



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Matheus Hohmann

Avaliação de desempenho, segurança e viabilidade de baterias de íon-lítio em segunda vida: aplicação em um sistema transportável de armazenamento (STAEB) com módulos retirados de ônibus elétrico (e-Bus)

Florianópolis
2026

Matheus Hohmann

Avaliação de desempenho, segurança e viabilidade de baterias de íon-lítio em segunda vida: aplicação em um sistema transportável de armazenamento (STAEB) com módulos retirados de ônibus elétrico (e-Bus)

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^a. Helena Flavia Naspolini, Dr^a.
Coorientadora: Aline Kirsten Vidal de Oliveira, Dr^a.

Florianópolis

2026

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Hohmann, Matheus

Avaliação de desempenho, segurança e viabilidade de baterias de íon-lítio em segunda vida : aplicação em um sistema transportável de armazenamento (STAEB) com módulos retirados de ônibus elétrico (e-Bus) / Matheus Hohmann ; orientadora, Helena Flavia Napolini, coorientadora, Aline Kirsten Vidal de Oliveira, 2026.

140 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2026.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Baterias em Segunda Vida. 3. Caracterização. 4. SoH. 5. DCIR. I. Napolini, Helena Flavia. II. Oliveira, Aline Kirsten Vidal de. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Matheus Hohmann

Avaliação de desempenho, segurança e viabilidade de baterias de íon-lítio em segunda vida: aplicação em um sistema transportável de armazenamento (STAEB) com módulos retirados de ônibus elétrico (e-Bus)

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado, em 25 de fevereiro de 2026, pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Adriano de Andrade Bresolin, Dr.
Instituto Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.



Documento assinado digitalmente

Carlos Renato Rambo

Data: 20/03/2026 16:43:47-0300

CPF: ***.748.198-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Carlos Renato Rambo, Dr.
Coordenação do Programa de Pós-Graduação



Documento assinado digitalmente

HELENA FLAVIA NASPOLINI

Data: 09/03/2026 18:11:27-0300

CPF: ***.588.109-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof.^a Helena Flavia Naspolini, Dr.^a
Orientadora

Florianópolis, 2026.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Sisto e Raquel, pelo amor incondicional, apoio constante e por sempre acreditarem em mim, mesmo nos momentos mais desafiadores desta caminhada. À minha irmã Julia, pela parceria, carinho e incentivo ao longo de toda a minha formação. Aos meus avós, Avô Hamilton e Avó Esmeraldina, por serem fonte de inspiração, valores e força, fundamentais para a construção de quem sou. À minha namorada Isadora, pelo companheirismo, carinho e apoio ao longo desta jornada, pela compreensão nos momentos de dedicação intensa ao trabalho e por tornar esse caminho mais leve e significativo.

À minha orientadora, Professora Helena Flávia Naspolini, pela dedicação e orientação durante todo o desenvolvimento deste trabalho. À minha coorientadora, Aline Kirsten Vidal de Oliveira, pelo apoio, disponibilidade e importantes contribuições que enriqueceram este estudo. Suas contribuições foram essenciais para o amadurecimento acadêmico e científico desta pesquisa.

Ao Professor Ricardo Rüther, pela confiança, oportunidades, aprendizado e pelo exemplo acadêmico, e aos amigos e colegas do Laboratório Fotovoltaica, pelo convívio, pelas trocas de conhecimento e pelo ambiente colaborativo que tornou essa jornada mais rica e motivadora.

Aos professores Adriano de Andrade Bresolin e Roberto Francisco Coelho, membros da banca examinadora, pela disponibilidade, leitura e contribuições, que colaboraram para o aprimoramento e a consolidação deste trabalho.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro concedido, fundamental para o desenvolvimento desta pesquisa. Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pela concessão da bolsa de pesquisa no âmbito do processo nº 383767/2022-9. Expresso meu sincero agradecimento à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e à Celesc Distribuição S.A. pelo apoio financeiro proporcionado pelo Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento de Nº 05697-0323/2023, intitulado "Sistema de armazenamento transportável multifunção via baterias de primeira e em segunda vida para suporte a desligamentos e atendimento a picos sazonais de demanda da rede de distribuição" que está sendo desenvolvido no âmbito do Programa de PDI.

RESUMO

Este trabalho desenvolve e aplica um método para avaliar a viabilidade técnica de baterias de íons de lítio em segunda vida por meio de uma caracterização sistemática de desempenho e segurança, com foco na reutilização em aplicações estacionárias e na integração ao Sistema Transportável de Armazenamento de Energia em Baterias (STAEB). O estudo analisa 156 módulos oriundos do e-Bus da UFSC e organiza a avaliação de forma integrada e sequencial, combinando inspeção visual, ensaio de resistência de isolamento, testes de capacidade e determinação da resistência interna em corrente contínua (DCIR), de modo a garantir critérios mínimos de segurança, confiabilidade e desempenho para a seleção de módulos. Os resultados mostram que a etapa inicial de inspeção visual descarta 3,2% dos módulos por falhas físicas evidentes, enquanto o ensaio de resistência de isolamento reprova dois módulos adicionais, evidenciando a necessidade dessa verificação para identificar condições críticas não detectáveis apenas por parâmetros eletroquímicos usuais. Entre os módulos aprovados, observa-se ampla variação de estado de saúde, com SoH entre 55% e 95%, além de comportamento global consistente nas curvas de descarga, com queda de tensão mais acentuada abaixo de 20% de SOC. A análise conjunta indica correlação negativa significativa entre SoH e DCIR ($R^2 = 0,70$), confirmando o potencial da resistência interna como ferramenta de triagem rápida, embora a presença de trajetórias de degradação distintas exija cautela na substituição direta de ensaios completos de capacidade. Por fim, a comparação de metodologias de descarga aponta o ensaio pulsado de 8S como melhor compromisso entre representatividade, precisão e agilidade operacional, contribuindo para protocolos práticos de triagem e classificação de módulos destinados ao STAEB.

Palavras-chave: Baterias em Segunda Vida; Caracterização; SoH/DCIR.

ABSTRACT

This work develops and applies a method to evaluate the technical feasibility of second-life lithium-ion batteries through a systematic characterization of performance and safety, focusing on stationary reuse and integration into the Transportable Battery Energy Storage System (STAEB). The study analyzes 156 modules originating from the UFSC e-Bus and structures the assessment in an integrated and sequential manner, combining visual inspection, insulation resistance testing, capacity tests, and direct-current internal resistance (DCIR) determination to ensure minimum criteria for safety, reliability, and performance in module selection. The results show that the initial visual inspection discards 3.2% of the modules due to evident physical faults, while the insulation resistance test rejects two additional modules, highlighting the need for this verification to identify critical conditions that are not detectable solely through conventional electrochemical parameters. Among the approved modules, a wide variation in state of health is observed, with SoH ranging from 55% to 95%, in addition to consistent overall behavior in the discharge curves, with a steeper voltage drop below 20% SOC. The combined analysis indicates a significant negative correlation between SoH and DCIR ($R^2 = 0.70$), confirming the potential of internal resistance as a rapid screening tool, although the presence of distinct degradation trajectories requires caution when directly replacing full capacity tests. Finally, the comparison of discharge methodologies indicates that the 8 s pulsed test offers the best compromise between representativeness, accuracy, and operational speed, contributing to practical screening and classification protocols for modules intended for the STAEB.

Keywords: Second-Life batteries; Characterization; SoH/DCIR.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Bateria de lítio usando Li_xTiS_2 como cátodo.....	20
Figura 2 - Bateria de lítio usando Li_xCoO_2 como cátodo.....	21
Figura 3 - Configuração de bateria de íons de lítio com célula de transferência iônica.....	22
Figura 4 – Diagrama em escala hexagonal das melhores características das baterias de íon-lítio.....	25
Figura 5 – Sobreposição de características de baterias.....	26
Figura 6 – Representação esquemática dos mecanismos de degradação associados ao envelhecimento calendário e cíclico em baterias de íon-lítio.....	29
Figura 7 - Representação esquemática dos principais mecanismos de degradação em baterias de íon-lítio.....	32
Figura 8 – Curva de degradação da capacidade em função do número de ciclos realizados.....	34
Figura 9 – Exemplo dos diferentes formatos de baterias de lítio.....	39
Figura 10 – Principais topologias de sistemas de gerenciamento de baterias (BMS): (a) centralizada; (b) descentralizada (topologias modulares e mestre-escravo); e (c) distribuída.....	43
Figura 11 – Topologia simplificada do sistema de conversão de potência.....	46
Figura 12 - Ônibus elétrico solar (e-Bus) da UFSC e FV UFSC.....	66
Figura 13 – (a) Exemplo do pack de baterias do e-Bus, com 11 módulos conectados em série; (b) Destaque das 4 caixas que contém os 8 <i>packs</i> de baterias do e-Bus.....	67
Figura 14 - Especificação e modelo 3D do módulo em segunda vida avaliado, composto por oito células tipo P140 em série (29,6 V; 50 Ah; 1,48 kWh). O BMS original está destacado pela caixa laranja e as setas indicam as posições das válvulas de segurança de cada célula.....	68
Figura 15 – (a) Imagem ilustrativa do STAEB e seus principais sistemas componentes; (b) Ilustração 3D da parte externa do STAEB.....	69
Figura 16 - Fluxograma com as etapas utilizadas para avaliação dos módulos.....	70

Figura 17 - Bancada de testes para caracterização elétrica de módulos em segunda vida, composta por carga eletrônica (Rigol DL3031), fonte programável (ITECH IT6722A), sistema de aquisição ESP32/ADS1115 e sensores PT100.	72
Figura 18 – Ensaio de resistência de isolamento: (a) aplicação de tensão com megômetro Fluke 1555 FC; (b) conexão elétrica entre os polos do módulo e a carcaça para medição da resistência.	74
Figura 19 – Perfil de descarga com corrente pulsada para metodologia de caracterização de baterias em segunda vida.	76
Figura 20 – Falhas identificadas na inspeção inicial: (a) válvulas de segurança rompidas; (b) detalhe da válvula de alívio de gases; (c) manchas externas indicativas de possível vazamento de eletrólito.	81
Figura 21 – Balanceamento das células do módulo 048, que apresentou diferenças de tensão recorrentes mesmo após equalização.	81
Figura 22 - Resumo do quantitativo de módulos após a etapa de inspeção visual.	82
Figura 23 - Resumo do quantitativo de módulos após o ensaio de resistência de isolamento.	84
Figura 24 - Resumo do quantitativo de módulos após a etapa de caracterização e análise dos resultados.	85
Figura 25 - Curvas de descarga ($V \times SOC$) dos módulos avaliados. A coloração indica o SoH de cada módulo, variando de 55% (roxo) a 95% (vermelho). Observa-se queda acentuada da tensão abaixo de 20% SOC.	89
Figura 26 - Resistência interna em corrente contínua (DCIR) em função da tensão da célula. Notam-se maiores valores e dispersão em estados de carga elevados ($>4,0 V$) e baixos ($<3,4 V$), com estabilidade na faixa intermediária (3,6 a 3,8 V).	90
Figura 27 - Resultados dos ensaios do módulo 140: (superior) curva tensão $\times$ SOC em descarga constante (C/5); (intermediária) variação da DCIR em função do SOC; (inferior) evolução da temperatura do módulo e temperatura ambiente.	92
Figura 28 – Disposição físicas dos módulos em segunda-vida dentro do <i>pack</i> de baterias do e-Bus.	93
Figura 29 – Distribuição do SoH das células em função do <i>pack</i> de origem (eixo x) e posição dentro do <i>pack</i> (escala de cores). <i>Packs</i> 1–8, mais utilizados, apresentam degradação mais acentuada que os <i>packs</i> reserva (9–14).	94

Figura 30 - Distribuição da DCIR das células segundo o *pack* e a posição. *Packs* ativos (1–8) apresentam resistências mais elevadas, enquanto os *packs* reserva (9–14) mantêm valores mais baixos.....95

Figura 31 – Relação entre SoH (%) e DCIR (mΩ) dos módulos testados. A regressão linear (linha vermelha) mostra correlação negativa ($R^2 = 0,70$).....97

Figura 32 - Relação entre SoH (%) e DCIR (mΩ) dos módulos testados excluindo os *packs* 3 e 4. A regressão linear (linha vermelha) mostra correlação negativa ($R^2 = 0,86$).....99

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Comparação entre estudos de avaliação de baterias em segunda vida.....	63
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resultados das baterias reprovadas no ensaio de isolação.....	82
Tabela 2 - Resultados dos ensaios realizados variando os métodos de descarga.....	86

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
e-Bus	Ônibus elétrico (projeto do ônibus solar da UFSC)
STAEB	Sistema Transportável de Armazenamento de Energia em Baterias
ESS	<i>Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia)
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias)
BMS	<i>Battery Management System</i> (Sistema de Gerenciamento de Baterias)
EMS	<i>Energy Management System</i> (Sistema de Gerenciamento de Energia)
PCS	<i>Power Conversion System</i> (Sistema de Conversão de Potência)
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CC–CC	Conversor CC–CC (conversor “DC-DC”)
CC–CA	Conversor CC–CA (inversor “DC-AC”)
SOC	<i>State of Charge</i> (Estado de carga)
SoH	<i>State of Health</i> (Estado de saúde)
DCIR	<i>Direct-Current Internal Resistance</i> (Resistência interna em corrente contínua)
DoD	<i>Depth of Discharge</i> (Profundidade de descarga)
RTE	<i>Round-Trip Efficiency</i> (Eficiência energética de ida e volta)
EIS	<i>Electrochemical Impedance Spectroscopy</i> (Espectroscopia de impedância eletroquímica)
LLI	<i>Loss of Lithium Inventory</i> (Perda de inventário de lítio)
LAM	<i>Loss of Active Material</i> (Perda de material ativo)
FM	Figura de Mérito
LiB	Bateria de íons de lítio
LFP	Fosfato de ferro-lítio
LMO	Óxido de manganês-lítio
LCO	Óxido de cobalto-lítio

NMC	Níquel-Manganês-Cobalto
NCA	Níquel-Cobalto-Alumínio
LTO	Titanato de lítio
Li_xTiS_2	Dissulfeto de titânio litiado
Ah	Ampère-hora
kWh	Quilowatt-hora
Hz	Hertz
GW	Gigawatt
V–SOC	Relação tensão vs estado de carga
DCIR–SOC	Relação DCIR vs estado de carga

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	OBJETIVO GERAL	17
1.2	OBJETIVOS ESPECIFICOS	17
2	REVISÃO BIBLIOGRAFICA	19
2.1	BATERIAS DE LÍTIO	19
2.1.1	Aspectos históricos.....	20
2.1.2	Diferentes químicas e suas características	23
2.1.3	Mecanismos de degradação em baterias de íon-lítio	28
2.1.4	Baterias em segunda vida	32
2.2	COMPONENTES DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS	37
2.2.1	Conjunto de baterias	38
2.2.2	Sistema de gerenciamento de baterias – BMS	41
2.2.3	Sistema de conversão de potência – PCS	45
2.2.4	Sistema de gerenciamento de energia – EMS	47
2.3	METODOLOGIAS DE CARACTERIZAÇÃO DE BATERIAS	49
2.3.1	Níveis de caracterização: célula, módulo ou <i>pack</i>	51
2.3.2	Avaliações de segurança	53
2.3.3	Metodologias de caracterização elétrica	55
2.3.3.1	<i>Determinação da capacidade e do estado de saúde</i>	<i>56</i>
2.3.3.2	<i>Métodos de determinação da resistência interna</i>	<i>57</i>
2.3.4	Metodologias rápidas de caracterização sob diferentes condições operacionais	59
2.4	COMPARAÇÃO DO METODO PROPOSTO COM LITERATURA	61
3	METODOLOGIA	66
3.1	BANCADA DE TESTE	71
3.2	INSPEÇÃO INICIAL	73
3.3	ENSAIOS DE RESISTENCIA DE ISOLAMENTO	74
3.4	ENSAIOS DE CARACTERIZAÇÃO	75
3.5	TRATAMENTO DE DADOS.....	78
4	RESULTADOS	80
4.1	INSPEÇÃO INICIAL	80

4.2	ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO	82
4.3	ENSAIOS DE CARACTERIZAÇÃO	84
4.3.1	Metodologias de descarga: comparação de ensaios	85
4.3.2	Caracterização do SoH e DCIR em relação ao SOC	88
4.3.3	Posicionamento dos módulos dentro do <i>pack</i>.....	93
4.3.4	Relação entre SoH e DCIR.....	97
4.4	ANÁLISE GLOBAL DOS RESULTADOS.....	101
5	CONCLUSÃO	103
	REFERÊNCIAS	106
	APÊNDICE A – INFORMAÇÕES ADICIONAIS DOS MÓDULOS ENSAIADOS.....	114
	APÊNDICE B – ARTIGO APRESENTADO NO SWC 2025 - 11/2025.....	118
	APÊNDICE C – ARTIGO PUBLICADO ANAIS CBENS 2024	130

1 INTRODUÇÃO

A aceleração da transição energética, impulsionada por metas climáticas e pela rápida expansão da geração renovável variável, exige soluções que assegurem não apenas o aumento da oferta, mas também a flexibilidade e a segurança do sistema elétrico. Nesse contexto, o armazenamento de energia, em especial por baterias, emerge como elemento central para integrar altas penetrações de renováveis, reduzir *curtailment* e aprimorar a confiabilidade e a controlabilidade da operação. Em mercados como Estados Unidos e Austrália, usinas híbridas (renováveis + bateria) já operam em condições competitivas frente a ciclos combinados a gás e, ao mesmo tempo, mitigam *curtailment* e elevam a confiabilidade do sistema (Energy Agency, 2024; Renewable Energy Agency, 2025).

Do ponto de vista sistêmico, tecnologias com flexibilidade e despachabilidade, como o armazenamento, são determinantes para reduzir custos de integração e permitir a operação eficiente de sistemas com alta variabilidade intradiária e sazonal. Em paralelo, a implantação de baterias em escala vem crescendo rapidamente: estimativas recentes indicam que, somente em 2024, cerca de 69 GW de capacidade de armazenamento por bateria foram instalados globalmente, quase duplicando o estoque do ano anterior. Em 2023, o aumento já havia sido superior a 100% em relação a 2022, com forte contribuição da China. Esses sinais apontam que o armazenamento não é mais um elemento secundário, mas uma peça estruturante do novo desenho do sistema elétrico (Graham; Fulghum; Altieri, 2025; Intergovernmental Panel on Climate Change, 2025; REN21, 2025).

Ao mesmo tempo, a eletromobidade cresceu de modo acelerado, gerando um estoque crescente de baterias e componentes que, ao concluir sua primeira vida nos veículos, exigirão soluções de economia circular. Em 2024, as vendas globais de carros elétricos ultrapassaram 17 milhões, com participação superior a 20% nas vendas de automóveis (International Energy Agency, 2025). Essa expansão projeta, para a década atual e a seguinte, volumes crescentes de baterias em fim de primeira vida, ampliando a importância de estratégias que evitem descarte prematuro e maximizem valor socioambiental.

Nesse cenário, as baterias em segunda vida, isto é, o reaproveitamento de módulos e *packs* automotivos em aplicações estacionárias menos exigentes em potência específica, conectam a transição energética à economia circular com duplo

benefício: (i) adiam a reciclagem para um momento técnico e economicamente mais vantajoso e (ii) disponibilizam capacidade de armazenamento a custos potencialmente inferiores aos de sistemas novos, especialmente quando acopladas a fontes renováveis e soluções híbridas. Estudos de avaliação do ciclo de vida e revisões recentes indicam que, sob condições adequadas de aplicação, baterias em segunda vida podem reduzir impactos ambientais em relação ao uso de baterias novas equivalentes, ao mesmo tempo em que amplia a autossuficiência renovável e a flexibilidade da rede (Bobba et al., 2018; Spindlegger et al., 2025). Por estes motivos, uma parcela relevante das baterias veiculares migrará para a segunda vida antes da reciclagem, prolongando seu uso por alguns anos (Gao et al., 2024a; Gharebaghi et al., 2025; Salek et al., 2024).

Perante o avanço da eletromobilidade, o principal gargalo para viabilizar a segunda vida de baterias não é apenas tecnológico, mas metrológico: como caracterizar, de forma rápida, rastreável e economicamente viável, lotes heterogêneos de módulos e *packs* cujo histórico de uso é parcial ou desconhecido. O envelhecimento é fortemente dependente das condições térmicas e operativas: variações de temperatura, profundidade de descarga, perfis de condução e eventos anômalos geram dispersão significativa de degradação entre células e módulos de um mesmo veículo (Salek et al., 2024).

Assim, esta dissertação centra-se no desenvolvimento e aplicação de um protocolo de triagem e qualificação de módulos destinados à segunda vida, retirados do ônibus elétrico (e-Bus) do Laboratório Fotovoltaica UFSC, combinando avaliações físicas e elétricas para determinar indicadores de qualificação representativos das baterias em segunda vida. De forma sintética, o protocolo integra inspeções visuais, ensaios de resistência de isolamento e campanhas de caracterização por diferentes metodologias, com o objetivo de estimar estado de saúde (SoH – do inglês *State of Health*), resistência interna de corrente contínua (DCIR – do inglês *Direct Current Internal Resistance*) e delinear curvas e comportamentos eletrotérmicos coerentes com o uso estacionário. Além disso, busca-se aplicar abordagens metodológicas mais otimizadas e conjuntos de ensaios com maior poder informacional, de modo a tornar o processo de qualificação mais eficiente e, por consequência, aumentar a viabilidade técnica e econômica do mercado de baterias em segunda vida. Por fim, o protocolo é concebido para reunir o máximo de informações físico-elétricas e operacionais de

cada módulo, permitindo decidir, com critérios objetivos, se ele é ou não adequado à aplicação em segunda vida.

Embora parte da literatura avance no desenvolvimento de modelos para estimativa de vida útil remanescente e previsão temporal do desempenho de baterias em segunda vida, este trabalho não tem como objetivo a projeção da durabilidade futura dos módulos avaliados. O foco está na avaliação do estado atual de segurança e desempenho, a partir de ensaios elétricos e critérios objetivos de triagem, visando subsidiar decisões de reutilização imediata em aplicações estacionárias. Essa abordagem é particularmente relevante em contextos reais, nos quais o histórico operacional completo das baterias nem sempre está disponível ou apresenta elevada variabilidade.

Adicionalmente, os ensaios adotados não abrangem de forma aprofundada fenômenos transitórios associados a variações rápidas de corrente. Por fim, ressalta-se que os resultados e limiares discutidos refletem o comportamento de um conjunto específico de módulos provenientes do e-Bus, de modo que sua extrapolação direta para outras plataformas veiculares, arquiteturas de módulo ou químicas deve ser realizada com cautela.

1.1 OBJETIVO GERAL

Desenvolver, aplicar e validar um protocolo de triagem e qualificação de módulos de íons de lítio em segunda vida, combinando inspeções físico-elétricas, ensaios de isolamento e metodologias de caracterização com corrente constante e pulsada que maximize as informações extraídas por módulo e subsidie decisões objetivas sobre sua viabilidade técnica na nova aplicação.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Estruturar metodologia de avaliação de parâmetros para baterias em segunda vida, com base nas prescrições de normas técnicas nacionais e internacionais;
- Avaliar se a metodologia de ensaios estruturada é adequada à aplicação estacionária futura de baterias em segunda vida;

- Comparar diferentes metodologias de caracterização (correntes pulsadas ou constantes, diferentes magnitudes de corrente e diferentes agrupamentos de células em série) e avaliar como essas variações interferem no SoH dos módulos em segunda vida;
- Levantar parâmetros elétricos (SoH e DCIR) e comportamentos elétricos e térmicos (curvas de tensão e DCIR) de módulos em segunda vida;
- Determinar a correlação entre DCIR e SoH para garantir maior agilidade na triagem de módulos em segunda vida;
- Mapear as relações V-SOC e DCIR-SOC, identificando regiões ótimas de operação (baixa resistência e menor dispersão) e limites de segurança térmico-elétricos para o uso estacionário de baterias em segunda vida;
- Analisar a influência do histórico operacional e da posição física das células no interior do *pack* nos indicadores de SoH e DCIR.

2 REVISÃO BIBLIOGRAFICA

Este capítulo oferece um panorama para as baterias de íon-lítio: apresenta as principais químicas em uso, aspectos técnicos e os componentes de um sistema de armazenamento de energia; descreve as metodologias de caracterização e os modelos elétricos teóricos de célula; e, por fim, discute métodos de parametrização dos elementos que condicionam o seu comportamento.

2.1 BATERIAS DE LÍTIO

As baterias de íon-lítio (LiB) tornaram-se a tecnologia dominante em armazenamento eletroquímico por combinar alta densidade de energia, boa densidade de potência, elevada eficiência e ampla faixa de operação. Essas características sustentam sua adoção em dispositivos portáteis, veículos elétricos e sistemas estacionários, viabilizando a eletrificação e a integração de renováveis. Entre as principais famílias químicas, destacam-se NMC/NCA (maior densidade de energia), LFP (maior estabilidade térmica e longevidade) e LTO (alta potência e ciclo de vida, porém menor densidade de energia), cuja seleção depende do compromisso desejado entre desempenho, custo e segurança (Reddy; Linden, 2011).

Do ponto de vista construtivo, uma LiB é formada por cátodo e ânodo de materiais de inserção, separados por um separador microporoso e imersos em eletrólito orgânico contendo sal de lítio. A operação baseia-se em reações de intercalação/desintercalação reversíveis, com janelas de tensão típicas que maximizam energia útil sem comprometer estabilidade. Em aplicações práticas, células são conectadas em série/paralelo formando módulos e estes conectados em série/paralelo formando *packs*, sob supervisão de um *Battery Management System* (BMS) responsável por monitoramento de tensão, corrente e temperatura, balanceamento e estratégias de proteção, elementos essenciais para desempenho, segurança e vida útil (Plett, 2015, 2016).

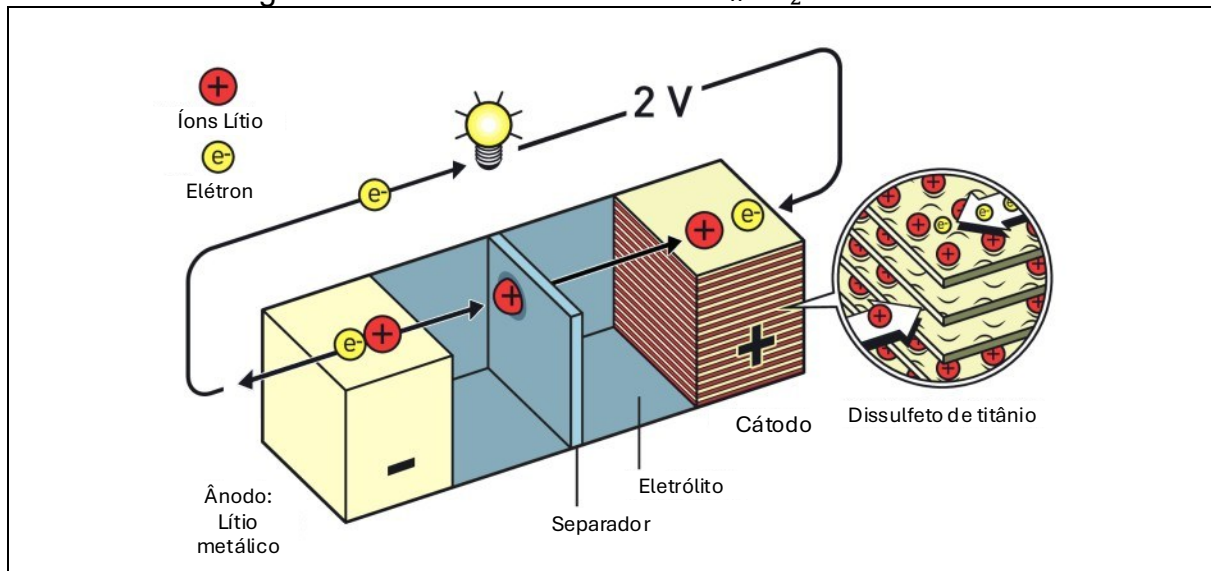
A degradação é inerente ao uso e decorre de mecanismos como crescimento da camada de interface do eletrólito sólido (SEI - *Solid Electrolyte Interphase*), perda de material ativo, aumento de resistência interna e, em condições adversas, deposição de lítio metálico. Fatores operacionais como temperatura, velocidade de carga e descarga, profundidade de descarga modulam esses processos, refletindo-se

diretamente no SoH das células. Compreender essas bases eletroquímicas e os vetores de envelhecimento é crucial para a modelagem, a caracterização e a triagem de módulos, inclusive no contexto de segunda vida, que demanda critérios claros de segurança e desempenho residual (Edge et al., 2021; O’Kane et al., 2022).

2.1.1 Aspectos históricos

As primeiras investigações em LiB remontam às décadas de 1960 e 1970, quando células primárias, não recarregáveis, de lítio ganharam espaço devido à alta tensão e baixa massa do metal (Whittingham, 1976). O passo decisivo para torná-las células secundárias, ou seja, recarregáveis, ocorreu em 1976, quando M. Stanley Whittingham, então na Exxon Mobil Corporation, demonstrou um sistema de intercalação baseado em dissulfeto de titânio (TiS_2) operando com lítio metálico, estabelecendo a base conceitual da química de intercalantes (Figura 1). Apesar do avanço, a reatividade do lítio metálico e a formação de dendritos impuseram limitações de segurança e número de ciclo (Whittingham, 1976).

Figura 1 - Bateria de lítio usando Li_xTiS_2 como cátodo.

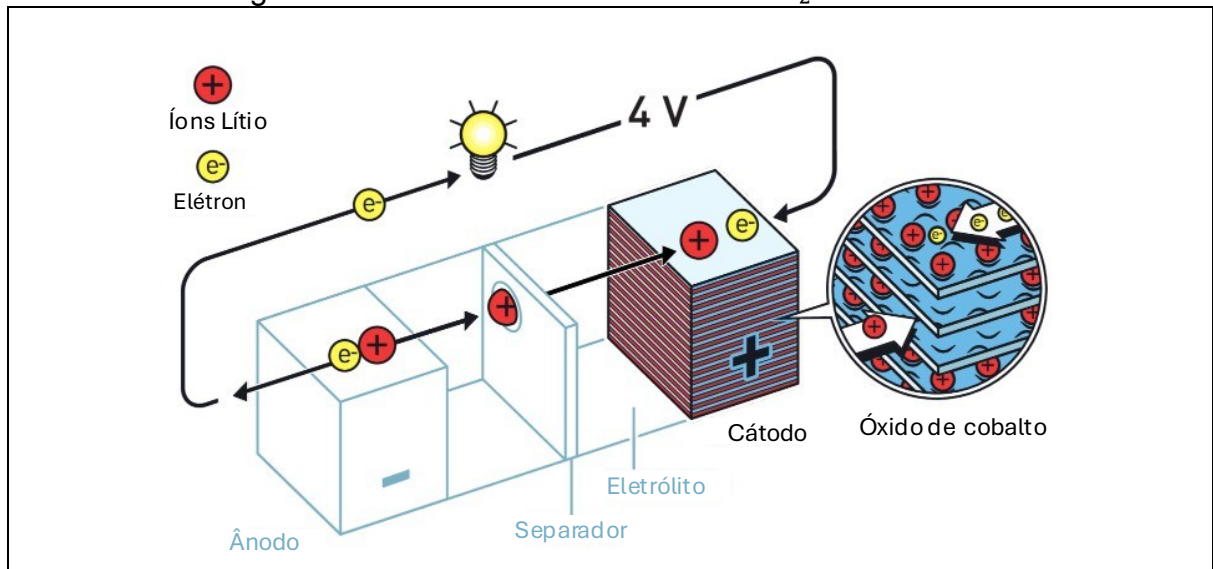


Fonte: Adaptado de (Ramström, 2019).

O aumento decisivo de tensão e estabilidade do eletrodo positivo veio em 1980, com Koichi Mizushima, Philip C. Jones, Paul J. Wiseman e John B. Goodenough ao descreverem o Li_xCoO_2 como material de cátodo de alta densidade energética. Esse óxido em estrutura lamelar viabilizou janelas de operação próximas de 4 volts

(Figura 2), criando as condições para células de maior energia específica (Mizushima et al., 1980).

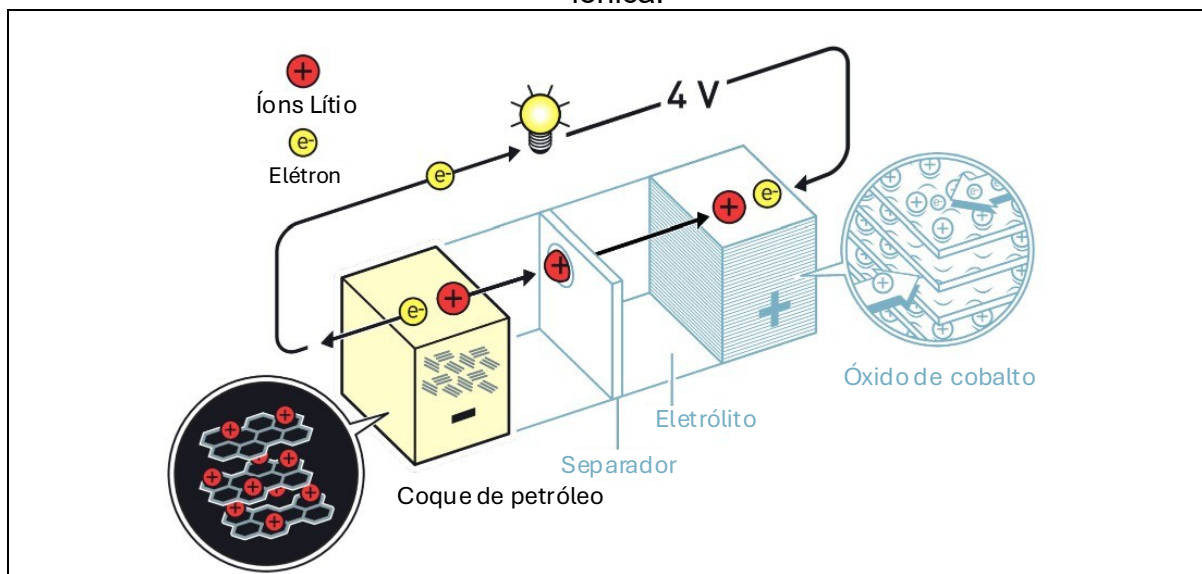
Figura 2 - Bateria de Lítio usando Li_xCoO_2 como cátodo.



Fonte: Adaptado de (Ramström, 2019).

Também em meados de 1980, a transição para uma bateria verdadeiramente segura e recarregável sem lítio metálico no ânodo foi consolidada por Akira Yoshino quando combinou um ânodo carbonáceo do tipo “*petróleo-coke*” com LiCoO_2 (Figura 3), Yoshino demonstrou um arranjo de dupla intercalação mais estável, que resultou em patente com prioridade em 1987 pela Asahi Kasei (Akira Yoshino; Sanechika; Nakajima, 1987).

Figura 3 - Configuração de bateria de íons de lítio com célula de transferência iônica.



Fonte: Adaptado de (Ramström, 2019).

Em paralelo à solução de Akira Yoshino, surgiram novas soluções para LiB expandindo o leque de materiais e compostos para o eletrodo positivo. Em 1983 e 1984, Michael M. Thackeray, William I. F. David, Peter G. Bruce e John B. Goodenough caracterizaram espinélios de manganês (LiMn_2O_4), que posteriormente deram origem à família de materiais do tipo camada-mista, como NMC, reconhecida pelo custo relativo e entrega de altas taxas de potência (Thackeray et al., 1983). Nos anos 1990, a exploração da classe dos poliânions levou ao desenvolvimento da química LFP (LiFePO_4), formalmente apresentada por Akshaya K. Padhi, Kirakodu S. Nanjundaswamy e John B. Goodenough em 1997, estabelecendo uma rota de maior estabilidade térmica e robustez para aplicações automotivas e estacionárias (Padhi; Nanjundaswamy; Goodenough, 1997).

O reconhecimento do papel de Yoshino, Whittingham e Goodenough na gênese das baterias de Li-íon foi reafirmado na outorga do Prêmio Nobel de Química de 2019 (Ramström, 2019).

No eletrodo negativo, a consolidação do grafite como ânodo comercial baseou-se em dois avanços fundamentais. O primeiro foi a demonstração experimental da intercalação reversível de íons lítio em materiais carbonáceos, apresentada por Raymond Fong, Ulrich von Sacken e Jeffrey R. Dahn (1990), que comprovou a viabilidade de substituir o lítio metálico por compostos de carbono intercalantes, mitigando problemas de segurança associados à deposição de detritos

(Fong; Von Sacken; Dahn, 1990). O segundo avanço consistiu na compreensão de que eletrólitos orgânicos contendo etileno carbonato (EC) promovem a formação de uma camada passivadora estável na superfície do grafite, descoberta relatada por Emanuel Peled em 1979 (Peled, 1979) e aprofundada nos trabalhos de Jean-Marie Tarascon e Dominique Guyomard em 1993 (Ratnakumar et al., 1993), estabelecendo a condição essencial para a ciclabilidade e longevidade das baterias de íon-lítio comerciais.

