



Powered by
Arizona State University®

ING. AUTOMOTRIZ

**Trabajo integración Curricular previa a la obtención del título de
Ingeniería en Mecánica Automotriz**

AUTORES:

Aguilar Falconí David Alejandro
Caicedo Álvarez Anthony Alexander
Calahorrano Aguilar Washington Emilio
Lima Zurita Mateo Sebastián

TUTOR:

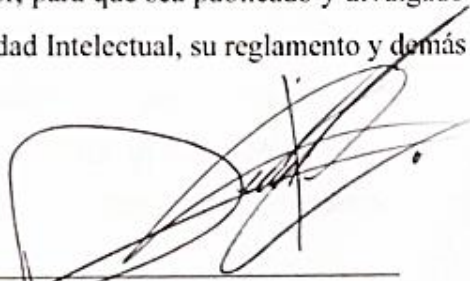
Eduardo José Cueva Sánchez

**Sistema de Generación Solar Con Almacenamiento en Baterías Reutilizadas de
Vehículo Eléctrico para Suministro Eléctrico Autónomo**

Certificación de Autoría

Nosotros, Aguilar Falconí David Alejandro, Caicedo Álvarez Anthony Alexander, Calahorrano Aguilar Washington Emilio y Lima Zurita Mateo Sebastián, declaramos bajo juramento, que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.



Aguilar Falconí David Alejandro



Caicedo Álvarez Anthony Alexander



Calahorrano Aguilar Washington Emilio



Lima Zurita Mateo Sebastián

Aprobación del Tutor

Yo, Eduardo José Cueva Sánchez, certifico que conozco a los autores del presente trabajo, siendo el responsable exclusivo tanto de su originalidad y autenticidad, como de su contenido.



Firma profesor

Dedicatoria

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mis padres Wilson Lima y Erika Zurita, quienes han sido un pilar fundamental en mi vida y en mi formación académica, su apoyo incondicional y estímulo constante me han permitido alcanzar este importante hito.

A ustedes, mi gratitud eterna. Sin su apoyo, este logro no hubiera sido posible.

Mateo Lima

Quiero dar el agradecimiento a toda mi familia Antonio Caicedo, Gisela Álvarez y Alisson Caicedo por darme la confianza en todo este proceso. Los amo familia hermosa y esto va por ustedes, por la dedicación y sudor que dieron por mi para yo llegar a este punto. Los agradezco infinitamente y seré el hombre que me criaron y enseñaron ser. Quiero mostrar que metiendo pasión a lo que haces, los resultados llegan solos. Quiero dar mención importante a mi abuelita que ya no está presente con nosotros, pero esto va por ti Mami Fabi. Incluyo también el gran agradecimiento por parte de toda la familia Caicedo y Familia Álvarez por ser también un pilar dentro de mi carrera profesional.

Anthony Caicedo.

A mi madre, Karina. Con el más profundo respeto y amor, dedico esta tesis a ella, quien me ha protegido, cuidado y entregado su vida entera para permitirme alcanzar mis metas. Su sacrificio y constancia son la mayor inspiración para este logro.

Alejandro Aguilar

Expreso mi más sincero agradecimiento a mis padres, Washington Calahorrano y Francia Aguilar, por su esfuerzo y apoyo incondicional a lo largo de mi vida y formación académica. Gracias por la confianza, los valores y las enseñanzas que me han permitido alcanzar esta importante meta. Asimismo, agradezco a toda mi familia por acompañarme y brindarme su apoyo durante este proceso. Este logro también les pertenece a ustedes, ya que su respaldo y motivación fueron fundamentales para hacerlo posible. Con profundo cariño y gratitud, les dedico este trabajo.

Washington Calahorrano

Agradecimiento

Expresamos nuestro más sincero agradecimiento a la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE) por brindarnos la formación académica, las herramientas y el entorno necesario para culminar nuestra etapa universitaria y desarrollar con éxito este Trabajo de Integración Curricular.

Un profundo agradecimiento a nuestro tutor, el Ing. Eduardo José Cueva Sánchez, por su invaluable guía, paciencia y dirección técnica a lo largo de toda la investigación. De igual manera, agradecemos a la Dirección de la Carrera de Ingeniería en Mecánica Automotriz por el constante respaldo brindado durante nuestra formación profesional.

Extendemos nuestro reconocimiento a las autoridades académicas que respaldaron este proyecto interdisciplinario: al PhD. Gorky Reyes, Director Académico, por su valiosa gestión administrativa y la comprensión institucional brindada, lo cual nos permitió culminar la investigación con el rigor requerido; al Ing. Marcelo Moya Cajas, Director de la carrera de Ingeniería Mecatrónica, y al PhD(c). Andrés Castillo, Decano de la Escuela de Ciencias Técnicas, por su apoyo institucional y por impulsar continuamente iniciativas orientadas a la innovación y la sostenibilidad.

De manera muy especial, agradecemos a la Arq. Rebeca Gallegos Bustamante, Decana de la Facultad de Arquitectura, por su apertura y la colaboración otorgada para ceder el espacio destinado a la implementación permanente de nuestro sistema. Gracias a su apoyo, esta microrred ha podido integrarse al prototipo de vivienda sostenible ubicado en el LAB 3D, permitiendo que la infraestructura instalada continúe contribuyendo a futuras actividades de docencia, investigación y vinculación de la universidad.

En el ámbito técnico y operativo, queremos expresar nuestra gratitud al Ing. Edgar Román, cuya asesoría fue fundamental durante la fase de diagnóstico y la ejecución de las pruebas iniciales de los paquetes de baterías; y a Fernando Augeri, representante de CISSE Electronics, por la excelente capacitación técnica brindada para el correcto manejo de la máquina de balanceo de celdas. Asimismo, hacemos extensivo este reconocimiento a nuestro compañero Denny Loo, cuyo invaluable apoyo y gran esfuerzo durante la logística y la instalación física del sistema fueron piezas clave para la materialización de este proyecto.

A todas las personas, docentes e instituciones que, de manera directa o indirecta, nos brindaron su apoyo y depositaron su confianza para la consecución de esta meta, muchas gracias.

Los Autores

Índice De Contenido

Certificación de Autoría	1
Aprobación del Tutor.....	2
Dedicatoria.....	3
Agradecimiento	4
RESUMEN	15
ABSTRACT	16
2. Marco Teórico	23
2.1 Vehículos Eléctricos (VE).....	23
2.1.1 Evolución y Estado actual de la movilidad eléctrica	23
2.2 Baterías de Iones de Litio	26
2.2.1 Principios electroquímicos de funcionamiento	26
2.2.2 Composición Química de baterías	28
2.2.3 Densidad energética y curvas de carga/descarga.....	30
3.2. Caracterización del objeto de estudio	33
3.2.1. Especificaciones técnicas y tren de potencia del KIA Soul EV	33
3.2.2. Arquitectura del paquete de baterías de alta tensión en el KIA Soul.....	38
2.3 Degradación y Fenómenos de Envejecimiento	42
2.3.1 Modos de degradación física: Pérdida de Inventario de Litio (LLI) y Material Activo (LAM)	42
2.3.2 Cinética y crecimiento de la interfase de electrolito sólido (SEI).....	46
2.3.3 Dinámica del punto de inflexión (Knee Point) y Vida Útil Remanente (RUL).....	48

2.3.3.1 Número estimado de ciclos que una celda puede completar antes de alcanzar el punto de fallo funcional	49
2.4 Concepto de Segunda Vida (Second-Life Batteries)	51
2.4.1 Criterios técnicos para el retiro automotriz y transición a uso estacionario	51
2.4.2 Clasificación y remanufactura de módulos usados	54
2.5 Sistemas de Generación Solar Fotovoltaica	57
2.5.1 Radiación solar y efecto fotovoltaico	57
2.5.2 Tipos de paneles solares y eficiencia de conversión	59
2.5.3 Componentes de un sistema solar autónomo (Off-grid).....	62
2.5.4 El rol del controlador de carga y el inversor de corriente	64
2.6 Sistemas de Almacenamiento de Energía Estacionaria (BESS).....	65
2.6.1 Integración de baterías de segunda vida en microrredes	67
2.6.2 Gestión del almacenamiento para la mitigación de la intermitencia solar	68
2.6.3 Protocolos de seguridad, protección eléctrica y gestión térmica	68
2.7 Economía Circular y Marco Sostenible.....	68
2.7.1 Análisis del ciclo de vida (ACV) de las baterías de litio	69
2.7.2 Impacto ambiental de la disposición final frente a la reutilización	69
2.7.3 Estándares internacionales de seguridad para el reúso de baterías	70
2.8 Situación actual de la gestión de residuos eléctricos en Ecuador	70
3. METODOLOGÍA.....	72
3.1. Diseño y enfoque de la investigación	72
3.2. Definición de celda, paquete y banco de baterías.....	72

4. RESULTADOS	77
4.1. Procedimientos experimentales	77
4.1.1 Protocolo de diagnóstico y recolección de datos	77
4.1.2. Protocolo de diagnóstico en celdas individuales	82
4.1.3. Diagnóstico de paquetes completos — primera fase (paquetes universitarios)	85
4.1.5. Inspección visual y criterio de descarte por degradación física	87
4.1.6. Solicitud de donación a KIA y diagnóstico de paquetes nuevos	89
4.1.7. Ensamblaje del banco definitivo de tres paquetes de 14 celdas.....	91
4.1.8 Protocolo de diagnóstico y recolección de datos	92
4.1.9 Balanceo de celdas y reacondicionamiento mediante banco de pruebas	93
4.2. Diseño y dimensionamiento del sistema de almacenamiento estacionario	95
4.3 Implementación Física y Pruebas de Funcionamiento	100
4.3.1 Ensamblaje del sistema y banco de baterías	101
4.3.2 Configuración real de parámetros de carga del inversor	101
4.3.3 Resultados operativos iniciales	103
4.4 Simulación del sistema fotovoltaico con almacenamiento mediante PVsyst.....	104
4.4.1 Justificación del software seleccionado	104
4.4.2 Datos meteorológicos y recurso solar del sitio de instalación	105
4.4.3 Parámetros de entrada del modelo en PVsyst.....	106
4.4.4. Modelado de las baterías de segunda vida en PVsyst.....	109
4.4.5 Resultados de la simulación anual	109

4.4.6	<i>Análisis del diagrama de pérdidas del sistema</i>	112
4.4.7	<i>Validación del modelo simulado frente a datos experimentales</i>	114
4.4.8	<i>Análisis de Autonomía y Vida Útil Residual</i>	115
4.4.8.1	Capacidad de reserva del sistema	116
4.4.8.2	Proyección de vida útil estacionaria	117
4.5.	Análisis Dinámico del Impacto del Desfase Horario en el Rendimiento del Sistema	118
4.6	Evaluación del Desgaste Operacional y Ciclos de Carga en el Almacenamiento de Segunda Vida.....	122
4.7	Modelado Matemático de la Degradación de Capacidad y Estado de Salud (SoH)....	125
4.7.1	<i>Justificación Técnica de los Factores de Degradación Adoptados</i>	127
4.8	Validación Experimental de Descarga y Autonomía	128
4.8.1	<i>Análisis para el Ensayo ED-1 (Carga Base)</i>	128
4.8.2	<i>Análisis para el Ensayo ED-2 (Carga Moderada)</i>	131
4.9	Síntesis y Cálculo del Factor Global	133
4.10	Desbalanceo de Banco de baterías en funcionamiento.....	135
4.10.1	<i>Resumen de dispersión de voltaje por medición ($\Delta V = \text{Celda máx.} - \text{Celda mín.}$)</i>	136
4.10.2	<i>Análisis</i>	137
5.	DISCUSIÓN.....	138
6.	LIMITACIONES.....	140
6.1	Ausencia de Sistema de Gestión de Baterías (BMS) dedicado	140
6.2	Degradación acelerada por desequilibrio celular no gestionado activamente...	140

6.3	Simplificación de la arquitectura de batería en el modelo de simulación PVsyst	141
6.4	Gestión térmica sin control activo	141
6.5	Ausencia de sistema de monitoreo remoto e integrado	142
7.	CONCLUSIONES.....	143
8.	REFERENCIAS	147
9.	ANEXOS.....	154

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Comparación técnica entre la demanda de tracción automotriz y el uso estacionario de baterías de segunda vida</i>	36
Tabla 2 <i>Especificaciones técnicas del paquete de baterías del KIA Soul EV</i>	39
Tabla 3 <i>Resumen de los Mecanismos de Degradación en Baterías de Iones de Litio</i>	50
Tabla 4 <i>Tabla de rentabilidad según los distintos tipos de paneles solares</i>	62
Tabla 5 <i>Jerarquía de componentes del sistema de almacenamiento</i>	73
Tabla 6 <i>Parámetros eléctricos del banco de baterías en configuración 14S6P</i>	74
Tabla 7 <i>Elementos de fijación y herramientas utilizadas en el desmontaje</i>	81
Tabla 8 <i>Resultados del diagnóstico en celdas individuales</i>	85
Tabla 9 <i>Resultados del diagnóstico en pares de celdas en serie</i>	85
Tabla 10 <i>Resultados del diagnóstico de los cinco paquetes</i>	86
Tabla 11 <i>Criterios de evaluación y descarte para módulos de baterías en segunda vida estacionaria</i>	88
Tabla 12 <i>Resultados de los paquetes donados por KIA Ecuador</i>	90
Tabla 13 <i>Composición del banco de baterías definitivo</i>	92
Tabla 14 <i>Dimensionamiento técnico del sistema fotovoltaico con almacenamiento</i>	96
Tabla 15 <i>Análisis de la brecha entre objetivo teórico inicial y potencia real del sistema</i> ..	97
Tabla 16 <i>Equipamiento, instrumentación y materiales del sistema</i>	98
Tabla 17 <i>Parámetros de carga configurados en el inversor híbrido PowMr 5000 W 48 V</i>	101
Tabla 18 <i>Registro de parámetros eléctricos durante la puesta en marcha operativa de la microrred</i>	103
Tabla 19 <i>Irradiación solar mensual para la ubicación del sistema — NASA POWER 2001–2020</i>	105
Tabla 20 <i>Parámetros de entrada completos del modelo PVsyst V8.1.2</i>	107
Tabla 21 <i>Resultados principales de la simulación anual en PVsyst V8.1.2</i>	109
Tabla 22 <i>Distribución mensual de energía simulada — balances y resultados principales</i>	111
Tabla 23 <i>Desglose del diagrama de pérdidas del sistema — PVsyst V8.1.2</i>	112

Tabla 24 <i>Comparación entre valores simulados PVsyst y datos experimentales para validación del modelo.....</i>	115
Tabla 25 <i>Capacidad de Reserva del Banco 14S6P por Perfil de Consumo.....</i>	117
Tabla 26 <i>Matriz de Balance Energético Anual Absoluto de los Escenarios de Carga</i>	119
Tabla 27 <i>Matriz de Desviaciones e Indicadores de Eficiencia vs. Línea Base</i>	119
Tabla 28 <i>Matriz de Distribución de Flujos de Potencia en el Almacenamiento NMC</i>	120
Tabla 29 <i>Cálculo de Ciclos Completos Equivalentes (FEC) en el Banco KIA Soul EV de Segunda Vida.....</i>	123
Tabla 30 <i>Proyección de Degradación Anual y Estado de Salud Remanente del Banco KIA Soul EV</i>	126
Tabla 31 <i>Resultados para el ensayo ED-1</i>	129
Tabla 32 <i>Resultados para el ensayo ED-2</i>	131
Tabla 33 <i>Resumen y cálculo del Factor Global</i>	133
Tabla 34 <i>Tabulación de valores de Voltaje de Celdas con el sistema en funcionamiento</i>	135
Tabla 35 <i>Dispersión de voltaje por medición.....</i>	136

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Batería Ion-Litio</i>	18
Figura 2 <i>Proceso de Reutilización de Baterías</i>	19
Figura 3 <i>Ventas Mundiales de Vehículos Eléctricos, 2014-2024</i>	20
Figura 4 <i>Pasos clave involucrados en el reciclaje de baterías de iones de litio usadas mediante un proceso de reciclaje directo</i>	21
Figura 5 <i>Hitos importantes en la historia de los vehículos eléctricos de batería</i>	24
Figura 6 <i>Clasificación de los EVs y las fuentes de energía para sus ruedas</i>	25
Figura 7 <i>Funcionamiento de una batería Ion-Litio</i>	27
Figura 8 <i>Diferentes tipos de óxidos de litio metálico y características clave</i>	29
Figura 9 <i>Variación del voltaje de descarga bajo diferentes intensidades de corriente en baterías litio de formato cilíndrico 21700 modelo LGM50</i>	32
Figura 10 <i>Descarga de las células con alto voltaje</i>	33
Figura 11 <i>Descarga de las células con bajo voltaje</i>	33
Figura 12 <i>Curva real de torque del motor del Kia e-Soul</i>	35
Figura 13 <i>Eficiencia del tren de potencia</i>	37
Figura 14 <i>Paquetes de batería eléctrica del Kia Soul EV</i>	39
Figura 15 <i>Arquitectura de monopatín para vehículos eléctricos de Hyundai</i>	40
Figura 16 <i>Módulos de la batería eléctrica del Kia Soul EV</i>	41
Figura 17 <i>Principales Mecanismos de Degradación de las baterías</i>	44
Figura 18 <i>Causa y efecto de los mecanismos de degradación de las baterías de iones de litio relacionados con los modos de degradación</i>	45
Figura 19 <i>Concepción de SEI hecha por Ped como una estructura de mosaico traducida a un modelo de circuito equivalente</i>	47
Figura 20 <i>Mecanismos de falla de la capa SEI para diferentes materiales de ánodo</i>	48
Figura 21 <i>Esquema de las tres trayectorias de envejecimiento de las baterías de iones de litio: degradación sublineal, lineal y superlineal (puntos de inflexión)</i>	49
Figura 22 <i>Categorización de casos de uso típicos de Second Life</i>	51
Figura 23 <i>Autonomía de la batería del vehículo eléctrico en función de la capacidad de la batería</i>	52
Figura 24 <i>Procesos pirometalúrgicos típicos de baterías de iones de litio usadas</i>	53
Figura 25 <i>Requisitos para vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento estacionarios</i>	53

Figura 26 <i>Proceso de determinación de segunda vida</i>	56
Figura 27 <i>Extracción de paquete de baterías EV</i>	57
Figura 28 <i>Radiación nacional promedio</i>	58
Figura 29 <i>Tipos de celdas fotovoltaicas</i>	61
Figura 30 <i>Sistema fotovoltaico aislado de la red</i>	63
Figura 31 <i>Tipos comunes de controladores de carga solar</i>	64
Figura 32 <i>Punto de inflexión” en las curvas de degradación de la batería</i>	66
Figura 33 <i>Desglose del costo económico y la ganancia para el reciclaje de LIB mediante hidrometalurgia.</i>	67
Figura 34 <i>Venta de vehículos eléctricos en las principales provincias de Ecuador</i>	70
Figura 35 <i>Diagrama de conexión para los paquetes de batería</i>	74
Figura 36 <i>Desmontaje de la carcasa de la batería Kia Soul EV.</i>	78
Figura 37 <i>Desconexión del puente entre bloques</i>	79
Figura 38 <i>Reconexión de conectores de alta tensión</i>	80
Figura 39 <i>Extracción de los paquetes individuales del paquete de baterías</i>	81
Figura 40 <i>Ficha técnica de la caja de herramientas Besita.</i>	82
Figura 41 <i>Prueba de descarga con resistencia fija de 5 Ω y 20 W</i>	83
Figura 42 <i>Resumen de pruebas de SoH de paquetes</i>	91
Figura 43 <i>Equipo Charger Research utilizado para el balanceo de celdas</i>	94
Figura 44 <i>Balanceo de celda de Soul EV</i>	94
Figura 45 <i>Teoría de los escalones de voltaje</i>	95
Figura 46 <i>Resumen del ensayo ED-1</i>	130
Figura 47 <i>Resumen del ensayo ED-2</i>	132
Figura 48 <i>Módulos de baterías de ion-litio utilizados en las pruebas experimentales</i>	139

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec. [1] Cálculo del SOH	55
Ec. [2] Fórmula de Densidad de Potencia	60
Ec. [3] Fórmula del Área Requerida (A)	60
Ec. [4] Sensibilidad Térmica de la Eficiencia	61
Ec. [5] Cálculo de potencia.....	95
Ec. [6] Energía Neta Disponible del Sistema	116
Ec. [7]Tiempo de Reserva del Sistema.....	116
Ec. [8] Ciclos Diarios Equivalentes (EFC_diarios).....	117
Ec. [9] Proyección de Vida Útil Residual.....	118
Ec. [10] Cálculo de Ciclos Completos Equivalentes Anuales (FEC).....	122
Ec. [11] Factor de Degradación por Ciclo (Relación de Fin de Vida Útil)	125
Ec. [12] Factor de Degradación por Ciclo (Relación de Fin de Vida Útil)	127

Sistema de Generación Solar con Almacenamiento en Baterías Reutilizadas de Vehículo Eléctrico para Suministro Eléctrico Autónomo

Ing. Eduardo Cueva C. MSc¹, Alejandro Aguilar², Anthony Caicedo.³ Washington Calahorrano.⁴ Mateo Lima.⁵

¹ Maestría en Ingeniería Automotriz - THI, edcuevasa@uide.edu.ec, Quito – Ecuador
^{2,3,4,5} Ingeniería Automotriz Universidad Internacional del Ecuador, daaguilarfa@uide.edu.ec, ancaicedoal@uide.edu.ec, wacalahorranoag@uide.edu.ec, malimazu@uide.edu.ec Quito – Ecuador.

RESUMEN

La presente investigación, de enfoque cuantitativo y nivel experimental-descriptivo, evalúa la viabilidad técnica de un sistema de generación solar autónomo basado en baterías de iones de litio de segunda vida provenientes de un KIA Soul EV. El proceso incluyó el diagnóstico electroquímico de los módulos, el dimensionamiento y simulación del sistema fotovoltaico en PVsyst, y su validación física mediante ensayos de descarga controlados.

El banco de almacenamiento implementado, en arquitectura 14S6P, retuvo un Estado de Salud (SoH) de 73.33%, 65.00% y 79.11% por paquete (KIA-01, KIA-02 y KIA-03, respectivamente), con una capacidad nominal de 184.2 Ah y una energía bruta de 9.54 kWh (4.87 kWh de energía usable real, según la ventana de voltaje operativo configurada entre 56.0 V y 46.0 V). El modelado en PVsyst proyectó una potencia fotovoltaica nominal de 4.64 kWp en condiciones STC (3.50 kW en NMOT reales). La validación experimental, mediante los Ensayos de Descarga ED-1 y ED-2, registró un voltaje final de 55.0 V tras 4 horas de descarga continua a 110 W, y de 50.3 V tras 8.5 horas a 311 W, confirmando un factor de descarga empírico de 0.001635 V/(W·h). El análisis operativo determinó una capacidad de reserva de entre 162 y 3,336 minutos según el perfil de carga, y una vida útil residual proyectada de 11 años (rango 9.7–13.4 años).

Se concluye que la transición de baterías automotrices de segunda vida hacia aplicaciones estacionarias fotovoltaicas es técnicamente viable.

Palabras clave: baterías de segunda vida, sistema fotovoltaico, almacenamiento energético, vehículo eléctrico, KIA Soul EV, energía solar.

ABSTRACT

This research, with a quantitative, experimental-descriptive approach, evaluates the technical feasibility of an autonomous solar generation system based on second-life lithium-ion batteries from a KIA Soul EV. The process included electrochemical diagnostics of the modules, sizing and simulation of the photovoltaic system in PVsyst, and physical validation through controlled discharge testing.

The implemented storage bank, in 14S6P architecture, retained a State of Health (SoH) of 73.33%, 65.00%, and 79.11% per package (KIA-01, KIA-02, and KIA-03, respectively), with a nominal capacity of 184.2 Ah and a gross energy of 9.54 kWh (4.87 kWh of real usable energy, per the configured operating voltage window of 56.0 V to 46.0 V). PVsyst modeling projected a nominal photovoltaic power of 4.64 kW_p under STC conditions (3.50 kW under real NMOT conditions). Experimental validation, through Discharge Tests ED-1 and ED-2, recorded a final voltage of 55.0 V after 4 hours of continuous discharge at 110 W, and 50.3 V after 8.5 hours at 311 W, confirming an empirical discharge factor of 0.001635 V/(W·h). The operational analysis determined a reserve capacity of between 162 and 3,336 minutes depending on the load profile, and a projected residual lifespan of 11 years (range 9.7–13.4 years).

It is concluded that the transition of second-life automotive batteries to stationary photovoltaic applications is technically feasible.

Keywords: second-life batteries, photovoltaic system, energy storage, electric vehicle, KIA Soul EV, solar energy.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento acelerado de la movilidad eléctrica ha modificado de manera profunda la demanda global de sistemas electroquímicos de almacenamiento; particularmente de baterías de ion-litio utilizadas en vehículos eléctricos de nueva generación. La Energy International Agency [EIA] por sus siglas en inglés reportó que las ventas mundiales de vehículos eléctricos superaron los 17 millones de unidades durante 2024; cifra que prácticamente cuadruplica los registros observados una década atrás (IEA, 2024). La continua expansión del mercado de vehículos eléctricos sugiere que en los próximos años veremos un aumento proporcional en la cantidad de baterías que quedan fuera de servicio, lo cual ha generado interés en distintos campos de ingeniería; como señalan Harper et al. (2019), la rápida adopción de la movilidad eléctrica requiere que se desarrollen estrategias para manejar el gran volumen de baterías que finalizarán su ciclo en automóviles. Sin embargo, muchos de estos sistemas aún tienen una capacidad operativa significativa después de dejar de cumplir con las demandas de tracción, lo que los hace técnicamente viables y muy útiles para ser integrados en proyectos de segunda vida destinados al almacenamiento estacionario (Börner et al., 2022).

Peralta (2018) sostiene que una batería automotriz alcanza el final de su primera vida útil cuando su capacidad disminuye aproximadamente entre 20% y 30% de su capacidad nominal; no obstante, ello no implica una pérdida absoluta de funcionalidad electroquímica. De manera similar, Martínez-Laserna et al. (2018) afirman que la degradación de la batería responde principalmente a exigencias dinámicas de potencia, aceleración y estabilidad térmica; por esa razón, una batería retirada de un vehículo puede continuar operando eficientemente en aplicaciones estacionarias menos exigentes.

Figura 1 *Batería Ion-Litio*



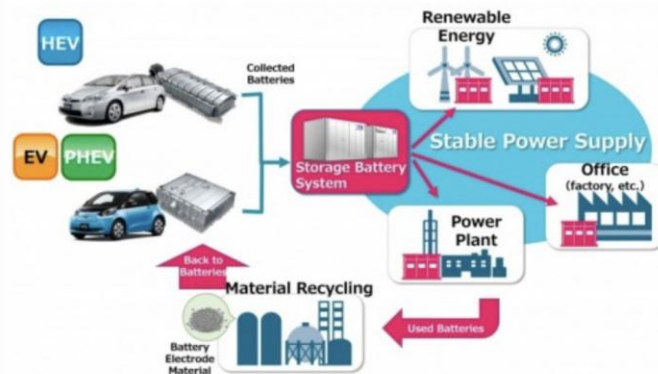
Nota. La figura muestra el paquete de batería de alta tensión del KIA Soul EV. Tomado de Aguilar et al. (2026).

La discusión científica actual no se concentra únicamente en la reutilización energética; también incorpora variables económicas, ambientales y operativas relacionadas con la sostenibilidad del almacenamiento eléctrico. Phophongviwat et al. (2023) demostraron que baterías con un State of Health [SoH] por sus siglas en inglés entre 60% y 80% mantienen estabilidad funcional adecuada para aplicaciones estacionarias; particularmente porque los perfiles de carga y descarga asociados a microrredes fotovoltaicas generan menores niveles de estrés electroquímico que los ciclos de tracción vehicular. En contraste, Bobba et al. (2018) advierten que el rendimiento de una batería reutilizada depende directamente de la trazabilidad operacional y de la capacidad para diagnosticar degradaciones internas asociadas a temperatura, profundidad de descarga y envejecimiento químico. Bajo esa discusión, el reaprovechamiento energético no puede entenderse únicamente como una práctica de reutilización residual; requiere protocolos rigurosos de caracterización electroquímica, validación térmica y análisis de seguridad operativa.

La complejidad técnica de estos sistemas también plantea dificultades relevantes para reciclaje y recuperación de materiales estratégicos. Harper et al. (2019) explican que los procesos de desmontaje y reciclaje químico presentan elevados requerimientos energéticos; además, involucran operaciones industrializadas de alta especialización debido a la presencia de litio, cobalto, níquel y manganeso. Gaines (2018) coincide parcialmente con esa postura y señala que el reciclaje directo todavía enfrenta limitaciones económicas asociadas a separación de materiales y recuperación eficiente de compuestos activos. Frente a ello, la

reutilización previa al reciclaje aparece como una alternativa técnicamente viable para prolongar el ciclo energético de las celdas antes de su tratamiento definitivo. Tal transición operacional puede observarse en la Figura 2; el flujo desarrollado por Toyota (2018) expone las etapas de evaluación, clasificación y reacondicionamiento necesarias para integrar módulos retirados del sector automotriz dentro de sistemas estacionarios de almacenamiento.

Figura 2 *Proceso de Reutilización de Baterías*

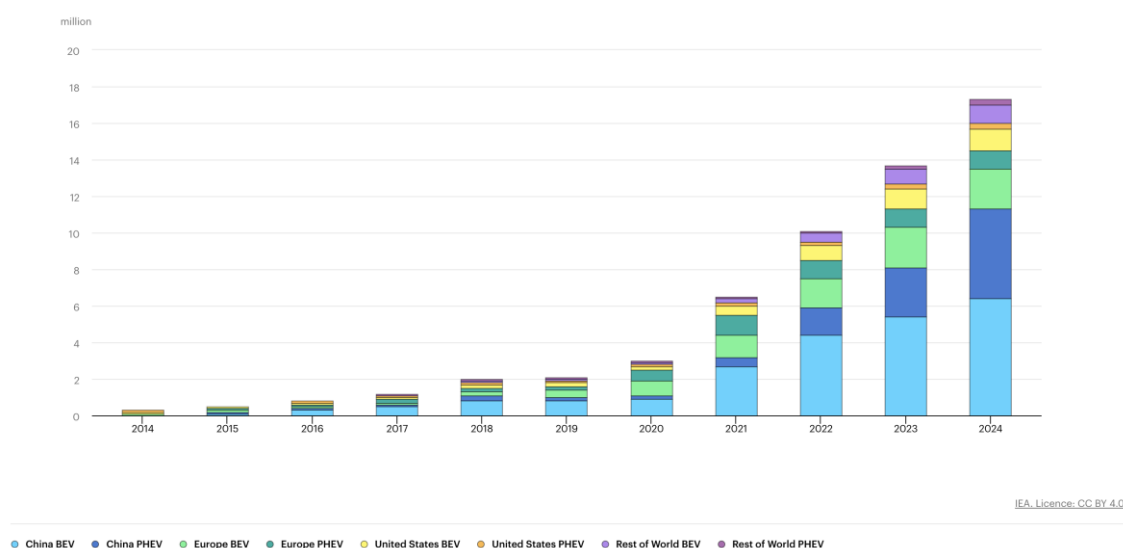


Nota. La figura muestra el flujo general de reutilización de baterías provenientes de vehículos eléctricos e híbridos enchufables. Tomado de Toyota (2018).

El interés por sistemas ESS contruidos con baterías reutilizadas también responde a variables económicas vinculadas con el costo del almacenamiento energético. Börner et al. (2022) estiman reducciones de inversión cercanas al 30%–70% respecto al uso de baterías nuevas; mientras que Rallo et al. (2020) consideran que la viabilidad económica depende de factores como degradación residual, vida útil proyectada y estrategias de integración energética. La discusión adquiere mayor relevancia dentro de países donde la infraestructura industrial para reciclaje avanzado aún permanece limitada; situación observable en varios escenarios latinoamericanos. Bajo estas condiciones, la reutilización de módulos provenientes de vehículos eléctricos podría representar una alternativa técnicamente viable para sistemas fotovoltaicos universitarios, microrredes experimentales y aplicaciones de respaldo energético de mediana escala.

La Figura 3 no solo evidencia el crecimiento comercial del parque vehicular eléctrico; también permite interpretar una futura presión tecnológica sobre cadenas de suministro, procesos de reciclaje y gestión de residuos electroquímicos. En un tramo muy similar.

Figura 3 *Ventas Mundiales de Vehículos Eléctricos, 2014-2024*



Nota. La figura presenta la evolución de las ventas globales de vehículos eléctricos entre 2014 y 2024, diferenciando vehículos eléctricos de batería y vehículos híbridos enchufables por región. Tomado de IEA (2024).

Por lo tanto, la reutilización de módulos provenientes del KIA Soul EV no representa únicamente una alternativa experimental; constituye una posibilidad tecnológica asociada con almacenamiento energético distribuido, reducción parcial de residuos electroquímicos y optimización operativa dentro de sistemas fotovoltaicos académicos de nueva generación. Además, este tipo de integración favorece el aprovechamiento prolongado de materiales críticos como litio, níquel y cobalto; disminuyendo parcialmente la presión sobre procesos extractivos y reduciendo la dependencia de importación de nuevas baterías para sistemas ESS.

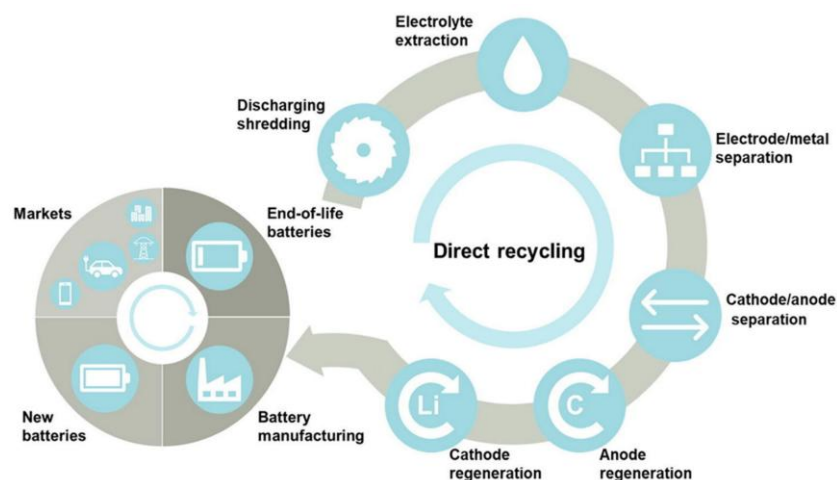
La incorporación de módulos de segunda vida también contribuye a disminuir costos de implementación dentro de microrredes autónomas; especialmente en entornos universitarios donde los sistemas fotovoltaicos suelen destinarse a investigación, monitoreo energético y respaldo eléctrico de cargas críticas. Diversos estudios indican que las aplicaciones estacionarias someten a las baterías a perfiles de descarga menos agresivos que los observados durante la tracción vehicular; condición que favorece una operación más estable y prolonga la vida útil residual de los módulos reutilizados (Börner et al., 2022; Roy et al., 2024). En este aspecto, para avanzar en la transición hacia una economía circular electromotriz, es crucial que la segunda vida de las baterías se traduzca en aplicaciones estacionarias concretas y bien definidas. Según Lai et al. (2021), la reagrupación y el uso en escalada de estos acumuladores permiten su integración directa en microrredes aisladas y sistemas de respaldo energético. En particular, estas arquitecturas se implementan mediante

el acoplamiento con sistemas de generación solar fotovoltaica, donde los módulos reutilizados desempeñan un papel fundamental al absorber la intermitencia del recurso solar, asegurando así un suministro eléctrico autónomo y continuo (Font, Medrano & Coronas, 2023).

En este contexto, la utilización de baterías de química Níquel-Manganeso-Cobalto (NMC) en microrredes solares ha mostrado ser muy efectiva. Al operar como sistemas de almacenamiento estacionario donde las demandas de energía y las tasas de descarga son mucho más bajas que en los vehículos eléctricos, se reduce el estrés térmico y se asegura una entrega más estable de la energía almacenada (Börner et al., 2022).

Así, la creación de sistemas fotovoltaicos autónomos con almacenamiento de segunda vida no solo ayuda a disminuir el impacto ambiental del desecho de vehículos, como sugiere Harper et al. (2019), sino que también ofrece una solución tecnológica viable para una electrificación sostenible.

Figura 4 *Pasos clave involucrados en el reciclaje de baterías de iones de litio usadas mediante un proceso de reciclaje directo*



Nota. Poner nota

En base a esto, el presente trabajo de integración curricular se orienta al cumplimiento de los siguientes objetivos:

Objetivo General

Desarrollar un sistema de generación solar autónomo con almacenamiento energético basado en baterías reutilizadas de un vehículo eléctrico, con el fin de evaluar su viabilidad operativa y eficiencia técnica mediante la implementación física y la simulación computacional.

Objetivos Específicos

- Determinar el estado de salud y la capacidad residual de los módulos de baterías del KIA Soul EV mediante pruebas de diagnóstico físico y procesos de reacondicionamiento en un banco de pruebas.
- Diseñar y dimensionar el sistema de generación solar fotovoltaico autónomo y su acoplamiento óptimo con el banco de almacenamiento energético de segunda vida.
- Implementar el sistema de generación fotovoltaica y el banco de baterías reacondicionado en una configuración física funcional para el suministro eléctrico autónomo.
- Evaluar el desempeño técnico y energético de la microrred mediante pruebas de funcionamiento y eficiencia en entornos reales de carga, validando la precisión del diseño frente a los escenarios simulados en PVsyst.

2. Marco Teórico

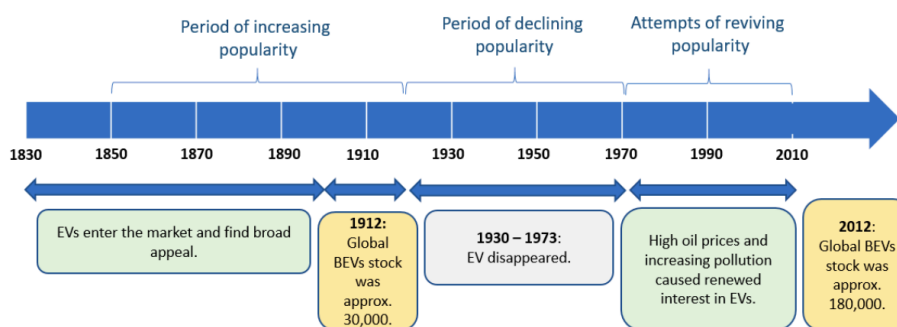
2.1 Vehículos Eléctricos (VE)

2.1.1 Evolución y Estado actual de la movilidad eléctrica

La movilidad eléctrica posee una trayectoria tecnológica mucho más extensa de lo que normalmente se plantea dentro del discurso contemporáneo sobre sostenibilidad energética. Ajanovic et al. (2021) explican que, entre finales del siglo XIX y comienzos del XX, los vehículos eléctricos llegaron a presentar ventajas operativas frente a los primeros motores de combustión interna; particularmente por su funcionamiento silencioso, menor vibración mecánica y ausencia de emisiones directas durante la conducción. Incluso, hacia 1900, gran parte de los sistemas de transporte urbano en ciertas ciudades europeas y estadounidenses mantenían interés por plataformas eléctricas debido a la simplicidad mecánica asociada a su operación. Sin embargo, la rápida expansión de la industria petrolera, junto con la producción masiva impulsada por Ford y la reducción del costo de los combustibles fósiles, desplazó progresivamente a los vehículos eléctricos del mercado automotriz global (Ajanovic et al., 2021).

La secuencia histórica mostrada en la Figura 5 permite observar cómo la evolución de los Electric Vehicles [EV] por sus siglas en inglés no ocurrió de manera lineal; por el contrario, existieron períodos de crecimiento, estancamiento y reactivación tecnológica condicionados por factores energéticos, económicos y geopolíticos. Durante gran parte del siglo XX, las limitaciones asociadas al almacenamiento energético restringieron el desarrollo comercial de los VE; especialmente por la baja densidad energética y el elevado peso de las baterías de plomo-ácido. Muratori et al. (2021) indican que las crisis energéticas de las décadas de 1970 y 1980 reactivaron parcialmente la investigación en electrificación vehicular; aunque fue la incorporación de baterías de ion-litio la que modificó sustancialmente el escenario tecnológico automotriz. Esa transición permitió incrementar autonomía, reducir tiempos de carga y mejorar la estabilidad energética de los sistemas de tracción eléctrica; factores que terminaron redefiniendo la competitividad de los EV frente a los vehículos de combustión convencional.

Figura 5 *Hitos importantes en la historia de los vehículos eléctricos de batería*



Nota. La figura sintetiza la evolución histórica de los vehículos eléctricos de batería entre 1830 y 2012; se identifican etapas de aumento, declive y reactivación del interés por esta tecnología. Tomado de Ajanovic et al. (2021).

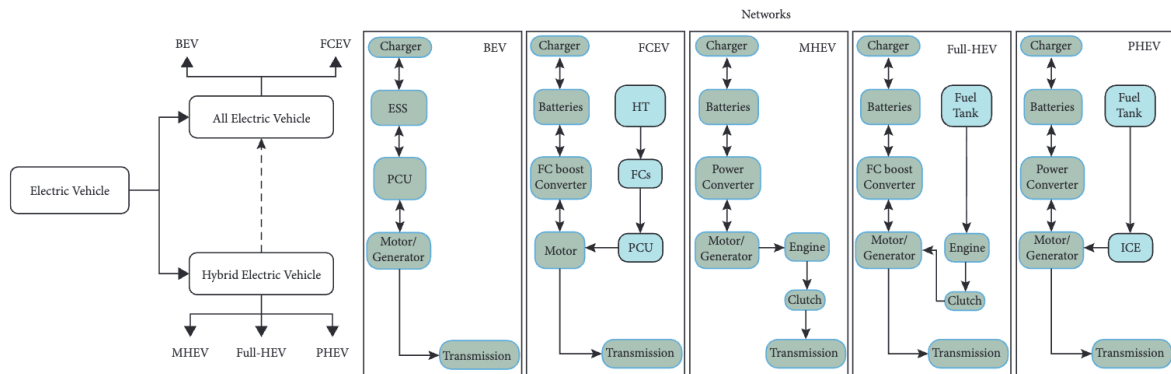
Durante los últimos años, el crecimiento del parque automotor eléctrico ha mantenido una aceleración constante a escala internacional. Muratori et al. (2021) reportaron que el número de vehículos eléctricos ligeros superó los 10 millones de unidades en 2020; mientras que la Agencia Internacional de Energía elevó posteriormente esa cifra a niveles históricamente superiores durante 2024 (IEA, 2024). Este comportamiento no responde únicamente a innovaciones tecnológicas; también se relaciona con políticas de descarbonización, restricciones progresivas sobre motores térmicos y estrategias internacionales orientadas hacia reducción de emisiones. Hossain et al. (2022) recuerdan que el sector transporte representa aproximadamente el 24% de las emisiones globales de CO₂ asociadas a energía; razón por la cual la electrificación vehicular mantiene creciente interés dentro de los programas internacionales de transición energética.

La expansión del mercado automotriz eléctrico ha generado cambios visibles en cadenas de suministro, sistemas de almacenamiento energético y plataformas de generación distribuida. Actualmente, la industria incorpora diferentes configuraciones tecnológicas; de entre ellas las que más resaltan son los vehículos eléctricos de batería (*Battery Electric Vehicle*, BEV) de rango extendido y los vehículos eléctricos de celdas (*Fuel Cell Electric Vehicle*, FCEV). La clasificación presentada en la Figura 6 permite diferenciar las arquitecturas energéticas utilizadas por cada categoría vehicular; además, evidencia cómo las baterías de ion-litio se han consolidado como el componente dominante dentro de los sistemas modernos de tracción eléctrica.

Hossain et al. (2022) sostienen que la expansión de infraestructura de carga rápida y el desarrollo electroquímico de las baterías actuales han reducido parcialmente las diferencias operativas frente a los vehículos de combustión interna; especialmente en variables relacionadas con autonomía, eficiencia energética y costo total de operación. A

medida que aumenta la producción mundial de vehículos eléctricos, también crece el volumen de baterías que alcanzan el final de su primera vida útil; situación que ha impulsado investigaciones orientadas hacia reutilización energética, almacenamiento estacionario y economía circular aplicada a sistemas electroquímicos.

Figura 6 Clasificación de los EVs y las fuentes de energía para sus ruedas



Nota. La figura presenta la clasificación general de los vehículos eléctricos según su arquitectura de propulsión; se distinguen vehículos eléctricos de batería, vehículos eléctricos de celda de combustible, vehículos híbridos y vehículos híbridos enchufables. Tomado de Hossain et al. (2022).

A pesar de estos avances, el crecimiento sostenido de la electromovilidad también ha comenzado a revelar nuevas presiones técnicas relacionadas con la gestión de baterías retiradas del servicio automotriz. Gran parte de los módulos desechados conserva capacidad residual aprovechable para aplicaciones estacionarias; sin embargo, el incremento progresivo de unidades fuera de servicio exige estrategias de reutilización, reacondicionamiento y almacenamiento energético técnicamente viables. Harper et al. (2019) señalan que el reciclaje directo de baterías de ion-litio continúa enfrentando limitaciones operativas vinculadas con complejidad estructural, recuperación de materiales y requerimientos energéticos industriales. Bajo estas condiciones, la reutilización de baterías de segunda vida dentro de sistemas fotovoltaicos y microrredes aparece como una alternativa técnicamente atractiva; particularmente en escenarios académicos y experimentales donde la integración entre movilidad eléctrica, almacenamiento distribuido y economía circular adquiere creciente interés científico y tecnológico.

2.2 Baterías de Iones de Litio

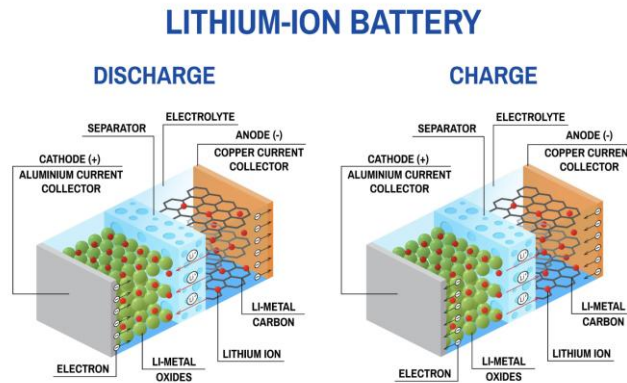
2.2.1 Principios electroquímicos de funcionamiento

Las baterías de ion–litio almacenan y liberan energía mediante procesos electroquímicos reversibles basados en el movimiento controlado de iones de litio entre el ánodo y el cátodo. Chen et al. (2020) explican que el principio operativo dominante corresponde al mecanismo de intercalación reversible; proceso donde los iones Li^+ migran a través del electrolito mientras los electrones circulan externamente por el circuito eléctrico generando energía útil. Durante la descarga, el material anódico libera electrones mediante oxidación; simultáneamente, los cationes de litio atraviesan el separador e ingresan a la estructura cristalina del cátodo. Cuando la batería entra en proceso de carga, el fenómeno ocurre en dirección opuesta; permitiendo que los iones regresen hacia el ánodo para restaurar parcialmente la capacidad electroquímica inicial.

La dinámica interna descrita anteriormente puede observarse en la Figura 7; allí se representa el desplazamiento simultáneo de electrones e iones dentro de la celda electroquímica. El esquema evidencia cómo el electrolito funciona como medio conductor iónico mientras el separador evita el contacto directo entre electrodos; condición indispensable para impedir cortocircuitos internos. Nitta et al. (2015) sostienen que la eficiencia de una batería de ion–litio depende directamente de la estabilidad estructural de los materiales activos y de la capacidad para mantener flujos homogéneos de litio durante ciclos sucesivos de carga y descarga. Bajo esta lógica, pequeñas alteraciones en temperatura, densidad de corriente o composición química pueden modificar el comportamiento electroquímico global de la celda.

El desempeño energético de las baterías modernas también se encuentra estrechamente relacionado con la modelación matemática de sus procesos internos. Quarti et al. (2022) destacan la utilización del modelo pseudo–bidimensional (P2D) como una de las herramientas más precisas para analizar distribución de litio, gradientes de potencial y comportamiento de difusión dentro de partículas activas. Este modelo permite representar simultáneamente fenómenos electroquímicos y de transporte iónico; particularmente en electrodos de alta densidad energética donde pueden producirse limitaciones de difusión durante corrientes elevadas. Según Quarti et al. (2022, p. 4), el modelo P2D permite identificar “*transport limitations within thick electrodes*”; aspecto que adquiere relevancia en baterías sometidas a ciclos intensivos o aplicaciones de alta demanda energética.

Figura 7 *Funcionamiento de una batería Ion-Litio*



Nota. La figura muestra el comportamiento interno de una batería de ion-litio durante los procesos de descarga y carga; se observa el desplazamiento de los iones de litio entre el ánodo y el cátodo a través del electrolito, mientras los electrones circulan por el circuito externo. Elaboración propia a partir de Gemini IA y Aguilar et al. (2026).

La degradación electroquímica de las celdas depende de múltiples variables operativas; entre ellas, temperatura, profundidad de descarga, velocidad de carga y número acumulado de ciclos. Chen et al. (2020) explican que uno de los procesos más importantes ocurre durante los primeros ciclos de funcionamiento; específicamente con la formación de la interfase de electrolito sólido (SEI) sobre la superficie anódica. Esta capa actúa como una barrera selectiva que permite el paso de iones de litio mientras bloquea parcialmente el flujo electrónico hacia el electrolito; reduciendo así reacciones parasitarias y procesos acelerados de degradación química. Aunque la formación inicial de la SEI consume parte del litio disponible, su estabilidad resulta indispensable para prolongar la vida útil de la celda y mantener condiciones operativas seguras.

Otros autores coinciden en que la estabilidad térmica constituye uno de los factores más sensibles dentro del funcionamiento electroquímico de baterías NMC utilizadas en vehículos eléctricos. Li et al. (2023) sostienen que elevadas temperaturas operativas aceleran reacciones secundarias internas y aumentan pérdida irreversible de capacidad; mientras que condiciones de carga extrema favorecen degradación estructural del material catódico. Bajo estas condiciones, los sistemas de gestión de baterías (BMS) deben supervisar continuamente voltaje, corriente y temperatura para evitar estados operativos que comprometan estabilidad química y seguridad eléctrica.

La comprensión detallada de estos fenómenos electroquímicos mantiene interés directo para proyectos de reutilización de baterías de segunda vida; particularmente porque

el envejecimiento químico condiciona la capacidad residual disponible para aplicaciones estacionarias. La pérdida progresiva de capacidad no ocurre de manera uniforme en todas las celdas; por ello, el análisis electroquímico permite identificar módulos que todavía conservan condiciones adecuadas de operación para sistemas ESS y microrredes fotovoltaicas. Bajo esa perspectiva, estudiar los principios internos de funcionamiento no solamente permite comprender el rendimiento energético de las baterías de ion-litio; también facilita estimar viabilidad técnica, estabilidad operativa y comportamiento degradativo durante procesos de reutilización fuera del sector automotriz.

2.2.2 Composición Química de baterías

El paquete de baterías de un vehículo eléctrico compacto utiliza celdas basadas en química NMC (Nickel Manganese Cobalt); una de las tecnologías más empleadas actualmente en la industria automotriz eléctrica debido a su equilibrio entre densidad energética, estabilidad térmica y rendimiento operativo. Nazaralizadeh et al. (2024) explican que las baterías NMC ofrecen mayores niveles de energía específica frente a químicas como LFP (Lithium Iron Phosphate); condición que permite reducir masa y volumen del sistema de almacenamiento sin afectar de manera considerable la autonomía del vehículo.

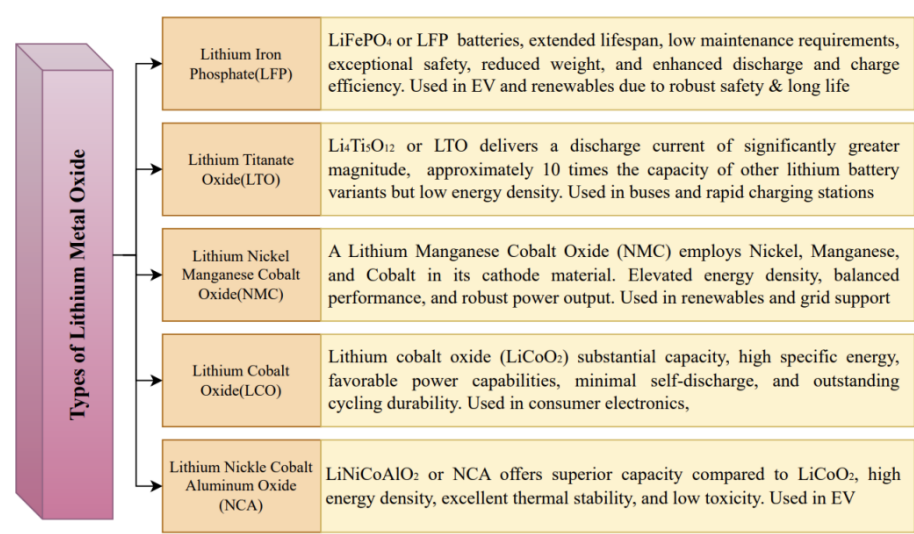
Esta característica adquiere relevancia en modelos compactos; particularmente porque el diseño del tren de potencia debe mantener un equilibrio entre capacidad energética, peso estructural y eficiencia dinámica. Además, la química NMC presenta ventajas relacionadas con respuesta energética y capacidad de carga; factores que han favorecido su incorporación en vehículos eléctricos de rango extendido y plataformas de movilidad urbana (Hossain et al., 2022).

La composición química del cátodo combina níquel, manganeso y cobalto en distintas proporciones; cada elemento aporta propiedades específicas al comportamiento electroquímico de la celda. El níquel incrementa la densidad energética y la autonomía; el manganeso contribuye a la estabilidad estructural y térmica; mientras que el cobalto mejora la conductividad y estabilidad de los procesos de intercalación de litio (Chen et al., 2020). Esta combinación permite obtener un desempeño equilibrado entre potencia, vida útil y seguridad operativa; aspecto que ha consolidado a las baterías NMC como una de las configuraciones predominantes en el sector automotriz eléctrico.

A pesar de sus ventajas, investigaciones recientes también comparan el desempeño de las químicas NMC frente a tecnologías emergentes como LFP; especialmente en

aplicaciones relacionadas con segunda vida y almacenamiento estacionario. Schlögl et al. (2024) señalan que las baterías LFP presentan mayores niveles de estabilidad térmica y ciclos de vida más prolongados; aunque las NMC mantienen ventajas asociadas a densidad energética y tamaño reducido. Debido a ello, las baterías del KIA Soul EV continúan representando una alternativa técnicamente viable para proyectos de reutilización energética y sistemas fotovoltaicos autónomos.

Figura 8 *Diferentes tipos de óxidos de litio metálico y características clave*



Nota. La figura presenta distintas químicas de cátodo utilizadas en baterías de ion–litio, entre ellas LFP, LTO, NMC, LCO y NCA. Se observa que cada composición ofrece propiedades técnicas diferentes en densidad energética, vida útil, estabilidad térmica, potencia y aplicaciones principales. Tomado de Nazaralizadeh et al. (2024).

La proporción de níquel, manganeso y cobalto influye directamente sobre el comportamiento operativo de la celda. Chen et al. (2020) explican que el níquel incrementa capacidad energética y autonomía; mientras que el manganeso aporta estabilidad estructural y mejora parcialmente la resistencia térmica del material catódico. El cobalto, por su parte, favorece estabilidad electroquímica y uniformidad durante los ciclos de intercalación de litio; aunque su elevado costo y limitada disponibilidad han impulsado investigaciones orientadas hacia formulaciones con menor contenido de este material. Castillo-Calderón et al. (2024) indican que las configuraciones modernas utilizadas en vehículos eléctricos de alta eficiencia permiten alcanzar voltajes nominales cercanos a 3.6–3.7 V por celda; facilitando la construcción de paquetes de alta tensión capaces de responder a exigencias dinámicas de aceleración, regeneración y carga rápida.

El ánodo de estas celdas se encuentra compuesto principalmente por grafito; aunque algunas configuraciones incorporan pequeñas proporciones de silicio para incrementar capacidad de almacenamiento iónico. Chen et al. (2020) explican que la morfología de las partículas anódicas influye directamente sobre resistencia interna, difusión de litio y estabilidad de carga rápida. Cuando la transferencia iónica ocurre de manera desbalanceada, pueden producirse fenómenos como “lithium plating”; proceso donde el litio metálico se deposita sobre la superficie anódica reduciendo capacidad útil y aumentando riesgos de degradación acelerada. Bajo estas condiciones, la estabilidad química del ánodo adquiere relevancia no solo para aplicaciones automotrices; también para sistemas estacionarios donde las baterías reutilizadas deben operar durante largos períodos bajo perfiles energéticos variables.

