.243	0.77
B18	8.88	5.129	3.22
B25	8.07	0.075	0.05

Nota: Todos los ensayos se realizaron bajo una intensidad de carga constante de 2 A, considerando una capacidad nominal de fábrica de 6.5 Ah por módulo. El resto de los datos recopilados durante los ensayos se encuentra disponible en el Anexo 6.

IV. Análisis de dispersión del SOH de los módulos Ni-MH

El análisis estadístico del Estado de Salud (SOH) de los módulos mediante diagramas de caja revela un comportamiento marcadamente heterogéneo y un avanzado estado de degradación global en la mayoría de los conjuntos evaluados.

Figura 51. Análisis comparativo de la distribución del SOH entre bancos de baterías



A partir de esta evaluación, se identificó un conjunto de 9 módulos con valores de SOH superiores al 70%, cuyos valores de capacidad oscilaron aproximadamente entre 4.4 Ah y 4.9 Ah. Estos módulos presentaron un comportamiento más estable durante la descarga y una mejor conservación de capacidad, por lo que fueron considerados como los elementos más adecuados para realizar un balance energético y de la misma manera para la conformación del banco principal de almacenamiento energético del sistema.

Asimismo, un conjunto de 20 módulos registró valores de SOH comprendidos entre el 50% y 65%, manteniendo capacidades funcionales cercanas a 3.3 Ah y 3.8 Ah. Aunque presentan un nivel intermedio de degradación, todavía conservan condiciones operativas aceptables para aplicaciones de segunda vida en sistemas fotovoltaicos de pequeña escala.

Por otra parte, los módulos con valores inferiores al 50% de SOH mostraron capacidades reducidas y menores tiempos efectivos de descarga, evidenciando un deterioro significativo en su capacidad de almacenamiento energético. Debido a estas condiciones, dichos módulos fueron descartados para la configuración final del sistema para evitar desbalances energéticos.

V. Resistencia Interna

La estimación de la resistencia interna permitió identificar el comportamiento eléctrico de los módulos Ni-MH evaluados y complementar los resultados obtenidos durante las pruebas de capacidad y estado de salud (SOH). Los valores calculados para cada módulo se presentan en la Tabla 28, constituyendo un criterio adicional para la evaluación de su desempeño y su posterior selección para la conformación del banco de baterías.

Tabla 28. Resultados de la resistencia interna de diferentes módulos de baterías

N° Módulo	V_0 (V)	V_c (V)	I (A)	R_I (Ω)
A3	7.91	7.90	1.66	0.006024
A7	7.90	7.89	1.66	0.006024
A9	7.93	7.91	1.66	0.012048
B1	7.21	7.19	1.68	0.011905
B2	7.20	7.16	1.66	0.024096

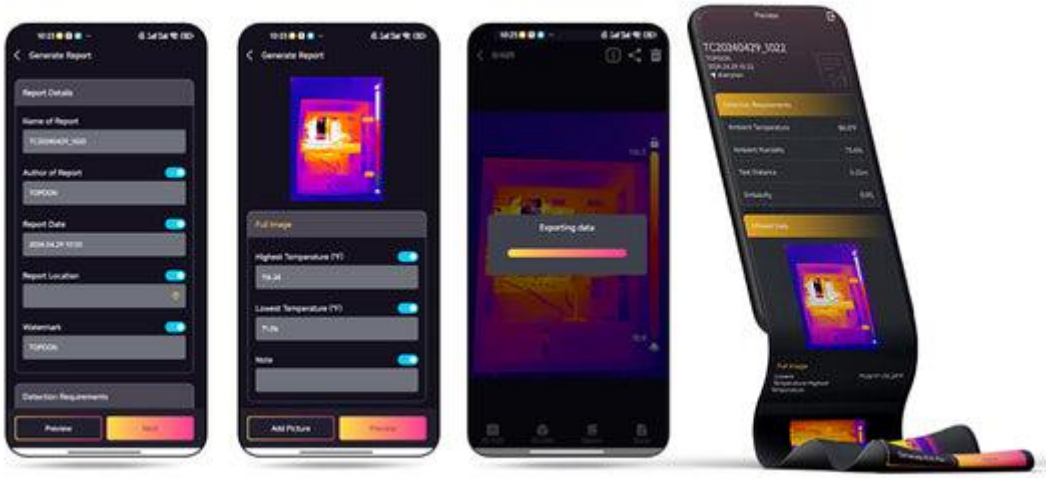
N° Módulo	V_0 (V)	V_c (V)	I (A)	R_I (Ω)
B6	7.98	7.97	1.65	0.006061
B8	7.80	7.79	1.65	0.006061
B12	7.19	7.15	1.68	0.023810
B15	7.59	7.57	1.63	0.012270
B18	7.95	7.94	1.60	0.006250
B21	7.92	7.90	1.75	0.011429
B25	7.24	7.21	1.78	0.016854
B28	7.14	7.10	1.75	0.022857

En la Tabla 28 se puede observar que los distintos módulos evaluados presentan valores de resistencia interna considerablemente bajos, con rangos que oscilaron entre 0.006 y 0.008 Ω, lo cual en este estado se puede decir que estos módulos se encuentran en excelentes condiciones para un reacondicionamiento. Sin embargo, existen aumentos graduales de 0.008 a 0.02 Ω en los módulos A9, B1, B2, B12, B15, B21, B25 y B28, este aumento en la resistencia interna puede deberse a las fuertes caídas de tensión y el notable incremento térmico, características propias de baterías con indicios de un grado de envejecimiento en los módulos, resultado de una mayor dificultad para el flujo de energía.

VI. Análisis de la temperatura durante los ciclos de operación

Para evaluar la influencia de la degradación interna en la gestión del calor de las celdas de Ni-MH, se implementó un protocolo de monitoreo no destructivo mediante termografía infrarroja pasiva utilizando la aplicación TOPINFRARED. El ensayo analizó el comportamiento de módulos con diferentes Estados de Salud, comparando elementos de control estables frente a componentes con desgaste avanzado bajo las mismas condiciones de operación.

Figura 52. Software TOPINFRARED



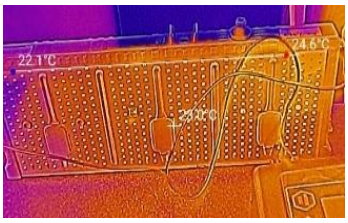
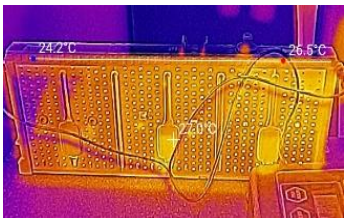
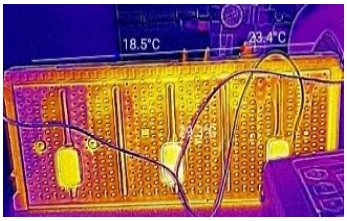
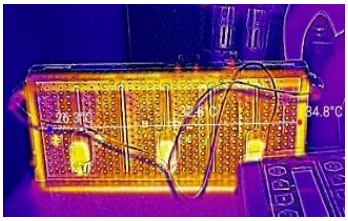
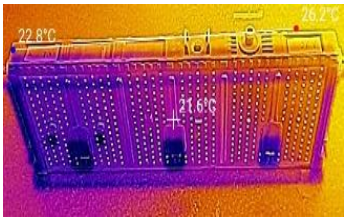
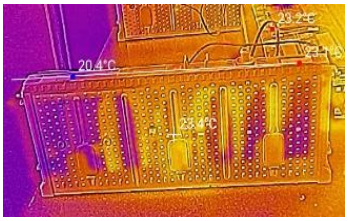
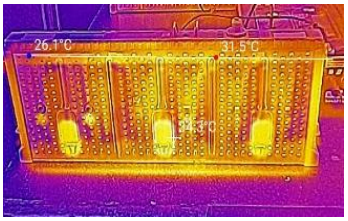
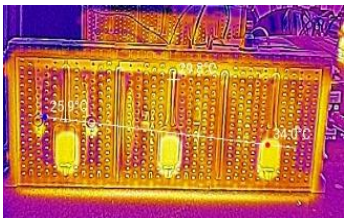
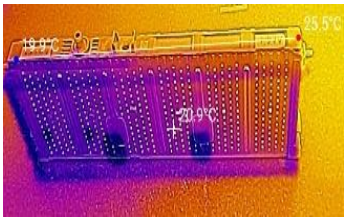
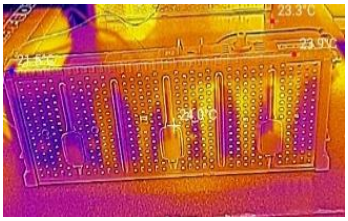
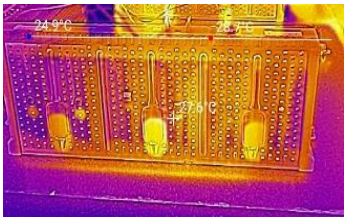
Tomado de: [118].

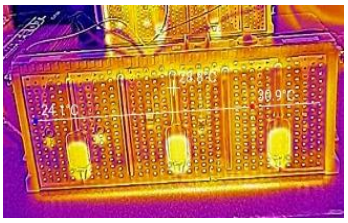
a) Variación de Temperatura durante el proceso de Carga

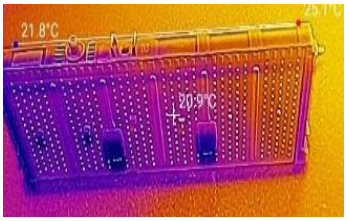
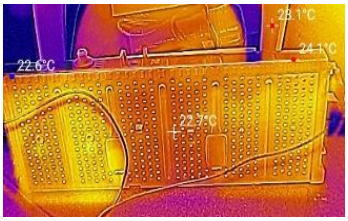
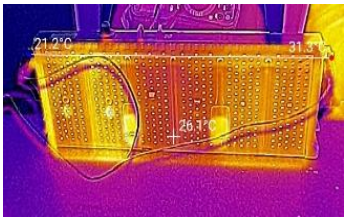
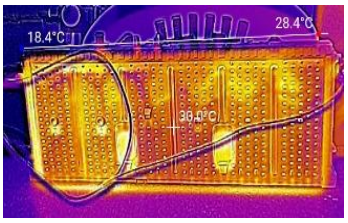
De acuerdo con los registros iniciales como se puede observar en la Tabla 29, la fase de reposo previo a la carga evidenció una firma térmica homogénea y de equilibrio con el entorno, situándose en un rango controlado entre 19.7 °C y 21.6 °C.

Una vez iniciado el proceso de carga con corriente constante, la secuencia termográfica de la segunda imagen registró la evolución del conjunto en intervalos de 30 minutos. Durante la primera media hora, el comportamiento fue uniforme y controlado, con ligeros incrementos térmicos que situaron a todos los módulos entre los 22.7 °C y 24.0 °C. Esto confirmó el inicio normal de las reacciones electroquímicas internas y la disipación inicial estándar del flujo de corriente.