2.1.2 Diferentes químicas e suas características

As baterias de íon-lítio constituem hoje a tecnologia mais consolidada para o armazenamento eletroquímico de energia, sendo amplamente empregadas em equipamentos portáteis, veículos elétricos e sistemas estacionários. Essa predominância resulta do equilíbrio entre densidade de energia, potência, eficiência, custo e vida útil, parâmetros que podem ser ajustados em função das diferentes combinações de materiais e arquiteturas eletroquímicas disponíveis. Embora todas as configurações se baseiem no mesmo princípio de intercalação reversível de íons Li^+ entre os eletrodos, a escolha dos materiais ativos, sobretudo do cátodo, define propriedades específicas de desempenho, segurança e durabilidade.

O desenvolvimento das baterias de íon-lítio teve início com a utilização do óxido de cobalto de lítio (LiCoO_2 – LCO), cuja estrutura em camadas permitia a intercalação reversível dos íons de lítio com boa estabilidade estrutural (Mizushima et al., 1980). Esse material inaugurou a era das baterias comerciais da Sony em 1991, apresentando densidade de energia relativamente elevada ($150 - 200 \text{ Wh.kg}^{-1}$) e comportamento eletroquímico previsível, o que possibilitou seu uso em eletrônicos portáteis. Entretanto, o alto custo e a toxicidade do cobalto, associados à limitada estabilidade térmica do material, restringiram sua expansão para aplicações de maior escala e motivaram o desenvolvimento de novas alternativas catódicas (Blomgren, 2017).

Na sequência, o espinélio de manganês LiMn_2O_4 (LMO) surgiu como alternativa de menor custo e maior segurança térmica. Esse composto apresentou elevada densidade de potência e boa condutividade iônica, características adequadas para aplicações que exigem altas correntes de carga e descarga (Thackeray et al.,

1983). Por outro lado, o LMO sofre degradação por dissolução de Mn^{3+} no eletrólito, o que reduz gradualmente a capacidade ao longo dos ciclos. Assim, essa química consolidou-se em nichos específicos, como ferramentas elétricas e veículos híbridos leves, onde a estabilidade térmica e o baixo custo são mais relevantes que a densidade de energia (Gao et al., 2025).

A partir dessas duas químicas pioneiras, avanços subsequentes buscaram combinar as propriedades desejáveis de cada uma, originando a família de óxidos de níquel-mangânese-cobalto ($LiNi_xMn_yCo_zO_2$ – NMC). Essa estrutura em camadas mistas alcança densidades de energia de 180 a 220 Wh.kg⁻¹ e permite ajustar o balanço entre energia, segurança e durabilidade por meio das proporções de Ni, Mn e Co (Goodenough; Kim, 2010). A alta fração de níquel eleva a capacidade e o potencial de descarga, enquanto o mangânese contribui para estabilidade térmica e o cobalto mantém a condutividade eletrônica. A versatilidade da NMC tornou-a a principal escolha para veículos elétricos, embora seu desempenho dependa fortemente da pureza dos materiais e do controle térmico do sistema. Em paralelo, o desenvolvimento do $LiNi_{0.8}Co_{0.1}Al_{0.1}O_2$ (NCA) ampliou ainda mais a densidade de energia, alcançando valores próximos a 250 Wh.kg⁻¹, com adição de alumínio para melhorar a estabilidade estrutural (Gao et al., 2025). Essa química, utilizada em larga escala por fabricantes como Tesla e Panasonic, apresenta boa eficiência e ciclo de vida adequado, porém requer rigoroso gerenciamento térmico devido à sua menor margem de segurança frente a sobreaquecimento e sobrecarga.

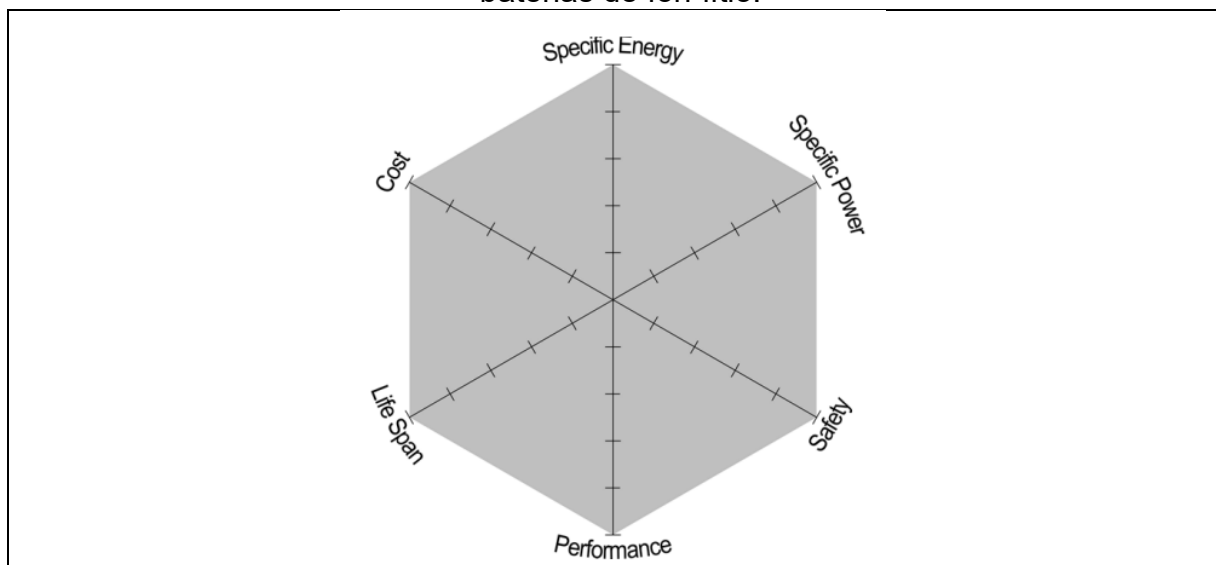
Em contraponto às químicas baseadas em óxidos metálicos, a introdução do fosfato de ferro-lítio ($LiFePO_4$ – LFP) representou uma mudança de paradigma ao priorizar estabilidade e segurança em detrimento da densidade de energia (Padhi; Nanjundaswamy; Goodenough, 1997). A estrutura olivina do LFP confere elevada robustez térmica e resistência à oxidação, o que torna o material intrinsecamente seguro e de longa vida útil, com possibilidade de superar quatro mil ciclos sem degradação significativa. Apesar da menor tensão nominal ($\pm 3,2$ V por célula) e densidade de energia inferior (120 - 160 Wh.kg⁻¹), as vantagens de baixo custo, ausência de metais críticos e durabilidade tornaram essa química amplamente utilizada em veículos elétricos de médio porte, ônibus e aplicações estacionárias. Além disso, sua estabilidade eletroquímica e vida útil prolongada a tornam particularmente adequada para reutilização em aplicações de segunda vida, nas quais

a densidade de energia é menos crítica que a confiabilidade operacional (Gao et al., 2025).

Outro marco importante é o titanato de lítio ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ – LTO), aplicado principalmente como ânodo alternativo em conjunto com cátodos de diferentes composições. O LTO apresenta um potencial de inserção de 1,55 V em relação ao lítio metálico, o que praticamente elimina o risco de formação de dendritos e confere segurança às células (Armand; Tarascon, 2008). Embora sua densidade de energia seja limitada ($70 - 100 \text{ Wh.kg}^{-1}$), a estabilidade estrutural e o baixo estresse volumétrico durante os ciclos proporcionam vida útil extremamente longa, podendo ultrapassar 10.000 ciclos, em contrapartida, a tensão média mais baixa reduz a eficiência energética do sistema (Gao et al., 2025).

Como forma de sintetizar e comparar de maneira integrada as diferentes características associadas às principais químicas de baterias de íon-lítio discutidas neste capítulo, a Figura 5 apresenta uma análise comparativa baseada no conceito de sobreposição de características, conforme proposto por Stoyanov e Gueorgiev (2025). Nessa abordagem, cada química é avaliada a partir de seis parâmetros fundamentais: densidade de energia específica (*Specific Energy*), potência específica (*Specific Power*), segurança (*Safety*), desempenho global (*Performance*), vida útil (*Life Span*) e custo (*Cost*) (Figura 4).

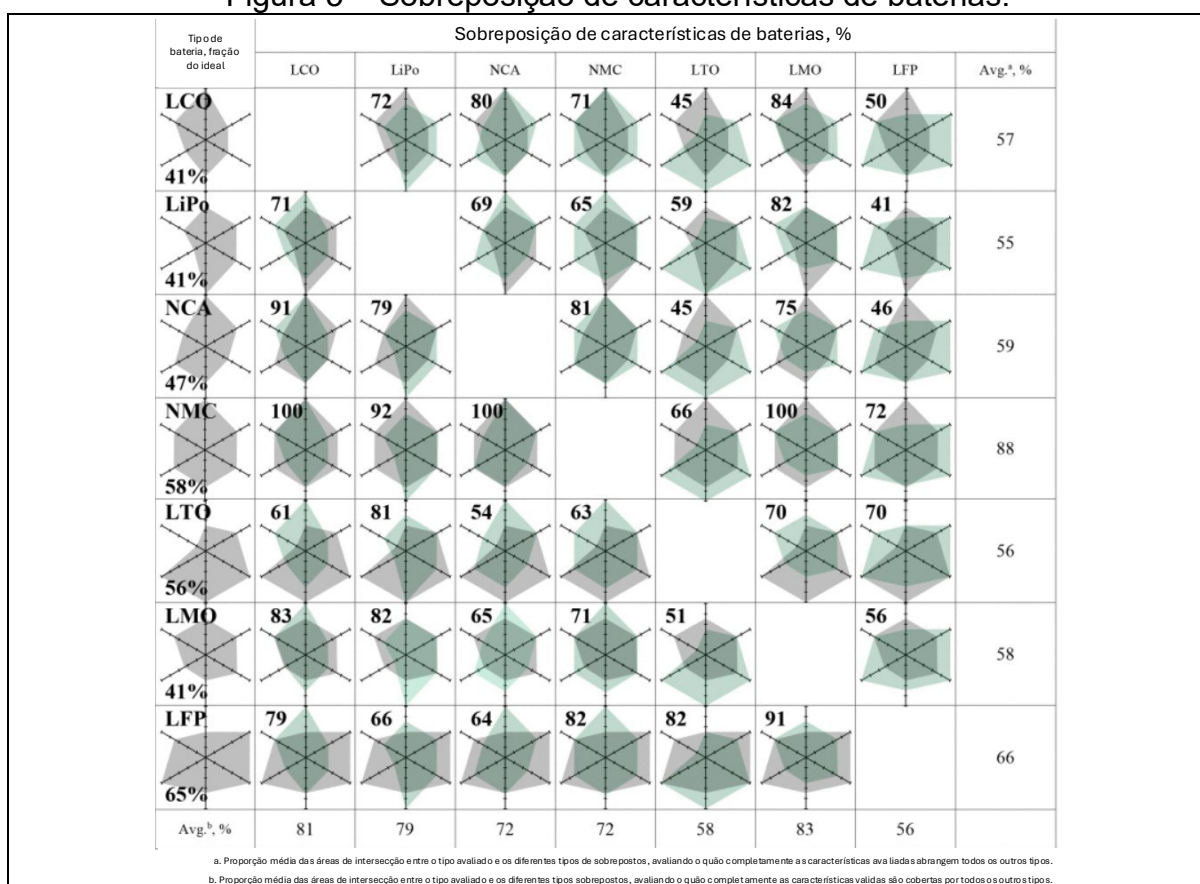
Figura 4 – Diagrama em escala hexagonal das melhores características das baterias de íon-lítio.



Fonte: (Stoyanov; Gueorgiev, 2025).

Na Figura 5, a primeira coluna da tabela indica a fração da área do diagrama correspondente a cada química em relação a bateria ideal (Figura 4), fornecendo uma medida sintética do quão equilibrado é o conjunto de atributos daquela tecnologia de forma isolada. As demais colunas apresentam os percentuais de sobreposição entre pares de químicas, obtidos a partir da interseção entre seus respectivos diagramas hexagonais. Valores elevados de sobreposição indicam que uma determinada química consegue atender, em grande parte, aos mesmos requisitos funcionais de outra, sugerindo maior possibilidade de substituição tecnológica. Em contrapartida, valores reduzidos refletem diferenças mais acentuadas entre os perfis de desempenho, apontando soluções mais especializadas ou direcionadas a nichos específicos de aplicação. Dessa forma, a leitura combinada das linhas e colunas permite compreender não apenas o desempenho individual de cada química, mas também suas relações de complementaridade, proximidade ou distinção no contexto das aplicações em armazenamento eletroquímico de energia.

Figura 5 – Sobreposição de características de baterias.



Fonte: Adaptado de (Stoyanov; Gueorgiev, 2025).

Os resultados evidenciam que as químicas NMC e LFP apresentam os maiores níveis médios de sobreposição com as demais, indicando elevado grau de versatilidade e explicando sua ampla adoção atual nos setores de mobilidade elétrica e armazenamento estacionário. Em particular, a NMC destaca-se por apresentar elevada compatibilidade com praticamente todas as outras químicas analisadas, o que reforça sua posição como solução dominante quando a densidade de energia é o critério principal. Por outro lado, a LFP demonstra maior sobreposição em atributos associados à segurança, vida útil e custo, corroborando sua crescente utilização em aplicações estacionárias e em veículos elétricos de maior porte, nos quais a confiabilidade operacional se sobrepõe à densidade energética.

Em contraste, químicas como LCO, LMO e NCA apresentam elevados níveis de sobreposição entre si, mas menor abrangência global, o que sugere uma tendência de obsolescência relativa frente às alternativas mais equilibradas. Já a química LTO aparece como um caso singular, com menor sobreposição média em relação às demais, reflexo direto de sua arquitetura eletroquímica distinta baseada em ânodo não gráfico. Essa característica confere à LTO propriedades excepcionais de segurança e vida útil, ao custo de uma densidade de energia significativamente inferior, posicionando-a em nichos específicos de aplicação.

Dessa forma, este comparativo reforça que a escolha da tecnológica não deve ser guiada por um único parâmetro isolado, mas sim pelo equilíbrio entre múltiplos critérios, os quais variam conforme a aplicação final e, particularmente, influenciam de maneira decisiva o potencial de reaproveitamento das baterias em aplicações de segunda vida.

O avanço contínuo da pesquisa em armazenamento eletroquímico tem impulsionado o surgimento de novas químicas com potencial de superar as limitações das tecnologias atuais. Entre elas, destacam-se os chamados materiais Li-rich (óxidos ricos em lítio), nos quais a introdução de excesso de íons Li^+ no cátodo aumenta a capacidade específica (He et al., 2024; Xu, 2014). Embora promissores, esses materiais ainda enfrentam desafios de estabilidade estrutural e liberação de oxigênio durante os ciclos. Outra linha de desenvolvimento envolve as baterias de estado sólido (*Solid-State Batteries* – SSBs), que substituem o eletrólito líquido inflamável por condutores sólidos cerâmicos ou poliméricos, oferecendo maior segurança e a possibilidade de empregar ânodos de lítio metálico, elevando substancialmente a densidade de energia (Gao et al., 2025; Janek; Zeier, 2016). Ainda assim, dificuldades

associadas às interfaces sólido-sólido e aos processos de fabricação em larga escala retardam sua comercialização plena. Por fim, as baterias de lítio-enxofre (Li-S) representam uma alternativa de alto potencial, com densidades teóricas superiores a 500 Wh.kg^{-1} e custo reduzido devido à abundância do enxofre. No entanto, problemas de estabilidade relacionados ao efeito *shuttle* (migração entre ânodo e cátodo) dos polissulfetos e à expansão volumétrica do enxofre ainda limitam sua vida útil (Gao et al., 2025; Manthiram; Fu; Su, 2013).

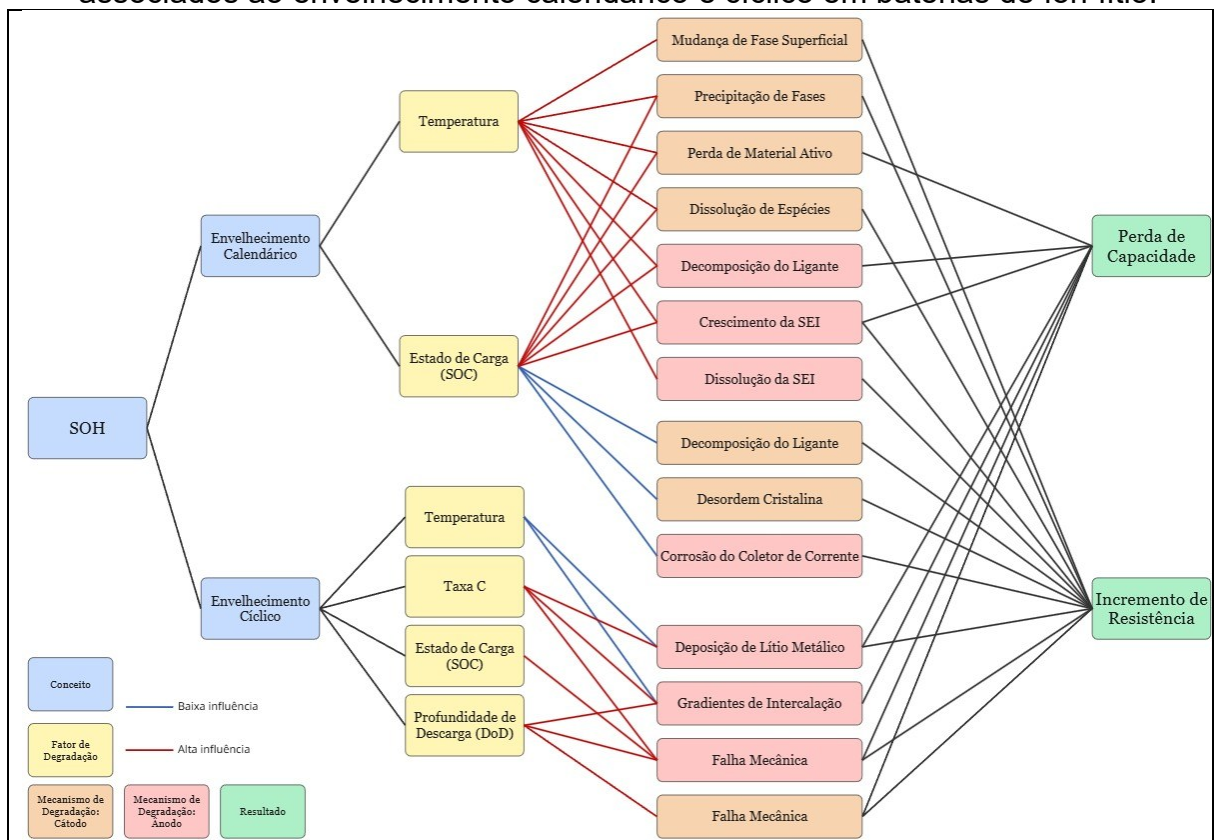
2.1.3 Mecanismos de degradação em baterias de íon-lítio

O envelhecimento das baterias de íon-lítio resulta de um conjunto de processos físico-químicos interdependentes que operam tanto durante o armazenamento quanto durante os ciclos de carga e descarga. Esses processos provocam alterações estruturais, químicas e eletroquímicas que se manifestam macroscopicamente como perda de capacidade, aumento da resistência interna, redução da eficiência energética e segurança (Edge et al., 2021; O'Kane et al., 2022). A literatura distingue dois modos principais de envelhecimento: o envelhecimento calendário, associado ao tempo, temperatura e estado de carga de armazenamento, e o envelhecimento cíclico, relacionado à operação ativa e ao número de ciclos (Liu et al., 2014). Apesar dessa distinção, os mecanismos de degradação atuam simultaneamente em ambos os modos, com diferentes intensidades dependendo das condições operacionais.

A Figura 6 sintetiza, de forma esquemática, a relação entre os principais fatores operacionais, os mecanismos físico-químicos de degradação e seus impactos no desempenho e no estado de saúde (SoH) das baterias de íon-lítio. O diagrama distingue os efeitos associados ao envelhecimento calendário e ao envelhecimento por ciclagem, evidenciando como variáveis como temperatura, estado de carga (*State of Charge* - SOC), taxa de corrente (C-rate) e profundidade de descarga (*Depth of Discharge* - DoD) atuam como vetores de degradação que desencadeiam múltiplos mecanismos simultâneos nos eletrodos. Esses mecanismos incluem, entre outros, o crescimento e dissolução da camada SEI (*Solid Electrolyte Interphase*), a perda de material ativo, a deposição metálica de lítio, a degradação do eletrólito, falhas mecânicas e processos de corrosão, os quais afetam de maneira diferenciada a capacidade disponível e a potência da bateria. A representação também destaca que

determinados mecanismos são mais sensíveis a valores elevados dessas variáveis, enquanto outros se intensificam em condições extremas de operação, reforçando o caráter multifatorial e interdependente do envelhecimento. Dessa forma, a figura fornece uma visão integrada das trajetórias de degradação possíveis, servindo como base conceitual para a análise detalhada dos mecanismos específicos discutidos a seguir e para a compreensão das diferentes respostas observadas experimentalmente entre células e módulos com históricos operacionais distintos.

Figura 6 – Representação esquemática dos mecanismos de degradação associados ao envelhecimento calendário e cíclico em baterias de íon-lítio.



Fonte: Adaptado de (Thompson, 2018).

Um dos mecanismos centrais é a perda de inventário de lítio (*Loss of Lithium Inventory* – LLI), que ocorre quando íons lítio deixam de participar reversivelmente das reações de intercalação devido à formação de produtos irreversíveis. Em outras palavras, é quando parte dos íons de lítio deixam de participar das reações químicas que acontecem no processo de carga e descarga. Na prática, é como se a bateria “perdesse” parte do lítio que deveria circular entre o ânodo e o cátodo (Adebanjo et al., 2025; Luo; Zhang; Tang, 2023).

A principal origem desse fenômeno é o crescimento contínuo da camada SEI, formada pela decomposição do eletrólito na superfície do ânodo. Embora a SEI seja necessária para estabilizar a interface eletrodo-eletrólito, sua regeneração contínua ao longo da vida útil consome lítio ciclável, reduz a capacidade disponível e aumenta a resistência de transferência de carga (Edge et al., 2021; Liu et al., 2014). A taxa de crescimento da SEI intensifica-se em estados de carga elevados e em temperaturas altas, o que explica por que baterias armazenadas próximas a 100 % de SOC ou operadas em ambientes quentes apresentam degradação mais acelerada por esse mecanismo (Edge et al., 2021; Luo; Zhang; Tang, 2023; O’Kane et al., 2022).

Outro mecanismo amplamente discutido é a perda de material ativo (*Loss of Active Material* – LAM), que ocorre quando regiões dos eletrodos se tornam eletricamente isoladas ou estruturalmente incapazes de intercalar lítio. No ânodo, o processo está associado a fraturamento de partículas e delaminação entre o material ativo e o coletor de corrente, sobretudo quando há expansão volumétrica significativa, como no caso de ânodos contendo silício. No cátodo, materiais como NMC, NCA e LCO podem sofrer trincamento interno, dissolução de metais de transição e mudanças de fase irreversíveis quando operados próximos ao limite superior de tensão (O’Kane et al., 2022). Esses fenômenos reduzem progressivamente o número de sítios disponíveis para armazenamento de carga e contribuem para o aumento da resistência e a heterogeneidade de resposta eletroquímica.

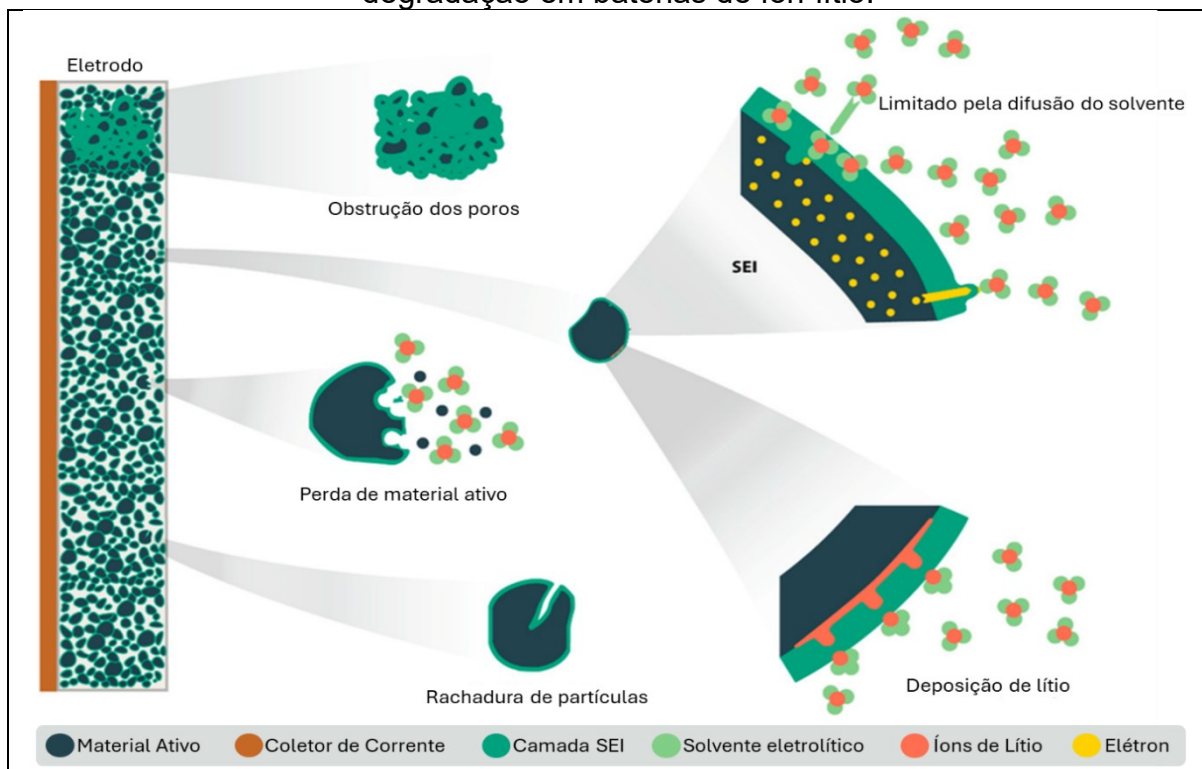
A deposição metálica de lítio (*lithium plating*) constitui um mecanismo particularmente crítico tanto do ponto de vista de desempenho quanto de segurança. Esse processo ocorre quando o potencial do ânodo cai abaixo do potencial de deposição do lítio metálico, situação favorecida por baixas temperaturas, altas correntes de carga, estados de carga elevados e gradientes acentuados de concentração. O lítio metálico depositado consome parte do lítio ciclável, agravando o LLI, aumenta a área reativa para formação adicional de SEI e, em casos severos, pode gerar dendritos que atravessam o separador e causam curto-circuito internos, potencialmente levando à fuga térmica (Adebanjo et al., 2025; Edge et al., 2021). Por essa razão, a deposição metálica de lítio é frequentemente associada a perfis de carga agressivos e condições ambientais desfavoráveis, sendo um dos principais fatores limitantes para estratégias de carregamento rápido.

A degradação do eletrólito também exerce papel significativo no envelhecimento das baterias. Em potenciais elevados, o eletrólito orgânico sofre

oxidação, produzindo subprodutos gasosos que elevam a pressão interna da célula. Esse processo pode levar ao inchaço, à deformação de eletrodos e, em condições severas, à abertura da válvula de alívio ou à ruptura de invólucros. Além disso, a degradação do eletrólito reduz sua condutividade iônica e pode gerar regiões parcialmente secas dentro do eletrodo, aumentando a impedância local e favorecendo a formação de pontos quentes (Edge et al., 2021; Manaia et al., 2025). Tais efeitos prejudicam diretamente a estabilidade e a segurança da bateria, contribuindo para perda de capacidade e aumento da resistência interna.

Todos esses mecanismos são fortemente influenciados pelas condições de operação. Temperaturas elevadas aceleram praticamente todos os processos de degradação, enquanto temperaturas muito baixas favorecem a deposição de lítio metálico. Estados de carga elevados intensificam o crescimento da camada SEI, a degradação do eletrólito e as transformações estruturais do cátodo. Ciclos com profundidade de descarga elevada aumentam o estresse mecânico nas partículas, acelerando fraturas, delaminação e perda de material ativo. Correntes elevadas intensificam gradientes de concentração e temperatura, promovendo maior geração de calor e favorecendo processos como espessamento da SEI, obstrução de poros e rachaduras de partículas (Edge et al., 2021; O’Kane et al., 2022). Esses fenômenos, ilustrados na Figura 7, evidenciam como diferentes mecanismos, incluindo deposição de lítio, deterioração do eletrodo e crescimento de camadas passivantes, podem emergir simultaneamente e com intensidades distintas, resultando em trajetórias de degradação que variam mesmo entre células provenientes de um mesmo lote, de acordo com seu histórico operacional individual (Adebanjo et al., 2025; Liu et al., 2014).

Figura 7 - Representação esquemática dos principais mecanismos de degradação em baterias de íon-lítio.



Fonte: Adaptado de (Luo; Zhang; Tang, 2023).

Assim, a degradação das baterias de íon-lítio resulta de um conjunto de mecanismos simultâneos que impactam capacidade, resistência interna, eficiência energética e segurança de maneira integrada. A compreensão desses mecanismos é fundamental para o desenvolvimento de estratégias de gerenciamento energético e térmico, protocolos de ensaio e metodologias de classificação para aplicações de segunda vida, contribuindo para o uso seguro e eficiente dessas tecnologias em um contexto de transição energética.

2.1.4 Baterias em segunda vida

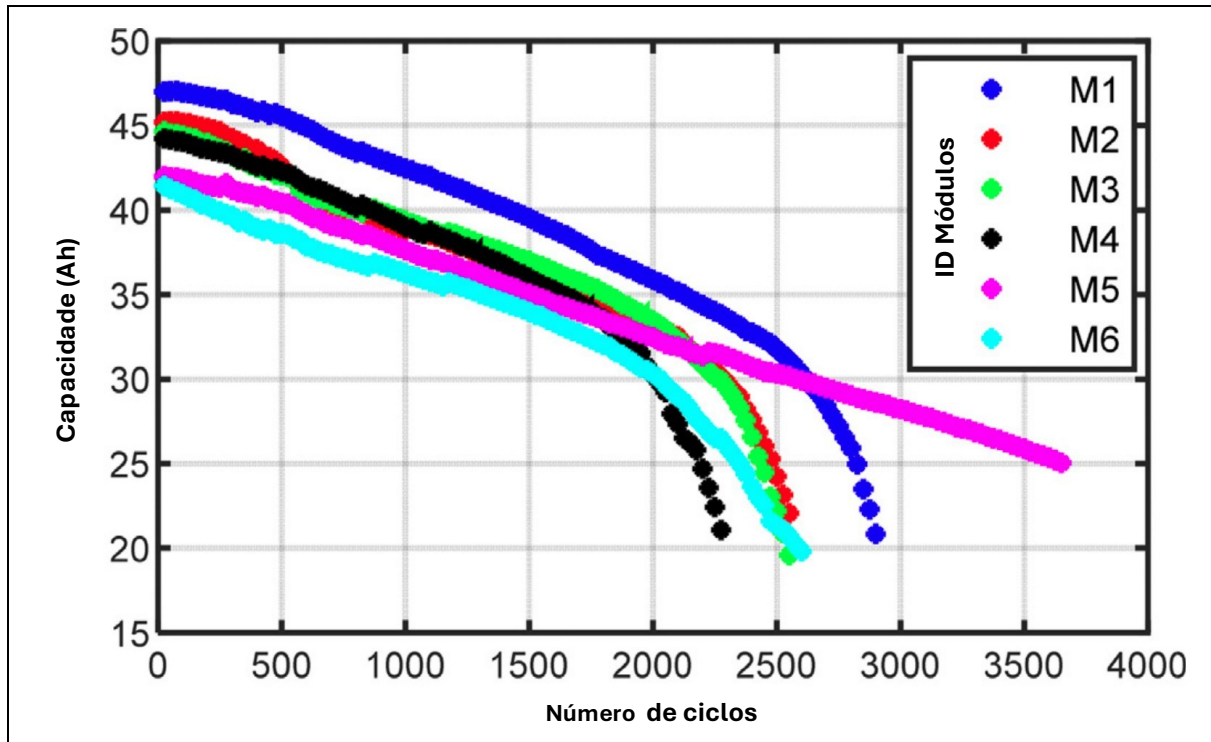
A expansão da mobilidade elétrica tem intensificado o debate sobre a gestão das baterias de íon lítio ao fim de sua vida útil no setor automotivo. Após sucessivos ciclos de utilização, estas baterias experimentam perda gradual de capacidade, aumento da resistência interna e alterações paramétricas que reduzem sua autonomia em aplicações veiculares. Embora não exista um limite físico abrupto, valores de capacidade próximos de 80% são usualmente adotados como critério técnico para indicar que a bateria deixou de atender de forma satisfatória às exigências

operacionais da mobilidade elétrica, embora os módulos ainda apresentem condições técnicas suficientes para continuidade de uso em aplicações estacionárias, conforme apontado por Gao et al., 2024a, Gharebaghi et al (2025) e Salek et al (2024). Esse processo de reutilização é amplamente conhecido como segunda vida e tem recebido atenção crescente em virtude de fatores ambientais, econômicos e tecnológicos.

Uma característica essencial do uso em segunda vida é o fato de que, em aplicações estacionárias, as baterias são submetidas a regimes operacionais menos exigentes quando comparados àqueles impostos pelo uso veicular. Sistemas estacionários podem ser projetados para operar com profundidades de descarga moderadas, controlando a amplitude térmica e reduzindo o estresse eletroquímico. Estudos recentes indicam que conjuntos retirados de veículos elétricos, como os módulos do Nissan Leaf de primeira e segunda geração, mantêm eficiências próximas de 96% e podem apresentar vida útil adicional estimada entre 12 e 20 anos quando devidamente triados e realocados (Gao et al., 2024a, 2024b). Pesquisas semelhantes relatam desempenho estável em aplicações residenciais, industriais e em microrredes com elevada participação de fontes renováveis, reforçando o potencial de continuidade operacional (CAMPOVERDE-PILLCO et al., 2024).

Além do critério convencional de fim de vida veicular em torno de 80% de capacidade, é importante reconhecer que a degradação nem sempre ocorre de forma aproximadamente linear ao longo do tempo. Diversos estudos descrevem a ocorrência de um ponto de inflexão, conhecido como *aging knee* (ou “joelho de envelhecimento”), a partir do qual a taxa de perda de capacidade e/ou o aumento de resistência interna passam a se intensificar de maneira acelerada (Figura 8). Do ponto de vista de segunda vida, essa transição é crítica porque módulos ainda “aprovados” por limiares de SoH podem, se estiverem próximos ao *knee*, apresentar vida remanescente significativamente menor do que a estimada por extrapolações lineares. Nesse contexto, estratégias operacionais mais conservadoras (controle térmico, limitação de tensão máxima e operação em janelas moderadas de SOC) tornam-se particularmente relevantes por contribuírem para postergar esse ponto de aceleração do envelhecimento, como discutido em estudos recentes com baterias automotivas (Braco et al., 2020; Gao et al., 2024a).

Figura 8 – Curva de degradação da capacidade em função do número de ciclos realizados.



Fonte: Adaptado de (Braco et al., 2020).

Em paralelo, demais trabalhos têm destacado que a viabilidade técnica e econômica do reaproveitamento depende também da confiabilidade do histórico de uso e da rastreabilidade dos dados de degradação, uma vez que a incerteza sobre o perfil de operação em primeira vida dificulta estimar SoH, dispersão entre módulos e proximidade do *aging knee* (Faria; De Oliveira; Rüther, 2025). Assim é proposto um arcabouço baseado em *blockchain* para registrar, de forma imutável e verificável, informações do ciclo de vida e do estado de saúde das baterias, associado a simulações de degradação para diferentes perfis de uso. Os autores mostram que a intensidade de uso altera diretamente o tempo até o limiar de 80% de SoH e indicam que um perfil de “uso leve” pode resultar em vida útil substancialmente maior do que perfis moderado e severo, reforçando o papel de digitalização, transparência e gestão operacional na consolidação de um mercado de segunda vida mais seguro e previsível (Faria; De Oliveira; Rüther, 2025).

A reutilização de baterias automotivas em sistemas estacionários exige, entretanto, a implementação de metodologias rigorosas de avaliação de segurança e desempenho. A literatura destaca a necessidade de protocolos de triagem que incluam inspeção visual, ensaios de resistência de isolamento, testes de capacidade

e determinação de resistência interna, bem como a análise de parâmetros térmicos e elétricos ao longo de cargas e descargas (Adebanjo et al., 2025; Azizighalehsari et al., 2024). Parte significativa dos trabalhos sobre envelhecimento de baterias de íon lítio aponta que a perda de desempenho está associada a mecanismos como degradação dos eletrodos, perda de lítio ciclável, formação e espessamento da camada SEI, fragmentação de partículas e alterações nos coletores de corrente (Edge et al., 2021; Liu et al., 2014; O’Kane et al., 2022). Diferentes mecanismos de degradação podem atuar simultaneamente, provocando trajetórias heterogêneas entre células e módulos, o que reforça a necessidade de caracterização individualizada.