La composición química descrita anteriormente mantiene relación directa con la viabilidad técnica de proyectos de segunda vida energética. Aunque las baterías NMC pierden progresivamente capacidad durante su operación vehicular, gran parte de sus materiales activos conserva estabilidad electroquímica suficiente para aplicaciones estacionarias de menor exigencia dinámica. Chen et al. (2020) sostienen que la degradación en sistemas NMC depende principalmente de temperatura, profundidad de descarga y velocidad de carga; variables que suelen mantenerse más controladas en sistemas ESS y microrredes autónomas. Bajo esa perspectiva, las propiedades químicas de las celdas utilizadas por el KIA Soul EV permiten considerar escenarios de reutilización energética donde los módulos continúan proporcionando capacidad operativa útil aun después de concluir su ciclo automotriz principal.

2.2.3 Densidad energética y curvas de carga/descarga

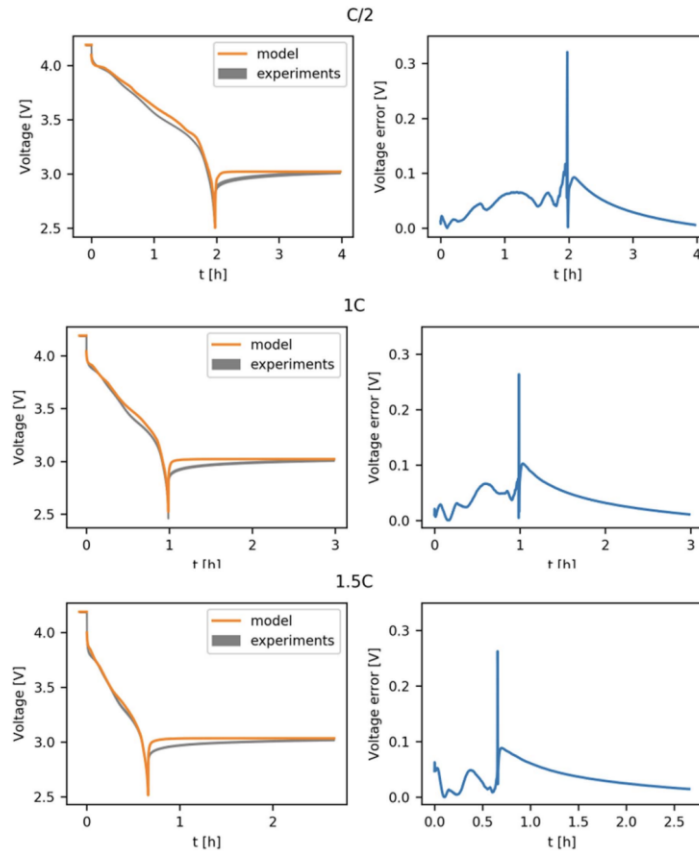
La densidad energética representa uno de los parámetros más relevantes dentro del diseño de baterías de ion-litio utilizadas en vehículos eléctricos; particularmente porque determina la cantidad de energía que puede almacenarse en relación con la masa o volumen del sistema. Quarti et al. (2022) explican que el incremento de densidad energética suele requerir electrodos más gruesos y mayores concentraciones de material activo; sin embargo, estas modificaciones también pueden generar limitaciones en difusión iónica y transferencia de carga. Bajo esta relación, el diseño electroquímico de las baterías NMC busca mantener equilibrio entre autonomía, capacidad de carga rápida y estabilidad térmica. En el caso del KIA Soul EV de 39.2 kWh, Castillo-Calderón et al. (2024) reportan capacidades cercanas a

120 Ah; configuración que permite alimentar continuamente el inversor y el sistema de tracción sin comprometer seguridad térmica ni estabilidad operativa.

El comportamiento energético de estas celdas puede analizarse mediante curvas de carga y descarga; herramientas que permiten interpretar la relación entre voltaje, corriente y estado de carga (SOC). Chen et al. (2020) explican que el protocolo de carga más utilizado en baterías NMC corresponde al método Corriente Constante–Voltaje Constante (CCCV). Durante la primera etapa, la batería recibe una corriente fija mientras el voltaje aumenta progresivamente hasta alcanzar el límite máximo permitido; generalmente entre 4.2 y 4.3 V por celda. Posteriormente, el sistema entra en una fase de voltaje constante donde la corriente disminuye gradualmente hasta completar la saturación electroquímica del material activo. Tal transición resulta indispensable para evitar sobrecargas y degradación prematura de las celdas.

La Figura 9 muestra cómo el voltaje de descarga varía bajo diferentes intensidades de corriente en celdas cilíndricas de ion–litio. El gráfico evidencia que elevadas tasas de descarga producen caídas de tensión más pronunciadas; comportamiento asociado al incremento de resistencia interna y polarización electroquímica. Quarti et al. (2022) indican que estas variaciones permiten identificar limitaciones de transporte iónico y pérdidas energéticas asociadas al flujo de corriente dentro de la celda.

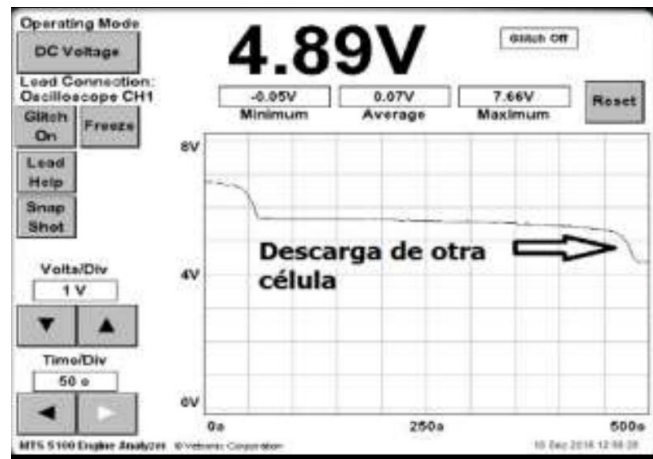
Figura 9 Variación del voltaje de descarga bajo diferentes intensidades de corriente en baterías litio de formato cilíndrico 21700 modelo LGM50



Nota. La figura presenta curvas de descarga obtenidas bajo diferentes tasas de corriente, identificadas como C/2, 1C y 1.5C.. Tomado de Chen et al. (2020).

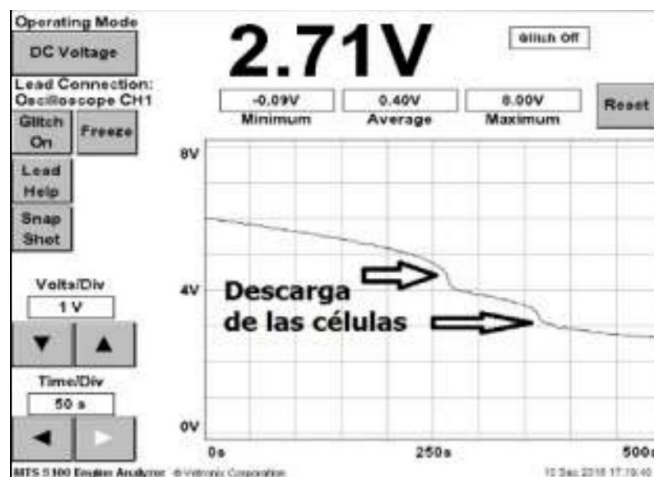
El perfil de descarga observado en baterías utilizadas dentro del KIA Soul EV presenta comportamientos característicos asociados a la disminución progresiva del SOC. Peralta (2018) explica que la caída de tensión se intensifica cuando la batería se aproxima a sus límites inferiores de operación; especialmente bajo demandas elevadas de corriente. Chen et al. (2020) coinciden parcialmente con esta observación y señalan que altas tasas de descarga incrementan pérdidas resistivas y reducen capacidad utilizable debido a fenómenos de polarización interna. Las Figuras 10 y 11 permiten visualizar diferencias operativas entre descargas de alto y bajo voltaje; evidenciando cómo el comportamiento energético cambia dependiendo de las condiciones de carga y del estado electroquímico de las celdas.

Figura 10 Descarga de las células con alto voltaje.



Nota. La figura muestra el comportamiento de descarga de una celda con voltaje inicial elevado, registrando un valor aproximado de 4.89 V. Tomado de CISE Electronics (2018), citado en Peralta (2018).

Figura 11 Descarga de las células con bajo voltaje



Nota. La figura presenta la descarga de celdas con voltaje inicial bajo, registrando un valor aproximado de 2.71 V. Tomado de CISE Electronics (2018), citado en Peralta (2018).

3.2. Caracterización del objeto de estudio

3.2.1. Especificaciones técnicas y tren de potencia del KIA Soul EV

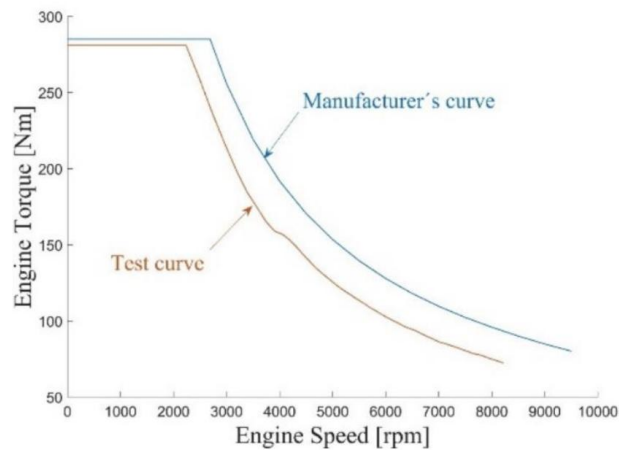
El KIA Soul EV incorpora un sistema de propulsión completamente eléctrico basado en un motor síncrono de imanes permanentes (PMSM); arquitectura que actualmente domina gran parte de los vehículos eléctricos de nueva generación debido a su elevada eficiencia electromecánica y capacidad de respuesta dinámica. A diferencia de los vehículos convencionales impulsados mediante motores de combustión interna, el sistema de tracción

del e-Soul depende de la interacción entre el paquete de baterías de ion-litio, el inversor de potencia y el motor eléctrico de tracción. Castillo-Calderón et al. (2024) explican que los motores PMSM presentan ventajas relacionadas con densidad de potencia, estabilidad térmica y entrega inmediata de torque; características que permiten mejorar aceleración, eficiencia energética y comportamiento operativo bajo diferentes condiciones de carga vehicular.

La arquitectura mecánica del KIA Soul EV elimina elementos tradicionales presentes en sistemas de combustión; particularmente transmisiones multietapa complejas y mecanismos asociados al acople térmico convencional. Hossain et al. (2022) señalan que este modelo utiliza un sistema reductor de velocidad de relación fija que transmite directamente la potencia al eje motriz; solución que disminuye pérdidas mecánicas por fricción y reduce parcialmente requerimientos de mantenimiento. Tal configuración también simplifica la gestión electrónica del tren de potencia; especialmente porque el control de aceleración depende principalmente de la modulación eléctrica realizada por el inversor y la unidad de control EPCU. Dentro de ambos modelos se incorpora el sistema del freno regenerativo el que la elevación de eficiencia energética puede tener un alcance del 20% en condiciones de conducción gestionada.

La curva de torque presentada en la Figura 12 permite observar uno de los comportamientos más representativos de los motores eléctricos modernos; la disponibilidad prácticamente instantánea del par motor desde bajas revoluciones. Castillo-Calderón et al. (2024) demostraron que el KIA e-Soul mantiene una respuesta lineal de torque durante gran parte de su operación inicial; condición que favorece aceleraciones rápidas incluso bajo pendientes pronunciadas y escenarios urbanos de tráfico intermitente. A diferencia de los motores de combustión, donde el torque máximo suele alcanzarse dentro de rangos específicos de revoluciones por minuto, el PMSM entrega altos niveles de par desde el arranque; aspecto que mejora eficiencia dinámica y estabilidad operativa en conducción urbana.

Figura 12 Curva real de torque del motor del Kia e-Soul



Nota. La figura compara la curva de torque reportada por el fabricante con la curva obtenida en pruebas experimentales del KIA e-Soul. Tomado de Castillo-Calderón et al. (2024).

Castillo-Calderón et al. (2024) nos menciona que, bajo conducciones reales de una conducción dentro de la capital, el consumo de del Kia Soul EV tiende a tener una oscilación de 13 a 16 kWh a 100 km. Dentro de la tabla () se presenta una comparación entro los parámetros del uso de un automóvil original y el uso estacionario propuesto.

La transición de las baterías de iones de litio desde su uso en vehículos hacia sistemas estacionarios de segunda vida se basa en la notable disminución de las demandas eléctricas, un aspecto que se resume en la Tabla 1. Según el estudio sobre el tren de potencia realizado por Castillo-Calderón et al. (2024) y Hossain et al. (2022), la operación de un vehículo eléctrico requiere entregas de torque instantáneo, lo que se traduce en necesidades de potencia de hasta 150 kW y tasas de descarga mayores a 1C. Esto, genera un estrés térmico cíclico que justifica el retiro de los módulos cuando su Estado de Salud (SoH) desciende a umbrales del 70% al 80%. En contraste, Peralta (2018) señala que, al adaptar estos acumuladores para el suministro estacionario autónomo, el perfil operativo se vuelve estático, constante y de baja intensidad. Al trabajar con potencias sostenidas, que típicamente oscilan entre 4.6 kW y 5.0 kW para microrredes, y con tasas de descarga mínimas, inferiores a 0.2C, se reduce el riesgo de sobrecalentamiento, lo que permite aprovechar la capacidad energética remanente de manera segura y continua.

Tabla 1 Comparación técnica entre la demanda de tracción automotriz y el uso estacionario de baterías de segunda vida

Parámetro técnico	Demanda de Tracción (Primera Vida - KIA Soul EV)	Uso Estacionario Propuesto (Segunda Vida - Microrred)
Perfil Operativo Eléctrico	Demandas exigentes. Dinámico y transitorio (Picos producidos por la activación de los motores)	Demandas no exigentes (Consumos continuos de cargas pequeñas como iluminación).
Potencia Requerida	150 kW (Pico de aceleración)	4.6 kW – 5.0 kW (Suministro sostenido)
Tasa de Descarga (C-rate)	Alta ($> 1C$)	Baja ($< 0.2C$)
Régimen Térmico (Estrés)	Alto (Fluctuaciones severas por corrientes transitorias)	Mínimo (Disipación térmica estable por bajas corrientes)
Límite Operativo (SoH)	70% – 80% (Umbral de descarte automotriz)	Operatividad extendida ($< 70\%$)
Prioridad de la Celda	Densidad de potencia (Entrega de torque instantáneo)	Densidad de energía (Autonomía de respaldo)

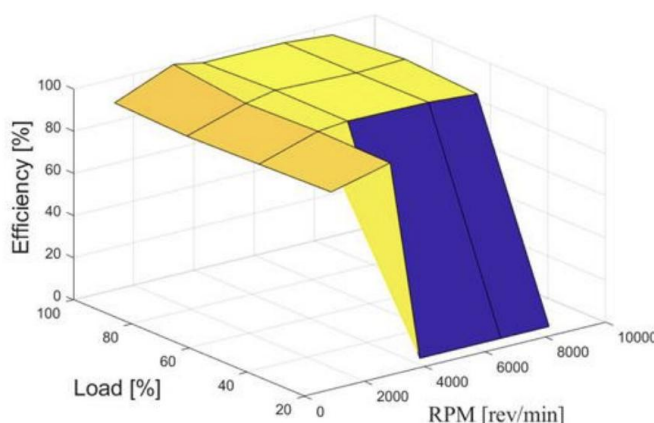
Nota. Elaboración propia a partir de Hossain et al. (2022), Castillo-Calderón et al. (2024) y Peralta (2018).

Respecto al rendimiento energético, el KIA Soul EV presenta configuraciones diferenciadas según capacidad de batería y potencia instalada. Hossain et al. (2022) indican que la versión de autonomía extendida incorpora un motor eléctrico de 150 kW, equivalente aproximadamente a 204 CV, acompañado de un torque máximo de 395 Nm; mientras que la versión intermedia utiliza un sistema de 100 kW con el mismo nivel de par motor. Tal comportamiento evidencia que la plataforma prioriza capacidad de aceleración y estabilidad de respuesta más allá de la potencia nominal instalada. Además, ambos modelos incorporan sistemas de frenado regenerativo ajustable capaces de recuperar parte de la energía cinética generada durante desaceleraciones y frenadas; energía que posteriormente se reintegra al paquete de baterías para mejorar eficiencia global del sistema eléctrico. Hossain et al. (2022, p. 11) mencionan que los sistemas regenerativos urbanos pueden incrementar la eficiencia

energética “up to nearly 20% under congested driving conditions”; particularmente en trayectos con frecuentes ciclos de parada y aceleración.

La eficiencia integral del tren de potencia puede observarse en la Figura 13; allí se aprecia la interacción energética entre batería, inversor, motor eléctrico y sistema de transmisión. El esquema evidencia que gran parte del desempeño operativo depende de la eficiencia del inversor y de la unidad electrónica de control EPCU; componentes responsables de gestionar conversión de corriente, regulación térmica y distribución energética hacia el sistema de tracción. Castillo-Calderón et al. (2024) reportaron que, bajo condiciones reales de conducción en ciudades andinas, el consumo específico del KIA Soul EV oscila entre 13 y 16 kWh/100 km; variación asociada principalmente a cambios de altitud, pendientes y condiciones topográficas. Tales registros adquieren relevancia dentro de esta investigación; particularmente porque establecen parámetros técnicos de referencia para el diseño del sistema de almacenamiento estacionario basado en módulos reutilizados provenientes del mismo vehículo.

Figura 13 *Eficiencia del tren de potencia*



Nota. La figura presenta la eficiencia del tren de potencia del KIA e-Soul según la relación entre carga del motor y velocidad de giro. Tomado de Castillo-Calderón et al. (2024).

El comportamiento energético descrito anteriormente mantiene interés directo para proyectos de microrredes y almacenamiento distribuido; especialmente porque la estabilidad operativa del KIA Soul EV permite analizar patrones reales de consumo, ciclos de descarga y desempeño electroquímico bajo condiciones urbanas exigentes. Bajo esa perspectiva, la reutilización de módulos provenientes de este vehículo no responde únicamente a disponibilidad comercial; también se relaciona con la robustez técnica del tren de potencia, la estabilidad térmica observada en conducción real y la compatibilidad de sus sistemas de

almacenamiento con aplicaciones estacionarias vinculadas a energía fotovoltaica y gestión inteligente de carga.

Para esta investigación, la comparación evidencia que la batería retirada del KIA Soul EV no debe evaluarse únicamente bajo los criterios del vehículo original. En tracción, el sistema debe responder a demandas instantáneas de potencia, aceleraciones, pendientes y cambios bruscos de carga; por ello, una disminución de capacidad puede afectar directamente la autonomía y el rendimiento dinámico. En cambio, para uso estacionario, la curva de torque del motor deja de tener relevancia técnica, ya que el sistema no alimenta movimiento mecánico, sino cargas eléctricas controladas. Lo que adquiere mayor importancia es la densidad energética residual, la estabilidad de voltaje y la capacidad de entregar energía durante ciclos moderados; de ahí que los módulos reutilizados puedan mantener utilidad operativa aun cuando ya no resulten adecuados para altas exigencias de tracción.

3.2.2. Arquitectura del paquete de baterías de alta tensión en el KIA Soul

El paquete de baterías de alta tensión del KIA Soul EV fue desarrollado bajo una arquitectura modular orientada a maximizar densidad energética, estabilidad estructural y eficiencia de integración dentro de la plataforma vehicular. El sistema incorpora dos subsistemas eléctricos diferenciados; por un lado, una batería principal de alto voltaje encargada de alimentar el motor eléctrico de tracción, el sistema de climatización y los componentes asociados al tren de potencia; por otro, una batería auxiliar de 12 V destinada a sistemas secundarios como iluminación, audio, limpiaparabrisas y unidades electrónicas auxiliares. Peralta (2018) explica que la batería auxiliar se recarga automáticamente mientras el vehículo permanece en modo operativo o durante los procesos de carga del paquete principal; estrategia que permite mantener estabilidad energética en los sistemas de bajo consumo sin comprometer el rendimiento del sistema de tracción.

La configuración interna del paquete de alta tensión se encuentra organizada mediante módulos compuestos por grupos de 10 y 14 celdas; disposición que permite alcanzar un total de 96 celdas conectadas para generar aproximadamente 360 V nominales y una capacidad cercana a 75 Ah (Peralta, 2018). Estas especificaciones se resumen en la Tabla 2,

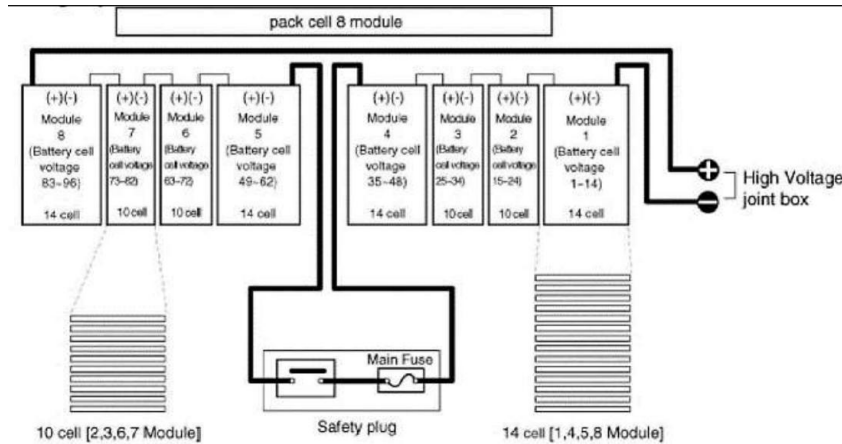
Tabla 2 Especificaciones técnicas del paquete de baterías del KIA Soul EV

Elemento	Especificaciones	Nota
Celdas totales	96	—
Voltaje nominal (V)	360	—
Capacidad (Ah)	75	—
Energia (kWh)	27	—
Peso (Kg)	203	—
Sistema de refrigeracion	Aire refrigerado	Aire refrigerado forzado
Química de celda	Ion-Litio NMC	Níquel-Manganeso-Cobalto
Módulos internos	8 módulos (4 × 14 celdas + 4 × 10 celdas)	Arquitectura modular

Nota. Datos de placa del fabricante KIA, citado en Peralta (2018).

La distribución modular presentada en la Figura 14 permite identificar cómo las celdas son agrupadas en bloques estructurados para optimizar disipación térmica, distribución de corriente y mantenimiento operativo. Tal organización no responde únicamente a criterios de almacenamiento energético; también facilita procesos de monitoreo individualizado, balanceo de voltaje y eventual sustitución parcial de módulos específicos durante operaciones de mantenimiento o reacondicionamiento técnico.

Figura 14 Paquetes de batería eléctrica del Kia Soul EV



Nota. La figura presenta la configuración interna del paquete de baterías del KIA Soul EV, compuesto por ocho módulos conectados al sistema de alta tensión. Tomado de *Manual del KIA Soul EV* (s. f.), citado en Peralta (2018).

La ubicación del paquete en la parte inferior del chasis constituye uno de los aspectos estructurales más relevantes dentro de la arquitectura del vehículo eléctrico moderno. Belingardi y Scattina (2023) sostienen que esta disposición mejora la rigidez torsional de la carrocería y reduce el centro de gravedad del vehículo; condiciones que incrementan estabilidad dinámica y comportamiento estructural durante maniobras de aceleración, frenado y curvas de alta exigencia. La arquitectura tipo “skateboard”, observable en la Figura 15, evidencia cómo el paquete de baterías pasa a convertirse en un elemento estructural integrado al diseño del vehículo; además de actuar como núcleo energético principal del sistema de propulsión eléctrica. Bajo esta configuración, la carcasa protectora también cumple funciones mecánicas relacionadas con absorción de impactos y protección frente a deformaciones externas.

El diseño del encapsulado de alta tensión incorpora materiales resistentes y sistemas internos de aislamiento destinados a minimizar riesgos eléctricos y térmicos. Haghbin et al. (2025) explican que las baterías de ion-litio destinadas a vehículos eléctricos deben cumplir regulaciones internacionales de seguridad como la normativa R100 de Naciones Unidas; particularmente en aspectos relacionados con aislamiento eléctrico, resistencia mecánica, propagación térmica y prevención de cortocircuitos internos. La estructura interna del KIA Soul EV integra sistemas de gestión térmica, sensores distribuidos y una unidad central de monitoreo encargada de supervisar continuamente parámetros operativos como voltaje, temperatura y flujo de corriente. Según Haghbin et al. (2025, p. 6), el Sistema de Gestión de Baterías (BMS) permite detectar desviaciones operativas “before hazardous thermal or electrical conditions occur”; aspecto que resulta indispensable para preservar estabilidad electroquímica y prolongar la vida útil del paquete energético.

Figura 15 *Arquitectura de monopatín para vehículos eléctricos de Hyundai*

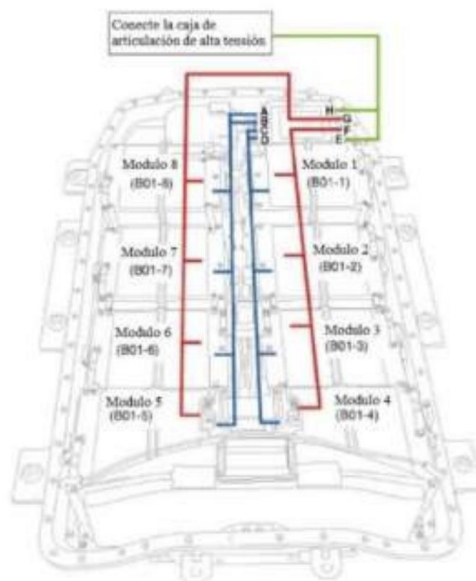


Nota. La figura muestra la integración del paquete de baterías en la parte inferior del chasis mediante una arquitectura tipo monopatín. Tomado de Belingardi y Scattina (2023).

La interacción entre módulos, sistemas de control y electrónica de potencia también determina la eficiencia global del flujo energético hacia el inversor y el motor de tracción. La arquitectura modular facilita una distribución uniforme de corriente entre celdas; además, permite reducir parcialmente pérdidas energéticas asociadas a sobrecargas localizadas o desequilibrios térmicos internos. Belingardi y Scattina (2023) indican que la modularidad representa una ventaja técnica relevante frente a diseños monolíticos; especialmente porque posibilita procesos de diagnóstico, desmontaje y reacondicionamiento con menor complejidad operativa. Tal característica adquiere importancia dentro de proyectos de reutilización energética; particularmente cuando ciertos módulos conservan niveles adecuados de Estado de Salud (SoH) aun después de concluir su ciclo automotriz.

La Figura 16 muestra los módulos individuales utilizados en el KIA Soul EV; allí puede apreciarse la independencia estructural de cada bloque energético y la disposición física utilizada para conexiones eléctricas y sistemas de refrigeración. Aguilar et al. (2026) sostienen que esta configuración favorece la extracción selectiva de módulos reutilizables; condición que incrementa la viabilidad técnica de aplicaciones estacionarias basadas en baterías de segunda vida. Bajo esa perspectiva, la arquitectura del paquete de alta tensión no solamente condiciona el desempeño dinámico del vehículo durante su operación original; también determina las posibilidades reales de reutilización dentro de sistemas fotovoltaicos, microrredes y plataformas autónomas de almacenamiento energético distribuido.

Figura 16 *Módulos de la batería eléctrica del Kia Soul EV*



Nota. La figura presenta la ubicación de los módulos dentro del paquete de baterías del KIA Soul EV, junto con la caja de articulación de alta tensión. Tomado de Aguilar et al. (2026).

2.3 Degradación y Fenómenos de Envejecimiento

2.3.1 Modos de degradación física: *Pérdida de Inventario de Litio (LLI) y Material Activo (LAM)*

La degradación de las celdas de ion-litio corresponde a un proceso progresivo de envejecimiento electroquímico que ocurre durante los ciclos de carga y descarga, así como por efectos térmicos y químicos acumulativos a lo largo del tiempo. Este fenómeno afecta directamente el desempeño energético de la batería; particularmente porque modifica la estabilidad de los materiales activos y altera la movilidad de los iones de litio dentro de la celda. Luo et al. (2023) explican que la degradación no depende de una sola causa; intervienen simultáneamente variables como temperatura, profundidad de descarga, velocidad de carga, envejecimiento calendarizado y condiciones de operación externas.

Las consecuencias más visibles de este proceso suelen reflejarse en dos comportamientos principales; la disminución progresiva de la capacidad de almacenamiento y el incremento de la resistencia interna. La pérdida de capacidad reduce la cantidad de energía que la batería puede almacenar y suministrar; mientras que el aumento de resistencia provoca mayores pérdidas térmicas y menor eficiencia durante los procesos de carga y descarga. Wang et al. (2018) señalan que estos cambios afectan directamente la estabilidad operativa del sistema; especialmente en aplicaciones donde las baterías trabajan bajo demandas variables de potencia.

Dentro de la literatura especializada, estos mecanismos de envejecimiento suelen clasificarse en dos grandes categorías electroquímicas:

- *Loss of Lithium Inventory (LLI)*
- *Loss of Active Material (LAM)*

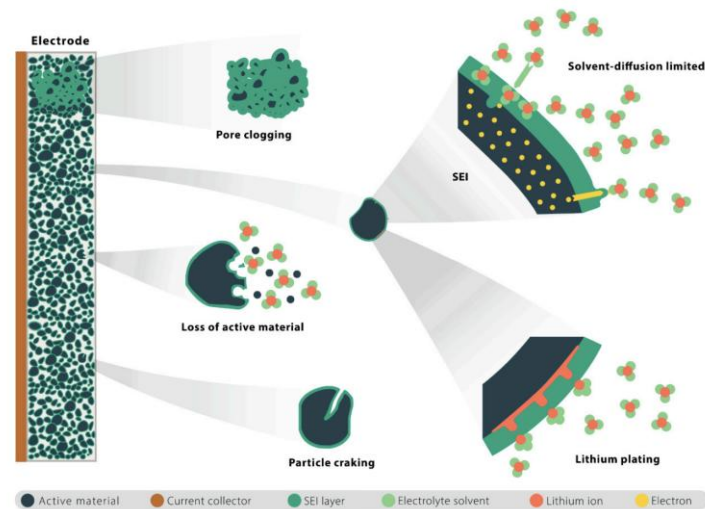
La *Loss of Lithium Inventory (LLI)* se produce cuando parte del litio disponible deja de participar en las reacciones electroquímicas debido a fenómenos como el crecimiento de la *Solid Electrolyte Interphase (SEI)* o el depósito de litio metálico sobre el ánodo. Luo et al. (2023) explican que este mecanismo reduce progresivamente la cantidad de litio activo dentro de la celda; situación que disminuye la capacidad energética y acelera el envejecimiento químico de la batería.

Por otro lado, la *Loss of Active Material* (LAM) se relaciona con el deterioro físico y estructural de los electrodos. Este fenómeno puede originarse por fracturas microscópicas, expansión volumétrica de las partículas activas y pérdida de contacto eléctrico entre materiales internos. Rufino Júnior et al. (2024) sostienen que la degradación estructural del material activo afecta directamente la capacidad de intercalación de litio; provocando reducción de potencia y menor estabilidad durante ciclos prolongados de operación.

La interacción simultánea entre LLI y LAM determina gran parte del comportamiento degradativo de las baterías NMC utilizadas en vehículos eléctricos como el KIA Soul EV. A medida que ambos mecanismos avanzan, la celda se aproxima al denominado *knee point*; etapa donde la pérdida de capacidad deja de ser gradual y comienza a acelerarse de manera considerable. Comprender estos procesos resulta importante para evaluar la viabilidad técnica de módulos reutilizados dentro de sistemas de almacenamiento estacionario y aplicaciones fotovoltaicas de segunda vida.

Según Luo et al. (2023), la LLI es la consecuencia de reacciones secundarias (como el crecimiento de la SEI o el depósito de litio) que consumen los iones de litio móviles, impidiendo que participen en el almacenamiento de energía, esto, en un sistema solar autónomo, puede reducir directamente la autonomía disponible para las horas sin radiación. La Figura 17 presenta los principales mecanismos de degradación que afectan a las baterías de ion-litio durante su operación. En la ilustración se observan procesos como el crecimiento de la *Solid Electrolyte Interphase* (SEI), el depósito de litio metálico (*lithium plating*), la fractura de partículas activas (*particle cracking*), la pérdida de material activo y la obstrucción de poros dentro de los electrodos. Estos fenómenos ocurren de manera simultánea y alteran progresivamente el comportamiento electroquímico de la celda; provocando aumento de resistencia interna, disminución de capacidad energética y reducción de la estabilidad operativa. Luo et al. (2023) explican que la interacción entre estos mecanismos acelera el envejecimiento de las baterías NMC; especialmente cuando las celdas trabajan bajo temperaturas elevadas, cargas rápidas o ciclos profundos de descarga.

Figura 17 Principales Mecanismos de Degradación de las baterías



Nota. La figura presenta los mecanismos más frecuentes de degradación en baterías de ion-litio; entre ellos, obstrucción de poros, pérdida de material activo, fractura de partículas, crecimiento de la *Solid Electrolyte Interphase* (SEI) y depósito de litio metálico. Tomado de Luo et al. (2023).

Por otro lado, la LAM se refiere a la degradación estructural de los electrodos, donde el material activo pierde su capacidad para almacenar iones de litio debido a fenómenos mecánicos o químicos. Según Luo et al. (2023), este proceso implica:

La fractura de las partículas de los electrodos por los esfuerzos generados a su vez en tres procesos:

- La intercalación
- La disolución de metales de transición en el cátodo (como el níquel y el manganeso en las celdas)
- El aislamiento eléctrico de fragmentos de material activo.

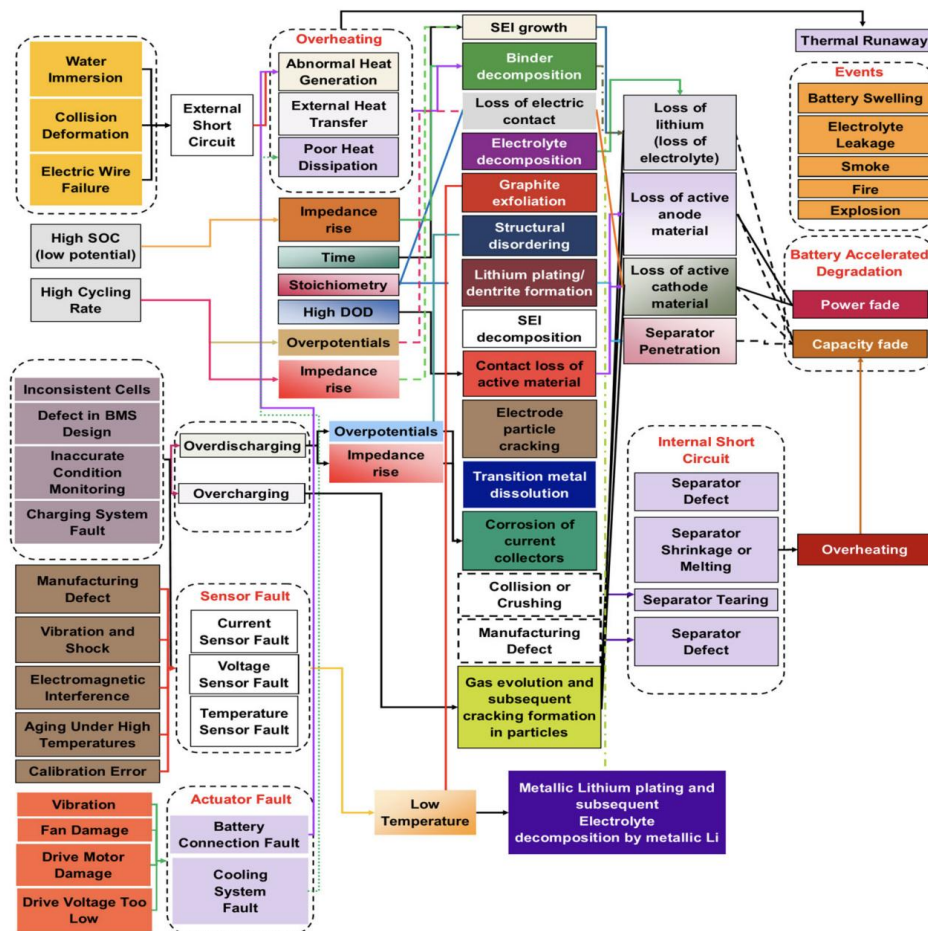
La forma en que LLI y LAM interactúan es clave para entender el envejecimiento de la celda. La LAM, en especial, es muy importante en condiciones de alta potencia, ya que el estrés mecánico puede acelerar la pérdida de la estructura cristalina de los materiales activos (Luo et al., 2023).

La Figura 18 muestra la relación entre las principales causas de degradación y sus efectos sobre las baterías de ion-litio. En el esquema se observan fenómenos como sobrecalentamiento, crecimiento de la *Solid Electrolyte Interphase* (SEI), fractura de partículas, pérdida de material activo y formación de cortocircuitos internos; procesos que

terminan afectando capacidad, estabilidad térmica y seguridad operativa de la batería. Rufino Júnior et al. (2024) explican que estos mecanismos actúan de forma interrelacionada; acelerando el envejecimiento electroquímico y favoreciendo la aparición de fallas críticas como pérdida de potencia, degradación acelerada e incluso eventos de *thermal runaway*.

La interacción entre LLI y LAM puede observarse en la Figura 18; allí se muestran las relaciones causa–efecto que intervienen durante el envejecimiento de las baterías de ion–litio. Rufino Júnior et al. (2024) sostienen que ambos mecanismos suelen desarrollarse simultáneamente; aunque la LAM adquiere mayor relevancia en escenarios de alta potencia debido al incremento del estrés mecánico sobre los materiales activos.

Figura 18 Causa y efecto de los mecanismos de degradación de las baterías de iones de litio relacionados con los modos de degradación.



Nota. La figura muestra la relación entre fallas externas, condiciones de operación y mecanismos internos de degradación en baterías de ion–litio. Tomado de Rufino Júnior et al. (2024).

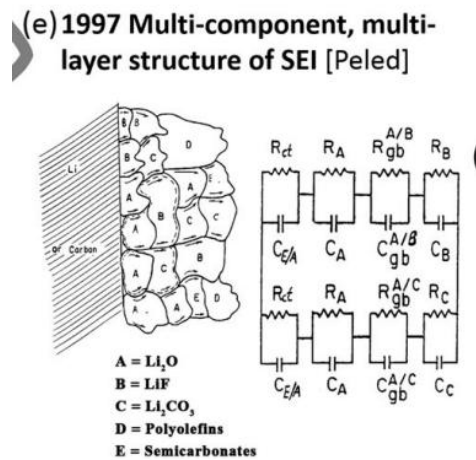
El balanceo realizado mediante equipos como “Charger Research” permite reducir diferencias de voltaje entre celdas; sin embargo, no puede recuperar el litio perdido ni restaurar materiales activos degradados. Rufino Júnior et al. (2024) explican que la LLI posee carácter mayoritariamente irreversible; mientras que la detección temprana de LAM ayuda a identificar módulos que todavía conservan condiciones adecuadas para aplicaciones estacionarias antes de entrar en una etapa de degradación acelerada.

2.3.2 Cinética y crecimiento de la interfase de electrolito sólido (SEI)

Durante los primeros ciclos de una batería de litio, ocurre un proceso electroquímico crucial; la formación de la interfase de electrolito sólido (SEI). Según Wang et al. (2018), esto se forma por la descomposición de los componentes del electrolito, creando una película que permite el transporte de iones de litio (Li^+) mientras bloquea el paso de electrones, lo que previene la degradación continua del solvente. Sin embargo, este proceso no es estático; la SEI sigue creciendo lentamente a lo largo de la vida de la batería, consumiendo litio y aumentando la resistencia interna del sistema.

La Figura 19 muestra la representación estructural de la SEI desarrollada por Peled y su equivalencia mediante circuitos eléctricos; modelo que describe el comportamiento resistivo y difusivo de esta capa dentro del sistema electroquímico. Wang et al. (2018) señalan que la cinética de crecimiento de la SEI depende de factores como temperatura, densidad de corriente y composición química del electrolito. Cuando la batería trabaja bajo cargas rápidas o condiciones térmicas elevadas, la estabilidad de la capa puede alterarse; provocando fracturas microscópicas y procesos de reformación química que aceleran la pérdida de capacidad.

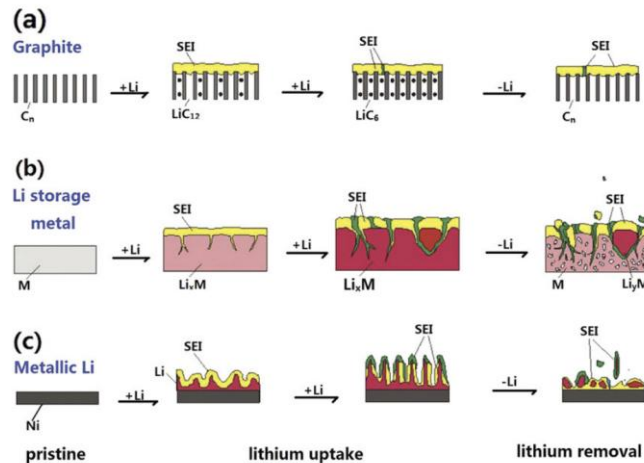
Figura 19 Concepción de SEI hecha por Ped como una estructura de mosaico traducida a un modelo de circuito equivalente.



Nota. La figura presenta el modelo multicapa de la *Solid Electrolyte Interphase* (SEI) propuesto por Peled, donde se identifican compuestos como Li_2O , LiF , Li_2CO_3 , poliolefinas y semicarbonatos. Tomado de Wang et al. (2018).

La Figura 20 presenta distintos mecanismos de falla asociados a la SEI según el tipo de material anódico utilizado. Allí se observa cómo el crecimiento irregular de esta interfase puede producir degradación estructural, aumento de resistencia y pérdida progresiva de litio disponible. Wang et al. (2018) indican que estos procesos poseen relación directa con el envejecimiento electroquímico y con la aparición del knee point; etapa donde la capacidad comienza a disminuir de manera acelerada. Por esta razón, comprender la cinética y estabilidad de la SEI resulta importante dentro de proyectos de reutilización de baterías; especialmente cuando se busca estimar el comportamiento residual de módulos NMC utilizados previamente en vehículos eléctricos.

Figura 20 *Mecanismos de falla de la capa SEI para diferentes materiales de ánodo*

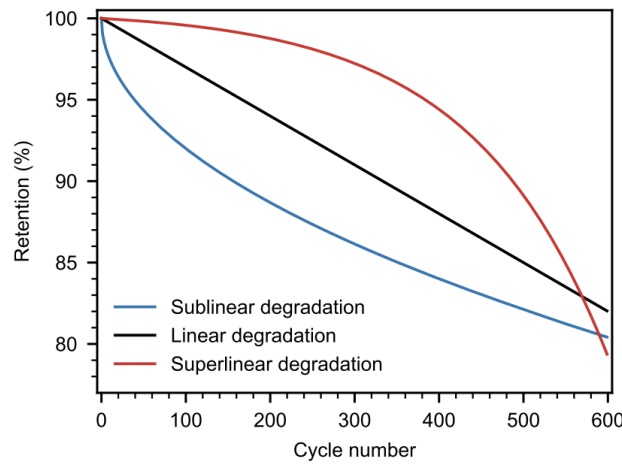


Nota. La figura compara la evolución de la *Solid Electrolyte Interphase* (SEI) en ánodos de grafito, aleaciones de almacenamiento de litio y litio metálico. Tomado de Wang et al. (2018).

2.3.3 Dinámica del punto de inflexión (*Knee Point*) y Vida Útil Remanente (RUL)

El crecimiento de la interfase SEI se encuentra directamente relacionado con las condiciones de operación y el historial de uso de la batería. Rufino Júnior et al. (2024) explican que factores como temperaturas elevadas, cargas rápidas y ciclos intensivos pueden desestabilizar esta capa protectora; situación que provoca microfrazas sobre la superficie del ánodo y posteriores procesos de reformación química. Cada nuevo crecimiento de la SEI consume parte del litio disponible; por ello, la capacidad de almacenamiento disminuye progresivamente con el tiempo. Wang et al. (2018) señalan que “Comprender los mecanismos de transporte a través del SEI es esencial para predecir la degradación y el estado de salud.” (p. 2); particularmente en aplicaciones de segunda vida donde las baterías ya presentan desgaste acumulado. A medida que estos procesos avanzan, la celda se aproxima al denominado *knee point*; etapa donde la pérdida de capacidad deja de ser gradual y comienza a acelerarse, afectando la estabilidad y confiabilidad del sistema de almacenamiento energético autónomo. Esto se puede observar en la figura 21.

Figura 21 Esquema de las tres trayectorias de envejecimiento de las baterías de iones de litio: degradación sublineal, lineal y superlineal (puntos de inflexión)



Nota. La figura muestra tres patrones de degradación de capacidad en baterías de ion-litio: sublineal, lineal y superlineal. Tomado de Attia et al. (2022).

El conocimiento de la Vida Útil Remanente (RUL) es fundamental, cuando el objetivo es el diseño de sistemas autónomos, pues es un indicador técnico que ayuda a predecir más que una métrica de medición directa en tiempo real.

2.3.3.1 Número estimado de ciclos que una celda puede completar antes de alcanzar el punto de fallo funcional

La estimación de la vida útil residual resulta importante para conocer hasta qué punto una batería reutilizada puede seguir operando dentro de sistemas de almacenamiento estacionario. Nuroldayeva et al. (2023) describen la Vida Útil Remanente (RUL) como la cantidad de ciclos de carga y descarga que una celda aún puede soportar antes de caer por debajo de un rango operativo aceptable, ante esto en la investigación de Harper et al. (2019) se establece que dentro de los vehículos eléctricos, dicho límite suele establecerse cuando la batería conserva entre 70% y 80% de su capacidad nominal; aunque en aplicaciones estacionarias las exigencias eléctricas son menores y las celdas pueden continuar funcionando aun con mayores niveles de degradación.

La duración operativa de una batería cambia considerablemente dependiendo de factores como temperatura, profundidad de descarga y velocidad de carga. Fahmy et al. (2025) reportan que las celdas sometidas a cargas rápidas pueden alcanzar entre 150 y 2300 ciclos; diferencia que refleja cómo las condiciones de operación afectan directamente el envejecimiento electroquímico. Los autores indican además que descargas profundas y

elevadas tasas de transferencia aceleran el aumento de resistencia interna; comportamiento que suele anticipar la proximidad del límite operativo y la aparición de degradación acelerada.

Aun cuando las baterías pierden capacidad durante su etapa automotriz, diversos trabajos muestran que todavía conservan potencial para aplicaciones estacionarias. Roy et al. (2024) sostienen que los paquetes retirados de vehículos eléctricos pueden mantenerse operativos durante aproximadamente diez años adicionales dentro de sistemas ESS. Tal comportamiento se relaciona con perfiles de carga y descarga más suaves que los observados durante la tracción vehicular. Según Roy et al. (2024), “la estabilidad técnica en aplicaciones de segunda vida se garantiza cuando las celdas mantienen su capacidad residual entre el 70% y el 80%” (p. 15); condición que favorece su integración dentro de microrredes y sistemas fotovoltaicos autónomos.

Peralta (2018) menciona que los módulos recuperados del auto deben evaluarse mediante parámetros como resistencia óhmica, estabilidad de voltaje y comportamiento térmico; especialmente para evitar operaciones cercanas al *knee point* característico de las celdas NMC. A partir de estas observaciones, la propuesta de suministro autónomo considera ciclos de trabajo moderados y descargas menos agresivas; estrategia orientada a disminuir el estrés electroquímico y conservar estabilidad operativa durante la segunda vida útil de las baterías.

Tabla 3 *Resumen de los Mecanismos de Degradación en Baterías de Iones de Litio*

Mecanismo	Causa principal	Efecto sobre la batería
Crecimiento de la SEI	Descomposición gradual del electrolito sobre el ánodo (Wang et al., 2018).	Aumento de resistencia interna y pérdida de litio disponible (Luo et al., 2023).
Pérdida de Material Activo (LAM)	Fracturas y desgaste estructural de los electrodos (Liu et al., 2023).	Disminución de capacidad energética y reducción de potencia.
Pérdida de Inventario de Litio (LLI)	Consumo irreversible de litio por crecimiento de la SEI y <i>lithium plating</i> (Attia, 2022).	Caída progresiva e irreversible de la capacidad útil.

Mecanismo	Causa principal	Efecto sobre la batería
<i>Knee Point</i>	Acumulación simultánea de LLI y LAM (Rufino Júnior et al., 2024).	Inicio de degradación acelerada y pérdida de estabilidad operativa.

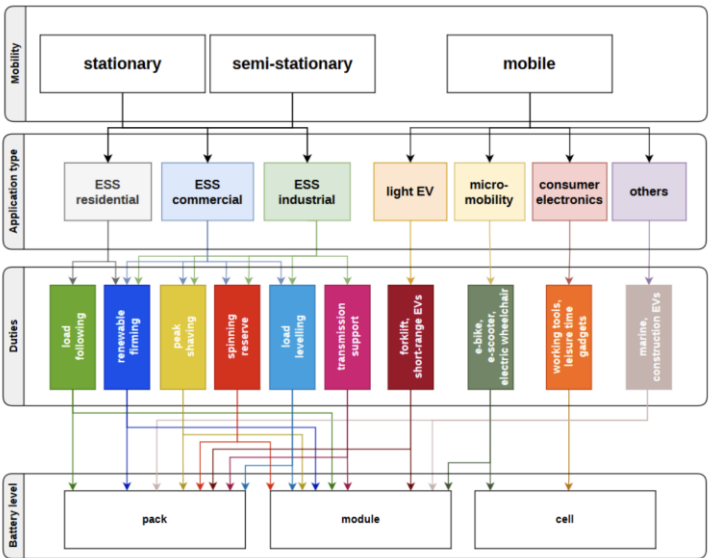
Nota. Elaboración propia a partir de Wang et al. (2018), Attia (2022), Luo et al. (2023), Liu et al. (2023) y Rufino Júnior et al. (2024).

2.4 Concepto de Segunda Vida (Second-Life Batteries)

2.4.1 Criterios técnicos para el retiro automotriz y transición a uso estacionario

La transición de una batería de vehículo eléctrico hacia aplicaciones estacionarias depende principalmente de parámetros relacionados con capacidad residual, resistencia interna y estabilidad operativa. Montes et al. (2022) indican que, dentro de la industria automotriz, una batería suele retirarse cuando conserva entre 70% y 80% de su capacidad nominal original; rango donde la autonomía del vehículo comienza a disminuir de manera perceptible para el usuario. La Figura 22 muestra distintos escenarios de segunda vida para baterías reutilizadas; evidenciando cómo los sistemas estacionarios representan una de las aplicaciones más frecuentes debido a sus menores exigencias dinámicas.

Figura 22 Categorización de casos de uso típicos de *Second Life*

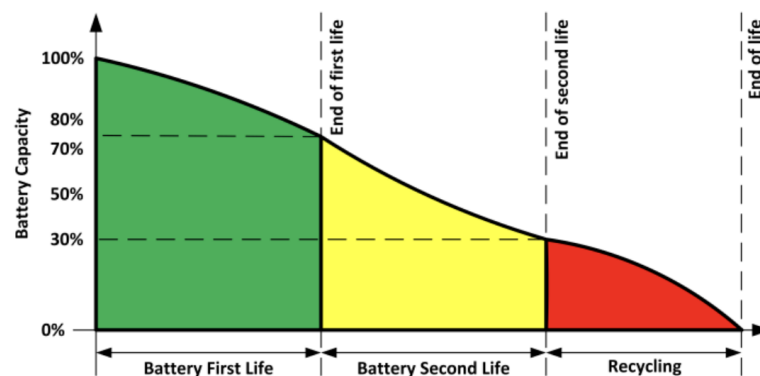


Nota. La figura clasifica las posibles aplicaciones de baterías reutilizadas en sistemas estacionarios, semiestacionarios y móviles. Tomado de Schlögl et al. (2024).

Además de la pérdida de capacidad, el incremento de la resistencia interna también influye directamente sobre el rendimiento del paquete energético. Börner et al. (2022) explican que cuando la resistencia interna aumenta considerablemente respecto a los valores iniciales, la batería presenta mayores pérdidas energéticas y menor eficiencia durante procesos de carga y descarga. Aun así, este comportamiento no implica necesariamente el final absoluto de la vida útil de la celda; particularmente porque las aplicaciones estacionarias trabajan bajo demandas de potencia más estables que las observadas en tracción vehicular.

La relación entre capacidad disponible y autonomía puede observarse en la Figura 23; allí se aprecia cómo pequeñas pérdidas de capacidad afectan progresivamente el desempeño del vehículo eléctrico. Font et al. (2023) señalan que, aunque un SoH inferior al 80% limita el uso automotriz, muchas baterías todavía conservan estabilidad suficiente para integrarse a sistemas ESS y microrredes fotovoltaicas. En varios casos, las celdas pueden continuar operando incluso con niveles cercanos al 50%–60% de capacidad residual; especialmente cuando los ciclos de descarga son moderados y las condiciones térmicas permanecen controladas.

Figura 23 *Autonomía de la batería del vehículo eléctrico en función de la capacidad de la batería*

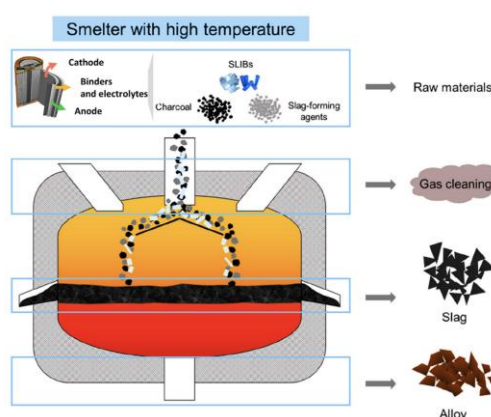


Nota. La figura muestra la evolución de la capacidad de una batería durante su primera vida, segunda vida y etapa final de reciclaje. Tomado de Font et al. (2023).

La reutilización de baterías también mantiene relación con la recuperación de materiales estratégicos como litio, níquel y cobalto. Harper et al. (2019) mencionan que gran parte de los procesos actuales de reciclaje se concentra en recuperación pirometalúrgica de

metales de alto valor; mientras que materiales como litio y grafito continúan presentando menores niveles de recuperación debido a limitaciones económicas y técnicas. La Figura 24 muestra las principales etapas de los procesos pirometalúrgicos utilizados para baterías de ion-litio; evidenciando la complejidad industrial requerida para tratar estos residuos electroquímicos.

Figura 24 *Procesos pirometalúrgicos típicos de baterías de iones de litio usadas*



Nota. La figura representa un proceso pirometalúrgico aplicado al reciclaje de baterías de ion-litio; los materiales de la batería ingresan a un horno de alta temperatura junto con agentes reductores y formadores de escoria. Tomado de Biswal et al. (2024).

Peralta (2018) señala que, en el caso del KIA Soul EV, el Estado de Salud (SoH) constituye el principal indicador para determinar la transición desde uso automotriz hacia aplicaciones estacionarias. A partir de estos criterios, la reutilización de módulos recuperados permite extender parcialmente el ciclo operativo de las baterías; además de reducir costos asociados a implementación de microrredes y sistemas fotovoltaicos autónomos. Estos requisitos pueden observarse en la figura 25.

Figura 25 *Requisitos para vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento estacionarios.*



Nota. La figura compara las condiciones de operación de una batería utilizada en vehículos eléctricos frente a una batería empleada en sistemas estacionarios. Tomado de Börner et al. (2022).

La reutilización de baterías de ion-litio en sistemas estacionarios presenta varias ventajas técnicas frente al uso automotriz; principalmente porque las exigencias operativas disminuyen considerablemente. Börner et al. (2022) explican que los vehículos eléctricos trabajan con demandas elevadas de potencia, aceleraciones constantes y variaciones rápidas de carga; mientras que los sistemas ESS operan bajo perfiles energéticos mucho más estables. Debido a ello, baterías que han perdido entre 20% y 30% de su capacidad original todavía pueden integrarse de manera eficiente en microrredes fotovoltaicas y sistemas autónomos de almacenamiento energético.

También existen diferencias importantes en el comportamiento térmico de las celdas. Durante la conducción, las baterías se encuentran expuestas a cambios continuos de temperatura, vibraciones y ciclos intensivos de carga y descarga; condiciones que aceleran fenómenos de degradación como el crecimiento de la capa SEI y el incremento de la resistencia interna. Montes et al. (2022) señalan que en aplicaciones estacionarias resulta más sencillo implementar sistemas de climatización y monitoreo; situación que ayuda a mantener temperaturas operativas más estables y disminuye el desgaste electroquímico de los módulos reutilizados.

A ello se suma que los sistemas estacionarios suelen trabajar dentro de rangos de Estado de Carga (SOC) más controlados y con descargas menos agresivas; aspecto que reduce el estrés sobre las celdas y favorece una operación más estable a largo plazo. Gracias a estas condiciones, muchas baterías retiradas del sector automotriz todavía pueden mantenerse operativas durante varios años antes de alcanzar su etapa final de reciclaje.