Tabla 29. Registro termográfico de módulos Ni-MH seleccionados

Módulo A3 - SOH: 70.29%		
Temp. Inicial: 21.1°C	Temp. 30 min: 23°C	Temp. 60 min: 27°C
		
Temp.90 min: 29.3°C	Temp.120min: 32.6°C	
		
Módulo A10 - SOH: 41.03%		
Temp. Inicial: 21.6°C	Temp.30 min: 23.4°C	Temp.60 min: 34.3°C
		
Temp.90 min: 29.8°C		
		
Módulo A15 - SOH: 35.76%		
Temp. Inicial: 20.9°C	Temp.30 min: 24°C	Temp.60 min: 27.6°C
		
Temp.90 min: 28.8°C		



Módulo C11 - SOH: 4.62%		
Temp. Inicial: 20.9°C	Temp.30 min: 22.7°C	Temp.60 min: 26.1°C
		
Temp.90 min: 30°C		
		

A los 60 minutos se evidenció la anomalía más crítica del ensayo en el módulo A10 (SOH = 41.30 %), cuya temperatura alcanzó 34.3 °C, mostrando una tonalidad amarilla de alta intensidad en la imagen termográfica. Este comportamiento indica la resistencia interna, que provoca una mayor disipación de energía en forma de calor por efecto Joule. Posteriormente, a los 90 minutos, su temperatura disminuyó a 29.8 °C, posiblemente debido a una estabilización temporal de los procesos electroquímicos internos.

Los módulos A15 y C11 mantuvieron una tendencia ascendente, alcanzando 28.8 °C y 30.0 °C, respectivamente. En particular, el módulo C11 presentó un calentamiento acelerado debido a su avanzado estado de degradación, que limita su capacidad para almacenar energía y favorece la conversión de la corriente suministrada en pérdidas resistivas.

A los 120 minutos únicamente se registraron datos del módulo saludable A3, que alcanzó una temperatura máxima de 32.6 °C, asociada a la fase normal de saturación durante la

carga. Los módulos A10, A15 y C11 no completaron el ensayo debido a que el cargador detuvo automáticamente el proceso al detectar que habían alcanzado los límites de corte por voltaje.

En conjunto, los resultados confirman que la disminución del estado de salud (SOH) afecta significativamente la estabilidad térmica de los módulos, incrementando las pérdidas energéticas y el riesgo de sobrecalentamiento. Asimismo, se demuestra la utilidad de la termografía infrarroja como una herramienta eficaz para la identificación, selección y descarte de celdas destinadas a aplicaciones de segunda vida.

VII. Tensión de autodescarga al pasar los días

Con el propósito de evaluar la capacidad de retención de carga de los módulos seleccionados, se registró el voltaje inmediatamente después de la carga final y nuevamente tras un período de reposo de cuatro días. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 30.

Tabla 30. Resultados de autodescarga al pasar los días

N° DE MÓDULOS	VOLTAJE CARGA FINAL	VOLTAJE DESPUÉS DE 4 DÍAS	% DE DESCARGA
A1	8.79	7.97	9%
A2	8.80	7.94	10%
A3	8.84	8.04	9%
A4	8.83	8.02	9%
A5	8.92	7.95	11%
A6	8.84	7.93	10%
A7	8.90	8.05	10%
A8	8.84	7.98	10%
A9	8.83	8.08	8%
A10	8.87	8.02	10%
A11	8.80	7.98	9%
A12	8.91	8.07	9%
A13	8.88	8.06	9%
A14	8.95	8.08	10%
A15	8.86	8.07	9%
A16	8.85	8.03	9%

N° DE MÓDULOS	VOLTAJE CARGA FINAL	VOLTAJE DESPUÉS DE 4 DÍAS	% DE DESCARGA
A17	8.86	7.93	10%
A18	8.84	8.02	9%
A19	8.88	8.00	10%
A20	8.85	8.02	9%
A21	8.84	8.03	9%
A22	8.93	8.00	10%
A23	8.88	8.02	10%
A24	8.85	8.02	9%
A25	8.86	8.00	10%
A26	8.83	8.03	9%
A27	8.91	8.00	10%
A28	8.90	8.05	10%

Los resultados evidencian una disminución moderada y relativamente uniforme del voltaje en los módulos evaluados, registrándose porcentajes de autodescarga comprendidos entre el 8 % y el 11 % después de cuatro días de reposo. Estos valores son superiores a los reportados para baterías Ni-MH nuevas, cuya autodescarga puede alcanzar aproximadamente entre el 20 % y el 30 % durante el primer mes de almacenamiento a temperatura ambiente, disminuyendo progresivamente en los meses posteriores. No obstante, este fenómeno no presenta un comportamiento lineal, ya que la mayor pérdida de carga ocurre durante los primeros días posteriores a la carga completa y posteriormente la velocidad de autodescarga se reduce como consecuencia del equilibrio de las reacciones electroquímicas internas [119]. En módulos reutilizados, este comportamiento puede intensificarse debido al deterioro de los materiales activos, al incremento de la resistencia interna y a la degradación propia del módulo, por lo que los porcentajes obtenidos constituyen un indicador adicional del estado de salud de las baterías evaluadas.

VIII. Variación de capacidad en función de los ciclos de carga

Como parte del análisis del comportamiento de los módulos reutilizados, se realizó una comparación entre la capacidad registrada después del período de reposo y la obtenida tras un segundo ciclo de carga y descarga. Los resultados se muestran en la Tabla 31.

Tabla 31. Variación de la capacidad al realizar varios ciclos de carga

N° DE MÓDULOS	CAPACIDAD FINAL (mAh)	CAPACIDAD SEGUNDO CICLO (mAh)
A1	3578	5750
A2	3581	6800
A3	6800	6800
A4	6800	6740
A5	6153	6474
A6	6727	4742
A7	6800	6800
A8	2760	3081
A9	6800	6800
A10	5552	5368
A11	4040	6800
A12	6800	5475
A13	6800	6030
A14	6800	5160
A15	4115	6064
A16	6800	6800
A17	2212	1843
A18	4055	3378
A19	2931	4109
A20	4396	4395
A21	6800	6800
A22	3195	3713
A23	3741	4103
A24	3411	4469
A25	4889	4221
A26	5068	4950
A27	3391	3427
A28	4923	5081

Los resultados muestran que varios módulos mantuvieron o incrementaron su capacidad después de ser sometidos a ciclos adicionales de carga y descarga. Este comportamiento es característico de las baterías Ni-MH reutilizadas, ya que los ciclos de acondicionamiento contribuyen a recuperar parcialmente la capacidad disponible y a estabilizar el desempeño electroquímico de las celdas.

Se observa también que módulos como A2, A11 y A14 experimentaron incrementos significativos de capacidad en comparación con la medición inicial, mientras que otros módulos como A3, A7 y A9, mantuvieron valores prácticamente constantes, evidenciando una buena estabilidad de funcionamiento. En contraste, algunos módulos presentaron una disminución de capacidad entre evaluaciones, lo que puede asociarse a procesos de degradación propios del envejecimiento de las baterías.

En términos generales, los resultados confirman que la mayoría de los módulos seleccionados conservan una capacidad útil adecuada y presentan un comportamiento estable tras varios ciclos de operación, respaldando su potencial para aplicaciones de almacenamiento energético estacionario.

IX. Balance de los módulos a Usar

Para mitigar las discrepancias de voltaje remanente entre las celdas y asegurar un comportamiento simétrico en el banco de baterías, se estructuró un arreglo temporal en paralelo compuesto por los 9 módulos de Ni-MH.

Figura 53. Balance de cargas



Este método facilitó la igualación de las tensiones mediante el flujo natural de energía entre bloques, eliminando de forma progresiva la diferencia de potencial existente. Al finalizar el periodo de ecualización el proceso culminó de manera óptima, registrando un valor unificado y constante de 7.82 V en cada uno de los módulos evaluados.

Figura 54. Voltaje por cada módulo



4.1.4. Construcción del prototipo

La construcción del prototipo se desarrolló a partir de los parámetros definidos en el dimensionamiento y la selección de los componentes del sistema. En esta etapa se integraron los elementos mecánicos y eléctricos necesarios para conformar el sistema fotovoltaico con

almacenamiento mediante módulos de baterías reutilizados. El proceso se organizó en diferentes etapas, iniciando con la construcción de la estructura de soporte.

I. Construcción de la estructura del panel

Como parte de la fase experimental, se construyó la estructura base destinada al montaje del módulo solar, empleando elementos de madera seleccionados por su estabilidad mecánica, facilidad de mecanizado y adaptabilidad. La fabricación del soporte se ejecutó respetando rigurosamente los parámetros geométricos optimizados en la fase de diseño, fijando el plano superior con un ángulo de inclinación de 8.0° orientado hacia el Sur. Esta implementación permitió disponer de una plataforma robusta y nivelada que garantiza el anclaje seguro, la correcta disposición angular del panel fotovoltaico y la pendiente necesaria para facilitar su autolavado por precipitación pluvial.

Figura 55. Estructura base de anclaje y soporte inclinado para el módulo solar



II. Integración del banco de baterías reutilizadas

Una vez seleccionados los módulos con mejores condiciones de funcionamiento. se procedió a su integración en un banco de almacenamiento energético. La configuración adoptada permitió obtener el nivel de tensión requerido para la operación del sistema propuesto. manteniendo criterios de uniformidad entre los módulos seleccionados.

Durante el montaje se verificó la correcta conexión eléctrica entre módulos, así como la adecuada fijación mecánica de los componentes, garantizando condiciones seguras para las pruebas posteriores.

Figura 56. Voltaje total del banco de baterías Ni-MH configurado en 3S3P



III. Instalación del sistema fotovoltaico

Posteriormente se realizó la instalación del panel fotovoltaico sobre la estructura diseñada. La disposición adoptada permitió asegurar una adecuada exposición a la radiación solar y una correcta integración con el sistema de almacenamiento energético.

Figura 57. Montaje e implementación del panel dentro de la estructura desarrollada



IV. Implementación del sistema de controlador de carga

Con la incorporación del controlador de carga. se efectuó la conexión entre el panel fotovoltaico y el banco de baterías reutilizadas, permitiendo gestionar los procesos de carga y protección del sistema. Se verificó la correcta configuración de los parámetros de operación de acuerdo con las características eléctricas del banco de baterías Ni-MH empleado.

Tabla 32. Tabla de los parámetros del regulador

Parámetro	Valor Recomendado	Finalidad
BCV	25.5 V	Cargar cada uno de los 3 bloques en serie hasta un máximo de 8.5V.
FCV	24.3 V	Mantener los módulos en reposo a 8.1V cada uno sin sobrecalentarlos.
LVR	22.5 V	Reconectar la salida cuando cada módulo se recupere a 7.5V.
LVD	19.5 V	Cortar la descarga cuando el bloque llegue al límite seguro de 6.5V por módulo.