A relação entre capacidade remanescente e resistência interna tem se mostrado particularmente relevante para o diagnóstico das condições de envelhecimento. A literatura documenta a existência de correlação negativa entre estado de saúde e resistência interna de corrente contínua, embora ressalte que esta relação possa apresentar dispersão devido à predominância variável de mecanismos de degradação (Birkel et al., 2017; Bussar et al., 2016; Gharebaghi et al., 2025; Hahn et al., 2015; Hohmann et al., 2024). Estudos como os de Tao; Wei; Zhang, (2025) exploram metodologias rápidas de avaliação baseadas em pulsos multivariados, enquanto Hong; Zhu; Shen (2025) investigam a utilização da elevação de temperatura durante processos de carga como indicador indireto de envelhecimento, contribuindo para o desenvolvimento de ferramentas de diagnóstico de menor custo e maior agilidade.

Outro ponto que tem recebido atenção na literatura refere-se à ausência de normas consolidadas para triagem de conjuntos em segunda vida. Embora normas técnicas como IEC 62133-2, IEC 62619 e IEC 63056 estabeleçam diretrizes gerais de segurança, elas não definem procedimentos específicos para avaliação de módulos automotivos após sua vida útil veicular. Nesse sentido, a norma UL 1974 - *Creating a Safe Second Life for Electric Vehicle Batteries* constitui um dos poucos referenciais direcionados à reutilização de baterias automotivas, propondo critérios para avaliação de capacidade, resistência interna, análise dimensional e verificação da integridade do isolamento. Contudo, autores como Manaia et al (2025) e Montes et al (2022) observam que ainda há lacunas importantes na consolidação de métodos universais, o que dificulta o estabelecimento de processos confiáveis e replicáveis em escala industrial.

O interesse crescente em aplicações estacionárias decorre também de aspectos econômicos e ambientais. A reutilização prolonga a vida útil dos materiais ativos, reduz a necessidade de extração de recursos naturais e posterga o envio das baterias para processos de reciclagem, que ainda apresentam desafios tecnológicos e custos elevados (Akram; Abdul-Kader, 2024). Em sistemas elétricos com elevada penetração de energia solar e eólica, o uso de baterias em segunda vida tem sido analisado como alternativa para aumentar a flexibilidade operacional, suavizar variações de potência e prestar serviços auxiliares, observando requisitos térmicos e elétricos compatíveis com o perfil de envelhecimento dos módulos (S et al., 2024).

Ainda que o potencial de reaproveitamento seja amplamente reconhecido, a viabilidade técnica da segunda vida depende da adequação entre as características remanescentes dos módulos e o perfil da aplicação desejada. Sistemas estacionários geralmente permitem estratégias de operação conservadoras, como limitação de tensão máxima, redução da profundidade de descarga e controle térmico, medidas que diminuem a taxa de envelhecimento e contribuem para o prolongamento da vida útil adicional dos módulos, conforme indicado por (Gao et al., 2024a). A definição de limites adequados de operação, associada a critérios de agrupamento que considerem similaridade de estado de saúde, resistência interna e histórico de operação, é fundamental para o desempenho homogêneo de arranjos maiores.

Diante disso, a literatura converge para o entendimento de que baterias em segunda vida apresentam condições favoráveis para continuidade de uso em aplicações estacionárias desde que submetidas a processos consistentes de avaliação. A adoção de metodologias padronizadas de triagem, aliada à compreensão dos mecanismos de envelhecimento e ao desenvolvimento de técnicas de diagnóstico mais ágeis, constitui requisito primordial para consolidar o uso em segunda vida como alternativa viável dentro da transição energética e da economia circular. A ampliação do corpo normativo e a redução das incertezas operacionais permanecem como desafios relevantes que motivam pesquisas recentes e justificam a elaboração de estudos aplicados.

2.2 COMPONENTES DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS

Os sistemas de armazenamento de energia em baterias (*Battery Energy Storage System* - BESS) têm assumido um papel estratégico na modernização dos sistemas elétricos, especialmente no contexto da crescente inserção de fontes renováveis intermitentes, da eletrificação e da necessidade de maior flexibilidade operacional das redes de distribuição. Diferentemente de equipamentos isolados, um sistema de armazenamento constitui um arranjo integrado de múltiplos subsistemas, cujo desempenho, confiabilidade e segurança dependem da interação adequada entre seus componentes elétricos, eletrônicos, térmicos e de controle (Gao et al., 2024a; Gharebaghi et al., 2025; Salek et al., 2024).

A compreensão dos componentes e subsistemas que compõem um sistema de armazenamento de energia é fundamental para a avaliação de sua operação, bem como para a análise de sua viabilidade técnica em diferentes aplicações. De forma geral, esses sistemas são constituídos pelo sistema de baterias, responsável pelo armazenamento eletroquímico da energia; pelo sistema de gerenciamento de baterias (*Battery Management System* – BMS), encarregado do monitoramento, proteção e balanceamento das células; pelo sistema de conversão de potência (*Power Conversion System* – PCS), que realiza a interface elétrica entre o banco de baterias e a carga ou a rede; e pelo sistema de gerenciamento de energia (*Energy Management System* – EMS), responsável pelas estratégias de controle e despacho energético (Plett, 2015, 2016; Reddy; Linden, 2011). Esses subsistemas exercem funções complementares e interdependentes, influenciando diretamente parâmetros como eficiência energética, vida útil, segurança operacional e a capacidade de prestação de serviços ao sistema elétrico.

No caso específico de sistemas que empregam baterias de íons de lítio em segunda vida, a análise dos componentes torna-se ainda mais relevante. A reutilização de baterias originalmente projetadas para aplicações veiculares impõe desafios adicionais relacionados à heterogeneidade do SoH, à dispersão de parâmetros elétricos e às limitações dos sistemas de gerenciamento originalmente embarcados. Dessa forma, a configuração e a integração dos diferentes subsistemas do armazenamento devem considerar não apenas os requisitos funcionais da

aplicação estacionária, mas também as condições particulares associadas ao envelhecimento e ao histórico operacional das baterias reutilizadas.

Neste contexto, o presente tópico tem como objetivo apresentar e discutir os principais componentes de um sistema de armazenamento de energia em baterias, abordando suas funções e características.

2.2.1 Conjunto de baterias

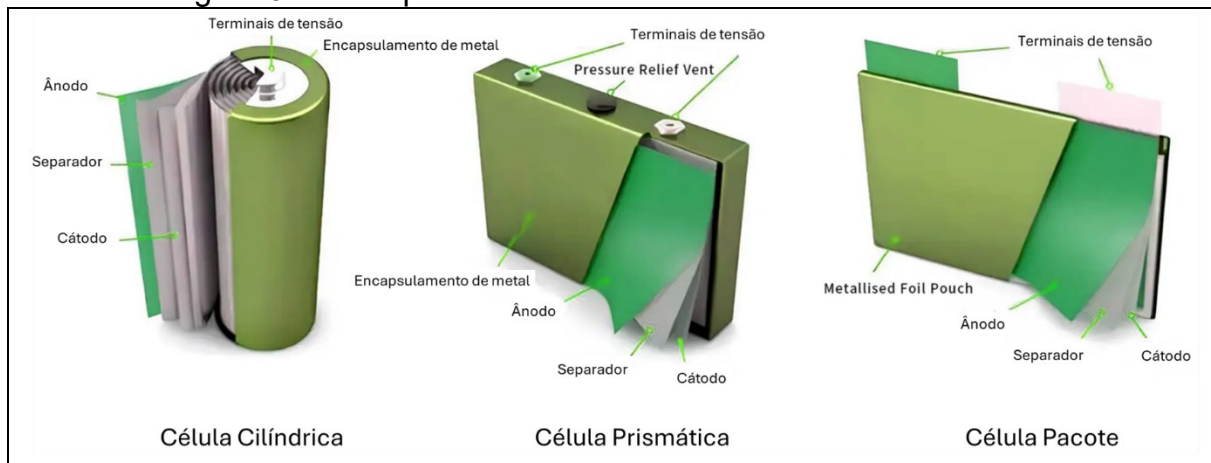
O conjunto de baterias constitui o núcleo funcional de um BESS, sendo responsável pelo armazenamento eletroquímico da energia e por sua posterior disponibilização conforme as demandas da aplicação. Em sistemas estacionários, o desempenho global do armazenamento está diretamente associado às características elétricas, térmicas e estruturais do sistema de baterias, bem como à forma como seus elementos constituintes são organizados e integrados aos demais subsistemas do BESS (Akram; Abdul-Kader, 2024; Montes et al., 2022).

Do ponto de vista estrutural, os sistemas de baterias são organizados de forma hierárquica, partindo da célula eletroquímica como unidade básica de armazenamento, passando por módulos formados pela associação elétrica e mecânica de múltiplas células, até a configuração de *packs* ou bancos de baterias, nos quais diversos módulos são interligados para atender aos requisitos de tensão, corrente e capacidade energética da aplicação. A escolha do arranjo série e paralelo impacta diretamente os níveis de tensão e corrente do sistema, influenciando tanto o dimensionamento dos conversores de potência quanto as estratégias de proteção e controle (Reddy; Linden, 2011; Uchida; Hayashi; Tanaka, 2020).

No que se refere ao formato construtivo das células de íons de lítio, destacam-se três configurações principais: cilíndrica, prismática e *pouch* ou pacote, amplamente utilizadas em aplicações veiculares e estacionárias (Ria; Dini, 2024). As células cilíndricas caracterizam-se por sua geometria tubular, elevada padronização dimensional e robustez mecânica, o que favorece a repetibilidade de desempenho e dissipação térmica mais homogênea, além de facilitar processos de manufatura em larga escala. Em contrapartida, esse formato tende a apresentar menor aproveitamento volumétrico em nível de módulo ou *pack*. As células prismáticas, por sua vez, possuem geometria retangular rígida, permitindo maior densidade energética volumétrica e melhor aproveitamento do espaço disponível, aspecto particularmente

relevante em sistemas com restrições dimensionais. Contudo, esse formato pode ser mais suscetível a gradientes térmicos e a esforços mecânicos, exigindo maior cuidado no projeto estrutural e no sistema de gerenciamento térmico. Já as células do tipo *pouch* utilizam invólucros flexíveis, geralmente em laminados de alumínio, possibilitando elevada densidade energética gravimétrica e volumétrica, além de maior flexibilidade de integração. Entretanto, a ausência de um invólucro rígido torna esse formato mais sensível a deformações mecânicas e à expansão volumétrica associada aos processos de envelhecimento, demandando soluções construtivas adicionais para contenção, proteção e dissipação térmica. Assim, a escolha entre células cilíndricas, prismáticas ou *pouch* envolve compromissos entre densidade energética, robustez mecânica, comportamento térmico, facilidade de integração e requisitos de segurança, devendo ser orientada pelas características da aplicação e pela arquitetura do sistema de armazenamento (Ria; Dini, 2024).

Figura 9 – Exemplo dos diferentes formatos de baterias de lítio.



Fonte: Adaptado de (Ria; Dini, 2024).

Em nível de sistema, essas escolhas construtivas e materiais refletem-se no desempenho e na segurança de sistemas de armazenamento estacionário (Energy Storage System – ESS), nos quais as baterias de íons de lítio se consolidaram como tecnologia predominante pela elevada eficiência, boa capacidade de ciclagem e maturidade tecnológica. Nesse contexto, diferentes químicas, como NMC, NCA e LFP, apresentam compromissos distintos entre custo, vida útil e segurança, influenciando a adequação a cada aplicação (Peters et al., 2017; Zubi et al., 2018). Paralelamente, cresce o interesse pela reutilização de baterias originalmente empregadas em veículos elétricos em aplicações estacionárias, uma vez que a perda de desempenho

veicular não implica, necessariamente, inviabilidade técnica imediata em regimes de operação menos exigentes.

Ainda assim, a segunda vida impõe condicionantes adicionais ao projeto e à operação do sistema de baterias. O histórico automotivo tende a intensificar mecanismos de envelhecimento que se expressam, sobretudo, por redução de capacidade e aumento de resistência interna, resultando em maior dispersão de SoH entre células e módulos, inclusive entre unidades provenientes de um mesmo *pack* (Salek et al., 2024). Em arranjos em série, essa dispersão limita a capacidade utilizável e define os limites operacionais pelo elemento mais degradado; adicionalmente, diferenças de resistência interna favorecem desbalanços elétricos e térmicos, o que pode acelerar a degradação e elevar o risco operacional caso não seja adequadamente gerenciado (Edge et al., 2021; O’Kane et al., 2022).

Diante desses aspectos, a seleção e a organização dos módulos que compõem o sistema de baterias tornam-se etapas críticas em sistemas de armazenamento baseados em baterias em segunda vida. Além da triagem individual, a própria topologia de interconexão (série/paralelo) passa a ter papel determinante, pois a redução de capacidade e o aumento de resistência interna típicos do envelhecimento diminuem a capacidade efetivamente disponível e restringem a operação em potência, sobretudo quando se busca preservar a vida útil remanescente (Edge et al., 2021; O’Kane et al., 2022). Em termos de projeto, isso tende a favorecer arranjos com maior paralelização, quando viável do ponto de vista de arquitetura do ESS, uma vez que o aumento do número de ramos em paralelo eleva a capacidade total do banco e reduz a corrente por módulo/célula, diminuindo perdas resistivas e, conseqüentemente, o aquecimento e o estresse eletrotérmico associado à degradação. Por outro lado, arranjos em série permanecem necessários para atender ao nível de tensão requerido, mas tornam o sistema mais sensível à dispersão de parâmetros, reforçando a importância de estratégias de triagem e de agrupamento por similaridade elétrica. Nesse sentido, procedimentos de caracterização, agrupamento e definição de janelas operacionais mais conservadoras são amplamente discutidos na literatura como formas de mitigar os efeitos da degradação heterogênea e prolongar a vida útil remanescente do sistema (Akram; Abdul-Kader, 2024; Montes et al., 2022). Essas abordagens reforçam a necessidade de caracterização prévia detalhada das baterias antes de sua integração em ESS.

Além do desempenho eletroquímico, o sistema de baterias deve atender a requisitos rigorosos de segurança elétrica e mecânica. Aspectos como isolamento elétrico, contenção estrutural, ventilação e mitigação de falhas internas são fundamentais para reduzir riscos associados a curtos-circuitos, fugas de corrente e eventos térmicos. Em sistemas que empregam baterias em segunda vida, esses cuidados são ainda mais relevantes, uma vez que os mecanismos de degradação podem comprometer a integridade dos materiais isolantes e das interfaces internas ao longo do tempo (Adebanjo et al., 2025; Manaia et al., 2025).

Assim, a viabilidade de um ESS com baterias em segunda vida não depende apenas da química ou do formato das células, mas sobretudo de como os módulos são organizados, interconectados e operados. A heterogeneidade de SoH e de resistência interna, somada aos requisitos de segurança elétrica e mecânica, exige uma etapa estruturada de caracterização e triagem, seguida de estratégias de agrupamento por similaridade e definição de limites operacionais apropriados, sustentando o gerenciamento do sistema ao longo do uso.

2.2.2 Sistema de gerenciamento de baterias – BMS

O sistema de gerenciamento de baterias, conhecido como *Battery Management System* (BMS), desempenha um papel central na operação segura e confiável de sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias de íons de lítio. Nestes sistemas, o BMS atua como o elo entre o sistema de baterias e os demais subsistemas do BESS, sendo responsável por supervisionar continuamente as condições operacionais das células e módulos, garantir o cumprimento dos limites de segurança e fornecer informações essenciais para os sistemas de controle e gerenciamento de energia (Reddy; Linden, 2011).

A importância do BMS decorre, principalmente, da elevada sensibilidade das baterias de íons de lítio a condições inadequadas de operação. Diferentemente de tecnologias eletroquímicas mais tolerantes, como as de chumbo, as baterias de lítio apresentam janelas operacionais restritas de tensão, corrente e temperatura, fora das quais podem ocorrer processos acelerados de degradação, perda irreversível de capacidade e, em casos extremos, falhas catastróficas associadas a eventos térmicos. Dessa forma, a presença de um BMS na operação é considerada

indispensável para a aplicação dessas tecnologias de baterias em qualquer sistema de armazenamento de energia (Plett, 2015, 2016).

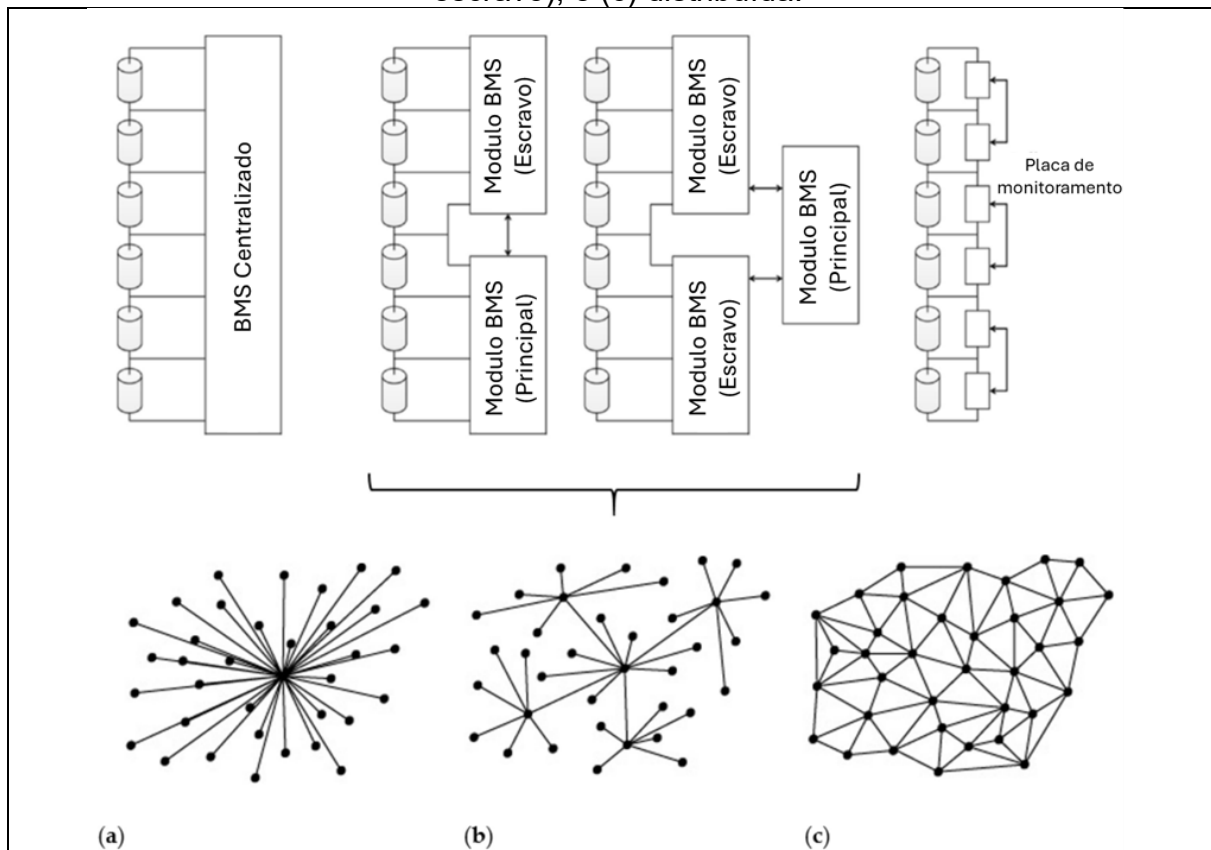
Entre as principais funções do BMS destaca-se o monitoramento contínuo das variáveis elétricas e térmicas das células que compõem o sistema de baterias. O BMS realiza a medição individual das tensões das células, da corrente total do *pack* e das temperaturas em pontos estratégicos do sistema. Essas informações são utilizadas tanto para a supervisão em tempo real quanto para a implementação de estratégias de proteção e controle. A partir dessas medições, o BMS é capaz de identificar condições anômalas, como sobretensão, subtensão, sobrecorrente e temperaturas fora da faixa segura, atuando de forma preventiva para evitar danos ao sistema (Reddy; Linden, 2011; Wang et al., 2012). A sensibilidade das baterias de íons de lítio à tensão e à temperatura reforça ainda mais a relevância do BMS em sistemas de armazenamento. Tensões acima dos limites recomendados pelo fabricante podem provocar degradação acelerada do eletrólito, crescimento excessivo da camada de interface sólido-eletrólito (SEI) e aumento do risco de instabilidade térmica. De forma semelhante, a operação em temperaturas elevadas acelera os mecanismos de envelhecimento, enquanto temperaturas muito baixas comprometem a cinética das reações eletroquímicas e aumentam a resistência interna das células, reduzindo a eficiência e a capacidade disponível (Edge et al., 2021; Peters et al., 2017).

Outra função essencial do BMS é a proteção elétrica do sistema de baterias. Quando limites operacionais predefinidos são ultrapassados, o BMS pode acionar mecanismos de proteção, como a abertura de contadores ou a limitação da corrente de carga e descarga, isolando o sistema de baterias do restante do BESS. Essas ações são fundamentais para mitigar riscos associados a curto-circuito, sobrecargas e aquecimento excessivo, contribuindo diretamente para a segurança operacional do sistema (Plett, 2015, 2016).

Além das funções desempenhadas, os sistemas de gerenciamento de baterias podem ser implementados segundo diferentes topologias de arquitetura, as quais variam em função da complexidade do sistema, do número de células monitoradas e dos requisitos de escalabilidade e confiabilidade. A Figura 10 ilustra as três principais topologias de BMS empregadas em sistemas de armazenamento: centralizada, distribuída e modular. Na arquitetura centralizada, todas as medições de valores médios de tensão, corrente e temperatura são realizadas por uma única unidade de controle, conectada diretamente a todas as células do *pack*, o que resulta

em uma estrutura mais simples, porém com maior complexidade de cabeamento e menor flexibilidade para sistemas de grande porte. Já na topologia distribuída, cada módulo de baterias possui uma placa de BMS dedicada, responsável pelo monitoramento local das células denominada escrava, enquanto uma unidade de controle central coordena a operação do conjunto denominada principal, reduzindo o comprimento dos cabos e aumentando a escalabilidade do sistema. A arquitetura modular, por sua vez, combina características das abordagens anteriores, organizando o sistema em subunidades autônomas com controle local, integradas a uma unidade principal de gerenciamento, o que favorece a expansão do sistema, a manutenção e a adaptação a bancos de baterias heterogêneos. Essa última abordagem é particularmente atrativa em aplicações estacionárias e em sistemas que utilizam baterias em segunda vida, nos quais a variabilidade entre módulos e a necessidade de flexibilidade operacional tornam-se mais pronunciadas (Barreras et al., 2021; Plett, 2015, 2016).

Figura 10 – Principais topologias de sistemas de gerenciamento de baterias (BMS): (a) centralizada; (b) descentralizada (topologias modulares e mestre-escravo); e (c) distribuída.



Fonte: Adaptado de (Barreras et al., 2021).

O balanceamento de células constitui igualmente uma função crítica do BMS, especialmente em sistemas compostos por um grande número de células conectadas em série. Devido a variações de fabricação, envelhecimento e condições de uso, as células tendem a apresentar diferenças de tensão e estado de carga ao longo do tempo. O balanceamento tem como objetivo reduzir essas discrepâncias, redistribuindo a carga entre as células para evitar que elementos individuais atinjam prematuramente os limites de tensão durante a operação. A ausência de balanceamento adequado pode resultar na limitação da capacidade utilizável do sistema e no aumento do estresse eletroquímico sobre as células mais degradadas (Barai et al., 2019; Edge et al., 2021).

O balanceamento pode ser implementado por meio de estratégias passivas ou ativas, as quais diferem quanto ao princípio de operação, eficiência energética e complexidade de hardware. No balanceamento passivo, o excedente de energia das células com maior tensão/estado de carga é dissipado em forma de calor, tipicamente por meio de resistores controlados pelo BMS. Essa abordagem apresenta baixa complexidade, custo reduzido e elevada robustez, sendo amplamente utilizada em aplicações comerciais. Entretanto, por dissipar energia, tende a ser menos eficiente, pode elevar a temperatura local e, em packs com grande dispersão entre células (situação comum em baterias em segunda vida), pode demandar maior tempo para equalização e reduzir a energia efetivamente aproveitável do sistema (Barreras et al., 2021; Edge et al., 2021).

No balanceamento ativo, a energia é transferida das células mais carregadas para as menos carregadas, por meio de circuitos com elementos armazenadores e conversores (por exemplo, capacitores comutados, indutores/transformadores e conversores CC-CC). Em geral, essa estratégia reduz perdas por dissipação e pode acelerar a equalização, sendo particularmente atrativa quando há maior heterogeneidade entre células e quando se busca maximizar a capacidade utilizável do pack. Por outro lado, o balanceamento ativo envolve maior complexidade de projeto, custo e requisitos de controle, além de introduzir elementos adicionais sujeitos a falhas, o que exige cuidados de confiabilidade e de integração térmica/eletrônica no BMS (Barreras et al., 2021; Plett, 2015, 2016).

Além das funções de monitoramento e proteção, o BMS é responsável pela estimativa de estados internos das baterias, como o SOC e SoH. Esses parâmetros não são diretamente mensuráveis e dependem de modelos eletroquímicos, elétricos

ou empíricos combinados com dados de operação. As estimativas fornecidas pelo BMS são fundamentais para a tomada de decisão em níveis superiores de controle, influenciando estratégias de despacho energético, manutenção e avaliação da vida útil remanescente do sistema de baterias (Berecibar et al., 2016; S et al., 2024).

Em sistemas que utilizam baterias em segunda vida, os desafios associados ao gerenciamento tornam-se ainda mais complexos. A heterogeneidade de estado de saúde entre células e módulos, resultante do histórico operacional em primeira vida, pode comprometer a eficácia de BMS originalmente projetados para *packs* novos e homogêneos. Dessa forma, a adaptação das estratégias de gerenciamento, a adoção de janelas operacionais mais conservadoras e, em alguns casos, o uso de sistemas de monitoramento externos ou complementares ao BMS tornam-se práticas recomendadas para garantir a operação segura e confiável desses sistemas reutilizados (Montes et al., 2022; Salek et al., 2024).

Assim, o BMS deve ser compreendido como um subsistema fundamental para a viabilidade técnica dos sistemas de armazenamento de energia em baterias, especialmente quando se considera a utilização de baterias de íons de lítio e, em particular, de baterias em segunda vida. Sua atuação integrada aos demais subsistemas do armazenamento é determinante para assegurar segurança, desempenho e prolongamento da vida útil do sistema como um todo.

2.2.3 Sistema de conversão de potência – PCS

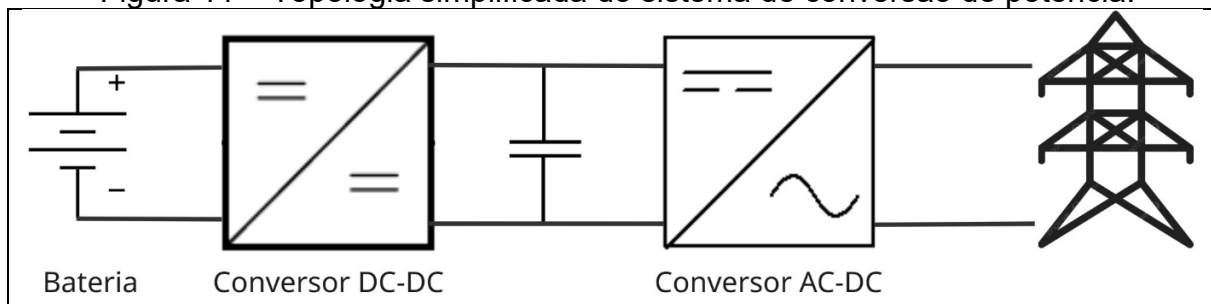
O sistema de conversão de potência, denominado *Power Conversion System* (PCS), é o subsistema responsável pela interface elétrica entre o sistema de baterias e o restante do sistema elétrico ao qual o armazenamento está conectado, seja uma carga local, uma microrrede ou a rede elétrica convencional. Sua principal função consiste em adequar os níveis de tensão e corrente da energia armazenada em corrente contínua (CC) nas baterias para os requisitos da aplicação final, geralmente em corrente alternada (CA), assegurando eficiência, estabilidade e segurança operacional.

Em síntese, o sistema de baterias define os limites físicos de operação, como tensão nominal, corrente máxima e capacidade energética, e o BMS garante que esses limites não sejam ultrapassados, o PCS atua na conversão efetiva da energia,

obedecendo às restrições impostas pelo gerenciamento das baterias e às exigências do sistema elétrico externo (Díaz-González et al., 2012; Divya; Østergaard, 2009).

Do ponto de vista funcional, o PCS pode ser composto por conversores CC–CC, conversores CC–CA (inversores) ou por uma combinação de ambos (Figura 11), dependendo da arquitetura do sistema de armazenamento. Os conversores CC–CC são utilizados para adequar níveis de tensão entre o banco de baterias e o barramento CC interno do sistema, além de possibilitar isolamento galvânico e controle mais preciso das correntes de carga e descarga. Já os conversores CC–CA são responsáveis pela injeção ou absorção de potência em sistemas de corrente alternada, permitindo a operação do armazenamento em modo conectado à rede ou em modo isolado (Blaabjerg; Chen; Kjaer, 2004; Luo; Ye; Rashid, 2005).

Figura 11 – Topologia simplificada do sistema de conversão de potência.



A eficiência do PCS é um parâmetro importante para o desempenho global do sistema de armazenamento. As perdas associadas aos dispositivos semicondutores, aos elementos passivos e às estratégias de controle impactam diretamente a eficiência energética do ciclo de carga e descarga, influenciando indicadores como a eficiência de ciclo completo (*Round-trip Efficiency* - RTE).

Outro aspecto relevante do PCS diz respeito à sua capacidade de controle dinâmico da potência. Por meio de estratégias de controle, o PCS pode regular ativamente a potência ativa e reativa, controlar rampas de carga ou descarga e responder rapidamente a variações nas condições da rede ou da carga. Essa flexibilidade é essencial para que sistemas de armazenamento possam prestar serviços ao sistema elétrico, como suavização de flutuações de geração renovável, suporte de tensão, controle de frequência e fornecimento de potência de reserva (Díaz-González et al., 2012; Divya; Østergaard, 2009).

A interação entre o PCS e o BMS é particularmente importante em sistemas que utilizam baterias de íons de lítio. O PCS deve operar de forma coordenada com o

BMS, respeitando as limitações de tensão, corrente e temperatura impostas pelo sistema de gerenciamento das baterias. Em situações nas quais o BMS detecta condições operacionais adversas, como sobretensão ou sobretemperatura, o PCS deve reduzir ou interromper a transferência de potência, garantindo a integridade do sistema de baterias. Essa coordenação reforça a necessidade de integração funcional entre os subsistemas de armazenamento (Blaabjerg; Chen; Kjaer, 2004; Plett, 2015).

No contexto de sistemas que empregam baterias em segunda vida, a maior dispersão de parâmetros elétricos e a heterogeneidade de estado de saúde dos módulos podem exigir estratégias de operação mais conservadoras, com limitação de correntes e janelas de tensão mais restritas. Nesses casos, o PCS deve ser capaz de operar de forma flexível e adaptativa, ajustando os perfis de carga e descarga às condições reais do banco de baterias, de modo a minimizar esforços elétricos e térmicos adicionais e prolongar a vida útil remanescente do sistema (Montes et al., 2022; Salek et al., 2024).

Assim, o PCS constitui um elemento essencial para a viabilidade técnica e operacional do BESS. Sua correta especificação, integração e operação com o sistema de baterias, o BMS e demais sistemas determinam não apenas a eficiência e a confiabilidade do armazenamento, mas também sua capacidade de atender às demandas funcionais e aos requisitos de segurança das aplicações estacionárias.

2.2.4 Sistema de gerenciamento de energia – EMS

O sistema de gerenciamento de energia, conhecido como *Energy Management System* (EMS), é o subsistema responsável pela definição das estratégias operacionais de um sistema de armazenamento de energia em baterias, atuando em um nível hierárquico superior ao sistema de gerenciamento de baterias (BMS) e ao sistema de conversão de potência (PCS). Enquanto o BMS garante a operação segura das baterias em nível eletroquímico e o PCS viabiliza a conversão e o controle instantâneo da potência elétrica, o EMS tem como função principal decidir quando, quanto e de que forma a energia deve ser armazenada ou fornecida, considerando critérios técnicos, operacionais e, em muitos casos, econômicos (Edge et al., 2021; Montes et al., 2022).

O EMS opera a partir da integração de informações provenientes de diferentes subsistemas, incluindo o estado do sistema de baterias (por meio de variáveis como

SOC, SoH e limites operacionais impostos pelo BMS), as capacidades instantâneas do PCS e as condições externas do sistema elétrico, como demanda de carga, disponibilidade de geração renovável e requisitos da rede. A partir dessas informações, o EMS estabelece estratégias de despacho energético que orientam o funcionamento coordenado dos demais subsistemas do armazenamento (Díaz-González et al., 2012; Divya; Østergaard, 2009).

Entre as principais funções do EMS destaca-se o planejamento e a supervisão dos ciclos de carga e descarga do sistema de armazenamento. Em aplicações estacionárias, essas decisões podem ter como objetivo a maximização do autoconsumo de fontes renováveis, a redução de picos de demanda, o fornecimento de energia de backup ou a prestação de serviços ancilares à rede elétrica, como suporte de tensão e controle de frequência. O EMS deve, portanto, equilibrar múltiplos objetivos, frequentemente conflitantes, respeitando simultaneamente as restrições impostas pelo BMS e PCS (Aneke; Wang, 2016; Luo; Ye; Rashid, 2005).

A atuação do EMS também é fundamental para a preservação da vida útil do sistema de baterias. Estratégias de operação definidas em níveis superiores podem limitar profundidades de descarga, restringir faixas de estado de carga e suavizar rampas de potência, reduzindo o estresse eletroquímico e térmico imposto às baterias. Nesse sentido, o EMS exerce um papel indireto, porém decisivo, na mitigação da degradação ao longo do tempo, complementando as funções de proteção desempenhadas pelo BMS (Edge et al., 2021; Peters et al., 2017).

Em sistemas que utilizam baterias de íons de lítio em segunda vida, o EMS pode incorporar informações sobre a condição real do banco de baterias para ajustar dinamicamente os limites de operação, priorizando a confiabilidade e a segurança em detrimento de uma exploração máxima da capacidade energética nominal. Essa abordagem é amplamente discutida na literatura como uma forma eficaz de prolongar a vida útil remanescente de baterias em segunda vida e aumentar a viabilidade econômica de sua reutilização (Montes et al., 2022; Salek et al., 2024).

Do ponto de vista da arquitetura de controle, o EMS geralmente opera em escalas de tempo mais longas quando comparado ao PCS e ao BMS. Enquanto o PCS atua em escalas de milissegundos a segundos e o BMS monitora continuamente variáveis críticas em tempo quase real, o EMS toma decisões em horizontes de minutos a horas, baseando-se em previsões de carga, geração e condições do sistema elétrico. Essa separação hierárquica de funções contribui para a estabilidade

do sistema e para a clara delimitação de responsabilidades entre os diferentes níveis de controle (Aneke; Wang, 2016; B; Pradeepa, 2022).

Assim, o sistema de gerenciamento de energia constitui o elemento responsável por transformar o potencial técnico do sistema de armazenamento em benefícios operacionais efetivos. Sua integração coerente com o sistema de baterias, o BMS e o PCS é essencial para assegurar não apenas a eficiência energética do armazenamento, mas também sua durabilidade, segurança e adequação às diferentes aplicações estacionárias, especialmente em contextos que envolvem a reutilização de baterias de íons de lítio em segunda vida.

2.3 METODOLOGIAS DE CARACTERIZAÇÃO DE BATERIAS

A caracterização de baterias de íons de lítio constitui uma etapa fundamental para a compreensão de seu comportamento eletroquímico, desempenho energético e condições de segurança ao longo do ciclo de vida. Em aplicações convencionais de primeira vida, os procedimentos de caracterização são, em grande medida, definidos pelos fabricantes e baseados em processos industriais padronizados, nos quais as células e módulos apresentam elevada uniformidade e histórico de operação conhecido (Azizighalehsari et al., 2024; Salek et al., 2024). Em contrapartida, no contexto das baterias em segunda vida, a caracterização assume um papel de grande importância e necessidade, uma vez que esses sistemas já foram submetidos a ciclos de carga e descarga, condições ambientais variáveis e diferentes regimes operacionais, resultando em níveis de degradação não homogêneos e, muitas vezes, difíceis de prever (Akram; Abdul-Kader, 2024).

Diferentemente das baterias novas, cuja avaliação pode se restringir a verificações elétricas básicas e ensaios amostrais, as baterias em segunda vida demandam metodologias capazes de avaliar simultaneamente aspectos de segurança e desempenho. A presença de falhas latentes, como a degradação do isolamento elétrico, desequilíbrios entre células, aumento da resistência interna ou perda significativa de capacidade, pode comprometer não apenas a eficiência do sistema, mas também sua integridade operacional quando reutilizado em aplicações estacionárias (Manaia et al., 2025; Montes et al., 2022). Nesse sentido, a caracterização deixa de ser apenas um instrumento de qualificação de desempenho

e passa a ser um requisito indispensável para a mitigação de riscos técnicos e operacionais.