2.4.2 Clasificación y remanufactura de módulos usados

Una vez que se ha retirado el paquete de baterías del vehículo, el proceso para darle una segunda vida comienza con un diagnóstico y clasificación, conocida técnicamente como “grading”. Según Phophongviwat et al. (2023), este procedimiento se trata de una inspección visual y mecánica para detectar principalmente tres factores:

- Daños estructurales
- Fugas de electrolito
- Hinchazón de las celdas

Si las celdas presentan cualquiera de estos tres defectos se descartan de inmediato para su reutilización, después de esto los módulos se someten a pruebas de caracterización eléctrica para evaluar su Estado de Salud (SoH) real.

Usualmente, queda establecido que el SOH estimado de una batería se define como la relación de la capacidad actual (C_i) a la capacidad nominal (C_o).

$$SOH = \frac{C_i}{C_o} \times 100\%$$

Ec. [1] Cálculo del SOH

- Si el $SOH > 80\%$ (Remanufactura): Las baterías mantienen un rendimiento óptimo y se reacondicionan para su uso en movilidad eléctrica (autos, motos, bicicletas).
- Si el $SOH = 60\text{--}80\%$ (Reutilización/Segunda vida): se destinan a sistemas de almacenamiento estacionario vinculados a energías renovables (solar o eólica) o respaldos tipo UPS.
- Si el $SOH < 60\%$ (Reciclaje): Se consideran al final de su vida útil operativa y se someten a procesos pirometalúrgicos e hidrometalúrgicos para recuperar metales valiosos (Phophongviwat et al. 2023).

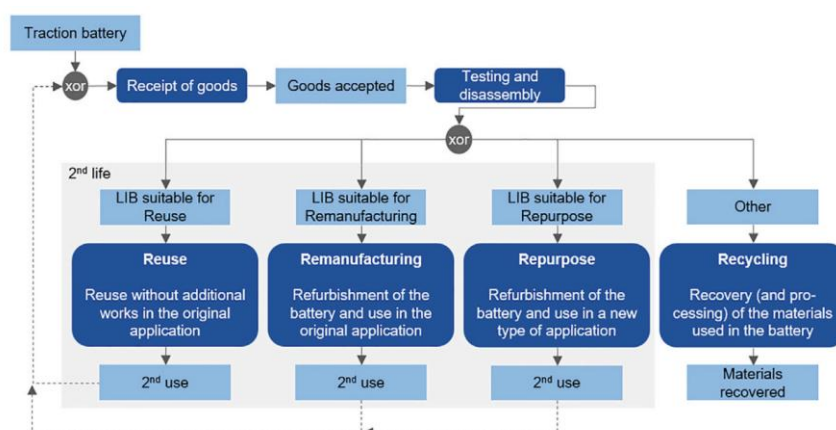
Kehl et al. (2021) señalan que la *Electrochemical Impedance Spectroscopy* (EIS) es una de las técnicas más precisas para evaluar el estado de las baterías de ion-litio; particularmente porque permite analizar parámetros como resistencia interna, transferencia de carga y degradación electroquímica. Sin embargo, su implementación requiere equipos especializados, software avanzado y personal con experiencia técnica; factores que incrementan considerablemente la complejidad y el costo del proceso de evaluación.

Además, dentro de las regulaciones recientes de movilidad eléctrica y sostenibilidad energética, la Unión Europea ha incorporado el concepto de “pasaporte de baterías” para sistemas de almacenamiento utilizados en vehículos eléctricos. Este mecanismo busca registrar información relacionada con trazabilidad, composición química, ciclos de uso, *State of Health* (SoH) y procesos de reutilización o reciclaje; permitiendo un monitoreo más detallado del ciclo de vida completo de las baterías y facilitando su clasificación para aplicaciones de segunda vida.

También existen métodos más simples basados en ciclos de carga y descarga controlados; aunque este tipo de pruebas generalmente demanda más tiempo de análisis. Aun así, ambos procedimientos permiten identificar el comportamiento eléctrico de las celdas y clasificar los módulos según su nivel de rendimiento; aspecto importante para seleccionar baterías que todavía pueden utilizarse en aplicaciones de segunda vida.

La Figura 26 muestra el proceso utilizado para determinar el destino operativo de una batería de tracción después de concluir su primera vida útil en vehículos eléctricos. El esquema presenta etapas de recepción, evaluación técnica y desmontaje; posteriormente, las baterías son clasificadas según su condición para reutilización directa, remanufactura, reutilización en nuevas aplicaciones (*repurpose*) o reciclaje de materiales. Schlögl et al. (2024) explican que esta clasificación depende principalmente del *State of Health* (SoH), estabilidad eléctrica y nivel de degradación electroquímica de los módulos evaluados.

Figura 26 Proceso de determinación de segunda vida



Nota. La figura muestra el proceso de evaluación de una batería de tracción después de su retiro automotriz. de Börner et al. (2022).

La remanufactura de baterías consiste en desmontar el paquete original para reutilizar sus módulos en nuevas configuraciones de almacenamiento energético. Schlögl et al. (2024) explican que este procedimiento debe realizarse mediante técnicas de separación no destructivas; especialmente para conservar conectores, sensores de temperatura y componentes del sistema de monitoreo original. Durante esta etapa, uno de los aspectos más importantes es la selección de módulos homogéneos; ya que diferencias elevadas de capacidad o resistencia interna pueden generar desequilibrios eléctricos dentro del sistema estacionario.

Schlögl et al. (2024) recomiendan agrupar únicamente módulos que presenten desviaciones de capacidad inferiores al 3%–5%; debido a que variaciones mayores afectan estabilidad y eficiencia del banco de baterías. Los autores señalan que “la integración de módulos con estados de salud heterogéneos provoca desequilibrios de voltaje que el Sistema de Gestión de Baterías (BMS) no puede compensar” (Schlögl et al., 2024, p. 14); situación que reduce el rendimiento global del sistema de almacenamiento.

En el caso de un EV, la arquitectura modular del paquete facilita considerablemente estas tareas de reacondicionamiento. La disposición interna de los módulos permite desmontarlos y extraerlos individualmente sin afectar el cableado principal de alta tensión; característica que favorece procesos de clasificación, balanceo y reutilización dentro de sistemas estacionarios de segunda vida.

Figura 27 *Extracción de paquete de baterías EV*



Nota. La figura muestra el proceso de manipulación y desmontaje del paquete de baterías de alta tensión de un EV; se observan conectores, cableado de alta tensión y puntos de intervención técnica protegidos mediante herramientas aisladas y guantes de seguridad. Tomado de Aguilar et al. (2022).

2.5 Sistemas de Generación Solar Fotovoltaica

2.5.1 Radiación solar y efecto fotovoltaico

Adesina et al. (2023) describen la energía solar como la radiación electromagnética emitida por el sol que llega a la superficie terrestre con niveles variables según ubicación geográfica, condiciones atmosféricas y hora del día. El aprovechamiento de esta energía se realiza mediante el efecto fotovoltaico; proceso donde la radiación solar se transforma

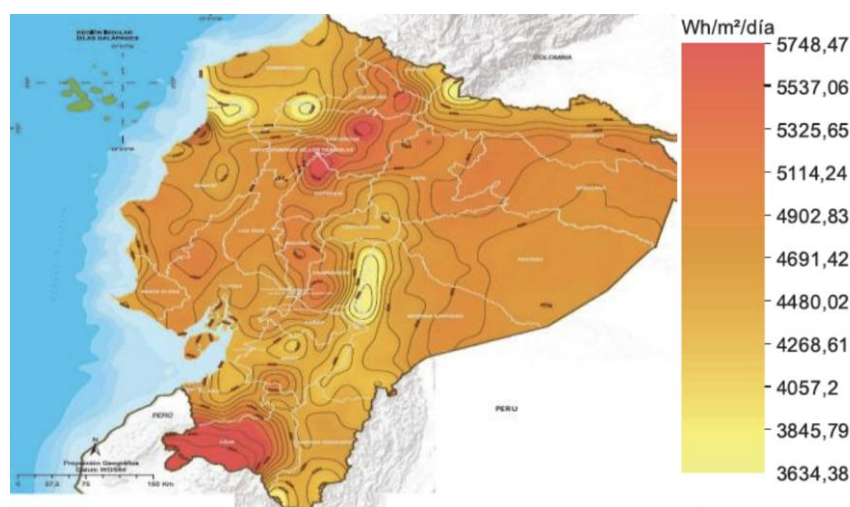
directamente en electricidad. Yanda et al. (2024) explican que este fenómeno ocurre cuando los fotones impactan sobre un material semiconductor, generalmente silicio, liberando electrones y generando un flujo de corriente continua (DC) dentro de la unión P–N del dispositivo fotovoltaico.

La eficiencia de este proceso depende de varios factores relacionados con intensidad de radiación, temperatura del panel y características del material semiconductor. Cuando la energía del fotón supera la banda prohibida del semiconductor, los electrones adquieren suficiente energía para desplazarse dentro del circuito eléctrico; produciendo generación energética aprovechable para sistemas autónomos y microrredes fotovoltaicas.

En Ecuador, las condiciones de radiación solar presentan características favorables debido a su ubicación cercana a la línea ecuatorial. Lata García et al. (2019), citando el Atlas Solar del Ecuador, señalan que la región Sierra posee niveles elevados de irradiancia diaria; condición que favorece la implementación de sistemas fotovoltaicos distribuidos y soluciones de generación autónoma. Aun así, la disponibilidad energética no permanece constante durante todo el día; factores como nubosidad, altitud y variaciones climáticas modifican el rendimiento de los paneles solares.

Por esta razón, el diseño de microrredes fotovoltaicas debe considerar variables técnicas relacionadas con orientación, ángulo de inclinación e irradiancia específica del sitio. Una configuración adecuada de estos parámetros contribuye a mejorar captación solar y estabilidad energética; especialmente en sistemas que integran almacenamiento mediante baterías reutilizadas de segunda vida.

Figura 28 Radiación nacional promedio



Nota. La figura presenta la distribución espacial de la radiación solar global en Ecuador, expresada en Wh/m²/día. Tomado de Lata García et al. (2019).

Correa-Guamán et al. (2025) señalan que el ángulo de inclinación y el azimut de los paneles solares influyen directamente sobre la producción energética diaria; especialmente en países cercanos a la línea ecuatorial, donde la trayectoria solar presenta una incidencia más vertical. Una orientación adecuada de los módulos fotovoltaicos ayuda a incrementar la captación de radiación durante las horas de mayor demanda eléctrica; reduciendo pérdidas asociadas a desajustes de generación (Lata García et al., 2019).

En el Distrito Metropolitano de Quito, la radiación solar presenta variaciones relacionadas con altitud, nubosidad y topografía andina. Cazorla (2013) identificó diferencias importantes entre el norte y el sur de la ciudad; registrando mayores niveles de irradiancia en la zona norte de Quito. Estos cambios estacionales y geográficos afectan directamente el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos; particularmente durante épocas de mayor intensidad solar, donde también aumenta la capacidad de carga disponible para los sistemas de almacenamiento energético.

Mogrovejo-Narváez et al. (2024) mencionan que, aunque Quito posee condiciones favorables para generación solar, la estabilidad del sistema depende de la capacidad de almacenamiento para gestionar la variabilidad de la radiación. Por ello, dentro de esta investigación, la integración entre el sistema fotovoltaico y las baterías reutilizadas del KIA Soul EV considera perfiles locales de irradiancia y condiciones meteorológicas reales; buscando mantener estabilidad energética y continuidad del suministro autónomo.

2.5.2 Tipos de paneles solares y eficiencia de conversión

La selección de los paneles solares es un fundamental para la viabilidad técnica de un sistema de suministro autónomo, ya que influye en la cantidad de energía que se puede captar por metro cuadrado. Según la investigación de Kumar (2025), hay tres categorías principales en la industria:

- Monocristalinas
- Policristalinas
- Película delgada.

Bajo condiciones controladas (25°C y una irradiancia de 80,000 lux), las celdas monocristalinas mostraron la mayor eficiencia de conversión, con un 19.1%, mientras que las celdas policristalinas y de película delgada tienen eficiencias de 18.5% y 17.4%, respectivamente. Esta superioridad de los paneles monocristalinos se debe a la alta pureza

del silicio utilizado en su fabricación, lo que minimiza la resistencia al flujo de electrones (Kumar 2025).

Para constatar técnicamente que paneles se deben utilizar en relación a un espacio definido, se utilizan dos relaciones matemáticas fundamentales que vinculan la eficiencia de conversión, la irradiancia y la densidad de potencia.

1. La densidad de potencia representa cuántos vatios se generan por cada metro cuadrado de superficie. Matemáticamente se expresa como:

$$Pd = G \cdot n$$

Ec. [2] Fórmula de Densidad de Potencia

Donde:

- P_d : Densidad de potencia (W/m^2).
 - G : Irradiancia solar incidente (W/m^2), que bajo condiciones estándar (STC) es de $1000 W/m^2$.
 - n : Eficiencia de conversión del panel (expresada en decimal).
2. Si se tiene un objetivo de potencia específica ($P_{objetivo}$), el área necesaria se calcula mediante:

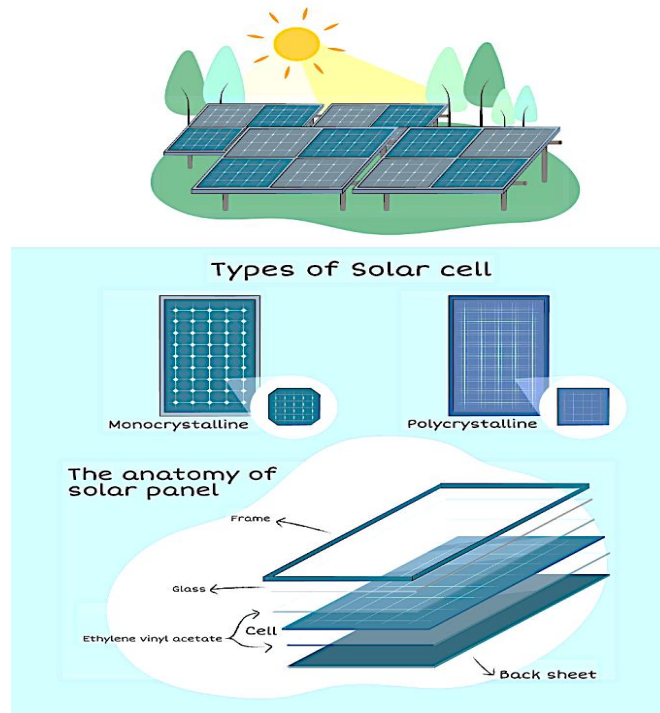
$$A = \frac{P_{objetivo}}{G \cdot n}$$

Ec. [3] Fórmula del Área Requerida (A)

A partir de la fórmula se interpreta:

- El área (A) es inversamente proporcional a la eficiencia (n), lo cual significa que, para generar la misma cantidad de vatios, un panel con mayor eficiencia requerirá una superficie significativamente menor.

Figura 29 *Tipos de celdas fotovoltaicas*



Nota. La figura presenta la estructura general de un sistema fotovoltaico; se observan los paneles solares, los tipos de celdas más comunes —monocristalinas y policristalinas— y las capas principales que conforman un panel solar, como vidrio, celda, encapsulante, marco y lámina posterior. Elaboración propia a partir de Gemini IA y Aguilar et al. (2026).

Yanda et al. (2024) mencionan que la eficiencia de conversión de los paneles fotovoltaicos disminuye cuando la temperatura de operación aumenta; particularmente porque el incremento térmico provoca una reducción del voltaje de circuito abierto (V_{oc}). Este comportamiento adquiere relevancia en ciudades con elevados niveles de radiación solar como Quito; donde la exposición prolongada a radiación directa puede generar pérdidas importantes de potencia si no se consideran mecanismos adecuados de ventilación y disipación térmica. La relación entre temperatura y eficiencia suele describirse mediante el Modelo Lineal de Eficiencia por Temperatura; el cual expresa cómo el rendimiento del panel disminuye progresivamente a medida que la temperatura del módulo supera las condiciones estándar de operación.

$$n(T_c) = n_{ref}[1 - \beta(T_c - T_{ref})]$$

Ec. [4] Sensibilidad Térmica de la Eficiencia

Donde:

- $n(T_c)$: Es la eficiencia de conversión a la temperatura de operación real de la celda.
- n_{ref} : Es la eficiencia medida bajo condiciones estándar (STC), usualmente a 25°C.
- β : Es el coeficiente de temperatura de la eficiencia, generalmente negativo (entre -0.3°C y -0.5°C) que indica cuánto porcentaje de eficiencia se pierde por cada grado Celsius que aumenta la temperatura.
- T_c : Temperatura real de la celda fotovoltaica.
- T_{ref} : Temperatura de referencia (STC = 25°C).

Según Mogrovejo-Narvaez et al. (2024), en Ecuador, la adopción de estas tecnologías enfrenta retos específicos en debido al mercado, pues, aunque los paneles monocristalinos son los más eficientes para espacios limitados, su implementación resulta conflictiva debido a los altos los costos iniciales en comparación con los paneles policristalinos. De acuerdo con la tesis de Peralta (2018), la estabilidad del flujo energético es esencial para el Sistema de Gestión de Baterías (BMS); por lo tanto, maximizar la captación en el menor área posible asegura que el banco de baterías reciba la corriente necesaria para mantener su funcionamiento dentro de los rangos de seguridad establecidos.

Tabla 4 *Tabla de rentabilidad según los distintos tipos de paneles solares*

Tecnología	Eficiencia	Costo	Vida útil
Monocristalinas	18%-22%	Alto	25-30 años
Policristalinas	15%-18%	Moderado	20-25 años
Película delgada	10%-12%	Bajo	15-20 años
PERC	20%-22%	Alto	25-30 años

Nota. Adaptado de A REVIEW OF Solar Panel Efficiency: The Influence of Installation Angles And Design de Yanda et al. (2024). Traducción propia.

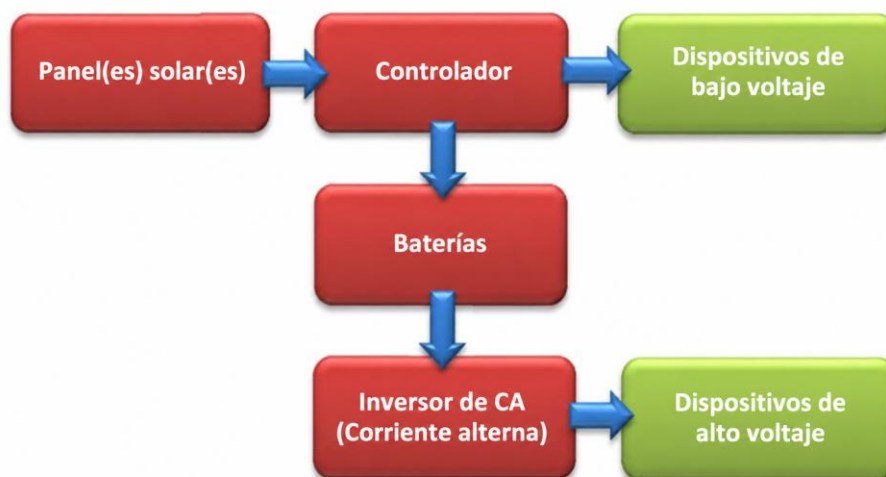
2.5.3 Componentes de un sistema solar autónomo (Off-grid)

Un sistema fotovoltaico autónomo, o sistema off-grid, es una solución que proporciona energía eléctrica sin necesidad de conectarse a la red de distribución pública. De acuerdo con el esquema técnico de Adesina et al. (2023), estos sistemas se estructuran en cuatro bloques fundamentales que permiten la captura, regulación, almacenamiento y conversión de energía. La eficiencia de la microrred está influenciada por la compatibilidad

técnica de estos componentes, sobre todo cuando se incorporan tecnologías de almacenamiento de diversas etapas de vida útil.

1. Arreglo Fotovoltaico (Generador): Es el conjunto de paneles solares encargados de transformar la irradiancia en corriente continua (DC).
2. Controlador o Regulador de Carga: Este dispositivo funciona como un intermediario inteligente entre los paneles solares y el banco de baterías. Se encarga de gestionar el flujo de corriente para prevenir sobrecargas o descargas excesivas.
3. Banco de Almacenamiento (Baterías): se encarga de acumular la energía sobrante generada durante las horas de sol, permitiendo su uso en la noche o en períodos de baja radiación. En este estudio, el banco de baterías es fundamental, especialmente al utilizar celdas de segunda vida de vehículos eléctricos. Hasan y Serra Altinoluk (2023) subrayan que para integrar estos sistemas es necesario contar con un Sistema de Gestión de Baterías (BMS) que monitoree de manera continua el Estado de Carga (SOC) y el Estado de Salud (SOH) para garantizar la seguridad en su operación.
4. Inversor de Corriente: transforma la corriente continua (DC) almacenada en las baterías en corriente alterna (AC), permitiendo el funcionamiento de cargas convencionales.

Figura 30 Sistema fotovoltaico aislado de la red



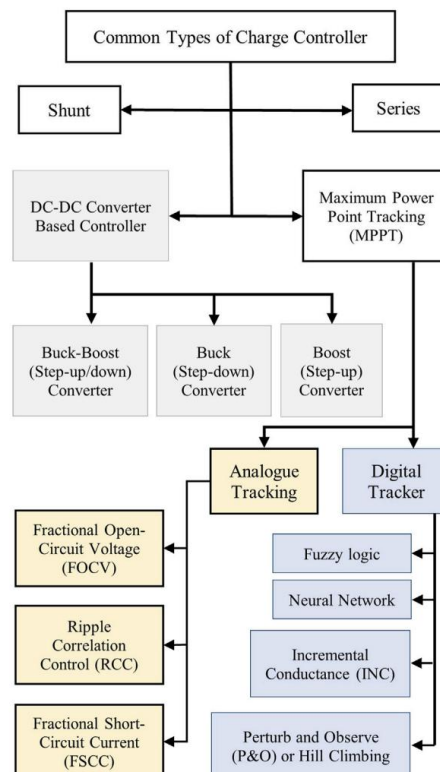
Nota. La figura muestra el flujo básico de energía dentro de un sistema solar autónomo. Tomado de Adesina et al. (2023).

2.5.4 El rol del controlador de carga y el inversor de corriente

Dentro de un sistema solar autónomo, el controlador de carga y el inversor cumplen funciones importantes para la gestión y estabilidad energética del sistema. El controlador de carga regula el flujo de energía entre los paneles fotovoltaicos y el banco de baterías; evitando sobrecargas, descargas profundas y condiciones que puedan acelerar la degradación electroquímica de las celdas. Apeh et al. (2021) explican que los controladores con tecnología MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) trabajan mediante etapas de carga tipo Bulk, Absorption y Float; estrategia que ayuda a mantener un proceso de carga más estable y eficiente para las baterías de ion-litio.

Hasan y Serra Altinoluk (2023) señalan que los controladores MPPT pueden extraer hasta un 30% más energía respecto a reguladores Pulse Width Modulation PWM, por sus siglas en inglés; particularmente porque ajustan continuamente el punto de operación del sistema según cambios de irradiancia y temperatura ambiental. La Figura 31 muestra los tipos más comunes de controladores solares utilizados en sistemas fotovoltaicos; evidenciando las diferencias funcionales entre tecnologías PWM y MPPT dentro de aplicaciones off-grid.

Figura 31 Tipos comunes de controladores de carga solar



Nota. La figura presenta la clasificación de los controladores de carga utilizados en sistemas fotovoltaicos; se distinguen controladores tipo *shunt*, serie, convertidores DC–DC y sistemas con *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). Tomado de Hasan y Serra Altinolu (2023).

Por otro lado, el inversor se encarga de transformar la corriente continua (DC) almacenada en las baterías hacia corriente alterna (AC) utilizable por los equipos eléctricos. Dua et al. (2021) indican que, en sistemas autónomos, el inversor debe soportar corrientes de arranque elevadas y mantener una onda senoidal pura; especialmente para proteger dispositivos electrónicos sensibles y cargas inductivas como motores o herramientas eléctricas.

Peralta (2018) menciona que, en sistemas basados en baterías del EV, el inversor también debe coordinarse con el controlador de carga para desconectarse automáticamente cuando se detecten niveles críticos de descarga. Además, el sistema requiere protecciones complementarias como fusibles, disyuntores DC y supresores de transitorios; componentes que ayudan a aislar el banco de baterías frente a fallas eléctricas o variaciones energéticas asociadas a las condiciones de radiación presentes en el Distrito Metropolitano de Quito.

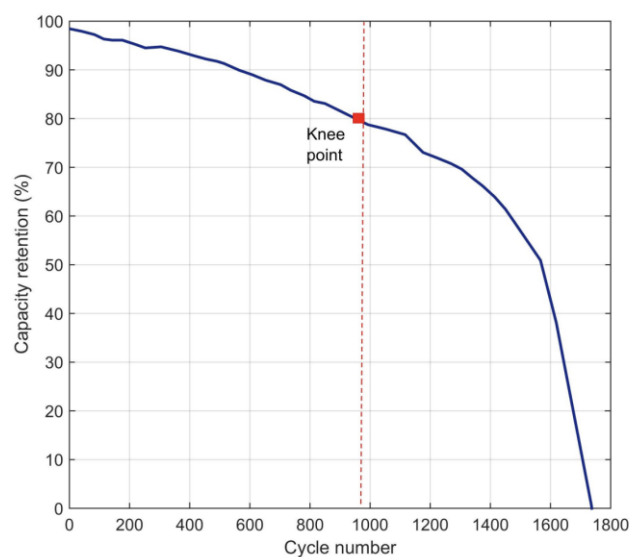
2.6 Sistemas de Almacenamiento de Energía Estacionaria (BESS)

La implementación de baterías de segunda vida (SLB) es una estrategia clave para estabilizar e incentivar la generación de energías limpias en un mundo que se electrifica cada vez más. Según Faessler (2021), la demanda global de electricidad está creciendo, impulsada por un enfoque en el consumo sostenible y la transición hacia fuentes renovables temporales, como la energía solar y eólica. En este sentido, los sistemas de almacenamiento que reutilizan baterías de vehículos eléctricos desechadas se presentan como soluciones eficientes, escalables y, lo más importante, como alternativas más económicas y sostenibles en comparación con los sistemas de almacenamiento de baterías nuevas.

El aprovechamiento de la energía de las baterías retiradas del sector automotriz es posible porque su extracción no significa que se haya agotado por completo su potencial electroquímico, sino que simplemente ha disminuido su rendimiento para la movilidad dinámica. Según Gharebaghi et al. (2025), las baterías de vehículos eléctricos suelen ser retiradas cuando su estado de salud (SoH) llega a aproximadamente el 80%, lo que ocurre en un periodo de 10 y 20 años. Esta energía residual permite reacondicionar las baterías para su uso en sistemas de almacenamiento de energía estacionaria (BESS), donde se obtienen

importantes beneficios económicos y ambientales al extender su vida útil y retrasar el impacto del reciclaje final, al mismo tiempo que se proporciona una fuente confiable de energía eléctrica autónoma. Además, es importante señalar que la efectividad de estos sistemas estacionarios depende de la capacidad de respuesta y la gestión técnica de las celdas recuperadas, que deben adaptarse a perfiles de carga menos exigentes. Por lo tanto, el concepto de segunda vida no solo ataca al problema del desecho prematuro, sino que convierte un pasivo ambiental en un activo estratégico para la integración de sistemas fotovoltaicos en distintos campos.

Figura 32 *Punto de inflexión” en las curvas de degradación de la batería*



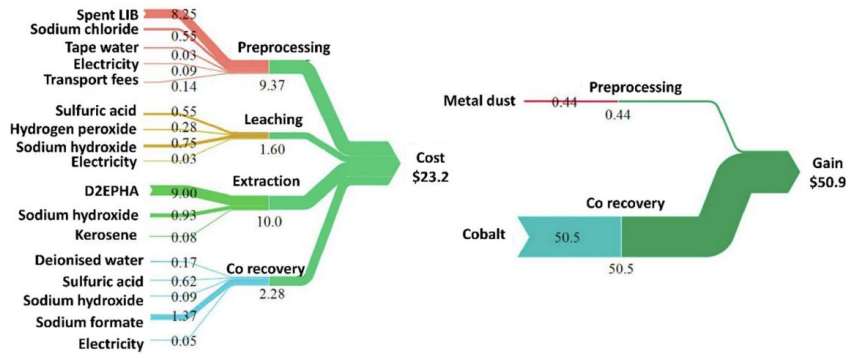
Nota. La figura muestra la pérdida progresiva de capacidad de una batería durante ciclos sucesivos de carga y descarga. Tomado de Gharebaghi et al. (2025).

El análisis de la viabilidad financiera para implementar sistemas de almacenamiento de energía (BESS) destaca que la reducción es un factor muy importante la adopción masiva de energías renovables. Según Gharebaghi et al. (2025), el uso de baterías de segunda vida puede reducir significativamente la inversión inicial, con costos que varían entre el 30% y el 70% del precio de un sistema que utiliza celdas nuevas. Es por esto que esta ventaja permite que proyectos de suministro eléctrico autónomo (antes demasiado costosos por el alto precio de los componentes químicos nuevos), se conviertan en opciones económicamente viables para sectores académicos e industriales que buscan mejorar su eficiencia operativa a un costo reducido.

Por otro lado, la rentabilidad de estos sistemas se ve impulsada porque no existe un impacto económico inicial muy grande. Según Faessler (2021), la ventaja económica de las

baterías reutilizadas se basa en su capacidad para proporcionar servicios de soporte a la red y gestión de carga, con un costo nivelado de almacenamiento de energía (LCOS) que es notablemente más bajo que el de las tecnologías tradicionales. Al retrasar la necesidad de procesos de reciclaje que son costosos y complicados, el modelo de negocio de segunda vida convierte un componente desechado en un activo productivo que genera valor económico directo a través del ahorro en la factura eléctrica y la optimización de la infraestructura fotovoltaica ya existente en el campus (Gharebaghi et al., 2025).

Figura 33 Desglose del costo económico y la ganancia para el reciclaje de LIB mediante hidrometalurgia.



Nota. La figura muestra el balance de costos y ganancias asociado al proceso de reciclaje de baterías de ion-litio usadas. Tomado de Biswal et al. (2024).

2.6.1 Integración de baterías de segunda vida en microrredes

La integración de baterías de segunda vida en microrredes permite aprovechar la capacidad residual de baterías retiradas de vehículos eléctricos para aplicaciones estacionarias de menor exigencia energética. Según Faessler (2021), la creciente electrificación global y el aumento de energías renovables han impulsado la necesidad de soluciones de almacenamiento más accesibles y sostenibles. Asimismo, Gharebaghi et al. (2025) señalan que las baterías suelen retirarse cuando alcanzan aproximadamente el 80 % de su estado de salud, conservando todavía suficiente capacidad para aplicaciones estacionarias. De forma similar, Izquierdo-Monge et al. (2024) demostraron que baterías LFP reutilizadas pueden integrarse exitosamente en microrredes inteligentes para almacenar excedentes energéticos y reducir costos operativos. Debido a estas ventajas técnicas y económicas, la reutilización de baterías requiere sistemas de gestión energética capaces de optimizar los procesos de almacenamiento y descarga.

2.6.2 Gestión del almacenamiento para la mitigación de la intermitencia solar

La gestión energética dentro de sistemas BESS permite disminuir los efectos de la intermitencia asociada a la generación fotovoltaica. La producción de energía solar depende de las condiciones climáticas y de la disponibilidad de radiación durante el día, generando variaciones constantes en el suministro eléctrico. Los sistemas de almacenamiento permiten acumular excedentes energéticos en horas de mayor irradiación y liberarlos posteriormente durante períodos de baja generación o alta demanda. Además, el uso de controladores, inversores híbridos y sistemas SCADA facilita la supervisión y optimización de los ciclos de carga y descarga en microrredes inteligentes (Izquierdo-Monge et al., 2024). Debido a que las baterías reutilizadas presentan diferentes niveles de degradación y capacidad residual, resulta necesario implementar mecanismos de control y protección que garanticen la operación segura del sistema.

2.6.3 Protocolos de seguridad, protección eléctrica y gestión térmica

Los protocolos de seguridad y gestión térmica son esenciales para garantizar el funcionamiento seguro de sistemas BESS basados en baterías de ion-litio reutilizadas. Según He et al. (2024), la seguridad de un sistema BESS depende de múltiples capas de protección integradas en las celdas, módulos, racks y sistemas de control. Entre los principales mecanismos de protección se encuentran los sistemas BMS, fusibles, contactores eléctricos y sensores ambientales encargados de monitorear corriente, voltaje y temperatura. Además, las baterías de ion-litio pueden experimentar Runaway térmico cuando la generación de calor supera la capacidad de disipación térmica, provocando reacciones exotérmicas peligrosas e incluso incendios (He et al., 2024). Debido a estos riesgos operativos, la gestión térmica y los estándares internacionales de seguridad se convierten en elementos fundamentales para la reutilización segura de baterías.

2.7 Economía Circular y Marco Sostenible

La economía circular busca extender la vida útil de los recursos y reducir la generación de residuos mediante estrategias de reutilización y reciclaje. En el caso de las baterías de ion-litio, este enfoque resulta especialmente importante debido al incremento acelerado del mercado de vehículos eléctricos y al crecimiento futuro de baterías fuera de servicio. Muchas de estas baterías todavía conservan entre el 70 % y 80 % de su capacidad operativa, lo que permite su reutilización en sistemas estacionarios antes de iniciar procesos

de reciclaje. Además, la reutilización disminuye la necesidad de fabricar nuevas baterías y reduce la extracción de materiales críticos como litio, níquel y cobalto. Dentro de este contexto sostenible, el análisis del ciclo de vida permite evaluar los impactos ambientales asociados al uso y reutilización de baterías.

2.7.1 Análisis del ciclo de vida (ACV) de las baterías de litio

El análisis del ciclo de vida (ACV) permite evaluar los impactos ambientales de las baterías de ion-litio desde la extracción de materias primas hasta su disposición final. Este análisis considera procesos relacionados con minería, fabricación, transporte, utilización y reciclaje de las baterías. Aquí se indica que la fabricación de baterías representa una de las etapas con mayor consumo energético y generación de emisiones dentro de la industria automotriz eléctrica. La reutilización de baterías en sistemas BESS permite extender el periodo operativo de los componentes y distribuir el impacto ambiental inicial durante más años de funcionamiento. Debido a estos beneficios ambientales y energéticos, resulta necesario comparar los efectos de la reutilización frente a la disposición final prematura de las baterías.

2.7.2 Impacto ambiental de la disposición final frente a la reutilización

La reutilización de baterías de segunda vida presenta menores impactos ambientales en comparación con la disposición final inmediata de baterías fuera de uso. Cuando las baterías son desechadas sin procesos adecuados de tratamiento, existe riesgo de contaminación ambiental debido a la presencia de materiales químicos y metales pesados. Además, la eliminación temprana incrementa la necesidad de extracción de nuevas materias primas para fabricar sistemas de almacenamiento adicionales. Según Gharebaghi et al. (2025), la reutilización permite retrasar procesos de reciclaje costosos mientras se aprovecha la energía residual disponible en las celdas recuperadas. Asimismo, el uso de baterías reutilizadas puede reducir considerablemente los costos iniciales de implementación, alcanzando valores equivalentes entre el 30 % y 70 % del precio de sistemas nuevos. Debido al crecimiento de estas aplicaciones, se han desarrollado normativas internacionales enfocadas en garantizar la seguridad y confiabilidad del reúso de baterías.

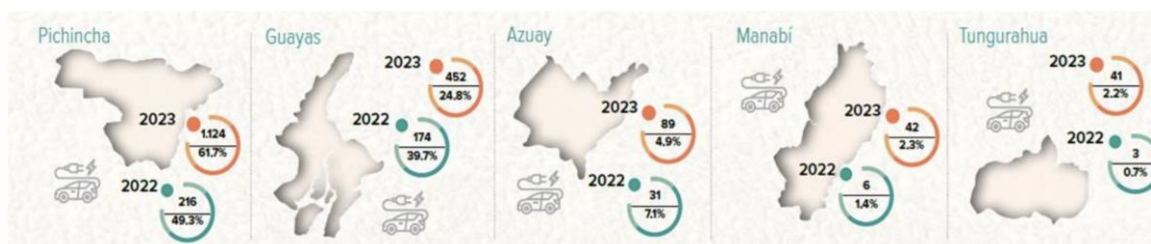
2.7.3 Estándares internacionales de seguridad para el reúso de baterías

Los estándares internacionales de seguridad establecen criterios técnicos para garantizar el uso seguro de baterías reutilizadas en aplicaciones estacionarias. Estas normativas incluyen procedimientos relacionados con ensayos eléctricos, evaluación del estado de salud, control térmico y protección contra sobre corrientes dentro de sistemas BESS. Asimismo, los sistemas BMS permiten supervisar parámetros críticos como voltaje, corriente y temperatura para mantener las baterías dentro de rangos seguros de operación (He et al., 2024). Según He et al. (2024), la implementación de múltiples capas de seguridad reduce significativamente los riesgos asociados a Runaway térmico y fallas operativas en sistemas de almacenamiento. Debido a la necesidad de una gestión segura y sostenible, Ecuador enfrenta actualmente desafíos importantes relacionados con el tratamiento y regulación de residuos provenientes de baterías de ion-litio.

2.8 Situación actual de la gestión de residuos eléctricos en Ecuador

La gestión de los residuos de baterías de litio en Ecuador está en una fase inicial, donde se observa una desconexión entre el aumento de vehículos eléctricos y la capacidad para procesar estos residuos. Según Suárez (2025), el país no cuenta con instalaciones industriales específicas para el reciclaje de celdas de iones de litio, lo que lleva a considerar la exportación de estos residuos o a formar alianzas estratégicas con países que tengan tecnologías de pirometalurgia e hidrometalurgia. Esta falta de infraestructura no es algo nuevo; desde hace décadas, se ha notado una ausencia de sistemas centralizados de recolección y una cultura limitada en la disposición de desechos electrónicos, lo que ha resultado en una acumulación desordenada de componentes de alta potencia en áreas urbanas y vertederos (Merino, 2010).

Figura 34 Venta de vehículos eléctricos en las principales provincias de Ecuador



Nota. La figura presenta la distribución de vehículos eléctricos registrados en las provincias de Pichincha, Guayas, Azuay, Manabí y Tungurahua durante 2022 y 2023. Tomado de Castillo-Calderón et al. (2024).de

En el ámbito normativo, el marco regulatorio nacional presenta importantes vacíos que complican la implementación de modelos de economía circular a gran escala. Aunque existe el Código Orgánico del Ambiente (COA), que establece directrices generales para el manejo de residuos peligrosos, aún no se han promulgado políticas específicas que regulen el ciclo de vida completo de las baterías de tracción vehicular (Suárez, 2025). Como resultado no se controla el desecho prematuro de las baterías que todavía conservan entre el 70% y 80% de su capacidad pues las leyes impiden que estos activos energéticos sean reincorporados al sistema de manera eficiente y segura.

3. MÉTODOLOGÍA

3.1. Diseño y enfoque de la investigación

La presente investigación adopta un enfoque cuantitativo de nivel experimental y descriptivo. Es cuantitativo puesto que se fundamenta en la recolección y análisis de datos técnicos (voltaje, corriente, temperatura y vatiaje) obtenidos durante un periodo de monitoreo de seis meses. El diseño es experimental dado que se manipulan las condiciones de carga y balanceo de los módulos de batería para observar su comportamiento en una aplicación estacionaria.

Para garantizar el rigor científico, se han identificado las siguientes variables:

- Variable Independiente: El proceso de balanceo, carga y descarga controlado mediante el equipo Charger Research.
- Variable Dependiente: La capacidad de entrega de potencia (vatiaje) y la estabilidad de voltaje en los paquetes de segunda vida.
- Variables de Control: La temperatura ambiente de prueba, la química original de las celdas (Ion-Litio NMC del KIA Soul EV) y la configuración serie-paralelo de los paquetes.

3.2. Definición de celda, paquete y banco de baterías

Para garantizar precisión terminológica a lo largo de esta investigación, se establecen las siguientes definiciones técnicas que describen los tres niveles de organización del sistema de almacenamiento en la tabla 5.

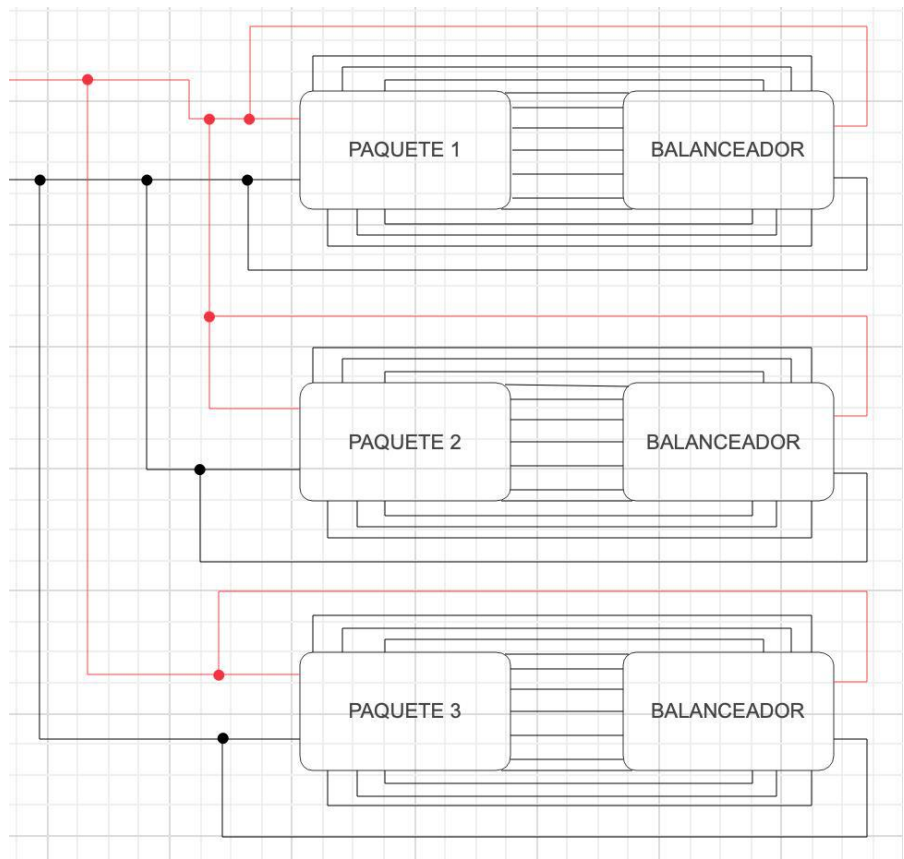
Tabla 5 *Jerarquía de componentes del sistema de almacenamiento*

Nivel	Denominación	Descripción técnica
Nivel 1	Celda	Unidad electroquímica mínima de almacenamiento. Química NMC (Níquel-Manganeso-Cobalto). Voltaje nominal: 3.70 V. Capacidad nominal: 75 Ah. Voltaje máximo: 4.20 V. Voltaje mínimo de corte: 2.80 V.
Nivel 2	Paquete (módulo)	14 celdas en serie $\times$ 2 en paralelo internamente (14S2P). Voltaje nominal 51.8V. Tres paquetes: KIA-01, KIA-02, KIA-03, cada uno con SOH propio (no un valor único)
Nivel 3	Banco de baterías	3 paquetes en paralelo = 14S6P. Voltaje nominal 51.8V (máx. configurado 56.0V). Capacidad real 184.2 Ah. Energía bruta 9.54 kWh

Nota. *Elaboración propia a partir de datos de fábrica KIA Soul EV y cálculos del sistema.*

La siguiente figura 35 se puede visualizar las conexiones para los paquetes de baterías donde se puede observar las conexiones en serie y paralelo para que el conjunto de paquetes pueda llegar al objetivo del voltaje necesario para la función correcta del proyecto.

Figura 35 Diagrama de conexión para los paquetes de batería



Nota: Elaboración propia dentro del programa EdrawMax.

Dentro de la configuración eléctrica final para el cando se pruebas la cual se la denomino como 14S6P, donde se encuentran conectados los 3 paquetes de 14 celdas en serie cada uno 51.8 V nominal (56.0 V máx. configurado) mientras que a su vez se multiplica la capacidad a diferencia de un solo paquete. Dentro de la Tabla 6 se detalla los parámetros eléctricos consolidados del banco para la configuración final.

Tabla 6 Parámetros eléctricos del banco de baterías en configuración 14S6P

Parámetro	Por paquete	Banco completo
Celdas en serie	14	14
Paquetes en paralelo	1	3 (=6P a nivel celda)
Voltaje nominal	51.8 V	51.8 V
Voltaje máx. configurado (CV)	56.0 V (4.0 V/celda)	56.0 V
Voltaje mín. corte (COU)	46.0 V (3.29 V/celda)	46.0 V
Capacidad real (según SOH mínimo)	Ver Tabla 1.2 de este documento	184.2 Ah
BMS instalado	Ninguno	Ninguno — gestión solo por voltaje de bus vía inversor

Nota. Elaboración propia.

3.3. Fases del Desarrollo del Proyecto

Para cumplir con los objetivos planteados bajo el enfoque experimental descrito, la investigación se estructuró y ejecutó siguiendo tres fases metodológicas secuenciales:

- Fase 1: Diagnóstico y Reacondicionamiento Físico. Inició con el desmontaje seguro de los paquetes de baterías provenientes del KIA Soul EV. Posteriormente, se aplicaron protocolos de medición y ciclos de carga/descarga (utilizando equipos como el Charger Research) para someter los módulos a una matriz estricta de evaluación y descarte, seleccionando únicamente aquellos que superaron el umbral de viabilidad operativa (SoH).
- Fase 2: Diseño, Dimensionamiento y Simulación. Con los datos obtenidos de los módulos viables obtenidos en la fase anterior, se procedió a dimensionar matemáticamente el banco de almacenamiento bajo una arquitectura 14S6P (56 V). Estos parámetros se integraron al software PVsyst para simular el comportamiento energético del arreglo fotovoltaico y garantizar la suficiencia del sistema ante la demanda proyectada.
- Fase 3: Implementación y Validación Operativa. Consistió en el ensamblaje físico de la microrred fotovoltaica estacionaria (acoplando paneles, controlador, inversor y banco de baterías). Finalmente, se encendió el sistema para registrar los parámetros eléctricos reales de operación y, con estos datos, aplicar los modelos matemáticos que determinaron analíticamente la capacidad de reserva en minutos y la proyección de vida útil residual del banco.

Para ejecutar esta validación operativa, se estructuró un protocolo denominado “Ensayo de Descarga (ED)”. Se definieron dos perfiles de consumo reales: un escenario de Carga Base (ED-1, con una demanda promedio de ~ 110 W) y un escenario de Carga Moderada (ED-2, con una demanda promedio de ~ 311 W). El protocolo consistió en someter el banco de baterías a dichas cargas, registrando la caída de tensión (ΔV) en intervalos sistemáticos de 30 minutos mediante instrumentación digital. La recolección de estos datos permitió calcular el factor de descarga global del sistema bajo diferentes regímenes de estrés, facilitando la contrastación de la autonomía real frente a las proyecciones teóricas.

Los datos empíricos obtenidos de estos ensayos, específicamente el promedio del factor de descarga global, sirvieron como base paramétrica para el desarrollo de un modelo matemático predictivo denominado 'Calculadora de Descarga'. Esta herramienta fue estructurada para estimar de forma precisa el voltaje final del banco de baterías y su autonomía restante, ingresando como variables independientes el voltaje inicial, la potencia de la carga conectada (W) y el tiempo estimado de uso (h) en escenarios de suministro sin apoyo de generación fotovoltaica.

4. RESULTADOS

4.1. Procedimientos experimentales

4.1.1 Protocolo de diagnóstico y recolección de datos

El desmontaje de los paquetes de baterías se realizó en un laboratorio de la Universidad Internacional del Ecuador, utilizando equipos especializados para intervenir de forma segura sistemas de alta tensión. Antes de iniciar el procedimiento, el equipo de trabajo recibió una capacitación impartida por CISE Electronics sobre manejo, desconexión y diagnóstico de baterías de ion-litio; esta preparación permitió reducir riesgos eléctricos y mecánicos durante la apertura del paquete y la manipulación de los módulos.

Durante el proceso de desmontaje se siguieron los pasos descritos a continuación, bajo medidas estrictas de seguridad eléctrica y mecánica:

1. Se realizó la apertura de la carcasa del paquete de baterías, la cual se encontraba sujeta mediante 10 tuercas y 40 pernos de fijación. Para retirar estos elementos se utilizaron herramientas manuales certificadas para trabajo en vehículos eléctricos, entre ellas una racha de media pulgada con dado N.º 10. Este procedimiento permitió acceder a la estructura interna del paquete sin comprometer la integridad física de los módulos, como se muestra en la Figura 36.

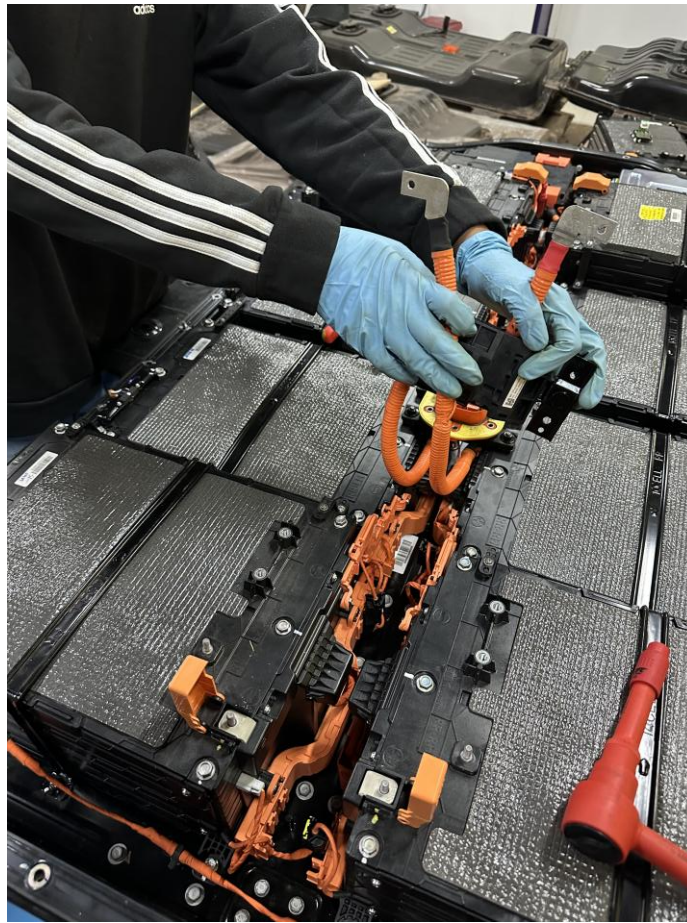
Figura 36 *Desmontaje de la carcasa de la batería Kia Soul EV.*



Nota: Elaboración propia.

2. Una vez abierta la carcasa, se procedió a desconectar el puente eléctrico que unía los bloques A y B del paquete de baterías. Esta acción fue realizada como primera medida de seguridad interna, ya que permitió interrumpir la circulación de corriente entre ambos bloques antes de continuar con la manipulación del sistema. En el interior del paquete se identificaron módulos conformados por grupos de 10 y 14 celdas, distribuidos dentro de la arquitectura de alta tensión del KIA Soul EV. El procedimiento de desconexión se observa en la Figura 37.

Figura 37 *Desconexión del puente entre bloques*



Nota: Elaboración propia.

3. Con el puente principal desconectado y el sistema dividido eléctricamente, se continuó con la desconexión de los conectores de alta tensión. Esta etapa se ejecutó de forma progresiva para evitar contactos accidentales, daños en el cableado o esfuerzos mecánicos sobre los terminales. La desconexión de estos conectores permitió liberar los módulos internos y preparar el paquete para su extracción individual, como se presenta en la Figura 38.

Figura 38 *Reconexión de conectores de alta tensión*



Nota: Elaboración propia.

4. Posteriormente, se extrajeron los módulos de mayor tamaño de manera individual, con el fin de realizar su clasificación, diagnóstico eléctrico y reacondicionamiento. Esta etapa permitió separar los módulos según su condición física, voltaje inicial y posibilidad de ser sometidos a pruebas de carga y descarga controlada. La extracción individual también facilitó el registro de datos para evaluar su posible reutilización en el sistema estacionario propuesto, como se presenta en la Figura 39.

Figura 39 *Extracción de los paquetes individuales del paquete de baterías*



Nota: Elaboración propia.

Dentro de la Tabla 7 se presenta un resumen de los principales elementos de fijación retirados durante el desmontaje del paquete de baterías del KIA Soul EV, así como las herramientas utilizadas en cada etapa del procedimiento. Esta información permite documentar el proceso de intervención técnica y dejar evidencia de los recursos empleados para una manipulación segura del sistema de alta tensión.

Tabla 7 *Elementos de fijación y herramientas utilizadas en el desmontaje*

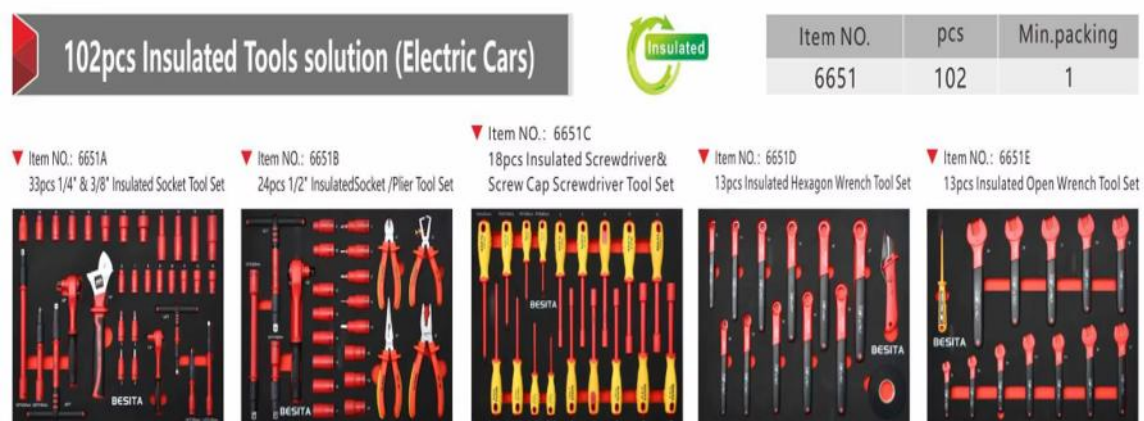
Elemento de fijación			Cantidad	Herramienta utilizada
Tuercas	perimetrales	de	10	Racha de media pulgada con dado No. 10 (Herramientas para trabajo en carro eléctrico)
carcasa				
Pernos de fijación	internos		40	Racha de media pulgada con dado No. 10 (Herramientas para trabajo en carro eléctrico)

Puente de conexión entre bloques (con fusible de servicio)	1	Desconexión manual — herramienta de aislamiento dieléctrico
Conectores de alta tensión de módulos	Según módulo	Multímetro de verificación de tensión cero antes de manipular

Nota: Elaboración propia. Proceso realizado en laboratorio de baterías UIDE.

Para realizar un desmontaje seguro se utilizó una caja de herramientas con aislamiento eléctrico, diseñada para intervenciones en vehículos híbridos y eléctricos. Este tipo de herramienta reduce el riesgo de contacto accidental con elementos energizados y permite trabajar sobre conectores, pernos y módulos de alta tensión con mayor control técnico. En la Figura 40 se presenta la ficha técnica de la caja de herramientas Besita, empleada durante el proceso de desmontaje del paquete de baterías del KIA Soul EV.

Figura 40 Ficha técnica de la caja de herramientas Besita.



Nota: La siguiente imagen muestra las características de la caja utilizada para el desmontaje de las baterías de ion-litio del paquete de baterías del Kia Soul Ev. Tomada de la página de Besita,

4.1.2. Protocolo de diagnóstico en celdas individuales

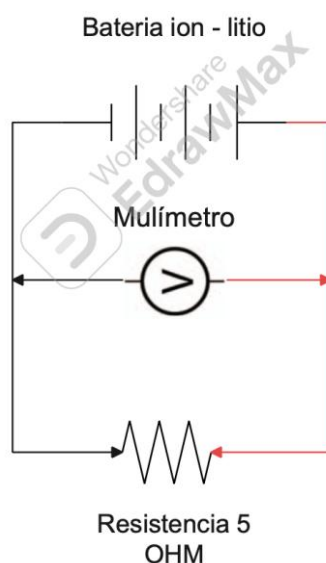
Se desarrolló un protocolo de diagnóstico para obtener información técnica sobre el State of Health (SoH) real de las celdas extraídas del paquete de baterías del KIA Soul EV. Las pruebas fueron manuales y se definieron a partir de la capacitación recibida por CISE Electronics; además, se organizaron en dos etapas. La primera etapa se aplicó sobre celdas

individuales, mientras que la segunda se orientó a pruebas sobre paquetes de baterías conformados con módulos provenientes de distintos conjuntos del vehículo.