En la interfaz del controlador de carga MPPT se registra un voltaje de entrada proveniente del campo fotovoltaico (PV) de 41V en corriente continua. Este parámetro de tensión resulta eléctricamente óptimo para la arquitectura del proyecto, ya que supera ampliamente el voltaje nominal del banco de almacenamiento configurado a 24V con los módulos reciclados de Ni-MH. En los reguladores con tecnología de seguimiento del punto de máxima potencia. es un requisito indispensable que la tensión de los paneles sea significativamente superior a la de las baterías para que el algoritmo interno pueda operar eficientemente, garantizando así el inicio correcto de la etapa de carga bajo las condiciones de irradiancia locales.

Figura 58. Reconocimiento de la tensión proveniente del Panel solar



Figura 59. Reconocimiento de la corriente proveniente del Panel solar



En la interfaz del controlador de carga MPPT se registra una lectura de corriente continua de 3.0A proveniente del arreglo fotovoltaico, la cual presenta un comportamiento dinámico que se eleva de manera progresiva hasta alcanzar los 6.0A durante la operación del sistema. Este flujo de corriente representa la intensidad neta captada por el campo solar que ingresa al dispositivo de regulación para su posterior transformación y acoplamiento con los parámetros de tensión requeridos por el banco de almacenamiento. Esta variable es fundamental para cuantificar la potencia instantánea de entrada y monitorear el régimen de inyección de energía hacia el circuito.

V. Verificación del funcionamiento del prototipo

Una vez ensamblado el sistema fotovoltaico experimental, se llevó a cabo una serie de pruebas de funcionamiento con el propósito de validar el desempeño del prototipo bajo condiciones reales de operación. La evaluación consistió en monitorear el comportamiento eléctrico del sistema durante los procesos de descarga y recarga del banco de baterías, registrando variables como voltaje, corriente, potencia y tiempo de operación. Asimismo, se verificó la respuesta del sistema frente a diferentes tipos de cargas eléctricas, permitiendo analizar la estabilidad del suministro de energía y la interacción entre el panel fotovoltaico, el controlador de carga MPPT, el banco de baterías reutilizadas y el inversor.

VI. Evaluación del comportamiento del banco de baterías durante la descarga

Para evaluar la autonomía del sistema, se conectaron diferentes cargas de uso doméstico, simulando las condiciones reales de funcionamiento para las cuales fue diseñado el prototipo. Durante el ensayo se registraron periódicamente el voltaje del banco de baterías, la corriente suministrada y el tiempo de operación, permitiendo determinar la capacidad del sistema para abastecer los consumidores conectados.

Tabla 33. Registro de variables eléctricas durante la descarga del banco de baterías

Tiempo (min)	Voltaje (V)	Corriente (A)	Potencia (W)
0	23.8	2.6	61.88
5	22.6	2.0	45.20
10	22.5	1.8	40.50
15	22.4	1.9	42.56
20	22.3	1.0	22.30
25	22.1	1.4	30.94
30	22.0	1.8	39.60
35	22.0	2.5	55.00
40	21.9	1.8	39.42
45	21.8	1.4	30.52
50	21.8	1.2	26.16
55	21.7	1.2	26.04

Tiempo (min)	Voltaje (V)	Corriente (A)	Potencia (W)
60	21.6	0.7	15.12
65	21.5	0.6	12.90
70	21.5	0.6	12.90
75	21.5	1.0	21.50
80	21.5	0.5	10.75
85	21.5	0.5	10.75
90	21.4	0.8	17.12
95	21.4	0.8	17.12
100	21.4	0.8	17.12
105	21.3	0.8	17.04
110	21.3	0.8	17.04
115	21.2	1.3	27.56
120	21.2	2.2	46.64

Con el propósito de facilitar la interpretación del comportamiento eléctrico del banco de baterías durante el proceso de descarga, los datos registrados fueron representados gráficamente. Las Figuras 60, 61 y 62 muestran la evolución del voltaje, la corriente y la potencia en función del tiempo, permitiendo identificar la estabilidad del suministro de energía, la respuesta del banco frente a las variaciones de carga y las características propias del consumo de los dispositivos conectados

Figura 60. Variación de la tensión del banco de baterías durante la descarga

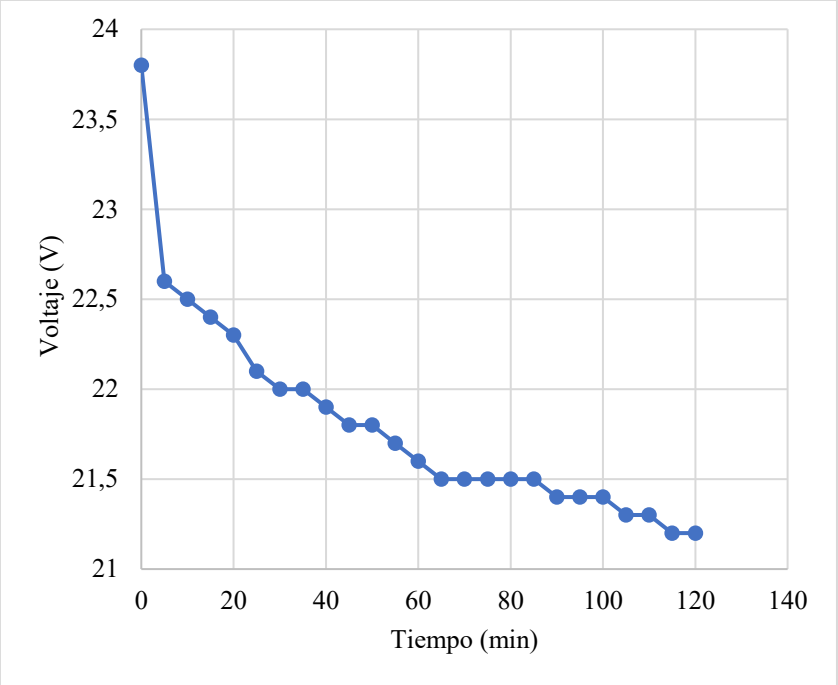


Figura 61. Variación de la corriente del banco de baterías durante la descarga

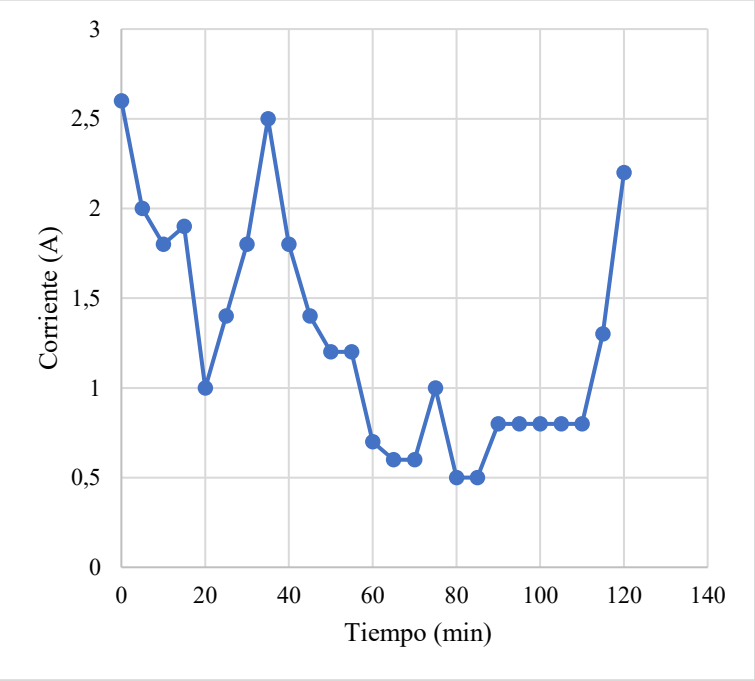
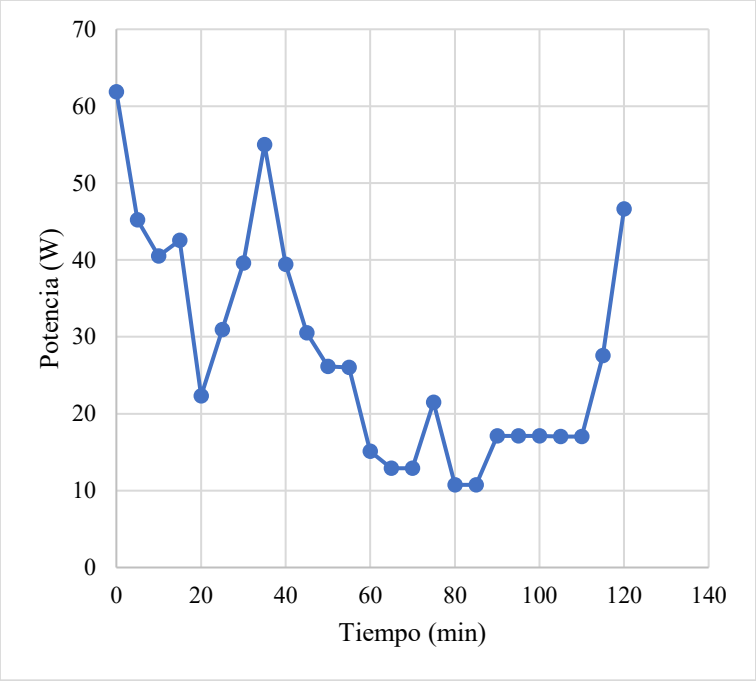


Figura 62. Variación de la potencia del banco de baterías durante la descarga



Las Figuras 60, 61 y 62 evidencian el comportamiento del banco de baterías durante 120 minutos de descarga. El voltaje disminuyó de 23.8 V a 21.2 V, registrando una caída de 2.6 V (10.9 %), sin alcanzar el voltaje mínimo de descarga establecido de 19.5 V. La corriente presentó variaciones entre 0.5 A y 2.6 A, con un valor promedio aproximado de 1.3 A, debido a las diferentes demandas de las cargas conectadas. En consecuencia, la potencia osciló entre 10.75 W y 61.88 W, con un segundo pico de 55 W alrededor del minuto 35 y un valor final de 46.64 W. Entre los minutos 60 y 100 el voltaje permaneció prácticamente estable entre 21.6 V y 21.4 V, mientras que la corriente se mantuvo en un rango de 0.5 A a 0.8 A, evidenciando un régimen de descarga uniforme. En conjunto, los resultados demuestran que el banco de baterías en configuración 3S3P proporcionó un suministro continuo de energía durante todo el ensayo, manteniendo condiciones de operación estables y un margen de 1.7 V por encima del límite de descarga establecido.

VII. Evaluación del proceso de carga del banco de batería

Finalizada la prueba de descarga, el banco de baterías fue recargado utilizando el panel fotovoltaico de 550 W mediante el controlador de carga MPPT. Durante este proceso se

registraron las principales variables eléctricas con el fin de analizar el comportamiento del sistema durante la recuperación de energía.