A literatura destaca que não existe, até o momento, um protocolo único, certificado e universalmente aceito para a caracterização de baterias em segunda vida. Em vez disso, observa-se a coexistência de diferentes abordagens metodológicas, que variam conforme o nível de análise (célula, módulo ou *pack*), o objetivo da aplicação final, as restrições de tempo e custo, bem como o grau de confiabilidade exigido no processo de seleção (Gharebaghi et al., 2025; Salek et al., 2024). Revisões recentes apontam que essas metodologias podem ser agrupadas em ensaios voltados à segurança, como inspeções visuais e testes de resistência de isolamento, e ensaios voltados ao desempenho eletroquímico, que incluem a determinação da capacidade remanescente, SoH e da resistência interna, frequentemente expressa pela resistência em corrente contínua (DCIR) (S et al., 2024).

Além dos ensaios tradicionais, observa-se uma tendência crescente no desenvolvimento de métodos de caracterização rápida, especialmente voltados à triagem em larga escala de baterias provenientes do setor de mobilidade elétrica. Essas abordagens buscam reduzir o tempo e a complexidade dos ensaios, explorando correlações entre parâmetros elétricos e o estado de degradação das baterias, como a relação entre SoH e resistência interna ou o uso de respostas térmicas como indicadores indiretos de envelhecimento (Gao et al., 2024a; Hong; Zhu; Shen, 2025). Embora tais métodos apresentem vantagens operacionais significativas, sua aplicação requer certos cuidados durante a caracterização, uma vez que diferentes mecanismos de degradação podem afetar de maneira distinta a capacidade e a resistência interna, limitando a precisão de estimativas simplificadas (Edge et al., 2021; O’Kane et al., 2022).

Dessa forma, a escolha de uma metodologia de caracterização adequada para baterias em segunda vida envolve um compromisso entre rigor técnico, segurança e viabilidade prática. A definição dos ensaios deve considerar não apenas a obtenção de parâmetros elétricos representativos, mas também a necessidade de garantir a reutilização segura e confiável desses sistemas em novas aplicações estacionárias (Akram; Abdul-Kader, 2024; Campoverde-Pillco et al., 2024). Nos tópicos a seguir, são apresentadas e discutidas as principais metodologias de caracterização de baterias de íons de lítio, bem como seus fundamentos, vantagens

e limitações, estabelecendo o embasamento teórico necessário para a compreensão da metodologia adotada neste trabalho.

2.3.1 Níveis de caracterização: célula, módulo ou *pack*

As metodologias de caracterização de baterias de íons de lítio podem ser organizadas de acordo com o nível físico no qual a avaliação é realizada, sendo mais comumente classificadas em caracterização em nível de célula, módulo ou *pack*. Essa distinção é fundamental, pois cada nível apresenta diferentes graus de complexidade, precisão, custo e aplicabilidade, influenciando diretamente a escolha do método em função do objetivo da reutilização e da escala da aplicação pretendida (Montes et al., 2022; Salek et al., 2024).

A caracterização em nível de célula é considerada a abordagem mais detalhada do ponto de vista eletroquímico, uma vez que permite a avaliação individualizada dos parâmetros fundamentais, como capacidade, resistência interna, eficiência e comportamento térmico. Essa abordagem é amplamente empregada em estudos laboratoriais e no desenvolvimento de modelos eletroquímicos e de degradação, sendo particularmente útil para a investigação de mecanismos específicos de envelhecimento (Edge et al., 2021; O’Kane et al., 2022). No entanto, no contexto de baterias em segunda vida, a caracterização em nível de célula apresenta limitações práticas relevantes, pois exige a desmontagem completa dos módulos e *packs*, aumentando o tempo de ensaio, o custo do processo e os riscos associados à manipulação de células individualmente, além de dificultar a aplicação em larga escala (Akram; Abdul-Kader, 2024).

A caracterização em nível de módulo surge como uma alternativa intermediária, equilibrando detalhamento técnico e viabilidade operacional. Nessa abordagem, o módulo geralmente composto por um conjunto fixo de células conectadas em série e/ou paralelo é avaliado como uma unidade funcional, preservando a configuração elétrica original e permitindo a análise conjunta do comportamento das células sob condições reais de operação. Ensaio de capacidade, determinação do SoH e DCIR são comumente realizados nesse nível, possibilitando a identificação de módulos e células degradadas, desequilíbrios internos e perdas de desempenho relevantes para aplicações estacionárias (Gao et al., 2024a; Gharebaghi et al., 2025). Além disso, a caracterização em nível de módulo reduz

significativamente o tempo e a complexidade dos ensaios quando comparada à abordagem em nível de célula, tornando-se particularmente atrativa para processos de triagem de baterias em segunda vida.

Por sua vez, a caracterização em nível de *pack* avalia o conjunto completo de módulos interconectados, permitindo a análise do desempenho global do sistema, incluindo aspectos como eficiência energética, comportamento térmico coletivo e interações entre módulos. Essa abordagem é especialmente relevante quando o objetivo é a reutilização direta do *pack* em aplicações estacionárias ou a avaliação de sua integração em sistemas de armazenamento de energia de maior porte (Campoverde-Pillco et al., 2024; Gao et al., 2024a). Entretanto, a caracterização exclusivamente em nível de *pack* pode mascarar degradações localizadas ou falhas incipientes em módulos individuais, uma vez que o desempenho global tende a ser limitado pelos elementos mais degradados, dificultando a identificação precisa das causas de perdas de desempenho (Salek et al., 2024).

Resultados experimentais apresentados por Hohmann (2024) corroboram essa limitação ao evidenciar discrepâncias de até 12,5% nos valores de SoH entre módulos pertencentes ao mesmo veículo Nissan LEAF, mesmo quando avaliados sob condições operacionais semelhantes. Essas diferenças internas ao *pack*, associadas a fatores como gradientes térmicos, histórico de uso e limitações dos sistemas de balanceamento, demonstram que avaliações realizadas apenas em nível de *pack* podem ocultar heterogeneidades relevantes.

Dessa forma, a literatura indica que a escolha do nível de caracterização deve considerar o compromisso entre precisão diagnóstica e viabilidade prática. Enquanto a análise em nível de célula oferece maior detalhamento, sua aplicação em processos industriais de reaproveitamento é limitada. A caracterização em nível de *pack*, embora representativa do desempenho sistêmico, pode ocultar heterogeneidades internas. Nesse contexto, a caracterização em nível de módulo se mostra uma abordagem mais adequada para a avaliação de baterias em segunda vida, por permitir a identificação de parâmetros elétricos e de segurança relevantes, mantendo simultaneamente uma abordagem escalável e alinhada às exigências de aplicações estacionárias (Akram; Abdul-Kader, 2024; Montes et al., 2022).

2.3.2 Avaliações de segurança

A avaliação da segurança constitui uma etapa fundamental na caracterização de baterias de íons de lítio em segunda vida, antecedendo qualquer análise de desempenho eletroquímico. Diferentemente das baterias em primeira vida, cujo histórico de fabricação e controle de qualidade é conhecido e rastreável, as baterias destinadas à reutilização apresentam incertezas significativas quanto às condições às quais foram submetidas ao longo de sua vida útil veicular e armazenamento após retirada dos veículos. Essas incertezas tornam indispensável a adoção de metodologias específicas para a identificação de falhas críticas que possam comprometer a integridade elétrica e térmica dos sistemas em novas aplicações estacionárias (Akram; Abdul-Kader, 2024; Salek et al., 2024).

A literatura destaca que falhas relacionadas à segurança nem sempre se manifestam por meio de parâmetros elétricos convencionais, como capacidade ou resistência interna, podendo permanecer latentes até que o sistema seja submetido a condições operacionais mais severas. Entre essas falhas incluem-se danos mecânicos nas células, degradação do isolamento elétrico, vazamentos de eletrólito, rompimento de válvulas de segurança e alterações estruturais decorrentes de envelhecimento térmico ou eletroquímico (Adebanjo et al., 2025; Manaia et al., 2025). Assim, metodologias de avaliação de segurança devem ser capazes de identificar riscos potenciais antes da reutilização das baterias, reduzindo a probabilidade de eventos como curtos-circuitos, choques elétricos ou incêndios.

De modo geral, as metodologias de avaliação de segurança aplicadas a baterias em segunda vida podem ser agrupadas em três categorias principais: inspeções visuais, verificações elétricas preliminares e ensaios de resistência de isolamento. As inspeções visuais representam a primeira linha de defesa no processo de triagem, permitindo a identificação de danos físicos evidentes, como deformações, corrosão, sinais de sobrepressão e vazamentos de eletrólito. Adicionalmente, uma verificação elétrica como a medição individual da tensão das células possibilita a detecção de desequilíbrios significativos de estado de carga, células em subtensão ou curto-circuito interno, condições que podem indicar degradação severa ou falhas latentes não perceptíveis visualmente. Embora simples, essas verificações iniciais desempenham um papel essencial na exclusão imediata de módulos potencialmente perigosos, evitando a realização de ensaios elétricos mais complexos em dispositivos

estruturalmente ou eletricamente comprometidos (Montes et al., 2022; Salek et al., 2024).

Complementarmente, os ensaios de resistência de isolamento são amplamente reconhecidos como uma das ferramentas mais relevantes para a avaliação da integridade elétrica de baterias em segunda vida. Esses ensaios verificam a resistência entre os polos ativos e a carcaça ou partes metálicas acessíveis, sendo fundamentais para detectar degradações no isolamento que não são perceptíveis nas demais inspeções. Estudos demonstram que módulos que apresentam desempenho elétrico aparentemente satisfatório podem falhar em ensaios de isolamento, evidenciando riscos significativos quando integrados a sistemas de maior tensão ou potência (Manaia et al., 2025; Salek et al., 2024).

Apesar de sua importância, observa-se uma lacuna normativa específica para a aplicação de ensaios de segurança em baterias de segunda vida. Normas como a IEC 62133-2:2021, a IEC 62619:2022 e a IEC 63056:2020, fornecem diretrizes gerais para testes elétricos e de segurança em baterias de íons de lítio, sendo originalmente concebidas para produtos novos ou para sistemas em primeira vida. Como resultado, essas normas não abordam de forma detalhada os cenários particulares associados à reutilização após o fim da utilização na mobilidade.

Nesse contexto, destaca-se a UL 1974, que apresenta referenciais normativos voltados à avaliação, triagem e reutilização de baterias em segunda vida. Diferentemente das normas IEC tradicionais, a UL 1974 propõe um arcabouço metodológico orientado à qualificação para reuso, incluindo diretrizes para inspeção visual, verificação elétrica, avaliação de capacidade e resistência interna, além de critérios de descarte e classificação. Ainda assim, a norma não estabelece procedimentos experimentais detalhados para todos os ensaios de segurança, sendo frequentemente aplicada de forma complementar às normas IEC, especialmente no que se refere a testes elétricos e de isolamento (Manaia et al., 2025; Montes et al., 2022).

Dessa forma, a literatura aponta que a avaliação de segurança em baterias de segunda vida deve basear-se na combinação criteriosa de normas existentes, frequentemente adotando regime de ensaio mais conservadores e procedimentos mais rigorosos do que aqueles empregados em baterias novas, de modo a compensar as incertezas associadas ao histórico de uso e envelhecimento dos módulos. Esse entendimento converge para a adoção de uma abordagem hierárquica, na qual a

avaliação de segurança é tratada como uma etapa eliminatória e independente dentro das metodologias de caracterização. Somente após a confirmação da integridade estrutural e elétrica dos módulos é que se justifica a realização de ensaios mais demorados e complexos voltados à caracterização do desempenho eletroquímico. Essa estratégia não apenas eleva o nível de segurança do processo de reutilização, como também otimiza recursos e tempo, especialmente em contextos de caracterização em larga escala.

2.3.3 Metodologias de caracterização elétrica

A caracterização de baterias, sejam elas de primeira ou em segunda vida, constitui uma etapa fundamental para a determinação de seu comportamento eletroquímico, curvas de funcionamento e parâmetros elétricos essenciais, tais como o estado de saúde (SoH) e a resistência interna em corrente contínua (DCIR). Em ambos os casos, os procedimentos de caracterização seguem as mesmas premissas experimentais e se fundamentam em modelos matemáticos equivalentes, o que possibilita comparações diretas e extrapolações entre baterias de primeira e segunda vida (Azizighalehsari et al., 2024; Gharebaghi et al., 2025).

No contexto de baterias em primeira vida, a realização de ensaios completos de caracterização em todas as células não é prática recorrente, em virtude dos elevados níveis de padronização e controle de qualidade adotados pelos fabricantes. Nesses casos, usualmente são realizadas apenas verificações pontuais de tensão e resistência interna por meio de equipamentos específicos (Salek et al., 2024). Uma métrica amplamente utilizada para a avaliação do desempenho de sistemas de armazenamento em primeira vida é a eficiência energética de ida e volta (*Round-Trip Efficiency* – RTE), definida na Equação (1) como a razão entre a energia fornecida durante uma descarga completa e a energia requerida na recarga subsequente (Beckers et al., 2023).

$$RTE (\%) = \left(\frac{E_{Discharge}}{E_{Charge}} \right) \times 100 \quad (1)$$

De modo geral, as metodologias de caracterização elétrica aplicadas a baterias em segunda vida baseiam-se nos mesmos princípios físicos e eletroquímicos utilizados para baterias em primeira vida. Entretanto, sua aplicação em sistemas reutilizados exige maior cautela, uma vez que a degradação acumulada, a heterogeneidade entre células e a ausência de histórico completo de operação introduzem incertezas adicionais nos resultados (Akram; Abdul-Kader, 2024; Azizighalehsari et al., 2024). Nesse contexto, os principais parâmetros avaliados incluem a capacidade remanescente, o SoH, a resistência interna e métricas complementares de eficiência energética.

De modo geral, a literatura converge para a adoção de abordagens combinadas, nas quais métodos mais precisos, porém demorados, são utilizados como referência, enquanto métodos mais rápidos são empregados em processos de triagem e classificação. A escolha das metodologias deve, portanto, equilibrar rigor técnico, tempo de ensaio e viabilidade prática, especialmente em cenários de caracterização em larga escala. Nos itens a seguir, são discutidas as principais metodologias para a determinação da capacidade, do SoH e da resistência interna, com ênfase em sua aplicabilidade a baterias em segunda vida.

2.3.3.1 Determinação da capacidade e do estado de saúde

A determinação da capacidade remanescente é um dos métodos mais consolidados para a avaliação do desempenho elétrico de baterias de íons de lítio, estando diretamente associada ao conceito de SoH. A capacidade corresponde à quantidade total de carga elétrica fornecida durante uma descarga controlada, enquanto o SoH é definido como a razão entre a capacidade medida e a capacidade nominal em primeira vida, constituindo um indicador quantitativo do grau de degradação acumulado (S et al., 2024; Salek et al., 2024).

Sob a perspectiva normativa, a capacidade é tradicionalmente determinada por meio de ensaios de carga e descarga contínuos, conduzidos com corrente constante e sob condições ambientais controladas. Normas como a IEC 61960, a IEC 62133-2:2021 e a IEC 63056:2020 estabelecem diretrizes para esses ensaios, incluindo limites de tensão, taxas de corrente recomendadas e critérios de encerramento do teste. Embora desenvolvidas para baterias novas ou aplicações específicas, essas normas são amplamente utilizadas como referência na

caracterização de baterias em segunda vida, desde que aplicadas de forma adaptada às particularidades desses sistemas (Manaia et al., 2025; Montes et al., 2022).

Os ensaios normativos geralmente recomendam correntes moderadas, tipicamente entre $C/5$ e $C/3$, de modo a reduzir efeitos de polarização e garantir que a capacidade medida represente o comportamento eletroquímico da bateria. A capacidade é obtida pela integração da corrente ao longo do tempo de descarga até o limite inferior de tensão, sendo posteriormente normalizada para o cálculo do SoH. Apesar de sua elevada confiabilidade, esses ensaios apresentam como principal limitação o tempo de execução, que pode se estender por várias horas por módulo, tornando sua aplicação exclusiva pouco viável em processos de caracterização em larga escala (Salek et al., 2024).

Além disso, em baterias em segunda vida, fatores como desequilíbrios entre células e degradação heterogênea podem fazer com que o término do ensaio seja determinado pela célula mais degradada do conjunto. Embora esse comportamento reflita uma condição real de operação, ele também reforça a importância do monitoramento individual da tensão das células durante os ensaios, tanto para garantir a segurança quanto para a correta interpretação dos resultados (Akram; Abdul-Kader, 2024; Gharebaghi et al., 2025).

Diante dessas limitações, abordagens complementares têm sido propostas na literatura, incluindo protocolos pulsados ou híbridos, com o objetivo de reduzir o tempo de ensaio mantendo níveis aceitáveis de precisão. Quando adequadamente parametrizadas, essas metodologias apresentam diferenças relativamente pequenas em relação aos ensaios contínuos de referência, sendo particularmente úteis para fins de classificação e seleção preliminar de baterias em segunda vida (Böttiger; Paulitschke; Bocklisch, 2017).

2.3.3.2 *Métodos de determinação da resistência interna*

A resistência interna é um parâmetro fundamental na caracterização elétrica de baterias de íons de lítio, pois influencia diretamente as perdas ôhmicas, a geração de calor, a eficiência energética e a capacidade de fornecimento de potência. Em baterias em segunda vida, o aumento da resistência interna é amplamente associado ao envelhecimento eletroquímico, refletindo processos como o crescimento da

camada de interfase sólido-eletrólito (SEI), a degradação dos materiais ativos e o aumento das resistências de contato internas (Edge et al., 2021; O’Kane et al., 2022).

Dentre os métodos disponíveis, destacam-se a espectroscopia de impedância eletroquímica (EIS) e a determinação da resistência interna em corrente contínua (DCIR). Embora a EIS forneça informações detalhadas sobre os diferentes fenômenos eletroquímicos envolvidos, sua complexidade experimental e analítica limita sua aplicação em processos de triagem em larga escala. Em contraste, a DCIR tem se consolidado como a abordagem mais prática para a caracterização de baterias em segunda vida, devido à sua rapidez, simplicidade e boa reprodutibilidade (Montes et al., 2022; Salek et al., 2024).

A DCIR é determinada a partir da aplicação de pulsos de corrente e da análise da variação de tensão associada à transição entre os estados de repouso e carga ou descarga, sendo calculada pela razão entre a variação de tensão e a corrente aplicada. Embora normas técnicas reconheçam a relevância da resistência interna como parâmetro de desempenho e segurança, não há, até o momento, procedimentos normativos específicos e universalmente aceitos para sua determinação em baterias de segunda vida. Dessa forma, protocolos baseados na literatura têm sido adotados, com definição criteriosa de parâmetros como corrente de ensaio, duração do pulso, estado de carga e temperatura (Böttiger; Paulitschke; Bocklisch, 2017; Montes et al., 2022).

Os valores de DCIR dependem fortemente das condições de ensaio, correntes muito baixas tendem a amplificar efeitos transitórios e ruídos de medição, enquanto correntes mais elevadas produzem resultados mais estáveis e representativos. De forma semelhante, medições realizadas em estados de carga extremos resultam em valores mais elevados e dispersos de resistência interna, ao passo que medições em faixas intermediárias de SOC apresentam maior estabilidade (Edge et al., 2021; O’Kane et al., 2022).

No contexto da reutilização de baterias em segunda vida, a DCIR tem sido amplamente empregada como ferramenta de triagem rápida, permitindo a classificação dos módulos em faixas de desempenho. Estudos experimentais indicam correlação significativa entre o aumento da resistência interna e a redução da capacidade remanescente, o que reforça seu potencial como indicador indireto do estado de saúde. No entanto, essa correlação não é absoluta, uma vez que diferentes mecanismos de degradação podem afetar de maneira distinta a capacidade e a

resistência interna, limitando o uso isolado da DCIR como substituto direto dos ensaios de capacidade (Edge et al., 2021; Hohmann et al., 2024; O’Kane et al., 2022)

Assim, a determinação da resistência interna por meio da DCIR deve ser compreendida como parte de uma abordagem integrada de caracterização elétrica, na qual esse parâmetro complementa, mas não substitui, a avaliação da capacidade e do SoH.

2.3.4 Metodologias rápidas de caracterização sob diferentes condições operacionais

A crescente disponibilidade de baterias de íons de lítio provenientes do setor de mobilidade elétrica tem impulsionado o desenvolvimento de metodologias de caracterização capazes de atender a processos de triagem em larga escala. Nesse contexto, métodos tradicionais, como ensaios completos de capacidade, embora altamente confiáveis, tornam-se operacionalmente muito difíceis de serem aplicados a grandes volumes de baterias, devido ao tempo elevado de execução e à necessidade de infraestrutura dedicada. Como consequência, observa-se uma tendência consolidada na literatura em direção ao uso de metodologias rápidas de caracterização, baseadas em parâmetros elétricos de fácil obtenção e curta duração de ensaio (Gharebaghi et al., 2025; Salek et al., 2024).

Entre essas abordagens, destacam-se os ensaios pulsados de corrente, amplamente utilizados para a determinação da DCIR. Esses métodos permitem a obtenção de informações relevantes sobre o estado da bateria em poucos segundos, sendo particularmente adequados para processos iniciais de classificação e seleção. A atratividade da DCIR como parâmetro de triagem está associada não apenas à sua rapidez, mas também à sua relação com fenômenos de degradação eletroquímica, como o aumento das perdas ôhmicas e a redução da capacidade de fornecimento de potência (Edge et al., 2021; Montes et al., 2022).

No entanto, a aplicação de metodologias rápidas de caracterização exige cautela, uma vez que os resultados obtidos são fortemente dependentes das condições operacionais sob as quais os ensaios são conduzidos. Parâmetros como SOC, temperatura, magnitude da corrente aplicada e tempo de repouso influenciam diretamente os valores medidos de tensão e resistência interna, podendo introduzir variabilidade significativa nos resultados. Estudos demonstram que medições

realizadas em estados de carga extremos tendem a apresentar maior dispersão e valores elevados de resistência interna, enquanto medições em faixas intermediárias de SOC proporcionam maior estabilidade e reprodutibilidade (Gao et al., 2024a; Tao; Wei; Zhang, 2025).

De forma similar, a temperatura exerce papel determinante na resposta elétrica das baterias. Temperaturas elevadas reduzem temporariamente a resistência interna devido ao aumento da mobilidade iônica, enquanto temperaturas mais baixas tendem a aumentar a resistência aparente e intensificar limitações de transporte. Em baterias em segunda vida, nas quais o histórico térmico é frequentemente desconhecido, essas variações podem mascarar o real estado de degradação se não forem adequadamente controladas ou consideradas na interpretação dos resultados (Edge et al., 2021; O’Kane et al., 2022). Por esse motivo, a literatura recomenda que ensaios rápidos sejam realizados sob condições ambientais controladas ou, alternativamente, que os resultados sejam normalizados ou comparados apenas dentro de faixas operacionais equivalentes.

Outro aspecto relevante refere-se à corrente aplicada durante os ensaios pulsados. Correntes muito baixas podem amplificar efeitos transitórios e ruídos de medição, enquanto correntes mais elevadas tendem a fornecer valores de resistência interna mais representativos do comportamento elétrico global da bateria. Entretanto, correntes excessivamente altas podem introduzir aquecimento localizado ou estresse adicional, especialmente em baterias degradadas, reforçando a necessidade de um compromisso entre representatividade física e segurança operacional (Gao et al., 2025; Montes et al., 2022).

Diante dessas considerações, a literatura converge para o entendimento de que metodologias rápidas de caracterização não devem ser interpretadas como substitutas diretas dos ensaios completos de capacidade, mas sim como ferramentas complementares dentro de uma abordagem hierárquica de avaliação. Ensaio rápidos, como a medição da DCIR, são particularmente eficazes para a triagem inicial e a identificação de módulos com degradação acentuada, enquanto ensaios mais demorados e precisos podem ser reservados para subconjuntos selecionados de baterias. Essa estratégia permite conciliar confiabilidade técnica, segurança e viabilidade prática, especialmente em aplicações de segunda vida que envolvem grandes volumes de baterias.

Assim, a integração entre metodologias rápidas de caracterização e a consideração explícita das condições operacionais constitui um elemento central na avaliação de baterias em segunda vida. A interpretação adequada dos resultados requer não apenas a escolha criteriosa dos parâmetros de ensaio, mas também a compreensão das limitações inerentes a cada método, assegurando que decisões de classificação e reutilização sejam fundamentadas em critérios técnicos consistentes e alinhados às exigências das aplicações estacionárias pretendidas.

2.4 COMPARAÇÃO DO METODO PROPOSTO COM LITERATURA

Com o objetivo de posicionar o presente trabalho em relação ao estado da arte, o Quadro 1 organiza e compara um conjunto de estudos selecionados que abordam baterias de íons de lítio em segunda vida por metodologias compatíveis com a proposta desta dissertação. Para reduzir subjetividades, a comparação foi estruturada a partir de cinco figuras de mérito (FM), escolhidas para representar desempenho eletroquímico, diagnóstico rápido, segurança elétrica e variabilidade entre unidades. Para cada FM, os artigos foram classificados por meio de uma codificação qualitativa de três níveis: ✓ quando o estudo mede ou aplica diretamente o parâmetro como parte central do método (com resultados quantitativos ou procedimento experimental explícito); ~ quando o tema é abordado de forma parcial, indireta ou apenas discutido/proposto, sem caracterização completa ou sem constituir o foco principal; e – quando o parâmetro não é contemplado ou não é reportado de maneira identificável no escopo do trabalho.

A primeira figura de mérito (FM1) corresponde à determinação do estado de saúde por meio de ensaios de capacidade, isto é, pela quantificação direta da carga extraível do dispositivo em condições controladas de descarga. Como já comentado na sessão 2.3.3, essa métrica é amplamente reconhecida como referência para avaliar o desempenho remanescente, pois expressa diretamente a energia disponível e permite comparações objetivas entre unidades. Entretanto, ensaios de capacidade são inerentemente mais demorados e exigem infraestrutura laboratorial específica, o que tende a restringir sua aplicação em cenários de triagem em larga escala. Por essa razão, a FM2 foca na resistência interna, quantificada por técnicas como DCIR (pulsos em corrente contínua) ou por métodos correlatos, que capturam perdas internas associadas ao envelhecimento e influenciam diretamente eficiência, geração de calor

e capacidade de fornecimento de potência. A resistência interna tem destaque em protocolos de seleção rápida porque pode ser obtida em tempos significativamente menores do que um ensaio completo de capacidade, embora sua relação com o SoH possa apresentar dispersão em casos nos quais diferentes trajetórias de degradação coexistem em um mesmo conjunto de baterias.

A FM3 contempla a resistência de isolamento como indicador de integridade dielétrica do módulo, verificando a resistência entre polos e carcaça/estrutura. Em aplicações de segunda vida, especialmente em sistemas estacionários com maiores níveis de tensão, esse parâmetro é decisivo para mitigar riscos, pois valores reduzidos podem indicar presença de umidade, contaminação, danos físicos e degradação do isolamento, condições nem sempre detectáveis por métricas puramente eletroquímicas. Complementarmente, a FM4 caracteriza a presença explícita de critérios e procedimentos de segurança operacional ao longo dos ensaios, como monitoramento térmico, controle rigoroso de limites de tensão e corrente e critérios de interrupção. Embora parte desses cuidados possa estar implícita em boas práticas experimentais, a explicitação dessas rotinas e limites permite comparar o grau de robustez e reprodutibilidade entre protocolos, sobretudo quando se busca transpor resultados de bancada para contextos aplicados. Por fim, a FM5 aborda a uniformidade e heterogeneidade das amostras avaliadas, identificando se os estudos quantificam ou discutem dispersões em módulos ou *packs*, desequilíbrios e variações associadas ao histórico operacional. Essa dimensão é particularmente relevante para segunda vida porque a variabilidade tende a ser elevada e, frequentemente, decisões de recombinação e seleção dependem mais da distribuição dos parâmetros do que de valores médios.

Quadro 1 - Comparação entre estudos de avaliação de baterias em segunda vida.

Referência (Autor, ano)	Tipo	Nível	FM1	FM2	FM3	FM4	FM5
(Adebanjo, 2025)	Revisão	-	~	~	-	✓	~
(Akram; Abdul-Kader, 2024)	Revisão	-	~	~	~	~	~
(Azizighalehsari et al., 2024)	Revisão	-	~	~	-	~	~
(Barai et al., 2019)	Metodologias	Célula	-	✓	-	-	-
(Berecibar et al., 2016)	Revisão	-	✓	~	-	-	-
(Birkel et al., 2017)	Experimental	Célula	~	✓	-	-	-
(Böttiger; Paulitschke; Bocklisch, 2017)	Experimental	Célula	-	✓	-	-	-
(Campoverde-Pillco et al., 2024)	Revisão	-	~	~	-	~	~
(Cui et al., 2025)	Metodologias	Sistema	✓	~	-	-	-
(Edge et al., 2021)	Revisão	-	~	✓	-	~	~
(O'Kane et al., 2022)	Revisão	-	~	~	-	~	~
(Gao et al., 2024b)	Experimental	Pack	✓	✓	~	✓	~
(Gao et al., 2024a)	Experimental	Pack	✓	✓	~	~	-
(Hohmann et al., 2024)	Experimental	Pack	✓	✓	-	-	✓
(Hong; Zhu; Shen, 2025)	Experimental	Célula / Pack	~	-	-	✓	-
(Manaia et al., 2025)	Metodologias	Sistema	~	~	-	~	~
(Montes et al., 2022)	Experimental	Sistema	✓	✓	-	~	✓
(S et al., 2024)	Revisão	-	✓	~	-	~	~
(Salek et al., 2024)	Revisão	-	~	~	~	~	~
(Tao; Wei; Zhang, 2025)	Metodologias	Célula / Pack	✓	~	-	✓	-

A análise do Quadro 1 evidência, em primeiro lugar, uma convergência clara da literatura para o uso combinado de SoH e resistência interna como eixo central de avaliação (Montes et al., 2022; S et al., 2024; Salek et al., 2024). Essa predominância reflete o fato de que o desempenho remanescente em segunda vida depende tanto da energia disponível quanto das perdas internas que impactam potência, eficiência e aquecimento (Berecibar et al., 2016; Birkel et al., 2017; Edge et al., 2021; O'Kane et al., 2022). Ainda assim, a forma como esses parâmetros são operacionalizados varia substancialmente. Em geral, estudos experimentais em nível de módulo ou *pack*

tendem a aplicar SoH e resistência interna de maneira mais direta, enquanto revisões e trabalhos metodológicos frequentemente tratam um dos parâmetros como foco principal e o outro como elemento complementar, o que contribui para uma fragmentação entre “estado da arte em métodos” e validação aplicada (Akram; Abdul-Kader, 2024; Azizighalehsari et al., 2024; Campoverde-Pillco et al., 2024; S et al., 2024; Salek et al., 2024). Esse comportamento reforça a necessidade de protocolos integrados que articulem parâmetros lentos (capacidade) e parâmetros rápidos (resistência interna) em estratégias de triagem hierárquicas, compatíveis com restrições de tempo e infraestrutura (Böttiger; Paulitschke; Bocklisch, 2017; Montes et al., 2022).

O resultado mais marcante da comparação reside na baixa presença da resistência de isolamento como figura de mérito aplicada de forma explícita. Embora a segurança seja um tema recorrente em revisões e em discussões sobre reutilização, poucos estudos incorporam o ensaio de isolamento como etapa objetiva de aprovação/reprovação (Adebanjo et al., 2025; Akram; Abdul-Kader, 2024; Azizighalehsari et al., 2024; Salek et al., 2024). Essa lacuna é crítica porque falhas de isolamento não necessariamente se manifestam como degradação eletroquímica mensurável por SoH ou resistência interna, de modo que protocolos baseados apenas em desempenho podem aprovar unidades inadequadas do ponto de vista de integridade elétrica (Adebanjo et al., 2025; Manaia et al., 2025; Salek et al., 2024). Assim, o padrão observado na tabela sustenta que a segurança elétrica ainda é frequentemente tratada como contexto ou recomendação, e não como variável mensurável e comparável no processo de triagem, o que limita a transposição direta de parte dos estudos para aplicações estacionárias reais, sobretudo quando se busca operar com maior tensão e requisitos mais rigorosos de segurança (Campoverde-Pillco et al., 2024; Manaia et al., 2025; Montes et al., 2022).

Em relação à segurança durante ensaios, observa-se um comportamento intermediário. Alguns estudos explicitam rotinas de monitoramento térmico e limites de operação, enquanto outros apenas mencionam aspectos de segurança de maneira qualitativa (Adebanjo et al., 2025; Edge et al., 2021; Hong; Zhu; Shen, 2025). Esse padrão é comum quando a contribuição do artigo está concentrada em modelagem, estimativa de SoH, algoritmos de BMS ou revisões; nesses casos, critérios práticos de segurança tendem a aparecer como motivação e não como elemento estruturante do método (Cui et al., 2025; O’Kane et al., 2022; S et al., 2024). No entanto, para fins

de caracterização em escala e para a implantação de sistemas em segunda vida, a segurança precisa ser reprodutível e operacionalizável, isto é, definida em termos de procedimentos, condições de teste e limites mensuráveis (Adebanjo et al., 2025; Manaia et al., 2025).

A dimensão de heterogeneidade também emerge como um ponto de diferenciação entre trabalhos. Embora a variabilidade entre unidades seja reconhecida como característica inerente às baterias em segunda vida, nem sempre ela é quantificada de forma robusta, em parte devido a limitações de amostra, rastreabilidade e acesso a lotes representativos (Akram; Abdul-Kader, 2024; Campoverde-Pillco et al., 2024; Salek et al., 2024). Quando a heterogeneidade não é tratada quantitativamente, a tomada de decisão sobre seleção, agrupamento e recombinação de módulos fica apoiada em evidências limitadas, reduzindo a aplicabilidade prática dos resultados (Montes et al., 2022; S et al., 2024). Por outro lado, estudos com maior representatividade e informações de histórico operacional conseguem transformar dispersão em evidência técnica, permitindo discutir classes de desempenho, tendências associadas ao uso e implicações para a montagem de bancos mais homogêneos (Gao et al., 2024a, 2024b; Hohmann et al., 2024).

Em síntese, o Quadro 1 evidencia que a literatura é sólida na identificação de SoH e resistência interna como métricas centrais para o diagnóstico de baterias em segunda vida, mas aponta fragilidades recorrentes na incorporação sistemática de critérios de segurança elétrica por resistência de isolamento e na quantificação da heterogeneidade em escala. Nesse contexto, o protocolo adotado no presente trabalho diferencia-se por integrar, em um mesmo fluxo reprodutível de triagem e caracterização, inspeções iniciais, ensaio de resistência de isolamento, determinação de SoH por capacidade e avaliação de resistência interna, aplicados a um conjunto representativo de módulos com rastreabilidade e histórico parcial em uso real. Essa abordagem permite não apenas avaliar desempenho e eficiência, mas também identificar falhas que não seriam detectadas por ensaios eletroquímicos convencionais e discutir, de forma quantitativa, a dispersão de parâmetros dentro do conjunto avaliado, fornecendo subsídios técnicos mais completos para a seleção de módulos e para sua aplicação em sistemas estacionários.

3 METODOLOGIA

O projeto do e-Bus da UFSC, iniciado em 2016, foi financiado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC) e executado em parceria com as empresas WEG, Eletra, Mercedes-Benz e Marcopolo, com fornecimento das baterias pela Mitsubishi Heavy Industries. Alimentado exclusivamente por energia solar fotovoltaica gerada pelo [Fotovoltaica-UFSC](#) (FV UFSC) (Figura 12), o veículo operou por seis anos, totalizando aproximadamente 135 mil quilômetros no transporte de estudantes e colaboradores entre o Campus Trindade da UFSC e o FV UFSC, ambos localizados na ilha de Florianópolis, Santa Catarina, Brasil.

Figura 12 - Ônibus elétrico solar (e-Bus) da UFSC e [FV UFSC](#).