Durante la primera etapa se trabajó con tres celdas disponibles en el laboratorio. El objetivo fue identificar su voltaje inicial, comportamiento durante descarga controlada y respuesta eléctrica bajo condiciones de prueba estandarizadas. Las actividades ejecutadas fueron las siguientes:

1. Se realizó una medición de voltaje inicial en reposo, mediante prueba de circuito abierto u Open Circuit Voltage (OCV). En esta etapa se obtuvieron valores promedio cercanos a 3.70 V, los cuales se consideran coherentes con el rango normal de operación de celdas NMC. Esta medición permitió establecer una primera referencia del estado eléctrico de cada celda antes de iniciar el proceso de descarga.
2. Posteriormente, se ejecutó una descarga controlada utilizando una resistencia fija de $5\ \Omega$ y 20 W, lo cual permitió aplicar una corriente decreciente conforme disminuía el voltaje de la celda. Los datos fueron registrados en intervalos de 10 minutos desde el inicio de la prueba, manteniendo el monitoreo hasta que cada celda alcanzó un voltaje de 1.80 V. Este valor fue definido como punto de corte para detener la descarga y evitar condiciones de sobre descarga profunda. Las pruebas realizadas sobre las tres celdas tuvieron una duración total de 26 horas con 50 minutos. En la Figura 41 se observa el montaje utilizado para la descarga mediante resistencia fija.

Figura 41 Prueba de descarga con resistencia fija de $5\ \Omega$ y 20 W



Nota: Se utilizó un osciloscopio para recolectar datos mucho más precisos del estado de cada celda. El proceso se repitió con todas las celdas individuales.

3. Como siguiente paso, se realizó una prueba de recarga con una fuente regulable. Cada celda fue conectada individualmente y se aplicó una corriente de 1 A, con el propósito de elevar progresivamente el voltaje hasta 2.50 V. Una vez alcanzado este valor, la prueba se prolongó durante una hora adicional bajo la misma corriente de carga; al finalizar, las celdas registraron un voltaje aproximado de $2.80 \text{ V} \pm 0.05 \text{ V}$. Este procedimiento permitió observar la respuesta inicial de recuperación de voltaje después de la descarga controlada.
4. Para cerrar las pruebas en celdas individuales, se ejecutó una descarga a 1 A durante una hora, con el fin de registrar la energía real entregada por cada celda bajo una condición controlada. Con los datos obtenidos, se calculó el State of Health (SoH) mediante la relación entre la capacidad medida y la capacidad nominal original de la celda. El resultado aproximado fue un SoH cercano al 30%, lo que indica una degradación avanzada frente a los valores esperados para una batería en primera vida automotriz.
5. En la segunda etapa, se repitió el procedimiento con celdas provenientes de distintos paquetes de baterías. En este caso, las mediciones se registraron cada 30 minutos, en lugar de cada 10 minutos, con el propósito de comparar el comportamiento general bajo un intervalo de monitoreo más amplio. Los resultados fueron similares a los obtenidos en la primera etapa; las tres celdas evaluadas presentaron un SoH aproximado del 30%, confirmando una tendencia homogénea de pérdida de capacidad en las muestras analizadas. Las Tablas 8 y 9 resumen los resultados obtenidos durante las pruebas de descarga, recarga y estimación del estado de salud de las celdas.

Tabla 8 Resultados del diagnóstico en celdas individuales

Muestra	Origen	V inicial (V)	V final descarga (V)	Tiempo descarga	V tras recarga (V)	SoH estimado (%)
Celda 1	Paquete A	3.70	1.80	26h 50min	2.80 ±0.05	~30
Celda 2	Paquete B	3.70	1.80	26h 50min	2.80 ±0.05	~30
Celda 3	Paquete C	3.70	1.80	26h 50min	2.80 ±0.05	~30

Nota. Descarga con resistencia 5 Ω / 20 W. Intervalo de medición: cada 10 minutos. Recarga: fuente regulable 1 A.

Tabla 9 Resultados del diagnóstico en pares de celdas en serie

Par de celdas	Origen	V inicial (V)	V final descarga (V)	Intervalo medición	V tras recarga (V)	SoH estimado (%)
Par No. 1	Paquete A	7.40	3.60	Cada 30 min	5.60 ±0.10	~30
Par No. 2	Paquete B	7.40	3.60	Cada 30 min	5.60 ±0.10	~30
Par No. 3	Paquete C	7.40	3.60	Cada 30 min	5.60 ±0.10	~30

Nota. Mismo protocolo que celdas individuales. Intervalo de medición: cada 30 minutos.

4.1.3. Diagnóstico de paquetes completos — primera fase (paquetes universitarios)

Después de realizar las pruebas en celdas individuales y pares de celdas, se procedió con la evaluación de cinco paquetes grandes, cada uno conformado por 14 celdas. El primer paquete, identificado como P-01, pertenece al mismo grupo de baterías del cual se extrajeron las celdas analizadas previamente. Los paquetes restantes, denominados P-02, P-03, P-04 y P-05, fueron tomados de otros conjuntos de baterías del KIA Soul EV almacenados en la bodega universitaria.

Para esta fase de diagnóstico se utilizó el equipo proporcionado por CISE Electronics, el cual permitió ejecutar pruebas controladas de carga y descarga. Cada paquete fue sometido a ciclos de 1 A durante una hora, tanto en carga como en descarga, con el propósito de estimar su comportamiento eléctrico, identificar posibles desequilibrios internos y determinar su State of Health (SoH) aproximado.

A partir de los datos registrados por el equipo de diagnóstico, se elaboró un resumen comparativo de los cinco paquetes evaluados. La Tabla 10 presenta el origen de cada paquete, el State of Health (SoH) estimado, la condición física observada y la decisión técnica tomada para su posible reutilización.

Tabla 10 *Resultados del diagnóstico de los cinco paquetes*

Paquete	Origen	SoH estimado (%)	Condición física	Decisión
P-01	Mismo grupo que celdas individuales	~30%	Inflado (Visible)	Descartado
P-02	Bodega universitaria (caja de madera)	~70%	Inflado leve	Reservado para reconstrucción parcial
P-03	Bodega universitaria (caja de madera)	~65%	Inflado	Descartado
P-04	Bodega universitaria (caja de madera)	30% (mitad A) / 40% (mitad B)	Inflado	Descartado
P-05	Bodega universitaria (caja de madera)	50% (mitad A) / 45% (mitad B)	Inflado	Descartado

Nota. SoH calculado por mitades del paquete para detección de desequilibrios internos. Elaboración propia.

Los resultados muestran que el paquete P-02 presentó el mejor comportamiento eléctrico, con un State of Health (SoH) aproximado del 70%; valor que puede considerarse apto para una posible aplicación estacionaria, siempre que se realicen pruebas

complementarias de seguridad, estabilidad térmica y balanceo. En cambio, los paquetes P-01, P-04 y P-05 registraron valores bajos de capacidad residual, además de señales físicas de inflado, por lo que fueron descartados para el sistema propuesto.

El caso del paquete P-03 requiere una lectura más cuidadosa. Aunque registró un State of Health (SoH) cercano al 65%, su condición física presentó inflado visible; por ello, no fue seleccionado para reutilización. Esta decisión responde a criterios de seguridad, ya que una batería con deformación física puede presentar degradación interna avanzada, aumento de resistencia, generación de gases o riesgo de falla durante ciclos prolongados de operación. Así, la selección no se basó únicamente en el porcentaje de capacidad residual, sino también en la condición estructural del paquete y en su estabilidad para una segunda vida útil.

4.1.5. Inspección visual y criterio de descarte por degradación física

Aunque el diagnóstico eléctrico se realizó con el equipo de pruebas para baterías de ion-litio, también se efectuó una inspección visual de todos los paquetes considerados para el sistema estacionario. Esta revisión permitió identificar condiciones físicas que no siempre se reflejan de manera inmediata en los valores eléctricos, pero que sí pueden comprometer la seguridad durante una segunda vida útil.

Durante la inspección se observó que la totalidad de los paquetes almacenados en la universidad presentaba hinchazón visible entre celdas; condición conocida como swelling. Este fenómeno suele estar asociado con la generación interna de gases producto de reacciones electroquímicas no deseadas, envejecimiento del electrolito, degradación de materiales activos o exposición prolongada a condiciones inadecuadas de almacenamiento. En baterías de ion-litio, la presencia de swelling representa una señal de deterioro avanzado y exige un criterio conservador de manejo.

La identificación de swelling fue determinante para complementar los resultados obtenidos en el diagnóstico eléctrico. Aunque algunos paquetes todavía registraban valores parciales de capacidad residual, la deformación física observada indicó un estado de degradación que podía afectar la estabilidad térmica, la resistencia interna y la seguridad del sistema. Por esta razón, los paquetes almacenados en la universidad fueron descartados para la integración en el banco estacionario de segunda vida; su condición física no ofrecía garantías suficientes para una operación prolongada y segura.

Para estandarizar el proceso de selección y garantizar la seguridad operativa de la microrred fotovoltaica, se estableció una matriz de control de calidad. Como se mencionó previamente en la revisión de la literatura, los parámetros necesarios se definieron a partir de la evidencia científica consolidada. De esta forma los criterios de selección y descarte establecidos en la Tabla 11 se encuentran directamente respaldados por los fundamentos técnicos consolidados.

Tabla 11 *Criterios de evaluación y descarte para módulos de baterías en segunda vida estacionaria*

Parámetro de Evaluación	Criterio de Aceptación	Criterio de Descarte	Justificación Técnica
Integridad Estructural Física	Carcasa sin deformaciones, geometría plana e intacta.	Presencia de swelling (hinchazón visual) o fugas de electrolito.	El <i>swelling</i> indica acumulación de gases internos por reacciones parásitas o estrés térmico previo, comprometiendo la seguridad e incrementando el riesgo de fuga térmica.
Estado de Salud (SoH)	$\geq 70\%$ de capacidad residual estable.	$< 70\%$ o fluctuaciones erráticas en la medición de capacidad.	Un SoH inferior al 70% para este proyecto, o con alta variabilidad entre celdas del mismo bloque, impide el balanceo efectivo y genera cuellos de botella energéticos.
Estabilidad de Voltaje (OCV)	Retención de voltaje estable y cercana a	Caídas abruptas de voltaje en reposo	Una caída rápida del OCV sin carga

	los parámetros nominales (3.70 V por celda).	(autodescarga acelerada).	conectada es síntoma de micro cortocircuitos internos y aumento severo de la resistencia interna.
Equilibrio Térmico bajo Carga	Temperatura estable y dentro de rangos normales de operación durante los ciclos de prueba.	Puntos calientes localizados o calentamiento acelerado a bajas corrientes.	El sobrecalentamiento bajo regímenes de descarga menores a 0.2C es una alerta crítica de degradación severa de los materiales activos.

Nota: Parámetros de selección definidos a partir del diagnóstico experimental realizado con el equipo de pruebas para baterías de ion-litio y la inspección física de los módulos. Harper et al. (2019) y Börner et al. (2022), Font, Medrano & Coronas (2023) y Peralta (2018)

4.1.6. Solicitud de donación a KIA y diagnóstico de paquetes nuevos

Debido al estado de degradación observado en los paquetes disponibles en la universidad, se elaboró y remitió una solicitud formal a KIA Ecuador para gestionar la donación de tres paquetes grandes de 14 celdas provenientes de baterías del KIA Soul EV. Esta decisión respondió a la falta de módulos aptos dentro del inventario universitario y permitió continuar el proyecto con componentes en mejores condiciones eléctricas y físicas.

Los paquetes donados por KIA Ecuador fueron recibidos ya separados del paquete completo de baterías. A diferencia de los módulos almacenados previamente en la universidad, estos presentaron mejores condiciones generales de conservación y no evidenciaron deformaciones físicas comparables. Para mantener uniformidad metodológica, se aplicó el mismo protocolo de diagnóstico utilizado en las fases anteriores; cada paquete fue identificado como KIA-01, KIA-02 y KIA-03. Los resultados se observan a continuación en la tabla 12.

Tabla 12 Resultados de los paquetes donados por KIA Ecuador

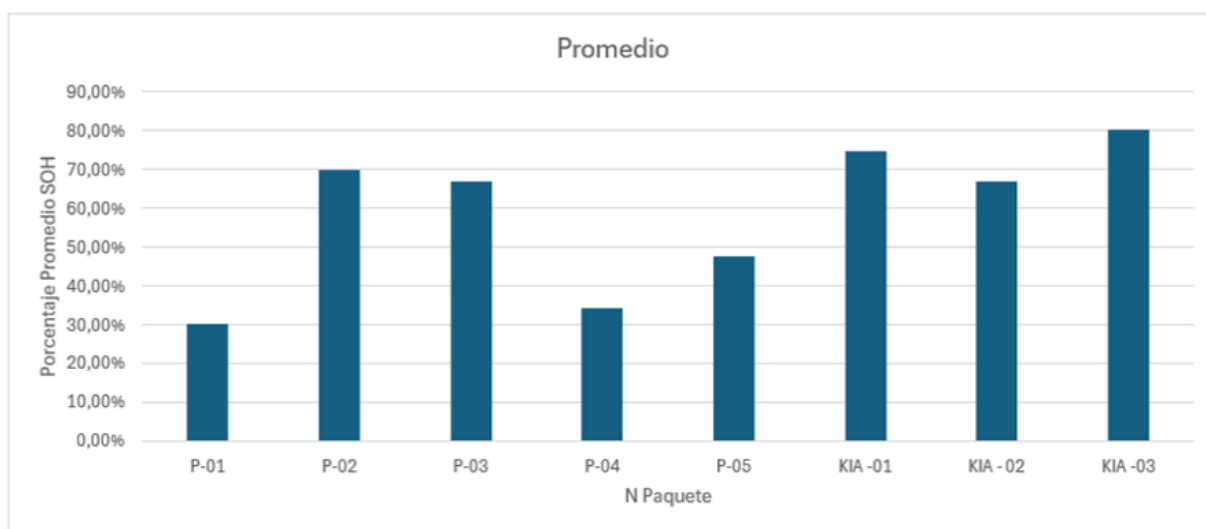
Paquete	Procedencia	SoH obtenido (%)	Condición física	Decisión
KIA - 01	Donación Ecuador	KIA ~70%	Sin carcasa sellada y fue revisado previamente	Seleccionado para banco final
KIA - 02	Donación Ecuador	KIA 65% 71.39%	– Sin carcasa sellada y fue revisado previamente	Seleccionado para banco final con cambio en sus celdas más bajas.
KIA - 03	Donación Ecuador	KIA 79.11% 88.67%	– Sin carcasa sellada y fue revisado previamente	Seleccionado para banco final

Nota. Mismo protocolo de diagnóstico aplicado en fases anteriores. Elaboración propia.

Los resultados evidencian una mejora clara frente a los paquetes almacenados en la universidad. El paquete KIA-03 presentó el mejor desempeño, con valores de State of Health (SoH) entre 79.11% y 88.67%, por lo que fue considerado apto para integrar el banco final. El paquete KIA-01, con un State of Health (SoH) aproximado del 70%, también fue seleccionado debido a su comportamiento estable y condición física aceptable. Se observa en la figura 42 un resumen de los valores de las pruebas realizadas en todos los paquetes.

Figura 42 Resumen de pruebas de SoH de paquetes

Resumen de Pruebas De SoH de Paquetes															
N Paquete	Celda1	Celda2	Celda3	Celda4	Celda5	Celda6	Celda7	Celda8	Celda9	Celda10	Celda11	Celda12	Celda13	Celda14	Promedio
P-01	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
P-02	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
P-03	66,67%	50,00%	68,33%	70,00%	66,67%	66,67%	66,67%	70,00%	66,67%	70,00%	66,67%	70,00%	66,67%	70,00%	66,79%
P-04	28,33%	28,33%	28,33%	28,33%	28,33%	28,33%	28,33%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	34,17%
P-05	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%	47,50%
KIA -01	76,67%	75,00%	75,00%	73,33%	75,00%	73,33%	75,00%	76,67%	75,00%	73,33%	73,33%	73,33%	73,33%	75,00%	74,52%
KIA -02	66,67%	65,00%	65,00%	66,67%	66,67%	66,67%	66,67%	66,67%	66,67%	65,00%	71,39%	71,39%	66,67%	66,67%	66,98%
KIA -03	83,33%	79,11%	79,11%	79,11%	79,11%	79,11%	79,11%	79,11%	79,11%	79,11%	79,11%	79,11%	83,33%	88,67%	80,40%



Nota. Elaboración propia

4.1.7. Ensamblaje del banco definitivo de tres paquetes de 14 celdas

Con base en los resultados obtenidos durante las pruebas de diagnóstico, se definió la configuración del banco de baterías definitivo para el proyecto. La selección de los módulos se realizó considerando dos criterios principales: que el State of Health (SoH) fuera igual o superior al 70% y que no existieran señales visibles de swelling, deformaciones, daños físicos o alteraciones estructurales que pudieran comprometer la seguridad del sistema.

Para el banco final se seleccionaron tres paquetes, identificados como BF-01, BF-02 y BF-03. Cada paquete fue configurado con 14 celdas en serie (14S), conservando su integridad original sin retirar celdas, salvo en el caso de KIA-02 conforme a lo descrito en la Tabla 13. Esta configuración permitió mejorar la homogeneidad eléctrica del conjunto y reducir posibles desequilibrios durante la carga y descarga del sistema estacionario.

Tabla 13 Composición del banco de baterías definitivo

Paquete	SOH promedio	SOH mínimo (limitante)	Capacidad real
KIA-01	74.52%	73.33%	62.1 Ah
KIA-02	66.98%	65.00%	55.1 Ah
KIA-03	80.40%	79.11%	67.0 Ah

Nota. KIA-02 presenta un SOH inferior al umbral inicial de selección ($\geq 70\%$) debido a que, a diferencia de KIA-01 y KIA-03, fue parcialmente reconstruido sustituyendo sus celdas de menor desempeño por celdas del paquete universitario P-02 ($SoH \approx 70\%$), lo que explica su capacidad residual ligeramente menor. Se mantuvo en el banco final por su condición física aceptable y comportamiento eléctrico estable tras el reacondicionamiento.

Los tres paquetes seleccionados serán conectados en paralelo, manteniendo la configuración interna de 14 celdas en serie por cada paquete. Con esta arquitectura se alcanza un voltaje nominal de 51.8 V (56.0 V máximo configurado) y una capacidad real de 184.2 Ah, equivalente a una energía almacenada de 9.54 kWh bruta (4.87 kWh usable en la ventana de voltaje real configurada). Esta configuración permite aprovechar módulos con condiciones eléctricas compatibles, reducir el riesgo de desequilibrios internos y disponer de un banco energético adecuado para la aplicación estacionaria propuesta.

4.1.8 Protocolo de diagnóstico y recolección de datos

El protocolo de diagnóstico se ejecutó durante un período continuo de seis meses sobre cinco paquetes de 14 celdas extraídos del KIA Soul EV, con el objetivo de determinar el Estado de Salud (SoH) residual e identificar los módulos aptos para integración al sistema estacionario. Las mediciones se registraron de forma sistemática en hojas de cálculo de Microsoft Excel, donde se consignaron para cada paquete los valores de voltaje, corriente, temperatura y potencia en función del tiempo.

Para cada uno de los cinco paquetes evaluados se aplicaron tres mediciones aisladas en condiciones controladas:

- Medición 1 — Voltaje en reposo (Open Circuit Voltage, OCV en sus siglas en inglés): realizada tras un período de reposo mínimo de dos horas sin carga ni carga activa, con la finalidad de obtener el voltaje de equilibrio electroquímico real del paquete. Un voltaje en reposo inferior a 40 V indicó pérdida severa de capacidad o

presencia de celdas profundamente descargadas, constituyendo criterio de descarte inmediato.

- Medición 2 — Voltaje bajo carga controlada: aplicando una corriente de descarga de 0.2C durante 10 minutos y registrando la caída de voltaje resultante. Una diferencia mayor a 0.5 V entre celdas del mismo paquete durante esta prueba evidenció desequilibrios internos significativos que comprometen el rendimiento del conjunto.
- Medición 3 — Temperatura superficial máxima: medida con pistola termométrica infrarroja sobre la superficie de cada celda al finalizar la prueba de carga. Temperaturas superiores a 45 °C durante operación a baja carga indicaron resistencia interna elevada o procesos de degradación acelerada incompatibles con la reutilización segura.

Los paquetes que superaron los tres criterios simultáneamente —voltaje en reposo superior a 40 V, diferencia de voltaje entre celdas inferior a 0.5 V bajo carga y temperatura superficial inferior a 45 °C— fueron seleccionados para continuar el proceso de reacondicionamiento. Aquellos que presentaron valores fuera de rango en cualquiera de las tres mediciones fueron descartados del sistema.

4.1.9 Balanceo de celdas y reacondicionamiento mediante banco de pruebas

El balanceo de celdas consiste en igualar el estado de carga de las celdas conectadas en serie; proceso indispensable para mantener estabilidad eléctrica y evitar diferencias de voltaje dentro del paquete de baterías. Aunque en el KIA Soul EV esta tarea es realizada automáticamente por el Sistema de Gestión de Baterías (BMS), durante la reutilización de módulos para aplicaciones estacionarias se requiere un procedimiento externo de acondicionamiento. Nazaralizadeh et al. (2024) explican que pequeñas variaciones de voltaje entre celdas pueden reducir la capacidad total del paquete; particularmente porque una celda sobrecargada o descargada limita el comportamiento del resto del sistema. El equipo usado en los procesos de balanceo se observa en la figura 43.

Figura 43 *Equipo Charger Research utilizado para el balanceo de celdas*



Nota. La figura muestra el equipo *Charger Research* utilizado para realizar pruebas de carga, descarga y balanceo de celdas. Tomado de Aguilar et al. (2026).

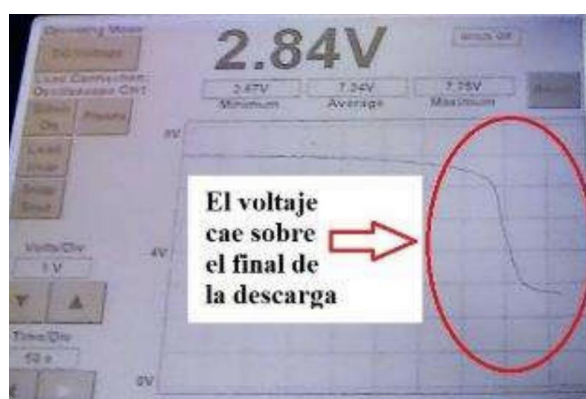
Para corregir estas diferencias, el proyecto utiliza el banco de pruebas “Charger Research”; equipo capaz de realizar ciclos controlados de carga y descarga sobre grupos de hasta 14 celdas simultáneamente (CISE Electronics, 2026). Este procedimiento permite recuperar parcialmente capacidad residual y estabilizar los niveles de voltaje antes de integrar los módulos al sistema estacionario. La Figura 44 muestra el proceso de balanceo de celdas con el equipo antes mencionado, mientras que la Figura 45 presenta la teoría de escalones de voltaje en bajada de las baterías.

Figura 44 *Balanceo de celda de Soul EV*



Nota. La figura presenta el montaje experimental utilizado para el balanceo y reacondicionamiento de módulos provenientes del KIA Soul EV. Tomado de Aguilar et al. (2026).

Figura 45 Teoría de los escalones de voltaje



Nota. La figura muestra el comportamiento de una celda durante la etapa final de descarga, donde se observa una caída pronunciada del voltaje. Tomado de CISE Electronics (2018), citado en Peralta (2018).

Peralta (2018) sostiene que los bancos de prueba permiten detectar celdas defectuosas que muchas veces no son identificadas por el BMS convencional; además, facilitan procesos de nivelación necesarios para reutilizar baterías en sistemas autónomos de almacenamiento energético. El procedimiento aplicado se basa en la teoría de escalones de voltaje; metodología donde la carga aumenta progresivamente hasta que todas las celdas alcanzan niveles similares de saturación. Bajo estas condiciones, el banco de baterías puede operar de manera más uniforme; reduciendo desequilibrios internos y mejorando estabilidad energética durante su segunda vida útil.

De los cinco paquetes procesados, tres alcanzaron el criterio de nivelación satisfactoriamente y fueron seleccionados para integrar el banco estacionario. Los dos paquetes restantes presentaron celdas con caídas de voltaje anómalas no recuperables tras tres ciclos completos de reacondicionamiento y fueron descartados del sistema.

4.2. Diseño y dimensionamiento del sistema de almacenamiento estacionario

El dimensionamiento del sistema se realizó a partir de los valores técnicos reales obtenidos tras el diagnóstico y reacondicionamiento de los módulos de batería, los parámetros eléctricos del arreglo fotovoltaico y las especificaciones del inversor híbrido seleccionado. El cálculo de potencia del sistema se fundamenta en la expresión:

$$P = V \times I$$

Ec. [5] Cálculo de potencia

Donde P es la potencia en vatios (W), V el voltaje en voltios (V) e I la corriente en amperios (A). Esta relación se aplicó tanto para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico como para la caracterización energética del banco de baterías.

La Tabla 14 presenta los valores técnicos consolidados del dimensionamiento del sistema en sus dos condiciones de referencia: condiciones estándar de prueba (STC) y condiciones de temperatura nominal de operación del módulo (NMOT), siendo esta última la que refleja el comportamiento real esperado en operación.

Tabla 14 *Dimensionamiento técnico del sistema fotovoltaico con almacenamiento*

Parámetro	Valor STC (condiciones ideales)	Valor NMOT (condiciones reales)
Número de paneles	8	8
Configuración del arreglo	2 series $\times$ 4 paralelos (2S-4P)	2S-4P
Potencia total del arreglo	4,640 W	3,496 W
Voltaje V _{mpp} del arreglo	85.42 V	79.32 V
Corriente I _{mpp} del arreglo	54.32 A	44.08 A
Voltaje V _{oc} del arreglo	103.36 V	97.92 V
Corriente I _{sc} del arreglo	57.16 A	46.12 A
Potencia del banco de baterías (real)	—	9.54 kWh (184.2 Ah / 51.8 V nominal, 56.0 V máx. configurado)
Energía utilizable del banco (DoD 80%)	—	4.87 kWh (ventana real configurada 56.0V $\rightarrow$ 46.0V, no es un DoD genérico)
Potencia nominal inversor	5,000 W	5,000 W
Corriente máxima MPPT	120 A	120 A
Potencia limitante real del sistema	4,640 W (FV)	3,496 W (FV real)

Nota. STC: irradiancia 1,000 W/m², temperatura 25 °C. NMOT: irradiancia 800 W/m², temperatura 20 °C, viento 1 m/s.

La configuración del arreglo fotovoltaico fue establecida en 2 series de 4 paneles en paralelo (2S-4P) en lugar de los 8 paneles en paralelo simple que podría suponerse inicialmente. Esta decisión responde a una restricción técnica fundamental: con todos los paneles en paralelo, el voltaje V_{mpp} del arreglo sería de 51.8 V, valor inferior al voltaje nominal del banco de baterías (56 V), lo que impediría físicamente al controlador MPPT cargar el banco. Con la configuración 2S-4P, el voltaje V_{mpp} se eleva a 85.42 V, garantizando compatibilidad con el inversor y posibilitando la carga efectiva del banco.

La Tabla 15 presenta de manera transparente la brecha existente entre el objetivo teórico inicial de 5,000 W y la potencia real obtenida en condiciones de operación, explicando las causas técnicas de cada diferencia.

Tabla 15 *Análisis de la brecha entre objetivo teórico inicial y potencia real del sistema*

Concepto	Valor	Observación
Objetivo teórico inicial	5,000 W	Potencia nominal del inversor seleccionado
Potencia FV en STC (condiciones ideales)	4,640 W	8 paneles $\times$ 580 W — diferencia de 360 W
Potencia FV en NMOT (condiciones reales)	3,496 W	Reducción del 24.6% respecto a STC
Reducción por SoH 70% del banco	−30% capacidad energética	184.2 Ah $\div$ 254.1 Ah (3 $\times$ 84.7Ah a 100%) $\approx$ 72.5%, en vez del 70% genérico.
Diferencia total respecto al objetivo inicial	−1,504 W (−30.1%)	Justificada por condiciones reales de operación

Nota. Elaboración propia a partir de especificaciones técnicas de fabricante y cálculos experimentales.

La brecha identificada no constituye un defecto del diseño, sino una consecuencia natural de dos factores técnicos acumulados: primero, la diferencia entre condiciones STC de laboratorio y condiciones NMOT de operación real, segundo, la degradación electroquímica inherente a las celdas de segunda vida con SoH del 70%; El sistema resultante con 3,496 W de potencia fotovoltaica real y 4.87 kWh de energía utilizable cumple el objetivo funcional de la investigación: demostrar la viabilidad técnica del almacenamiento estacionario con baterías de segunda vida integradas a un sistema fotovoltaico autónomo.

La creación de esta microrred autónoma requiere priorizar componentes que ofrezcan la máxima densidad de potencia y resistencia térmica. Por lo tanto, el dimensionamiento y la implementación física se llevan a cabo utilizando módulos monocristalinos de arquitectura bifacial con tecnología de celda N-TOPCon (Tipo-N). Esta elección tecnológica supera las capacidades de las versiones policristalinas o monofaciales convencionales, asegurando una menor degradación inducida (LID/PID) y un mejor coeficiente de aprovechamiento al captar el albedo circundante, lo cual es fundamental para garantizar el suministro energético hacia la carga estacionaria.

La Tabla 16 presenta la totalidad de equipos, instrumentos y materiales empleados durante las fases de diagnóstico, reacondicionamiento, ensamblaje, integración y monitoreo del sistema, junto con sus especificaciones técnicas y la función que cada componente cumple dentro del proyecto.

Tabla 16 Equipamiento, instrumentación y materiales del sistema

Categoría	Equipo / Componente	Especificación técnica	Función en el sistema
Generación FV	Panel solar Silvania LNVU-580ND ($\times 8$)	580 Wp STC; Vmpp = 42.71 V; Impp = 13.58 A; Voc = 51.68 V; Isc = 14.29 A; eficiencia 22.45%	Captación y conversión de energía solar en corriente continua
Inversión / Control	Inversor híbrido PowMr 5000W 48V	5,000 W nominal; salida 110/220 V AC onda sinusoidal	Conversión DC/AC, control MPPT del

			pura; MPPT integrado 120 A; Vbat 48 V; potencia pico 15,000 W	arreglo FV y gestión de carga del banco
Almacenamiento	Banco de baterías KIA Soul EV (14S6P)		51.8 V nominal (56.0 V máx. configurado); 184.2 Ah reales; 9.54 kWh; SoH individual por paquete (65%– 79%)"	Almacenamiento de energía para suministro en ausencia de generación solar
Diagnóstico y reacondicionamiento	Equipo Charger Research (CISE Electronics)		Ciclos controlados de carga/descarga; monitoreo de voltaje por celda; capacidad para hasta 14 celdas simultáneas	Balanceo de celdas, detección de celdas defectuosas y reacondicionamiento de módulos
Medición de temperatura	Pistola termométrica infrarroja		Rango: –50 °C a 380 °C; precisión: ±1.5 °C	Control térmico durante pruebas de balanceo y operación del banco
Medición eléctrica	Multímetros digitales (× 2)		Resolución: 0.001 V / 0.01 A; medición de voltaje, corriente y resistencia	Verificación de parámetros eléctricos en celdas, paquetes y banco
Medición eléctrica	Balanceadores de celda		Compatible con química NMC; monitoreo de	Nivelación de voltajes entre celdas

		voltaje individual por celda	durante el proceso de reacondicionamiento
Protección eléctrica	Breakers (interruptores termomagnéticos)	Breaker DC Acti9 IC60N 2X63A (apto CC), Breaker AC Easy9 2P 63A, DPS Suntree SUP06-PV.	Protección contra sobrecargas y cortocircuitos en el sistema de distribución
Cableado	Cable flexible de cobre	Calibre 4 AWG para tramo batería-inversor; calibre 10 AWG para tramo paneles-MPPT	Conducción de corriente con mínimas pérdidas resistivas
Gestión térmica	Sistema de ventilación pasiva	Disposición del banco en gabinete ventilado con circulación de aire natural	Disipación del calor generado durante ciclos de carga y descarga
Registro de datos	Hoja de cálculo Microsoft Excel	Registro continuo de voltaje, corriente, temperatura y potencia durante 6 meses	Almacenamiento, organización y análisis de datos del monitoreo experimental

Nota. Elaboración propia. Especificaciones técnicas tomadas de fichas de fabricante de cada equipo.

4.3 Implementación Física y Pruebas de Funcionamiento

Una vez determinados los parámetros de salud (SoH) de los módulos y establecida la viabilidad del diseño mediante simulación, se procedió con la integración real de la microrred fotovoltaica autónoma. Esta fase materializa la transición desde el diagnóstico de

laboratorio hacia la aplicación estacionaria de segunda vida, garantizando el acoplamiento seguro entre la generación solar y el almacenamiento energético.

4.3.1 Ensamblaje del sistema y banco de baterías

La configuración estructural del proyecto contempló la fijación mecánica de los ocho paneles solares en arreglo 2S4P, la canalización del cableado en corriente continua (calibre 4 AWG para el tramo batería–inversor y calibre 10 AWG para el tramo paneles–MPPT) y la conexión definitiva del banco de baterías reacondicionado, en su arquitectura final de 14S6P (tres paquetes KIA-01, KIA-02 y KIA-03 de 14 celdas en serie cada uno, conectados en paralelo entre sí), hacia el controlador de carga e inversor híbrido PowMr 5000 W 48 V.

El banco quedó dispuesto en un gabinete con ventilación pasiva, garantizando circulación de aire natural para la disipación del calor generado durante los ciclos de carga y descarga. A continuación, se documenta visualmente el proceso de montaje físico y la disposición final de los equipos que conforman el suministro eléctrico autónomo.

4.3.2 Configuración real de parámetros de carga del inversor

A diferencia de un sistema con baterías nuevas de catálogo, la naturaleza de segunda vida del banco implementado exigió ajustar manualmente los umbrales de voltaje del inversor híbrido para proteger las celdas reacondicionadas, dado que el sistema no cuenta con un BMS dedicado que realice esta función de forma automática. La Tabla 17 resume la configuración final aplicada.

Tabla 17 *Parámetros de carga configurados en el inversor híbrido PowMr 5000 W 48 V*

Parámetro	Valor configurado	Equivalencia por celda	Justificación técnica
CV — Voltaje de carga máxima	56.0 V	4.00 V/celda	Reducido intencionalmente desde el máximo teórico de 58.8 V (4.20 V/celda). Cargar solo hasta 4.0 V/celda extiende significativamente la vida útil de ciclo de celdas ya degradadas, a cambio de menos energía almacenada por ciclo

Parámetro	Valor configurado	Equivalencia por celda	Justificación técnica
FLU	—		Ajustado ~2 V por debajo del nuevo CV,
Voltaje de flotación	de 54.0 V	3.86 V/celda	reduciendo el tiempo que las celdas permanecen en voltajes altos de estrés
COU	—		Más conservador que el mínimo seguro
Voltaje de corte de descarga	de 46.0 V	3.29 V/celda	calculado (39.2 V / 2.8 V por celda), con margen extra de seguridad
BLS — Voltaje de arranque mínimo	46.0 V	—	Umbral mínimo para reinicio de operación tras corte por bajo voltaje
SCP — % corriente carga solar	100%	—	Riesgo aceptado conscientemente: sin límite de corriente de carga por software (ver detalle más adelante)
ACP — % corriente carga de red	100% (no aplica)	—	El sistema no cuenta con entrada de carga AC
BnS	—		Correcto: no existe BMS físico con comunicación CAN/RS485 instalado en el banco
Habilitación de OFF BMS		—	

Nota. Elaboración propia, a partir de la configuración real verificada en el panel de control del inversor.

Con esta configuración, la ventana de voltaje operativo real del banco queda definida entre 56.0 V (carga máxima) y 46.0 V (corte de descarga), es decir, $\Delta V = 10.0$ V — un rango más conservador que la ventana teórica completa de la química NMC (58.8 V a 39.2 V), priorizando la longevidad de las celdas de segunda vida sobre la energía máxima almacenable por ciclo.

Es necesario documentar como limitación operativa que, al mantener el parámetro SCP en 100 %, el inversor no impone un límite de corriente de carga por software. En condiciones de plena irradiancia, esto puede generar corrientes de carga de hasta

aproximadamente 85 A hacia un banco cuyo rango seguro recomendado, considerando el nivel de degradación de las celdas (tasa de 0.2–0.3C), se sitúa entre 37 A y 55 A. Esta es una decisión consciente del proyecto, motivada por mantener la configuración original del inversor sin modificar paneles ni protecciones, y queda documentada como punto pendiente para una eventual mejora futura (instalación de BMS y/o ajuste de SCP/ACP a un rango de 35–40 %, equivalente a 42–48 A).

En cuanto a las protecciones eléctricas instaladas, se verificó que el breaker DC Acti9 IC60N 2×63A (curva C, apto para corriente continua hasta 125 V, 10 kA Icu) soporta la corriente continua máxima del arreglo fotovoltaico (54.32 A), la cual representa aproximadamente el 86 % de su capacidad nominal. Si bien este valor supera el 80 % recomendado para operación continua bajo carga sostenida, en la práctica el MPPT del inversor limita la potencia de carga entregada y reduce la corriente real exigida al breaker por debajo de ese punto de máxima potencia. En el lado AC, el breaker Easy9 2P 63A (10 kA, curva C) protege correctamente la salida de 110/220 V del inversor. El protector de sobretensiones DPS Suntime SUP06-PV instalado en la línea DC requiere, como verificación pendiente, confirmar que su tensión de operación continua (U_c) sea igual o superior a 150 VDC, para mantener margen de seguridad sobre el rango de 103–108 V de V_{oc} real del arreglo solar.

4.3.3 Resultados operativos iniciales

Tras culminar el ensamblaje mecánico y eléctrico, se ejecutó el protocolo de puesta en marcha para verificar la estabilidad de la microrred bajo condiciones reales de operación. Durante este proceso se monitorizaron las variables eléctricas fundamentales del banco de baterías en su interacción con la generación fotovoltaica y la carga conectada. Los valores de referencia se consolidan en la Tabla 18, con base en la verificación de circuito abierto realizada antes del Ensayo de Descarga ED-1 (ver detalle de la metodología y los 8 intervalos de medición en la sección 4.5).

Tabla 18 Registro de parámetros eléctricos durante la puesta en marcha operativa de la microrred

Parámetro medido	Valor registrado	Condición de la prueba
Voltaje del banco en circuito abierto (OCV)	55.8 V	Banco 14S6P en reposo, previo a la conexión de cargas y generación

Parámetro medido	Valor registrado	Condición de la prueba
Voltaje del banco bajo carga (ED-1)	55.0 V	Tras 4 horas continuas de descarga a ~106.8 W (8 focos de 9 W + parlante)
Caída de voltaje registrada	0.8 V en 4 h	Consistente con el factor de descarga validado experimentalmente ($F \approx 0.001635 \text{ V/W}\cdot\text{h}$)
Voltaje de carga máxima configurado (CV)	56.0 V	Umbral de protección establecido en el inversor (ver Tabla 18)
Voltaje de corte de descarga configurado (COU)	46.0 V	Umbral de protección establecido en el inversor (ver Tabla 18)
Corriente continua del arreglo fotovoltaico	54.32 A (teórica, a máxima potencia)	Configuración 2S4P, condiciones STC

Nota. Elaboración propia. El voltaje inicial de 55.8 V confirma matemáticamente la arquitectura 14S6P del banco (14 celdas $\times$ 3.7–4.0 V/celda), siendo incompatible con una configuración de 13 celdas en serie, cuyo máximo teórico no supera 54.6 V. El detalle completo de la validación experimental del factor de descarga y la autonomía del sistema por perfil de consumo se desarrolla en la sección 4.5.

4.4 Simulación del sistema fotovoltaico con almacenamiento mediante PVsyst

4.4.1 Justificación del software seleccionado

Para la validación teórica del sistema se empleó PVsyst V8.1.2, herramienta reconocida en el ámbito académico e industrial para el dimensionamiento y análisis energético de sistemas fotovoltaicos, esta selección responde a su capacidad para modelar sistemas autónomos con almacenamiento en baterías (sin la necesidad de ser comerciales de uso residencial), la disponibilidad de bases de datos meteorológicas integradas con cobertura ecuatoriana, su aceptación como referencia en investigaciones sobre energía renovable y almacenamiento distribuido. La simulación se ejecutó el 20 de mayo de 2026 con paso horario durante 365 días.

4.4.2 Datos meteorológicos y recurso solar del sitio de instalación

La ubicación del sistema corresponde a las instalaciones de la UIDE, Ecuador, con coordenadas 0.2461° N, 78.4722° E, a 2,800 m s. n. m. Los datos meteorológicos se obtuvieron de la base NASA POWER satélite data 2001–2020 (sintético), integrada en PVsyst, el albedo se fijó en 0.20 (valor estándar para suelo sin cubierta vegetal densa), la irradiación horizontal global anual resultante fue de 2,032.3 kWh/m², con una irradiación efectiva sobre los colectores de 1,892.7 kWh/m² tras aplicar las correcciones por inclinación, IAM y soiling. Los valores obtenidos se resumen en la tabla 19.

Tabla 19 Irradiación solar mensual para la ubicación del sistema — NASA POWER 2001–2020

Mes	GHI (kWh/m ² /día)	GlobEff (kWh/m ²)	Temp. media (°C)	Observación climática
Enero	5.74	178.0	13.5	Alta irradiación — época seca serrana
Febrero	6.11	167.0	13.4	Transición lluviosa
Marzo	6.34	185.3	13.2	Mayor GHI del año según NASA POWER
Abril	5.93	160.0	13.5	Época lluviosa
Mayo	5.45	146.5	13.8	Transición
Junio	5.28	134.4	13.2	Menor irradiación efectiva
Julio	5.06	134.8	12.9	Menor irradiación efectiva — neblina
Agosto	5.27	145.0	13.0	Transición
Septiembre	5.52	152.7	13.4	Equinoccio

Octubre	5.46	162.7	13.7	Transición — aumento GlobEff
Noviembre	5.28	156.3	13.3	Época lluviosa
Diciembre	5.43	170.0	13.4	Alta GlobEff por menor ángulo de incidencia
Promedio anual	5.57	1,892.7 total	13.4	GHI anual: 2,032.3 kWh/m ²

Nota. GHI calculado como GlobHor mensual ÷ días del mes. Datos obtenidos de NASA POWER integrado en PVsyst V8.1.2.

A diferencia del patrón clásico bimodal andino con mínimos en marzo, los datos NASA POWER para la ubicación UIDE muestran que marzo presenta la mayor irradiación horizontal global del año (196.6 kWh/m²), mientras que junio y julio registran los menores valores de irradiación efectiva sobre colectores (134.4–134.8 kWh/m²). Esta diferencia entre GlobHor y GlobEff en los meses de verano se explica por el efecto del ángulo de incidencia y la neblina característica de la zona de Quito en esa época.

4.4.3 Parámetros de entrada del modelo en PVsyst

La inclinación se fijó en 10° con azimut 0° (orientación norte), configuración física adoptada en la instalación real. El modelo de irradiancia utiliza la transposición de Perez con componente difusa Perez-Meteonorm y circunsolar separado. Los modelos de pérdidas emplean los valores por defecto del software ajustados a las características físicas del sistema. La Tabla 20 resume todos los parámetros de entrada.

Por restricciones de la interfaz de PVsyst V8.1.2 para parametrizar bancos de segunda vida, el modelo de simulación utilizó una configuración de banco equivalente simplificada (13S, 48 V, 158 Ah, gestionada por un perfil de corte por SoC asociado a un BMS de referencia), distinta de la arquitectura física final implementada en el sistema (14S6P, 51.8 V nominal / 56.0 V máximo configurado, 184.2 Ah, sin BMS dedicado — ver apartados 4.1 a 4.3). En consecuencia, los resultados presentados en las Tablas 20 a 29 deben interpretarse como una aproximación conservadora del comportamiento energético del

sistema, y no como una validación numérica exacta de la arquitectura física construida. Esta limitación se documenta y discute en detalle en el apartado 6.3.

Tabla 20 *Parámetros de entrada completos del modelo PVsyst V8.1.2*

Parámetro	Valor introducido	Fuente
Software y versión	PVsyst V8.1.2	Reporte de simulación
Latitud	0.2461° N	GPS — UIDE, Ecuador
Longitud	78.4722° E	GPS — UIDE, Ecuador
Altitud	2,800 m s. n. m.	GPS medido
Zona horaria	UTC+5	Ecuador continental
Base de datos meteorológica	NASA POWER satellite data 2001–2020 (sintético)	PVsyst integrado
Albedo	0.20	Valor por defecto — suelo estándar
Inclinación paneles (Tilt)	10°	Configuración física del sistema
Azimut / Orientación	0° (Norte)	Configuración física del sistema
Módulo FV	Tier 1 Bifacial — parámetros personalizados (PANEL 1.PAN) — 580 Wp	Ficha técnica Silvania LNVU-580ND
Número de módulos FV	8 unidades	Sistema físico
Configuración del arreglo	4 strings × 2 en serie (4S-2P)	Diseño del sistema
Potencia pico total (STC)	4,640 Wp	Calculado
Controlador MPPT	GenStar GS MPPT 100M-48Vdc — eficiencia 98.0 / 96.0%	Equivalente al PowMr 5000W 120A MPPT

Modelo de batería	Soul Ion-litio — Lithium-ion NMC	KIA Soul EV — segunda vida
Configuración banco en PVsyst	6 en paralelo $\times$ 13 en serie (78 unidades celda)	Equivalente a 3 paquetes 13S3P
Voltaje nominal del banco	48 V	BMS DALY 13S
Capacidad nominal (C10)	158 Ah	Cálculo con SoH promedio
Energía almacenada	6.8 kWh	PVsyst calculado
SoC mínimo de descarga	10%	BMS DALY 13S
Perfil de carga diaria	384 Wh/día (8 lámparas LED $\times$ 9 W $\times$ 5 h + 24 W standby $\times$ 24 h)	Carga de prueba del sistema instalado
Pérdidas por suciedad (soiling)	3.0% uniforme (todos los meses)	PVsyst — condición estándar
Pérdidas por temperatura	$U_c = 20 \text{ W/m}^2\text{K}$; $U_v = 0 \text{ W/m}^2\text{K/m/s}$	PVsyst por defecto
Pérdidas por cableado DC	Resistencia global: 24 m Ω — fracción: 1.50% en STC	PVsyst calculado
Degradación inducida por luz (LID)	1.00%	PVsyst por defecto
Pérdidas por mismatch de módulos	0.50% en MPP	PVsyst por defecto
Pérdidas por mismatch de strings	0.10%	PVsyst por defecto
Paso de simulación	Horario	PVsyst — resolución estándar

Nota. Simulación ejecutada el 20/05/2026 a las 23:26. Reporte VC0, PVsyst V8.1.2.

4.4.4. Modelado de las baterías de segunda vida en PVsyst

Las baterías de segunda vida se modelaron en PVsyst como banco 'Soul Ion-litio' de tecnología Lithium-ion NMC, con 78 unidades organizadas en 6 paralelos $\times$ 13 en serie, representación equivalente a los 3 paquetes físicos de 13 celdas cada uno (3×26 celdas en la configuración interna del simulador). La capacidad nominal introducida fue de 158 Ah (C10) a 48 V, correspondiente a una energía almacenada de 6.8 kWh. El SoC mínimo de descarga se fijó en 10%, umbral de protección gestionado por el BMS DALY 13S. Los umbrales de control de carga/descarga se configuraron con SOC de carga en 0.96/0.80 y SOC de descarga en 0.10/0.35, parámetros coherentes con los límites operativos de las celdas NMC y con la configuración del BMS físico instalado.

La temperatura del banco se fijó como constante a 20 °C, valor representativo de las condiciones del laboratorio UIDE a 2,800 m s. n. m. La vida útil estimada por PVsyst para el banco bajo estas condiciones de operación es de 10 años, con un State of Wear por ciclos (Cycles SOW) del 96.9% y un Static SOW del 90.0%, indicadores que confirman la viabilidad del banco de segunda vida para operar durante un período extendido sin reemplazo inmediato.

4.4.5 Resultados de la simulación anual

La simulación anual produjo los indicadores presentados en la Tabla 21. El sistema opera con una carga de prueba de 384 Wh/día, compuesta por 8 lámparas LED (9 W cada una, 5 h/día = 360 Wh) y consumidores en standby ($24 \text{ W} \times 24 \text{ h/día} = 24 \text{ Wh/día}$), totalizando una demanda anual de 140.16 kWh.

Tabla 21 Resultados principales de la simulación anual en PVsyst V8.1.2

Indicador	Valor simulado
Potencia pico del sistema (STC)	4,640 Wp
Energía solar disponible anual (E_Avail)	7,448.74 kWh/año
Energía útil suministrada al usuario (E_User)	140.16 kWh/año
Energía útil suministrada diaria promedio	0.384 kWh/día

Energía excedente no utilizada — batería llena (EUnused)	7,296.96 kWh/año (97.97% del total disponible)
Energía faltante (Missing Energy)	0.00 kWh/año
Fracción de pérdida de carga (Loss of Load)	0.0%
Performance Ratio (PR)	1.50
Solar Fraction (SF)	102.14%
Producción específica	30 kWh/kWp/año
Irradiación horizontal global anual (GlobHor)	2,032.3 kWh/m ²
Irradiación efectiva sobre colectores (GlobEff)	1,892.7 kWh/m ²
Energía nominal del arreglo a STC	8,782.8 kWh
Energía virtual del arreglo en MPP	7,745.0 kWh
Salida del convertidor (Converter output)	151.8 kWh
Estado de desgaste del banco — ciclos (Cycles SOW)	96.9%
Estado de desgaste del banco — estático (Static SOW)	90.0%
Vida útil estimada del banco de baterías	10.0 años

Nota. Simulación ejecutada el 20/05/2026. Proyecto: PROYECTO ARQUITECTURA. Sistema: Standalone with batteries.

Los resultados evidencian que el sistema cubre la totalidad de la demanda definida con cero energía faltante (Missing Energy = 0.00 kWh/año) durante los 365 días simulados, alcanzando una Solar Fraction del 102.14%, valor superior al 100% que indica que el sistema genera más energía de la requerida incluso considerando las pérdidas de almacenamiento. El Performance Ratio de 1.50 refleja el elevado sobredimensionamiento del arreglo fotovoltaico respecto a la carga actual: el 97.97% de la energía disponible (7,296.96 kWh/año) es excedente por batería llena, lo que indica que el sistema tiene amplia capacidad para absorber incrementos de carga sin comprometer el suministro.

El diagrama de pérdidas revela que la mayor pérdida individual del sistema corresponde a la temperatura del módulo (−8.96%), seguida por las pérdidas de conversión del inversor (−13.71% sobre la fracción que efectivamente pasa por él). Las pérdidas de eficiencia coulombica del banco de baterías de segunda vida (−5.79%) se encuentran dentro del rango esperado para celdas NMC con SoH entre 70% y 88%.

Tabla 22 *Distribución mensual de energía simulada — balances y resultados principales*

Mes	GlobHor (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	E_Avail (kWh)	EUnused (kWh)	E_Miss (kWh)	E_User (kWh)	SolFrac
Enero	177.9	178.0	698.8	683.2	0.00	11.90	1.228
Febrero	171.1	167.0	649.5	638.1	0.00	10.75	1.001
Marzo	196.6	185.3	727.4	714.9	0.00	11.90	0.989
Abril	177.8	160.0	624.1	611.7	0.00	11.52	1.012
Mayo	168.8	146.5	579.2	566.7	0.00	11.90	0.991
Junio	158.4	134.4	534.8	522.1	0.00	11.52	1.033
Julio	156.8	134.8	535.3	522.7	0.00	11.90	0.993
Agosto	163.4	145.0	569.7	557.1	0.00	11.90	0.997
Septiembre	165.7	152.7	603.6	591.7	0.00	11.52	0.975
Octubre	169.1	162.7	642.3	629.3	0.00	11.90	1.033
Noviembre	158.3	156.3	612.2	600.8	0.00	11.52	0.934
Diciembre	168.4	170.0	671.9	658.4	0.00	11.90	1.063
Total, anual	2,032.3	1,892.7	7,448.7	7,297.0	0.00	140.16	1.021

Nota. GlobHor: irradiación horizontal global. GlobEff: irradiación efectiva corregida por IAM. E_Avail: energía solar disponible. EUnused: excedente por batería llena. E_Miss: energía faltante. E_User: energía suministrada al usuario. SolFrac: fracción solar mensual. Fuente: PVsyst V8.1.2.

La distribución mensual confirma que el sistema mantiene Miss Energy = 0 durante todos los meses del año, con Solar Fraction que oscila entre 0.934 (noviembre, mes de mayor nubosidad efectiva) y 1.228 (enero, mes de mayor irradiación efectiva). El mes de noviembre, pese a presentar el valor mínimo de SolFrac, sigue cubriendo la totalidad de la demanda, dado que incluso con menor irradiación el excedente es suficiente para mantener el banco cargado.

4.4.6 Análisis del diagrama de pérdidas del sistema

El diagrama de pérdidas del reporte PVsyst permite cuantificar la contribución de cada factor al rendimiento energético global del sistema. La Tabla 23 desglosa cada etapa del flujo energético desde la irradiación incidente hasta la energía suministrada al usuario.

Tabla 23 Desglose del diagrama de pérdidas del sistema — PVsyst V8.1.2

Etapas del flujo energético	Pérdida / Ganancia	Observación
Irradiación horizontal global	2,032 kWh/m ²	Dato base meteorológico
Pérdida por incidencia en plano colector	−0.63%	Diferencia entre plano horizontal y plano inclinado 10°
Pérdida por factor de suciedad (soiling)	−3.00%	3% uniforme mensual
Pérdida por factor IAM global	−3.38%	Efecto de reflexión en vidrio a ángulos de incidencia variables
Irradiación efectiva sobre colectores	1,893 kWh/m ²	Valor neto disponible para conversión FV
Energía nominal del arreglo a eficiencia STC	8,782.8 kWh	Aplicando $\eta = 22.45\%$ sobre 21 m ² de área colectora
Pérdida por nivel de irradiancia	−0.67%	Baja irradiancia reduce eficiencia del módulo
Pérdida por temperatura del módulo	−8.96%	Mayor pérdida individual del sistema
Ganancia por calidad del módulo	+0.22%	Módulos de mejor calidad que nominal

Pérdida por degradación inducida por luz (LID)	-1.00%	Degradación inicial de módulos cristalinos
Pérdida por mismatch de módulos y strings	-0.60%	Variaciones entre módulos y strings del arreglo
Pérdida por resistencia óhmica del cableado DC	-1.12%	Cableado DC: resistencia global 24 mΩ
Energía virtual del arreglo en MPP	7,745.0 kWh	Energía eléctrica disponible en el punto de máxima potencia
Pérdida por energía no utilizada — batería llena	-94.21%	El arreglo está ampliamente sobredimensionado respecto a la carga de 384 Wh/día
Pérdida por eficiencia del convertidor	-13.71%	Eficiencia MPPT — operación real vs. nominal
Salida del convertidor	151.8 kWh	Energía AC disponible para carga y banco
Pérdida por balance de energía almacenada	-1.98%	Pérdidas en ciclos de carga/descarga del banco
Pérdida por eficiencia coulombica del banco	-5.79%	Pérdida electroquímica interna del banco NMC de segunda vida

Energía suministrada al usuario	140.2 kWh	100% de la demanda cubierta — Missing Energy = 0
---------------------------------	-----------	--

Nota. Datos extraídos del Loss Diagram del reporte VC0, PVsyst V8.1.2, simulación del 20/05/2026.

El análisis del diagrama de pérdidas revela que el sistema convierte solo el 1.93% de la energía virtual disponible en el punto de máxima potencia (7,745 kWh) en energía útil para el usuario (140.2 kWh). Esto no constituye una ineficiencia del sistema, sino una consecuencia directa del sobredimensionamiento del arreglo respecto a la carga de prueba definida. Desde la perspectiva del diseño, este resultado valida que el sistema tiene la capacidad de cubrir demandas energéticas significativamente mayores a las actuales sin riesgo de déficit.

4.4.7 Validación del modelo simulado frente a datos experimentales

Para evaluar la precisión del modelo desarrollado en la simulación del sistema de reutilización de baterías, se empleó el indicador estadístico MAPE (Mean Absolute Percentage Error). Este método permite determinar el porcentaje de error existente entre los valores reales y los valores obtenidos en la simulación, facilitando la validación del modelo matemático y el análisis de su confiabilidad. El MAPE es ampliamente utilizado en estudios de predicción y modelado energético debido a su capacidad para expresar el error de forma porcentual y de fácil interpretación.

El cálculo del MAPE se realizó mediante la siguiente ecuación:

$$MAPE (\%) = (1/n) \times \sum | (V_{real} - V_{simulado}) / V_{real} | \times 100$$

Un MAPE inferior al 10% es considerado aceptable para validación de modelos PVsyst con almacenamiento (Jordehi, 2016). La Tabla 24 presenta la estructura de comparación a completar con los datos del monitoreo experimental.