Tabla 34. Parámetros eléctricos registrados durante el proceso de carga

Tiempo (min)	Voltaje panel (V)	Corriente panel (A)	Voltaje batería (V)	Corriente batería (A)
5	42	1.7	22.4	3.0
10	42	1.6	22.6	2.9
15	43	2.0	22.8	3.6
20	43	3.1	23.5	5.6
25	40	3.2	24.0	5.7
30	41	3.3	24.2	6.0
35	40	3.5	24.4	5.9
40	41	3.0	24.5	5.0
45	40	2.7	24.5	4.3
50	41	2.5	24.5	4.2
55	42	2.1	24.5	3.8
60	41	2.0	24.5	3.3
65	40	1.3	24.4	2.0
70	41	1.6	24.4	2.7
75	41	1.1	24.5	1.8
80	39	1.1	24.5	1.7
85	38	0.9	24.5	1.5
90	39	0.9	24.4	1.5
95	41	1.0	24.5	1.6
100	42	0.9	24.5	1.7
105	40	1.2	24.5	1.9

Con el propósito de facilitar la interpretación de los resultados experimentales, las Figuras 63 y 64 presentan el aumento de las principales variables eléctricas registradas durante el proceso de carga. La primera figura compara el comportamiento del voltaje del panel fotovoltaico y del banco de baterías, mientras que la segunda muestra la variación de la corriente suministrada por el panel y la corriente de carga entregada por el controlador de carga al banco de baterías a lo largo del ensayo.

Figura 63. Variación de tensión del panel FV y banco de baterías durante la carga

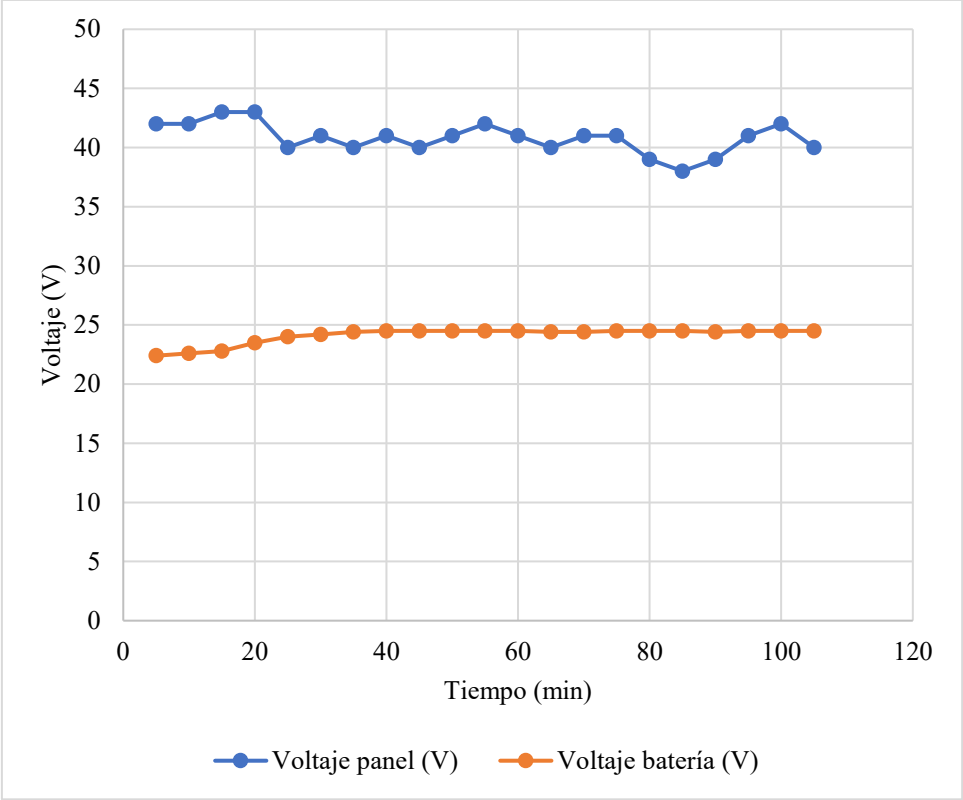
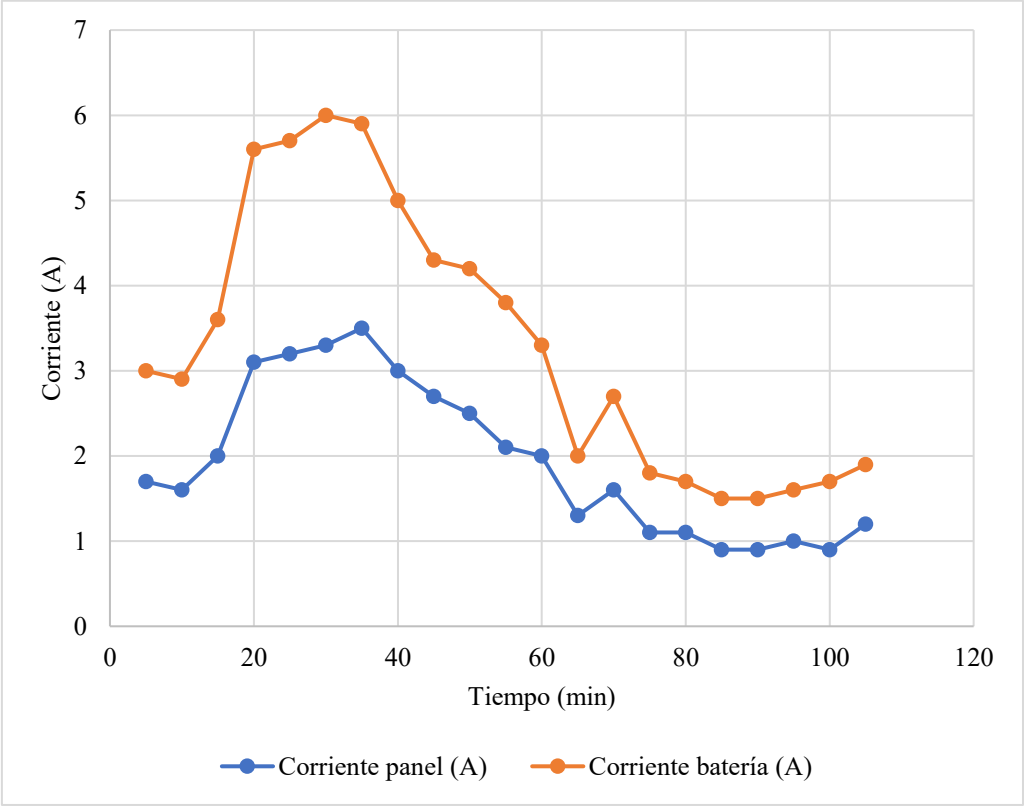


Figura 64. Variación de la corriente del panel FV y banco de baterías durante la carga



Las Figuras 63 y 64 muestran el comportamiento del sistema durante la recarga del banco de baterías mediante el panel fotovoltaico de 550 W y el controlador MPPT. El voltaje del panel se mantuvo entre 38 V y 43 V, con un valor promedio aproximado de 40,8 V, mientras que el voltaje del banco aumentó de 22.4 V a 24.5 V durante los primeros 40 minutos, manteniéndose alrededor de este último valor hasta finalizar el ensayo a los 105 minutos. La corriente proveniente del panel presentó valores entre 0.9 A y 3.5 A, mientras que la corriente entregada por el controlador al banco osciló entre 1.5 A y 6 A, alcanzando su máximo en el minuto 30. Posteriormente, esta corriente disminuyó progresivamente hasta 1.9 A, comportamiento asociado a la aproximación al estado de carga elevado del banco.

Es importante señalar que los 24.5 V registrados al finalizar el ensayo no representan un valor estático o permanente de carga, sino un punto de equilibrio alcanzado bajo las condiciones ambientales existentes durante la prueba. El comportamiento de la tensión de las baterías puede verse influenciado por factores como la irradiancia solar y la temperatura de operación, los cuales modifican las condiciones de generación y el comportamiento electroquímico del banco. Por tanto, en condiciones de mayor disponibilidad de irradiancia y diferente temperatura, la tensión de carga podría presentar variaciones y aproximarse al límite superior establecido de 25.5 V. En este sentido, dicho valor se mantiene como umbral máximo de protección programado en el controlador, mientras que la tensión alcanzada durante la operación real puede variar dinámicamente de acuerdo con las condiciones de funcionamiento del sistema. En conjunto, los resultados evidencian un comportamiento estable durante la recarga y una adecuada regulación de la energía suministrada al banco de baterías.

VIII. Análisis Económico Y Evaluación Del Retorno De Inversión

El mayor obstáculo económico y técnico en la electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos aislados (off-grid) reside en el elevado costo del almacenamiento de energía (baterías tradicionales Gel o Litio).

La estructura de costos del sistema fotovoltaico se divide en una inversión fija en equipamiento de captación y acondicionamiento de potencia, y una inversión variable asociada al banco de almacenamiento.

Tabla 35. Inversión Inicial en Equipamiento Base (Común a todos los casos)

Equipamiento Principal	Equipo	Costo (USD)
Panel Solar	Módulo fotovoltaico de captación	$149.00
Regulador de Carga	Control de carga y gestión MPPT	$131.00
Inversor de Voltaje	Conversión DC/AC para consumo residencial	$106.00
Cables y Conectores	Conductores de potencia	$34.00
Inversión base total	Costos fijos no asociables con el almacenamiento	$420.00 USD

a) Enfoques de Evaluación Tarifaria para el Retorno de Inversión

Para evaluar la amortización económica del sistema se plantean dos enfoques metodológicos. El Enfoque A (Análisis Estricto por kWh) evalúa únicamente el ahorro generado por los kilovatios-hora auto consumidos, tomando como referencia una tarifa base de $0.10 USD/kWh. Bajo este esquema, el ahorro económico directo del usuario es de $3.60 USD al mes, lo que representa un ingreso o ahorro evitado de $43.20 USD al año. El Enfoque B (Análisis Integral de Planilla Real) considera que la desconexión total de la red no solo ahorra el consumo de energía activa, sino que elimina por completo la emisión de la factura del servicio eléctrico. Al analizar la estructura tarifaria real emitida por la empresa distribuidora, la planilla incluye un cargo fijo por Comercialización de $1.41 USD y una tasa por Servicio de Alumbrado Público General (APG) de $2.80 USD. Al sumar estos rubros fijos al costo de la energía consumida $3.60 USD, la factura total mensual evitada asciende a $7.81 USD. Esto equivale a un ahorro real integrado de $93.72 USD al año, acelerando considerablemente la tasa de retorno financiero.