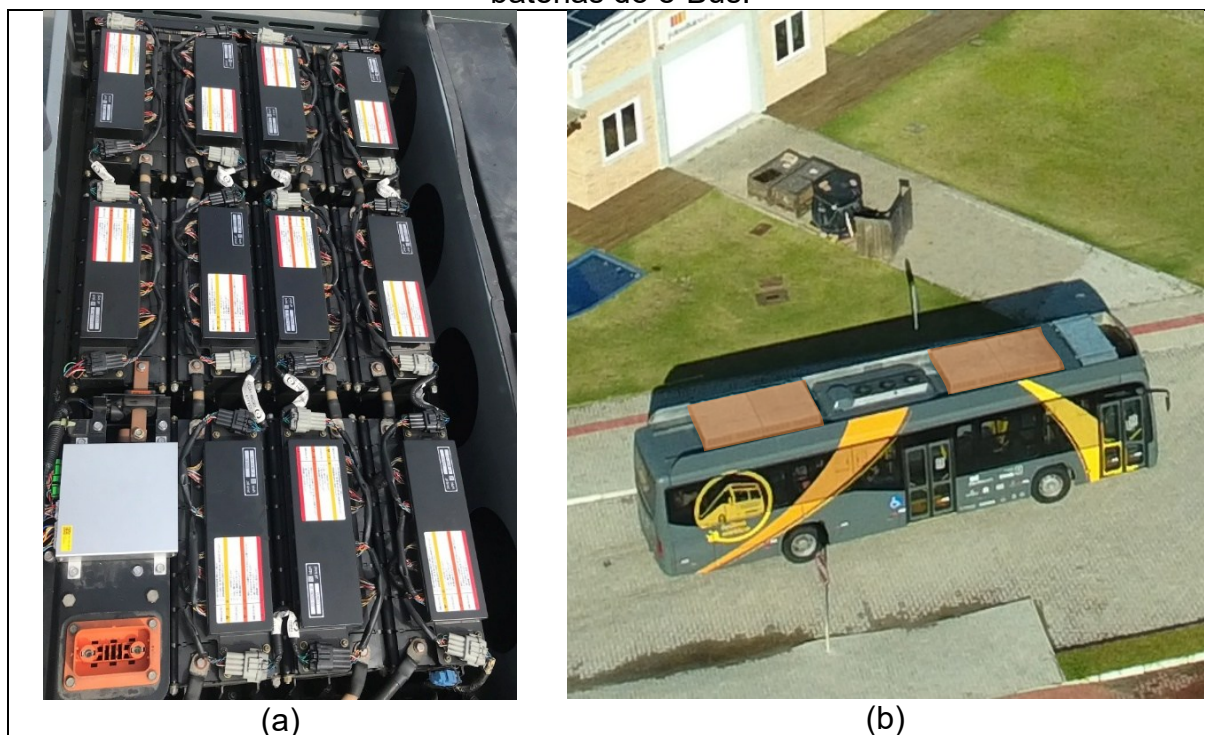


A metodologia adotada para a caracterização das baterias em segunda vida provenientes do e-Bus foi estruturada de modo a preservar a integridade dos módulos avaliados e a rastreabilidade dos dados obtidos. No total, foram analisados 156 módulos de bateria, dos quais dois (módulos nº 155 e 156) eram novos, fabricados juntamente com os demais, porém não haviam sido previamente utilizados na operação do ônibus elétrico. Os demais módulos estavam originalmente organizados em 14 *packs*, cada um composto por 11 módulos conectados em série, todos efetivamente empregados ao longo da vida útil do veículo. Ressalta-se que, embora

o fabricante informe tratar-se de baterias de lítio, a química específica das células não foi disponibilizada.

A Figura 13a apresenta um dos *packs* de baterias aberto, destacando a conexão em série dos módulos. Ressalta-se, entretanto, que os 14 *packs* não operavam simultaneamente durante a utilização do e-Bus. O sistema adotava um regime de rodízio entre os conjuntos, de forma que apenas oito *packs* eram utilizados na operação do veículo, enquanto os seis restantes permaneciam como reserva, sendo acionados conforme a necessidade de substituição ou manutenção, conforme ilustrado na Figura 13b.

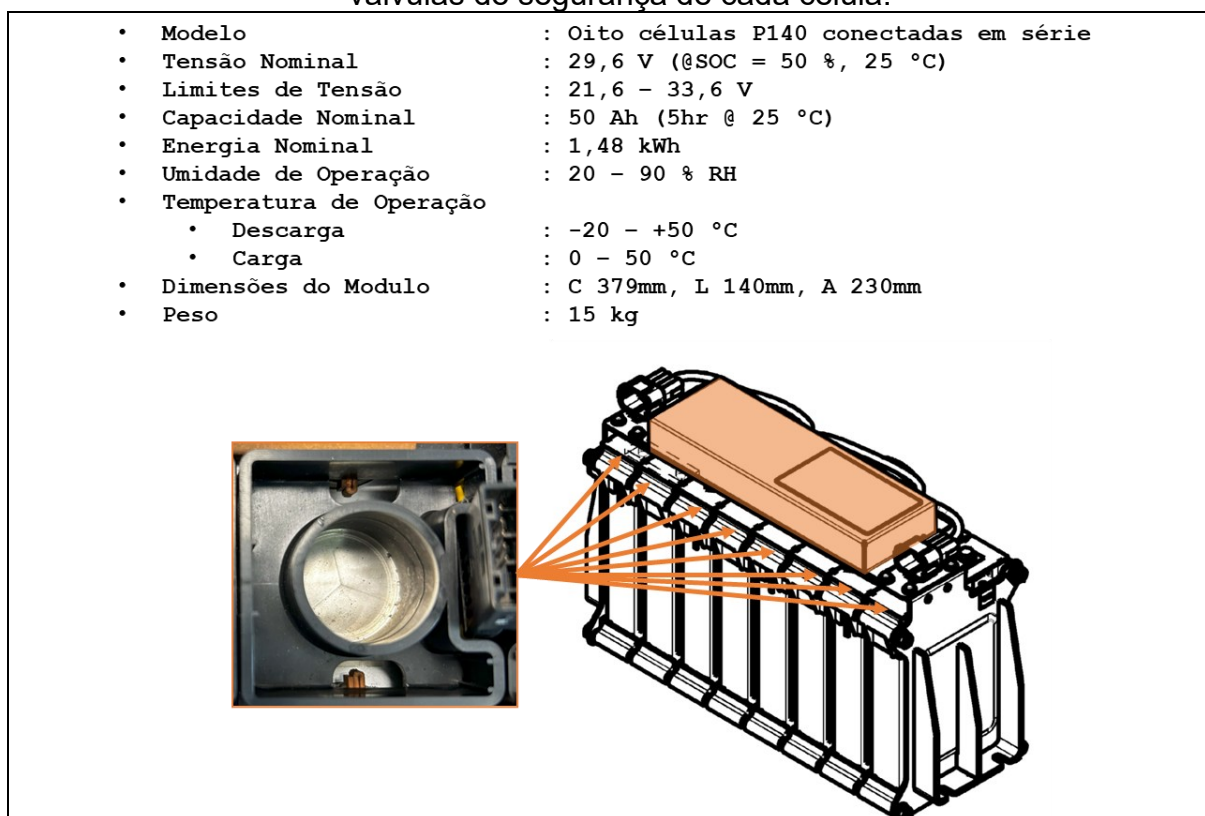
Figura 13 – (a) Exemplo do pack de baterias do e-Bus, com 11 módulos conectados em série; (b) Destaque das 4 caixas que contém os 8 *packs* de baterias do e-Bus.



Para a realização dos ensaios, todos os 14 *packs* foram removidos do e-Bus, abertos e devidamente isolados, permitindo a retirada individual dos módulos para caracterização independente. Cada módulo avaliado é constituído por oito células do tipo P140 conectadas em série (Figura 14), resultando em uma tensão nominal de 29,6 V (@ SOC de 50 %, a 25 °C) e capacidade nominal de 50 Ah. Essas características correspondem a uma energia total de 1,48 kWh, densidade de energia volumétrica aproximada de 121 Wh/L e densidade de energia gravimétrica de cerca

de 98 Wh/kg. Cada célula apresenta tensão nominal de 3,7 V, com faixa operacional entre 2,7 V e 4,2 V, e capacidade nominal de 50 Ah (185 Wh). A corrente máxima de carga e descarga contínua especificada é de 100 A, podendo atingir até 300 A por um intervalo máximo de 10 s.

Figura 14 - Especificação e modelo 3D do módulo em segunda vida avaliado, composto por oito células tipo P140 em série (29,6 V; 50 Ah; 1,48 kWh). O BMS original está destacado pela caixa laranja e as setas indicam as posições das válvulas de segurança de cada célula.



Os módulos em segunda vida caracterizados neste estudo serão integrados ao Sistema Transportável de Armazenamento de Energia em Baterias (STAEB), ilustrado na Figura 15, o qual será conectado na rede de distribuição da concessionária Celesc. Esse sistema tem como finalidade o suporte a contingências decorrentes de eventos naturais, o auxílio à rede durante manutenções programadas e o atendimento a picos sazonais de demanda. Dessa forma, o processo de caracterização desenvolvido neste trabalho não apenas assegura a seleção adequada dos módulos, como também evidencia o potencial das baterias em segunda vida para compor soluções multifuncionais no contexto da rede de distribuição de energia elétrica.

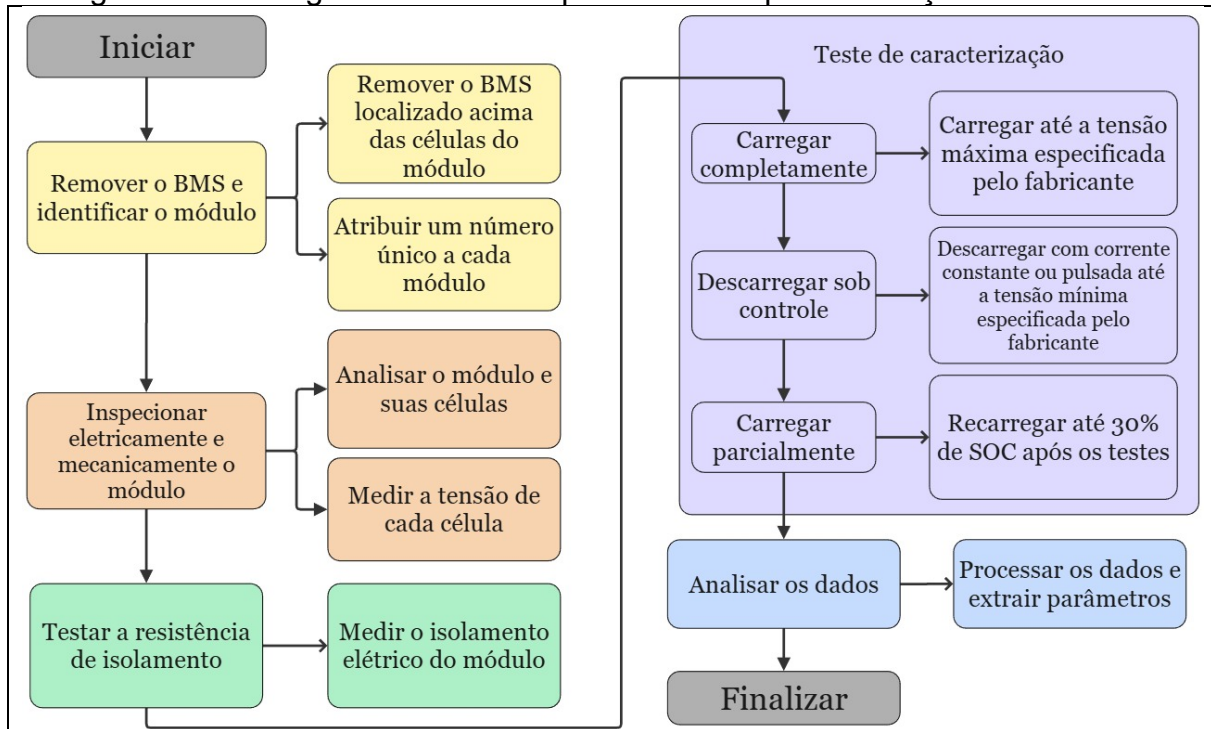
Figura 15 – (a) Imagem ilustrativa do STAEB e seus principais sistemas componentes; (b) Ilustração 3D da parte externa do STAEB.



O procedimento de caracterização dos módulos, apresentado de forma esquemática na Figura 16, compreendeu desde as etapas iniciais de desmontagem e inspeção até a análise final dos resultados. Inicialmente, foi realizada a remoção do sistema de gerenciamento de baterias (Battery Management System – BMS) localizado sobre as células do módulo, destacado em laranja na Figura 14. Essa etapa foi necessária uma vez que o BMS original não foi utilizado nos ensaios e sua presença impedia o acesso direto às células para a realização das inspeções preliminares. Na sequência, cada módulo recebeu um número de identificação único,

assegurando a rastreabilidade ao longo de todas as etapas do processo e a correta associação dos resultados obtidos ao respectivo módulo.

Figura 16 - Fluxograma com as etapas utilizadas para avaliação dos módulos.



Em seguida, foram conduzidas inspeções visuais detalhadas e medições individuais da tensão das células, com o objetivo de identificar possíveis anomalias físicas ou elétricas, tais como deformações mecânicas, vazamento de eletrólito ou desequilíbrios de tensão entre as células constituintes do módulo.

Após essa etapa, foi realizado o ensaio de resistência de isolamento, considerado fundamental para a verificação da integridade elétrica do módulo e para a mitigação de riscos durante as fases subsequentes de caracterização. Na sequência, foram conduzidos os ensaios de caracterização elétrica propriamente ditos, os quais consistiram na carga completa do módulo até o limite superior de tensão recomendado pelo fabricante, seguida de descargas controladas realizadas com corrente constante ou corrente pulsada, conforme os protocolos definidos para a avaliação do desempenho elétrico.

Ao término das descargas, efetuou-se uma carga parcial até aproximadamente 30 % do estado de carga (SOC), com o objetivo de condicionar os módulos para armazenamento, reduzindo riscos associados à autodescarga e a

possíveis descontrola térmico durante o período de estocagem, conforme recomendado na literatura (Adebanjo et al., 2025).

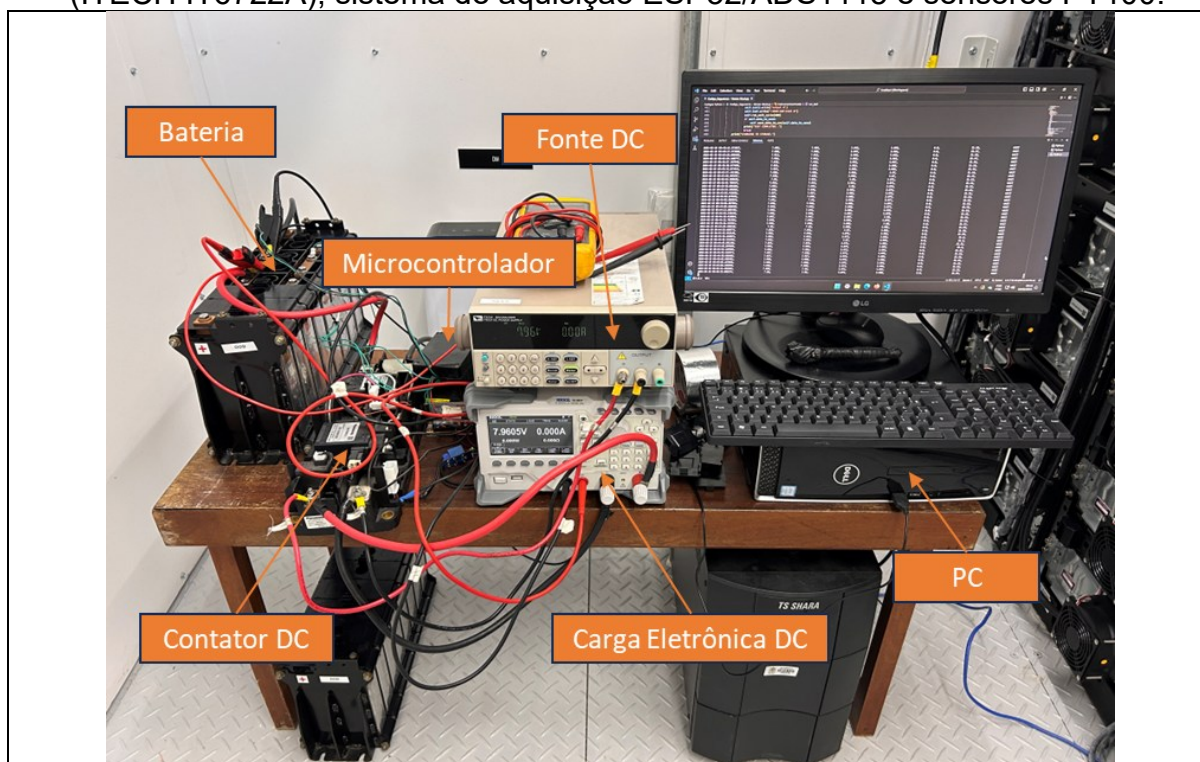
Durante todo o processo de caracterização elétrica, a tensão das células foi monitorada individualmente, e seus limites operacionais foram rigorosamente respeitados, garantindo a segurança das operações de carga e descarga. Os dados coletados ao longo de todas as etapas foram posteriormente tratados e analisados com vistas à extração de parâmetros elétricos relevantes, tais como a resistência interna em corrente contínua (DCIR), o estado de saúde (SoH) e as curvas de comportamento elétrico e térmico das células e dos módulos. O detalhamento dos ensaios realizados, bem como dos equipamentos utilizados, é apresentado nas seções subsequentes.

Do ponto de vista de escopo, a metodologia foi estruturada para diagnóstico e triagem das condições atuais de segurança e desempenho dos módulos, a partir de ensaios controlados em bancada. Não se pretende, neste trabalho, estimar vida útil remanescente ou modelar a degradação ao longo do tempo, e tampouco caracterizar a resposta dinâmica/transitória do sistema sob perfis rápidos de potência. Assim, as conclusões quantitativas obtidas são representativas do lote avaliado (módulos do e-Bus/UFSC) e devem ser generalizadas com cautela.

3.1 BANCADA DE TESTE

Para a realização da caracterização elétrica dos módulos de bateria, foi montada uma bancada de testes dedicada (Figura 17), composta por equipamentos específicos para cada etapa do processo experimental. A descarga dos módulos foi conduzida por meio de uma carga eletrônica programável RIGOL, modelo DL3031, a qual apresenta faixa operacional de até 150 V, corrente máxima de 60 A e potência nominal de 350 W. Esse equipamento possibilitou a programação precisa dos perfis de descarga adotados nos ensaios, bem como a aquisição contínua de dados elétricos em nível de módulo, com resolução de 0,001 A para corrente e 0,001 V para tensão.

Figura 17 - Bancada de testes para caracterização elétrica de módulos em segunda vida, composta por carga eletrônica (Rigol DL3031), fonte programável (ITECH IT6722A), sistema de aquisição ESP32/ADS1115 e sensores PT100.



O processo de carga dos módulos foi realizado utilizando-se uma fonte de alimentação programável ITECH, modelo IT6722A, com capacidade nominal de até 80 V, 20 A e 400 W. Assim como a carga eletrônica, a fonte dispunha de comunicação serial, permitindo a configuração remota dos parâmetros de operação e o monitoramento das grandezas elétricas durante os ensaios. A utilização conjunta desses equipamentos foi fundamental para garantir a precisão, a repetibilidade e a confiabilidade dos dados obtidos ao longo da caracterização das baterias de íons de lítio.

Entretanto, tanto a carga eletrônica quanto a fonte de alimentação não possuíam recursos para a medição individual da tensão das células que compõem cada módulo. Diante dessa limitação, optou-se pelo desenvolvimento de um sistema dedicado de aquisição de dados para monitoramento de tensão e temperatura. Esse sistema foi implementado com base em um microcontrolador ESP32, associado a conversores analógico-digitais ADS1115, possibilitando a medição individual da tensão das oito células de cada módulo. Adicionalmente, foram integrados cinco sensores de temperatura do tipo PT100, sendo quatro destinados ao monitoramento térmico dos pares de células e um utilizado para a medição da temperatura ambiente.

O sistema também incorporou um circuito de controle para acionamento dos contadores de potência, os quais foram reaproveitados do sistema original de baterias do veículo Nissan LEAF.

De forma complementar, foi desenvolvido um código em linguagem Python responsável pela configuração dos equipamentos, supervisão das condições de segurança e controle da sequência de execução dos ensaios de caracterização. Esse código também realiza a coleta das informações provenientes dos dispositivos de monitoramento e o armazenamento automático dos dados em arquivos no formato .csv, os quais são posteriormente utilizados nas etapas de tratamento e análise dos resultados.

3.2 INSPECÃO INICIAL

Antes da realização de qualquer ensaio elétrico, foi conduzida uma inspeção inicial em todos os módulos de bateria em segunda vida. Essa etapa teve como objetivo identificar falhas críticas que pudessem comprometer a utilização segura dos módulos ou inviabilizar sua continuidade no processo de caracterização. A inspeção consistiu em uma avaliação visual detalhada, complementada pela medição individual da tensão de cada célula que compõe o módulo.

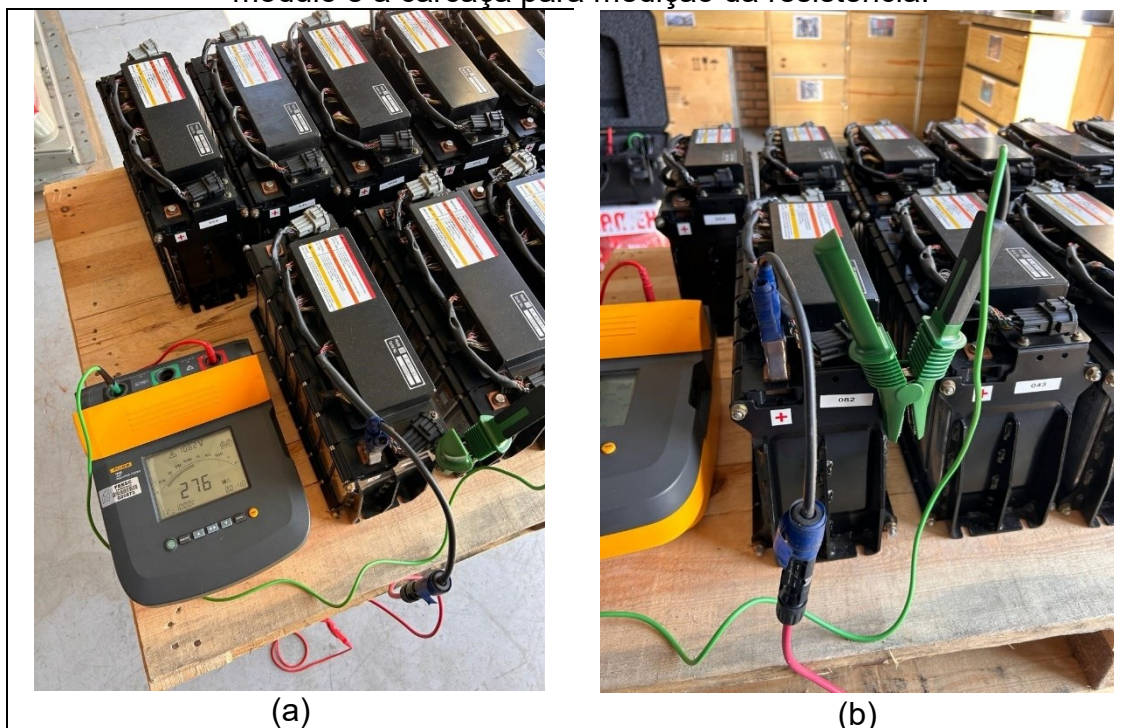
Durante a avaliação visual, foram observados cuidadosamente aspectos que pudessem indicar danos físicos ou degradação acentuada, tais como deformações estruturais das células, presença de vazamentos de eletrólito, manchas ou resíduos na superfície externa e quaisquer sinais de escoamento de líquidos. Adicionalmente, foi inspecionada a válvula de segurança presente em cada célula, conforme ilustrado na Figura 14. Essa válvula tem a função de liberar gases internos em situações de sobrecarga ou superaquecimento, reduzindo o risco de aumento excessivo da pressão interna e, conseqüentemente, de deformações mecânicas ou falhas estruturais das células.

Paralelamente à inspeção visual, realizou-se a medição individual da tensão de todas as células que constituem cada módulo. Essa verificação teve como finalidade identificar células com valores de tensão fora dos limites operacionais especificados pelo fabricante, bem como detectar a presença de células em curto-circuito ou com degradação severa, condições que poderiam comprometer a segurança e a confiabilidade dos ensaios subsequentes.

3.3 ENSAIOS DE RESISTENCIA DE ISOLAMENTO

O ensaio de resistência de isolamento em baterias em segunda vida constitui uma etapa fundamental para a avaliação da integridade elétrica dos módulos, uma vez que permite verificar a resistência entre os polos elétricos ou componentes internos e a carcaça externa do módulo, conforme ilustrado na Figura 18a. Essa verificação é essencial para a identificação de possíveis fugas de corrente, as quais podem resultar em falhas operacionais e representar riscos significativos à segurança. Para a realização desse ensaio, foi utilizado um megômetro modelo 1555 FC, com tensão máxima de ensaio de até 10 kV, fabricado pela Fluke.

Figura 18 – Ensaio de resistência de isolamento: (a) aplicação de tensão com megômetro Fluke 1555 FC; (b) conexão elétrica entre os polos do módulo e a carcaça para medição da resistência.



Uma das principais motivações para a execução do ensaio de resistência de isolamento está associada à garantia da segurança dos usuários e dos sistemas nos quais as baterias serão reutilizadas. Falhas no isolamento elétrico podem ocasionar choques elétricos, curtos-circuitos e, em situações mais severas, incêndios. Em baterias em segunda vida, essa etapa torna-se ainda mais relevante, uma vez que esses dispositivos podem ter sido submetidos, ao longo de sua vida útil anterior, a condições não ideais de operação e armazenamento, favorecendo a degradação dos

materiais isolantes (Manaia et al., 2025). Ademais, a qualidade do isolamento está diretamente relacionada ao desempenho e à confiabilidade das baterias, pois valores de resistência inferiores aos recomendados podem indicar a presença de umidade, contaminantes ou danos físicos, fatores que comprometem o funcionamento adequado e reduzem a vida útil dos módulos.

As baterias caracterizadas serão integradas ao Projeto de P&D ANEEL nº 05697-0323/2023, cujo objetivo é o desenvolvimento de um protótipo de Sistema Transportável de Armazenamento de Energia em Baterias (STAEB), que combina baterias de primeira e em segunda vida em uma solução modular e móvel para suporte ao sistema elétrico. Considerando que o banco de baterias em segunda vida do STAEB pode operar com tensões da ordem de 800 V, definiu-se a aplicação de uma tensão de ensaio de 1000 V no teste de resistência de isolamento, de modo a impor uma condição mais rigorosa e conservadora.

Adicionalmente, em razão da inexistência de definições normativas claras quanto aos pontos de conexão do megômetro em módulos de baterias desse tipo, o ensaio foi conduzido avaliando-se separadamente cada polo elétrico do módulo em relação à carcaça, conforme ilustrado na Figura 18b. Cada polo foi submetido individualmente à tensão de ensaio por um período de 1 minuto, em conformidade com as recomendações da IEC 62133-2:2021.

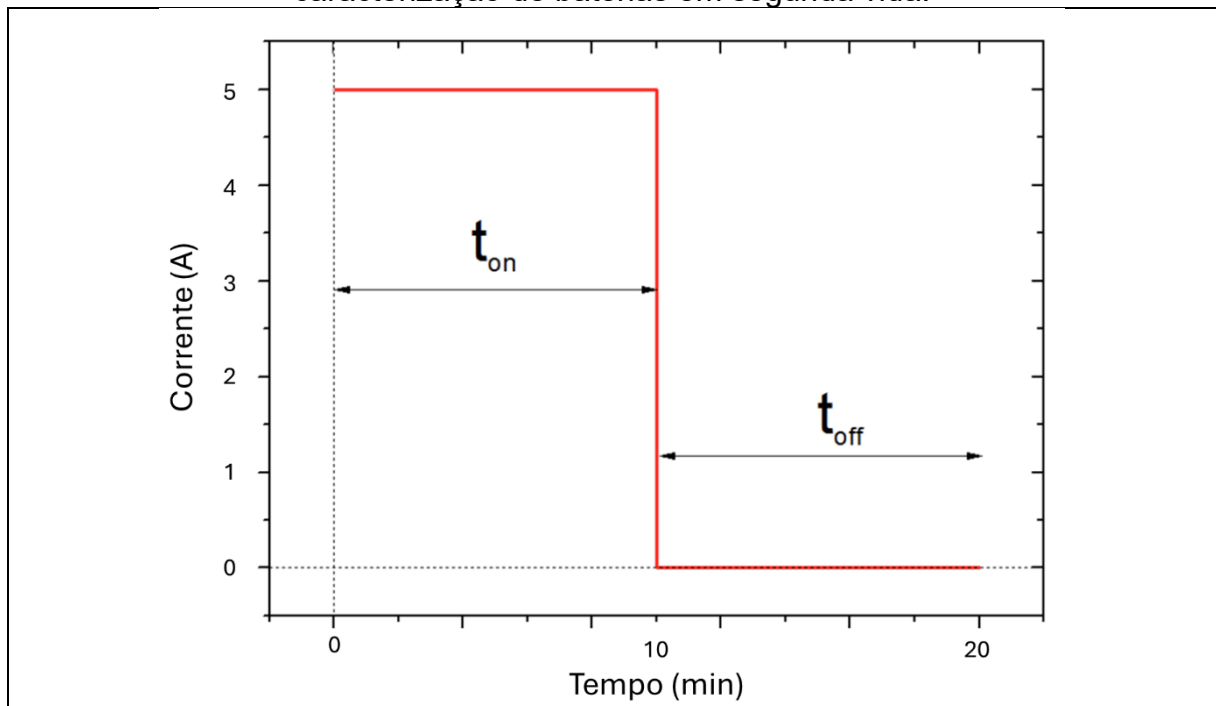
3.4 ENSAIOS DE CARACTERIZAÇÃO

A caracterização de baterias em segunda vida requer atenção especial à avaliação do SoH e da DCIR, parâmetros considerados críticos para a determinação da condição, do desempenho e da viabilidade de reutilização desses dispositivos. A capacidade remanescente, obtida a partir da comparação entre a capacidade atual e a capacidade nominal em primeira vida, permite avaliar a adequação das baterias para novas aplicações. Paralelamente, a DCIR, por estar diretamente associada à eficiência eletroquímica da bateria, influencia tanto o desempenho térmico quanto a taxa de degradação ao longo do tempo. A análise aprofundada desses parâmetros fornece subsídios técnicos para a correta alocação de baterias em segunda vida em diferentes contextos de aplicação, contribuindo para a utilização eficiente dos recursos energéticos disponíveis (Adebanjo et al., 2025; Akram; Abdul-Kader, 2024; Azizighalehsari et al., 2024).

O processo de caracterização adotado neste trabalho baseou-se em etapas de carga e descarga controladas. Inicialmente, cada módulo foi conectado à bancada de testes e submetido a uma carga com corrente constante de $C/5$ até atingir a tensão de 33,6 V (equivalente a 4,2 V por célula), conforme o limite superior de tensão especificado pelo fabricante. O término da etapa de carga foi identificado a partir da aplicação de uma corrente de corte de $C/50$ ou quando qualquer uma das células atingiu a tensão de 4,22 V. Nessa condição, a carga foi interrompida de forma preventiva por motivos de segurança, sem que o ensaio fosse abortado, prosseguindo-se para as etapas subsequentes. Após o término da carga, foi adotado um período de repouso de 10 minutos antes do início da descarga do módulo.

Com o objetivo de avaliar diferentes procedimentos para a determinação do SoH, foram realizados ensaios de descarga utilizando duas abordagens distintas, ambas com corrente nominal de $C/5$. A primeira abordagem consistiu em uma descarga com corrente constante e contínua, conforme recomendado pelas normas IEC 61960 Ed. 2.0 b, IEC 63056:2020 e IEC 62133-2:2021. A segunda abordagem utilizou uma corrente constante em regime pulsado, alternando intervalos de descarga e repouso, ambos com duração de 10 minutos (Figura 19), conforme metodologia proposta por (Böttiger; Paulitschke; Bocklisch, 2017).

Figura 19 – Perfil de descarga com corrente pulsada para metodologia de caracterização de baterias em segunda vida.



A descarga foi conduzida até que uma das células do módulo atingisse a tensão mínima de 2,8 V. Após a conclusão da descarga, os módulos foram submetidos a uma recarga com corrente constante de C/5 durante um período de 60 minutos, com o objetivo de evitar o armazenamento das baterias em baixos valores de estado de carga (SOC).

Adicionalmente, foram realizados ensaios específicos de capacidade visando avaliar o comportamento dos módulos em configurações com diferentes números de células conectadas em série. Para esse fim, foram conduzidos testes adicionais com duas células conectadas em série, utilizando corrente pulsada, a fim de investigar a variação da capacidade em função do aumento do número de elementos no arranjo. Nesses ensaios, os limites de tensão máxima e mínima foram mantidos idênticos aos adotados nos testes com oito células. Entretanto, a corrente de carga e descarga foi ajustada para uma taxa de C/3, com corrente de corte definida em C/30, em conformidade com as recomendações da norma IEC 62660-1:2018.

Durante todos os processos de caracterização, tanto nas etapas de carga quanto de descarga, foi realizado o monitoramento individual da tensão de cada célula. Além disso, a temperatura foi medida em pares de células, sendo utilizado um quinto sensor para a medição da temperatura ambiente. Todos os ensaios foram conduzidos em ambiente controlado, com temperatura e umidade mantidas, respectivamente, em 20 °C e 60 %. Antes do início dos testes, os módulos permaneceram em equilíbrio térmico com o ambiente por um período mínimo de 12 horas após sua entrada na sala de ensaios.

A determinação da capacidade e do SoH foi realizada exclusivamente durante a etapa de descarga do módulo, por meio da integração da corrente elétrica ao longo do tempo de descarga, resultando em um valor de capacidade expresso em ampère-hora (Ah), conforme apresentado na Equação (2). O cálculo do SoH foi obtido a partir da normalização da capacidade medida pela capacidade nominal em primeira vida, conforme descrito na Equação (3).

$$\text{Measured Capacity (Ah)} = \int i(t) dt \quad (2)$$

$$\text{SoH (\%)} = \frac{\text{Measured Capacity}}{\text{Capacity First Life}} * 100 \quad (3)$$

O cálculo da resistência interna equivalente em corrente contínua (DCIR) foi realizado exclusivamente a partir dos ensaios de descarga em regime pulsado, explorando as transições entre os períodos de repouso e descarga. Para a determinação desse parâmetro, foi empregada a Equação (4) que considera a tensão em circuito aberto (V_{oc}), medida durante o período de repouso, a tensão sob carga (V_t), medida durante a etapa de descarga, e a corrente média de descarga do módulo (I_{med}). Os valores de tensão sob carga foram registrados após um intervalo de 20 segundos a partir do início de cada pulso de descarga, de modo a reduzir a influência de transitórios iniciais.

$$R_{DC} = \frac{V_{oc} - V_t}{I_{med}} \quad (4)$$

Os dados obtidos a partir dos ensaios de descarga, das medições individuais de tensão, da determinação do estado de saúde e do cálculo da resistência interna constituem a base para as análises apresentadas na seção de Resultados. A partir dessas informações, são investigadas as relações entre o comportamento elétrico dos módulos e o seu estado de carga, incluindo a análise conjunta das variáveis SoH, DCIR e SOC. Adicionalmente, os resultados são avaliados considerando o posicionamento físico dos módulos nos *packs* originais do e-Bus, permitindo identificar possíveis influências térmicas e operacionais associadas à sua localização. Por fim, são analisadas as correlações diretas entre SoH e DCIR, com o objetivo de avaliar o potencial da resistência interna como parâmetro de triagem rápida para aplicações em segunda vida. Essas análises integradas possibilitam uma compreensão abrangente dos mecanismos de degradação e do desempenho dos módulos caracterizados.

3.5 TRATAMENTO DE DADOS

O processamento dos dados experimentais e a geração dos gráficos foram realizados utilizando a linguagem de programação Python, com destaque para as bibliotecas *pandas* e *matplotlib*. A taxa de aquisição dos dados durante os ensaios de caracterização foi fixada em 4 Hz, de modo a garantir adequado monitoramento das variáveis elétricas e térmicas, bem como maior segurança operacional durante as

etapas de carga e descarga. Entretanto, para o cálculo de parâmetros integrados, como o estado de saúde (SoH) e a resistência interna em corrente contínua (DCIR), uma frequência de amostragem elevada não se mostrou necessária. Assim, todos os arquivos brutos de caracterização foram reamostrados para uma base temporal de 1 segundo, adotando-se a média dos valores registrados em cada intervalo.

No código desenvolvido para o tratamento dos dados, foram implementados os algoritmos responsáveis pelo cálculo da capacidade e da resistência série em corrente contínua para cada módulo ensaiado. Para a determinação da capacidade, foi aplicado inicialmente um filtro ao *dataframe* principal com o objetivo de identificar exclusivamente os períodos correspondentes à descarga do módulo. A partir dos valores de corrente elétrica e dos registros temporais (*timestamp*), foi realizada a integração discreta da corrente ao longo do tempo de descarga, obtendo-se a capacidade descarregada em ampère-hora (Ah). Com base nesse valor, foi então calculado o SoH correspondente a cada módulo, conforme definido na metodologia.

No que se refere ao cálculo da resistência série em corrente contínua, foram identificados automaticamente os instantes nos quais a variável de estado (*status*) apresentava transição de “*wait*” para “*discharge*”, caracterizando o início de cada pulso de corrente. Para cada pulso identificado, a tensão em circuito aberto foi determinada a partir do valor de tensão registrado dois segundos antes do início da descarga. A tensão sob carga foi obtida após um intervalo de 20 segundos a partir do início do pulso, sendo registrado simultaneamente o valor de corrente correspondente. Com base nesses parâmetros, foi aplicada a Equação (4) para o cálculo da resistência DC individual de cada célula em cada pulso.

A repetição desse procedimento ao longo de todos os pulsos permitiu a obtenção da curva de variação da resistência série em corrente contínua ao longo do processo de descarga. Por fim, a resistência total do módulo foi determinada a partir da soma das resistências individuais das células para cada pulso considerado.