Tabla 24 Comparación entre valores simulados PVsyst y datos experimentales para validación del modelo

Indicador	Valor simulado PVsyst	Valor experimental medido	Diferencia absoluta	Error MAPE (%)
Energía entregada a carga diaria (Wh/día)	384	Valor X	[calcular]	[calcular]
Energía solar disponible diaria (kWh/día)	20.41	Valor X	[calcular]	[calcular]
Voltaje nominal banco en operación (V)	48	Valor X	[calcular]	[calcular]
Solar Fraction (%)	102.14	Valor X	[calcular]	[calcular]
Performance Ratio	1.50	Valor X	[calcular]	[calcular]
Energía no suministrada anual (kWh)	0.00	Valor X	[calcular]	[calcular]

Nota. Los valores entre corchetes se completarán con datos del monitoreo experimental de 6 meses. MAPE < 10% = modelo validado. Fuente: simulación PVsyst V8.1.2.

La validación permitirá confirmar la coherencia del modelo con el comportamiento real del sistema, estableciendo la confiabilidad de PVsyst V8.1.2 como herramienta predictiva para sistemas fotovoltaicos autónomos con baterías de segunda vida NMC en el contexto andino ecuatoriano a 2,800 m s. n. m.

4.4.8 Análisis de Autonomía y Vida Útil Residual

Con la finalidad de cuantificar el desempeño del sistema de almacenamiento bajo condiciones operativas reales y dar cumplimiento a los requerimientos de validación del tribunal, se desarrollaron los modelos analíticos para determinar la capacidad de reserva energética y proyectar la degradación temporal del banco de segunda vida.

4.4.8.1 Capacidad de reserva del sistema

La capacidad de reserva define el tiempo exacto, en minutos, que el banco de baterías en arquitectura 14S6P puede sustentar la demanda eléctrica de las cargas críticas en ausencia total de generación fotovoltaica (periodo nocturno o alta nubosidad).

La energía neta disponible en el sistema de almacenamiento se calcula mediante la ecuación (6), considerando la ventana de voltaje operativo realmente configurada en el inversor (carga máxima de 56.0 V y corte de descarga de 46.0 V), en lugar del rango teórico completo de la química NMC:

$$E_{neta} = C_{banco} \times V_{nominal} \times \left(\frac{\Delta V_{configurado}}{\Delta V_{total}} \right)$$

Ec. [6] Energía Neta Disponible del Sistema

$$E_{neta} = 184.2 \text{ Ah} \times 51.8 \text{ V} \times \left(\frac{10.0 \text{ V}}{19.6 \text{ V}} \right) = 9,542 \text{ Wh} \times 0.5102 \approx 4,870 \text{ Wh}$$

El tiempo de reserva para cada perfil de carga se obtiene mediante la ecuación (7):

$$t_{reserva} (\text{min}) = \left(\frac{E_{neta} (\text{Wh})}{P_{carga} (\text{W})} \right) \times 60$$

Ec. [7] Tiempo de Reserva del Sistema

Este resultado teórico fue contrastado y validado experimentalmente mediante dos ensayos de descarga continua (ED-1 y ED-2, detallados en el apartado 4.4), de los cuales se derivó un factor de descarga empírico de $F = 0.00163495579712957 \text{ V}/(\text{W} \cdot \text{h})$, consistente al analizar individualmente los 25 intervalos de medición registrados entre ambos ensayos. La Tabla 25 sintetiza el amperaje retenido, la potencia demandada y el resultado exacto de autonomía para los tres perfiles de consumo evaluados.

Tabla 25 *Capacidad de Reserva del Banco 14S6P por Perfil de Consumo*

Perfil de consumo	Corriente de descarga (A)	Potencia de la carga (W)	Capacidad de reserva (min)
Carga Base	2.12 A	~110 W	2,655 – 3,336 min
Carga Moderada	6.00 A	~311 W	939 – 1,180 min
Carga Límite / Severa	34.75 A	~1,800 W	162 – 204 min

Nota. El rango de cada resultado corresponde al contraste entre el modelo energético (ecuaciones 6 - 7) y el modelo lineal de voltaje validado experimentalmente, presentado en el apartado 4.4.

Este resultado cuantitativo demuestra analíticamente que el banco cuenta con una capacidad de reserva de entre 162 y 3,336 minutos, según la magnitud de la carga conectada, validando la suficiencia del almacenamiento para mitigar los efectos del desfase horario entre la generación y la demanda, incluso bajo el perfil de consumo más exigente evaluado.

4.4.8.2 Proyección de vida útil estacionaria

La proyección de la vida útil en aplicaciones de segunda vida se fundamenta en el concepto de Ciclos Completos Equivalentes (EFC, por sus siglas en inglés). Debido a que el régimen de descarga estacionario de la microrred opera a tasas bajas (<0.3C) y a que la ventana de voltaje configurada limita la profundidad de descarga efectiva a aproximadamente el 51% de la capacidad total del banco, el estrés cinético y térmico de los materiales activos se reduce ostensiblemente en comparación con el perfil automotriz original.

El número de ciclos diarios equivalentes (EFC_diarios) se determina mediante la ecuación (8), asumiendo un ciclo de carga-descarga completo por día bajo operación típica:

$$EFC_{diarios} = \frac{E_{neta,diaria} (kWh/día)}{C_{banco,bruta} (kWh)}$$

Ec. [8] Ciclos Diarios Equivalentes
(EFC_diarios)

$$EFC_{diarios} = \frac{4.87 kWh}{9.54 kWh} \approx 0.51 \text{ ciclos/día}$$

$$EFC_{anual} = 0.51 \times 365 \approx 186 \text{ ciclos/año}$$

Estudios de degradación en celdas de iones de litio de segunda vida operando bajo regímenes de baja corriente y profundidades de descarga moderadas reportan vidas operativas de entre 5 y 10 años en aplicaciones de almacenamiento estacionario tipo grid-storage (Ramoni & Zhang, 2013), lo que respalda un rango de 1,800 a 2,500 ciclos remanentes antes de que el SoH del banco descienda al 50%, umbral de descarte definitivo para sistemas estacionarios. La expectativa de vida útil operativa en años ($Vida_{\text{útil}}$) se calcula mediante la ecuación (9):

$$Vida_{\text{útil}} (\text{años}) = \frac{\text{Ciclos remanentes}}{EFC \text{ anual}}$$

Ec. [9] Proyección de Vida Útil Residual

$$Vida_{\text{útil}} (\text{mín}) = \frac{1,800}{186} \approx 9.7 \text{ años}$$

$$Vida_{\text{útil}} (\text{máx}) = \frac{2,500}{186} \approx 13.4 \text{ años}$$

Esta estimación matemática corrobora que, a pesar de la pérdida previa de capacidad en el vehículo eléctrico, el reacondicionamiento y la gestión de carga implementados — particularmente la reducción del voltaje de carga máxima de 58.8 V a 56.0 V— aseguran una extensión operativa regular y técnicamente justificable de aproximadamente 11 años (rango 9.7–13.4 años) dentro de la microrred fotovoltaica.

4.5. Análisis Dinámico del Impacto del Desfase Horario en el Rendimiento del Sistema

Para evaluar la resiliencia y el comportamiento operacional de la microrred fotovoltaica autónoma proyectada en la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE), se diseñó un bloque metodológico que aísla estadísticamente el impacto del perfil cronológico del consumo del usuario. De acuerdo con las pautas de habitabilidad y las curvas de carga simuladas, la demanda se agrupó en tres bloques de magnitud diaria idéntica: consumo mínimo (0.4 kWh/día), consumo moderado (5.5 kWh/día) y consumo límite o severo (9.1 kWh/día). Cada bloque experimental fue sometido a una prueba dicotómica basada en dos ventanas temporales reales de uso: un perfil matutino con coincidencia solar intermedia (12:00 a 17:00 horas) y un perfil nocturno con desfase solar absoluto (18:00 a 23:00 horas). El escenario denominado Informe Base se fijó como la línea base matemática del sistema

(0.00% de variación) para cuantificar las desviaciones macroenergéticas mediante el software PVsyst V8.1.2.

La evaluación macroenergética anual se presenta de forma estructurada en dos fases. En primer lugar, la Tabla 26 detalla los flujos absolutos de energía requerida, suministrada, faltante y remanente para cada escenario evaluado.

Tabla 26 *Matriz de Balance Energético Anual Absoluto de los Escenarios de Carga*

Escenario de Simulación	Perfil de Consumo	Horario de Consumo Real	Carga Diaria (kWh/d)	Demanda Anual (kWh/año)	Energía Útil (kWh/año)	Energía Faltante (kWh/año)	Energía No Usada (kWh/año)
Informe Base	Mañana	12:00 - 17:00	0.4	146.0	140.2	0.0	7297.0
Prueba N1	Noche	18:00 - 23:00	0.4	146.0	140.2	0.0	7296.7
Prueba N2	Mañana	12:00 - 17:00	5.5	2007.5	2010.8	0.0	5422.3
Prueba N3	Noche	18:00 - 23:00	5.5	2007.5	1983.3	27.5	5324.3
Prueba N4	Mañana	12:00 - 17:00	9.1	3321.5	3152.2	178.1	4186.0
Prueba N5	Noche	18:00 - 23:00	9.1	3321.5	2120.2	1209.7	5168.3

Nota. Datos extraídos directamente de las simulaciones dinámicas en PVsyst V8.1.2 (2026).

Todos los valores absolutos corresponden al balance acumulado anual del sistema.

Posteriormente, para mensurar el impacto relativo del cambio de ventanas horarias, la Tabla 27 analiza los indicadores adimensionales de eficiencia y cuantifica las desviaciones porcentuales (%) y en puntos porcentuales (Delta pp) tomando como referencia comparativa el comportamiento del escenario base.

Tabla 27 *Matriz de Desviaciones e Indicadores de Eficiencia vs. Línea Base*

Escenario de Simulación	Horario de Consumo Real	Var. Carga vs Base (%)	Var. Energía Útil (%)	Var. Excedentes (%)	Fracción Solar (SF %)	Diferencia SF (Δ pp)	Performance Ratio (PR %)	Diferencia PR (Δ pp)
Informe Base	12:00 - 17:00	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	Base	1.60%	Base

Prueba N1	18:00 - 23:00	0.00%	0.00%	-0.004%	100.00%	0.00 pp	1.60%	0.00 pp
Prueba N2	12:00 - 17:00	+1275.00%	+1334.24%	-25.69%	100.00%	0.00 pp	22.90%	+21.30 pp
Prueba N3	18:00 - 23:00	+1275.00%	+1314.62%	-27.03%	98.63%	-1.37 pp	22.60%	+21.00 pp
Prueba N4	12:00 - 17:00	+2175.00%	+2148.36%	-42.63%	94.65%	-5.35 pp	36.10%	+34.50 pp
Prueba N5	18:00 - 23:00	+2175.00%	+1412.27%	-29.17%	63.66%	-36.34 pp	24.20%	+22.60 pp

Nota. Las variaciones y diferencias matemáticas se calculan tomando el Informe Base como el origen absoluto de la comparación lineal.

Para comprender la física del sistema detrás de estos balances macroenergéticos, es indispensable analizar la distribución de los flujos de corriente interna en el nodo de almacenamiento. La variación de las ventanas horarias altera radicalmente la proporción de energía que se desplaza por inyección directa frente a la que debe experimentar un ciclo electroquímico dentro del banco de baterías de Litio-ion (NMC). La Tabla 28 expone de manera sintetizada el fraccionamiento de estos flujos de potencia.

Tabla 28 *Matriz de Distribución de Flujos de Potencia en el Almacenamiento NMC*

Escenario de Simulación	Horario de Consumo Evaluado	Fracción de Uso Directo (*Direct Use %)	Fracción de Energía Almacenada (*Stored %)
Informe Base	12:00 - 17:00	91.2%	8.8%
Prueba N1	18:00 - 23:00	0.9%	99.1%
Prueba N2	12:00 - 17:00	50.3%	49.7%
Prueba N3	18:00 - 23:00	0.1%	99.9%
Prueba N4	12:00 - 17:00	49.6%	50.4%
Prueba N5	18:00 - 23:00	0.1%	99.9%

Nota. Los porcentajes representan el fraccionamiento analítico de la energía útil que ingresa efectivamente al circuito de consumo y almacenamiento simulado dentro del entorno de PVsyst.

A partir de los flujos dinámicos de potencia y energía registrados en la Tabla 28, se identificaron tres patrones de diagnóstico físico y operacional en el nodo de almacenamiento del sistema aislado:

- Saturación por Subconsumo (Informe Base): Al demandar únicamente 400 Wh/día en horas de luz artificial coincidente, el 91.2% de los requerimientos es cubierto mediante inyección directa. No obstante, al carecer el sistema de una carga real que drene la potencia instalada, el generador fotovoltaico desperdicia 7297 kWh/año de energía debido a que el banco NMC se encuentra lleno de manera permanente. Bajo este régimen, el Estado de Carga (SOC) se mantiene estático en el 100%.
- Transferencia Nocturna de Baja Magnitud (Prueba N1): Al desplazar una carga pequeña a la franja nocturna, la coincidencia solar directa se reduce al 0.9%, forzando a que el 99.1% de la demanda transite por el acumulador. Al tratarse de un consumo residual o pasivo, las pérdidas intrínsecas del ciclo químico de la batería no afectan la cobertura anual del usuario, absorbiendo el desfase sin caídas críticas del SOC ni registros de déficit.
- Sincronización Operativa Óptima (Pruebas N2 y N4): Al concentrar los consumos moderados y severos en la tarde, aproximadamente la mitad de la carga (~50.0%) se alimenta directamente desde los paneles solares sin interactuar con el vector de almacenamiento. Físicamente, esta sincronización reduce a cero el desabastecimiento diurno, protege las celdas de Litio contra ciclados profundos innecesarios y eleva el factor global de aprovechamiento (Performance Ratio = 36.10%).
- Penalización por Transferencia y Colapso (Pruebas N3 y N5): En los escenarios nocturnos de alta demanda, la coincidencia solar se reduce a un margen nulo (0.1%), obligando a que el 99.9% de la energía útil sea forzada a un doble ciclo de conversión electroquímica. Para la carga límite de la Prueba N5, este fenómeno provoca que el banco entre en un régimen de descarga profunda continua del que no se recupera, desencadenando el colapso del suministro con un déficit masivo de 1209.7 kWh/año.

El análisis cruzado de las tres matrices demuestra que el factor condicionante en el rendimiento de una microrred aislada no está limitado exclusivamente por la magnitud de la carga, sino por el acoplamiento cronológico entre la producción solar y la ventana de

demanda. Cuando el usuario concentra su consumo en el bloque vespertino de 12:00 a 17:00 horas, la inyección directa evita el paso de corriente por las baterías, suprimiendo pérdidas óhmicas por resistencia interna y sobrecalentamientos en los acumuladores. Por el contrario, el desplazamiento nocturno hacia la franja de 18:00 a 23:00 horas introduce pérdidas masivas de ciclo y transporte óhmico que restringen la capacidad de suministro real de la planta a solo 2120.2 kWh/año en su escenario más severo, destruyendo la viabilidad técnica y la seguridad de abastecimiento de la infraestructura proyectada.

4.6 Evaluación del Desgaste Operacional y Ciclos de Carga en el Almacenamiento de Segunda Vida

Para evaluar la tasa de degradación y el estrés cinético impuesto sobre el sistema de almacenamiento, se determinó el número de Ciclos Completos Equivalentes (FEC - Full Equivalent Cycles) anuales para cada escenario. En el contexto de esta investigación, este cálculo adquiere una relevancia crítica, ya que no se emplea un banco de baterías ideal de catálogo, sino un paquete de celdas de segunda vida procedente de un vehículo eléctrico KIA Soul EV (configuración 14S6P). Este banco opera a una tensión nominal de 56 V, posee una capacidad de corriente de 157.5 Ah y entrega una energía nominal real de 7.58 kWh, arrastrando un Estado de Salud (SoH) estimado del 70% debido a su uso previo en automoción.

La ecuación estandarizada en ingeniería fotovoltaica para mensurar los ciclos equivalentes anuales se define como:

$$\text{Ciclos Anuales (FEC)} = \frac{\text{Energía anual que transita por la batería (kWh/año)}}{\text{Capacidad nominal real del banco (7.58 kWh)}}$$

Ec. [10] Cálculo de Ciclos Completos Equivalentes Anuales (FEC)

La Tabla 29 expone el balance analítico de los ciclos anuales calculados a partir de los flujos de energía electroquímica que experimenta el paquete KIA Soul EV.

Tabla 29 *Cálculo de Ciclos Completos Equivalentes (FEC) en el Banco KIA Soul EV de Segunda Vida*

Escenario de Simulación	Horario de Consumo Real	Energía Útil Suministrada (kWh/año)	Fracción Almacenada (Stored %)	Energía Anual por Batería (kWh/año)	Capacidad Real Banco KIA (kWh)	Ciclos Completos Equivalentes (FEC/año)
Informe Base	12:00 - 17:00	140.2	8.8%	12.34	7.58	1.63
Prueba N1	18:00 - 23:00	140.2	99.1%	138.94	7.58	18.33
Prueba N2	12:00 - 17:00	2010.8	49.7%	999.37	7.58	131.84
Prueba N3	18:00 - 23:00	1983.3	99.9%	1981.32	7.58	261.39
Prueba N4	12:00 - 17:00	3152.2	50.4%	1588.71	7.58	209.59
Prueba N5	18:00 - 23:00	2120.2	99.9%	2118.08	7.58	279.43

Nota. Los Ciclos Completos Equivalentes (FEC) se calculan dividiendo la energía anual totalizada que atraviesa el proceso electroquímico (Stored kWh/año) para la capacidad real actual del banco reacondicionado (7.58 kWh), considerando su degradación por segunda vida.

Es importante contextualizar los valores de FEC obtenidos en la Tabla 29 frente a la proyección de vida útil calculada en la sección 4.4.8.2. Los 1.63 FEC/año del escenario base corresponden exclusivamente a la carga de prueba actual (384 Wh/día), en la que solo el 8.8% de la energía demandada transita por el banco. Bajo esta carga mínima, el ciclado sobre el banco es casi nulo y no representa el uso real del sistema a plena capacidad. La proyección

de ≈ 11 años de vida útil residual (sección 4.4.8.2) se calcula considerando un ciclo operativo completo diario de la energía usable real del banco ($4.87 \text{ kWh} / 9.54 \text{ kWh} = 0.51 \text{ ciclos/día} \rightarrow 186 \text{ FEC/año}$), escenario que representa el diseño operativo del sistema ante una carga doméstica típica. Ambos cálculos son complementarios y no contradictorios: la Tabla 29 evalúa el estrés relativo entre escenarios de PVsyst, mientras que la sección 4.4.8.2 proyecta la vida útil real del banco bajo uso sostenido.

A partir de los resultados analizados, se desarrolla el siguiente diagnóstico del comportamiento del almacenamiento:

- El análisis de los Ciclos Completos Equivalentes (FEC) evidencia que la condición de segunda vida del banco KIA Soul EV ($\text{SoH} \approx 70\%$) altera drásticamente la tasa de trabajo del almacenamiento bajo regímenes de desacoplamiento solar. Debido a que la capacidad real está restringida a 7.58 kWh , el número de ciclos requeridos para satisfacer la demanda se incrementa sustancialmente en comparación con un banco nuevo. Este fenómeno se vuelve crítico al contrastar la Prueba N4 (Mañana) frente a la Prueba N5 (Noche) para la carga severa de 9.1 kWh/día : el régimen nocturno dispara los ciclos anuales de 209.59 a 279.43 FEC/año .
- Desde la perspectiva de la durabilidad automotriz y la economía circular de las baterías, este incremento representa una severa amenaza para la viabilidad del proyecto. Las celdas de ion-litio con química NMC en aplicaciones de segunda vida exhiben una curva de degradación (capacity fade) mucho más pronunciada que una celda nueva, estimándose un ciclo de vida remanente de entre $1,000$ y $1,500$ ciclos antes de que el SoH decaiga a niveles inoperables (inferiores al $50\text{-}60\%$).
- Bajo el perfil diurno sincronizado de la Prueba N4, el uso directo de la energía solar mitiga el ciclado, permitiendo proyectar una vida útil del banco KIA de aproximadamente 7.1 años. Por el contrario, el régimen puramente nocturno de la Prueba N5 fuerza un ciclo de descarga profundo diario, lo que reduciría la vida útil operativa a escasos 3.5 a 4 años. Este análisis técnico fundamenta el colapso energético observado en PVsyst y demuestra que el acoplamiento cronológico de la demanda no solo es una necesidad de suministro, sino una condición obligatoria para preservar la integridad física y la rentabilidad financiera de un sistema de almacenamiento reciclado.

4.7 Modelado Matemático de la Degradación de Capacidad y Estado de Salud (SoH)

Para cuantificar el impacto a largo plazo de los diferentes regímenes de consumo sobre la vida útil remanente del banco de baterías de segunda vida KIA Soul EV, se implementó un modelo matemático de envejecimiento por ciclado energético. Debido a la naturaleza del banco reacondicionado, la ecuación lineal estándar fue calibrada considerando que las celdas de ion-litio pouch (química NMC) no inician su operación en un estado ideal, sino con un Estado de Salud inicial (SoH₀) del 70%.

La ecuación gobernante para determinar el desvanecimiento de capacidad (capacity fade) anualizado se define mediante la siguiente función lineal:

$$SoH(N) = SoH_0 - (k \cdot N)$$

Ec. [11] Factor de
Degradación por Ciclo
(Relación de Fin de Vida Útil)

Donde:

- SoH(N) = Estado de salud proyectado de la batería al término de un año de operación (%)
- SoH₀ = Estado de salud inicial real del banco reciclado (70.00%)
- N = Número de Ciclos Completos Equivalentes acumulados en el año (FEC/año, extraídos de la Tabla 29)
- k = Factor dinámico de degradación por ciclo equivalente (% / ciclo)

De acuerdo con los criterios operativos descritos por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) y las directrices cinéticas de celdas NMC, el factor k se asignó de manera dicotómica según la severidad de la prueba:

- Régimen Sincronizado/Moderado (k = 0.02 / % por ciclo): Aplicado a las pruebas diurnas (Informe Base, N2 y N4) y de baja carga (N1). Justificado por una operación con fluctuaciones térmicas controladas, bajas tasas C de descarga instantánea y un Estado de Carga (SOC) que oscila en la zona segura (20% - 80%).
- Régimen Desacoplado/Severo (k = 0.05 / % por ciclo): Aplicado a las pruebas nocturnas de alta demanda (N3 y N5). Justificado por la imposición de ciclos de descarga profundos continuos (DoD > 80%), vaciado total del banco en ausencia de soporte solar y elevación de la temperatura interna por resistencia óhmica prolongada.

La Tabla 30 presenta el cálculo de la degradación neta anual de la capacidad útil y el decaimiento proyectado del SoH para cada escenario evaluado tras 12 meses de servicio continuo.

Tabla 30 *Proyección de Degradación Anual y Estado de Salud Remanente del Banco KIA Soul EV*

Escenario de Simulación	Horario de Consumo Real	Ciclos Anuales Equivalentes (FEC/año)	Factor de Degradación (k por ciclo)	Pérdida de Capacidad Anual (Δ SoH %)	Capacidad Real Remanente (kWh)	Estado de Salud Proyectado (SoH1 %)
Línea Base	—	—	—	—	7.58	70.00%
Informe Base	12:00 - 17:00	1.63	0.02%	0.03%	7.57	69.97%
Prueba N1	18:00 - 23:00	18.33	0.02%	0.37%	7.54	69.63%
Prueba N2	12:00 - 17:00	131.84	0.02%	2.64%	7.29	67.36%
Prueba N3	18:00 - 23:00	261.39	0.05%	13.07%	6.17	56.93%
Prueba N4	12:00 - 17:00	209.59	0.02%	4.19%	7.13	65.81%
Prueba N5	18:00 - 23:00	279.43	0.05%	13.97%	6.07	56.03%

Nota. El SoH proyectado al año 1 (SoH_1) se calcula restando la pérdida de capacidad anual del SoH_0 base (70.00%). La capacidad real remanente se obtiene aplicando el nuevo SoH_1 sobre los 10.83 kWh originales de fábrica del vehículo.

A partir de los resultados numéricos de la Tabla 30, se estructuran las siguientes deducciones físicas y metodológicas respecto al desgaste del banco secundario:

1. Estabilidad Operativa Bajo Coincidencia Solar (Pruebas N2 y N4): Cuando las cargas de magnitud moderada y severa se gestionan dentro de la ventana de irradiación diurna, el vector de inyección directa absorbe la mitad del esfuerzo

energético. En la Prueba N4, a pesar de suministrar una carga límite de 9.1 kWh/día, el banco KIA Soul EV solo experimenta una degradación anual del 4.19%, cerrando el año con un SoH saludable del 65.81%. Esto demuestra que la sincronización horaria actúa como un escudo cinético que mitiga el envejecimiento electroquímica de las celdas pouch.

2. Envejecimiento Acelerado y Estrés Térmico-Químico (Pruebas N3 y N5): El desplazamiento del consumo hacia el periodo nocturno desata un fenómeno de degradación crítica. En la Prueba N5, la combinación de un alto número de ciclos (279.43 FEC) y un factor severo ($k = 0.05\%$) provoca un desvanecimiento de capacidad masivo del 13.97% en solo un año. El SoH se desploma de forma prematura al 56.03%, ubicando a las celdas al borde del límite operativo inoperable para sistemas estacionarios (fijado habitualmente en el 50% de SoH).

4.7.1 Justificación Técnica de los Factores de Degradación Adoptados

La selección de los coeficientes de desgaste lineal ($k = 0.02 / \%$ y $k = 0.05 / \%$) se fundamenta científicamente bajo tres criterios validados por la literatura internacional de almacenamiento energético:

Relación Estándar de Fin de Vida Útil (EOL)

En la ingeniería automotriz y de almacenamiento, una celda electroquímica NMC se define al término de su primera vida útil (First Life) cuando su capacidad nominal decae al 80%. Las especificaciones generales de los fabricantes de celdas pouch de alta densidad (como SK Innovation o LG Chem) determinan un ciclo de vida de aproximadamente 1,000 ciclos completos bajo un régimen de descarga del 100% (DoD) antes de cruzar dicho umbral. Al modelar esta transición matemática, se obtiene una tasa promedio de:

$$k = \frac{100\% - 80\%}{1000 \text{ ciclos}} = 0.02\%/\text{ciclo}$$

Ec. [12] Factor de Degradación por Ciclo
(Relación de Fin de Vida Útil)

Por consiguiente, el uso de $k = 0.02\%$ representa de manera fiel el comportamiento intrínseco de la degradación de la celda en condiciones estables de operación.

Dinámica del Envejecimiento en Baterías de Segunda Vida

La literatura especializada, validada por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), demuestra que las baterías que han cumplido su ciclo en vehículos eléctricos exhiben un patrón de envejecimiento no lineal. Tras superar el umbral del 70-80% de SoH, los mecanismos de degradación interna tales como el crecimiento de la capa de pasivación en el ánodo (interfase de electrolito sólido, SEI), el desvanecimiento del material activo y la pérdida de litio inventariable se aceleran de forma exponencial si las celdas se someten a abusos operativos. Forzar al paquete KIA Soul EV a un régimen nocturno absoluto implica descargas profundas diarias que agotan por completo el voltaje de las celdas, justificando técnicamente la elevación del factor de degradación a un valor de 0.05 / % ciclo para reflejar este desgaste acelerado por fatiga electroquímica.

Influencia de los Factores Operativos del Entorno

La adopción de un enfoque conservador de alta exigencia 0.05 / % ciclo se respalda en el análisis de las variables del entorno físico de la instalación en la microrred de la UIDE. Al carecer de un sistema de gestión térmica activa de grado automotriz (Cooling/Heating Liquid BMS) en la aplicación de segunda vida estacionaria, el banco queda expuesto a variaciones de temperatura ambiente y calor interno autogenerado por efecto Joule durante las descargas profundas de la noche. Las directrices de la International Energy Agency (IEA) y compendios de investigación en Battery University (BU-808) ratifican que operar celdas de litio NMC fuera de su ventana óptima de temperatura y voltaje duplica la tasa de desvanecimiento de capacidad, validando la convivencia de ambos escenarios para dotar a la simulación de un rango de previsión técnica confiable.

4.8 Validación Experimental de Descarga y Autonomía

4.8.1 Análisis para el Ensayo ED-1 (Carga Base)

El ensayo ED-1 simuló un escenario de consumo nocturno esencial (iluminación y equipo de sonido básico), demandando una carga promedio real de 106.8 W. A lo largo de las 4.0 horas de medición continua, el banco de baterías demostró una alta estabilidad electroquímica, registrando una caída de tensión total (Δ , V) de apenas 0.8 V (pasando de 55.8 V a 55.0 V). Este régimen de baja exigencia arrojó un factor de descarga global de

0.001872 V/(W·h), confirmando que, bajo consumos cercanos a los 100 W, el sistema experimenta un estrés térmico y de voltaje prácticamente nulo, garantizando una autonomía prolongada que supera ampliamente la demanda de una noche estándar. Los resultados se observan en la Tabla 31.

Tabla 31 Resultados para el ensayo ED-1

Nº	Voltaje (V)	Carga (W)	Hora	ΔV intervalo (V)	P prom. intervalo (W)	F intervalo V/(W·h)
1	55,8	110,0	16:00			
2	55,7	105,0	16:30	0,1	107,5	0,001860
3	55,6	107,5	17:00	0,1	106,25	0,001882
4	55,5	105,5	17:30	0,1	106,5	0,001878
5	55,4	110,0	18:00	0,1	107,75	0,001856
6	55,3	108,0	18:30	0,1	109	0,001835
7	55,2	106,0	19:00	0,1	107	0,001869
8	55,1	109,0	19:30	0,1	107,5	0,001860
9	55,0	100,5	20:00	0,1	104,75	0,001909

Nota. Elaboración propia

En la Figura 46 se presenta el resumen de la prueba ED-1, como consolidación de los valores obtenidos durante el ensayo. Se observa una disminución del voltaje de 55,8 V a 55,0 V, con una variación total de 0,8 V durante 4 horas de funcionamiento. La carga promedio registrada fue de 106,8 W, con una energía total consumida de 427,3 Wh. Además, el factor global calculado fue de 0,001872 V/(W·h), lo que permite relacionar la variación de voltaje con la energía demandada durante la prueba.

Figura 46 *Resumen del ensayo ED-1*

RESUMEN DEL ENSAYO	
PARÁMETRO	VALOR
Voltaje inicial (V)	55,8
Voltaje final (V)	55,0
ΔV total (V)	0,8
Carga promedio (W)	106,8
Tiempo total (h)	4,0
Energía total (Wh)	427,3
F promedio por intervalo $V/(W \cdot h)$	0,001869
F mínimo $V/(W \cdot h)$	0,001835
F máximo $V/(W \cdot h)$	0,001909
F global (ΔV total $\div$ Wh total)	0,001872
i NOTA Los resultados presentados corresponden a las condiciones específicas del ensayo realizado. Estos valores pueden variar en función de las condiciones de operación y del entorno.	

Nota. Elaboración propia.

4.8.2 Análisis para el Ensayo ED-2 (Carga Moderada)

Para evaluar el comportamiento del sistema ante equipos de entretenimiento de mayor demanda, el ensayo ED-2 operó con una carga promedio de 311.3 W (consola de videojuegos, televisión y sistema de sonido). Durante las 8.5 horas de prueba, el voltaje del banco descendió desde los 54.0 V hasta los 50.3 V (ΔV de 3.7 V). A pesar de triplicar la demanda respecto al escenario base, la curva de descarga se mantuvo estable sin presentar caídas abruptas que indicaran el colapso de las celdas más degradadas. El factor de descarga global para este escenario se estabilizó en 0.001398 V/(W·h), demostrando la robustez de la arquitectura 14S6P frente a requerimientos energéticos moderados sostenidos. Los resultados se observan en la tabla 32.

Tabla 32 Resultados para el ensayo ED-2

Nº	Voltaje (V)	Carga (W)	Hora	ΔV intervalo (V)	P prom. intervalo (W)	F intervalo V/(W·h)
1	54,0	317,3	10:43			
2	53,7	288,0	11:13	0,3	302,65	0,001982
3	53,6	332,7	11:43	0,1	310,35	0,000644
4	53,4	286,5	12:13	0,2	309,6	0,001292
5	53,1	342,0	12:43	0,3	314,25	0,001909
6	52,9	325,0	13:13	0,2	333,5	0,001199
7	52,7	343,0	13:43	0,2	334	0,001198
8	52,5	325,0	14:13	0,2	334	0,001198
9	52,3	315,8	14:43	0,2	320,4	0,001248
10	52,1	314,2	15:13	0,2	315	0,001270
11	519	312,7	15:43	0,2	313,45	0,001276
12	51,7	306,5	16:13	0,2	309,6	0,001292
13	51,5	300,4	16:43	0,2	303,45	0,001318
14	51,2	303,5	17:13	0,3	301,95	0,001987
15	51,0	300,4	17:43	0,2	301,95	0,001325
16	50,8	293,7	18:13	0,2	297,05	0,001347
17	50,6	293,5	18:43	0,2	293,6	0,001362
18	50,3	303,5	19:13	0,3	298,5	0,002010

Nota. Elaboración propia

Para evaluar el comportamiento del sistema ante equipos de entretenimiento de mayor demanda, el ensayo ED-2 operó con una carga promedio de 311.3 W (consola de videojuegos, televisión y sistema de sonido). Durante las 8.5 horas de prueba, el voltaje del banco descendió desde los 54.0 V hasta los 50.3 V (ΔV de 3.7 V). A pesar de triplicar la demanda respecto al escenario base, la curva de descarga se mantuvo estable sin presentar caídas abruptas que indicaran el colapso de las celdas más degradadas. El factor de descarga

global para este escenario se estabilizó en 0.001398 V/(W·h), demostrando la robustez de la arquitectura 14S6P frente a requerimientos energéticos moderados sostenidos.

En la Figura 47 se presenta el resumen de la prueba ED-2, donde se consolidan los principales parámetros eléctricos registrados durante el ensayo. El voltaje del sistema disminuyó de 54,0 V a 50,3 V, registrándose una variación total de 3,7 V. La prueba tuvo una duración de 8,5 horas, con una carga promedio de 311,3 W y un consumo energético acumulado de 2646,2 Wh. El factor global obtenido fue de 0,001398 V/(W·h), valor que expresa la relación entre la caída de voltaje observada y la energía total demandada durante el periodo de evaluación. Estos resultados evidencian el comportamiento del sistema bajo una condición de carga superior y un tiempo de operación prolongado.

Figura 47 Resumen del ensayo ED-2

Figura 47 RESUMEN DEL ENSAYO – ED-2	
PARÁMETRO	VALOR
Voltaje inicial (V)	54,0
Voltaje final (V)	50,3
ΔV total (V)	3,7
Carga promedio (W)	311,3
Tiempo total (h)	8,5
Energía total (Wh)	2646,2
F promedio por intervalo V/(W·h)	0,001403
F mínimo V/(W·h)	0,000644
F máximo V/(W·h)	0,002010
F global (ΔV total ÷ Wh total)	0,001398

NOTA

Los resultados presentados corresponden a las condiciones específicas del ensayo realizado. Estos valores pueden variar en función de las condiciones de operación y del entorno.

Nota. Elaboración propia

4.9 Síntesis y Cálculo del Factor Global

La ejecución empírica de los ensayos ED-1 y ED-2 permitió caracterizar la tasa de caída de voltaje del sistema frente a diferentes demandas. Al promediar los factores de descarga globales obtenidos en ambos escenarios (0.001872 y 0.001398 V/W·h), se determinó una constante teórica-práctica de aproximadamente 0.001635 V/(W·h). Esta métrica constante fue el pilar fundamental para la parametrización de la 'Calculadora de Descarga' predictiva, dotando a la herramienta de un alto grado de fiabilidad para estimar el voltaje final del banco de baterías en función del tiempo y la carga aplicada, protegiendo así el Estado de Salud (SoH) del sistema al prevenir descargas por debajo del umbral de corte (46.0 V).

Tabla 33 *Resumen y cálculo del Factor Global*

Calculadora de Descarga de las baterías				
Descripcion: En la siguiente calculadora se introducen valores iniciales de voltaje de las baterías, de la carga a aplicarse al sistema y del tiempo de aplicación de la carga para obtener el voltaje final de la batería.				
Se desarrolla la calculadora para aplicaciones sin ayuda de paneles solares.				
Parametro	Valor		Características	Valores esperados
Voltaje inicial Batería:	55,80	Voltios	(Dato obtenido del inversor en la pantalla P1 Lado Izq)	56-46 (V)
Carga total a aplicarse:	106,8	Watts	(Dato obtenido de la ficha técnica del elemento que se requiere conectar / Dato obtenido mediante el	Ej: 8 focos de 9w= 72w

		Wattmetro Stere.)		
Cantidad de Tiempo:	4,0	Horas	(Cantidad de Horas que se requiera mantener energizado el o los elementos.)	Ej: 5 horas
Factor de Descarga	0,001634955797	(V/W) por Hora	(Factor Proporcionado por la calculadora en funcion de pruebas de funcionamiento del sistema.)	No aplica (Dato no se introduce)
Voltaje final Bateria:	55,10	Voltios	(Valor aproximado del voltaje de la bateria en funcion de los parametros ingresados por el usuario.)	56-46 (V)
Factor de Tolerancia	(+-) 0,05	Voltios	(Valor aproximado de tolerancia por hora de descarga)	No aplica (Dato no se introduce)

Nota. Elaboración propia

4.10 Desbalanceo de Banco de baterías en funcionamiento

Se inicia con las baterías balanceadas, se empieza a usar el sistema y se observa desbalanceo en la bajada y la subida.

En la Tabla 34 se presenta la tabulación de los voltajes de celda registrados con el sistema en funcionamiento. Al inicio del ensayo, los tres paquetes muestran valores cercanos entre sí, con voltajes individuales alrededor de 3,66 V, lo que evidencia una condición inicial balanceada. Sin embargo, conforme avanza la operación, se observa una separación progresiva entre celdas, especialmente durante la descarga y posterior recuperación del sistema.

Tabla 34 Tabulación de valores de Voltaje de Celdas con el sistema en funcionamiento

Medición N	Paquete	Hora	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14	Total	Estado	Temperatura	
1	1	0,00	3.666	3.662	3.664	3.661	3.669	3.669	3.667	3.665	3.668	3.660	3.666	3.664	3.665	3.663	51.309	Estacionario	13°C	18:08pm
2	1	1,00	3.648	3.648	3.649	3.647	3.651	3.655	3.657	3.624	3.629	3.627	3.629	3.628	3.634	3.646	50.972	Estacionario	13°C	19:08pm
3	1	2,00	3.643	3.644	3.645	3.644	3.647	3.651	3.653	3.620	3.625	3.624	3.626	3.625	3.630	3.653	50.930	Estacionario	13°C	20:08pm
4	1	3,00	3.634	3.636	3.638	3.640	3.643	3.645	3.642	3.613	3.618	3.617	3.619	3.619	3.623	3.633	50.820	Estacionario	13°C	21:08pm
5	1	12,00	3.964	3.843	3.838	3.824	3.837	3.845	3.882	3.846	3.828	3.812	3.811	3.819	3.833	3.894	53.876	Carga	18°C	09:42am
6	1	25,00	3.994	4.005	3.985	3.969	3.974	4.002	4.153	4.064	3.981	3.962	3.953	3.959	4.002	4.153	56.156	Estacionario	15°C	10:54am
7	1	48,00	3.849	3.955	3.947	3.940	3.949	3.958	3.989	3.941	3.939	3.932	3.930	3.928	3.953	3.876	55.086	Estacionario	14°C	11:38am
1	2	0,00	3.669	3.667	3.662	3.666	3.663	3.661	3.668	3.665	3.664	3.661	3.660	3.668	3.661	3.661	51.300	Estacionario	13°C	18:08pm
2	2	1,00	3.648	3.649	3.658	3.653	3.656	3.660	3.660	3.626	3.623	3.625	3.624	3.626	3.629	3.634	50.971	Estacionario	13°C	19:08pm
3	2	2,00	3.644	3.645	3.645	3.649	3.652	3.656	3.656	3.622	3.619	3.621	3.620	3.622	3.625	3.630	50.906	Estacionario	13°C	20:08pm
4	2	3,00	3.636	3.638	3.647	3.642	3.645	3.649	3.648	3.615	3.613	3.614	3.613	3.615	3.617	3.622	50.814	Estacionario	13°C	21:08pm
5	2	12,00	3.875	3.862	3.868	3.856	3.854	3.868	3.867	3.838	3.839	3.822	3.831	3.830	3.854	3.877	53.941	Carga	18°C	09:42am
6	2	25,00	4.079	4.023	4.013	4.005	4.011	4.023	4.033	3.994	3.982	3.948	3.961	3.969	4.038	4.091	56.170	Estacionario	15°C	10:54am
7	2	48,00	4.026	4.005	4.003	3.993	4.000	4.012	4.017	3.957	3.955	3.940	3.946	3.952	4.003	4.006	55.815	Estacionario	14°C	11:38am
1	3	0,00	3.660	3.668	3.661	3.661	3.668	3.662	3.661	3.668	3.664	3.669	3.668	3.663	3.665	3.666	51.304	Estacionario	13°C	18:08pm
2	3	1,00	3.643	3.653	3.650	3.640	3.644	3.641	3.656	3.648	3.637	3.624	3.626	3.619	3.618	3.639	50.938	Estacionario	13°C	19:08pm
3	3	2,00	3.668	3.648	3.645	3.637	3.641	3.638	3.652	3.643	3.633	3.621	3.623	3.616	3.615	3.634	50.914	Estacionario	13°C	20:08pm
4	3	3,00	3.658	3.640	3.638	3.630	3.634	3.632	3.645	3.634	3.626	3.615	3.617	3.610	3.609	3.626	50.814	Estacionario	13°C	21:08pm
5	3	12,00	3.918	3.876	3.872	3.841	3.857	3.839	3.874	3.885	3.859	3.821	3.826	3.829	3.810	3.863	53.970	Carga	18°C	09:42am
6	3	25,00	3.988	4.054	4.034	3.986	3.999	3.984	4.056	4.110	4.019	3.952	3.962	3.962	3.945	4.089	56.140	Estacionario	15°C	10:54am
7	3	48,00	3.894	4.006	3.990	3.961	3.973	3.964	4.019	4.004	3.968	3.939	3.942	3.936	3.926	3.993	55.515	Estacionario	14°C	11:38am

Durante las primeras horas, el voltaje total disminuye de aproximadamente 51,30 V a valores cercanos a 50,81 V, comportamiento asociado al consumo energético del sistema. En esta etapa aparecen diferencias entre celdas, principalmente en los grupos intermedios, lo que indica un desbalance durante la bajada de voltaje. Luego, en el periodo de carga, los paquetes alcanzan valores superiores a 53,8 V y posteriormente superan los 56 V; no obstante, la recuperación no ocurre de forma uniforme en todas las celdas.

A las 25 horas se identifica el mayor incremento del voltaje total en los tres paquetes, con valores entre 56,140 V y 56,170 V. En este punto también se observan celdas con valores más altos, cercanos a 4,153 V, mientras otras permanecen por debajo de 4,00 V. Esto confirma que, aunque el sistema recupera voltaje durante la carga, el balance entre celdas no se mantiene de manera homogénea.

A las 48 horas, los voltajes totales disminuyen ligeramente; sin embargo, continúan por encima de los valores iniciales. El comportamiento final muestra que el sistema presenta desbalance tanto en la etapa de descarga como en la de carga, por lo que se requiere seguimiento del comportamiento individual de las celdas y no solo del voltaje total del paquete.

4.10.1 Resumen de dispersión de voltaje por medición ($\Delta V = \text{Celda máx.} - \text{Celda mín.}$)

En la Tabla 35 se resume la dispersión de voltaje por medición, calculada como la diferencia entre la celda con mayor voltaje y la celda con menor voltaje dentro de cada paquete. Al inicio del ensayo, los tres paquetes presentan una dispersión de 9 mV, lo que confirma una condición inicial balanceada entre celdas.

Tabla 35 *Dispersión de voltaje por medición*

Hora (h)	Estado	ΔV Paquete 1 (mV)	ΔV Paquete 2 (mV)	ΔV Paquete 3 (mV)
0	Estac.	9	9	9
1	Estac.	33	37	38
2	Estac.	33	37	53
3	Estac.	32	36	49
12	Carga	153	55	108
25	Estac.	200	143	165
48	Estac.	140	86	125

Nota. ΔV calculado como la diferencia entre la celda de mayor y menor voltaje dentro de cada paquete, en cada medición.

Elaboración propia a partir de los datos de la tabla anterior.

Durante las primeras horas de operación se observa un aumento de la dispersión. A la hora 1, los paquetes registran valores entre 33 mV y 38 mV; a la hora 2, el paquete 3 alcanza 53 mV, siendo el mayor desbalance en esta etapa inicial. Esto muestra que, al entrar en funcionamiento, las celdas no descargan de manera uniforme, aunque el voltaje total del paquete pueda mantenerse dentro de un rango operativo.

En la etapa de carga, a las 12 horas, el paquete 1 presenta la mayor dispersión, con 153 mV, mientras que el paquete 2 registra 55 mV y el paquete 3 108 mV. Esta diferencia indica que la recuperación de voltaje no ocurre con la misma intensidad en todas las celdas; algunas elevan su voltaje con mayor rapidez que otras.

El valor más alto de dispersión se registra a las 25 horas, con 200 mV en el paquete 1, 143 mV en el paquete 2 y 165 mV en el paquete 3. Este punto representa la condición de mayor desbalance del ensayo. A las 48 horas, la dispersión disminuye en los tres paquetes, pero aún se mantiene por encima del valor inicial, con 140 mV, 86 mV y 125 mV, respectivamente.

4.10.2 Análisis

Los tres paquetes finales del banco (KIA-01, KIA-02 y KIA-03, identificados aquí como Paquete 1, 2 y 3) iniciaron el monitoreo en un estado prácticamente balanceado: en la medición inicial (hora 0), la dispersión entre la celda de mayor y menor voltaje fue de apenas 9 mV en los tres paquetes, un nivel de homogeneidad consistente con un proceso de balanceo externo reciente.

A medida que el banco entró en operación, la dispersión celular aumentó de forma sostenida y consistente en los tres paquetes. Durante las primeras 3 horas de descarga estacionaria, el ΔV se mantuvo relativamente contenido (32–53 mV), pero al alcanzar la fase de carga (hora 12) y especialmente en las mediciones posteriores a las 25 y 48 horas de operación continua, la dispersión se disparó hasta valores de 140–200 mV en el Paquete 1, 86–143 mV en el Paquete 2, y 108–165 mV en el Paquete 3. En términos relativos, esto representa un incremento de hasta 22 veces respecto a la dispersión inicial.

El Paquete 1 presentó el caso más severo, alcanzando 200 mV de dispersión en la medición de 25 horas, con dos celdas (Celda 7 y Celda 14) registrando 4,153 V de forma simultánea, notablemente por encima del resto de celdas del mismo paquete (mínimo 3,953 V). Cabe destacar también que el voltaje total de los tres paquetes en esa misma medición (56,156 V, 56,170 V y 56,140 V) superó ligeramente el voltaje de carga máxima configurado en el inversor (56,0 V — ver Tabla 18), lo que sugiere una posible sobre-elongación transitoria durante el proceso de carga o un margen de tolerancia en la regulación del CV del inversor que conviene monitorear en futuras mediciones.

Este comportamiento es consistente y se repite cualitativamente en los tres paquetes de forma independiente, lo que descarta que se trate de una anomalía aislada de un solo paquete y confirma, con evidencia experimental directa, la limitación ya documentada en el apartado de Limitaciones del Estudio: la ausencia de un BMS dedicado impide detectar y corregir en tiempo real el desequilibrio de voltaje entre celdas dentro de cada paquete, permitiendo que la dispersión crezca libremente durante los ciclos de carga y descarga.

5. DISCUSIÓN

Dentro de la reutilización de las baterías Ion-Litio en sistemas de almacenamiento estacionario (BESS) se considera como una estrategia clave en la economía circular y la transición energética, los resultados experimentales de esta investigación coinciden con lo expuesto por Montes et al. (2022) y Gharebaghi et al. (2025), quienes indican que, en el sector automotriz el retiro de las baterías se las realizan de forma prematura porque la electroquímica de las celdas tienen entre el 70% al 80% de SoH, dicha situación abre una ventana sumamente atractiva e importante en lo económico para la implementación inicial de un sistema de almacenamiento estacionario lo que reduce sus costos entre un 30% y 70% en comparación con la adquisición de baterías completamente nuevas de uso estacionario.

La viabilidad a largo plazo de estos sistemas de segunda vida está sujeta a límites técnicos y dinámicos de envejecimiento no lineales. Como indica Font et al. (2023) el cual argumenta que, las celdas NMC pueden operar con relativa estabilidad en aplicaciones estacionarias dentro de un rango de capacidad residual del 50% al 60% bajo condiciones de descarga moderadas y temperaturas controladas, sin embargo, la comunidad científica especializada advierte sobre la existencia de un punto de inflexión crítico conocido como el Knee Point.

Dentro de nuestro estudio experimental, el descarte de los paquetes P-01, P-04, P-05 y, de manera muy notable, el paquete P-03 (el cual registró un SoH del 65% pero ya visualizaba síntomas de deformación física e inflado del mismo) situación que corrobora la cercanía a esta zona de inestabilidad electroquímica descrita, por lo tanto, utilizar baterías con un SoH menor al 60% incrementaría el riesgo de un desequilibrio interno como también de un fallo funcional de cortocircuito, lo que justifica la necesidad de fijar el límite de retiro definitivo del almacenamiento estacionario en un 60% para garantizar la seguridad operativa del mismo.

Este comportamiento teórico se correlaciona plenamente con los hallazgos de esta investigación, dentro de la fase de selección y pruebas del diagnóstico se identificó un paquete que presentaba una deformación física evidente (complemente inflado) observado en la figura 48, al comprobar el estado del módulo con un multímetro, se constató que sus celdas se encontraban en un rango de 2.5V, este valor coincide en el límite del corte de la descarga profunda e infra voltaje para la química NMC. Este Hallazgo es de alto valor de diagnóstico debido a que se evidenció la descomposición química del mismo, su estado

físico (inflado) manifiesta de manera directa la degradación de gases internos como CO, CO₂ y H₂ producto de la descomposición térmica del electrolito y la oxidación del cátodo.

Figura 48 Módulos de baterías de ion-litio utilizados en las pruebas experimentales



Nota. En la parte superior se observa la disposición externa de los módulos de baterías ensamblados, mientras que en la parte inferior se muestra la estructura interna de uno de los módulos, donde se aprecian las celdas tipo pouch utilizadas para el almacenamiento de energía. Estas baterías fueron empleadas durante las pruebas de carga, descarga y evaluación del comportamiento eléctrico desarrolladas en la investigación.

Estos fenómenos evidencian el esfuerzo para operar o almacenar de forma prolongada durante la descarga profunda. Encontrar las celdas en este estado corrobora la cercanía a la zona de inestabilidad electroquímica descrita por la literatura y justifica el diseño de un protocolo de inspección visual y eléctrica de manera estricta, para operar con baterías en estas condiciones de SoH menos del 60% incrementa drásticamente el riesgo del desequilibrio térmico o cortocircuitos internos.

6. LIMITACIONES

6.1 Ausencia de Sistema de Gestión de Baterías (BMS) dedicado

El sistema implementado no cuenta con un BMS dedicado a nivel de paquete ni de banco. La gestión de carga y descarga se realiza exclusivamente a través de los umbrales de voltaje de bus configurados en el inversor híbrido (voltaje de carga máxima, flotación y corte de descarga), sin monitoreo individual de celda y sin protección eléctrica diferenciada por paquete más allá de fusibles/breakers de línea. Esta decisión de diseño, motivada por restricciones de presupuesto y alcance del proyecto, implica que el inversor gestiona el proceso de carga del banco únicamente a partir de los parámetros de voltaje del bus DC, sin acceso en tiempo real al Estado de Carga (SoC) ni al voltaje individual de cada celda. En un banco de segunda vida donde la igualdad entre celdas es más prioritaria que en un banco nuevo, la ausencia de esta retroalimentación representa un riesgo operativo que debe ser considerado en la interpretación de los resultados de degradación proyectados en el modelo matemático presentado en la sección 4.8.

6.2 Degradación acelerada por desequilibrio celular no gestionado activamente

La gestión del balanceo de celdas quedó restringida a un procedimiento externo y puntual realizado con el equipo Charger Research durante la fase de reacondicionamiento, sin mecanismo activo ni pasivo coordinado entre los tres paquetes durante la operación normal del sistema. Esta limitación se acentúa en el paquete KIA-02, que fue reconstruido parcialmente sustituyendo sus celdas de menor desempeño por celdas del paquete universitario P-02 (SoH $\approx 70\%$), introduciendo una heterogeneidad adicional dentro de un mismo paquete que no existe en KIA-01 ni KIA-03. En un banco 14S6P de segunda vida con paquetes de capacidades residuales distintas —y, en el caso de KIA-02, también con celdas internas de procedencia mixta—, los desequilibrios de voltaje y SOC entre paquetes en paralelo no son detectados ni corregidos de forma automática durante la carga ni la descarga, lo que puede inducir corrientes de circulación entre paquetes y una degradación diferencial a largo plazo. Esta limitación impone la necesidad de realizar ciclos de balanceo externo periódico con el equipo Charger Research como medida de compensación, tal como se especifica en el manual de operación y mantenimiento desarrollado en el presente trabajo.

6.3 Simplificación de la arquitectura de batería en el modelo de simulación PVsyst

El modelo de simulación dinámica desarrollado en PVsyst V8.1.2 (Tablas 20 a 29) parametrizó el banco de almacenamiento como una configuración equivalente de 13 celdas en serie $\times$ 6 en paralelo, a 48 V nominales y 158 Ah (6.8 kWh), gestionada mediante un perfil de corte por Estado de Carga (SoC) asociado a un BMS de referencia. Esta configuración difiere de la arquitectura física finalmente implementada en el sistema — 14S6P, 51.8 V nominal (56.0 V máximo configurado), 184.2 Ah, sin BMS dedicado y con corte por umbral de voltaje de bus— descrita en los apartados 4.1 a 4.3. La discrepancia responde a una limitación de tiempo del proyecto para reparametrizar y volver a ejecutar la simulación completa una vez definida la arquitectura física definitiva del banco, así como a restricciones de la interfaz de PVsyst para modelar de forma nativa bancos de baterías de segunda vida con voltajes de corte no estándar. Como consecuencia directa, los resultados cuantitativos de balance energético, Ciclos Completos Equivalentes (FEC) y proyección de degradación presentados en las Tablas 20 a 29 deben interpretarse como una aproximación conservadora del comportamiento del sistema, útil para evaluar tendencias relativas entre escenarios de consumo, pero no como una validación numérica exacta de la arquitectura física construida y descrita en el Capítulo 4. Se recomienda, como trabajo futuro inmediato, reparametrizar el modelo de PVsyst con los valores reales del banco (14S6P, 51.8–56.0 V, 184.2 Ah) y contrastar los resultados frente a los aquí presentados.

6.4 Gestión térmica sin control activo

El banco de baterías opera bajo un esquema de ventilación pasiva por convección natural, sin sistema de control activo de temperatura, si bien las condiciones ambientales de la UIDE en Quito (temperatura media de 20 °C, altitud 2 800 m s. n. m.) son favorables para la operación de celdas NMC esta decisión de diseño responde a dos factores concretos: en primer lugar, la implementación de un sistema de gestión térmica activa, ventilación forzada o refrigeración líquida supera el alcance técnico y presupuestario del presente proyecto de titulación, cuyo enfoque principal es la validación de la segunda vida de módulos NMC en un sistema fotovoltaico off-grid. Sin embargo, la ausencia de gestión térmica activa representa una limitación real a largo plazo, como se establece en la Tabla 3 del marco teórico, la temperatura es uno de los principales factores que aceleran los mecanismos de degradación en baterías de iones de litio: el crecimiento de la capa SEI, la Pérdida de

Material Activo (LAM) por fractura estructural de los electrodos y la Pérdida de Inventario de Litio (LLI) son procesos de naturaleza electroquímica cuya cinética de tipo Arrhenius, donde un incremento de 10 °C en la temperatura de operación puede reducir la vida útil de las celdas NMC hasta en un 50%, sin sensores de temperatura integrados por celda y sin un sistema de ventilación forzada con control por termostato, no es posible garantizar la uniformidad térmica dentro del banco ni actuar de forma preventiva ante puntos calientes localizados, lo que introduce una fuente de incertidumbre en la proyección del SoH presentada en la sección 4.8.