b) Evaluación Económica de los Escenarios de Almacenamiento

a) Caso 1 (Simulación Teórica – Ni-MH Reutilizadas 4S16P): Considera un banco de 64 módulos Ni-MH en arreglo 4S16P, evaluados bajo una capacidad teórica equiparada de 6.5Ah por rama y 7.2V nominales por módulo. Es importante precisar que esta configuración de 64 módulos representa el modelo ideal de referencia. En la práctica, al tratarse de baterías reutilizadas de segunda vida que presentan degradación química previa, equiparar esa misma capacidad nominal teórica requeriría interconectar un número mayor de módulos en paralelo. No obstante, al sustentarse en un esquema de economía circular y donación de baterías automotrices en desuso, el costo de adquisición de la materia prima se mantiene en $0.00 USD. Al contabilizar únicamente la inversión fija en el equipamiento solar e inversor $420.00 USD, el periodo de recuperación de la inversión es de $9.72 años bajo el Enfoque A y de $4.48 años bajo el Enfoque B. Este escenario actúa como la línea base teórica que demuestra la viabilidad financiera del reúso antes de proceder a la optimización de espacio y peso en el prototipo real.

b) Caso 2 (Prototipo Implementado – Ni-MH Reutilizadas 3S3P): Corresponde al prototipo real optimizado tras el diagnóstico. Utiliza 9 módulos reutilizados de 7.2V y 4.6Ah con un valor de $0.00 USD en costo de baterías. La inversión inicial se mantiene en $420.00 USD, registrando exactamente los mismos tiempos de recuperación 9.72 años en el Enfoque A y 4.48 años en el Enfoque B, pero ofreciendo la ventaja técnica determinante de haber reducido en un 86% el volumen y peso total del banco de baterías respecto al Caso 1.

c) Caso 3 (Baterías Comerciales de GEL): Contempla la adquisición de 2 baterías comerciales de GEL de 12V y 150Ah con un costo total de $440.00 USD. Sumado al

equipamiento solar, la inversión inicial asciende a $860.00 USD, lo que proyecta un periodo de retorno de 19.91 años bajo el Enfoque A y de 9.18 años bajo el Enfoque B.

d) Caso 4 (Batería Comercial de Litio LiFePO4): Incorpora una batería comercial de litio de 12V y 100Ah con un costo de $280.00 USD. La inversión total se fija en $700.00 USD, alcanzando un tiempo de recuperación de 16.20 años bajo el Enfoque A y de 7.47 años bajo el Enfoque B.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El análisis bibliográfico de la radiación solar disponible, de las tecnologías fotovoltaicas y de los sistemas de almacenamiento mediante baterías de níquel-hidruro metálico (Ni-MH) permitió establecer los criterios técnicos necesarios para el diseño del sistema de generación eléctrica. Para el sitio de estudio se determinó una irradiación global horizontal promedio de 4.99 kWh/m²·día, valor que presenta variaciones en función de la época del año. Asimismo, se estableció que los módulos fotovoltaicos comerciales actuales alcanzan eficiencias de conversión entre el 20 % y el 23 %, y que una inclinación de 8° proporciona el mejor desempeño del generador fotovoltaico, permitiendo satisfacer la demanda energética de 1.24 kWh/día establecido para el prototipo diseñado.
- La simulación realizada mediante el software PVsyst permitió validar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de 28V propuesto, verificando una configuración de 4S16P del banco de almacenamiento conformada por módulos Ni-MH reutilizados, con una capacidad aproximada de 101 Ah y una energía útil cercana a 2.58 kWh, proporciona una autonomía de 2 días para abastecer una demanda energética de 1.24 kWh/día, constituye una alternativa técnicamente viable para aplicaciones domésticas de pequeña escala.
- La evaluación del estado de carga (SOC) y del estado de salud (SOH) de los módulos Ni-MH permitió identificar aquellos con mejores condiciones para su reutilización en aplicaciones estacionarias. De los 96 módulos analizados, aproximadamente el 30 % presentó características aptas para una segunda vida útil; de este grupo, 9 módulos registraron valores de SOH superiores al 70 %, mientras que 20 alcanzaron valores

cercanos al 50 %, considerando que los 9 módulos aún conservan una capacidad adecuada para aplicaciones de bajo consumo. Con base en estos resultados, se seleccionaron los módulos con mejor desempeño para conformar un banco de baterías en configuración 3S3P, obteniendo un sistema de 24 V y una capacidad aproximada de 13 Ah. La adopción de esta configuración respondió tanto a la disponibilidad limitada de módulos reutilizables como a criterios de optimización económica.

- La construcción y evaluación experimental del prototipo en condiciones reales de funcionamiento permitieron verificar la viabilidad técnica del sistema fotovoltaico diseñado. Durante las pruebas de descarga, el banco de baterías en configuración 3S3P suministró energía simultáneamente a consumidores de baja potencia durante aproximadamente 120 minutos, registrando una disminución de voltaje desde de 23.8 V hasta 21.2 V, valor que permaneció por encima del voltaje mínimo de descarga establecido (19.5 V), evidenciando que el banco aún disponía de capacidad para continuar abasteciendo las cargas conectadas. Asimismo, el proceso de recarga mediante un panel fotovoltaico de 550 W y un controlador de carga MPPT permitió restablecer el banco desde 22.4 V hasta 24.5 V, valor que mantienen los módulos en reposo a 8.1V cada uno sin sobrecalentarlos., alcanzando una capacidad aproximada de 13.8 Ah en un tiempo cercano a 1 hora y 45 minutos bajo condiciones favorables de radiación solar, correspondientes a una irradiación global horizontal promedio de 4.99 kWh/m²·día durante 5 horas de sol intenso.

5.2 RECOMENDACIONES

- Desarrollar un análisis anual del sistema que permita determinar la eficiencia con baja radiación solar en distintas temporadas del año, Asimismo, se plantea evaluar técnica y económicamente diferentes configuraciones de conexión de los paneles fotovoltaicos y comparar tecnologías alternativas de almacenamiento, como las baterías de ion-litio.

- Complementar la simulación del sistema fotovoltaico mediante el empleo de diferentes herramientas computacionales, como MATLAB/Simulink, que permitan evaluar múltiples escenarios de operación y analizar el comportamiento del sistema ante variaciones en las condiciones de generación y demanda energética.
- Para ampliar el estudio, se recomienda evaluar la factibilidad técnica y económica de incorporar sistemas de generación hidroeléctrica y eólica de pequeña escala, considerando la disponibilidad y las características de los recursos hídrico y eólico del sector.
- Complementar el dimensionamiento realizado en PVsyst mediante un análisis de sensibilidad frente a las variaciones de temperatura, considerando su efecto sobre la tensión, potencia y rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Asimismo, se plantea verificar las condiciones de operación en escenarios de temperatura extrema, con el propósito de establecer márgenes de seguridad adecuados en la selección y dimensionamiento de los equipos del sistema, evitando condiciones de operación que puedan comprometer su desempeño y confiabilidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] «World Bank Open Data», World Bank Open Data. Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://data.worldbank.org

[2] Tapia Evelyn, «Primicias», Primicias. Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.primicias.ec/economia/coca-codo-cortes-luz-largos-diciembre-sequia-82076/

[3] Ministerio de Energía y Minas, «BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL».

[4] Jaramillo Leonardo, «DOCUMENTO DEL INVENTARIO NACIONAL (DIN) DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL AÑO 2022 DEL ECUADOR».

[5] «Alas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica».

[6] RecoEnergy, «Impacto Ambiental de la disposición incorrecta de baterías Plomo ácido de tu carro o moto». Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.recoenergy.com.co/impacto-ambiental-de-la-disposicion-incorrecta-de-baterias-plomo-acido-de-tu-carro-o-moto/

[7] Solano Quilumbango Elvis Andrés y Tituaña Maldonado Katherin Yarina, «Análisis comparativo del impacto causado por las alternativas de reciclaje de baterías de alta tensión de los vehículos híbrido-eléctricos después de cumplir su vida útil», UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE.

[8] Naciones Unidas, «Objetivos y metas de desarrollo sostenible», Desarrollo Sostenible. Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/

[9] Naciones Unidas, «Objetivos y metas de desarrollo sostenible», Desarrollo Sostenible. Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/

[10] «CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR 2008». Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.defensa.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/02/Constitucion-de-la-Republica-del-Ecuador_act_ene-2021.pdf

[11] «LEY-DE-ELECRICIDAD.pdf». Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2019/03/LEY-DE-ELECRICIDAD.pdf

[12] «Ley Organica Eficiencia Energética». Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2024-08/Ley%20Organica%20Eficiencia%20Energ%C3%A9tica%20Ultima%20Reforma%20R.O.%20475.pdf

[13] Y. Yang, S. Xia, P. Huang, y J. Qian, «Energy transition: Connotations, mechanisms and effects», *Energy Strategy Rev.*, vol. 52, p. 101320, mar. 2024, doi: 10.1016/j.esr.2024.101320.

[14] Z. Li y D. Deusen, «Role of energy storage technologies in enhancing grid stability and reducing fossil fuel dependency», *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 102, pp. 1055-1074, feb. 2025, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.12.489.

[15] «Overview of renewable energy». Accedido: 24 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Irena/Files/Capacity-building-Statistics-Training/2-Overview-of-renewable-energy.pdf

[16] B. N. J. Cazar, J. A. G. Moyano, J. L. R. Ruiz, y J. A. V. García, «Impacto de las tecnologías de energía renovable en la mitigación del cambio climático: una revisión de literatura de los últimos 5 Años», *Cienc. Lat. Rev. Científica Multidiscip.*, vol. 9, n.º 3, pp. 1504-1523, jun. 2025, doi: 10.37811/cl_rcm.v9i3.17760.