4 RESULTADOS

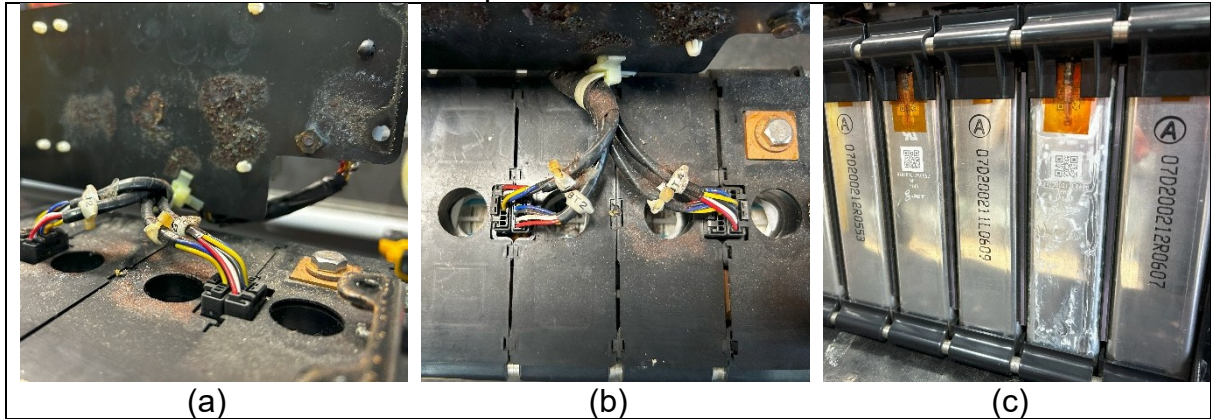
Esta seção apresenta os resultados obtidos a partir dos ensaios de caracterização realizados nos módulos de baterias em segunda vida provenientes do e-Bus da UFSC. Inicialmente, são discutidos os resultados das etapas de inspeção inicial e de resistência de isolamento, com ênfase na identificação de falhas críticas e nos critérios de exclusão adotados ao longo do processo de avaliação. Em seguida, são apresentados os resultados dos ensaios de caracterização elétrica, incluindo a análise do estado de saúde (SoH), da resistência interna em corrente contínua (DCIR) e do comportamento das curvas de descarga em função do estado de carga (SOC).

Adicionalmente, os resultados são analisados considerando diferentes metodologias de descarga e a influência do posicionamento físico dos módulos nos *packs* originais do e-Bus, permitindo investigar possíveis efeitos operacionais e térmicos associados ao histórico de uso. Por fim, são examinadas as correlações entre SoH e DCIR, com o objetivo de avaliar o potencial da resistência interna como parâmetro de triagem rápida para a seleção de módulos destinados a aplicações em segunda vida.

4.1 INSPEÇÃO INICIAL

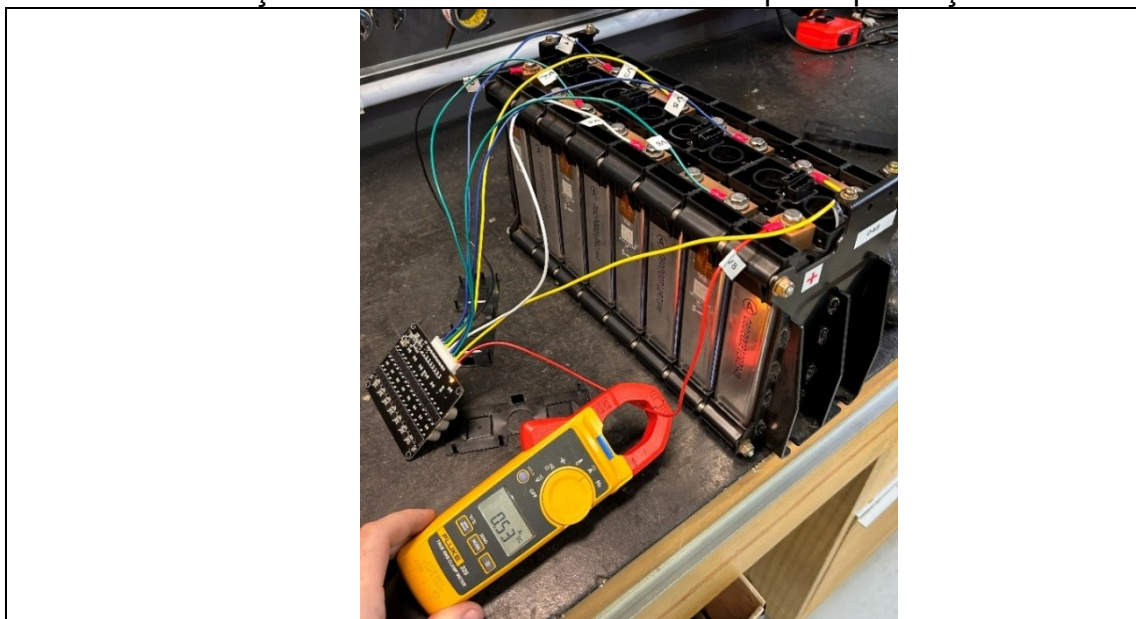
Durante a etapa de inspeção inicial, foram identificados problemas em cinco dos 156 módulos de bateria avaliados. Nos módulos de identificação 007, 013, 016 e 051, constatou-se a ruptura da válvula de segurança das células, conforme ilustrado na Figura 20a. Esse tipo de falha indica que, em algum momento ao longo da operação do sistema, as respectivas células foram submetidas a condições de sobrecarga, resultando na geração excessiva de gases, aumento da pressão interna e consequente acionamento irreversível da válvula de alívio, conforme exemplificado na Figura 20b. Adicionalmente, nos módulos 016 e 051, observou-se a presença de manchas na superfície externa das células (Figura 20c), possivelmente associadas a vazamentos de eletrólito decorrentes da degradação dos componentes internos. Todas as células que apresentaram esse tipo de falha exibiam valores de tensão significativamente reduzidos, situando-se no intervalo entre 0,2 V e 1,3 V, o que reforça a indicação de degradação severa e inviabilidade de reutilização segura desses módulos.

Figura 20 – Falhas identificadas na inspeção inicial: (a) válvulas de segurança rompidas; (b) detalhe da válvula de alívio de gases; (c) manchas externas indicativas de possível vazamento de eletrólito.



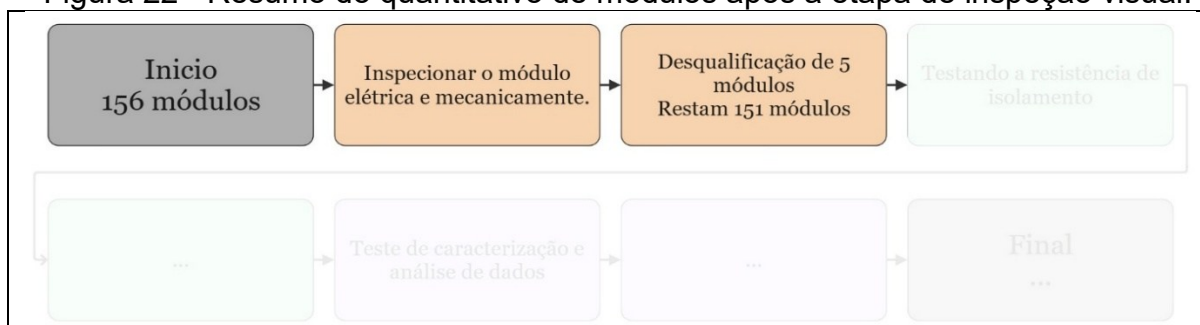
Além dessas ocorrências, no módulo 048 foi identificada uma célula com tensão significativamente inferior às demais, apresentando uma discrepância da ordem de 0,1 V em relação às outras células do módulo. Com o intuito de verificar a possibilidade de recuperação, foi realizado um procedimento de balanceamento das cargas entre as células, conforme apresentado na Figura 21. No entanto, após a execução de um ciclo completo de caracterização, a discrepância de tensão voltou a se manifestar, evidenciando um comportamento instável e recorrente. Em razão disso, optou-se pela exclusão desse módulo do conjunto analisado.

Figura 21 – Balanceamento das células do módulo 048, que apresentou diferenças de tensão recorrentes mesmo após equalização.



Dessa forma, ao término da etapa de inspeção inicial, foram identificadas falhas em cinco módulos dentre os 156 analisados, conforme resumido na Figura 22. Isso corresponde à exclusão de aproximadamente 3,2 % dos módulos avaliados nesta fase inicial, restando 151 módulos aptos a prosseguir para as etapas subsequentes de ensaio e caracterização.

Figura 22 - Resumo do quantitativo de módulos após a etapa de inspeção visual.



4.2 ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO

Durante a realização do ensaio de resistência de isolamento, foram identificadas falhas em dois dos módulos avaliados. Os módulos de identificação 049 e 059 apresentaram valores de resistência de isolamento inferiores aos limites adotados como critério de aceitação e, por essa razão, foram reprovados no ensaio, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Resultados das baterias reprovadas no ensaio de isolamento

ID do módulo	Isolação Polo Positivo (MΩ)	Isolação Polo Negativo (MΩ)	SoH (%)	DCIR (mΩ)
049	0,012	0,036	-	-
059	0,025	0,007	61,78	57,83

Com o objetivo de aprofundar a análise e avaliar a coerência entre os diferentes critérios de seleção, foram realizados ensaios de caracterização elétrica no módulo 059, apesar de sua reprovação no ensaio de isolamento. Os resultados obtidos nessa etapa evidenciam de forma clara a importância da inclusão do ensaio de resistência de isolamento no protocolo de avaliação de baterias em segunda vida. Embora o módulo 059 não apresentasse indícios de falha nos ensaios elétricos convencionais, e seus parâmetros de caracterização fossem compatíveis com aqueles observados em módulos isentos de problemas de isolamento, o ensaio específico de

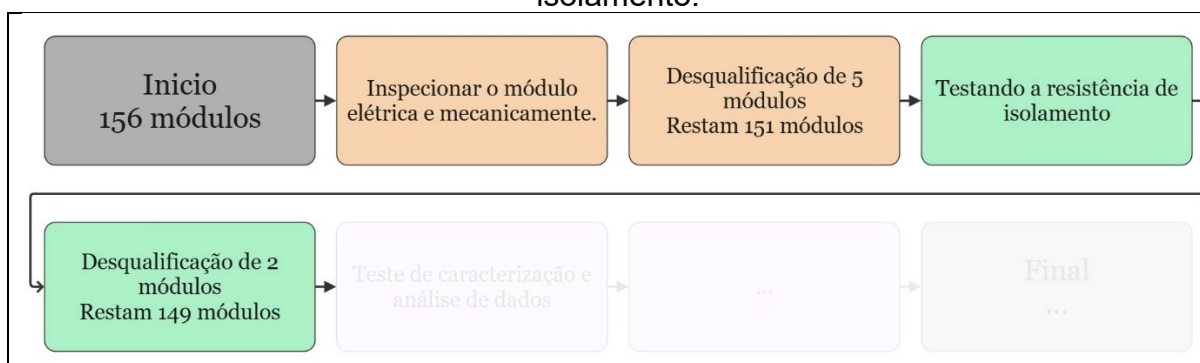
resistência de isolamento revelou uma condição crítica que não seria detectada apenas a partir da análise de SoH e DCIR. Caso esse procedimento não tivesse sido incorporado à metodologia, e apenas os parâmetros elétricos fossem considerados para a seleção dos módulos destinados ao STAEB, o módulo 059 provavelmente teria sido aprovado, o que poderia comprometer a segurança operacional do sistema.

No Apêndice A são apresentados os resultados de resistência de isolamento dos demais módulos avaliados neste trabalho. De modo geral, observou-se que os valores medidos variaram desde algumas dezenas de megaohms até valores superiores a 2 GΩ, indicando diferentes níveis de integridade do isolamento elétrico entre os módulos. Essa variabilidade pode estar associada, entre outros fatores, às condições climáticas nos dias que antecederam a realização dos ensaios, bem como às condições individuais de armazenamento e histórico operacional de cada módulo. Ainda assim, todos os valores obtidos situam-se significativamente acima dos limites mínimos estabelecidos pelas normas técnicas adotadas, corroborando a robustez e a eficácia do procedimento de verificação aplicado.

Adicionalmente, observou-se uma correlação consistente entre os valores de resistência de isolamento medidos nos polos positivo e negativo dos módulos. De maneira geral, módulos que apresentaram elevados valores de isolamento em um dos polos também exibiram comportamento semelhante no outro polo, e vice-versa. Esse padrão sugere que os mecanismos de degradação do isolamento tendem a afetar os polos de forma relativamente uniforme, conferindo maior consistência às medições realizadas e reforçando a confiabilidade dos dados obtidos.

Dessa forma, ao término da etapa de ensaio de resistência de isolamento, foram identificadas falhas em dois módulos dentre os 151 que avançaram após a inspeção inicial, conforme resumido na Figura 23. Isso corresponde à exclusão de aproximadamente 1,3 % dos módulos avaliados nesta etapa, restando 149 módulos aptos a prosseguir para as análises subsequentes de caracterização elétrica e tratamento de dados.

Figura 23 - Resumo do quantitativo de módulos após o ensaio de resistência de isolamento.



4.3 ENSAIOS DE CARACTERIZAÇÃO

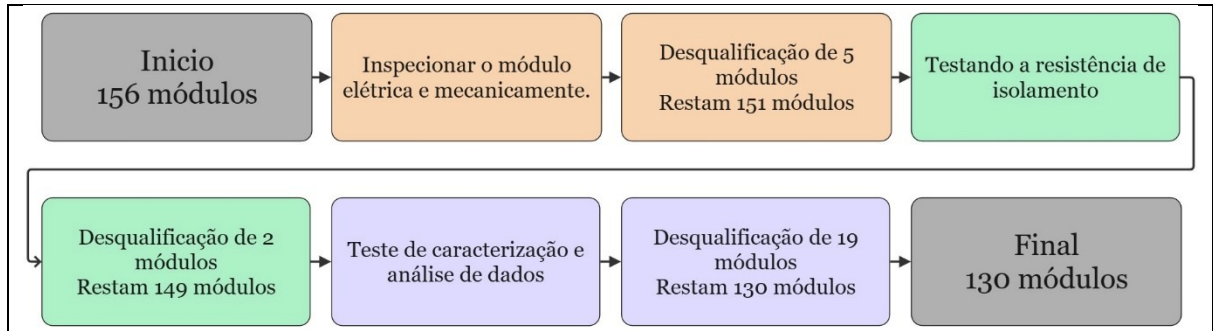
Nesta seção são apresentados e analisados os resultados obtidos a partir dos ensaios de caracterização elétrica realizados com os módulos de baterias em segunda vida. Ao longo da execução dos ensaios, verificou-se que, em alguns casos, as condições experimentais previamente estabelecidas não puderam ser plenamente mantidas em função de fatores externos ao comportamento dos módulos. Tais fatores incluíram, entre outros, falhas temporárias no código em linguagem Python responsável pelo controle dos equipamentos, instabilidades na comunicação entre os dispositivos de ensaio, interrupções no funcionamento do computador de controle e eventos pontuais de falta de energia elétrica durante a realização dos testes. Essas ocorrências comprometeram a continuidade ou a repetibilidade dos ensaios correspondentes, impossibilitando a obtenção de conjuntos de dados completos e plenamente comparáveis com os demais módulos avaliados.

Diante desse cenário, optou-se pela exclusão dos módulos cujos ensaios foram afetados por essas limitações operacionais, de modo a preservar a consistência metodológica, a confiabilidade dos resultados e a comparabilidade entre os dados analisados. Ressalta-se que essa exclusão não está associada a falhas elétricas, degradação anômala ou desempenho inferior dos módulos em si, mas exclusivamente à impossibilidade de garantir que os ensaios tenham sido conduzidos sob as mesmas condições experimentais aplicadas aos demais casos.

Ao todo, 19 módulos foram desconsiderados nesta etapa (Figura 24), correspondendo aos módulos de identificação 003, 008, 020, 021, 029, 030, 047, 050, 054, 055, 065, 073, 075, 076, 084, 095, 117, 128 e 155. A exclusão desses módulos foi realizada de forma conservadora, visando assegurar que as análises subsequentes

reflitam exclusivamente resultados obtidos sob condições experimentais controladas e reproduzíveis.

Figura 24 - Resumo do quantitativo de módulos após a etapa de caracterização e análise dos resultados.



4.3.1 Metodologias de descarga: comparação de ensaios

Com o objetivo de validar diferentes procedimentos para a caracterização de baterias em segunda vida, foram realizados ensaios variando tanto a associação em série das células quanto as metodologias de descarga adotadas, de modo a avaliar a influência dessas variáveis nos resultados. A Tabela 2 apresenta um resumo dos resultados obtidos para as diferentes configurações de ensaio empregadas.

Tabela 2 - Resultados dos ensaios realizados variando os métodos de descarga.

ID do Módulo	Teste	Duração (hh:mm:ss)	Corrente (A)	Corrente de Corte (A)	SoH (%)	DCIR (mΩ)
006	Pulso - 2S	06:50:13	16,47	1,96	63,11	44,87
	Pulso - 8S	08:03:10	9,98	1,00	61,85	49,24
	Contínuo - 8S	07:25:00	10,00	1,00	63,48	46,95
009	Pulso - 2S	04:35:59	16,47	1,60	62,29	45,84
	Pulso - 8S	07:04:48	9,98	10,00	58,00	48,34
	Contínuo - 8S	06:19:20	10,00	10,00	57,33	51,15
010	Pulso - 2S	04:17:54	16,47	16,50	59,23	34,74
	Pulso - 8S	08:02:51	9,98	1,00	60,90	50,55
	Contínuo - 8S	07:19:26	10,00	1,00	62,47	47,70
011	Pulso - 2S	05:05:51	16,47	16,50	60,38	43,49
	Pulso - 8S	08:00:26	9,98	1,00	62,30	46,95
	Contínuo - 8S	07:31:05	10,00	0,99	63,91	45,30
018	Pulso - 2S	04:34:31	16,47	1,60	61,56	34,20
	Pulso - 8S	08:03:06	9,98	1,00	61,58	51,71
	Contínuo - 8S	07:24:20	10,00	1,00	62,80	49,15
019	Pulso - 2S	05:08:40	16,47	1,60	62,28	40,84
	Pulso - 8S	08:08:14	9,98	1,01	61,54	53,23
	Contínuo - 8S	07:24:58	10,00	1,00	63,14	51,45
040	Pulso - 2S	04:47:00	16,47	1,60	62,12	31,94
	Pulso - 8S	07:46:15	9,98	0,00	60,69	41,95
	Contínuo - 8S	07:19:14	10,00	1,00	62,77	39,65
041	Pulso - 2S	04:40:51	16,47	1,60	62,04	29,57
	Pulso - 8S	07:52:37	9,98	0,00	62,52	42,08
	Contínuo - 8S	07:21:54	10,00	0,99	63,28	40,20
074	Pulso - 2S	04:49:57	16,47	1,60	62,20	34,91
	Pulso - 8S	08:06:09	9,98	0,99	62,17	47,46
	Contínuo - 8S	07:26:26	10,00	1,00	63,76	44,95
077	Pulso - 2S	04:32:16	16,45	16,50	55,67	44,23
	Pulso - 8S	08:08:02	9,98	1,00	62,49	45,16
	Contínuo - 8S	07:27:58	10,00	1,00	64,13	43,15
083	Pulso - 2S	05:20:39	16,47	1,60	61,73	38,48
	Pulso - 8S	08:06:37	9,98	1,02	62,13	48,32
	Contínuo - 8S	07:27:26	10,00	0,99	63,84	46,55

O ensaio denominado pulso-2S avalia apenas duas células por vez, sendo necessárias quatro execuções consecutivas para a caracterização completa de um módulo composto por oito células. Os resultados apresentados correspondem, de forma conservadora, à execução que resultou no menor valor de capacidade dentre as quatro realizadas para cada módulo. Ainda assim, os valores obtidos demonstram

boa concordância com os demais procedimentos avaliados, especialmente com o ensaio contínuo, indicando consistência entre as metodologias.

Observou-se que alguns módulos, como os de identificação 010, 011 e 077, apresentaram valores de capacidade e SoH ligeiramente inferiores nos ensaios pulso-2S. Essa diferença está associada a pequenas variações de tensão durante a etapa de carregamento, que levaram à ultrapassagem do limite máximo de tensão configurado. Como consequência, as células não atingiram plenamente a fase de tensão constante com decaimento de corrente durante o carregamento. Essa condição pode ser identificada na coluna “Corrente de corte (A)” da Tabela 2, na qual os valores se igualam à corrente de carga, indicando a finalização prematura do processo. Esse efeito reduz a energia inicialmente armazenada no módulo e impacta diretamente os valores de capacidade e SoH obtidos.

O ensaio pulso-8S, por sua vez, mostrou-se mais representativo do comportamento global do módulo, uma vez que permite a avaliação simultânea de todas as células. Entretanto, os valores de SoH obtidos por essa metodologia tendem a ser ligeiramente inferiores quando comparados aos ensaios pulso-2S e contínuo. Essa diferença decorre do fato de que o ensaio é limitado pelo desempenho da célula de menor capacidade dentro do conjunto. Em condições ideais de execução, a discrepância entre os valores de SoH obtidos pelas metodologias pulso-2S e pulso-8S é inferior a 1%, evidenciando a eficiência do método que avalia um maior número de células simultaneamente. Contudo, essa abordagem impõe desafios adicionais relacionados ao balanceamento entre as células, tanto durante a carga quanto durante a descarga, uma vez que a célula mais degradada pode levar ao encerramento prematuro do ensaio. Esse comportamento é exemplificado pelo módulo 009, que apresentou uma diferença de 3,29% entre os valores de SoH obtidos pelas metodologias pulso-2S e pulso-8S.

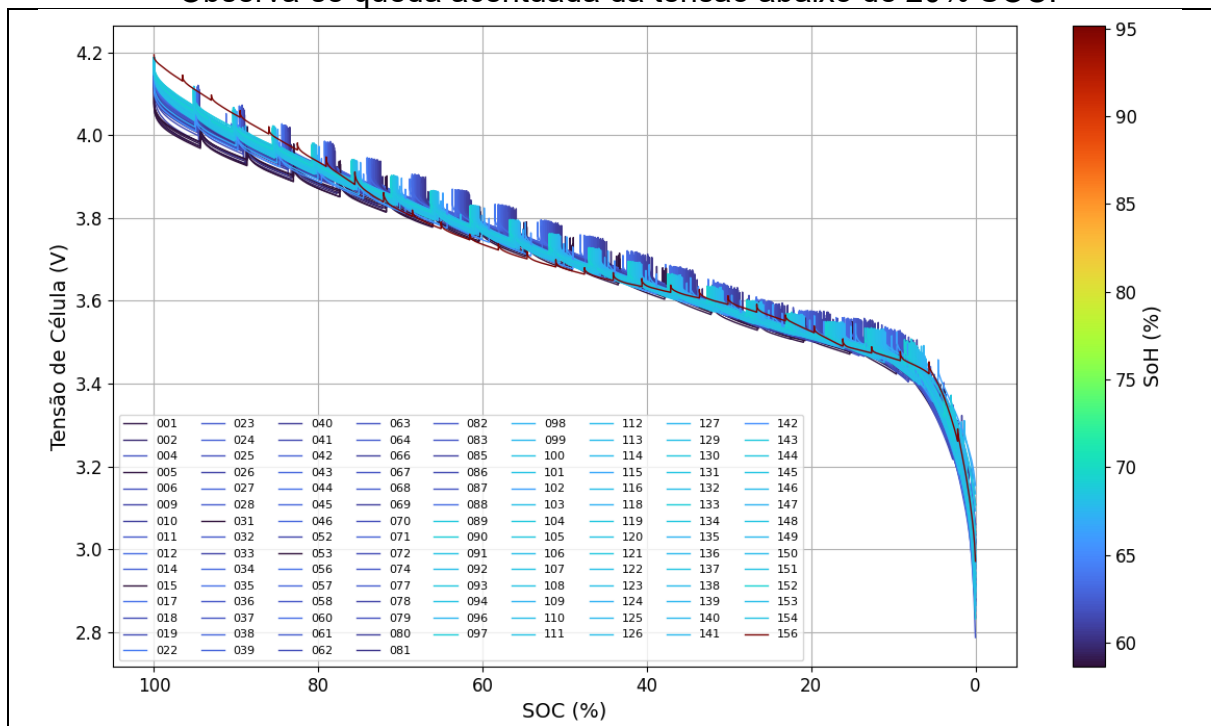
O ensaio contínuo apresentou resultados mais próximos aos obtidos com o ensaio pulso-8S do que com o pulso-2S. De modo geral, os valores de SoH obtidos por meio do ensaio contínuo foram de 1% a 2% superiores aos do ensaio pulso-8S, indicando capacidades muito semelhantes às observadas em regimes de corrente pulsada. A principal limitação dessa metodologia, entretanto, reside no fato de que ela permite apenas a determinação da capacidade do módulo. Para a obtenção de informações relacionadas à resistência interna em corrente contínua (DCIR), torna-se necessária a realização adicional de ensaios em regime pulsado.

Diante dos resultados obtidos, o ensaio pulso-8S mostrou-se a alternativa mais eficiente entre as metodologias avaliadas, apresentando um equilíbrio adequado entre precisão, representatividade do comportamento do módulo e agilidade no processo de caracterização. A pequena variação de capacidade observada em relação ao ensaio contínuo, considerado como referência normativa, aliada à redução do tempo total de ensaio e à simplicidade operacional, justifica a adoção dessa metodologia como padrão. Assim, os resultados apresentados nas seções subsequentes e no Apêndice A têm como base os ensaios realizados com descarga pulsada - 8S.

4.3.2 Caracterização do SoH e DCIR em relação ao SOC

A Figura 25 apresenta as curvas características de descarga dos módulos analisados, relacionando a tensão média das células de cada módulo com o respectivo SOC. Cada curva é identificada individualmente pelo número do módulo correspondente, enquanto a escala de cores apresentada à direita associa cada módulo ao seu SoH, variando de 55 % no qual representa maior grau de degradação, indicado por tonalidades próximas ao roxo até 95 %, associado a módulos com menor degradação, representados por tonalidades próximas ao vermelho.

Figura 25 - Curvas de descarga ($V \times \text{SOC}$) dos módulos avaliados. A coloração indica o SoH de cada módulo, variando de 55% (roxo) a 95% (vermelho). Observa-se queda acentuada da tensão abaixo de 20% SOC.



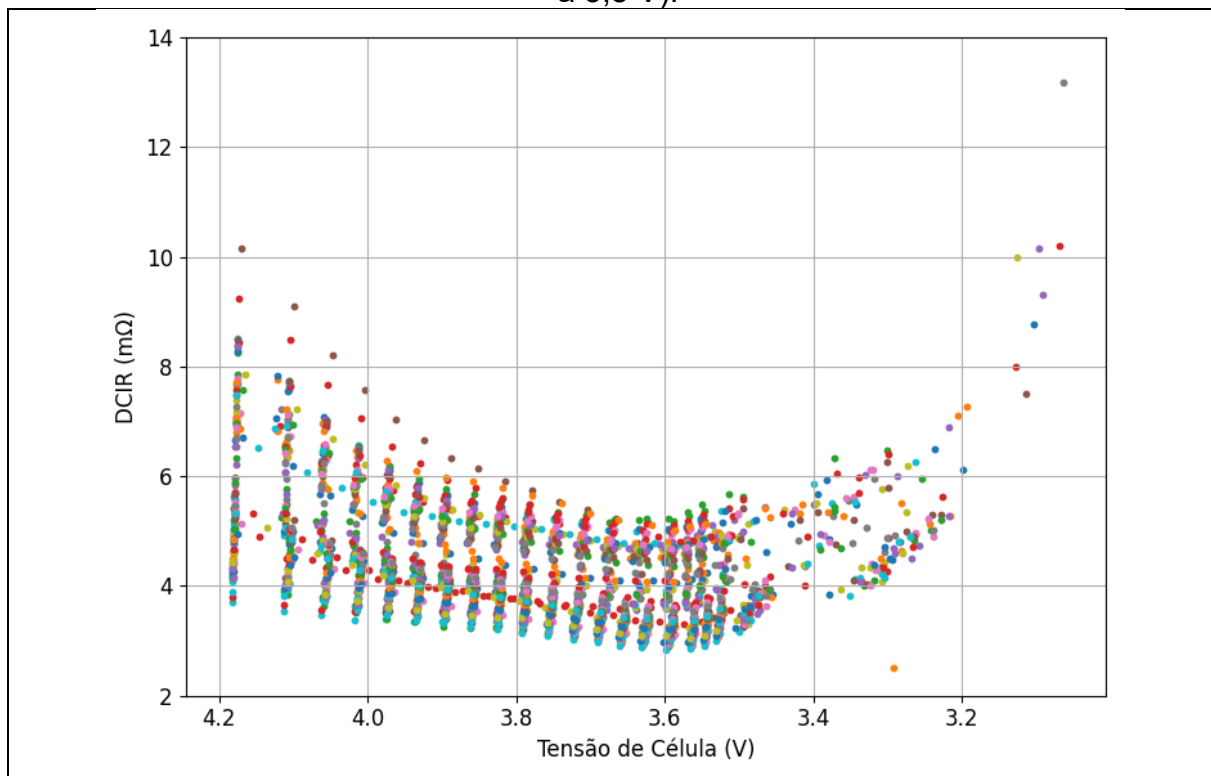
A análise da Figura 25 evidencia que, apesar da dispersão observada entre as curvas indicar pequenas variações individuais, todos os módulos apresentam um comportamento global bastante semelhante. Inicialmente, observa-se um declínio relativamente suave da tensão à medida que o SOC diminui, comportamento que se estende até aproximadamente 20 % de SOC. A partir desse ponto, a queda de tensão torna-se significativamente mais acentuada, característica típica de baterias de íons de lítio próximas à região de descarga profunda. Esse perfil reflete o comportamento eletroquímico esperado desses dispositivos ao longo do processo de descarga.

Outro aspecto relevante evidenciado pelo gráfico refere-se à influência do SoH sobre as curvas de descarga. Módulos com menor SoH, indicados por cores mais próximas ao roxo, apresentam valores de tensão sistematicamente inferiores ao longo de toda a faixa de SOC quando comparados a módulos com maior SoH, representados por tonalidades em azul e vermelho. Entretanto, embora o SoH afete diretamente a autonomia dos módulos, reduzindo a capacidade efetivamente disponível, não se observa alteração significativa na forma geral das curvas de descarga. Esse comportamento indica que, mesmo em diferentes níveis de degradação, o mecanismo eletroquímico de descarga permanece essencialmente o mesmo.

Do ponto de vista prático, esse resultado implica que o principal efeito da degradação observada nos módulos está associado à redução da autonomia, sem comprometer de forma significativa o desempenho elétrico em regimes normais de operação. Tal constatação reforça a viabilidade de utilização desses módulos em aplicações que empregam conversores convencionais, desde que as baterias sejam devidamente caracterizadas e classificadas quanto ao seu estado de saúde.

A Figura 26 apresenta a relação entre a resistência interna em corrente contínua (DCIR) e a tensão média das células, onde cada ponto representa uma medição individual de DCIR obtida em um determinado nível de tensão. Observa-se uma clara dependência da resistência interna em relação ao estado de carga das células. Em níveis de tensão elevados, próximos a 4,2 V, correspondentes a estados de carga elevados, os valores de DCIR tendem a ser maiores e apresentam maior dispersão, indicando uma variabilidade mais acentuada da resistência interna entre as células nessa condição.

Figura 26 - Resistência interna em corrente contínua (DCIR) em função da tensão da célula. Notam-se maiores valores e dispersão em estados de carga elevados ($>4,0$ V) e baixos ($<3,4$ V), com estabilidade na faixa intermediária (3,6 a 3,8 V).

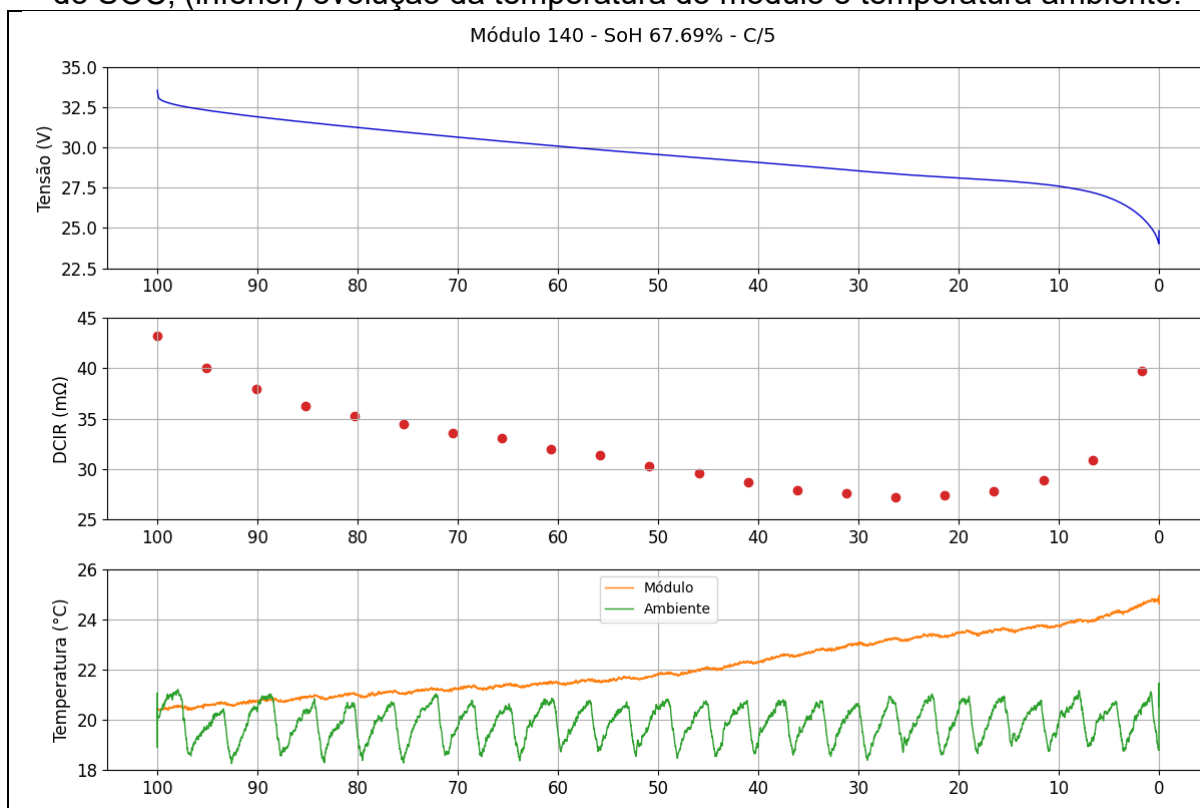


À medida que a tensão das células diminui e se aproxima da região intermediária da descarga, aproximadamente entre 3,8 V e 3,6 V, os valores de DCIR se estabilizam em um patamar inferior, situado entre aproximadamente 3 e 4 mΩ, apresentando também menor dispersão. Essa região pode ser interpretada como uma faixa ótima de operação, caracterizada por resistência interna mínima e relativamente constante, condição desejável para aplicações práticas, pois resulta em menor geração de calor e maior eficiência energética. Por outro lado, quando as tensões das células se aproximam da região de descarga profunda, abaixo de aproximadamente 3,4 V, observa-se novamente um aumento significativo da resistência interna, acompanhado por uma elevação expressiva da dispersão das medições.

A análise conjunta das curvas de descarga (tensão × SOC) e do comportamento da resistência interna em função da tensão e do SOC evidencia que tanto a capacidade disponível quanto a DCIR variam de forma sistemática ao longo do ciclo de descarga. Esses resultados fornecem a base necessária para a investigação integrada da relação direta entre SoH e DCIR. A correlação entre esses dois parâmetros é particularmente relevante, pois permite avaliar em que medida o aumento da resistência interna pode ser utilizado como um indicador simplificado do nível de degradação dos módulos.

A Figura 27 apresenta, de forma integrada, as curvas de tensão (V), resistência interna em corrente contínua (DCIR, em mΩ) e temperatura (°C), obtidas durante o ensaio de caracterização do módulo 140, que apresenta SoH de 67,69 %, submetido a um ensaio de descarga com corrente constante de C/5. A primeira curva, apresentada na parte superior da figura, descreve o comportamento da tensão total do módulo em função do SOC. Observa-se uma queda gradual e aproximadamente linear da tensão desde cerca de 32,8 V (4,05 V por célula) até aproximadamente 27,2 V (3,4 V por célula), indicando um regime de descarga estável ao longo da maior parte do ensaio. Próximo ao final do teste, verifica-se uma queda mais acentuada da tensão, evidenciando a aproximação do limite inferior da capacidade útil do módulo, comportamento típico de baterias de íons de lítio.

Figura 27 - Resultados dos ensaios do módulo 140: (superior) curva tensão × SOC em descarga constante (C/5); (intermediária) variação da DCIR em função do SOC; (inferior) evolução da temperatura do módulo e temperatura ambiente.



A segunda curva, localizada na região intermediária da figura, apresenta a variação da DCIR total do módulo ao longo do ensaio, obtida por meio de descargas em regime pulsado. Observa-se um comportamento característico em forma de “U”, no qual a resistência interna assume valores mais elevados nos extremos do SOC, próximos a 100 % e próximos a 0 %, e atinge valores mínimos na região intermediária. Esse comportamento pode ser atribuído ao aumento das resistências internas associadas aos fenômenos eletroquímicos nas interfaces dos eletrodos, especialmente em estados de carga extremos, nos quais as reações eletroquímicas e as limitações de difusão tornam-se mais pronunciadas.