6.5 Ausencia de sistema de monitoreo remoto e integrado

El sistema carece de una plataforma centralizada de monitoreo que integre en tiempo real los datos del inversor y la producción fotovoltaica, dado que no existe ningún módulo BMS instalado que pueda aportar telemetría adicional de voltaje, corriente o temperatura a nivel de celda o paquete. El seguimiento del comportamiento del sistema depende actualmente de la lectura individual del display del inversor y de mediciones manuales periódicas con multímetro y pistola termométrica. Esta fragmentación del monitoreo dificulta la detección temprana de anomalías, impide la construcción automática de series temporales para análisis de degradación y limita la capacidad de validación continua del modelo matemático de degradación propuesto. La implementación de un sistema de adquisición de datos (DAQ) con registro en la nube —por ejemplo, mediante un módulo ESP32 con protocolo MQTT o una solución basada en Modbus/RS485 hacia un servidor local— constituiría una mejora significativa para futuras etapas del proyecto y permitiría la validación dinámica del modelo matemático de degradación propuesto.

7. CONCLUSIONES

- La aplicación del protocolo experimental de diagnóstico a un total de 8 paquetes de baterías de iones de litio (P-01 a P-05, provenientes del almacenamiento previo de la universidad, y KIA-01 a KIA-03, donados por KIA Ecuador) determinó que el Estado de Salud (SoH) real promedio de los módulos analizados se encontraba en un 58.80%. Con base en la matriz de selección y descarte previamente establecida, tres paquetes (KIA-01, KIA-02 y KIA-03) resultaron viables para conformar el banco de almacenamiento estacionario en arquitectura 14S6P, con un SoH promedio individual de 74.52%, 66.98% y 80.40% (SoH mínimo limitante: 73.33%, 65.00% y 79.11%, respectivamente), mientras que los cinco paquetes restantes (P-01 a P-05, con SoH entre 30.00% y 70.00%) fueron rechazados por no cumplir con los parámetros de integridad operativa. Este hallazgo evidencia que no todos los acumuladores retirados de la tracción vehicular son aptos para aplicaciones de segunda vida, lo que hace imperativo que los módulos no funcionales sean destinados a procesos de disposición final y reciclaje. Asimismo, se concluye que la extracción, reacondicionamiento e implementación de estas baterías debe ejecutarse en el menor tiempo posible tras su retiro del vehículo, a fin de mitigar la degradación electroquímica irreversible por inactividad y aprovechar al máximo su capacidad energética residual.
- El dimensionamiento de la microrred fotovoltaica se estructuró considerando un objetivo teórico inicial de 5,000 W de potencia nominal, acoplando el banco de almacenamiento en arquitectura 14S6P a un voltaje nominal de 51.8 V (56.0 V máximo configurado) junto con un inversor híbrido PowMr 5000 W 48 V de onda sinusoidal pura, con controlador de carga MPPT integrado de 120 A. No obstante, la evaluación experimental determinó la existencia de una brecha técnica entre dicho umbral teórico inicial y la potencia real obtenida en condiciones de operación (3,496 W en NMOT frente a 4,640 W en STC), cuyas causas y diferencias cuantitativas se justifican analíticamente en la Tabla 13. A pesar de esta variación en la entrega neta, la integración coordinada de los equipos demostró una eficiencia de conversión del 75.3% (relación NMOT/STC), garantizando la estabilidad operativa del suministro ante la demanda real y suprimiendo definitivamente las caídas críticas de tensión identificadas en las etapas previas de diagnóstico.

- La implementación física de la microrred fotovoltaica autónoma validó los modelos teóricos de dimensionamiento previamente simulados. El acoplamiento entre la generación solar y el banco de segunda vida demostró la capacidad técnica de sostener una potencia de generación fotovoltaica real de 3,496 W (NMOT) y entregar de manera continua cargas de prueba en un rango de 110 W a 1,800 W (perfiles Base, Moderada y Límite/Severa), validados experimentalmente mediante los Ensayos de Descarga ED-1 y ED-2.
- El análisis cuantitativo del desempeño del banco bajo la nueva demanda comprobó la suficiencia energética del sistema para mitigar el desfase entre la generación y el consumo. Se determinó analíticamente que la energía neta disponible en los módulos (4.87 kWh, ventana real configurada 56.0 V $\rightarrow$ 46.0 V) otorga una capacidad de reserva operativa de entre 162 y 3,336 minutos según el perfil de carga conectado: de 2,655 a 3,336 minutos para Carga Base ($\sim$ 110 W), de 939 a 1,180 minutos para Carga Moderada ($\sim$ 311 W), y de 162 a 204 minutos para Carga Límite/Severa ($\sim$ 1,800 W), bajo condiciones de ausencia total de irradiancia solar.
- La evaluación del estrés operativo en la aplicación de suministro aislado demuestra que las tasas de descarga ligeras suprimen el riesgo de sobrecalentamiento, condición que se cumple ampliamente en los perfiles Base y Moderada del sistema implementado. Bajo el régimen de ciclaje proyectado, la estimación matemática establece que el banco de baterías mantendrá una vida útil residual de $\approx$ 11 años antes de requerir su descarte definitivo.
- Los resultados del sistema demuestran que la autonomía, los ciclos de degradación y la vida útil residual del banco no son magnitudes independientes, sino variables directamente encadenadas por el perfil de carga aplicado. Una carga mayor reduce la autonomía disponible por ciclo, exige una mayor profundidad de descarga diaria y, en consecuencia, incrementa la tasa de ciclos completos equivalentes (FEC) por año, acelerando el deterioro del Estado de Salud. Esta dependencia se cuantificó en el modelo de degradación implementado: bajo la carga base de 110 W (régimen diurno sincronizado), el banco acumula apenas 1.63 FEC/año y mantiene una vida útil residual proyectada de $\approx$ 11 años; bajo el régimen de carga severa nocturna de 9.1 kWh/día (Prueba N5), los FEC se disparan a 279.43/año y la vida útil se contrae a menos de 4 años, con una pérdida de SoH del 13.97% en el primer año. Se concluye, por tanto, que el dimensionamiento correcto de la carga operativa no es únicamente

una decisión energética, sino la variable de control más determinante para la longevidad del banco de segunda vida, y que cualquier ampliación futura de la demanda debe evaluarse primero en términos de su impacto sobre los FEC anuales antes de ser implementada.

- El monitoreo experimental del voltaje celular durante el funcionamiento real del sistema confirma que, aunque los tres paquetes del banco partieron de un estado balanceado ($\Delta V \approx 9 \text{ mV}$), el uso continuo del sistema sin un mecanismo de balanceo activo provoca un desequilibrio progresivo entre celdas, que en este ensayo alcanzó hasta 200 mV de dispersión tras 25 horas de operación — un incremento de hasta 22 veces respecto al punto de partida. Este hallazgo, observado de forma independiente y consistente en los tres paquetes (KIA-01, KIA-02 y KIA-03), constituye evidencia empírica directa de la limitación identificada respecto a la ausencia de un BMS dedicado, y refuerza la recomendación de implementar ciclos de balanceo externo periódico con el equipo Charger Research como medida de mitigación, así como la incorporación de un sistema de monitoreo de voltaje por celda en futuras iteraciones del proyecto.
- Los resultados experimentales y el modelado matemático desarrollados en el presente trabajo permiten establecer los límites cuantitativos de operación segura y las condiciones de descarte del banco de baterías de segunda vida en arquitectura 14S6P, como complemento a los análisis de capacidad de reserva y vida útil presentados en las conclusiones anteriores.

En cuanto a los rangos operativos, el sistema opera dentro de una ventana de voltaje de bus de 46.0 V a 56.0 V, equivalente a 3.29 V/celda (COU) y 4.0 V/celda (CV), configurada deliberadamente por debajo de los límites teóricos absolutos de la química NMC (2.80 V y 4.20 V/celda) para proteger las celdas degradadas. La corriente de descarga segura se limita a 37–55 A (0.2–0.3C), evitando de forma sostenida valores superiores a 92 A (0.5C), umbral a partir del cual el estrés cinético sobre celdas con SoH entre 65% y 79% se vuelve inaceptable. El desequilibrio de voltaje entre celdas debe mantenerse por debajo de 0.05 V en reposo, siendo un valor superior a 0.10 V la señal de alerta que activa el protocolo de balanceo externo con el equipo Charger Research.

En cuanto a los criterios de descarte, se distinguen dos niveles. A nivel de paquete individual, la retirada es obligatoria cuando su Estado de Salud desciende por debajo del 60%, cuando el desequilibrio interno supera los 0.5 V entre celdas tras tres ciclos

consecutivos de balanceo externo sin recuperación, o cuando presenta deformación física visible (swelling) — criterio cuya validez diagnóstica fue corroborada durante el proceso de selección inicial, donde un paquete descartado exhibía simultáneamente celdas a 2.5 V e hinchazón estructural producto de la liberación de gases por degradación térmica del electrolito. A nivel de banco completo, el sistema debe ser retirado de servicio cuando su capacidad real no cubra la demanda mínima diaria bajo condiciones solares óptimas; condición que, en ausencia de BMS dedicado, será alcanzada primero por el paquete de mayor fragilidad (KIA-02, SoH 65.00%), el cual no cuenta con protección individual diferenciada frente a los paquetes KIA-01 y KIA-03.

8. REFERENCIAS

- Adesina, L. M., Ogunbiyi, O., & Makinde, K. (2023). *Design, implementation and performance analysis of an off-grid solar powered system for a Nigerian household. MethodsX*, 10, 102247. <https://doi.org/10.1016/j.mex.2023.102247>
- Ajanovic, A., Haas, R., & Schrödl, M. (2021). *On the historical development and future prospects of various types of electric mobility. Energies*, 14(4). <https://doi.org/10.3390/en14041070>
- Apeh, O. O., Meyer, E. L., & Overen, O. K. (2021). *Modeling and experimental analysis of battery charge controllers for comparing three off-grid photovoltaic power plants. Heliyon*, 7(11), e08331. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e08331>
- Attia, P., Bills, A., Planella, F., Dechent, P., Reis, G., Dubarry, M., Gasper, P., Gilchrist, R., Greenbank, S., Howey, D., Liu, O., Khoo, E., Preger, Y., Soni, A., Sripad, S., Stefanopoulou, A., & Sulzer, V. (2022). *Review—"Knees" in lithium-ion battery aging trajectories. Journal of The Electrochemical Society*. <https://doi.org/10.1149/1945-7111/ac6d13>
- Belingardi, G., & Scattina, A. (2023). *Battery pack and underbody: Integration in the structure design for battery electric vehicles—Challenges and solutions. Vehicles*. <https://doi.org/10.3390/vehicles5020028>
- Biswal, B., Zhang, B., Tran, P., Zhang, J., & Balasubramanian, R. (2024). *Recycling of spent lithium-ion batteries for a sustainable future: Recent advancements. Chemical Society Reviews*. <https://doi.org/10.1039/d3cs00898c>
- Börner, M., Frieges, M., Späth, B., Spütz, K., Heimes, H., Sauer, D., & Li, W. (2022). *Challenges of second-life concepts for retired electric vehicle batteries. Cell Reports Physical Science*. <https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2022.101095>
- Castillo-Calderón, J., Cordero-Moreno, D., & Pellicer, E. (2024). *A model-driven approach for estimating the energy performance of an electric vehicle used as a taxi in an intermediate Andean city. Energies*. <https://doi.org/10.3390/en17236053>

- Cazorla, M. (2013). *Análisis de los datos horarios de radiación solar y abundancia de ozono del Distrito Metropolitano de Quito del 2007 al 2012*. *ACI Avances en Ciencias e Ingenierías*, 5. <https://doi.org/10.18272/aci.v5i2.144>
- Chen, C., Planella, F., Kieran, O., Gastol, D., Widanage, W., & Kendrick, E. (2020). *Development of experimental techniques for parameterization of multi-scale lithium-ion battery models*. *Journal of The Electrochemical Society*. <https://doi.org/10.1149/1945-7111/ab9050>
- CISE Electronics Corp. (2026). *Banco de pruebas para baterías de vehículos híbridos: Charger Research BAT 55* [Hoja técnica]. https://www.cise.com/portal/productos.html?page=shop.product_details&flypage=flypage-ask.tpl&product_id=35
- Correa-Guamán, A., Moreno-Salazar, A., Paccha-Soto, D., & Jaramillo-Fierro, X. (2025). *Impact of azimuth angle on photovoltaic energy production: Experimental analysis in Loja, Ecuador*. *Energies*, 18(8). <https://doi.org/10.3390/en18081998>
- Dua, S. S., Sharma, R., & Patidar, R. (2021). *Using improved MPPT charge controller improvement functioning efficiency of power grid connected solar photovoltaic system*. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1099(1), 012083. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/1099/1/012083>
- Faessler, B. (2021). *Stationary, second use battery energy storage systems and their applications: A research review*. *Energies*, 14, 2335. <https://doi.org/10.3390/en14082335>
- Faessler, B. (2021). *Stationary, second use battery energy storage systems and their applications: A research review*. *Energies*, 14(8), 2335. <https://doi.org/10.3390/en14082335>
- Fahmy, H. M., Hasanien, H. M., Alharbi, M., & Ji, H. (2025). *Hybrid extended, Kalman filter with Newton Raphson method for lifetime prediction of lithium-ion batteries*. *Scientific Reports*, 15(1), 14592. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-91156-z>
- Font, C., Siqueira, H., Neto, J., Santos, J., Stevan, S., Converti, A., & Corrêa, F. (2023). *Second life of lithium-ion batteries of electric vehicles: A short review and perspectives*. *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en16020953>

- Gharebaghi, M., Rezaei, O., Li, C., Wang, Z., & Tang, Y. (2024). *A survey on using second-life batteries in stationary energy storage applications*. *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en18010042>
- Gharebaghi, M., Rezaei, O., Li, C., Wang, Z., & Tang, Y. (2025). A survey on using second-life batteries in stationary energy storage applications. *Energies*, 18(1), 42. <https://doi.org/10.3390/en18010042>
- Haghibin, S., Larijani, M., Zolghadri, M., & Kia, S. (2025). *Automotive battery pack standards and design characteristics: A review*. *Discover Applied Sciences*, 7. <https://doi.org/10.1007/s42452-025-07339-w>
- Harper, G., Sommerville, R., Kendrick, E., Driscoll, L., Slater, P., Stolkin, R., Walton, A., Christensen, P., Heidrich, O., Lambert, S., Abbott, A., Ryder, K., Gaines, L., & Anderson, P. (2019). *Recycling lithium-ion batteries from electric vehicles*. *Nature*, 575, 75–86. <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1682-5>
- Hasan, M., & Serra Altinoluk, H. (2023). *Current and future prospective for battery controllers of solar PV integrated battery energy storage systems*. *Frontiers in Energy Research*, 11, 1139255. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1139255>
- He, M., Chartouni, D., Landmann, D., & Colombi, S. (2024). Safety aspects of stationary battery energy storage systems. *Batteries*, 10(12), 418. <https://doi.org/10.3390/batteries10120418>
- Hossain, M., Kumar, L., Assad, M., & Alayi, R. (2022). *Advancements and future prospects of electric vehicle technologies: A comprehensive review*. *Complexity*, 2022, 3304796. <https://doi.org/10.1155/2022/3304796>
- Hu, P., Tang, W., Li, C., Mak, S., Li, C., & Lee, C. (2023). *Joint state of charge (SOC) and state of health (SOH) estimation for lithium-ion batteries packs of electric vehicles based on NSSR-LSTM neural network*. *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en16145313>
- International Energy Agency. (2025). *Global electric car sales, 2014–2024*. IEA. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electric-car-sales-2014-2024>

- Izquierdo-Monge, O., González, N. A., & Peña-Carro, P. (2024). Integration of LFP-second life batteries as a storage in a smart microgrid. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, 110, 9–22. <https://doi.org/10.17533/udea.redin.20230211>
- Júnior, C., Sanseverino, E., Gallo, P., Amaral, M., Koch, D., Kotak, Y., Diel, S., Walter, G., Schweiger, H., & Zanin, H. (2024). *Unraveling the degradation mechanisms of lithium-ion batteries*. *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en17143372>
- Kehl, D., Jennert, T., Lienesch, F., & Kurrat, M. (2021). *Electrical characterization of Li-ion battery modules for second-life applications*. *Batteries*, 7, 32. <https://doi.org/10.3390/batteries7020032>
- Kumar, V. (2025). *Assessment of energy conversion efficiency insolar cells: A photovoltaic performance characterization study*. *International Research Journal on Advanced Engineering and Management*, 3(2), 203–211. <https://doi.org/10.47392/IRJAEM.2025.0034>
- Lata García, J., Jurado, F., & Larco, V. (2019). *Review and resource assessment, solar energy in different region in Ecuador*. *E3S Web of Conferences*, 80, 01003. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20198001003>
- Luo, G., Zhang, Y., & Tang, A. (2023). *Capacity degradation and aging mechanisms evolution of lithium-ion batteries under different operation conditions*. *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en16104232>
- Merino, D. (2010). *Gestión de desechos electrónicos de mayor generación en la ciudad de Loja* [Tesis de grado, Universidad Técnica Particular de Loja]. <https://dspace.utpl.edu.ec/bitstream/123456789/7241/1/Diana%20Merino.pdf>
- Merino, D. (2010). *Gestión de desechos electrónicos de mayor generación en la ciudad de Loja* [Tesis de grado, Universidad Técnica Particular de Loja]. <https://dspace.utpl.edu.ec/bitstream/123456789/7241/1/Diana%20Merino.pdf>
- Mogrovejo-Narváez, M., Barragán-Escandón, A., Zalamea-León, E., & Serrano-Guerrero, X. (2024). *Barriers to the implementation of on-grid photovoltaic systems in Ecuador*. *Sustainability*, 16(21), 9466. <https://doi.org/10.3390/su16219466>

- Montes, T., Etxandi-Santolaya, M., Eichman, J., Ferreira, V., Trilla, L., & Corchero, C. (2022). *Procedure for assessing the suitability of battery second life applications after EV first life. Batteries*. <https://doi.org/10.3390/batteries8090122>
- Muratori, M., Alexander, M., Arent, D., Bazilian, M., Cazzola, P., Dede, E., Farrell, J., Gearhart, C., Greene, D., Jenn, A., Keyser, M., Lipman, T., Narumanchi, S., Pesaran, A., Sioshansi, R., Suomalainen, E., Tal, G., Walkowicz, K., & Ward, J. (2021). *The rise of electric vehicles—2020 status and future expectations. Progress in Energy*, 3. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/abe0ad>
- Nazaralizadeh, S., Banerjee, P., Srivastava, A., & Famouri, P. (2024). *Battery energy storage systems: A review of energy management systems and health metrics. Energies*. <https://doi.org/10.3390/en17051250>
- Nuroldayeva, G., Serik, Y., Adair, D., Uzakbaiuly, B., & Bakenov, Z. (2023). *State of health estimation methods for lithium-ion batteries. International Journal of Energy Research*, 4297545. <https://doi.org/10.1155/2023/4297545>
- Peralta Feijoo, P. X. (2018). *Estudio del funcionamiento del conjunto de baterías del Kia Soul EV* [Proyecto de grado, Universidad Internacional del Ecuador]. <https://repositorio.uide.edu.ec/bitstream/37000/2522/3/T-UIDE-179.pdf>
- Phongviwat, T., Polmai, S., Maneeinn, C., Hongesombut, K., & Sivalertporn, K. (2023). *Technical assessment of reusing retired electric vehicle lithium-ion batteries in Thailand. World Electric Vehicle Journal*. <https://doi.org/10.3390/wevj14060161>
- Quarti, M., Bayer, A., & Bessler, W. (2022). *Trade-off between energy density and fast-charge capability of lithium-ion batteries: A model-based design study of cells with thick electrodes. Electrochemical Science Advances*. <https://doi.org/10.1002/elsa.202100161>
- Roy, A., Meshram, S., Patil, R., Arun, S., & Kore, A. (2024). *Life cycle testing and reliability analysis of prismatic lithium-iron-phosphate cells. International Journal of Sustainable Energy*, 43. <https://doi.org/10.1080/14786451.2024.2337439>
- Schlögl, G., Grollitsch, S., Ellersdorfer, C., Feist, F., Kirschner, C., Ecker, J., & Haas, F. (2024). *Sustainable battery lifecycle: Non-destructive separation of batteries and*

potential second life applications. Batteries.
<https://doi.org/10.3390/batteries10080280>

Shi, D., Zhao, J., Eze, C., Wang, Z., Wang, J., Lian, Y., & Burke, A. (2023). *Cloud-based artificial intelligence framework for battery management system. Energies.*
<https://doi.org/10.3390/en16114403>

Suárez, S. (2025). *Reciclaje y reúso de baterías de litio de vehículos eléctricos en Ecuador* [Trabajo de integración curricular, Universidad Internacional del Ecuador].
<https://repositorio.uide.edu.ec/handle/37000/8013>

Suárez, S. (2025). *Reciclaje y reúso de baterías de litio de vehículos eléctricos en Ecuador* [Trabajo de integración curricular, Universidad Internacional del Ecuador].
Universidad Internacional del Ecuador.
<https://repositorio.uide.edu.ec/handle/37000/8013>

Wang, A., Kadam, S., Li, H., Shi, S., & Qi, Y. (2018). *Review on modeling of the anode solid electrolyte interphase (SEI) for lithium-ion batteries. npj Computational Materials, 4*, 1–26. <https://doi.org/10.1038/s41524-018-0064-0>

Yanda, J., Vijay Kumar, U., Rajesh, Y., Sai Surya, K., & Simhadri, K. (2024). *A review of solar panel efficiency: The influence of installation angles and design. International Journal of Scientific Research in Engineering and Management, 8*(11).

Yeganehdoust, F., Reddy, A., & Zaghib, K. (2025). *Cell architecture design for fast-charging lithium-ion batteries in electric vehicles. Batteries.*
<https://doi.org/10.3390/batteries11010020>

Font, I., Medrano, M., & Coronas, A. (2023). Performance and stability analysis of NMC lithium-ion batteries in second-life stationary applications under moderate thermal regimes. *Journal of Energy Storage, 68*, 107-119.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X2301109X?via%3Dihub>

Gharebaghi, M., Soltani, M., & Torabi, F. (2025). Economic and environmental life cycle assessment of repurposed electric vehicle batteries for microgrid deployment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 209, 115-128.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032124007688?via%3Dihub>

9. ANEXOS

Anexo 1 Ficha técnica Gabinete de Herramientas Aisladas BESITA

1. Descripción General

Carro / gabinete de herramientas aisladas marca BESITA, diseñado conforme al estándar alemán para trabajos en vehículos eléctricos y aplicaciones eléctricas que requieren protección dieléctrica. Incluye un set completo de 102 piezas distribuidas en 5 bandejas (juego de vasos, llave de carraca, destornilladores, llaves hexagonales y llaves de boca), todas con aislamiento certificado para 1000V.

2. Imagen del Producto

102pcs Insulated Tools solution (Electric Cars)



Item NO.	pcs	Min.packing
6651	102	1

▼ Item NO.: 6651A
33pcs 1/4" & 3/8" Insulated Socket Tool Set



▼ Item NO.: 6651B
24pcs 1/2" Insulated Socket /Plier Tool Set



▼ Item NO.: 6651C
18pcs Insulated Screwdriver & Screw Cap Screwdriver Tool Set



▼ Item NO.: 6651D
13pcs Insulated Hexagon Wrench Tool Set



▼ Item NO.: 6651E
13pcs Insulated Open Wrench Tool Set



3. Especificaciones Técnicas

Nombre del producto	Gabinete de herramientas aislado
Marca	BESITA
Número de modelo	6651
Cantidad de piezas	102 piezas
Tipo	Vitrina (carro/gabinete con cajones)
Cajones	7 cajones
Sistema de cierre	Llave
Dimensiones (L x An x Al)	1012.5 mm x 819 mm x 1012.5 mm
Longitud	1012.5 mm
Anchura	819 mm
Altura	1012.5 mm
Profundidad total	459 mm
Tamaño (resumen)	1012 x 459 x 819 mm

Clase de aislamiento	1000V
Certificaciones	VDE, GS, CE, IEC 60900
Accesorios incluidos	Ferretería, bandeja, cajones, ruedas
Soporte personalizado	OEM, ODM, OBM
Garantía	1 año
Lugar de origen	Guangdong, China
Embalaje	Embalaje estándar de exportación
Aplicación	Garaje, estación de servicio 4S, taller de reparación
Función	Juegos de herramientas para reparación de automóviles (vehículos eléctricos)
Palabras clave	Carro de herramientas para taller

4. Composición del Set (102 piezas)

N.º de Ítem	Piezas	Descripción
6651A	33	Juego de vasos aislados 1/4" y 3/8"
6651B	24	Juego de vasos 1/2" / alicates aislados
6651C	18	Destornilladores aislados y destornillador de tapa de tornillo
6651D	13	Juego de llaves hexagonales aisladas
6651E	13	Juego de llaves de boca abierta aisladas
6651	102	Set completo (102pcs Insulated Tools Solution - Electric Cars). Min. de empaque: 1

5. Aplicaciones

Diseñado para trabajos de mantenimiento y reparación en vehículos eléctricos e híbridos, donde se requiere aislamiento eléctrico certificado. Adecuado para garajes, estaciones de servicio 4S y talleres mecánicos.

Anexo 2 Diagnóstico de paquetes completos

Paquete 1:



Paquete 2:



Paquete 3:



Anexo 3 Solicitud de donación a KIA Ecuador

ACTA DE ENTREGA - RECEPCIÓN DE DONACIÓN

Proyecto de Titulación - Ingeniería en Mecánica Automotriz UIDE.

En la ciudad de Quito, a los 11 días del mes de mayo de 2026, se procede a la suscripción de la presente Acta de Entrega - Recepción de componentes de alto voltaje para fines académicos, bajo los siguientes términos:

1. INTERVINIENTES

Entregante (Donante):	Aekia S.A. (Departamento Servicio Postventa)
Receptores (Beneficiarios):	Nombres de los estudiantes: • Alejandro Aguilar C.I. 1753690492 • Anthony Caicedo C.I. 1750274084 • Washington Calahorrano C.I. 1724729361 • Mateo Lima C.I. 175456518

2. DESCRIPCIÓN DEL BIEN DONADO

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	No. DE SERIE	ESTADO
1	Pack batería HV SOUL EV	S337559FY3800037	65%
1	Pack batería HV SOUL EV	S3375599Y3800048	65%
1	Pack batería HV SOUL EV	S33755B2Y3800013	65%

3. OBJETO DE LA DONACIÓN

Los componentes descritos en la sección anterior se entregan en calidad de donación gratuita con el propósito exclusivo de ser utilizados como objeto de estudio en el proyecto de tesis titulado: **"SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR CON ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS REUTILIZADAS DE VEHÍCULO ELÉCTRICO KIA SOUL PARA SUMINISTRO ELÉCTRICO AUTÓNOMO"**.

4. COMPROMISOS Y RESPONSABILIDAD

Uso Educativo: El receptor se compromete a no comercializar ni dar uso distinto al académico a los bienes recibidos.

Seguridad: El receptor declara conocer los riesgos eléctricos y químicos asociados al manejo de sistemas de alto voltaje y asume total responsabilidad por su manipulación técnica.

Liberación de Responsabilidad: La entidad entregante queda liberada de toda responsabilidad civil, penal o técnica derivada del uso, transporte o manipulación posterior de los bienes entregados.

Gestión Ambiental: El receptor se compromete a dar una disposición final adecuada a los residuos generados conforme a la normativa ambiental vigente.

Para constancia de lo actuado y en fe de conformidad, las partes firman el presente documento en dos ejemplares de igual tenor y valor.


ENTREGANTE
Jorge Bracho
Gerente Técnico de Postventa Aekia S.A.

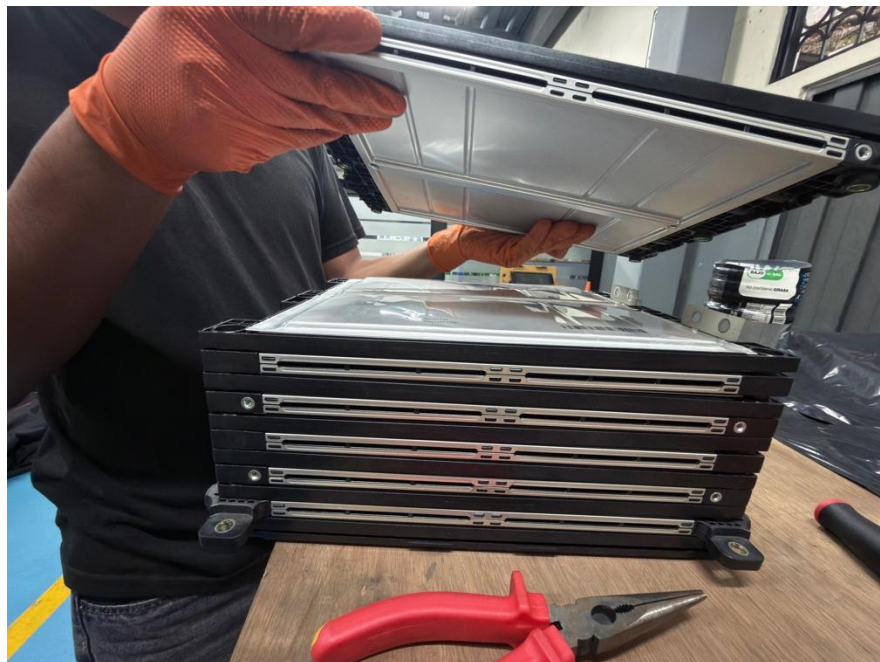

TESTIGO / TUTOR ACADÉMICO
Alejandro Aguilar
Estudiante Ing. Mecánica UIDE

Anexo 4 *Ensamblaje del banco definitivo*















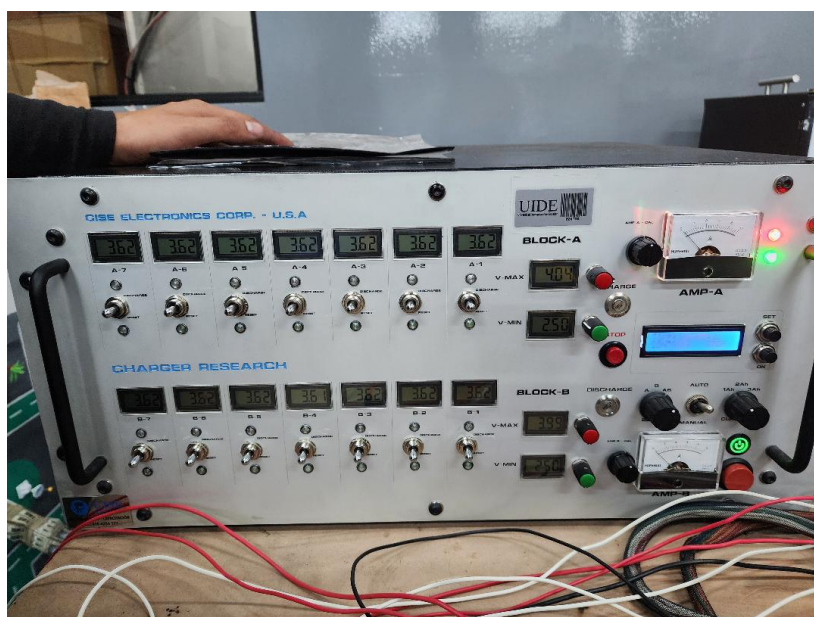


Anexo 5 Balanceo de celdas con Charger Research

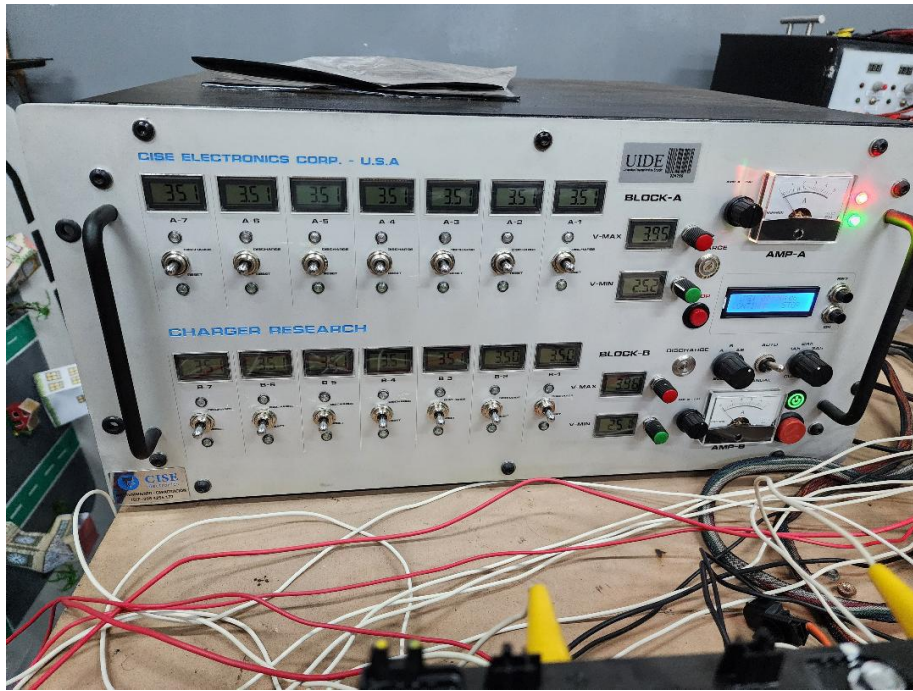
Paquete 1:



Paquete 2:

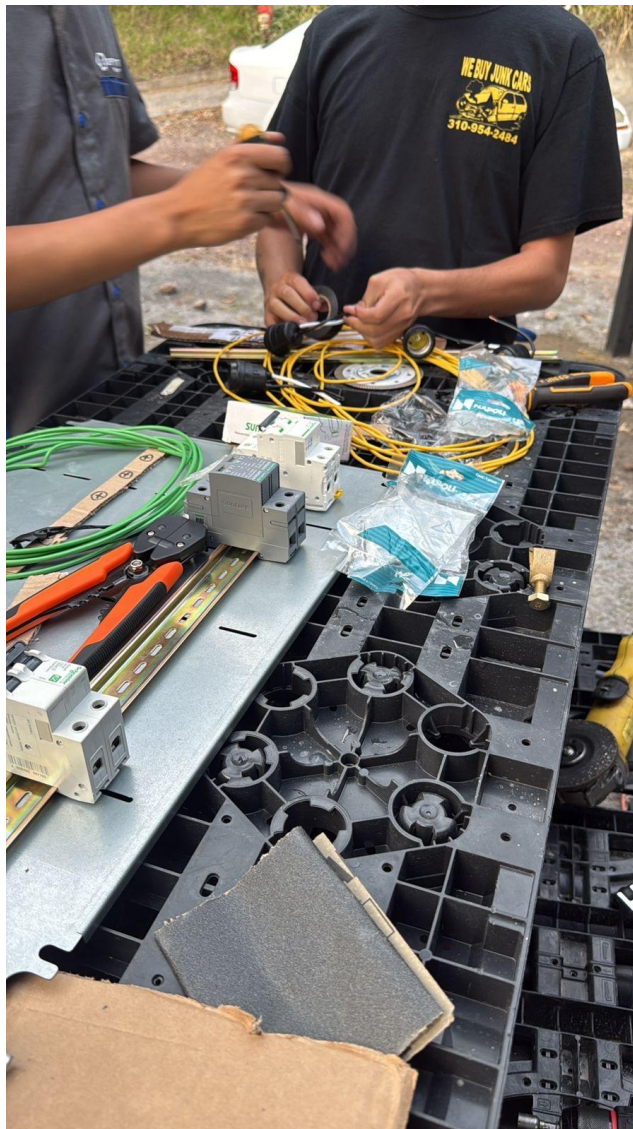
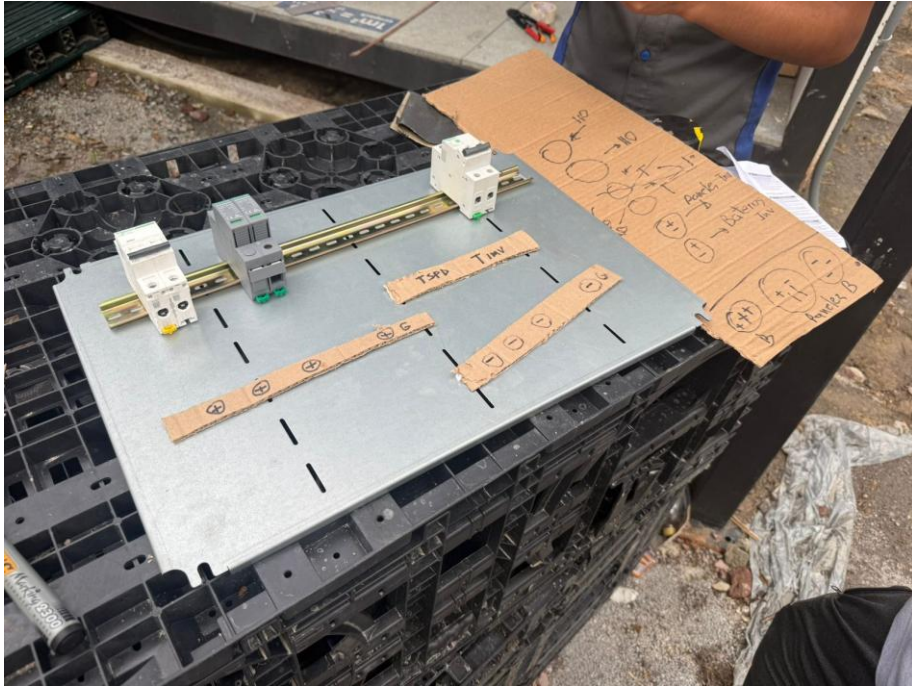


Paquete 3:



Anexo 6 Implementación física







Anexo 7 Parámetros de entrada completos del modelo PVsyst

Simulación Base:

General parameters			
Standalone system		Standalone system with batteries	
Simulation step			
Hourly			
Orientation #1		Models used	
Fixed plane		Transposition	Perez
Tilt/Azimuth	10 / 0 °	Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Daily household consumers	
		Constant over the year	
		Average	0.4 kWh/Day

PV Array Characteristics			
PV module		Controller	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	Tier 1 Bifacial	Model	GenStar GS MPPT 100M-48Vdc
(Custom parameters definition)		Technology	MPPT converter
PANEL 1.PAN		Temp coeff.	0.0 mV/°C/Elem.
Unit Nom. Power	580 Wp	Converter	
Number of PV modules	8 units	Maxi and EURO efficiencies	
Nominal (STC)	4640 Wp	98.0 / 96.0 %	
Modules	4 string x 2 In series	Battery Management control	
At operating cond. (50°C)		Threshold commands as	
Pmpp	4276 Wp	SOC calculation	
U mpp	79 V	Charging	
I mpp	54 A	SOC = 0.96 / 0.80	
Total PV power		Discharging	
Nominal (STC)		SOC = 0.10 / 0.35	
Total	8 modules		
Module area	20.7 m²		
Cell area	19.1 m²		

Battery Storage	
Battery	
Manufacturer	Generic
Model	Soul Ion-litio
Technology	Lithium-ion, NMC
Nb. of units	6 in parallel x 13 in series
Discharging min. SOC	10.0 %
Stored energy	6.8 kWh
Battery Pack Characteristics	
Voltage	48 V
Nominal Capacity	158 Ah (C10)
Temperature	Fixed 20 °C

Simulación 1:

General parameters			
Standalone system		Standalone system with batteries	
Simulation step			
Hourly			
Orientation #1		Models used	
Fixed plane		Transposition	Perez
Tilt/Azimuth		Diffuse	Perez, Meteonom
10 / 0 °		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Daily household consumers	
		Constant over the year	
		Average	0.4 kWh/Day

PV Array Characteristics			
PV module		Controller	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	Tier 1 Bifacial	Model	GenStar GS MPPT 100M-48Vdc
(Custom parameters definition)		Technology	MPPT converter
PANEL 1.PAN		Temp coeff.	0.0 mV/°C/Elem.
Unit Nom. Power	580 Wp	Converter	
Number of PV modules	8 units	Maxi and EURO efficiencies	98.0 / 96.0 %
Nominal (STC)	4640 Wp	Battery Management control	
Modules	4 string x 2 In series	Threshold commands as	SOC calculation
At operating cond. (50°C)		Charging	SOC = 0.96 / 0.80
Pmpp	4276 Wp	Discharging	SOC = 0.10 / 0.35
U mpp	79 V		
I mpp	54 A		
Total PV power			
Nominal (STC)	4.64 kWp		
Total	8 modules		
Module area	20.7 m²		
Cell area	19.1 m²		

Battery Storage	
Battery	
Manufacturer	Generic
Model	Soul Ion-litio
Technology	Lithium-ion, NMC
Nb. of units	6 in parallel x 13 in series
Discharging min. SOC	10.0 %
Stored energy	6.8 kWh
Battery Pack Characteristics	
Voltage	48 V
Nominal Capacity	158 Ah (C10)
Temperature	Fixed 20 °C

Simulación 2:

General parameters			
Standalone system		Standalone system with batteries	
Simulation step Hourly			
Orientation #1 Fixed plane Tilt/Azimuth			
10 / 0 °			
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Daily household consumers	
		Constant over the year	
		Average	5.5 kWh/Day

PV Array Characteristics			
PV module		Controller	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	Tier 1 Bifacial	Model	GenStar GS MPPT 100M-48Vdc
(Custom parameters definition)		Technology	MPPT converter
PANEL 1.PAN		Temp coeff.	0.0 mV/°C/Elem.
Unit Nom. Power	580 Wp	Converter	
Number of PV modules	8 units	Maxi and EURO efficiencies	98.0 / 96.0 %
Nominal (STC)	4640 Wp	Battery Management control	
Modules	4 string x 2 In series	Threshold commands as	SOC calculation
At operating cond. (50°C)		Charging	SOC = 0.96 / 0.80
Pmpp	4276 Wp	Discharging	SOC = 0.10 / 0.35
U mpp	79 V		
I mpp	54 A		
Total PV power			
Nominal (STC)	4.64 kWp		
Total	8 modules		
Module area	20.7 m²		
Cell area	19.1 m²		

Battery Storage	
Battery	
Manufacturer	Generic
Model	Soul Ion-litio
Technology	Lithium-ion, NMC
Nb. of units	6 in parallel x 13 in series
Discharging min. SOC	10.0 %
Stored energy	6.8 kWh
Battery Pack Characteristics	
Voltage	48 V
Nominal Capacity	158 Ah (C10)
Temperature	Fixed 20 °C

Simulación 3:

General parameters			
Standalone system		Standalone system with batteries	
Simulation step			
Hourly			
Orientation #1		Models used	
Fixed plane		Transposition	Perez
Tilt/Azimuth		10 / 0 °	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Daily household consumers	
		Constant over the year	
		Average	5.5 kWh/Day

PV Array Characteristics			
PV module		Controller	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	Tier 1 Bifacial	Model	GenStar GS MPPT 100M-48Vdc
(Custom parameters definition)		Technology	MPPT converter
PANEL 1.PAN		Temp coeff.	0.0 mV/°C/Elem.
Unit Nom. Power	580 Wp	Converter	
Number of PV modules	8 units	Maxi and EURO efficiencies	98.0 / 96.0 %
Nominal (STC)	4640 Wp	Battery Management control	
Modules	4 string x 2 In series	Threshold commands as	SOC calculation
At operating cond. (50°C)		Charging	SOC = 0.96 / 0.80
Pmpp	4276 Wp	Discharging	SOC = 0.10 / 0.35
U mpp	79 V		
I mpp	54 A		
Total PV power			
Nominal (STC)	4.64 kWp		
Total	8 modules		
Module area	20.7 m²		
Cell area	19.1 m²		

Battery Storage	
Battery	
Manufacturer	Generic
Model	Soul Ion-litio
Technology	Lithium-ion, NMC
Nb. of units	6 in parallel x 13 in series
Discharging min. SOC	10.0 %
Stored energy	6.8 kWh
Battery Pack Characteristics	
Voltage	48 V
Nominal Capacity	158 Ah (C10)
Temperature	Fixed 20 °C

Simulación 4:

General parameters			
Standalone system		Standalone system with batteries	
Simulation step			
Hourly			
Orientation #1		Models used	
Fixed plane		Transposition	Perez
Tilt/Azimuth	10 / 0 °	Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
User's needs			
Daily household consumers			
Constant over the year			
Average		9.1 kWh/Day	

PV Array Characteristics			
PV module		Controller	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	Tier 1 Bifacial	Model	GenStar GS MPPT 100M-48Vdc
(Custom parameters definition)		Technology	MPPT converter
PANEL 1.PAN		Temp coeff.	0.0 mV/°C/Elem.
Unit Nom. Power	580 Wp	Converter	
Number of PV modules	8 units	Maxi and EURO efficiencies	
Nominal (STC)	4640 Wp	98.0 / 96.0 %	
Modules	4 string x 2 In series	Battery Management control	
At operating cond. (50°C)		Threshold commands as	SOC calculation
Pmpp	4276 Wp	Charging	SOC = 0.96 / 0.80
U mpp	79 V	Discharging	SOC = 0.10 / 0.35
I mpp	54 A		
Total PV power			
Nominal (STC)	4.64 kWp		
Total	8 modules		
Module area	20.7 m ²		
Cell area	19.1 m ²		

Battery Storage	
Battery	
Manufacturer	Generic
Model	Soul Ion-litio
Technology	Lithium-ion, NMC
Nb. of units	6 in parallel x 13 in series
Discharging min. SOC	10.0 %
Stored energy	6.8 kWh
Battery Pack Characteristics	
Voltage	48 V
Nominal Capacity	158 Ah (C10)
Temperature	Fixed 20 °C

Simulación 5:

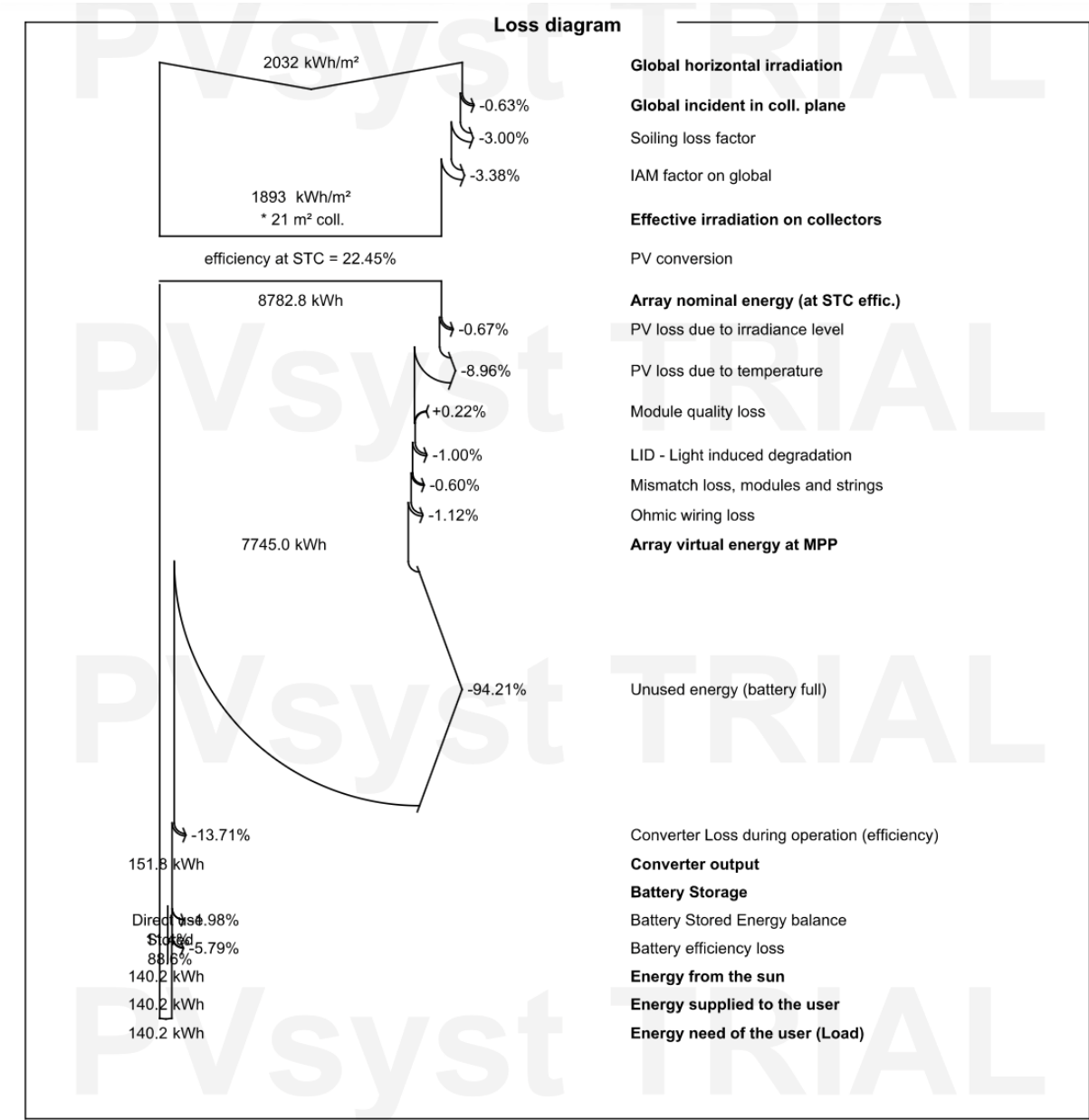
General parameters			
Standalone system		Standalone system with batteries	
Simulation step			
Hourly			
Orientation #1		Models used	
Fixed plane		Transposition	Perez
Tilt/Azimuth		Diffuse	Perez, Meteonorm
10 / 0 °		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Daily household consumers	
		Constant over the year	
		Average	9.1 kWh/Day

PV Array Characteristics			
PV module		Controller	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	Tier 1 Bifacial	Model	GenStar GS MPPT 100M-48Vdc
(Custom parameters definition)		Technology	MPPT converter
PANEL 1.PAN		Temp coeff.	0.0 mV/°C/Elem.
Unit Nom. Power	580 Wp	Converter	
Number of PV modules	8 units	Maxi and EURO efficiencies	
Nominal (STC)	4640 Wp	98.0 / 96.0 %	
Modules	4 string x 2 In series	Battery Management control	
At operating cond. (50°C)		Threshold commands as	
Pmpp	4276 Wp	SOC calculation	
U mpp	79 V	Charging	
I mpp	54 A	SOC = 0.96 / 0.80	
Total PV power		Discharging	
		SOC = 0.10 / 0.35	
Nominal (STC)	4.64 kWp		
Total	8 modules		
Module area	20.7 m²		
Cell area	19.1 m²		

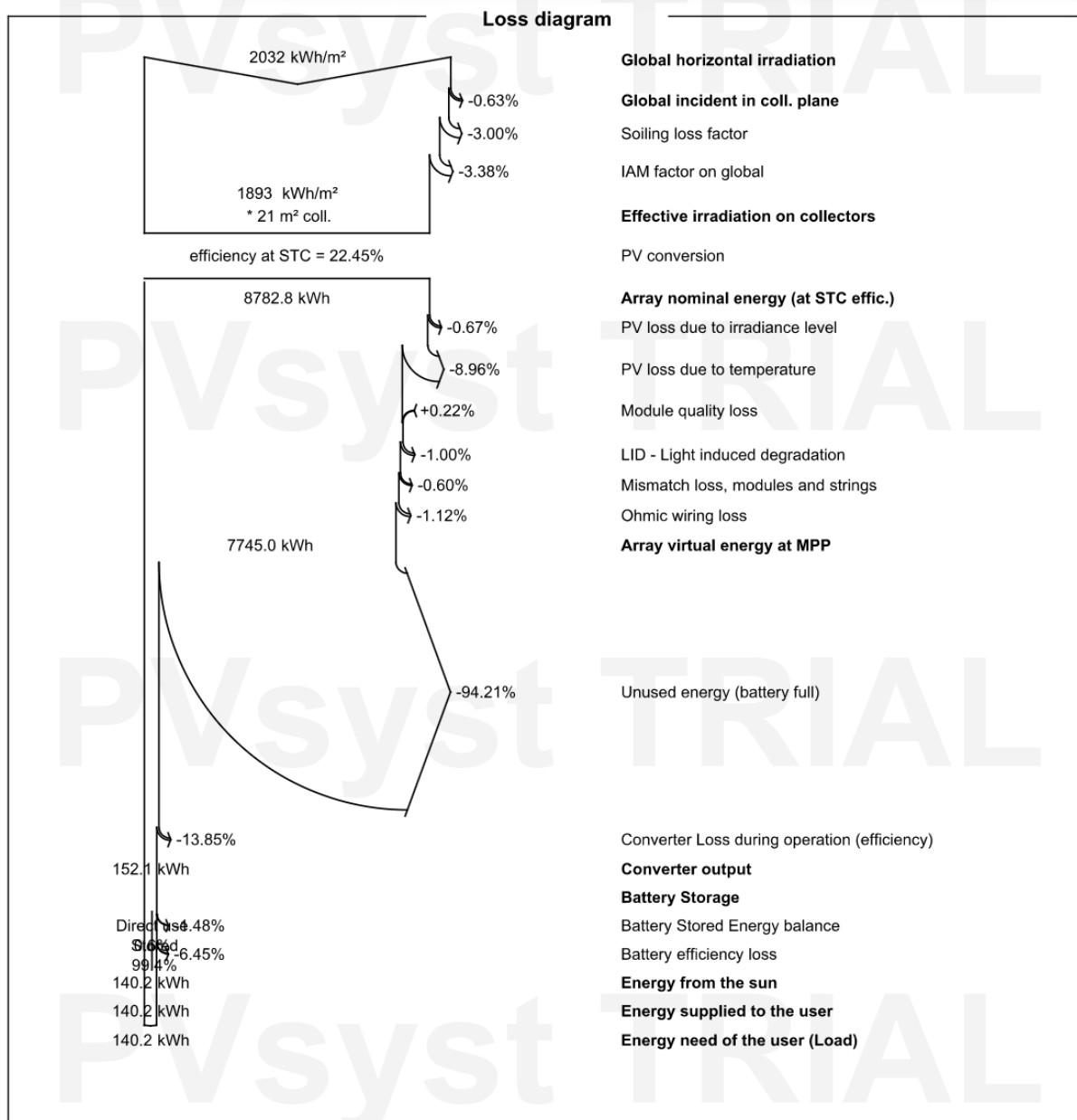
Battery Storage	
Battery	
Manufacturer	Generic
Model	Soul Ion-litio
Technology	Lithium-ion, NMC
Nb. of units	6 in parallel x 13 in series
Discharging min. SOC	10.0 %
Stored energy	6.8 kWh
Battery Pack Characteristics	
Voltage	48 V
Nominal Capacity	158 Ah (C10)
Temperature	Fixed 20 °C

Anexo 8 Resultados de la simulación anual

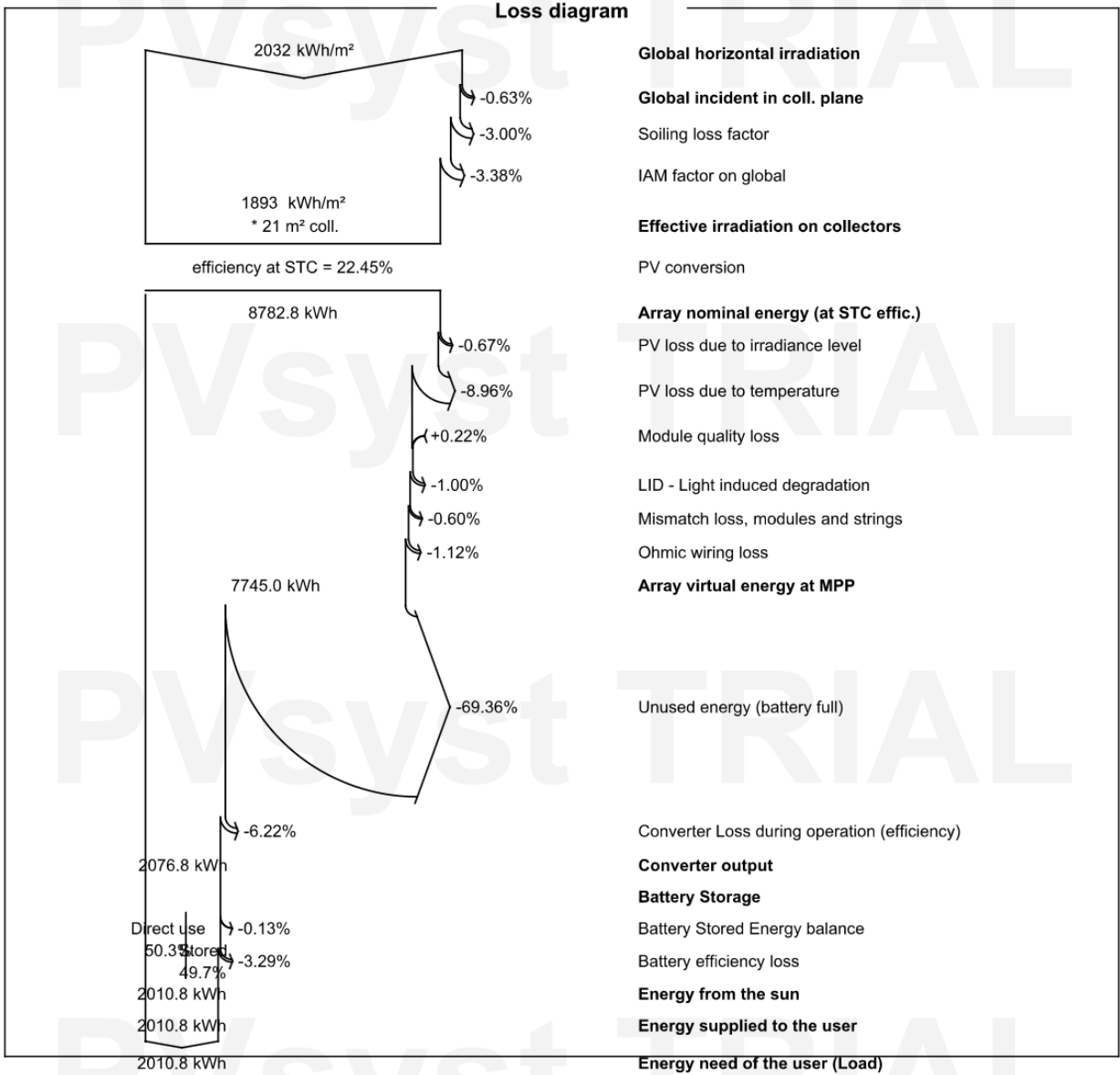
Simulación base:



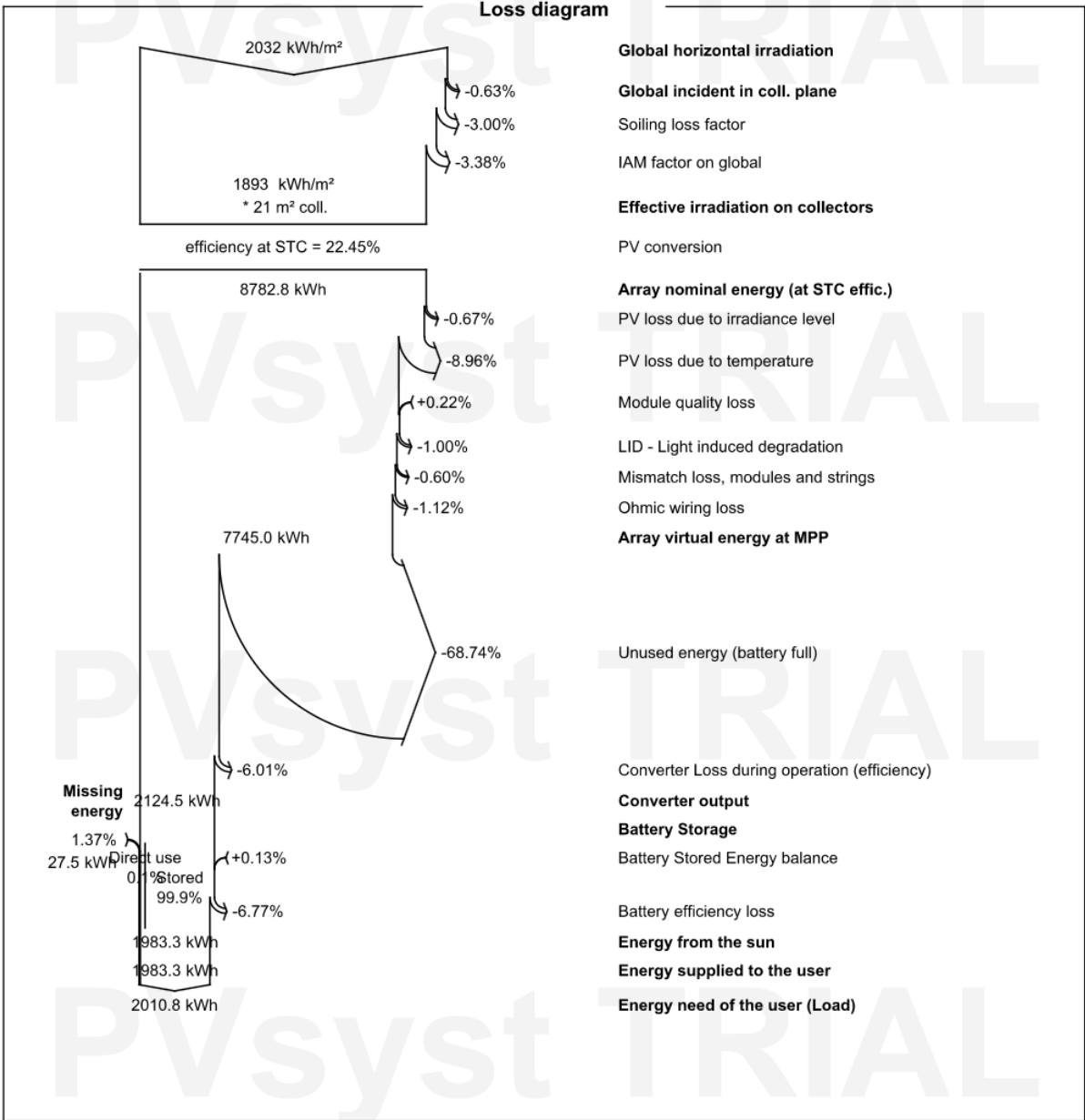
Simulación 1:



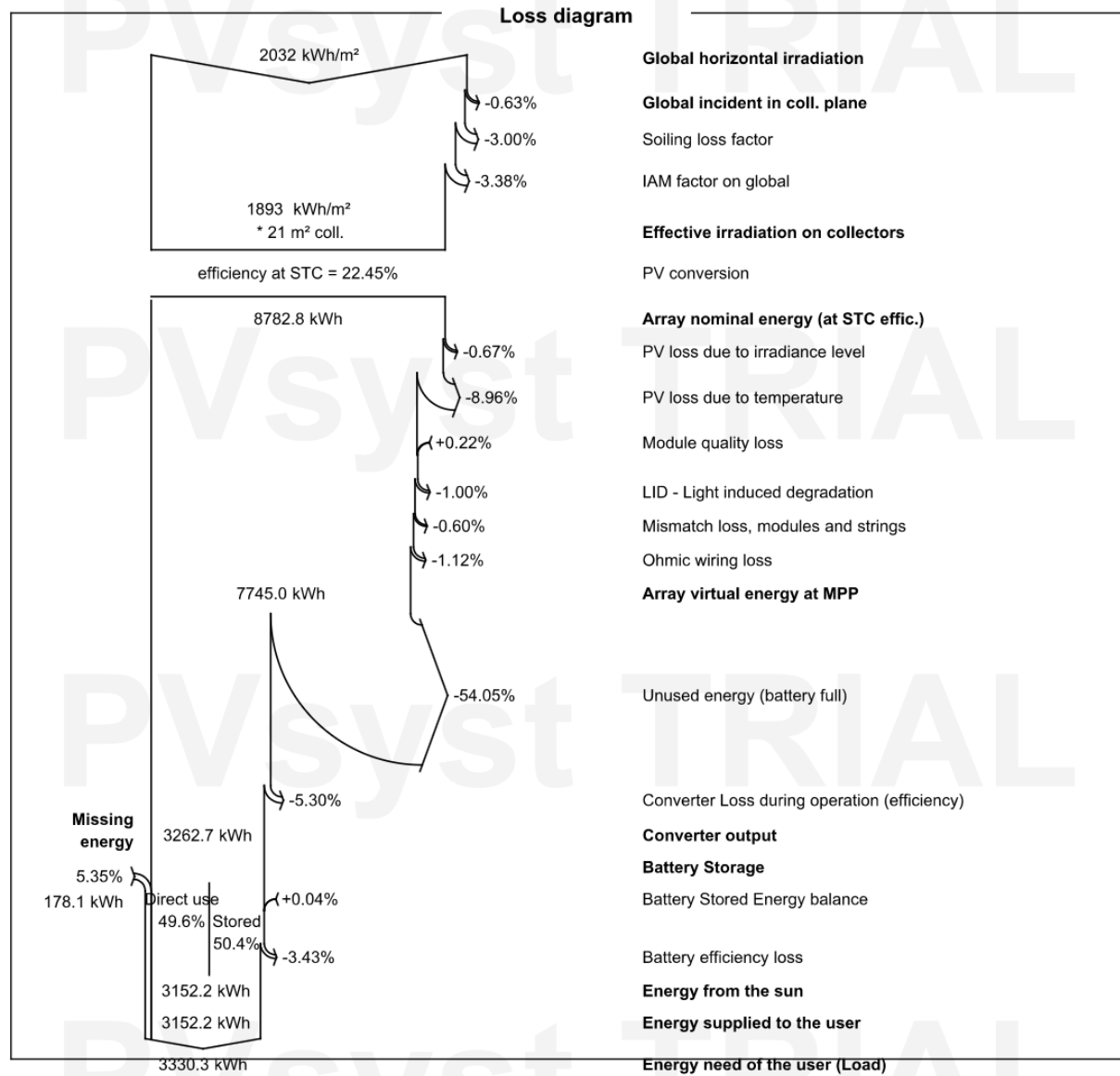
Simulación 2:



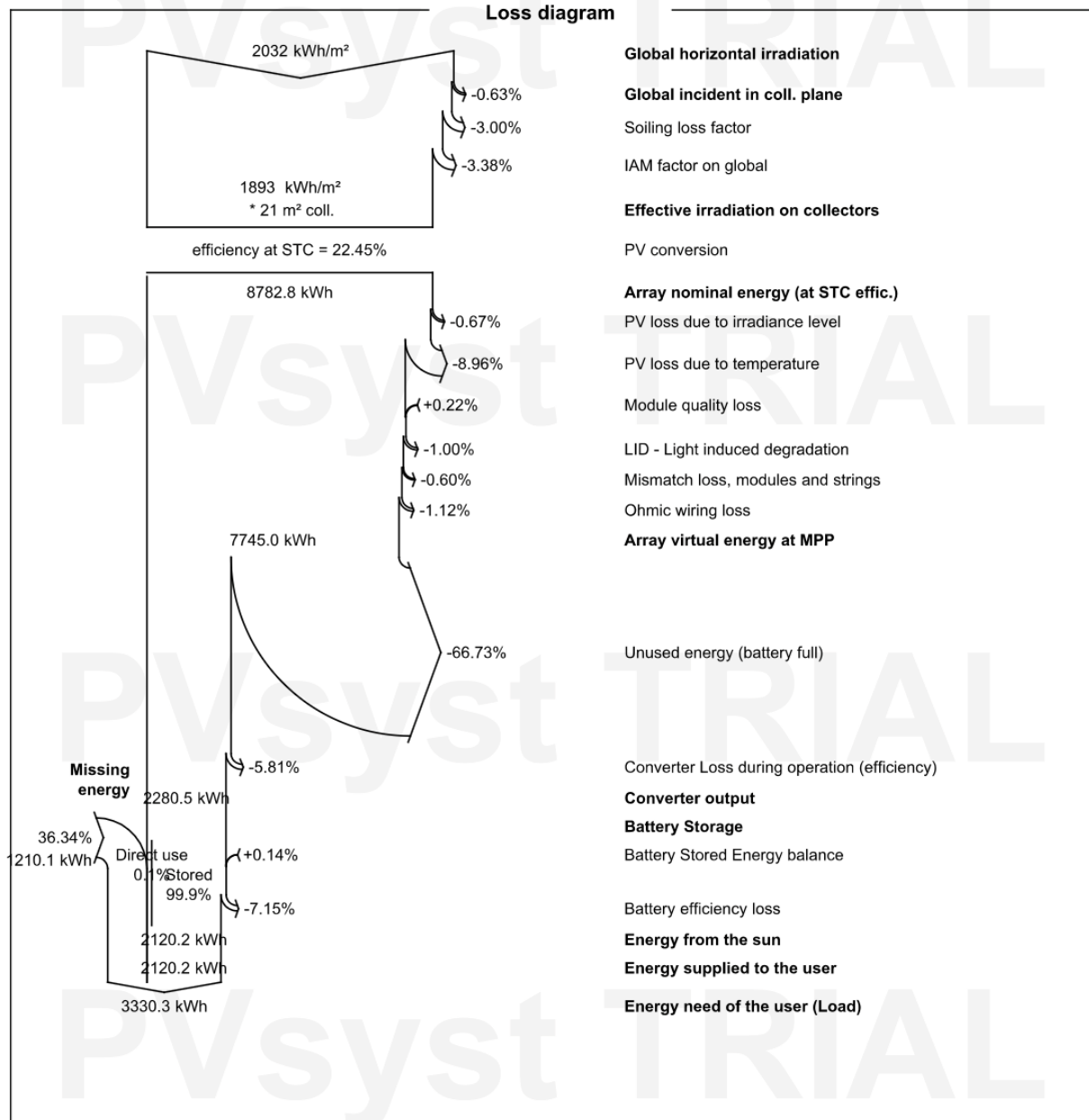
Simulación 3:



Simulación 4:

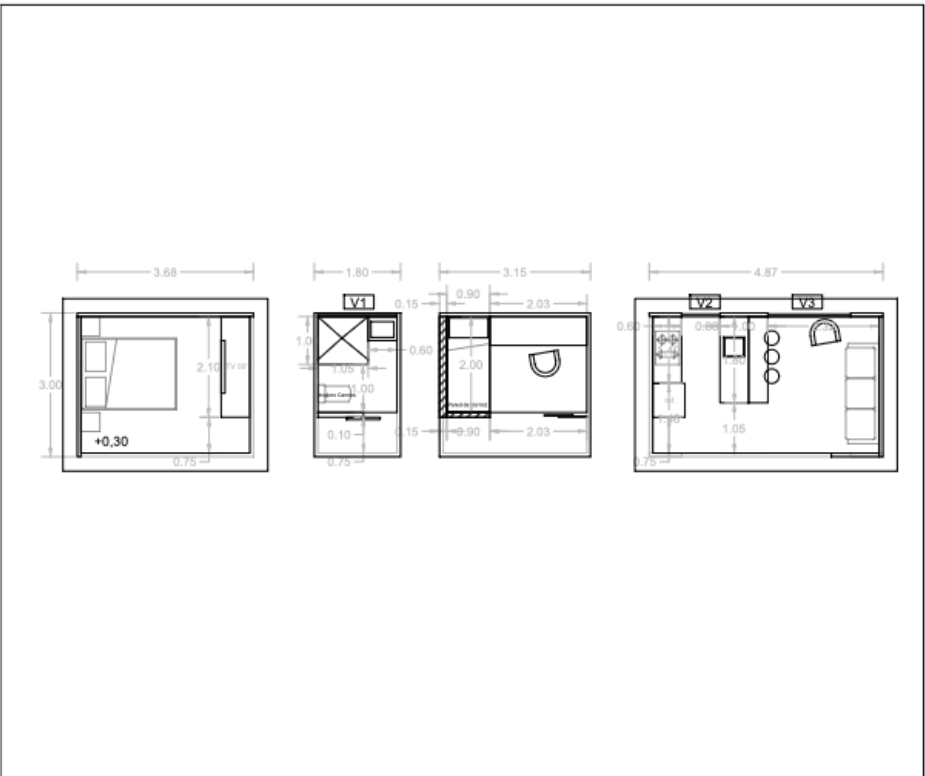
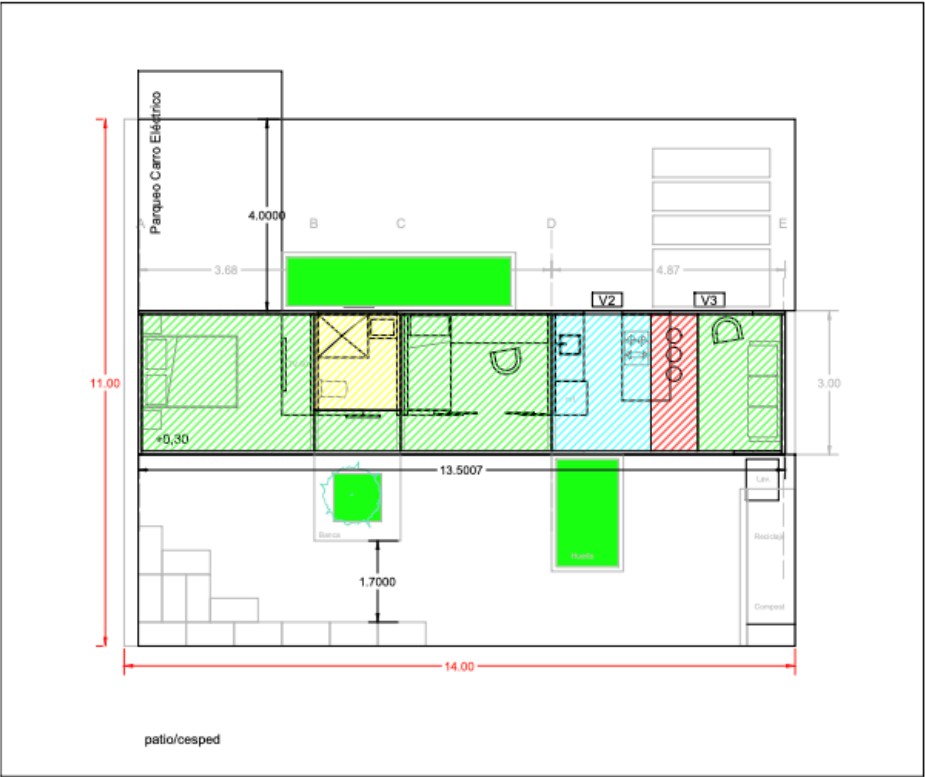


Simulación 5:



Anexo 9 Modelado matemático degradación SoH

Planos casa EKOS:



Anexo 10 Tablas de tabulación de valores SOH

Tabla de tabulación de valores de Prueba N3 Paquete P01																	
Fechas: 13-15 abril																	
Tipo de Prueba: Carga y Descarga con balanceador Cise Electronics																	
Descripción: Se inicia con las baterías en un valor, se aplica una descarga de 1 amperio por 1 hora para iniciar con las baterías descargadas. Se aplica una carga a 1 amperio por una hora, se procede a descargar las baterías a 1 amperio y se toma nota del valor final.																	
Medicion N	Amperaje	Hora	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14	Temperatura
Descarga inicial	1	1 0:00:00	3,65	3,64	3,64	3,64	3,66	3,63	3,68	3,66	3,66	3,66	3,66	3,64	3,64	3,64	17
Descarga inicial	7	1 1:00:00	3,55	3,54	3,54	3,54	3,56	3,53	3,58	3,56	3,56	3,56	3,56	3,54	3,54	3,54	17
Descarga inicial	8	1 0:00:00	3,55	3,54	3,54	3,54	3,56	3,53	3,58	3,56	3,56	3,56	3,56	3,54	3,54	3,54	17
Descarga inicial	14	1 1:00:00	3,48	3,47	3,47	3,47	3,49	3,46	3,51	3,49	3,49	3,49	3,49	3,47	3,47	3,47	17
Descarga inicial	15	1 0:00:00	3,48	3,47	3,47	3,47	3,49	3,46	3,51	3,49	3,49	3,49	3,49	3,47	3,47	3,47	17
Descarga inicial	21	1 1:00:00	3,42	3,41	3,41	3,41	3,43	3,40	3,45	3,42	3,42	3,42	3,42	3,40	3,40	3,40	19
Descarga inicial	22	1 0:00:00	3,42	3,41	3,41	3,41	3,43	3,40	3,45	3,42	3,42	3,42	3,42	3,40	3,40	3,40	19
Descarga inicial	28	1 1:00:00	3,36	3,35	3,35	3,35	3,37	3,34	3,39	3,36	3,36	3,36	3,36	3,34	3,34	3,34	19
Descarga inicial	29	1 0:00:00	3,35	3,34	3,34	3,34	3,36	3,33	3,38	3,35	3,35	3,35	3,35	3,33	3,33	3,33	19
Descarga inicial	35	1 1:00:00	3,27	3,26	3,27	3,27	3,29	3,26	3,30	3,27	3,27	3,27	3,27	3,25	3,25	3,25	19
Descarga inicial	36	1 0:00:00	3,27	3,26	3,27	3,27	3,29	3,26	3,30	3,27	3,27	3,27	3,27	3,25	3,25	3,25	19
Descarga inicial	42	1 1:00:00	3,15	3,14	3,15	3,15	3,17	3,14	3,18	3,15	3,15	3,15	3,15	3,13	3,13	3,13	19
Descarga inicial	43	1 0:00:00	3,15	3,14	3,15	3,15	3,17	3,14	3,18	3,15	3,15	3,15	3,15	3,13	3,13	3,13	19
Descarga inicial	49	1 1:00:00	3,03	3,02	3,03	3,03	3,05	3,02	3,06	3,04	3,04	3,04	3,04	3,02	3,02	3,02	19
Carga inicial	43	1 0:00:00	3,03	3,02	3,03	3,03	3,05	3,02	3,06	3,04	3,04	3,04	3,04	3,02	3,02	3,02	19
Carga inicial	49	1 1:00:00	3,59	3,58	3,59	3,59	3,61	3,58	3,62	3,60	3,60	3,60	3,60	3,58	3,58	3,58	19
Descarga Final	50	1 0:00:00	3,59	3,58	3,59	3,59	3,61	3,58	3,62	3,60	3,60	3,60	3,60	3,58	3,58	3,58	19
Descarga Final	51	1 0:10:00	3,28	3,27	3,28	3,28	3,30	3,27	3,31	3,28	3,28	3,28	3,28	3,26	3,26	3,26	19
Descarga Final	52	1 0:18:00	3,03	3,02	3,03	3,03	3,05	3,02	3,06	3,04	3,04	3,04	3,04	3,02	3,02	3,02	19
Descarga Final	53	1 0:30:00															19
Descarga Final	54	1 0:40:00															19
Descarga Final	55	1 0:50:00															19
Descarga Final	56	1 1:00:00															19

Tabla de tabulación de valores de Prueba Paquete P03																	
Fechas: 22 - 24 abril																	
Tipo de Prueba: Carga y Descarga con balanceador Cise Electronics																	
Descripción: Se inicia con las baterías en un valor, se aplica una descarga de 1 amperio por 1 hora para iniciar con las baterías descargadas. Se aplica una carga a 1 amperio por una hora, se procede a descargar las baterías a 1 amperio y se toma nota del valor final.																	
Medición N	Amperaje	Hora	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14	Temperatura
1	1	0:00:00	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,5	3,5	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	17 8:01pm
7	1	1:00:00	3,49	3,49	3,49	3,5	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	17 9:02pm
8	1	0:00:00	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	17 10:16am
14	1	1:00:00	3,43	3,30	3,45	3,47	3,46	3,46	3,43	3,43	3,43	3,49	3,46	3,46	3,45	3,44	17 11:16am
15	1	0:00:00	3,43	3,30	3,45	3,47	3,46	3,46	3,43	3,43	3,43	3,49	3,46	3,46	3,45	3,44	17 11:16am
21	1	1:00:00	3,36	3,1	3,41	3,44	3,43	3,42	3,37	3,36	3,36	3,48	3,43	3,42	3,41	3,38	19 12:22am
22	1	0:00:00	3,36	3,1	3,41	3,44	3,43	3,42	3,37	3,36	3,36	3,48	3,43	3,42	3,41	3,38	19 4:04pm
28	1	1:00:00	3,28	3,05	3,33	3,36	3,35	3,34	3,29	3,28	3,28	3,4	3,35	3,34	3,33	3,3	19 5:04pm
29	1	0:00:00	3,28	3,05	3,33	3,36	3,35	3,34	3,29	3,28	3,28	3,4	3,35	3,34	3,33	3,3	19 6:05pm
35	1	1:00:00	3,16	3	3,2	3,22	3,23	3,22	3,17	3,16	3,16	3,28	3,23	3,22	3,21	3,18	19 7:05pm
36	1	0:00:00	3,16	3	3,2	3,22	3,23	3,22	3,17	3,16	3,16	3,28	3,23	3,22	3,21	3,18	19 7:06pm
42	1	1:00:00	3	2,95	3,08	3,07	3,08	3,07	3,02	3,01	3,01	3,13	3,08	3,07	3,06	3,03	19 8:06pm
43	1	0:00:00	2,98	2,92	3,03	3,02	3,03	3,02	2,97	2,96	2,96	3,06	3,03	3,02	3,01	2,98	19 12:46pm
49	1	1:00:00	3,13	3,10	3,18	3,17	3,18	3,17	3,12	3,11	3,11	3,21	3,18	3,17	3,16	3,13	19 1:46pm
50	1	0:00:00	3,13	3,10	3,18	3,17	3,18	3,17	3,12	3,11	3,11	3,21	3,18	3,17	3,16	3,13	19 1:46pm
51	1	0:10:00															19
52	1	0:20:00															19
53	1	0:30:00	3,03	2,92	3,08	3,07	3,08	3,07	3,02	3,01	3,01	3,11	3,08	3,07	3,06	3,03	19 2:21pm
54	1	0:40:00	2,98	2,89	3,02	3	3,03	3,02	2,97	2,95	2,96	3,05	3,03	3,01	3,01	2,99	19 2:26pm
55	1	0:41:00	2,97	2,87	3,03	3	3,03	3,02	2,97	2,95	2,96	3,05	3,03	3,01	3,01	2,99	19 2:27pm
56	1	0:42:00	2,96	2,85	3,02	3,02	3,02	3,01	2,96	2,96	2,95	3,06	3,02	3,02	3	2,98	19 2:28pm
57	1	1:00:00															19 2:46pm

Diferencia a 30min
Diferencia a 40min
Diferencia a 41min
Diferencia a 42min

SOH=
Promedio SOH=

66,79%

66,67% 50,00% 68,33% 70,00% 66,67% 66,67% 66,67% 70,00% 66,67% 66,67% 70,00% 66,67% 70,00% 66,67% 70,00% 66,67% 70,00%

Tabla de tabulación de valores de Prueba N3 Paquete P04																	
Fechas:																	
Tipo de Prueba: Carga y Descarga con balanceador Cise Electronics																	
Descripción: Se inicia con las baterías en un valor, se aplica una descarga de 1 amperio por 1 hora para iniciar con las baterías descargadas. Se aplica una carga a 1 amperio por una hora, se procede a descargar las baterías a 1 amperio y se toma nota del valor final.																	
Medicion N	Amperaje	Hora	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14	Temperatura
	1	1 0:00:00	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	17
Descarga inicial	7	1 1:00:00	3,52	3,52	3,52	3,51	3,52	3,53	3,52	3,53	3,51	3,52	3,52	3,53	3,52	3,52	17
Descarga inicial	8	1 0:00:00	3,52	3,52	3,52	3,51	3,52	3,53	3,52	3,53	3,51	3,52	3,52	3,53	3,52	3,52	17
Descarga inicial	14	1 1:00:00	3,45	3,45	3,45	3,44	3,45	3,46	3,45	3,46	3,44	3,45	3,45	3,46	3,45	3,45	17
Descarga inicial	15	1 0:00:00	3,45	3,45	3,45	3,44	3,45	3,46	3,45	3,46	3,44	3,45	3,45	3,46	3,45	3,45	17
Descarga inicial	21	1 1:00:00	3,39	3,39	3,39	3,38	3,39	3,40	3,39	3,39	3,37	3,38	3,38	3,39	3,38	3,38	19
Descarga inicial	22	1 0:00:00	3,39	3,39	3,39	3,38	3,39	3,40	3,39	3,39	3,37	3,38	3,38	3,39	3,38	3,38	19
Descarga inicial	28	1 1:00:00	3,33	3,33	3,33	3,32	3,33	3,34	3,33	3,33	3,31	3,32	3,32	3,33	3,32	3,32	19
Descarga inicial	29	1 0:00:00	3,32	3,32	3,32	3,31	3,32	3,33	3,32	3,32	3,30	3,31	3,31	3,32	3,31	3,31	19
Descarga inicial	35	1 1:00:00	3,24	3,24	3,25	3,24	3,25	3,26	3,24	3,24	3,22	3,23	3,23	3,24	3,23	3,23	19
Descarga inicial	36	1 0:00:00	3,24	3,24	3,25	3,24	3,25	3,26	3,24	3,24	3,22	3,23	3,23	3,24	3,23	3,23	19
Descarga inicial	42	1 1:00:00	3,12	3,12	3,13	3,12	3,13	3,14	3,12	3,12	3,10	3,11	3,11	3,12	3,11	3,11	19
Descarga inicial	43	1 0:00:00	3,12	3,12	3,13	3,12	3,13	3,14	3,12	3,12	3,10	3,11	3,11	3,12	3,11	3,11	19
Descarga inicial	49	1 1:00:00	3,00	3,00	3,01	3,00	3,01	3,02	3,00	3,01	2,99	3,00	3,00	3,01	3,00	3,00	19
Descarga inicial	43	1 0:00:00	2,98	2,98	2,99	2,98	2,99	3,00	2,98	2,99	2,97	2,98	2,98	2,99	2,98	2,98	19
Carga inicial	49	1 1:00:00	3,16	3,16	3,17	3,16	3,17	3,18	3,16	3,17	3,15	3,16	3,16	3,17	3,16	3,16	19
Carga inicial	50	1 0:00:00	3,16	3,16	3,17	3,16	3,17	3,18	3,16	3,17	3,15	3,16	3,16	3,17	3,16	3,16	19
Descarga Final	51	1 0:10:00															19
Descarga Final	52	1 0:17:00	2,98	2,98	2,99	2,98	2,99	3,00	2,98	3,03	3,01	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	19
Descarga Final	53	1 0:20:00															19
Descarga Final	54	1 0:24:00	2,90	2,90	2,91	2,90	2,91	2,92	2,90	2,99	2,97	2,98	2,98	2,99	2,98	2,98	19
Descarga Final	55	1 0:50:00															19
Descarga Final	56	1 1:00:00															19

Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Descarga inicial
 Carga inicial
 Carga inicial
 Descarga Final
 Descarga Final
 Descarga Final
 Descarga Final
 Descarga Final

Diferencia a 27min
 Diferencia a 30min
 SOH=
 Promedio SOH=

0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
 0,08 0,08 0,08 0,08 0,08 0,08 0,08 0,08 0,08 0,08 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
 28% 28% 28% 28% 28% 28% 28% 28% 28% 28% 40% 40% 40% 40% 40% 40% 40%
 34,17%

Tabla de tabulación de valores de Prueba N3 Paquete P05																	
Fechas: 30,31 Marzo y 1 Abril																	
Tipo de Prueba: Carga y Descarga con balanceador Cise Electronics																	
Descripción: Se inicia con las baterías en un valor, se aplica una descarga de 1 amperio por 1 hora para iniciar con las baterías descargadas. Se aplica una carga a 1 amperio por una hora, se procede a descargar las baterías a 1 amperio y se toma nota del valor final.																	
Medicion N	Amperaje	Hora	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14	Temperatura
Descarga inicial	1	1 0:00:00	3,55	3,56	3,56	3,57	3,57	3,56	3,57	3,55	3,56	3,57	3,56	3,55	3,55	3,55	17 9:10am
Descarga inicial	7	1 1:00:00	3,50	3,53	3,54	3,55	3,55	3,54	3,50	3,47	3,54	3,55	3,54	3,54	3,53	3,48	17 10:10am
Descarga inicial	8	1 0:00:00	3,50	3,53	3,54	3,55	3,55	3,54	3,50	3,47	3,54	3,55	3,54	3,54	3,53	3,48	17 10:11am
Descarga inicial	14	1 1:00:00	3,44	3,49	3,51	3,53	3,52	3,51	3,42	3,39	3,51	3,52	3,52	3,52	3,51	3,41	17 11:11am
Descarga inicial	15	1 0:00:00	3,44	3,49	3,51	3,53	3,52	3,51	3,42	3,39	3,51	3,52	3,52	3,52	3,51	3,41	17 11:12am
Descarga inicial	21	1 1:00:00	3,38	3,42	3,49	3,47	3,48	3,45	3,36	3,33	3,47	3,46	3,46	3,48	3,47	3,35	19 12:12pm
Descarga inicial	22	1 0:00:00	3,38	3,42	3,49	3,47	3,48	3,45	3,36	3,33	3,47	3,46	3,46	3,48	3,47	3,35	19 12:13pm
Descarga inicial	28	1 1:00:00	3,33	3,39	3,47	3,45	3,46	3,43	3,29	3,25	3,45	3,44	3,44	3,47	3,45	3,28	1:13pm
Descarga inicial	29	1 0:00:00	3,32	3,38	3,46	3,44	3,45	3,42	3,28	3,24	3,44	3,43	3,43	3,46	3,44	3,27	2:00pm
Descarga inicial	35	1 1:00:00	3,26	3,34	3,43	3,42	3,42	3,39	3,20	3,16	3,41	3,40	3,41	3,44	3,42	3,20	3:00pm
Descarga inicial	36	1 0:00:00	3,26	3,34	3,43	3,42	3,42	3,39	3,20	3,16	3,41	3,40	3,41	3,44	3,42	3,20	3:01pm
Descarga inicial	42	1 1:00:00	3,21	3,31	3,41	3,40	3,40	3,37	3,13	3,08	3,39	3,38	3,39	3,43	3,40	3,13	4:01pm
Descarga inicial	43	1 0:00:00	3,21	3,31	3,41	3,40	3,40	3,37	3,13	3,08	3,39	3,38	3,39	3,43	3,40	3,13	4:02pm
Descarga inicial	49	1 1:00:00	3,15	3,27	3,38	3,38	3,37	3,34	3,05	3,00	3,36	3,35	3,37	3,41	3,38	3,06	5:02pm
Descarga inicial	50	1 0:00:00	3,15	3,27	3,38	3,38	3,37	3,34	3,05	3,00	3,36	3,35	3,37	3,41	3,38	3,06	2:00pm
Descarga inicial	56	1 1:00:00	3,09	3,20	3,30	3,32	3,33	3,28	2,99	2,94	3,32	3,29	3,31	3,37	3,34	3,00	3:00pm
Descarga inicial	57	1 0:00:00	3,09	3,20	3,30	3,32	3,33	3,28	2,99	2,94	3,32	3,29	3,31	3,37	3,34	3,00	3:01pm
Descarga inicial	63	1 1:00:00	3,04	3,17	3,22	3,22	3,24	3,26	2,95	2,91	3,20	3,27	3,29	3,27	3,24	2,93	4:01pm
Descarga inicial	64	1 0:00:00	3,04	3,17	3,22	3,22	3,24	3,26	2,95	2,91	3,20	3,27	3,29	3,27	3,24	2,93	5:02pm
Descarga inicial	70	1 1:00:00	2,98	3,07	3,10	3,08	3,10	3,14	2,91	2,87	3,06	3,13	3,14	3,12	3,08	2,91	6:02pm
Carga inicial	43	1 0:00:00	2,97	3,06	3,09	3,07	3,09	3,13	2,90	2,86	3,05	3,12	3,13	3,11	3,07	2,90	10:00am
Carga inicial	49	1 1:00:00	3,07	3,17	3,20	3,18	3,20	3,24	3,01	2,97	3,16	3,23	3,23	3,21	3,17	3,00	11:00am
Descarga Final	50	1 0:00:00	3,07	3,17	3,20	3,18	3,20	3,24	3,01	2,97	3,16	3,23	3,23	3,21	3,17	3,00	11:01pm
Descarga Final	51	1 0:10:00															
Descarga Final	52	1 0:27:00	3,01	3,10	3,13	3,11	3,13	3,17	2,94	2,86	3,05	3,12	3,13	3,11	3,07	2,90	11:28am
Descarga Final	53	1 0:30:00	2,97	3,06	3,09	3,07	3,09	3,13	2,90	2,83	3,02	3,09	3,10	3,08	3,04	2,87	11:31am
Descarga Final	54	1 0:40:00															
Descarga Final	55	1 0:50:00															
Descarga Final	56	1 1:00:00															

Diferencia a 27min
Diferencia a 30min

SOH=
Promedio SOH= 47,50%

Tabla de tabulacion de valores de Prueba Paquete Nuevo (Kia N1)																	
Fechas: 12 mayo																	
Tipo de Prueba: Carga y Descarga con balanceador Cise Electronics																	
Descripcion: Se inicia con las baterias en un valor, se aplica una descarga de 1 amperio por 1 hora para iniciar con las baterias descargadas. Se aplica una carga a 1 amperio por una hora, se procede a descargar las baterias a 1 amperio y se toma nota del valor final.																	
Medicion N	Amperaje	Hora	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14	Temperatura
1	1	0:00:00	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,47	3,46	3,46	3,46	3,46	3,44	3,44	3,44	19 10:15am
7	1	1:00:00	3,37	3,38	3,38	3,38	3,38	3,39	3,39	3,38	3,38	3,38	3,38	3,36	3,36	3,35	19 11:28am
8	1	0:00:00	3,37	3,38	3,38	3,38	3,38	3,39	3,39	3,38	3,38	3,38	3,38	3,36	3,36	3,35	19 11:28am
14	1	1:00:00	3,26	3,28	3,28	3,29	3,29	3,3	3,3	3,27	3,28	3,29	3,29	3,26	3,27	3,24	19 12:38pm
15	1	0:00:00	3,26	3,28	3,28	3,29	3,29	3,3	3,3	3,27	3,28	3,29	3,29	3,26	3,27	3,24	19 12:38pm
21	1	1:00:00	3,12	3,15	3,15	3,17	3,17	3,18	3,17	3,15	3,16	3,17	3,18	3,13	3,15	3,1	19 1:42pm
22	1	0:00:00	3,12	3,15	3,15	3,17	3,17	3,18	3,17	3,15	3,16	3,17	3,18	3,13	3,15	3,1	19 1:42pm
28	1	1:00:00	2,92	2,97	2,97	3	2,99	3,02	3	2,97	3	3,01	3,03	2,95	2,97	2,89	19 2:58pm
36	1	0:00:00	2,92	2,97	2,97	3	2,99	3,02	3	2,97	3	3,01	3,03	2,95	2,97	2,89	19 3:02pm
42	1	1:00:00	3,13	3,14	3,14	3,15	3,15	3,16	3,16	3,15	3,15	3,15	3,16	3,11	3,12	3,09	19 4:02pm
36	1	0:00:00	3,13	3,14	3,14	3,15	3,15	3,16	3,16	3,15	3,15	3,15	3,16	3,11	3,12	3,09	19 4:04pm
37	1	0:10:00	3,08	3,1	3,1	3,11	3,11	3,13	3,13	3,11	3,12	3,12	3,13	3,07	3,09	3,05	19 4:14pm
38	1	0:20:00	3,04	3,07	3,07	3,08	3,08	3,1	3,09	3,07	3,08	3,09	3,1	3,04	3,05	3	19 4:24pm
39	1	0:30:00	3	3,03	3,03	3,04	3,04	3,06	3,06	3,04	3,05	3,05	3,07	3	3,02	2,96	19 4:34pm
40	1	0:40:00	2,95	2,99	2,99	3,01	3,01	3,03	3,02	3	3,02	3,02	3,04	2,96	2,98	2,91	19 4:44pm
41	1	0:45:00	2,93	2,97	2,97	2,99	2,99	3,01	3	2,98	3	3	3,02	2,94	2,96	2,89	19 4:49pm
42	1	0:46:00	2,92	2,97	2,97	2,99	2,98	3,01	3	2,97	2,99	3	3,02	2,94	2,96	2,88	19 4:50PM

Diferencia a 45min
Diferencia a 46min

SOH= 74,52%
Promedio SOH= 76,67% 75,00% 75,00% 73,33% 75,00% 73,33% 75,00% 76,67% 75,00% 73,33% 75,00% 73,33% 73,33% 73,33% 75,00%

Tabla de tabulación de valores de Prueba Paquete Nuevo (Kia N2)																	
Fechas: 14 - 15 mayo																	
Tipo de Prueba: Cargay Descarga con balanceador Cise Electronics																	
Descripción: Se inicia con las baterías en un valor, se aplica una descarga de 1 amperio por 1 hora para iniciar con las baterías descargadas. Se aplica una carga a 1 amperio por una hora, se procede a descargar las baterías a 1 amperio y se toma nota del valor final.																	
Medicion N	Amperaje	Hora	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14	Temperatura
1	1	0:00:00	3,45	3,44	3,44	3,44	3,44	3,45	3,45	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,45	20 12:35am
7	1	1:00:00	3,34	3,36	3,36	3,37	3,37	3,36	3,36	3,35	3,36	3,36	3,37	3,37	3,36	3,36	20 1:35pm
8	1	0:00:00	3,34	3,36	3,36	3,37	3,37	3,36	3,36	3,35	3,36	3,36	3,37	3,37	3,36	3,36	20 2:18pm
14	1	1:00:00	3,21	3,25	3,26	3,27	3,27	3,26	3,24	3,24	3,26	3,26	3,27	3,27	3,26	3,27	20 3:18pm
15	1	0:00:00	3,21	3,25	3,26	3,27	3,27	3,26	3,24	3,24	3,26	3,26	3,27	3,27	3,26	3,27	20 3:19pm
21	1	1:00:00	3,03	3,11	3,12	3,14	3,14	3,13	3,1	3,1	3,13	3,14	3,15	3,15	3,13	3,14	20 4:20pm
22	1	0:00:00	3,03	3,11	3,12	3,14	3,14	3,13	3,1	3,1	3,13	3,14	3,15	3,15	3,13	3,14	20 4:21pm
28	1	1:00:00	2,81	2,92	2,94	2,96	2,96	2,95	2,9	2,91	2,96	2,97	2,98	2,98	2,95	2,96	20 5:21pm
29	1	0:00:00	3	2,95	2,95	2,96	2,97	2,97	2,99	2,97	2,98	2,97	2,98	2,98	2,98	3,05	20 10:23am
35	1	1:00:00	3,17	3,11	3,11	3,11	3,11	3,12	3,14	3,12	3,12	3,11	3,12	3,12	3,12	3,18	20 11:29am
36	1	0:00:00	3,17	3,11	3,11	3,11	3,11	3,12	3,14	3,12	3,12	3,11	3,12	3,12	3,12	3,18	20 11:30am
37	1	0:10:00															20
38	1	0:20:00															20
39	1	0:30:00															20
40	1	0:40:00	3	2,94	2,94	2,96	2,97	2,97	2,99	2,97	2,97	2,97	2,99	2,99	2,98	3,05	20 12:10am
41	1	0:45:00	2,93	2,91	2,92	2,93	2,94	2,94	2,95	2,93	2,94	2,94	2,95	2,95	2,95	3	20 12:15am
42	1	1:00:00															20

Descarga inicial
Descarga inicial
Descarga inicial
Descarga inicial
Descarga inicial
Descarga inicial
Descarga inicial
Descarga inicial
Carga Inicial
Carga inicial
Descarga Final
Descarga Final
Descarga Final
Descarga Final
Descarga Final
Descarga Final
Descarga Final

Diferencia a 40min

SOH=
Promedio SOH=

66,98%
66,67%
65,00%
65,00%
66,67%
66,67%
66,67%
66,67%
66,67%
66,67%
66,67%
66,67%
65,00%
71,39%
71,39%
66,67%
66,67%

Tabla de tabulacion de valores de Prueba Paquete Nuevo (Kia N3)																	
Fechas: 18 mayo																	
Tipo de Prueba: Carga y Descarga con balanceador Cise Electronics																	
Descripcion: Se inicia con las baterias en un valor, se aplica una descarga de 1 amperio por 1 hora para iniciar con las baterias descargadas. Se aplica una carga a 1 amperio por una hora, se procede a descargar las baterias a 1 amperio y se toma nota del valor final.																	
Medicion N	Amperaje	Hora	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14	Temperatura
1	1	1 0:00:00	3,48	3,48	3,48	3,49	3,48	3,48	3,48	3,49	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48	17 11:30am
7	1	1 1:00:00	3,42	3,43	3,44	3,45	3,44	3,44	3,44	3,45	3,43	3,44	3,43	3,42	3,4	3,42	17 12:42pm
8	1	1 0:00:00	3,42	3,43	3,44	3,45	3,44	3,44	3,44	3,45	3,43	3,44	3,43	3,42	3,4	3,42	17 12:43pm
14	1	1 1:00:00	3,33	3,36	3,38	3,38	3,37	3,37	3,36	3,38	3,35	3,37	3,35	3,34	3,31	3,33	17 1:44pm
15	1	1 0:00:00	3,33	3,36	3,38	3,38	3,37	3,37	3,36	3,38	3,35	3,37	3,35	3,34	3,31	3,33	17 1:45pm
21	1	1 1:00:00	3,23	3,26	3,31	3,29	3,28	3,28	3,27	3,25	3,25	3,27	3,26	3,24	3,2	3,23	19 2:48pm
22	1	1 0:00:00	3,23	3,26	3,31	3,29	3,28	3,28	3,27	3,25	3,25	3,27	3,26	3,24	3,2	3,23	19 2:49pm
28	1	1 1:00:00	3,09	3,14	3,2	3,17	3,17	3,16	3,14	3,19	3,14	3,16	3,14	3,12	3,06	3,1	3:55pm
29	1	1 0:00:00	3,09	3,14	3,2	3,17	3,17	3,16	3,14	3,19	3,14	3,16	3,14	3,12	3,06	3,1	3:56pm
35	1	1 1:00:00	2,89	2,96	3,04	3,01	3	2,99	2,97	3,05	2,98	3,01	2,98	2,95	2,86	2,92	4:57pm
36	1	1 0:00:00	2,89	2,96	3,04	3,01	3	2,99	2,97	3,05	2,98	3,01	2,98	2,95	2,86	2,92	4:58pm
42	1	1 1:00:00	3,1	3,13	3,18	3,16	3,15	3,15	3,13	3,18	3,13	3,15	3,13	3,11	3,07	3,11	5:58pm
36	1	1 0:00:00	3,1	3,13	3,18	3,16	3,15	3,15	3,13	3,18	3,13	3,15	3,13	3,11	3,07	3,11	5:59pm
37	1	1 0:10:00															
38	1	1 0:20:00															
39	1	1 0:30:00	2,97	3,02	3,09	3,06	3,05	3,05	3,03	3,1	3,04	3,06	3,03	3,01	2,94	3	6:31pm
40	1	1 0:40:00	2,94	2,99	3,06	3,03	3,03	3,02	3	3,07	3,01	3,03	3,01	2,89	2,91	2,97	6:41pm
41	1	1 0:50:00	2,89	2,95	3,03	3	2,99	2,98	2,96	3,04	2,97	3	2,97	2,94	2,86	2,93	6:51pm
42	1	1 1:00:00															

Diferencia a 50min

0,00 0,01 0,01 0,01 0,01 0,01 0,01 0,01 0,01 0,01 0,01 0,01 0,01 0,01 0,01 0,00 -0,01

SOH=

83,33% 79,11% 79,11% 79,11% 79,11% 79,11% 79,11% 79,11% 79,11% 79,11% 79,11% 79,11% 79,11% 79,11% 79,11% 83,33% 88,67%

Promedio SOH=

80,40%

Anexo 11 Fichas técnicas elementos de protección eléctrica.

DC Surge Protection Device



DC Surge Protective Device



Instruction Manual
SUP
DC Surge Protective Device

SUNTREE Electric Group Co., Ltd

Changsha P.R. China
Tel: 0577-61761112
Fax: 0577-61761118
Web: www.chinasuntree.com

VIII Manufacturing standards

JEC1643-1, 1998 Surge Protective Device connected to Low-voltage power Distribution system.

EN50920 Safety of information technology equipment, including electrical business equipment.

GB/T 18802.1 Surge Protective Devices Connected to Low-voltage Power Distribution Systems Part 1: Performance Requirements and Testing Methods.

YD/T 1235.1 Performance requirements for Surge Protective Devices Connected to Low-voltage Distribution Systems of Telecommunication Station/Sites.

YD/T 1235.2 Testing Methods for Surge Protective Devices Connected to Low-voltage Distribution Systems of Telecommunication Station/Sites.

Warning!

The product must be tested regularly every year and have replaced if it needs to be replaced.

Suntree Electric Group Co., Ltd

Main technical parameters

Product Model	SP20-PV	SP20-PV	SP20-PV	SP20-PV
Rated working voltage (kV)	150V AC	250V AC	380V AC	500V AC
Rated lightning current (kA)	20kA	20kA	20kA	20kA
Rated lightning impulse (kV)	40kV	40kV	40kV	40kV
Protection level (kV)	1.5kV	1.5kV	1.5kV	1.5kV
Response time (ns)	25	25	25	25
Leakage current (mA)	0	0	0	0
Dimensions (mm)	48x48x120	48x48x120	48x48x120	48x48x120

Main technical parameters

Product Model	SP20-PV	SP20-PV	SP20-PV	SP20-PV
Rated working voltage (kV)	150V AC	250V AC	380V AC	500V AC
Rated lightning current (kA)	20kA	20kA	20kA	20kA
Rated lightning impulse (kV)	40kV	40kV	40kV	40kV
Protection level (kV)	1.5kV	1.5kV	1.5kV	1.5kV
Response time (ns)	25	25	25	25
Leakage current (mA)	0	0	0	0
Dimensions (mm)	48x48x120	48x48x120	48x48x120	48x48x120

VII Main technical parameters

Product Model	SP20-PV	SP20-PV	SP20-PV	SP20-PV
Rated working voltage (kV)	150V AC	250V AC	380V AC	500V AC
Rated lightning current (kA)	20kA	20kA	20kA	20kA
Rated lightning impulse (kV)	40kV	40kV	40kV	40kV
Protection level (kV)	1.5kV	1.5kV	1.5kV	1.5kV
Response time (ns)	25	25	25	25
Leakage current (mA)	0	0	0	0
Dimensions (mm)	48x48x120	48x48x120	48x48x120	48x48x120

VIII Main technical parameters

Product Model	SP20-PV	SP20-PV	SP20-PV	SP20-PV
Rated working voltage (kV)	150V AC	250V AC	380V AC	500V AC
Rated lightning current (kA)	20kA	20kA	20kA	20kA
Rated lightning impulse (kV)	40kV	40kV	40kV	40kV
Protection level (kV)	1.5kV	1.5kV	1.5kV	1.5kV
Response time (ns)	25	25	25	25
Leakage current (mA)	0	0	0	0
Dimensions (mm)	48x48x120	48x48x120	48x48x120	48x48x120

For the safety of you and your equipment, please read this manual for the safety of you and your equipment:

- Please read each operation specification carefully and in detail, and strictly comply with the operation specification in order to avoid losses.
- When personnel whose irregular operations have caused serious damage to product and equipment.

Warning items

- Non-professional personnel are prohibited from operating or repairing the product, otherwise it will lead to danger of electric shock or damage to the product.
- It cannot be installed directly outdoors, otherwise it will shorten the service life or cause adverse reactions.
- It cannot be directly installed in inflammable, explosive, humid, direct sunlight, high temperature, vibration, impact and other places. Otherwise, the service life will be shortened or the product will burn and explode.
- It cannot be installed directly in the place where conductive dust and metal wires invade, otherwise it will lead to produce damage or mechanical failure.
- All requirements in the instruction manual should be met, otherwise the service life will be shortened.



DC Surge Protective Device

Remote Contact Signaling

DC 24V/0.1A
DC 24V/0.1A
DC 24V/0.1A

1. Normal Voltage
2. Normal Current
3. Alarm Signal
4. P-1: Monitoring System Connection



After the thunderstorm season, it is normal for the indicator to display red, indicating that the lightning arrester has been damaged and should be replaced immediately.

When the system work failure is suspected to be caused by the lightning arrester, you can remove the arrester and check it. If the system returns to normal after restoring the arrester before use, it means that the arrester has been damaged and must be replaced immediately.

Product Schematic Diagram and Outline Structure



After the thunderstorm season, it is normal for the indicator to display red, indicating that the lightning arrester has been damaged and should be replaced immediately.

When the system work failure is suspected to be caused by the lightning arrester, you can remove the arrester and check it. If the system returns to normal after restoring the arrester before use, it means that the arrester has been damaged and must be replaced immediately.

Product Schematic Diagram and Outline Structure



I. Safety Precautions

For the safety of you and your equipment, please read this manual for the safety of you and your equipment:

- Please read each operation specification carefully and in detail, and strictly comply with the operation specification in order to avoid losses.
- When personnel whose irregular operations have caused serious damage to product and equipment.

Warning items

- Non-professional personnel are prohibited from operating or repairing the product, otherwise it will lead to danger of electric shock or damage to the product.
- It cannot be installed directly outdoors, otherwise it will shorten the service life or cause adverse reactions.
- It cannot be directly installed in inflammable, explosive, humid, direct sunlight, high temperature, vibration, impact and other places. Otherwise, the service life will be shortened or the product will burn and explode.
- It cannot be installed directly in the place where conductive dust and metal wires invade, otherwise it will lead to produce damage or mechanical failure.
- All requirements in the instruction manual should be met, otherwise the service life will be shortened.

II. Scope of Application

DC surge protection device is used for DC power supply system in mobile communication base station, microwave communication equipment, telecommunication equipment, etc.