[17] «Electricity 2026». Accedido: 22 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://iea.blob.core.windows.net/assets/b73798cb-e452-42b9-9d8a-07542de7a041/Electricity_2026.pdf

[18] IEA, «Electricity 2026». [En línea]. Disponible en: https://iea.blob.core.windows.net/assets/b73798cb-e452-42b9-9d8a-07542de7a041/Electricity_2026.pdf

[19] Evelyn Tapia, «La venta de autos híbridos y eléctricos batió récord en 2022», Primicias. Accedido: 22 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.primicias.ec/noticias/economia/ventas-autos-electricos-hibridos-record/

[20] «Boletin-de-Prensa-Diciembre-2025.pdf». Accedido: 27 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.aeade.net/wp-content/uploads/2026/01/Boletin-de-Prensa-Diciembre-2025.pdf

[21] «AEADE-ANUARIO-2024_digital.pdf». Accedido: 5 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.aeade.net/wp-content/uploads/2025/03/AEADE-ANUARIO-2024_digital.pdf

[22] Evelyn Tapia, «Estos fueron los carros más vendidos en Ecuador durante 2024 ¿Qué le espera al mercado en 2025?», Primicias. Accedido: 22 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.primicias.ec/economia/carros-vendidos-ecuador-hibridos-marcas-chinas-86889/

[23] «Además de rebajar matrícula, levantar más electrolineras es el camino que ven las marcas para masificar uso de vehículos eléctricos», El Universo. Accedido: 22 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.eluniverso.com/noticias/economia/vehiculos-electricos-matricula-10-electrolineras-autoshow-marcas-ecuador-2025-nota/

[24] Vinicio Palomeque, Ismael Valdez, Nelson Jara, y Fran Reinoso, «Diseño de una mini central hidroeléctrica». [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/342328500_Diseno_de_una_mini_central_hidroelectrica

[25] «Hydroelectric Power Water Use | U.S. Geological Survey». Accedido: 23 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.usgs.gov/water-science-school/science/hydroelectric-power-water-use

[26] «Exposición – Energía Hidráulica – Desarrollo», bioarchdesign. Accedido: 12 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://bioarchdesign.wordpress.com/2015/11/13/exposicion-energia-hidraulica-desarrollo/

[27] «Hidraúlica», Endesa. Accedido: 12 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.fundacionendesa.orghttps://fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-renovables/central-hidroelectrica

[28] A. Valdivielso, «¿Qué es y cómo funciona una central hidroeléctrica?», iAgua. Accedido: 12 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.iagua.es/respuestas/que-es-y-como-funciona-central-hidroelectrica

[29] «Hydropower - IEA». Accedido: 14 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.iea.org/energy-system/renewables/hydroelectricity

[30] Pramod Jain, «Wind Energy Engineering», epdf.pub. Accedido: 12 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://epdf.pub/wind-energy-engineering.html

[31] «Wind explained - U.S. Energy Information Administration (EIA)». Accedido: 14 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.eia.gov/energyexplained/wind/

[32] E. Uzunoglu, A. Souto-Iglesias, y C. Guedes Soares, Eds., *Offshore Wind Energy*. MDPI, 2025. doi: 10.3390/books978-3-7258-3112-8.

[33] «Explicación del viento - Administración de Información Energética de EE. UU. (EIA)». Accedido: 14 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.eia.gov/energyexplained/wind/

[34] Muhammad Rayyan Fazal y Muhammad Kamran, «Sistema de turbina eólica». Accedido: 23 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/wind-turbine-system

[35] «Front_cover.psd». Accedido: 3 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.solarenergy.org/wp-content/uploads/2019/11/Fotovoltaica-Condensed.pdf

[36] «Promedio de la Radiación Solar | PVEducation». Accedido: 4 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/promedio-de-la-radiaci%C3%B3n-solar

[37] «Global Solar Atlas». Accedido: 2 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://globalsolaratlas.info/download/ecuador

[38] Karen Rodríguez Rosales y Francisco Javier de Moure Flores, «Energía solar fotovoltaica».

[39] «Tomo II_GUIA DOCENTE_VF_2108». Accedido: 27 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/1.2_tomo_ii_guia_docente.-.pdf

[40] F. Turriano, «Paneles solares: funcionamiento de la energía fotovoltaica», Galakia. Accedido: 27 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://galakia.com/celulas-paneles-solares-energia-fotovoltaica/

[41] «Componentes de una instalación solar fotovoltaica». [En línea]. Disponible en: https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf

[42] R. Pichs-Madruga *et al.*, «Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático».

[43] P. R. Rosero Acosta, «Realización de la ingeniería de detalle necesaria para sustituir un sistema de instrumentación común en la boca de un pozo de petróleo lejano a la estación de control, por un sistema de instrumentación inalámbrica».

[44] «Componentes de una instalación solar fotovoltaica». [En línea]. Disponible en: https://share.google/CebDuUZyakIDpfSNn

[45] J. A. C. González, R. C. Pérez, A. C. Santos, y M. A. C. Gil, «Centrales de energias renovables», [En línea]. Disponible en: https://www.academia.edu/28888909/Centrales_de_energ%C3%ADas_renovables_Generaci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica_con_energ%C3%ADas_renovables

[46] «Energía fotovoltaica y electricidad - Administración de Información Energética de EE. UU. (EIA)». Accedido: 14 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.eia.gov/energyexplained/solar/photovoltaics-and-electricity.php

[47] «Solar», IEA. Accedido: 14 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv

[48] «Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica», Ingelibre. Accedido: 4 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/

[49] Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, *Energía solar fotovoltaica*. Madrid: Colegio Oficial Ingenieros de Telecomunicación, 2007. [En línea]. Disponible en: https://www.coit.es/sites/default/files/informes/pdf/energia_solar_fotovoltaica.pdf

[50] «Manuales sobre energía renovable. SOLAR FOTOVOLTAICA». Accedido: 24 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: http://www.bio-nica.info/biblioteca/BUNCA2002Fotovoltaica.pdf

[51] F. A. Khan, N. Pal, y Syed. H. Saeed, «Review of solar photovoltaic and wind hybrid energy systems for sizing strategies optimization techniques and cost analysis methodologies», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 92, pp. 937-947, sep. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.107.

[52] F. Raifu, «ENERGY MANAGEMENT STRATEGIES IN HYBRID POWER SYSTEMS».

[53] «JG Renovables - Energía solar para hogares y empresas». Accedido: 24 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.jgrenovables.com.ar/

[54] Ilumin Capacita Spa, «Sistema Fotovoltaico Aislado de la Red | Autónomo | Off Grid - ilumin | Cursos de Energía Solar». Accedido: 24 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://ilumin.online/sistema-fotovoltaico-aislado-de-la-red-autonomo-off-grid/

[55] «Renewable power generation costs in 2023».

[56] «A brief history of hydropower». Accedido: 16 de septiembre de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.hydropower.org/iha/discover-history-of-hydropower

[57] International Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2024*. International Renewable Energy Agency IRENA, 2025.

[58] «Renewable energy sources and climate change mitigation: special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change», *Choice Rev. Online*, vol. 49, n.º 11, pp. 49-6309-49-6309, jul. 2012, doi: 10.5860/CHOICE.49-6309.

[59] «IRENA – International Renewable Energy Agency». Accedido: 18 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.irena.org/

[60] B. Dunn, H. Kamath, y J.-M. Tarascon:, «Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices», *Science*, vol. 334, n.º 6058, pp. 928-935, nov. 2011, doi: 10.1126/science.1212741.

[61] L. F. Tadesse y I. I. Abate, «Bioinspired Design for Energy Storage Devices», en *Bioinspired Structures and Design*, L. Daniel y W. Soboyejo, Eds., Cambridge: Cambridge University Press, 2020, pp. 193-211. doi: 10.1017/9781139058995.009.

[62] «Battery Systems Engineering».

[63] Asian Development Bank, «Handbook on Battery Energy Storage System», Asian Development Bank, Manila, Philippines, dic. 2018. doi: 10.22617/TCS189791-2.

[64] «How Lithium-ion Batteries Work», Energy.gov. Accedido: 18 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.energy.gov/energysaver/articles/how-lithium-ion-batteries-work

[65] «BU-303: Confusion with Voltages», Battery University. Accedido: 18 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: http://www.batteryuniversity.com/article/bu-303-confusion-with-voltages/

[66] «8. Capacidad de la batería y exponente de Peukert». Accedido: 26 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.victronenergy.com/media/pg/SmartShunt/es/battery-capacity-and-peukert-exponent.html

[67] «¿Cómo calcular la capacidad de una batería?», BLUETTI España. Accedido: 26 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://es.bluettipower.eu/blogs/base-de-conocimientos/capacidad-bateria

[68] «Home Page», Battery University. Accedido: 18 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: http://www.batteryuniversity.com/

[69] «What is a Battery C-Rate? Definition and Calculations», Ossila. Accedido: 26 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.ossila.com/pages/what-is-battery-c-rate

[70] «BU-402: What Is C-rate?», Battery University. Accedido: 18 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: http://www.batteryuniversity.com/article/bu-402-what-is-c-rate/

[71] «Department of Energy», The Department of Energy's Energy.gov. Accedido: 18 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.energy.gov/

[72] «¿Cómo se calcula la potencia de una batería? | Baterías y Cargadores | Soporte EGO Power+». Accedido: 26 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://help.egopowerplus.eu/es/batteries-and-chargers/How-is-the-power-of-a-battery-calculated-f43

[73] «Electric Vehicles and Chargers», Energy.gov. Accedido: 18 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.energy.gov/energysaver/electric-vehicles-and-chargers

[74] «Microsoft Word - 210222M - Prius full release». Accedido: 16 de septiembre de 2026. [En línea]. Disponible en: https://media.toyota.co.uk/wp-content/uploads/sites/5/2021/03/1614162945210222MPriusTechSpec.pdf

[75] «¿Qué es el SOC de la batería?(Estado de carga) y SOH(Estado de salud)?», NBCELLENERGÍA. Accedido: 27 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://nbcellenergy.com/es/what-is-battery-socstate-of-charge-and-sohstate-of-health/

[76] M. A. Hannan, M. M. Hoque, A. Mohamed, y A. Ayob, «Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 771-789, mar. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.171.

[77] «Saha, B. y Goebel, K. (2007) Conjunto de datos de baterías, Repositorio de datos de pronóstico de NASA Ames. Centro de Investigación Ames de la NASA, Moffett Field, CA. - Referencias - Publicaciones de investigación científica». Accedido: 9 de abril de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.scirp.org/reference/referencespapers?referenceid=3297577

[78] J. Vetter *et al.*, «Ageing mechanisms in lithium-ion batteries», *J. Power Sources*, vol. 147, n.º 1, pp. 269-281, sep. 2005, doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.01.006.

[79] G. Plett, «Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packsPart 1. Background», *J. Power Sources*, jun. 2004, doi: 10.1016/S0378-7753(04)00359-3.

[80] F. Morillas, «¿Qué es la profundidad de descarga (DoD) de una batería?» Accedido: 27 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://solfy.net/autoconsumo/baterias/profundidad-de-descarga-dod-de-una-bateria/

[81] «¿Qué es la profundidad de descarga y por qué es tan importante? | Federal Batteries | Marcas líderes de baterías | Las mejores soluciones de baterías». Accedido: 27 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://federalbatteries.com.au/news/what-depth-discharge-and-why-it-so-important

[82] «Cómo la resistencia, la temperatura y el comportamiento de carga afectan el estado de carga (SOC) y el estado de carga (SOH) de la batería | Artículo | MPS». Accedido: 27 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.monolithicpower.com/learning/resources/how-resistance-temperature-and-charging-behaviors-impact-battery-soc-and-soh

[83] J. Larminie y J. Lowry, *Electric vehicle technology explained*, 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012. doi: 10.1002/9781118361146.