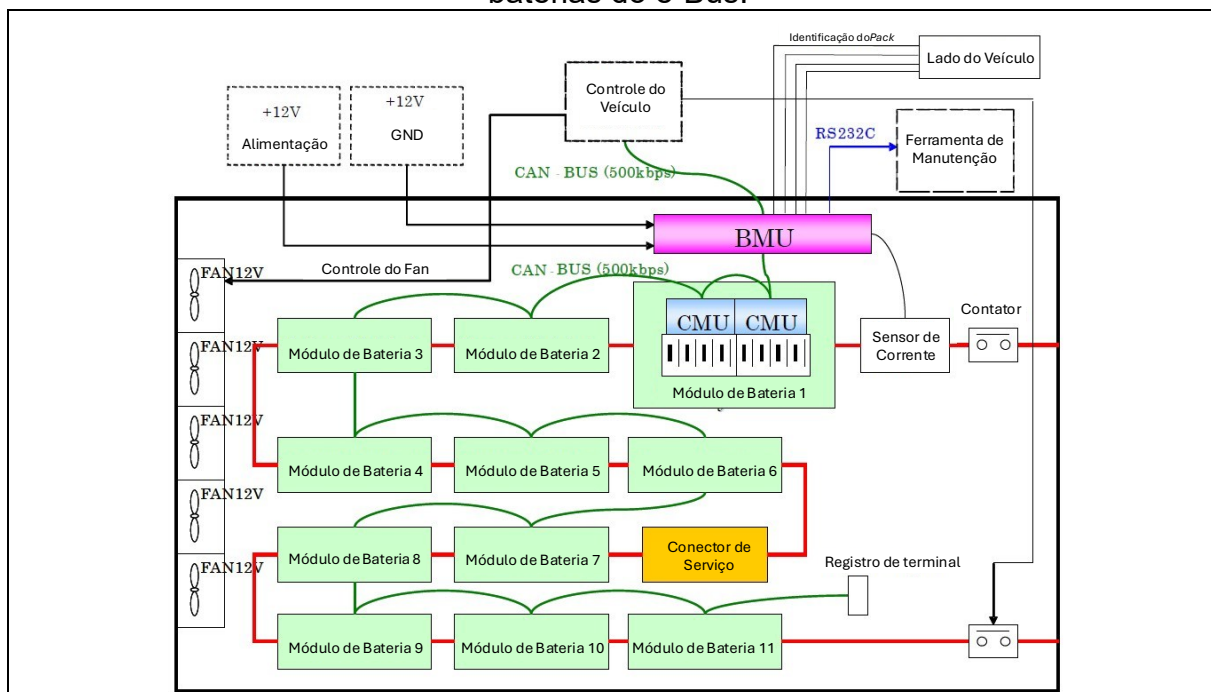
Por fim, a terceira curva apresenta a evolução da temperatura ambiente e da temperatura média do módulo ao longo do ensaio de descarga. Observa-se uma elevação gradual e contínua da temperatura média do módulo, que aumenta de aproximadamente 21 °C no início do ensaio para cerca de 24,5 °C ao final, comportamento esperado em função da geração de calor interno durante a descarga. Em contraste, a temperatura ambiente apresenta flutuações cíclicas em torno de 20

°C, associadas às condições de operação do sistema de climatização do ambiente onde os ensaios foram realizados.

4.3.3 Posicionamento dos módulos dentro do *pack*

A Figura 28 ilustra a disposição física dos 11 módulos que compunham cada *pack* de baterias do e-Bus. Os módulos estavam conectados eletricamente em série ao longo de todo o *pack*, formando uma *string* contínua do primeiro ao último módulo. A identificação numérica de cada módulo seguia essa sequência de conexão, permitindo correlacionar diretamente a nomenclatura adotada nos ensaios com a posição física ocupada pelo módulo dentro da estrutura do *pack*. Essa representação é particularmente relevante, uma vez que cada módulo se encontrava em uma localização específica no compartimento das baterias, podendo estar sujeito a condições térmicas e ambientais ligeiramente distintas.

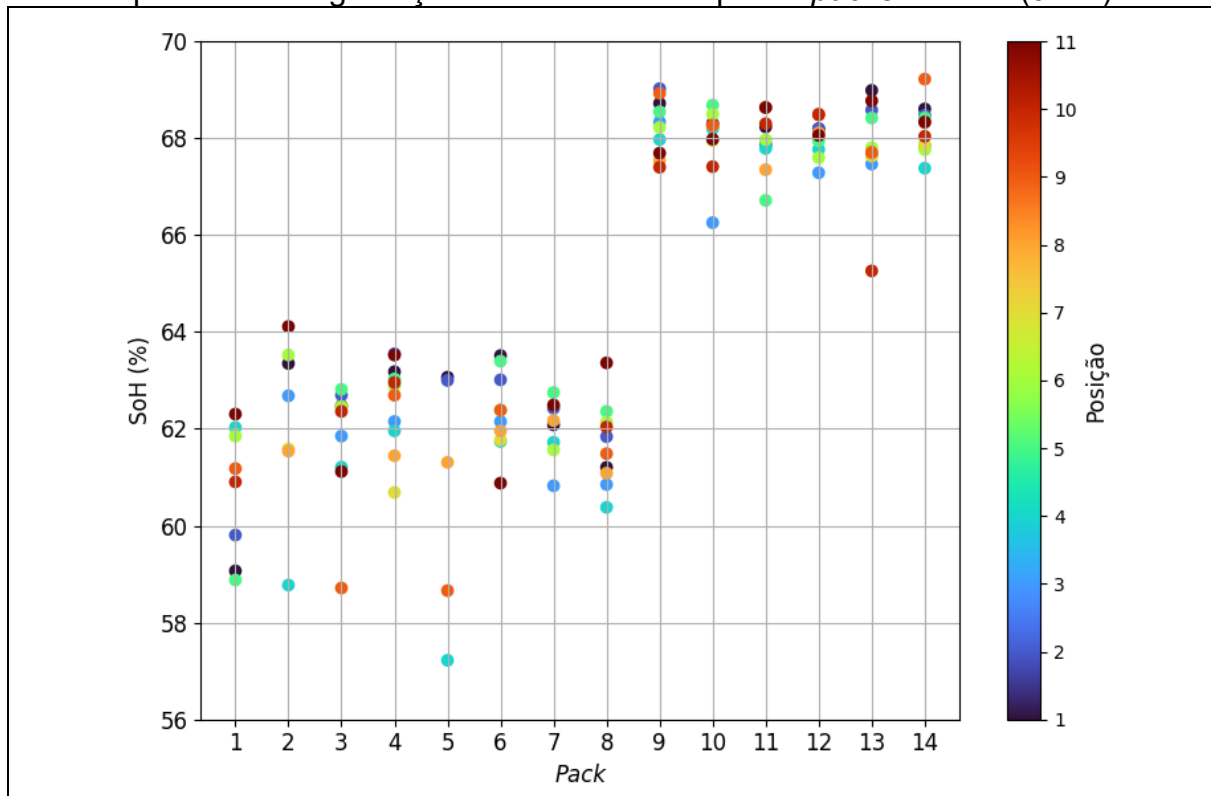
Figura 28 – Disposição físicas dos módulos em segunda-vida dentro do *pack* de baterias do e-Bus.



A Figura 29 apresenta a distribuição dos valores de SoH das células ensaiadas, organizadas em função do *pack* de origem (eixo horizontal) e da posição física ocupada por cada célula dentro do respectivo *pack*, representada pela escala de cores. A análise desse gráfico evidencia a existência de dois grupos distintos de

packs. Os *packs* numerados de 1 a 8 apresentam valores médios de SoH mais baixos, predominantemente situados entre 58 % e 64 %, enquanto os *packs* de 9 a 14 exibem valores mais elevados, concentrados majoritariamente entre 66 % e 69 %.

Figura 29 – Distribuição do SoH das células em função do *pack* de origem (eixo x) e posição dentro do *pack* (escala de cores). *Packs* 1–8, mais utilizados, apresentam degradação mais acentuada que os *packs* reserva (9–14).



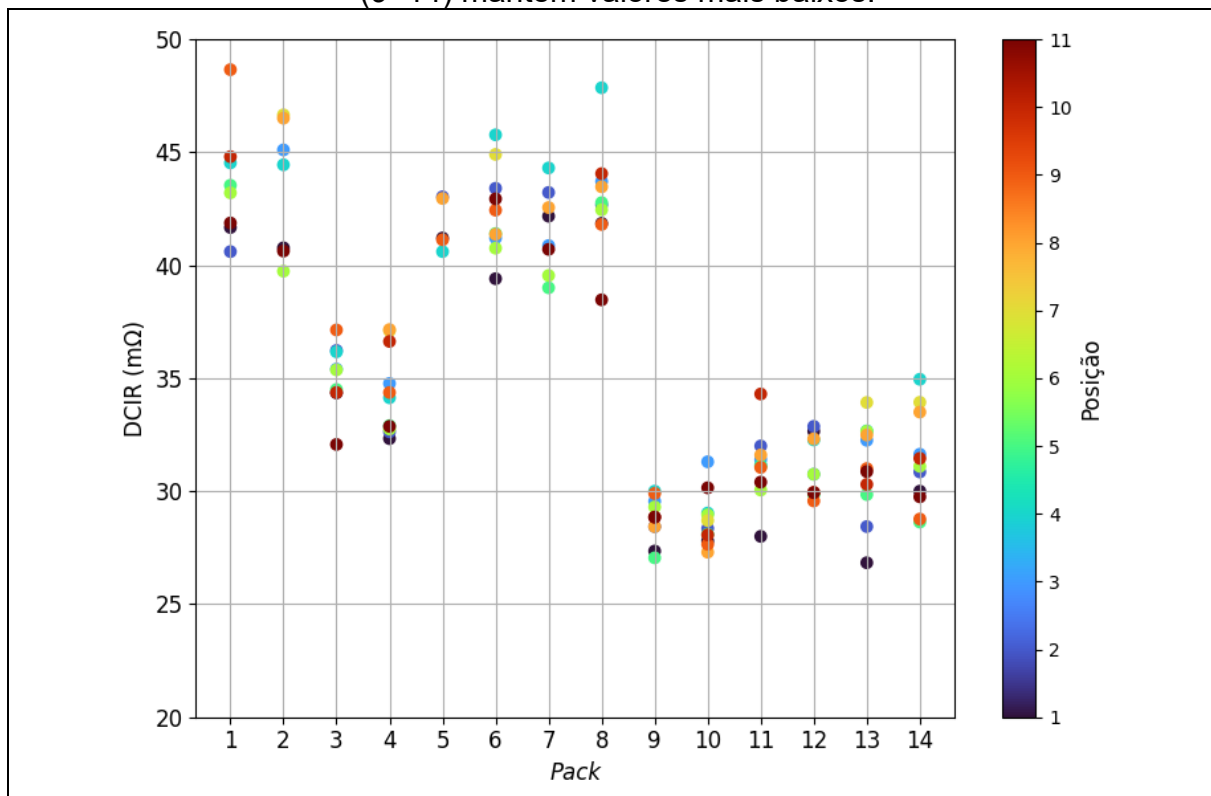
Essa diferença está diretamente associada à estratégia operacional adotada no sistema de armazenamento do e-Bus, no qual apenas oito *packs* eram utilizados simultaneamente, enquanto os seis *packs* remanescentes permaneciam armazenados como reserva. Como consequência, os *packs* de 1 a 8 foram submetidos a um número significativamente maior de ciclos de carga e descarga, resultando em um nível de degradação mais acentuado. Por outro lado, os *packs* de 9 a 14 apresentaram menor desgaste, compatível com seu menor tempo efetivo de operação.

Além da análise comparativa entre os *packs*, investigou-se a possível influência da posição física das células dentro de cada *pack* sobre o SoH. De modo geral, não foi identificado um padrão uniforme de degradação associado à posição relativa das células. Em casos pontuais, como nos *packs* 2 e 8, observou-se que

células localizadas na posição 4 apresentaram valores de SoH ligeiramente inferiores, enquanto nos *packs* 1 e 3, comportamento semelhante foi identificado nas posições 6 e 9. Contudo, essas ocorrências não configuram um padrão sistemático, sugerindo que a posição física, isoladamente, não foi um fator determinante para a degradação observada.

A Figura 30 apresenta a distribuição dos valores de DCIR das células de baterias em segunda vida, categorizadas de acordo com o *pack* de origem e a posição física ocupada por cada célula. Assim como observado para o SoH, os resultados evidenciam diferenças significativas entre os *packs* ativos (1 a 8) e os *packs* reserva (9 a 14). As células provenientes dos *packs* 1 a 8 apresentam valores de DCIR notavelmente mais elevados, situados predominantemente entre 35 e 45 mΩ, refletindo um processo de degradação eletroquímica mais avançado. Em contraste, os *packs* de 9 a 14 exibem valores de DCIR significativamente menores, com a maioria das células apresentando resistências inferiores a 30 mΩ, indicando melhor conservação dos materiais ativos e menor crescimento da camada SEI.

Figura 30 - Distribuição da DCIR das células segundo o *pack* e a posição. *Packs* ativos (1–8) apresentam resistências mais elevadas, enquanto os *packs* reserva (9–14) mantêm valores mais baixos.



Um aspecto relevante observado nos resultados refere-se aos *packs* 3 e 4, que apresentam valores de DCIR comparáveis aos observados nos *packs* de reserva (9 a 14), mas exibem valores de SoH significativamente inferiores. Essa dissociação entre SoH e DCIR sugere a atuação de mecanismos de degradação que afetam predominantemente a capacidade das células, sem impacto proporcional sobre a resistência interna. Tais mecanismos podem estar associados, por exemplo, à perda irreversível de lítio disponível para intercalação LLI ou à fragmentação estrutural dos materiais ativos dos eletrodos, fenômenos que reduzem a capacidade de armazenamento de carga sem alterar de forma significativa a condutividade elétrica interna (Edge et al., 2021; O’Kane et al., 2022).

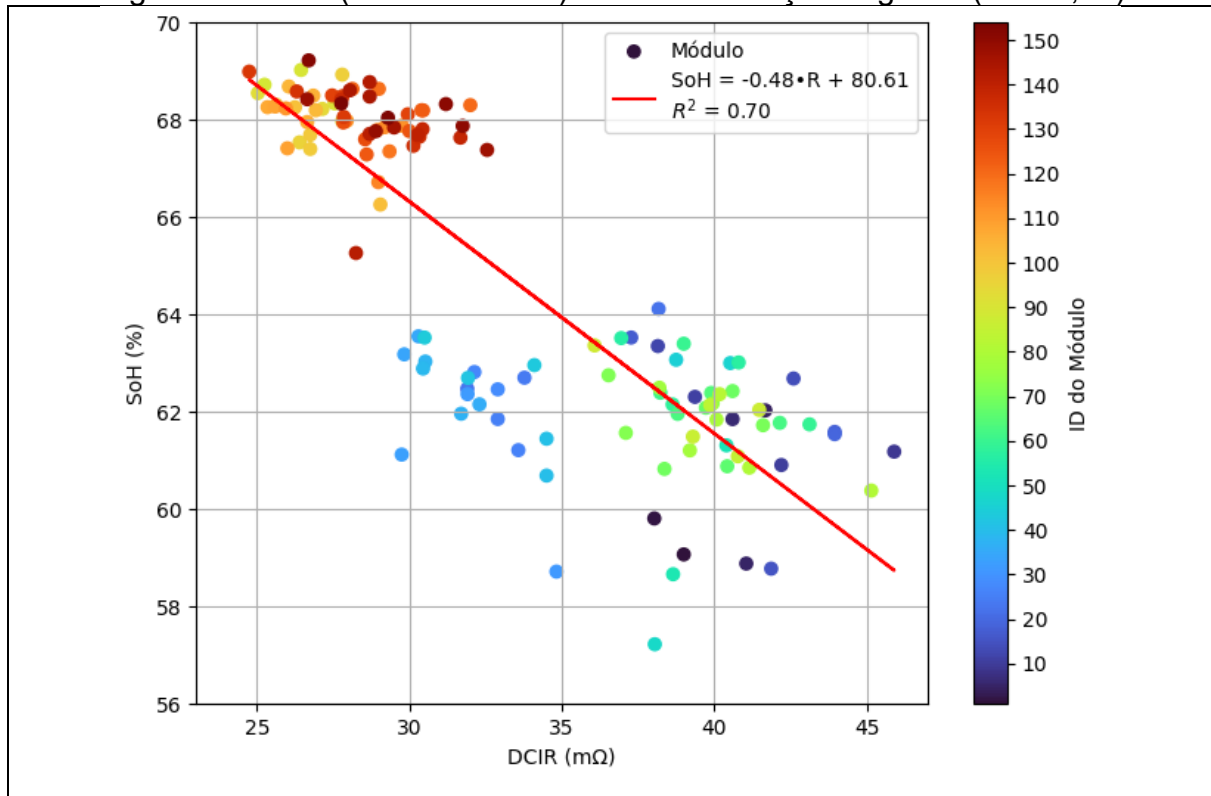
Adicionalmente, a análise da variação da DCIR em função da posição física das células dentro dos *packs* não revelou correlações sistemáticas que indiquem uma degradação diretamente relacionada à localização das células. Embora diferenças térmicas locais possam ocorrer durante a operação, não foram observados padrões consistentes que associem posições específicas a valores mais elevados de resistência interna. Esse resultado sugere que a degradação observada foi predominantemente determinada por fatores operacionais globais do sistema, como tempo efetivo de uso, profundidade média de descarga e temperatura média de operação, em detrimento de aspectos estruturais internos dos *packs*.

Nesse contexto, destaca-se que o banco de baterias do e-Bus contava com um sistema de resfriamento ativo, composto por ventiladores responsáveis pela exaustão do ar aquecido no compartimento das baterias. A ausência de variações sistemáticas associadas à posição das células, aliada ao comportamento relativamente homogêneo observado, indica que o sistema de ventilação foi eficaz para as condições de operação analisadas. Essa constatação reforça a importância de sistemas de resfriamento adequados em aplicações veiculares, uma vez que baterias operando sem ventilação ativa tendem a apresentar degradação acelerada e maior heterogeneidade térmica (Hohmann et al., 2024).

4.3.4 Relação entre SoH e DCIR

A Figura 31 apresenta a relação entre SoH (expresso em %) e DCIR (expressa em $m\Omega$) dos módulos de baterias em segunda vida avaliados neste estudo. Cada ponto representa um módulo individual, identificado por seu respectivo ID por meio da escala de cores. Essa análise teve como objetivo investigar a existência e a robustez da correlação entre o aumento da resistência interna e a degradação da capacidade útil dos módulos.

Figura 31 – Relação entre SoH (%) e DCIR ($m\Omega$) dos módulos testados. A regressão linear (linha vermelha) mostra correlação negativa ($R^2 = 0,70$).



Os resultados evidenciam uma tendência clara de correlação negativa entre SoH e DCIR, conforme indicado pela regressão linear representada pela linha vermelha. O coeficiente de determinação obtido ($R^2 = 0,70$) indica que aproximadamente 70 % da variação observada no estado de saúde dos módulos pode ser explicada pela variação da resistência interna, sugerindo que a DCIR constitui um indicador relevante do nível de degradação eletroquímica das baterias em segunda vida.

De modo geral, observa-se que os módulos com valores de DCIR inferiores a 30 m Ω concentram-se predominantemente na faixa de SoH entre 67 % e 69 %, enquanto aqueles que apresentam resistências superiores a 40 m Ω tendem a exibir valores de SoH inferiores a 62 %. Esse comportamento reforça a hipótese de que o aumento da resistência interna está frequentemente associado ao envelhecimento dos eletrodos, ao crescimento de camadas apassivadoras, como a SEI, e a outras alterações eletroquímicas que impactam negativamente a capacidade utilizável dos módulos.

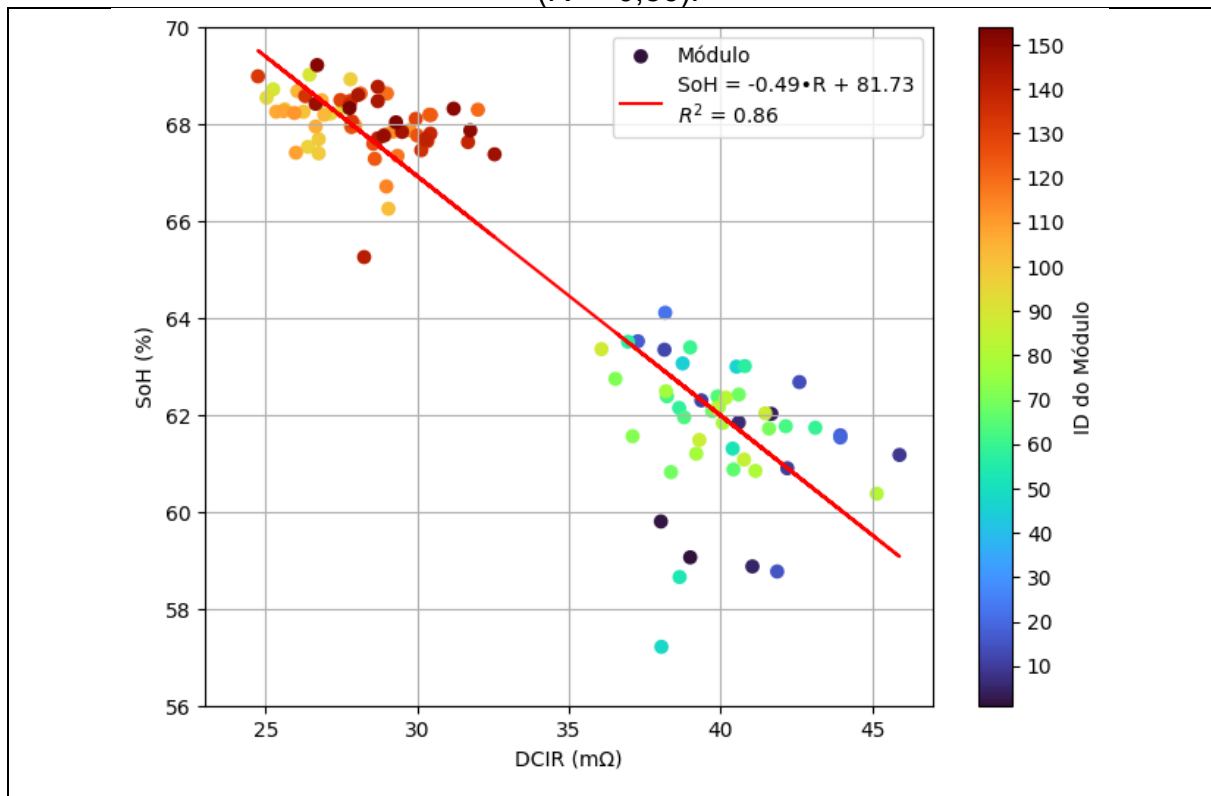
Entretanto, destaca-se a dispersão observada na faixa intermediária de resistência interna, aproximadamente entre 30 e 40 m Ω . Nessa região, identificam-se módulos com valores de DCIR muito próximos que apresentam variações de SoH de até 7 %. De forma inversa, também se observam situações em que módulos com diferenças de resistência de até 5 m Ω apresentam valores de SoH semelhantes. Esse comportamento indica que diferentes mecanismos de degradação podem atuar de maneira independente sobre a capacidade e sobre a resistência interna das células.

Por exemplo, aumentos na resistência interna podem ocorrer em função do espessamento da camada SEI, da degradação dos coletores de corrente ou da deterioração dos contatos internos, sem que haja perda significativa de lítio ciclável ou de material ativo, resultando em módulos com capacidades semelhantes, porém com diferentes valores de DCIR. Por outro lado, a redução da capacidade pode estar mais fortemente associada à perda irreversível de lítio disponível para intercalação LLI ou à fragmentação estrutural dos materiais ativos dos eletrodos, processos que reduzem a capacidade de armazenamento de carga sem provocar aumentos expressivos da resistência interna (Edge et al., 2021; Liu et al., 2014; O’Kane et al., 2022). Dessa forma, a dispersão observada ilustra como diferentes trajetórias de envelhecimento e degradação podem afetar de maneira heterogênea os parâmetros elétricos dos módulos, mesmo quando submetidos a condições operacionais semelhantes.

Considerando essa diversidade de mecanismos de degradação, a Figura 32 apresenta a correlação entre SoH e DCIR após a exclusão dos módulos pertencentes aos *packs* 3 e 4, os quais apresentaram trajetórias de envelhecimento distintas das observadas nos demais conjuntos. A remoção desses *packs* resulta em uma correlação significativamente mais robusta, com o coeficiente de determinação elevando-se para $R^2 = 0,86$. Essa melhora estatística indica que, ao se considerar

apenas módulos sujeitos a mecanismos predominantes de degradação semelhantes, a relação linear entre perda de capacidade e aumento da resistência interna torna-se mais consistente. Observa-se também uma redução significativa da dispersão na faixa intermediária de resistência (30–40 mΩ), reforçando o potencial da DCIR como parâmetro diagnóstico para a triagem de módulos em segunda vida. Assim, a variabilidade inicialmente observada pode ser atribuída, em grande parte, à coexistência de diferentes trajetórias de degradação entre os *packs* avaliados.

Figura 32 - Relação entre SoH (%) e DCIR (mΩ) dos módulos testados excluindo os *packs* 3 e 4. A regressão linear (linha vermelha) mostra correlação negativa ($R^2 = 0,86$).



Além da análise da correlação estatística entre SoH e DCIR, é fundamental avaliar a viabilidade da utilização da resistência interna como parâmetro substituto para a estimativa do estado de saúde dos módulos. Essa abordagem mostra-se particularmente promissora em contextos nos quais o tempo de ensaio é um fator crítico, uma vez que os testes de capacidade demandam períodos significativamente mais longos e maior infraestrutura experimental.

Entretanto, o uso da DCIR como parâmetro de caracterização levanta uma questão adicional relacionada à condição de medição. Sabe-se que valores de tensão

próximos à tensão nominal das células tendem a apresentar os menores valores de resistência interna, o que poderia levar a um subdimensionamento dos sistemas de resfriamento caso esse ponto fosse adotado como referência única para o projeto térmico. Por outro lado, é justamente nessa condição de tensão nominal que os fabricantes usualmente reportam os valores de DCIR em seus *datasheets*, de modo que, quando essas informações estão disponíveis, torna-se possível estabelecer comparações diretas entre resultados experimentais e especificações de fábrica. Essa dualidade evidencia a necessidade de um critério claro para a definição do estado de carga no qual o ensaio de DCIR deve ser conduzido, equilibrando a comparabilidade com dados de referência e a representatividade para aplicações práticas.

Nesse contexto, a utilização da resistência interna em corrente contínua como ferramenta de triagem rápida mostra-se válida, especialmente para a classificação de módulos em faixas de desempenho, tais como alto, médio e baixo SoH. No entanto, sua aplicação como substituto direto e preciso dos ensaios completos de capacidade pode acarretar erros de classificação, sobretudo em módulos que apresentam trajetórias de envelhecimento diferenciadas, nas quais os mecanismos de degradação afetam de forma desigual a capacidade e a resistência interna.

Essa estratégia torna-se particularmente relevante em aplicações nas quais se dispõe de informações sobre o histórico operacional das baterias em sua primeira vida. Nesses casos, a integração de medições de DCIR com dados históricos de uso permite uma caracterização mais ágil e eficiente, reduzindo o tempo e o custo do processo de avaliação. Tal abordagem contribui para a viabilidade econômica da reutilização de baterias e para o fortalecimento do mercado de baterias em segunda vida, especialmente em aplicações estacionárias e modulares.

4.4 ANÁLISE GLOBAL DOS RESULTADOS

Os resultados apresentados ao longo deste capítulo permitiram uma avaliação abrangente do desempenho, da integridade elétrica e do estado de degradação dos módulos de baterias em segunda vida provenientes do e-Bus da UFSC. A abordagem adotada, baseada em etapas sucessivas de inspeção inicial, ensaio de resistência de isolamento e caracterização elétrica detalhada, mostrou-se eficaz para a identificação de falhas críticas, a classificação do estado de saúde dos módulos e a compreensão dos principais mecanismos associados à sua degradação.

A etapa de inspeção inicial evidenciou a importância da avaliação visual e da verificação individual de tensão como critérios preliminares de segurança, permitindo a exclusão de módulos com falhas físicas evidentes antes da realização de ensaios elétricos mais aprofundados. De forma complementar, os ensaios de resistência de isolamento demonstraram ser essenciais para a detecção de condições críticas que não seriam identificadas apenas por meio de parâmetros elétricos convencionais, reforçando a necessidade de sua inclusão em protocolos de avaliação de baterias em segunda vida, especialmente quando destinadas a aplicações estacionárias.

Os ensaios de caracterização elétrica possibilitaram a análise detalhada do comportamento dos módulos ao longo do ciclo de descarga, bem como a determinação de parâmetros fundamentais, como o SoH e a DCIR. A comparação entre diferentes metodologias de descarga evidenciou que o ensaio pulsado – 8S apresenta um equilíbrio adequado entre representatividade do comportamento do módulo, precisão dos resultados e eficiência operacional, justificando sua adoção como metodologia de referência para as análises subsequentes.

A análise das curvas de descarga e da variação da resistência interna em função do estado de carga revelou comportamentos eletroquímicos consistentes com aqueles descritos na literatura para baterias de íons de lítio, mesmo em módulos com diferentes níveis de degradação. Observou-se que a degradação afeta predominantemente a autonomia dos módulos, sem alterar de forma significativa a forma geral das curvas de descarga, o que reforça a viabilidade de sua reutilização em aplicações que empregam conversores convencionais, desde que devidamente caracterizados e classificados.

A avaliação do posicionamento físico dos módulos dentro dos *packs* permitiu identificar diferenças claras entre conjuntos submetidos a diferentes regimes

operacionais ao longo da vida útil veicular. Os resultados indicaram que fatores globais de operação, como tempo efetivo de uso e número de ciclos, tiveram influência mais significativa sobre o SoH e a DCIR do que a posição física específica dos módulos dentro dos *packs*, evidenciando a eficácia do sistema de resfriamento ativo empregado no e-Bus para as condições analisadas.

Por fim, a análise integrada da relação entre SoH e DCIR evidenciou uma correlação estatisticamente significativa entre esses parâmetros, ao mesmo tempo em que destacou a coexistência de diferentes trajetórias de degradação entre os módulos avaliados. Esses resultados indicam que, embora a resistência interna em corrente contínua constitua uma ferramenta promissora para a triagem rápida e a classificação de módulos em segunda vida, sua utilização como substituto direto dos ensaios completos de capacidade deve ser realizada com cautela, especialmente em sistemas nos quais diferentes mecanismos de envelhecimento estejam presentes.

De maneira geral, os resultados obtidos neste capítulo fornecem uma base experimental sólida para a discussão das implicações técnicas, operacionais e econômicas da reutilização de baterias de íons de lítio em segunda vida, servindo como subsídio para a definição de critérios de seleção, classificação e integração desses módulos em sistemas estacionários de armazenamento de energia, como o STAEB.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo desenvolver um método para avaliar a viabilidade técnica de baterias de íons de lítio em segunda vida, a partir da caracterização elétrica e de segurança sistemática, visando sua reutilização em aplicações estacionárias de armazenamento de energia. O método desenvolvido consistiu em avaliar, de forma integrada e sequencial, aspectos físicos, elétricos e operacionais dos módulos, de modo a assegurar critérios mínimos de segurança, confiabilidade e desempenho para sua aplicação em sistemas em segunda vida.

Apesar de a metodologia proposta apresentar caráter geral e potencial aplicação a diferentes contextos, este trabalho concentrou-se na avaliação da viabilidade técnica da caracterização de baterias em segunda vida provenientes de veículos elétricos, com foco específico na sua inserção em redes de distribuição de energia elétrica. Nesse contexto, foram avaliados 156 módulos de baterias de íons de lítio oriundos do e-Bus da UFSC, com o objetivo de caracterizar seu potencial de reutilização e estabelecer protocolos técnicos de triagem aplicáveis a baterias em segunda vida.

O método adotado combinou inspeção visual, ensaio de resistência de isolamento, testes de capacidade e determinação da resistência interna em corrente contínua (DCIR), permitindo avaliar tanto a integridade física quanto o desempenho eletroquímico dos módulos. Essa abordagem mostrou-se eficaz para assegurar condições mínimas de segurança operacional e para classificar os módulos quanto ao seu estado de saúde.

Os resultados indicaram que apenas 3,2 % dos módulos foram descartados na etapa inicial de inspeção visual, enquanto dois módulos adicionais foram reprovados no ensaio de resistência de isolamento. Esse ensaio mostrou-se particularmente relevante, pois permitiu identificar falhas críticas que não seriam detectadas exclusivamente por testes elétricos convencionais, reforçando sua importância em protocolos de avaliação de baterias em segunda vida. Entre os módulos aprovados, observou-se uma ampla variação de estado de saúde, com valores compreendidos entre 55 % e 95 %.

A análise dos parâmetros elétricos revelou uma correlação negativa significativa entre o SoH e a DCIR ($R^2 = 0,70$), confirmando o potencial da resistência interna como ferramenta de triagem rápida para baterias em segunda vida, embora

com limitações em cenários de degradação heterogênea. A comparação entre diferentes metodologias de descarga demonstrou que o ensaio pulsado-8S apresenta o melhor compromisso entre precisão, representatividade do comportamento do módulo e agilidade operacional, sendo recomendado como referência prática quando comparado aos ensaios contínuos ou pulsados-2S

A análise dos resultados por *pack* evidenciou diferenças claras entre os conjuntos ativos e os conjuntos de reserva do e-Bus. Os *packs* submetidos a maior número de ciclos de carga e descarga apresentaram degradação mais acentuada, enquanto os *packs* reservas mantiveram melhores condições de desempenho. Essa distinção reforça a importância do histórico operacional no comportamento das baterias em segunda vida. De forma geral, aproximadamente 96 % dos módulos avaliados apresentaram condições técnicas adequadas para reaproveitamento em aplicações estacionárias, evidenciando o elevado potencial de extensão da vida útil desses dispositivos.

Apesar dos resultados positivos, algumas limitações devem ser reconhecidas. Os ensaios foram conduzidos em ambiente controlado, o que garante elevada repetibilidade, mas não representa integralmente a variabilidade térmica e operacional encontrada em aplicações reais. Além disso, embora o histórico de utilização dos *packs* seja parcialmente conhecido, a ausência de registros completos ao longo dos seis anos de operação dificulta a reconstrução precisa das trajetórias individuais de degradação. Soma-se a isso o fato de que o protocolo adotado tem caráter diagnóstico (estado atual) e não objetiva estimar vida útil remanescente ou prever o desempenho futuro dos módulos. Também se destaca que os ensaios realizados não foram concebidos para avaliar, de forma abrangente, a resposta transitória/dinâmica sob variações rápidas de potência típicas de serviços auxiliares. Por fim, os resultados obtidos refletem o comportamento específico dos módulos do e-Bus, o que pode restringir a extrapolação direta das conclusões para outras químicas, arquiteturas de células ou plataformas veiculares.

Ao longo do período do mestrado, a metodologia e os resultados obtidos deram origem a dois artigos científicos voltados à caracterização de baterias de íons de lítio em segunda vida, intitulados:

“Characterization of Second-Life Lithium-Ion Batteries from a Solar-Powered Electric Bus for Stationary Applications”, de Matheus Hohmann; Helena Flávia

Naspolini; Aline Kirsten Vidal de Oliveira; Ricardo Rüther, apresentado no Solar World Congress 2025, em 2025 (Apêndice B);

“Avaliação de métodos para caracterização de baterias de lítio em segunda vida”, de Matheus Hohmann; Helena Flávia Naspolini; Lucas Augusto Zanicoski Sergio; Aline Kirsten Vidal de Oliveira; Leonardo Freire Pacheco; Ricardo Rüther, apresentado no X Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), em 2024 (Apêndice C).

Como resultado direto deste trabalho, foram selecionados 125 módulos de baterias em segunda vida que foram integrados ao protótipo do Sistema Transportável de Armazenamento de Energia em Baterias (STAEB), desenvolvido no âmbito do Projeto de P&D ANEEL nº 05697-0323/2023, em parceria entre CELESC, UFSC e FEESC. Dessa forma, este estudo contribui de maneira concreta para a inserção de sistemas de armazenamento de energia em baterias em segunda vida em redes de distribuição de energia elétrica, reforçando seu potencial técnico, econômico e ambiental.

REFERÊNCIAS

ADEBANJO, Idris T. *et al.* A comprehensive review of lithium-ion battery components degradation and operational considerations: a safety perspective. **Energy Adv.**, v. 4, n. 7, p. 820–877, 2025.

AKIRA YOSHINO, Fujisawa; SANECHIKA, Kenichi; NAKAJIMA, Takayuki. **Secondary battery**. JapanUnited States Patent, , 9 mar. 1987.

AKRAM, Muhammad Nadeem; ABDUL-KADER, Walid. **Repurposing Second-Life EV Batteries to Advance Sustainable Development: A Comprehensive Review. Batteries**Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI), , 1 dez. 2024.

ANEKE, Mathew; WANG, Meihong. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. **Applied Energy**, v. 179, p. 350–377, out. 2016.

ARMAND, M.; TARASCON, J. M. Building better batteries. **Nature**, v. 451, n. 7179, p. 652–657, 6 fev. 2008.