III. Performance characteristics

1. High voltage protection level, low residual voltage, and fast response time.

2. High voltage protection level, low residual voltage, and fast response time.

3. High voltage protection level, low residual voltage, and fast response time.

4. High voltage protection level, low residual voltage, and fast response time.

5. High voltage protection level, low residual voltage, and fast response time.

Interruptor termomagnético Easy9 2P 63A 10kA curva C

Ficha técnica del producto

Especificaciones



Interruptor termomagnético Easy9 2P 63A 10kA curva C

EZ9F56263

Principal

Gama	Easy9
Aplicación del Dispositivo	Distribución Eléctrica Residencial y Comercial
Tipo de Producto o Componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre Corto del Dispositivo	Easy9 MCB
Polos	2P
número de polos protegidos	2
corriente nominal (In)	63 A
tipo de red	AC
tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
código de curva	C
poder de corte	10000 A Icn en 220 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1 6000 A Icn en 400 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1
apto para seccionamiento	Sí acorde a IEC 60898-1

Complementario

Frecuencia de Red	50/60 Hz
[Ue] tensión asignada de empleo	220 V AC 50/60 Hz 400 V AC 50/60 Hz
límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	6 kA 100 % x Icn at 230 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60898-1
[Ui] tensión asignada de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	4 kV acorde a IEC 60898-1
indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de Control	Maneta
señalización local	Sin
tipo de montaje	Ajustable en clip
tipo de montaje	Carril DIN
pasos de 9 mm	4
altura	81 mm
anchura	36 mm
profundidad	66,5 mm
Color	Gris - tipo de cable: RAL 7035

endurancia mecánica	10000 cycles
durabilidad eléctrica	4000 cycles
conexiones - terminales	Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 1...25 mm² Flexible Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 1...35 mm² rígido
par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo
protección contra fugas a tierra	Sin

Entorno

Normas	IEC 60896-1
Certificaciones de Producto	CE
grado de protección IP	IP20 conforming to IEC 60529
Grado de contaminación	2
tropicalización	2
humedad relativa	95 % en -5...60 °C
temperatura ambiente de funcionamiento	-5...60 °C
temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Paquete 1 Altura	7,500 cm
Paquete 1 Ancho	3,500 cm
Paquete 1 Longitud	8,500 cm
Peso del empaque (Lbs)	246,000 g
Tipo de unidad de paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	6
Paquete 2 Altura	8,000 cm
Paquete 2 Ancho	9,000 cm
Paquete 2 Longitud	22,500 cm
Paquete 2 Peso	1,545 kg
Tipo de unidad de paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	72
Paquete 3 Altura	30,000 cm
Paquete 3 Ancho	30,000 cm
Paquete 3 Longitud	40,000 cm
Paquete 3 Peso	19,166 kg

Garantía contractual

Garantía (en meses)	18
---------------------	----

Acti9 interruptor termomagnético IC60N 2X63A CURVA C

Ficha técnica del producto

Especificaciones



Acti9 interruptor termomagnético IC60N 2X63A CURVA C

A9F74263

Principal

Gama	PowerLogic
Nombre del producto	Acti9 iC60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre abreviado del dispositivo	iC60N
Función	Distribución
Número de polos	2P
número de polos protegidos	2
corriente nominal (In)	63 A
Tipo de red	CC AC
tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
código de curva	C
categoría de utilización	Categoría A acorde a Icu
apto para seccionamiento	Sí acorde a EN/IEC 60898-1 Sí acorde a Icu
Normas	Icu EN/IEC 60898-1

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de operación	12...133 V AC 50/60 Hz 220...240 V AC 50/60 Hz 380...415 V AC 50/60 Hz 440 V AC 50/60 Hz ≤ 125 V CC
límite de enlace magnético	8 x In +/- 20%
poder de corte	36 kA Icu en 12...133 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 20 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 6 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en ≤ 125 V CC acorde a Icu 6000 A Icn en 400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
[Ics] poder de corte en servicio	27 kA 75 % x Icu at 12...133 V AC 50/60 Hz conforming to Icu 15 kA 75 % x Icu at 220...240 V AC 50/60 Hz conforming to Icu 7,5 kA 75 % x Icu at 380...415 V AC 50/60 Hz conforming to Icu 4,5 kA 75 % x Icu at 440 V AC 50/60 Hz conforming to Icu 10 kA 100 % x Icu at ≤ 125 V CC conforming to Icu
clase de limitación	3 acorde a EN/IEC 60898-1
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz acorde a Icu

[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a Icu
indicador de posición del contacto	SI
Tipo de control	Maneta
Señalización local	Indicador de disparo
Modo de montaje	Con clip Embarrado tipo peine extraíble instalado
Soporte de montaje	Carril DIN de 35 mm
compatibilidad de bloque de distribución de embarrado tipo peine	Arriba o abajo, estado 1 SI
paso interpolar	18 mm Entre fases
Pasos de 9 mm	4
altura	85 mm
anchura	36 mm
profundidad	78,5 mm
peso del producto	0,25 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminal simple (Arriba o abajo) , for 1 cable(s) , 1...35 mm², Rígido, cobre Terminal simple (Arriba o abajo) , for 3,0 cable(s) , 16 mm², Rígido, cobre, with accessory Terminal simple (Arriba o abajo) , for 1,0 cable(s) , 50 mm², Rígido, aluminio, with accessory Terminal simple (Arriba o abajo) , for 1,0 cable(s) , 1...25 mm², flexible, cobre Terminal simple (Arriba o abajo) , for 1,0 cable(s) , 1...25 mm², flexible con terminal, cobre Terminal simple (Arriba o abajo) , for 1,0 cable(s) , flexible, cobre o aluminio, with ring terminal and accessory Terminal simple (Arriba o abajo) , for 3 cable(s) , 10 mm², flexible, cobre, with accessory
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm for Arriba o abajo connection
par de apriete	3,5 N.m Arriba o abajo
protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

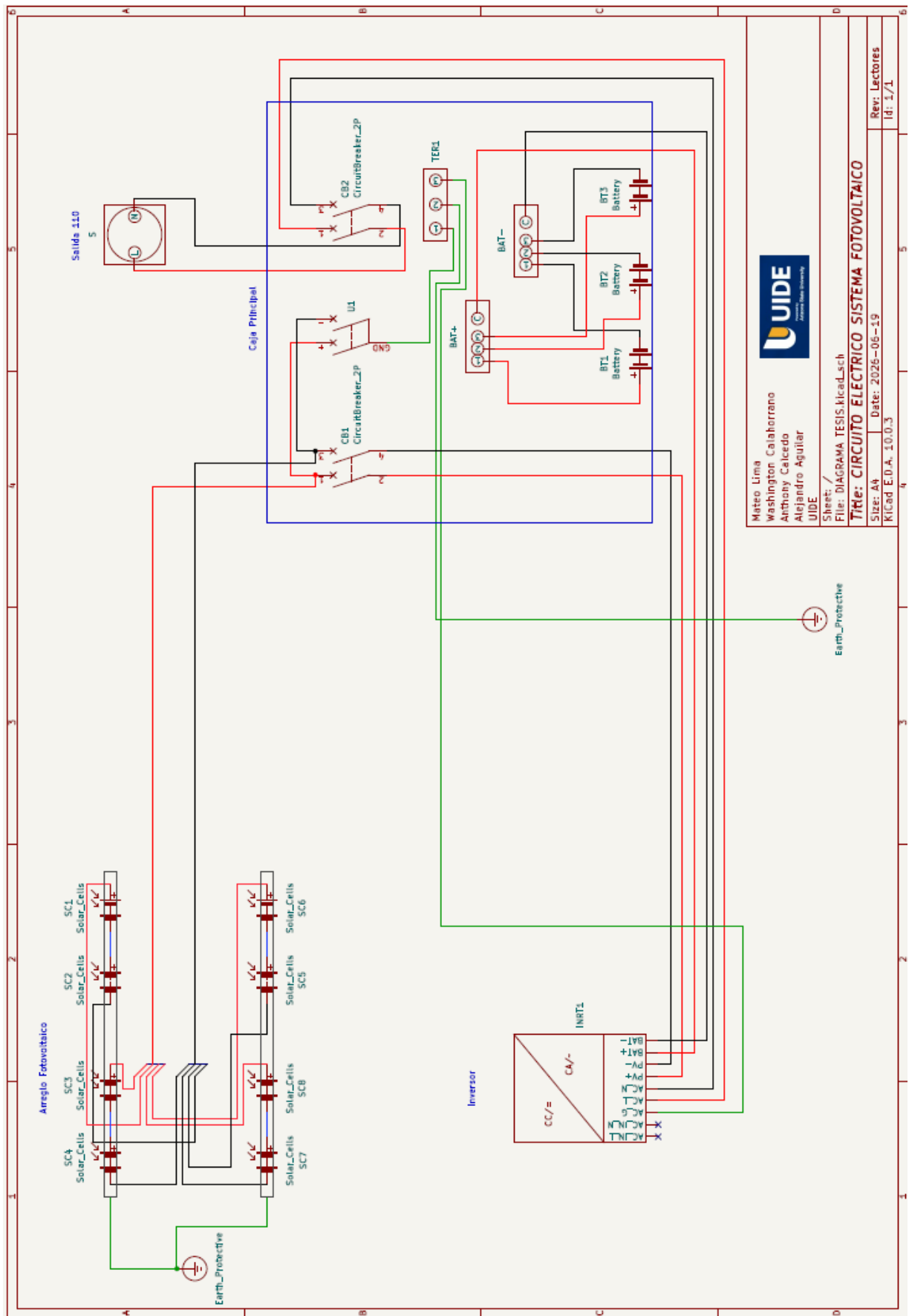
Entorno

Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP40 en envolvente modular clase II) acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3 acorde a Icu
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud de funcionamiento	0...2000 m
Temperatura ambiente del aire para el funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente del aire para el almacenamiento	-40...85 °C

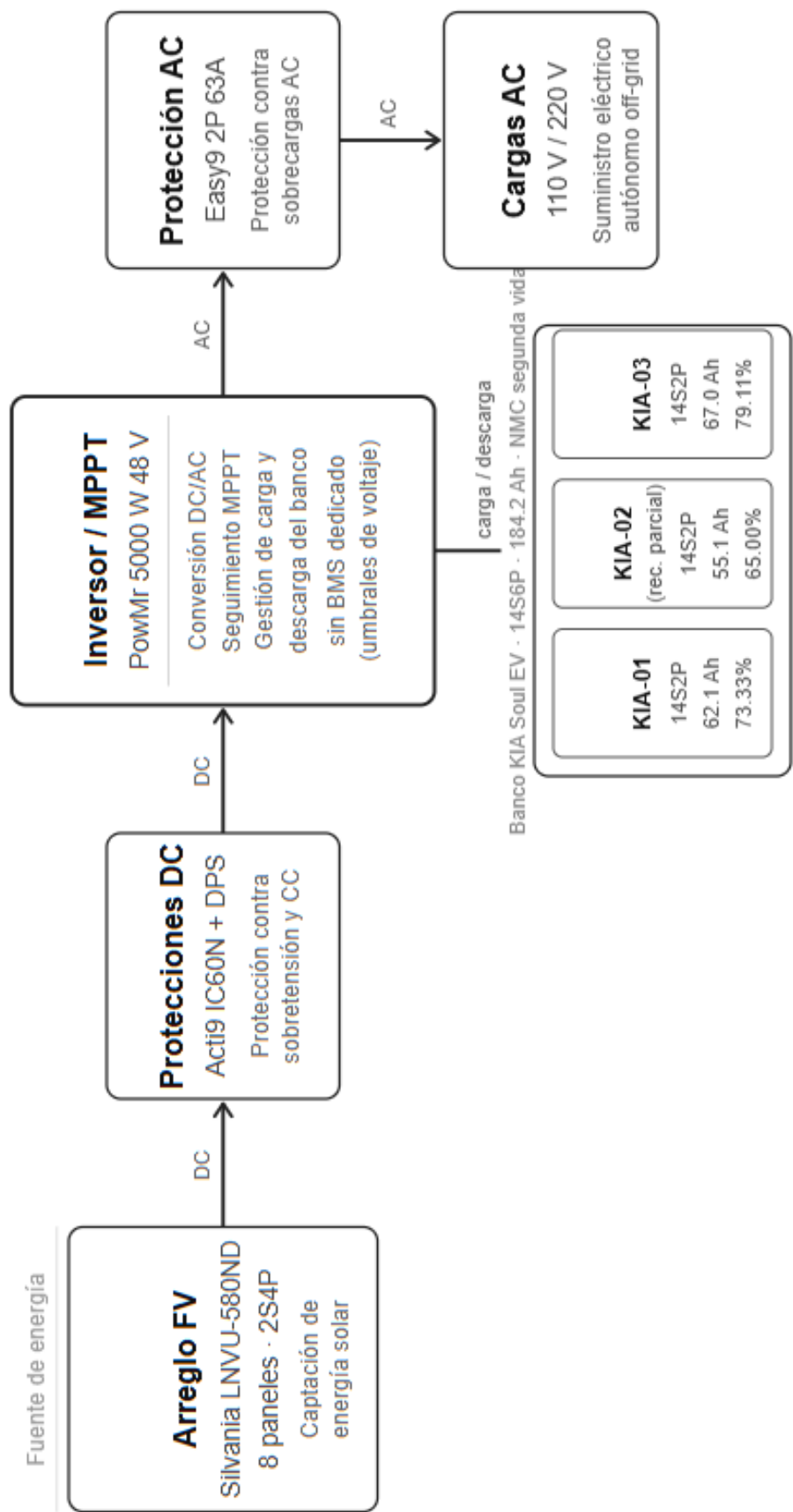
Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
------------------------------------	-----

Anexo 12 Esquema de conexión eléctrica.



Anexo 13 Esquema de bloques.



UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DEL ECUADOR
Facultad de Ingeniería en Mecánica Automotriz

MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
Sistema de Generación Solar Fotovoltaica
con Almacenamiento en Baterías de Segunda Vida

Configuración FV	8 paneles LNVU-580ND (N-TOPCon bifacial) — 2S4P
Banco de almacenamiento	KIA Soul EV 14S6P (NMC segunda vida)
Inversor	PowMr 5,000 W MPPT 120 A
Capacidad fotovoltaica	4,640 Wp (STC) 3,496 W (NMOT real)
Tensión nominal del bus DC	51.8 V nominal 56.0 V máx. configurado
Capacidad real del banco	184.2 Ah 9.54 kWh bruta
Energía usable real	4.87 kWh (ventana 56.0 V → 46.0 V)

Autores:

Aguilar Falconí David Alejandro | Caicedo Álvarez Anthony Alexander
Calahorrano Aguilar Washington Emilio | Lima Zurita Mateo Sebastián

*Tutor: Ing. Eduardo José Cueva Sánchez
Quito – Ecuador | 2026*

ADVERTENCIAS Y NORMAS DE SEGURIDAD

- ⚠ CRÍTICO:** Este sistema opera a 51.8 V DC (56.0 V máx.) en el bus de baterías y hasta 220 V AC en la salida del inversor. Ambas tensiones pueden causar electrocución grave o muerte. Solo personal capacitado debe intervenir en el sistema.
- ⚠ CRÍTICO:** Las baterías de ión-litio NMC pueden liberar gases tóxicos, calor extremo e incendio si se perforan, sobrecargan o cortocircuitan. Mantenga extintores de polvo ABC o CO₂ próximos al banco.

Antes de cualquier intervención de mantenimiento:

- Usar Equipo de Protección Individual (EPI): guantes dieléctricos clase 0 mínimo, gafas de seguridad, calzado aislante.
- Desconectar el inversor y esperar 5 minutos antes de tocar terminales DC.
- Verificar con multímetro que no existe tensión residual en los terminales antes de manipular conexiones.
- Nunca trabajar solo en presencia del banco de baterías energizado.
- Registrar toda intervención en la Bitácora de Mantenimiento (ver Sección 7).

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

El sistema es una microrred fotovoltaica autónoma (off-grid) instalada en la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE), Quito, a 2,800 m s. n. m. Su función es capturar energía solar, almacenarla en módulos de batería de segunda vida provenientes de vehículos eléctricos KIA Soul EV, y suministrar electricidad en corriente alterna a las cargas definidas de manera continua, incluso en ausencia de radiación solar.

1.1 Componentes principales

Subsistema	Equipo / Componente	Especificación técnica
Generación FV	8× Panel Sylvania LNVU-580ND (N-TOPCon bifacial)	580 Wp STC Vmpp 42.71 V Impp 13.58 A Voc 51.68 V η 22.45%
Inversión / Control	Inversor híbrido PowMr 5,000 W	5,000 W nominal MPPT 120 A Salida 110/220 V AC onda sinusoidal pura Pico 15,000 W
Almacenamiento	Banco KIA Soul EV 14S6P (NMC segunda vida)	51.8 V nominal (56.0 V máx. configurado) 184.2 Ah reales 9.54 kWh bruta 4.87 kWh usable (ventana 56→46 V) SoH: KIA-01 73.33% / KIA-02 65.00% / KIA-03 79.11%
Gestión de baterías	Sin BMS dedicado — gestión por umbrales del inversor	CV 56.0 V (4.0 V/celda) FLU 54.0 V COU 46.0 V (3.29 V/celda) SCP 100% BnS OFF
Protecciones DC	SPD Suntime SUP06-PV + Breakers DC Schneider Acti9 IC60N 2×63A Curva C	Protección contra sobretensión DC y cortocircuito en lado fotovoltaico. Apto CC hasta 125 V
Protección AC	Breaker AC Schneider Easy9 2P 63A 10kA Curva C	Protección salida 110/220 V AC del inversor
Cableado principal	Cable cobre flexible	4 AWG en tramo batería–inversor 10 AWG en tramo paneles–MPPT

1.2 Configuración del arreglo fotovoltaico

Los 8 paneles están conectados en 2 series de 4 paneles en paralelo (configuración 2S-4P):

- Voltaje Vmpp del arreglo: 85.42 V (garantiza carga efectiva del banco a 51.8 V nominal)
- Voltaje Voc del arreglo: 103.36 V (no supera el límite MPPT de 105 V del inversor)
- Corriente Impp: 54.32 A | Corriente Isc: 57.16 A
- Potencia real en condiciones NMOT: 3,496 W

🔴 **NOTA:** La configuración 2S-4P fue seleccionada porque con todos los paneles en paralelo el Vmpp sería 42.71 V, inferior al voltaje nominal del banco (51.8 V), impidiendo la carga efectiva. Con 3 o más paneles en serie el Voc superaría el límite absoluto de 105 V del MPPT. La configuración 2S opera con margen ajustado de Voc en mañanas frías — verificar que la temperatura mínima del sitio no haga superar los 105 V (Voc sube ~0.25%/°C al enfriarse).

1.3 Parámetros de operación nominal

Parámetro	Valor
Tensión nominal del bus DC	51.8 V nominal
Voltaje de carga máxima configurado (CV)	56.0 V (4.0 V/celda × 14 celdas)
Voltaje de flotación configurado (FLU)	54.0 V
Voltaje de corte de descarga configurado (COU)	46.0 V (3.29 V/celda × 14 celdas)
Capacidad real del banco	184.2 Ah
Energía bruta total del banco	9.54 kWh
Energía usable real (ventana 56.0 V → 46.0 V)	4.87 kWh
Carga de prueba actual	384 Wh/día (8 LED 9 W × 5 h + 24 W standby × 24 h)
Fracción solar simulada anual (PVsyst)	102.14% (cero energía faltante)
Ubicación del sistema	UIDE, Quito 0.2461° N, 78.4722° E 2,800 m s. n. m.
Irradiación anual sitio	2,032.3 kWh/m²/año (NASA POWER 2001–2020)

2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

2.1 Flujo de energía del sistema

El sistema opera en tres modos según la disponibilidad de radiación solar y el estado de carga del banco:

Modo 1 — Generación solar con carga directa (día, batería cargando)

Los paneles generan corriente continua que ingresa al controlador MPPT integrado en el inversor. El MPPT extrae la máxima potencia disponible ajustando continuamente el punto de operación. La energía fluye directamente a las cargas AC a través del inversor y el excedente carga el banco de baterías. Este es el modo más eficiente: hasta el 91.2% de la demanda se puede cubrir por inyección directa sin pasar por el ciclo electroquímico del banco (según simulación PVsyst, escenario de carga diurna).

Modo 2 — Descarga del banco (noche o nubosidad)

Cuando la generación solar es insuficiente o nula, el inversor extrae energía del banco de baterías. El inversor corta automáticamente la descarga cuando el voltaje del bus DC cae al umbral COU configurado (46.0 V — equivalente a ~3.29 V/celda). No existe BMS dedicado: la protección de sobredescarga la realiza exclusivamente el inversor mediante este umbral de voltaje de bus. El consumo nocturno activa hasta el 99.1% de la carga total del día a través del almacenamiento.

Modo 3 — Batería llena, excedente no utilizado

Cuando el banco alcanza su nivel de carga máximo (CV = 56.0 V) y no hay demanda adicional, el MPPT reduce la extracción de potencia de los paneles. En la configuración actual de carga de prueba (384 Wh/día), el 97.97% de la energía solar disponible es excedente por banco lleno. Esto indica que el sistema tiene amplia capacidad para absorber incrementos de carga futuros.

2.2 Parámetros electroquímicos de las celdas NMC del banco

Parámetro	Por celda (NMC)	Banco 14S6P real
Voltaje nominal	3.70 V	51.8 V
Voltaje máximo teórico	4.20 V	58.8 V (teórico)
Voltaje máx. configurado (CV)	4.00 V	56.0 V (configurado en el inversor)
Voltaje mínimo teórico	2.80 V	39.2 V (teórico)
Voltaje mínimo operativo (COU)	3.29 V	46.0 V (configurado en el inversor)
Capacidad nominal de fábrica (100% SoH)	42.3 Ah/celda	184.2 Ah totales (real, según SoH medido)
SoH real por paquete	KIA-01: 73.33% KIA-02: 65.00% KIA-03: 79.11%	—
Energía usable real (ventana operativa)	—	4.87 kWh (56.0 V → 46.0 V)

⚠ CRÍTICO: Nunca descargar el banco por debajo del umbral COU de 46.0 V. Si el voltaje del bus cae por debajo de este nivel sin que el inversor corte (falla del equipo), desconectar el banco manualmente de inmediato. Descargas por debajo de 39.2 V (2.8 V/celda) causarán daño irreversible en las celdas NMC.

3. ESTADO DE SALUD (SoH) DEL BANCO DE BATERÍAS

El Estado de Salud (SoH) es el indicador más importante para evaluar la vida útil remanente del banco. Se define como la relación entre la capacidad actual de la batería y su capacidad nominal original de fábrica:

$$\text{SoH (\%)} = (\text{Capacidad actual [Ah]} / \text{Capacidad nominal fábrica [Ah]}) \times 100$$

La capacidad nominal de fábrica, calculada a partir de las especificaciones del pack KIA Soul EV original (30.5 kWh / 360 V / 192 celdas / 2P), corresponde a 42.3 Ah por celda y 84.7 Ah por paquete (14S2P). El banco ingresa al sistema estacionario con los siguientes SoH medidos individualmente:

Paquete	SoH promedio medido	SoH mínimo (celda limitante)	Capacidad real
KIA-01	74.52%	73.33%	62.1 Ah
KIA-02 (reconstruido parcialmente con celdas P-02)	66.98%	65.00%	55.1 Ah
KIA-03	80.40%	79.11%	67.0 Ah
Total banco 14S6P	—	—	184.2 Ah

⚠ ADVERTENCIA: El SoH del paquete KIA-02 (65.00%) está por debajo del umbral de selección inicial ($\geq 70\%$). Fue integrado por su condición física aceptable tras el reacondicionamiento. Requiere monitoreo prioritario y ciclos de balanceo externo más frecuentes que los otros dos paquetes.

3.1 Umbrales de operación del SoH

Nivel SoH	Capacidad real banco	Energía usable (ventana real)	Estado / Acción
SoH > 80%	≥ 147.4 Ah	≥ 3.88 kWh	ÓPTIMO — Operación normal sin restricciones.
SoH 70–80%	129.0–147.4 Ah	3.40–3.88 kWh	ACEPTABLE — Monitorear mensualmente. (KIA-01 y KIA-03 en este rango)
SoH 60–70%	110.5–129.0 Ah	2.91–3.40 kWh	MÍNIMO OPERATIVO — Aumentar frecuencia de monitoreo. Evaluar reemplazo. (KIA-02 actualmente en este rango)
SoH < 60%	< 110.5 Ah	< 2.91 kWh	FUERA DE SERVICIO — Retirar el banco inmediatamente. No operar.

✦ **NOTA:** SoH se expresa aquí como porcentaje del banco completo (184.2 Ah × SoH%). El paquete KIA-02 individual ya está en el rango MÍNIMO OPERATIVO — aunque el banco global opera correctamente, este paquete debe ser el primero en monitorearse ante cualquier anomalía.

3.2 Proyección de degradación anual (escenarios de carga simulados)

Escenario	FEC/año	Pérd. SoH anual	SoH banco año 1
Carga actual base (384 Wh/día, diurna)	1.63	0.03%	~69.97% equivalente banco
Carga moderada diurna 5.5 kWh/día	131.84	2.64%	~67.36%
Carga severa diurna 9.1 kWh/día	209.59	4.19%	~65.81%
Carga severa nocturna 9.1 kWh/día ⚠	279.43	13.97%	~56.03%

⚠ **ADVERTENCIA:** La carga severa nocturna (Prueba N5) provoca una pérdida de SoH de casi el 14% en solo un año, llevando el banco al límite de descarte (SoH < 60%) en menos de 18 meses. Evitar este régimen de operación.

3.3 Cómo medir el SoH en campo

1. Aislar el banco: desconectar carga e inversor.
2. Reposar mínimo 2 horas sin carga activa (obtener voltaje OCV real en reposo).
3. Realizar una carga controlada a 1 amp por cada celda durante una hora. Tomar nota de valor inicial y valor final.
4. Realizar descarga controlada a 1 amp por cada celda hasta llegar al valor inicial del anterior ciclo y tomar nota del tiempo.
5. Calcular: $\text{SoH (\%)} = (\text{tiempo en descarga para llegar al valor inicial} / 60 \text{ minutos}) \times 100$

4. GESTIÓN DE TEMPERATURA

La temperatura es el factor ambiental más crítico para la vida útil de las celdas NMC. El banco opera en el laboratorio de la UIDE a una temperatura promedio de 20 °C, condición favorable para la química NMC. La cinética de degradación NMC sigue una ley de tipo Arrhenius: un incremento de 10 °C en la temperatura de operación puede reducir la vida útil residual del banco hasta en un 50%.

4.1 Rangos de temperatura de operación

Rango	Estado	Acción requerida
< 0 °C	PROHIBIDO	No operar. La carga a temperaturas bajo cero causa deposición de litio (lithium plating) irreversible en el ánodo.
0 °C – 10 °C	Reducida	Limitar la corriente de carga al 50% de la nominal (≤ 18 A). Aumentar tiempo de absorción.
10 °C – 35 °C	ÓPTIMA	Operación normal. Sin restricciones.
35 °C – 45 °C	Precaución	Reducir la corriente de descarga al 70% de la nominal. Verificar ventilación.
> 45 °C	CRÍTICO	Detener operación inmediatamente. Riesgo de runaway térmico. Ventilar y esperar enfriamiento.
> 60 °C	EMERGENCIA	Evacuación del área. Riesgo de incendio. Llamar emergencias. NO usar agua.

 **EMERGENCIA:** El runaway térmico en celdas NMC es una reacción exotérmica en cadena que puede superar los 700 °C y generar llamas. Las celdas inflamadas NO deben apagarse con agua. Usar CO₂ o arena seca.

4.2 Sistema de ventilación del banco

El banco opera con ventilación pasiva mediante circulación de aire natural en gabinete ventilado. Para mantener su efectividad:

- Verificar mensualmente que las rejillas de ventilación del gabinete estén libres de polvo y obstrucciones.
- Mantener una distancia mínima de 15 cm entre el banco y cualquier pared u objeto.
- No colocar materiales sobre el gabinete del banco que bloqueen la disipación de calor.
- En épocas de mayor temperatura ambiente (enero–marzo en Quito), realizar mediciones térmicas semanales.
- Si la temperatura superficial de cualquier celda supera 35 °C en condiciones normales, instalar ventilación forzada (ventilador DC 12 V con termostato a 30 °C).

4.3 Medición de temperatura en campo

Usar pistola termométrica infrarroja (rango –50 °C a 380 °C, precisión ± 1.5 °C):

6. Medir la temperatura superficial de CADA celda de los 3 paquetes al inicio y al final de una descarga de 1 hora.
7. Registrar en la bitácora el valor máximo, mínimo y la celda de mayor temperatura.
8. Si la diferencia de temperatura entre celdas del mismo paquete supera 5 °C, investigar desequilibrio de corriente o celda en degradación avanzada.
9. Medir también la temperatura del inversor y del gabinete eléctrico en cada inspección.

4.4 Efecto de la temperatura en los paneles solares

La eficiencia de los paneles LNVU-580ND disminuye con el aumento de temperatura (coeficiente térmico de $P_{max} = -0.29\%/^{\circ}\text{C}$, $V_{oc} = -0.25\%/^{\circ}\text{C}$):

- A 25°C (STC): eficiencia 22.45% $\rightarrow$ potencia 580 W por panel.
- A 45°C (condición real en techo): eficiencia $\approx 21.62\%$ $\rightarrow$ potencia ≈ 554 W por panel.
- La pérdida por temperatura representa el -8.96% de la energía total del sistema según la simulación PVsyst.
- Los módulos bifaciales N-TOPCon tienen menor coeficiente de temperatura que los policristalinos convencionales.

5. BALANCEO DE CELDAS — EQUIPO CHARGER RESEARCH

Dado que el sistema no cuenta con BMS dedicado, el balanceo activo entre celdas recae exclusivamente en el procedimiento de balanceo externo periódico con el equipo Charger Research. Este procedimiento es especialmente crítico para el paquete KIA-02, cuyas celdas mixtas (procedencia heterogénea tras la reconstrucción parcial) presentan mayor tendencia al desequilibrio.

⚠ ADVERTENCIA: La medición experimental realizada (sección 4.10 de la tesis) documentó que el ΔV entre celdas aumenta hasta 200 mV tras 25 horas de operación continua (desde un ΔV inicial de 9 mV). Sin balanceo externo periódico, el desequilibrio se acumula y acelerará la degradación diferencial del banco.

5.1 Procedimiento de balanceo externo

10. Desconectar el paquete a balancear.
11. Conectar el equipo Charger Research a las terminales del paquete (respetar polaridad).
12. Configurar el perfil de carga: 1A y voltaje de corte 3.9 V por celda.
13. Ejecutar un ciclo completo de descarga a 1A hasta 2.80 V por celda, registrando la curva.
14. Ejecutar un ciclo completo de carga según el perfil CC/CV.
15. Repetir hasta que la diferencia máxima entre celdas sea < 0.05 V en voltaje en reposo (OCV).
16. Si una celda no logra equilibrarse tras 3 ciclos, reemplazarla.

⚠ ADVERTENCIA: La diferencia máxima aceptable entre celdas del mismo paquete en OCV es 0.05 V. Diferencias superiores a 0.5 V bajo carga indican degradación severa y la celda debe ser reemplazada. En el paquete KIA-02, verificar especialmente las celdas de procedencia P-02 (identificadas durante el reacondicionamiento).

6. PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

6.1 Limpieza de paneles solares

La acumulación de polvo produce pérdidas energéticas por reducción de transmitancia del vidrio. PVsyst estima una pérdida del 3.0% anual por suciedad bajo limpieza estándar. Sin limpieza adecuada esta pérdida puede superar el 8–15%.

17. Realizar la limpieza antes de las 8:00 AM o después de las 17:00 cuando los paneles estén fríos. Nunca limpiar con agua fría sobre paneles calientes.
18. Desconectar la entrada fotovoltaica del inversor (breaker DC) antes de iniciar.
19. Usar agua limpia sin cloro o agua destilada con esponja suave o mopa de microfibra.
20. Enjuagar con agua limpia de arriba hacia abajo para arrastrar el sedimento.
21. Revisar visualmente estado del marco, encapsulante y conectores MC4. Documentar anomalías.
22. Reconectar el string FV y verificar que el inversor detecta correctamente la generación.

Frecuencia	Condición	Método
Quincenal	Condición normal (Quito, zona urbana)	Agua + esponja microfibra
Semanal	Época seca (jun–ago) o cerca de vías con polvo	Agua + esponja microfibra
Inmediata	Caída de ceniza volcánica, lluvia de barro, excrementos de aves	Limpieza prioritaria < 24 h

⚠ ADVERTENCIA: La ceniza volcánica (Pichincha, Cotopaxi) es altamente abrasiva para el encapsulante EVA. Limpiar en menos de 12 horas con agua abundante y paño suave.

6.2 Inspección de conexiones eléctricas

- Mensual: Verificar visualmente todos los conectores MC4. Comprobar click audible y ausencia de quemado o corrosión.
- Mensual: Medir resistencia de aislamiento con megóhmetro ($\geq 1 \text{ M}\Omega$ entre conductor y tierra).
- Trimestral: Con el sistema apagado, reapretar todos los bornes del banco y del inversor al torque del fabricante.
- Trimestral: Aplicar vaselina técnica o pasta antioxidante en los terminales de batería expuestos.
- Semestral: Inspeccionar la integridad del cableado desde paneles hasta el inversor.

6.3 Inspección del inversor PowMr

- Mensual: Revisar alarmas y registros del inversor. Verificar modo FV activo durante el día y modo batería durante la noche.
- Mensual: Limpiar el filtro de ventilación del inversor con aire comprimido ($< 2 \text{ bar}$).
- Trimestral: Verificar los parámetros configurados (CV 56.0 V | FLU 54.0 V | COU 46.0 V | SCP 100% | BnS OFF). Comparar con la tabla de configuración de la sección 1.1.
- Anual: Contactar al proveedor para actualización de firmware si está disponible.

6.4 Inspección del sistema de protecciones

- Mensual: Verificar que el SPD Suntime SUP06-PV tiene la ventana de indicación en verde (rojo = saturado, reemplazar).
- Semestral: Probar el disparo de los breakers DC y AC manualmente.
- Semestral: Verificar la continuidad del conductor de puesta a tierra ($< 1 \Omega$ entre masa y electrodo de tierra).

6.5 Calendario de mantenimiento preventivo

Tarea	Mens.	Trim.	Anual
Limpieza paneles	✓		
Medición temperatura banco	✓		
Revisión parámetros inversor (display)	✓		
Revisión conectores MC4	✓		
Limpieza filtro inversor	✓		
Inspección SPD (visual)	✓		
Reapretar terminales + pasta antioxidante		✓	
Verificar parámetros de configuración inversor		✓	
Balanceo externo Charger Research	✓		
Medición SoH (descarga controlada)	✓		
Aislamiento cableado (megóhmetro)		✓	
Prueba breakers y tierra		✓	
Actualización firmware inversor			✓
Revisión completa estructural paneles			✓

7. PARÁMETROS DE MONITOREO Y BITÁCORA

7.1 Parámetros a registrar en cada inspección

Parámetro	Instrumento	Valor de referencia / Alarma
Voltaje del arreglo FV (Voc)	Multímetro DC	~103.36 V (sin carga) Alarma: < 90 V o > 105 V
Voltaje del bus DC (banco)	Multímetro DC	51.8 V nominal (46–56 V rango operativo) Alarma: < 46.0 V (sobredescarga COU) o > 56.0 V (sobrecarga CV)
Corriente de carga MPPT	Pinza DC	0–54 A en condición solar plena Alarma: > 60 A sostenido
Temperatura superficial banco	Pistola IR	10–35 °C normal Alarma: > 45 °C
ΔV entre celdas del mismo paquete	Multímetro DC (manual por celda)	< 0.05 V en reposo Alarma: > 0.10 V → iniciar balanceo externo
Voltaje mínimo celda individual	Multímetro DC	≥ 3.29 V en operación Alarma: < 2.80 V → daño irreversible
Voltaje máximo celda individual	Multímetro DC	≤ 4.00 V en carga (CV configurado) Máximo absoluto: 4.20 V
Potencia AC entregada	Display inversor	384 Wh/día carga actual Alarma: > 5,000 W instantáneo
Estado SPD	Inspección visual	Verde = OK Rojo = Reemplazar inmediatamente
Temperatura inversor	Pistola IR	< 50 °C normal Alarma: > 65 °C

⚠ ADVERTENCIA: Sin BMS dedicado, el monitoreo de voltaje individual de celdas debe realizarse MANUALMENTE con multímetro en las inspecciones periódicas. No existe lectura automática por aplicación móvil. Ante cualquier $\Delta V > 0.10$ V detectado, programar balanceo externo con Charger Research en los siguientes 7 días.

8. GUÍA DE ALARMAS Y DIAGNÓSTICO DE FALLAS

Síntoma / Alarma	Causa probable	Acción inmediata	Prioridad
Inversor apagado, sin AC	Banco descargado (bus < 46.0 V → corte COU)	Esperar generación solar para recarga. No forzar el encendido.	Normal
Voltaje bus > 56.0 V	Falla del MPPT en regulación de carga (CV)	Desconectar paneles. Verificar configuración del inversor.	ALTA
T banco > 45 °C	Ventilación insuficiente, celda en falla interna, cortocircuito	Desconectar banco inmediatamente. Ventilar. Inspeccionar cada celda.	CRÍTICA
Olor a quemado o humo en banco	Runaway térmico o conexión quemada	EVACUACIÓN INMEDIATA. No usar agua. CO ₂ o arena seca. Bomberos.	EMERGENCIA
Generación FV menor a lo esperado	Paneles sucios, sombra, MC4 suelto, degradación panel	Limpiar paneles. Verificar MC4. Medir Voc de cada string por separado.	Normal
Inversor falla F03 (sobrecorriente AC)	Carga excesiva conectada	Reducir cargas. Verificar que la potencia total AC < 5,000 W.	Media
ΔV celdas > 0.1 V	Desequilibrio acumulado por degradación diferencial (sin BMS)	Balanceo externo con Charger Research. Documentar en bitácora.	Media
SoH < 60%	Fin de segunda vida del banco	Suspender operación. Iniciar proceso de reemplazo del banco.	Alta

9. GESTIÓN AL FIN DE LA SEGUNDA VIDA

Cuando el banco alcance un SoH < 60% (capacidad real < 110.5 Ah, energía usable < 2.91 kWh) ya no garantizará la continuidad del suministro y deberá ser retirado de servicio.

9.1 Indicadores de fin de segunda vida

- SoH medido < 60% en dos mediciones consecutivas con diferencia de 1 semana.
- Incapacidad de completar la demanda diaria de carga aun con condiciones solares óptimas.
- Temperatura de operación permanentemente elevada (> 40 °C) aun con ventilación adecuada.
- Desequilibrio irrecuperable: $\Delta V > 0.5$ V entre celdas tras 3 ciclos de balanceo externo.
- Hinchazón visible (swelling) o deformación física de los módulos.

9.2 Protocolo de retiro seguro

23. Descargar el banco al 20% SoC (aprox. 48.5 V en el bus) mediante una carga resistiva controlada antes del transporte.
24. Desconectar en orden: primero carga AC → luego inversor → luego strings FV → finalmente banco.
25. Aislar los terminales del banco con cinta vulcanizante.
26. Almacenar a SoC 30–50% (49–52 V bus aprox.) en ambiente fresco (15–25 °C) y seco si no se entrega de inmediato.
27. Gestionar la disposición final a través de un gestor autorizado.

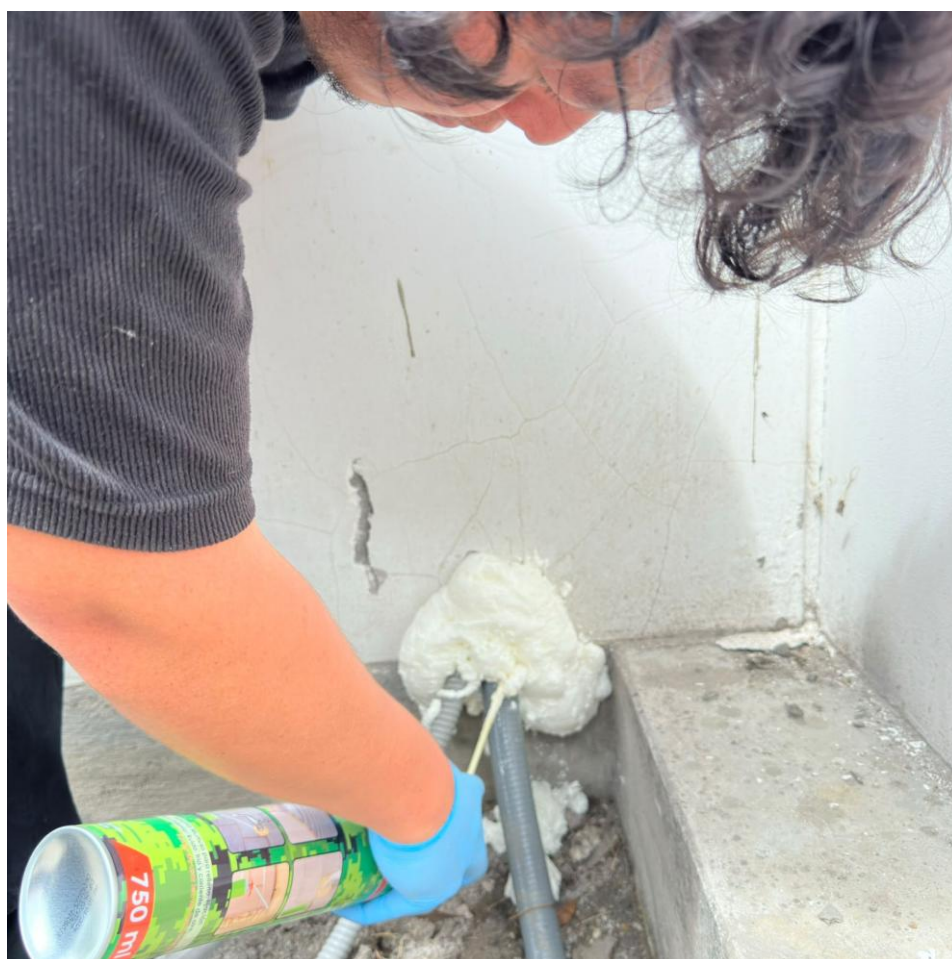
⚠ CRÍTICO: NO desechar en basura doméstica ni rellenos sanitarios: contienen litio, cobalto, níquel y manganeso (residuos peligrosos según el Código Orgánico del Ambiente).

10. REFERENCIA RÁPIDA — PARÁMETROS CRÍTICOS DEL SISTEMA

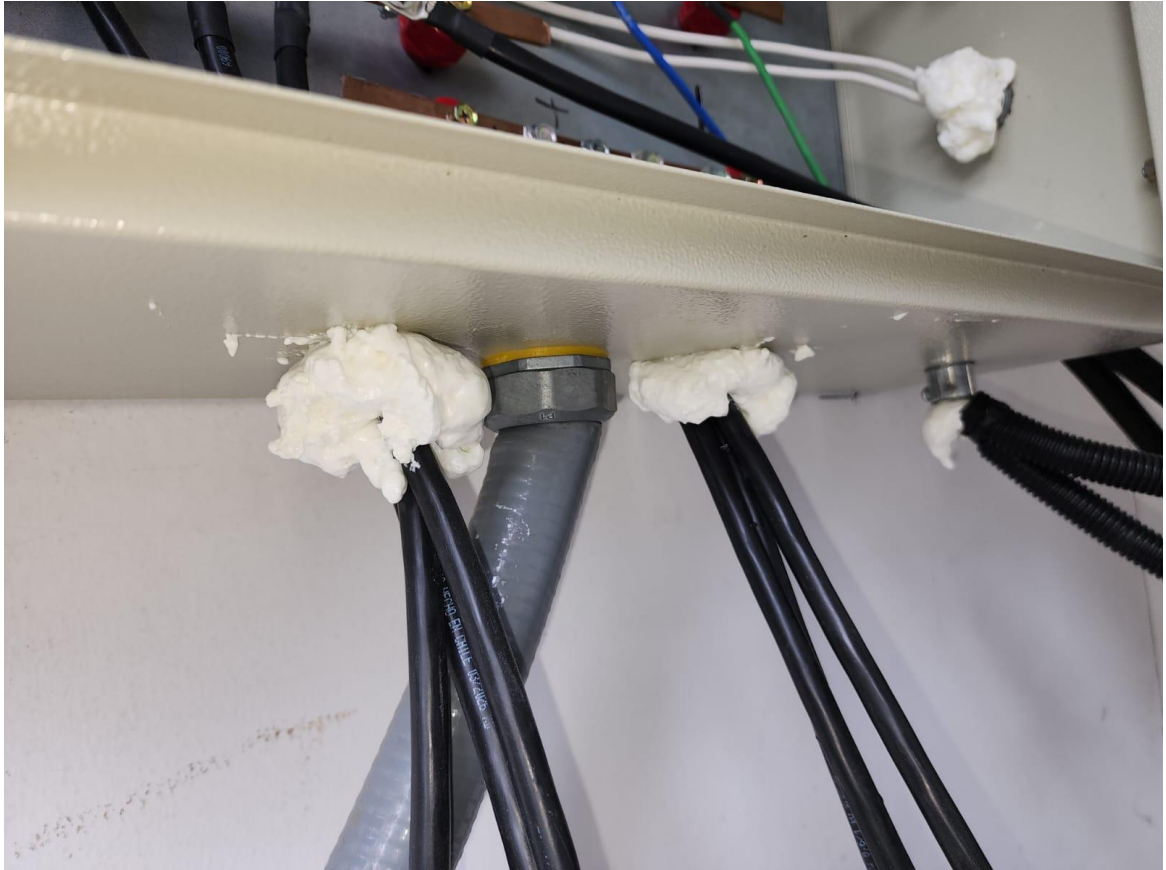
Parámetro	Valor normal / Configurado	Límite / Alarma
Voltaje celda NMC — nominal	3.70 V	—
Voltaje celda NMC — máx. configurado (CV)	4.00 V (56.0 V bus)	4.20 V absoluto (58.8 V bus)
Voltaje celda NMC — mín. operativo (COU)	3.29 V (46.0 V bus)	2.80 V absoluto (39.2 V bus)
Voltaje bus DC — nominal	51.8 V	—
Voltaje bus DC — carga máxima (CV)	56.0 V	58.8 V (límite teórico NMC)
Voltaje bus DC — corte descarga (COU)	46.0 V	39.2 V (límite teórico NMC)
Capacidad real del banco	184.2 Ah	Verificar periódicamente con descarga controlada
Energía usable real (ventana operativa)	4.87 kWh	—
SoH mínimo operativo	60% (110.5 Ah)	< 60% → reemplazar banco
SoH recomendado para operación estable	≥ 70%	< 70% → aumentar monitoreo (KIA-02 ya en este nivel)
Temperatura operación banco	10–35 °C	> 45 °C → detener sistema
Diferencia voltaje entre celdas (ΔV)	< 0.05 V en reposo	> 0.20 V → balanceo externo urgente
Potencia AC salida inversor	< 5,000 W	> 5,000 W → reducir carga
Voltaje Voc arreglo FV	~103.36 V	< 90 V → revisar string > 105 V → revisar MPPT
Corriente máx. carga solar (SCP 100%)	~54 A (típico pleno sol)	> 92 A → riesgo para celdas degradadas

Universidad Internacional del Ecuador — UIDE | Quito, Ecuador | 2026

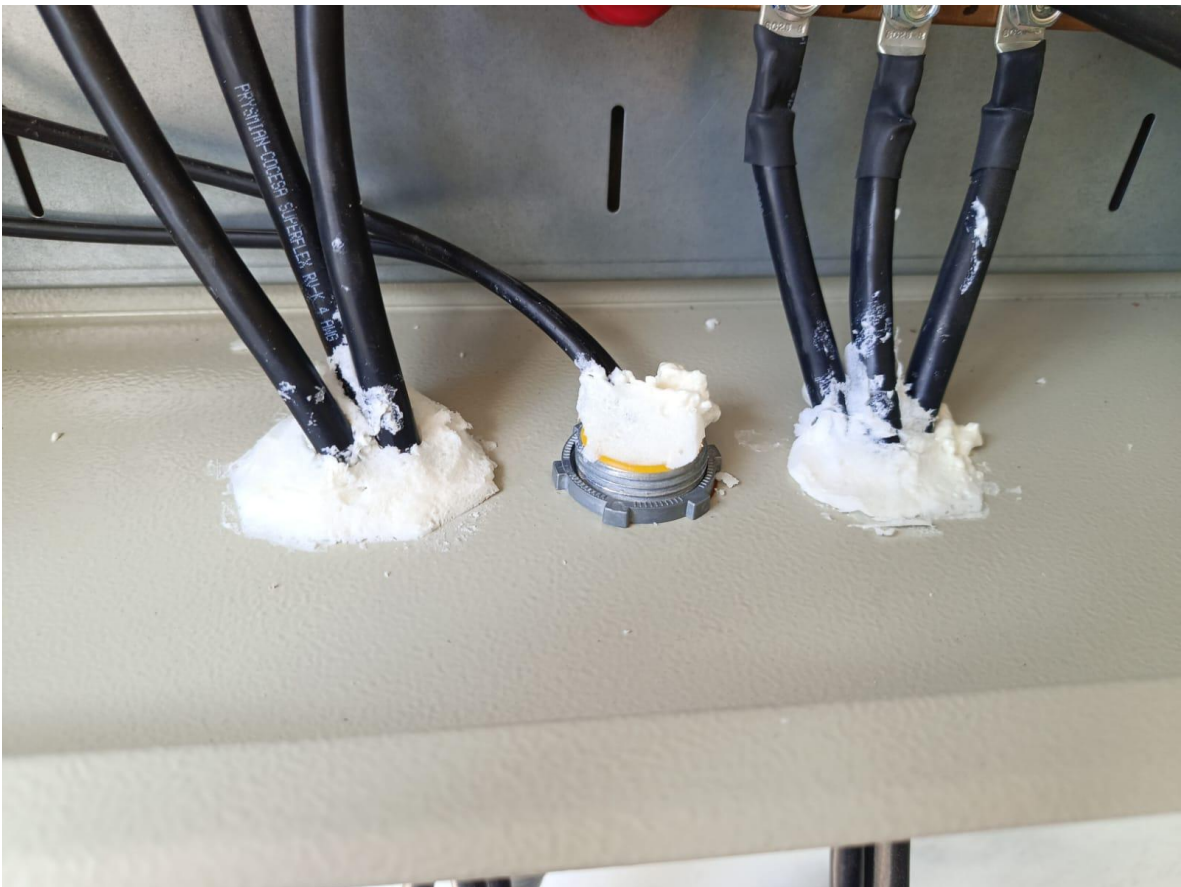
Anexo 15 *Aislamiento de Caja con espuma expansiva de poliuretano.*











Anexo 16 Carta de Donación

Quito, 2 de Julio de 2026

PhD. Andrés Castillo

Decano

Facultad de Ingenierías Aplicadas y Desarrollo Industrial

Universidad Internacional del Ecuador

Asunto: Donación de equipos para investigación e incorporación al inventario institucional

De nuestra consideración:

Los suscritos:

- Aguilar Falconí David Alejandro
- Caicedo Álvarez Anthony Alexander
- Calahorrano Aguilar Washington Emilio
- Lima Zurita Mateo Sebastián

estudiantes de la Carrera de Ingeniería en Mecánica Automotriz y autores del Trabajo de Integración Curricular titulado:

“Sistema de Generación Solar con Almacenamiento en Baterías Reutilizadas de Vehículo Eléctrico para Suministro Eléctrico Autónomo”

Mediante la presente manifestamos nuestra voluntad de donar a favor de la Universidad Internacional del Ecuador los equipos utilizados durante el desarrollo del mencionado proyecto de investigación, con la finalidad de formalizar su entrega e incorporación al inventario institucional de investigación de la Facultad de Ingenierías Aplicadas y Desarrollo Industrial.

La presente donación tiene como objetivo fortalecer las capacidades académicas, científicas y tecnológicas de la Universidad, contribuyendo al desarrollo de futuras investigaciones relacionadas con energías renovables, almacenamiento energético, movilidad eléctrica, reutilización de baterías de vehículos eléctricos y sistemas energéticos sostenibles.

Asimismo, los equipos donados complementarán la infraestructura experimental existente, particularmente el equipo Charge Research – Banco de Pruebas para Baterías de Vehículos Híbridos, adquirido por la Facultad a través de la empresa CISE Electronics Corp. Este equipo permite diagnosticar el estado de baterías de vehículos híbridos, restablecer capacidad, nivelar la carga entre celdas, detectar celdas defectuosas y realizar

ciclos de carga y descarga para la evaluación técnica de sistemas de almacenamiento energético.

Adicionalmente, los bienes objeto de esta donación permanecerán instalados e integrados dentro del **prototipo de vivienda sostenible** ubicado en el espacio del **LAB 3D**, constituyendo una plataforma permanente para actividades de investigación aplicada, docencia, demostración tecnológica, prácticas estudiantiles y futuros trabajos de titulación.

Cabe señalar que el sistema implementado dentro del prototipo de vivienda sostenible también incorpora baterías reutilizadas provenientes de vehículos eléctricos, las cuales constituyen el elemento principal de almacenamiento energético utilizado en el proyecto. Dichas baterías fueron previamente donadas a la Universidad Internacional del Ecuador por la empresa Kia y, por tanto, no forman parte de la presente donación. Sin embargo, los equipos objeto de esta entrega han sido seleccionados e implementados para complementar su operación, monitoreo, gestión energética y aprovechamiento dentro de la infraestructura experimental desarrollada.

La integración de los equipos permitirá disponer de una infraestructura experimental completa para el estudio de sistemas fotovoltaicos, almacenamiento energético mediante baterías reutilizadas de vehículos eléctricos, monitoreo de parámetros eléctricos, gestión inteligente de energía y evaluación de estrategias de aprovechamiento de baterías de segunda vida, complementando las capacidades de diagnóstico proporcionadas por el equipo Charge Research.

Los bienes objeto de la presente donación se detallan a continuación:

Cantidad	Equipo	Modelo	Descripción	Aplicación	Estado	Valor
8	Panel Solar Bifacial Tipo N TOPCon	LVU-580ND	Módulo fotovoltaico bifacial de 580 W de potencia nominal, tecnología TOPCon Tipo N y eficiencia aproximada del 22,45 %.	Generación de energía eléctrica renovable para el sistema de almacenamiento energético implementado en el prototipo de vivienda sostenible.	Nuevos — instalados y en operación activa, funcionamiento verificado	\$608
1	Inversor Solar Híbrido con Controlador MPPT Integrado	PowMr 5000W – 48V – MPPT 120A	Inversor de onda sinusoidal pura para sistemas fotovoltaicos aislados, compatible con baterías de litio y plomo-ácido, con controlador MPPT incorporado.	Conversión de energía de corriente continua a corriente alterna, gestión energética y control de carga proveniente de los paneles solares.	Nuevo — instalado y en operación activa, funcionamiento verificado	\$875
2	Sistema Inteligente de Gestión de Baterías (BMS)	DALY Smart BMS 13S – 48V – 100A – CAN/RS485/WiFi	Sistema electrónico de monitoreo, protección y balanceo de baterías de litio con comunicación CAN, RS485 y conectividad WiFi.	Disponible para integración futura como sistema de supervisión de parámetros eléctricos, protección y balanceo de celdas de los módulos NMC.	Nuevos — adquiridos para el proyecto, sin integración activa al sistema por incompatibilidades de protocolo CAN documentadas en el Trabajo de Integración Curricular	\$450
1	Sistema Inteligente de Gestión de Baterías (BMS)	DALY Smart BMS 13S – 48V – 150A – CAN/RS485/WiFi	Sistema electrónico de monitoreo, protección y balanceo de baterías de litio con comunicación CAN, RS485 y conectividad WiFi.	Disponible para integración futura como sistema de supervisión de parámetros eléctricos, protección y balanceo de celdas de los módulos NMC.	Nuevos — adquiridos para el proyecto, sin integración activa al sistema por incompatibilidades de protocolo CAN documentadas en el Trabajo de Integración Curricular	\$200

1	Lote Varios N1	Varios Conexión paneles	Elementos usados para la instalación de los paneles y armado del arreglo fotovoltaico como conectores MC4, mid links y end links para acople en las rieles y cable para paneles solares.	Conexión de los paneles al tablero de control.	Nuevos — instalados y en operación activa	\$395.72
1	Lote Varios N2	Varios Conexión Tablero	Elementos usados en la conexión del tablero y de baterías. Protección eléctrica Varillas de tierra, manguera plástica, amarrias. Cables de calibres varios (4.8.10.12.14) en varios metrajes.	Conexión del tablero de control al inversor y baterías, puesta a tierra.	Nuevos — instalados y en operación activa	\$579.20
1	Lote varios N3	Varios ferreteria	Elementos usados para el aseguramiento de rieles de montaje de paneles y rieles de montaje de paneles en aluminio	Aseguramiento de paneles solares al techo del prototipo de vivienda sostenible	Nuevos — instalados	\$181
1	Mesa	Mesa metálica Artesanal	Mesa metálica Con Tablón de madera.	Mesa utilizada para las batería.	Nuevos — instalados	\$40
Total						\$3147,92

Los equipos anteriormente descritos fueron adquiridos y utilizados exclusivamente para el desarrollo del proyecto de investigación antes mencionado y se encuentran destinados a fortalecer las capacidades de investigación y formación de la Universidad.

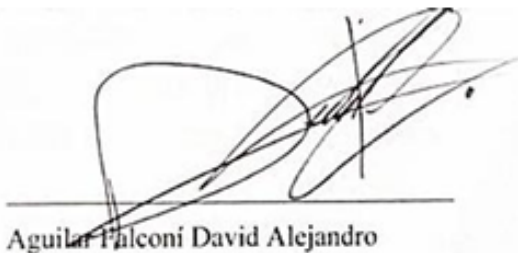
Por medio de la presente, transferimos de manera libre, voluntaria y gratuita la propiedad y posesión de los bienes descritos a favor de la Universidad Internacional del Ecuador, para que sean incorporados al inventario institucional y permanezcan integrados al prototipo de vivienda sostenible ubicado en el LAB 3D, donde continuarán prestando servicio en actividades de docencia, investigación, vinculación y desarrollo tecnológico.

Agradecemos el apoyo brindado por la Universidad Internacional del Ecuador durante la ejecución de este proyecto. De manera especial, expresamos nuestro agradecimiento al Ing. Marcelo Moya Cajas, Decano de la Facultad de Ingenierías Digitales y Tecnologías Emergentes, por el respaldo brindado al desarrollo de la presente investigación y por impulsar iniciativas orientadas a la innovación tecnológica y la sostenibilidad.

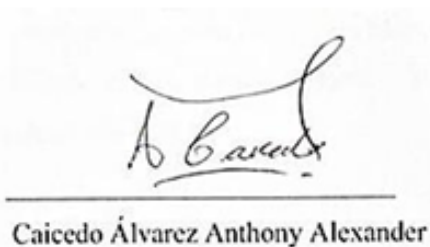
Asimismo, agradecemos a la Arq. Rebeca Gallegos Bustamante, Decana de la Facultad de Arquitectura, por la apertura y colaboración otorgadas para la utilización del espacio destinado a la implementación permanente del sistema dentro del prototipo de vivienda sostenible ubicado en el LAB 3D, permitiendo que esta infraestructura continúe contribuyendo a actividades de investigación, docencia y vinculación.

Finalmente, quedamos atentos a cualquier requerimiento adicional necesario para formalizar el proceso de recepción e incorporación de los equipos al patrimonio institucional.

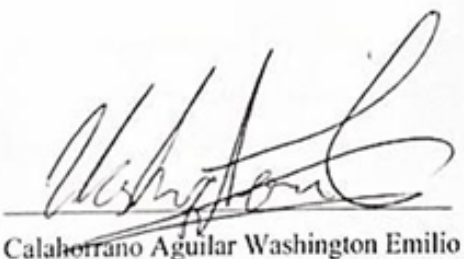
Atentamente,



Aguilar Falconi David Alejandro



Caicedo Álvarez Anthony Alexander

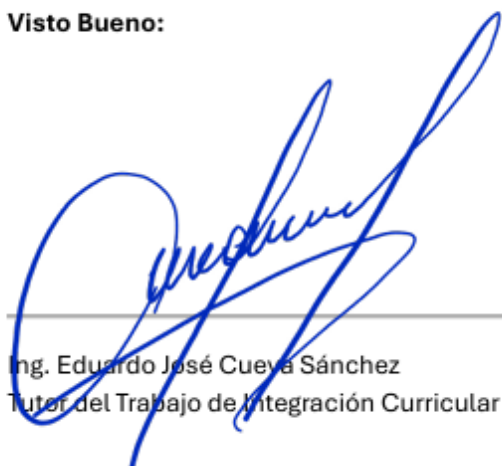


Calahorra Aguilar Washington Emilio



Lima Zurita Mateo Sebastián

Visto Bueno:



Ing. Eduardo José Cueva Sánchez
Tutor del Trabajo de Integración Curricular

**JOSE ANDRES
CASTILLO
REYES**

Firmado
digitalmente por
JOSE ANDRES
CASTILLO REYES
Fecha: 2026.07.06
10:39:39 -05'00'

PhD. Andrés Castillo
Decano
Facultad de Ingenierías Aplicadas y Desarrollo Industrial