[84] «qué es la densidad energética de una batería y cómo ha evolucionado en los últimos años». Accedido: 26 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.renault.es/blog/actualidad/densidad-energetica-bateria.html

[85] «Energy density vs power density - Energy Education». Accedido: 26 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Energy_density_vs_power_density

[86] «Battery Discharge Testing: A Comprehensive Guide to Testing and Ensuring Battery Health», One-Stop High Voltage Test Equipment Manufacturer & Supplier | KV HIPOT. Accedido: 9 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://kvhipot.com/battery-discharge-testing-a-comprehensive-guide-to-testing-and-ensuring-battery-health/

[87] «Qué son los ciclos de carga de una batería de coche y por qué son importantes», Diariomotor. Accedido: 26 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.diariomotor.com/que-es/ciclo-carga/

[88] «¿Qué es el ciclo de carga de una batería? | Redway Tecnología». Accedido: 26 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://es.redway-tech.com/what-is-the-most-accurate-test-method-for-checking-battery-is/

[89] F. Pampel, S. Pischinger, y M. Teuber, «A systematic comparison of the packing density of battery cell-to-pack concepts at different degrees of implementation», *Results Eng.*, vol. 13, p. 100310, mar. 2022, doi: 10.1016/j.rineng.2021.100310.

[90] «Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing», ScienceDirect. Accedido: 9 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.sciencedirect.com/book/edited-volume/9780444626165/electrochemical-energy-storage-for-renewable-sources-and-grid-balancing

[91] «Principios básicos del vehículo eléctrico».

[92] «Home Page», Battery University. Accedido: 26 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: http://www.batteryuniversity.com/

[93] Asian Development Bank, Ed., *Handbook on battery energy storage system*. Mandaluyong City, Metro Manila, Philippines: Asian Development Bank, 2018.

[94] «Global EV Outlook 2023 – Analysis», IEA. Accedido: 9 de abril de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023

[95] «BU-203: Nickel-based Batteries», Battery University. Accedido: 27 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: http://www.batteryuniversity.com/article/bu-203-nickel-based-batteries/

[96] «pdf-div-class-2qs3tf-truncatedtext-module-wrapper-fg1km9p-classtruncatedtext-module-lineclamped-85ulhh-style-max-lines5handbook-of-batteries-p-div_compress».

[97] «BU-203: Nickel-based Batteries», Battery University. Accedido: 9 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: http://www.batteryuniversity.com/article/bu-203-nickel-based-batteries/

[98] Keheng, «BMS vs Balancer: Diferencias clave explicadas», Keheng-lithium battery Cell. Accedido: 27 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://keheng-battery.com/es/bms-vs-balancer-key-differences-explained-for-you/

[99] D. J. R. Patarroyo, R. A. G. Porras, y A. F. C. Fajardo, «Sistemas de gestión de baterías (BMS) y su importancia para los sistemas de almacenamiento de baterías (BESS)», 2015.

[100] «Sistemas de gestión de baterías de vehículos eléctricos (BMS)». Accedido: 27 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.monolithicpower.com/en/learning/mpscholar/automotive-electronics/electric-vehicles-and-hybrid-power-systems/ev-battery-management-systems

[101] haya, «what-is-battery-management-system», Matha Electronics. Accedido: 18 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.mathaelectronics.com/what-is-battery-management-system/

[102] «Handbook of Batteries | PDF | Rechargeable Battery | Electric Vehicle», Scribd. Accedido: 18 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.scribd.com/document/728020216/Handbook-of-Batteries

[103] G. Rebitzer *et al.*, «Life cycle assessment Part 1: Framework, goal and scope definition, inventory analysis, and applications», *Environ. Int.*, vol. 30, n.º 5, pp. 701-720, jul. 2004, doi: 10.1016/j.envint.2003.11.005.

[104] «Análisis del ciclo de vida de los combustibles fósiles | Grupo de Evaluación y Optimización Ambiental». Accedido: 15 de octubre de 2025. [En línea]. Disponible en: https://eao.stanford.edu/research/life-cycle-assessment-fossil-fuels

[105] BIO Intelligence Service, Directorate-General for the Information Society and Media (European Commission)
Now known as... Now known as...
Directorate-General for Communications Networks, Content and Technology (European Commission), Fraunhofer & Co KG, y Öko-Institut e.V, *Towards an overall measurement methodology of the carbon and energy footprints of the ICT sector*. Publications Office of the European Union, 2013. Accedido: 22 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://data.europa.eu/doi/10.2759/98282

[106] Enrico Benetto, Kilian Gericke, y Mélanie Guiton, *Designing Sustainable Technologies, Products and Policies From Science to Innovation*. [En línea]. Disponible en: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-66981-6_30?utm_

[107] «Perspectivas globales del mercado de vehículos eléctricos 2023 – Análisis - IEA». Accedido: 19 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023

[108] «WEF_A_Vision_for_a_Sustainable_Battery_Value_Chain_in_2030_Report.pdf». Accedido: 19 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www3.weforum.org/docs/WEF_A_Vision_for_a_Sustainable_Battery_Value_Chain_in_2030_Report.pdf

[109] J. B. Dunn, L. Gaines, J. C. Kelly, C. James, y K. G. Gallagher, «The significance of Li-ion batteries in electric vehicle life-cycle energy and emissions and recycling's role in its reduction», *Energy Environ. Sci.*, vol. 8, n.º 1, pp. 158-168, dic. 2014, doi: 10.1039/C4EE03029J.

[110] «Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions», International Council on Clean Transportation. Accedido: 19 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://theicct.org/publication/effects-of-battery-manufacturing-on-electric-vehicle-life-cycle-greenhouse-gas-emissions/

[111] D. F. Barbosa De Mattos, S. Duda, y M. Petranikova, «Recycling of Lithium Iron Phosphate (LiFePO4) Batteries from the End Product Quality Perspective», *Batteries*, vol. 11, n.º 1, p. 33, ene. 2025, doi: 10.3390/batteries11010033.

[112] J. F. Peters, C. E. L. Latunussa, M. Orefice, y F. Mathieux, «Recycling, recycled content and environmental impacts of electric vehicle batteries – The material circularity and carbon footprint nexus under the EU Batteries Regulation», *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 230, p. 108850, abr. 2026, doi: 10.1016/j.resconrec.2026.108850.

[113] E. Martinez-Laserna *et al.*, «Battery second life: Hype, hope or reality? A critical review of the state of the art», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 93, n.º C, pp. 701-718, 2018.

[114] IDAE, «Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red | idea». Accedido: 25 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://idae.es/en/publications/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de-instalaciones-aisladas?utm_source=chatgpt.com

[115] F. J. Sánchez Alejo, «DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA».

[116] «Estudio de un sistema de diagnóstico de baterías para aplicaciones de movilidad eléctrica».

[117] «Diseño y construcción de un banco de pruebas para el diagnóstico y comprobación de alta tensión para vehículos híbridos».

[118] «TC001 Plus», TOPDON LA. Accedido: 9 de julio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://la.topdon.com/products/tc001-plus

[119] P. G. Papadopoulos, C. G. Koutitas, C. G. Karayannis, P. D. Kiousis, y Y. N. Dimitropoulos, «Simple Rational Model for Discharge of Batteries with Aqueous Electrolytes, Based on Nernst Equation», *Open J. Phys. Chem.*, vol. 11, n.º 1, pp. 1-11, feb. 2021, doi: 10.4236/ojpc.2021.111001.

ANEXOS

Anexo 1. Ficha técnica equipo CQ3-4X100W

ENGLISH

WWW. EV-PEAK. COM

EV-PEAK ELECTRONIC TECHNOLOGY Copyright 2015© EV-PEAK

CQ3

400W/ 100X4

INSTRUCTION MANUAL

1.Performance Parameter

Input voltage	[DC]	11.0～18.0V
	[AC]	110V or 220V
Charge current	[A]	0.1~10.0A
Discharge current	[A]	0.1~5.0A
Charge power	[W]	100W×4
Discharge power	[W]	10W×4
Balance current	[mA]	400mA
Balance tolerance	[V]	±0.01V
Charging Capability	NiCd/NiMH	1～15cells
	Li-Po, Li-Ion,Li-Fe	1-6cells
Pb battery voltage	[V]	2~24V
Weight	[g]	1750g
Dimensions	[mm]	220×240×68mm

2.Key Features

"MODE/ESC": mode selection/stop/back button, Press this key to the mainmenu and to stop during the process.

"◄DEC/INC►": reduce and increase button, you can reduce and increase parameters value, and browse other concerning informations by using this button during charge or discharge process.

"ENTER/START":select/enter button,to start working by press it more than 2 seconds.

1

Anexo 2. Especificaciones técnicas del Panel Bifacial Longi 550W

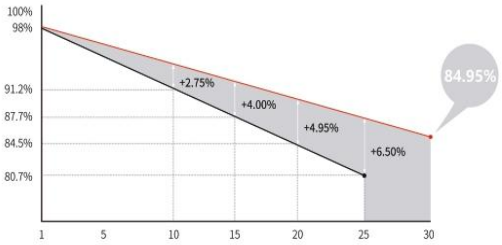
Hi-MO 5

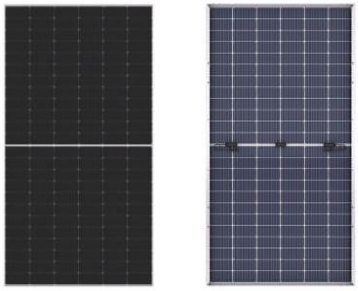
LR5-72HBD 530~550M

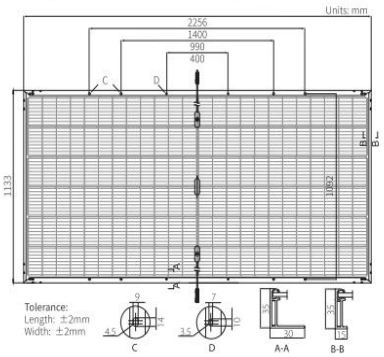
21.5%	0~3%	<2%	0.45%	HALF-CELL
MAX MODULE EFFICIENCY	POWER TOLERANCE	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-30 POWER DEGRADATION	Lower operating temperature

Additional Value

30-Year Power Warranty







Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.3kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 558pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HBD-530M		LR5-72HBD-535M		LR5-72HBD-540M		LR5-72HBD-545M		LR5-72HBD-550M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (Isc/A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

LONGi

No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGi reserves the right of final interpretation. (20220815V16)

Anexo 3. Especificaciones técnicas del inversor

Output voltage:220 VAC / 110V
Output frequency:50Hz ±2Hz / 60HZ±2
Output waveform: Modified sine wave
Input voltage range:10.0-15.5 VDC / 20.0-21VDC
Low battery alarm(nominal):10.4-11.0V / 21.0-22.0VDC
Low battery shutdown point(nominal):9.7-10.4VDC / 19.5-20.8VDC
High battery shutdown point(nominal):14.5-15.5V / 29.0-30.0VDC
Battery drain with on AC load (at 12V input): < 0.3A
Peak efficiency: > 90%

Continues AC output power: 80W / 100W / 120W / 300W / 350W / 500W / 550W / 800W / 1000W / 1200W / 2000W / 3000W

Maximum AC output power: 160W / 200W / 300W / 600W / 700W / 1000W / 1100W / 1600W / 2000W / 2400W / 4000W / 6000W

Anexo 4. Características técnicas del Regulador de carga Tracer 3210AN

Technical specifications

Item	Tracer1206AN	Tracer2206AN	Tracer1210AN	Tracer2210AN	Tracer3210AN	Tracer4210AN
System nominal voltage	12/24VDC① Auto					
Rated charge current	10A	20A	10A	20A	30A	40A
Rated discharge current	10A	20A	10A	20A	30A	40A
Battery voltage range	8 ~ 32V					
Max. PV open circuit voltage	60V② 46V③		100V② 92V③			
MPP voltage range	(Battery voltage +2V) ~ 36V		(Battery voltage +2V) ~ 72V			
Max. PV input pow er	130W/12V 260W/24V	260W/12V 520W/24V	130W/12V 260W/24V	260W/12V 520W/24V	390W/12V 780W/24V	520W/12V 1040W/24V
Self-consumption	≤12mA					
Discharge circuit voltage drop	≤0.23V					
Temperature compensate coefficient	-3mV/°C/2V (Default)					
Grounding	Common negative					
RS485 interface	5VDC/200mA					
Working environment temperature	-25°C ~ +45°C(100% input and output)					
Storage temperature range	-20°C ~ +70°C					
Relative humidity	≤95%, N.C.					
Enclosure	IP30					

Item	Tracer1206AN Tracer1210AN	Tracer2206AN Tracer2210AN	Tracer3210AN	Tracer4210AN
Dimension	172x139 x 44mm	220x154x 52mm	228x164x55mm	252x180x63mm
Weight	0.57kg	0.94kg	1.26kg	1.65kg

①When a lithium battery is used, the system voltage can't be identified automatically.
②At minimum operating environment temperature
③At 25℃ environment temperature

No.103, Dongxing Rd, Chenjiang Street, Zhongkai High-tech Zone, Huizhou, China
+86-752-3889706 www.epever.com info@epsolarpv.com

Anexo 5. Datos de descarga para estimar el SOH de los módulos

Módulo	Voltaje inicial (V)	Capacidad actual (Ah)	Tiempo de carga total en horas	SOH (%)
BANCO N°1				
A1	6.02	2.03	2.08	32.07
A2	5.99	1.86	1.92	29.50
A3	6.00	4.44	4.57	70.29
A4	6.01	4.16	4.27	65.66
A5	6.01	3.56	3.66	56.34
A6	6.01	2.33	2.40	36.94
A7	6.02	4.45	4.57	70.26
A8	6.01	1.07	1.10	16.98
A9	6.01	4.88	5.02	77.30
A10	6.02	2.85	2.94	45.15
A11	6.01	1.33	1.37	21.09
A12	6.00	3.76	3.88	59.70
A13	6.02	3.30	3.37	51.88
A14	6.01	3.32	3.41	52.43
A15	6.01	2.35	2.42	37.16
A16	6.01	3.76	3.87	59.50
A17	6.00	0.57	0.59	9.00
A18	6.01	2.12	2.18	33.55
A19	6.02	1.88	1.93	29.67
A20	6.01	2.36	2.43	37.32
A21	6.02	4.26	4.38	67.31
A22	6.02	1.95	2.00	30.74
A23	6.01	1.88	1.94	29.84
A24	6.01	1.78	1.83	28.18
A25	6.01	1.27	1.31	20.12
A26	6.01	2.22	2.28	35.15
A27	6.01	2.09	2.15	33.08
A28	6.01	2.81	2.91	44.70
BANCO N°2				
B1	6	5.05	5.20	79.92
B2	6.01	4.508	4.63	71.22

Módulo	Voltaje inicial (V)	Capacidad actual (Ah)	Tiempo de carga total en horas	SOH (%)
B3	6.01	4.058	4.17	64.10
B4	6.02	1.847	1.90	29.15
B5	6.01	1.795	1.85	28.53
B6	6.02	4.546	4.66	71.73
B7	6.01	3.827	3.91	60.21
B8	6.02	4.326	4.45	68.44
B9	6	3.516	3.63	55.84
B10	6	3.961	4.07	62.65
B11	6.01	3.505	3.60	55.46
B12	6.02	4.318	4.45	68.40
B13	6.02	2.772	2.85	43.89
B14	6.02	2.775	2.86	44.00
B15	6.02	4.381	4.59	70.57
B16	6.02	2.044	2.10	32.34
B17	6.01	3.534	3.64	56.07
B18	5.97	4.539	4.68	72.06
B19	6.01	3.229	3.31	50.95
B20	6.02	1.667	1.72	26.41
B21	6.01	1.007	1.04	16.01
B22	6	1.918	1.97	30.31
B23	6.02	1.281	1.32	20.30
B24	6.02	2.304	2.37	36.50
B25	6.01	4.912	5.06	77.77
B26	6	4.01	4.13	63.51
B27	6.02	3.702	3.81	58.61
B28	6.01	4.25	4.37	67.29
		BANCO N°3		
C1	6.01	1.054	1.08	16.60
C2	6.01	3.486	3.57	54.91
C3	6.01	1.012	1.04	15.93
C4	6	1.008	1.04	15.98
C5	6.01	1.085	1.11	17.10
C6	6.01	2.491	2.56	39.46
C7	6.02	0.011	0.01	0.20
C8	6.01	0	0.00	0.01

Módulo	Voltaje inicial (V)	Capacidad actual (Ah)	Tiempo de carga total en horas	SOH (%)
C9	6.01	0.386	0.40	6.09
C10	6.02	0.847	0.87	13.44
C11	6.01	0.291	0.30	4.62
C12	6.01	0	0.00	0.03
C13	6	0.001	0.00	0.04
C14	6.01	0	0.00	0.01
C15	6.01	0.006	0.01	0.12
C16	5.99	0	0.00	0.02
C17	6.01	2.223	2.30	35.36
C18	6.01	3.059	3.14	48.24
C19	6.02	0.489	0.50	7.76
C20	6	1.637	1.69	26.00
BANCO N°4				
D1	6.02	2.523	2.60	39.94
D2	6.01	3.053	3.14	48.32
D3	6	1.427	1.47	22.62
D4	6.02	1.983	2.04	31.35
D5	6.02	0.919	0.95	14.57
D6	6.01	1.234	1.27	19.48
D7	6.02	0.842	0.86	13.26
D8	6.01	0.468	0.48	7.43
D9	6.01	1.279	1.32	20.24
D10	6.01	1.048	1.08	16.61
D11	6.02	1.156	1.19	18.33
D12	6.02	0.321	0.33	5.09
D13	6	0.854	0.88	13.54
D14	6.01	0.149	0.15	2.38
D15	6.01	0.791	0.81	12.53
D16	6.01	0.851	0.88	13.50
D17	6	3.001	3.09	47.52
D18	6.02	1.34	1.37	21.14
D19	6.01	0.283	0.29	4.50
D20	6	0.486	0.50	7.71

Anexo 6. Resultados de carga final de todos los módulos

Módulo	Voltaje final (V)	Capacidad actual (Ah)	Conversión Tiempo total en horas
BANCO N°1			
A1	8.76	5.75	3.40
A2	8.85	6.8	3.73
A3	8.84	6.8	3.98
A4	8.89	6.74	4.19
A5	8.87	6.474	4.03
A6	8.8	4.742	2.65
A7	8.84	6.8	4.04
A8	8.87	3.081	1.80
A9	8.85	6.8	4.15
A10	8.9	5.368	3.06
A11	8.83	6.8	3.80
A12	8.96	5.475	3.25
A13	8.89	6.03	3.71
A14	8.95	5.16	3.16
A15	8.93	6.064	3.30
A16	8.89	6.8	4.03
A17	8.87	1.843	1.06
A18	8.93	3.378	2.03
A19	8.82	4.109	2.35
A20	8.85	4.395	2.56
A21	8.91	6.8	4.07
A22	8.88	3.713	2.26
A23	8.86	4.103	2.53
A24	882	4.469	2.66
A25	8.86	4.221	2.61
A26	8.88	4.95	3.07
A27	8.88	3.427	2.04
A28	8.98	5.081	2.81
BANCO N°2			
B1	7.81	0.102	0.06
B2	7.68	0.135	0.08

Módulo	Voltaje final (V)	Capacidad actual (Ah)	Conversión Tiempo total en horas
B3	8.87	6.242	3.72
B4	8.8	4.451	2.76
B5	8.93	2.055	1.18
B6	8.83	3.794	2.35
B7	8.74	2.892	1.81
B8	8.6	2.06	1.25
B9	7.75	0.092	0.06
B10	7.71	0.07	0.04
B11	7.74	0.095	0.08
B12	7.82	0.064	0.04
B13	8.8	5.197	3.07
B14	8.94	6.6	3.84
B15	8.3	1.243	0.77
B16	7.97	0.071	0.05
B17	8.97	4.227	2.75
B18	8.88	5.129	3.22
B19	7.76	0.206	0.13
B20	9.02	1.574	0.97
B21	8.83	3.842	2.36
B22	8.84	3.762	2.24
B23	8.1	0.15	0.09
B24	8.99	4.098	2.45
B25	8.07	0.075	0.05
B26	8.9	6.322	3.83
B27	8.95	6.6	4.19
B28	7.8	0.278	0.17
BANCO N°3			
C1	8.86	2.719	1.55
C2	8.89	5.958	3.36
C3	8.84	2.223	1.34
C4	8.9	3.327	1.93
C5	8.86	2.389	1.38
C6	8.9	3.589	2.06
C7	8.81	3.486	1.87

Módulo	Voltaje final (V)	Capacidad actual (Ah)	Conversión Tiempo total en horas
C8	8.86	3.088	1.72
C9	8.83	2.068	1.15
C10	8.89	2.661	1.50
C11	8.85	1.184	0.68
C12	8.92	2.428	1.33
C13	8.82	2.85	1.56
C14	8.85	3.917	2.39
C15	8.83	5.701	2.94
C16	8.99	2.877	1.72
C17	8.95	6.6	4.19
C18	8.88	4.428	2.50
C19	8.95	4.435	2.60
C20	8.91	5.772	3.59
BANCO N°4			
D1	8.82	6600	4.15
D2	8.93	6600	4.08
D3	8.85	1716	1.11
D4	8.83	6600	3.72
D5	8.81	3183	1.86
D6	8.86	2901	1.68
D7	8.8	2007	1.14
D8	8.84	1993	1.19
D9	8.83	2762	1.66
D10	8.83	3282	1.88
D11	8.85	6600	4.18
D12	8.88	1998	1.16
D13	8.91	1948	1.12
D14	8.86	2296	1.37
D15	8.88	2267	1.30
D16	8.91	1807	1.05
D17	8.9	4577	2.84
D18	8.85	2795	1.68
D19	8.89	1481	0.86
D20	8.91	1788	1.03

Anexo 7. Instalación final del sistema fotovoltaico