AZIZIGHALEHSARI, Seyedreza *et al.* Empowering Electric Vehicles Batteries: A Comprehensive Look at the Application and Challenges of Second-Life Batteries. **Batteries**, v. 10, n. 5, 2024.

B, Spoorthi; PRADEEPA, P. Review on Battery Management System in EV. *In: IEEE*, 21 jul. 2022.

BARAI, Anup *et al.* A comparison of methodologies for the non-invasive characterisation of commercial Li-ion cells. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 72, p. 1–31, maio 2019.

BARRERAS, Jorge Varela *et al.* A Consensus Algorithm for Multi-Objective Battery Balancing. **Energies**, v. 14, n. 14, p. 4279, 15 jul. 2021.

BECKERS, Camiel *et al.* Round-Trip Energy Efficiency and Energy-Efficiency Fade Estimation for Battery Passport. *In: IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 2023.

BERECIBAR, M. *et al.* Critical review of state of health estimation methods of Li-ion batteries for real applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 572–587, abr. 2016.

BIRKL, Christoph R. *et al.* Degradation diagnostics for lithium ion cells. **Journal of Power Sources**, v. 341, p. 373–386, fev. 2017.

BLAABJERG, F.; CHEN, Zhe; KJAER, S. B. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, n. 5, p. 1184–1194, set. 2004.

BLOMGREN, George E. The Development and Future of Lithium Ion Batteries. **Journal of The Electrochemical Society**, v. 164, n. 1, p. A5019–A5025, 1 dez. 2017.

BOBBA, Silvia *et al.* Life Cycle Assessment of repurposed electric vehicle batteries: an adapted method based on modelling energy flows. **Journal of Energy Storage**, v. 19, p. 213–225, 1 out. 2018.

BÖTTIGER, Michael; PAULITSCHKE, Martin; BOCKLISCH, Thilo. Systematic experimental pulse test investigation for parameter identification of an equivalent based lithium-ion battery model. **Energy Procedia**, v. 135, p. 337–346, 2017.

BRACO, Elisa *et al.* Experimental assessment of cycling ageing of lithium-ion second-life batteries from electric vehicles. **Journal of Energy Storage**, v. 32, p. 101695, dez. 2020.

BUSSAR, Christian *et al.* Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050—Sensitivity study. **Journal of Energy Storage**, v. 6, p. 1–10, maio 2016.

CAMPOVERDE-PILLCO, Jorge *et al.* Reuse of Electrical Vehicle Batteries for Second Life Applications in Power Systems with a High Penetration of Renewable Energy: A Systematic Literature Review. **Ingenius**, v. 2024, n. 31, p. 95–105, 1 jan. 2024.

CUI, Xiaofan *et al.* Toward a BMS2 Design Framework: Adaptive Data-Driven State-of-Health Estimation for Second-Life Batteries With BIBO Stability Guarantees. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, v. 11, n. 3, p. 7684–7696, 2025.

DÍAZ-GONZÁLEZ, Francisco *et al.* A review of energy storage technologies for wind power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 4, p. 2154–2171, maio 2012.

DIVYA, K. C.; ØSTERGAARD, Jacob. Battery energy storage technology for power systems—An overview. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 4, p. 511–520, abr. 2009.

EDGE, Jacqueline *et al.* Lithium Ion Battery Degradation: What you need to know. **Physical Chemistry Chemical Physics**, v. 23, ago. 2021.

ENERGY AGENCY, International. **Renewables 2024**. [S.l.: S.n.]. Disponível em: <www.iea.org>.

FARIA, Fábio L. F.; DE OLIVEIRA, Aline K. V.; RÜTHER, Ricardo. A sustainable blockchain-based framework to develop the Li-ion second-life batteries market. **Energy**, v. 316, p. 134603, fev. 2025.

FONG, Rosamaría; VON SACKEN, Ulrich; DAHN, J. R. Studies of Lithium Intercalation into Carbons Using Nonaqueous Electrochemical Cells. **Journal of The Electrochemical Society**, v. 137, n. 7, p. 2009–2013, 1 jul. 1990.

GAO, Wei *et al.* Evaluation of the second-life potential of the first-generation Nissan Leaf battery packs in energy storage systems. **eTransportation**, v. 20, 1 maio 2024a.

GAO, Wei *et al.* Comprehensive study of the aging knee and second-life potential of the Nissan Leaf e+ batteries. **Journal of Power Sources**, v. 613, 1 set. 2024b.

GAO, Zhi-Wei *et al.* Development and Commercial Application of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicles: A Review. **Processes**, v. 13, n. 3, p. 756, 5 mar. 2025.

GHAREBAGHI, Majid *et al.* A Survey on Using Second-Life Batteries in Stationary Energy Storage Applications. **Energies**, v. 18, n. 1, 2025.

GOODENOUGH, John B.; KIM, Youngsik. Challenges for Rechargeable Li Batteries. **Chemistry of Materials**, v. 22, n. 3, p. 587–603, 9 fev. 2010.

GRAHAM, Euan; FULGHUM, Nicolas; ALTIERI, Katye. **Global Electricity Review 2025**. [S.l.: S.n.]. Disponível em: <<https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2025/>>. Acesso em: 7 set. 2025.

HAHN, Robert *et al.* Sea water magnesium fuel cell power supply. **Journal of Power Sources**, v. 288, p. 26–35, ago. 2015.

HE, Taohong *et al.* Electrode–electrolyte interphases in lithium-based rechargeable batteries with ionic liquid electrolytes: recent advances and future perspectives. **Journal of Materials Chemistry A**, v. 12, n. 47, p. 32593–32612, 2024.

HOHMANN, Matheus *et al.* AVALIAÇÃO DE MÉTODOS PARA CARACTERIZAÇÃO DE BATERIAS DE LÍTIO EM SEGUNDA VIDA. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, ago. 2024.

HONG, Hanchi; ZHU, Yu; SHEN, Shuiwen. Evaluation of Lithium Battery Cycle Aging Based on Temperature Increase During Charging. **Batteries**, 2025.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **WG III contribution to the Sixth Assessment Report List of corrigenda to be implemented.** [S.l.: S.n.].

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV Outlook 2025 – Expanding sales in diverse markets.** Paris: [S.n.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025>>. Acesso em: 18 ago. 2025.

JANEK, Jürgen; ZEIER, Wolfgang G. A solid future for battery development. **Nature Energy**, v. 1, n. 9, p. 16141, 8 set. 2016.

LIU, Lin *et al.* A thermal-electrochemical model that gives spatial-dependent growth of solid electrolyte interphase in a Li-ion battery. **Journal of Power Sources**, v. 268, p. 482–490, 2014.

LUO, Fang Lin; YE, Hong; RASHID, Muhammad. **Digital Power Electronics and Applications.** 1st. ed. [S.l.]: Academic Press, 2005.

LUO, Guoqing; ZHANG, Yongzhi; TANG, Aihua. Capacity Degradation and Aging Mechanisms Evolution of Lithium-Ion Batteries under Different Operation Conditions. **Energies**, v. 16, n. 10, 1 maio 2023.

MANAIA, João P. *et al.* Sustainable Repurposing of EV Batteries: A Methodology for Certification in the EU. **Future Batteries**, p. 100101, 2025.

MANTHIRAM, Arumugam; FU, Yongzhu; SU, Yu-Sheng. Challenges and Prospects of Lithium–Sulfur Batteries. **Accounts of Chemical Research**, v. 46, n. 5, p. 1125–1134, 21 maio 2013.

MIZUSHIMA, K. *et al.* Li_xCoO_2 ($0 < x < 1$): A new cathode material for batteries of high energy density. **Materials Research Bulletin**, v. 15, n. 6, p. 783–789, 1980.

MONTES, Tomás *et al.* Procedure for Assessing the Suitability of Battery Second Life Applications after EV First Life. **Batteries**, v. 8, n. 9, 1 set. 2022.

O'KANE, Simon *et al.* Lithium-ion battery degradation: how to model it. **Physical Chemistry Chemical Physics**, v. 24, ago. 2022.

PADHI, A. K.; NANJUNDASWAMY, K. S.; GOODENOUGH, J. B. Phospho-olivines as Positive-Electrode Materials for Rechargeable Lithium Batteries. **Journal of The Electrochemical Society**, v. 144, n. 4, p. 1188–1194, 1 abr. 1997.

PELED, E. The Electrochemical Behavior of Alkali and Alkaline Earth Metals in Nonaqueous Battery Systems—The Solid Electrolyte Interphase Model. **Journal of The Electrochemical Society**, v. 126, n. 12, p. 2047–2051, 1 dez. 1979.

PETERS, Jens F. *et al.* The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 491–506, jan. 2017.

PLETT, Gregory L. ... **Battery management systems. Volume I, Battery modeling.** [S.l.]: Artech House, 2015.

PLETT, Gregory L. .. **Battery management systems. Volume II, Equivalent-circuit methods.** [S.l.]: Artech House, 2016.

RAMSTRÖM, Olof. **Scientific Background on the Nobel Prize in Chemistry 2019: Lithium-Ion Batteries.** Sweden: [S.n.].

RATNAKUMAR, B. V. *et al.* A New Reference Electrode for Na / MCl₂ Batteries. **Journal of The Electrochemical Society**, v. 140, n. 12, p. L171–L172, 1 dez. 1993.

REDDY, Thomas B. ...; LINDEN, David. **Linden's handbook of batteries.** Fourth Edition ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 2011.

REN21. **RENEWABLES 2024 GLOBAL STATUS REPORT**. [S.l.: S.n.]. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr2024_SYSTEMS_module.pdf>. Acesso em: 7 set. 2025.

RENEWABLE ENERGY AGENCY, International. **RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2024**. [S.l.: S.n.]. Disponível em: <www.irena.org>.

RIA, Andrea; DINI, Pierpaolo. A Compact Overview on Li-Ion Batteries Characteristics and Battery Management Systems Integration for Automotive Applications. **Energies**, v. 17, n. 23, p. 5992, 28 nov. 2024.

S, Vignesh *et al.* State of Health (SoH) estimation methods for second life lithium-ion battery—Review and challenges. **Applied Energy**, v. 369, 1 set. 2024.

SALEK, Farhad *et al.* A Review of the Technical Challenges and Solutions in Maximising the Potential Use of Second Life Batteries from Electric Vehicles. **Batteries**, v. 10, n. 3, 2024.

SPINDLEGGGER, Anna *et al.* Environmental performance of second-life lithium-ion batteries repurposed from electric vehicles for household storage systems. **Sustainable Production and Consumption**, v. 54, p. 227–240, 1 mar. 2025.

STOYANOV, Stoyan; GUEORGIEV, Vultchan. Comparative Analysis of Lithium-Ion Batteries. *In*: IEEE, 19 jun. 2025.

TAO, Terence Shengyu; WEI, Guodan; ZHANG, Xuan. PulseBat: A field-accessible dataset for second-life battery diagnostics from realistic histories using multidimensional rapid pulse test. fev. 2025.

THACKERAY, M. M. *et al.* Lithium insertion into manganese spinels. **Materials Research Bulletin**, v. 18, n. 4, p. 461–472, abr. 1983.

THOMPSON, Andrew W. Economic implications of lithium ion battery degradation for Vehicle-to-Grid (V2X) services. **Journal of Power Sources**, v. 396, p. 691–709, ago. 2018.

UCHIDA, K.; HAYASHI, T.; TANAKA, T. Development of a cordless electric impact driver with Li-ion capacitor pack as an energy storage device. **Journal of Energy Storage**, v. 31, p. 101566, out. 2020.

WANG, Qingsong *et al.* Thermal runaway caused fire and explosion of lithium ion battery. **Journal of Power Sources**, v. 208, p. 210–224, jun. 2012.

WHITTINGHAM, M. S. Electrical Energy Storage and Intercalation Chemistry. **Science**, v. 192, n. 4244, p. 1126–1127, 11 jun. 1976.

XU, Kang. Electrolytes and Interphases in Li-Ion Batteries and Beyond. **Chemical Reviews**, v. 114, n. 23, p. 11503–11618, 10 dez. 2014.

ZUBI, Ghassan *et al.* The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 89, p. 292–308, jun. 2018.

APÊNDICE A – INFORMAÇÕES ADICIONAIS DOS MÓDULOS ENSAIADOS

ID do Módulo	Duração (hh:mm:ss)	Corrente (A)	Corrente de Corte (A)	Isolação Polo Positivo (MΩ)	Isolação Polo Negativo (MΩ)	SoH (%)	DCIR (mΩ)
048	07:02:19	9,969	9,997	109	112	57,221	53,255
053	07:07:21	9,977	9,998	89,1	89,6	58,659	52,856
031	07:07:36	9,975	9,999	535	610	58,713	49,524
015	07:07:21	9,977	9,998	135	141	58,774	57,484
005	07:09:31	9,972	9,999	47,3	47,5	58,878	55,503
001	07:09:01	9,975	9,999	76,8	82,5	59,066	53,96
002	07:10:22	9,977	9,999	62,4	65,2	59,805	53,957
081	07:55:06	9,975	1,007	922	855	60,378	59,776
040	07:46:15	9,968	5,004	191	230	60,687	49,945
069	07:46:10	9,976	0,005	483	561	60,823	53,714
080	08:00:15	9,976	1,012	146	158	60,849	57,138
066	07:29:03	9,974	1,005	248	258	60,878	53,669
010	08:02:51	9,97	1,004	565	571	60,903	58,659
085	08:02:26	9,978	1,004	118	132	61,083	56,923
033	07:30:44	9,977	5,001	346	359	61,117	42,705
009	08:10:41	9,971	1,008	380	354	61,178	64,136
078	08:00:45	9,975	1,01	337	356	61,203	53,366
026	08:02:20	9,977	1,006	913	989	61,209	49,256
052	07:46:38	9,975	1,002	793	836	61,307	56,163
086	08:04:50	9,975	1,003	870	889	61,486	55,726
019	08:08:14	9,97	1,009	198	210	61,537	61,495
072	08:01:04	9,977	1,004	305	305	61,563	52,022
018	08:03:06	9,971	1,016	109	103	61,583	60,107
070	08:12:00	9,973	1,003	782	841	61,721	56,256
062	07:57:22	9,975	0,001	175	187	61,769	56,629
079	08:02:01	9,977	1,006	92,6	96,6	61,837	54,531
006	08:03:10	9,973	1,014	84,3	81	61,847	57,203
025	08:00:47	9,975	1,006	188	177	61,849	47,89
063	08:06:08	9,977	1,017	57,3	59	61,954	54,303
037	08:00:53	9,976	1,005	1860	2140	61,957	45,921
004	10:03:43	9,978	1,012	83,6	84,2	62,025	54,176
087	08:00:33	9,976	1,014	329	322	62,035	54,45
067	08:03:44	9,977	1,001	534	556	62,079	53,239
083	08:06:37	9,971	1,012	143	160	62,134	56,234
058	08:04:24	9,979	1,007	527	420	62,147	54,181
036	07:59:34	9,977	1,008	230	222	62,149	46,068
074	08:06:09	9,969	1,005	494	537	62,17	55,317

ID do Módulo	Duração (hh:mm:ss)	Corrente (A)	Corrente de Corte (A)	Isolação Polo Positivo (MΩ)	Isolação Polo Negativo (MΩ)	SoH (%)	DCIR (mΩ)
011	08:00:26	9,971	1,01	187	181	62,302	54,566
082	08:04:39	9,977	1,002	285	298	62,358	53,506
032	08:02:34	9,977	0,997	263	261	62,359	46,35
064	08:05:05	9,976	1,012	292	327	62,384	54,049
061	08:02:39	9,976	1,014	46,6	48,6	62,387	52,379
068	08:03:58	9,975	1,008	157	149	62,422	53,882
028	08:07:18	9,976	1,002	240	250	62,458	45,852
023	08:01:18	9,978	1,009	177	182	62,469	45,834
077	08:08:02	9,972	1,012	525	501	62,49	52,791
041	07:52:37	9,971	5,002	295	235	62,519	49,927
014	08:05:43	9,977	1,009	395	396	62,68	58,723
042	08:01:30	9,976	1,008	892	985	62,692	45,68
024	08:02:25	9,973	1,007	157	151	62,697	47,111
071	08:08:24	9,977	1,008	391	354	62,746	50,047
027	07:59:13	9,976	1,002	199	210	62,812	44,9
039	07:58:20	9,976	1,007	69,1	75,8	62,885	43,632
043	08:01:55	9,975	1,002	327	278	62,955	47,384
046	08:03:40	9,979	1,013	860	978	62,998	54,006
057	08:08:53	9,976	1,01	738	823	63,01	54,371
038	08:03:15	9,978	1,004	131	124	63,028	43,729
045	08:07:07	9,976	1,008	109	115	63,065	52,65
034	08:04:00	9,978	1,004	187	188	63,177	43,529
012	08:17:00	9,976	1,011	265	246	63,347	54,454
088	08:16:39	9,976	1,012	329	320	63,359	50,73
060	08:14:37	9,973	1,007	78,4	86	63,395	53,117
056	08:05:08	9,976	1,012	554	633	63,511	51,687
044	08:17:17	9,975	1,003	116	115	63,521	45,924
017	08:19:02	9,975	1,004	65,5	67,7	63,522	52,466
035	08:12:40	9,977	0,999	170	179	63,547	44,443
022	08:15:17	9,977	1,009	266	241	64,11	51,187
142	07:47:54	9,972	9,999	262	379	65,258	40,412
102	08:17:22	9,97	1,002	292	262	66,254	41,232
115	08:00:42	9,97	9,998	216	156	66,714	40,873
124	08:32:35	9,97	1,005	491	363	67,284	40,458
118	08:35:20	9,969	1,008	2590	2420	67,346	41,796
147	08:30:54	9,969	1,008	396	395	67,377	44,914
098	08:18:19	9,972	2,202	1500	1530	67,397	39,03
109	08:29:15	9,969	1,014	644	721	67,41	36,918
135	08:33:30	9,971	1,004	672	796	67,462	42,727
096	08:30:14	9,972	0,999	1300	1400	67,532	38,255

ID do Módulo	Duração (hh:mm:ss)	Corrente (A)	Corrente de Corte (A)	Isolação Polo Positivo (MΩ)	Isolação Polo Negativo (MΩ)	SoH (%)	DCIR (mΩ)
127	08:29:37	9,969	1,004	178	181	67,595	41,376
139	08:31:29	9,977	1,004	563	629	67,628	43,774
136	08:30:56	9,976	1,016	599	580	67,648	42,561
140	08:31:45	9,97	1,012	494	478	67,686	42,537
099	08:34:07	9,969	1,008	668	733	67,689	37,951
141	08:31:59	9,971	1,004	353	359	67,706	41,669
149	08:31:41	9,972	1,01	154	178	67,761	41,256
125	08:30:07	9,969	1,004	272	278	67,764	41,488
114	08:29:33	9,97	1,011	831	905	67,785	40,918
138	09:51:54	9,977	1,004	1390	1340	67,803	40,652
146	08:32:56	9,97	1,002	283	275	67,838	41,568
113	08:39:29	9,97	1,005	1530	1540	67,845	41,652
150	08:32:51	9,971	1,001	316	335	67,869	43,89
112	08:35:00	9,971	1,012	1330	1180	67,874	42,317
126	08:52:53	9,971	1,004	150	150	67,94	39,674
106	08:32:05	9,97	1,007	554	666	67,95	38,099
116	08:31:37	9,97	1,014	178	181	67,969	39,779
092	08:31:08	9,97	1,011	861	931	67,97	39,11
110	08:31:55	9,969	1	549	651	67,976	40,338
153	08:30:01	9,972	1,012	369	299	68,036	41,388
132	08:30:44	9,973	1,011	203	337	68,055	38,784
129	08:34:41	9,969	1,012	1690	1940	68,108	43,064
123	08:34:01	9,971	1,003	171	179	68,189	42,282
103	08:32:43	9,97	1,006	448	463	68,192	38,134
122	08:33:58	9,972	1	396	450	68,193	42,362
094	08:35:12	9,973	1,01	688	766	68,219	37,717
111	08:33:51	9,969	1,01	231	233	68,23	36,762
101	08:33:54	9,971	1,023	473	467	68,253	36,864
107	08:33:09	9,971	1,003	395	502	68,255	35,862
108	08:32:38	9,972	1,003	274	230	68,268	36,552
120	08:36:31	9,97	1,006	489	532	68,296	44,042
100	08:33:21	9,97	1,007	351	351	68,303	36,973
151	08:33:02	9,971	1,006	295	278	68,318	43,509
154	08:24:05	9,972	5,004	319	317	68,331	39,075
091	08:24:54	9,972	1,004	1160	1210	68,333	38,714
137	08:32:46	9,975	1,008	98	88,6	68,414	38,978
148	08:30:08	9,972	1,005	220	214	68,418	36,926
145	08:32:29	9,969	1,016	376	499	68,473	40,075
131	08:36:18	9,971	1	273	258	68,479	38,953
105	08:29:32	9,97	1,014	291	276	68,492	36,478

ID do Módulo	Duração (hh:mm:ss)	Corrente (A)	Corrente de Corte (A)	Isolação Polo Positivo (MΩ)	Isolação Polo Negativo (MΩ)	SoH (%)	DCIR (mΩ)
130	08:34:05	9,97	1,006	91,9	84,5	68,497	39,045
093	08:32:20	9,972	1,013	279	275	68,544	35,915
134	08:29:34	9,976	1,014	584	518	68,578	36,46
144	08:30:35	9,971	1,013	657	623	68,602	38,889
121	08:31:26	9,971	1,008	418	427	68,63	39,979
119	08:32:13	9,971	1,006	1150	1470	68,631	40,158
104	08:31:13	9,976	1,008	117	126	68,679	36,39
089	08:30:39	9,971	1,019	1280	1360	68,717	36,193
143	09:53:58	9,976	1,002	256	245	68,769	38,327
097	08:51:14	9,97	1,008	735	725	68,923	38,188
133	08:37:17	9,97	0,998	487	549	68,985	35,332
090	11:31:16	9,971	0,998	473	492	69,019	35,989
152	08:34:24	9,97	1,014	312	260	69,216	37,134
156	11:08:49	9,977	1,033	923	912	95,183	15,703

Heavy Industries underwent gradual degradation until its complete replacement with a new lithium iron phosphate LFP set, creating an opportunity for the reuse and analysis of the decommissioned batteries.

The batteries removed from the e-Bus were incorporated into a research and development project carried out jointly by CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.) and the UFSC. The project, developed under the Brazilian Electricity Regulatory Agency's (ANEEL) R&D Program, aims to design and implement transportable energy storage systems using both first-life and second-life lithium-ion batteries applied to the electrical distribution grid. Among its objectives are the assessment of the reuse potential and operational safety of second-life batteries through standardized protocols for electrical, thermal, and safety characterization. Such procedures enable the determination of key parameters, including State of Health (SoH) and Direct Current Internal Resistance (DCIR), as well as the establishment of technical criteria for the requalification and reintegration of these batteries into new stationary applications.

Following their retirement from the e-Bus, the Li-ion batteries underwent rigorous characterization testing, as detailed in this study, to verify their performance and confirm their suitability for stationary applications. The characterized batteries will ultimately be integrated into a Transportable Battery Energy Storage System (TBESS, or "battery-on-wheels"), designed to support electrical distribution networks. Mounted on a semi-trailer, the TBESS combines first-life and second-life batteries, achieving a total storage capacity of 400 kWh and a power output of 150 kW. This innovative storage solution provides strategic advantages for managing seasonal peak demand, ensuring reliability during scheduled or emergency outages, and supporting grid stability by regulating voltage and reactive power. Its modular and transportable configuration allows flexible deployment in high-demand locations, significantly enhancing grid resilience and operational flexibility.

Several recent studies have demonstrated the relevance of fast and reliable techniques for the evaluation of second life batteries, including tests based on multivariate pulses, surface thermal monitoring, and adaptive SoH estimators (Cui et al., 2025; Hong et al., 2025; Tao et al., 2025). The correlation between internal resistance and capacity, already observed in automotive batteries of different origins (Hohmann et al., 2024), reinforces the potential of such metrics as effective indicators of electrochemical aging. In parallel, standards such as UL 1974 and IEC 62660 1 have provided guidelines for the safe reuse of modules, covering processes from individual screening to the reassembly of packs with homogeneous characteristics.

Despite the progress achieved, the standardization and practical application of characterization methodologies at industrial scale still pose challenges. Differences in usage history, non-uniform degradation, and lack of traceability hinder comparative evaluation between batches and applications. Thus, the present study proposes and applies an experimental procedure for electrical and thermal characterization of second life modules from the e-Bus from UFSC, with the purpose of assessing their performance, identifying predominant degradation mechanisms, and establishing reference parameters for the future use of these batteries in transportable storage systems for application in distribution systems.

2. Methodology

The methodology employed in the characterization of second life battery modules from the e-Bus was developed to preserve the physical integrity of the components analyzed and to ensure the reliability of the results obtained. In total, 149 modules were examined, of which two numbers 155 and 156, although manufactured in the same lot as the others, were never used in the electric vehicle and therefore remained in unused condition.

The other 147 modules were arranged in banks composed of 11 modules connected in series, all effectively used during bus operation. It is worth noting that not all banks operated simultaneously. There was a rotation system among the sets, in which eight banks remained in use on the e-Bus while the others were reserved for replacements or periodic maintenance.

All banks were removed from the e-Bus, duly opened and disconnected, to allow the individual extraction of the modules for subsequent characterization. The battery module analyzed in this study consists of eight P140 cells connected in series (Figure 1), with a nominal voltage of 29.6 V at 50% State of Charge (SOC) and 25

°C and a nominal capacity of 50 Ah. These parameters result in a total energy of approximately 1.48 kWh, with a volumetric energy density of 121 Wh/L and a gravimetric energy density of 98 Wh/kg. Each cell has a nominal voltage of 3.7 V, operating in the range from 2.7 V to 4.2 V, and a nominal capacity of 50 Ah equivalent to 185 Wh. The maximum continuous charge and discharge current is 100 A, reaching peaks of up to 300 A for periods of up to 10 s.

Model	: Eight P140 cells connected in series
Nominal Voltage	: 29.6 V (@SOC = 50 %, 25 °C)
Voltage Range	: 21.6 – 33.6 V
Nominal Capacity	: 50 Ah (5hr @ 25 °C)
kWh Capacity	: 1.48 kWh
Operational Humidity	: 20 – 90 % RH
Operating Temperature Range	
Discharge	: -20 – +50 °C
Charge	: 0 – 50 °C
Module Dimension	: W 379mm, D 140mm, H 230mm
Weight	: 15 kg

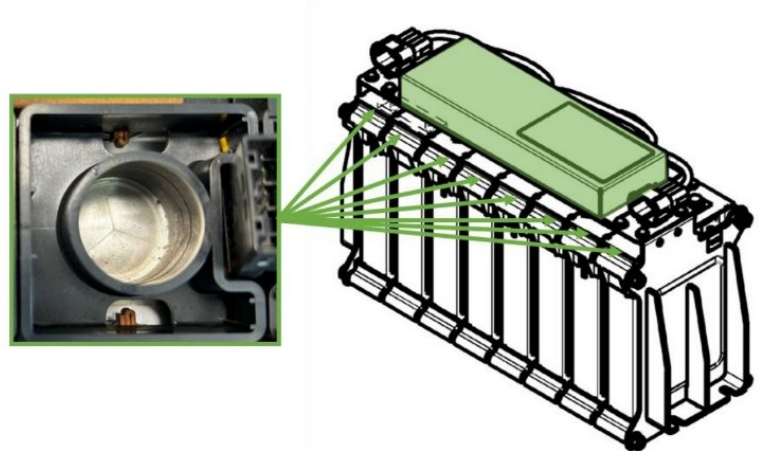


Figure 1: Specifications and 3D model of the evaluated second life module, composed of eight P140 cells in series 29.6 V; 50 Ah; 1.48 kWh. The original BMS is highlighted by the orange box, and the arrows indicate the positions of the safety valves of each cell.

3.1 Test Bench

To characterize the cells, a test bench (Figure 2) was assembled, composed of equipment specific to each stage of the experimental process. A RIGOL electronic load, model DL3031, was employed for discharge control, with an operating range of up to 150 V, a maximum current of 60 A, and a power limit of 350 W. This equipment enabled the programming of discharge profiles and data acquisition at the module level, with current and voltage measurements performed with an accuracy of 0.001 A and 0.001 V, respectively.

The battery charging process was conducted using an ITECH IT6722A power supply, capable of delivering up to 80 V, 20 A, and 400 W. Like the electronic load, the power supply had a serial communication interface, allowing remote configuration of charging parameters and data reading at the module level. Both devices were fundamental to ensure the accuracy and reliability of the results obtained in the characterization tests of the lithium-ion batteries.

Given that the power supply and the electronic load did not have resources for the individual reading of cell voltage, a dedicated acquisition system was developed using an ESP32 microcontroller associated with ADS1115 analog digital converters. This system enabled individual monitoring of the eight cells of the module, in addition to the integration of five PT100 sensors for temperature measurement and a controller circuit intended for the actuation of the power contactors from the original battery system of the Nissan LEAF.

Complementarily, a Python language code was developed for configuration, control, and safety supervision during the characterization tests. The program was also responsible for acquiring the data measured by

monitoring devices and for the automatic storage of the information in files in .csv format, intended for the subsequent processing and analysis of the results.

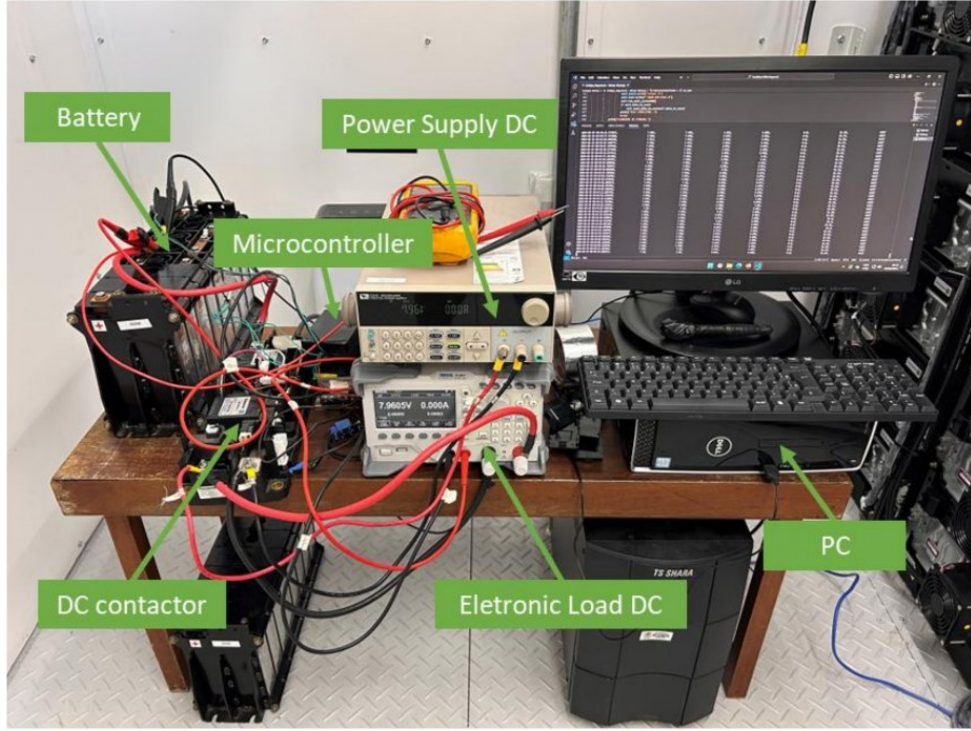


Figure 2: Test bench for electrical characterization of second life modules, composed of an electronic load Rigol DL3031, a programmable power supply ITECH IT6722A, an ESP32 ADS1115 acquisition system, and PT100 sensors.

3.2 Characterization Tests

The characterization of batteries, whether first-life or second-life, is a fundamental step for evaluating their electrochemical performance. In this phase, charge and discharge tests are carried out to determine operating curves and essential electrical parameters, such as SoH and DCIR. In both cases, the characterization methodology follows similar experimental principles and is based on equivalent mathematical models, which enables comparisons and extrapolations between new and used batteries (Azizighalehsari et al., 2024; Gharebaghi et al., 2025).

In the case of first-life cells, performing complete characterization tests is not a recurring practice, since manufacturer standardization and quality control ensure batch uniformity. In such contexts, testing is often limited to verifying basic parameters, such as voltage and DCIR, using specific equipment (Salek et al., 2024). A widely used metric to evaluate first-life storage systems is the Round-Trip Efficiency (RTE) (eq. 1) (Beckers et al., 2023), which expresses the ratio between the energy released during a complete discharge and the energy required for the subsequent recharge:

$$RTE (\%) = \left(\frac{E_{Discharge}}{E_{Charge}} \right) \times 100 \quad (\text{eq. 1})$$

On the other hand, the characterization of second life batteries requires particular attention to the determination of SoH and DCIR, which are critical parameters for evaluating the condition and current performance of the battery. The remaining capacity, obtained by comparing the current capacity with the first life nominal capacity, is the main indicator of the feasibility of reusing the cells in new applications. In parallel, DCIR, by reflecting internal losses and the energy efficiency of the system, is directly associated with thermal behavior and the rate of degradation over time. A deep understanding of these parameters provides support for determining the suitability of second life batteries in different application contexts, contributing to the efficient use of energy resources (Adebanjo et al., 2025; Akram & Abdul-Kader, 2024; Azizighalehsari et al., 2024).

The characterization process was structured in controlled charge and discharge stages. In the method proposed in this study, the module was initially connected to the test bench and subjected to a constant current charge of C/5 until reaching 33.6 V equivalent to 4.2 V per cell, in accordance with the voltage limit specified by the manufacturer. The end of the charge was identified when the current reached the cutoff value of C/50 or when one of the cells reached 4.22 V. In such cases, charging was stopped preventively for safety reasons, without interrupting the test. After charging, the module remained at rest for 10 minutes before the start of the discharge.

After the complete charging of the module, discharges were carried out with a current of C/5 in a pulsed profile, alternating discharge and rest periods of 10 minutes each (Böttiger et al., 2017). The discharge was conducted until one of the cells reached 2.8 V. Thereafter, the modules were recharged with a constant current of C/5 for 60 minutes, avoiding storage at low SOC levels (Adebanjo et al., 2025).

Throughout all characterization procedures, individual monitoring of cell voltage was performed, in addition to temperature measurement for each pair of cells, with an additional sensor dedicated to monitoring ambient temperature. The tests were conducted in a controlled environment, with temperature and humidity maintained at 20 °C and 60% RH. Before the start of the tests, the batteries remained in thermal equilibrium with the environment for a minimum period of 12 hours after their entry into the test bench environment.

The determination of capacity and SoH was performed during the discharge stage of the module, based on the integration of current as a function of time eq. 2, resulting in the measured capacity, expressed in ampere hour Ah. The SoH value was obtained by normalizing the measured capacity with respect to the first-life nominal capacity (eq. 3):

$$\text{Measured Capacity (Ah)} = \int i(t) dt \quad (\text{eq. 2})$$

$$\text{SoH (\%)} = \frac{\text{Measured Capacity}}{\text{First Life Capacity}} * 100 \quad (\text{eq. 3})$$

The calculation of DCIR was carried out exclusively during the pulsed discharge test, making use of the transition between rest and discharge periods. To determine this parameter, the difference between the open circuit voltage (V_{oc}) and the voltage when connected to a load (V_t), associated with the average discharge current (I_{med}), was used, as expressed in eq. 4. The measurements of voltage under load were taken 20 seconds after the start of the discharge:

$$\text{DCIR (m}\Omega\text{)} = \frac{V_{oc} - V_t}{I_{med}} * 1000 \quad (\text{eq. 4})$$

3.3 Data Analysis

All data processing and graph generation were performed using the Python programming language, with emphasis on the use of the pandas and matplotlib libraries. The data acquisition rate was configured at 4 Hz, to ensure safety and control during the stages of the characterization test. However, for the calculation of parameters such as capacity and DCIR, such a high sampling frequency was not necessary. Thus, all raw files obtained during the tests were resampled to a temporal base of 1 second, using the mean of the values within each interval.

In the data processing script, routines were implemented for the calculation of capacity and DCIR of each tested module. For the capacity calculation, a filter was applied to the main data frame to identify the periods corresponding to battery discharges. From the current values and the time records, discrete integration of the data was carried out to determine the effective capacity and, consequently, the SoH associated with the module.

In the calculation of DCIR, the instants in which the test status transitioned from "wait" to "discharge" were identified, corresponding to the start of each current pulse. For each of these pulses, the open circuit voltage V_{oc} was defined as the value measured two seconds before the start of the discharge, while the voltage under load V_t was obtained 20 seconds after the start of the pulse, and the corresponding current value I_{med} was also recorded. With these parameters, eq. 4 was applied for each cell, obtaining the individual DC resistance for each pulse.

Repeating this procedure for all pulses allowed the construction of the DCIR curve along the discharge. Finally, the total resistance of the module was determined by the sum of the individual resistances of the cells at each pulse, providing a complete overview of the evolution of internal resistance during the discharge process.

3. Results

This section presents the results obtained from the characterization tests carried out with the second life modules, followed by the respective data analysis. During the evaluation process, it was verified that some modules exhibited anomalous behaviors, not fully meeting the criteria defined in the proposed methodology. As a result, they were excluded from the final analysis.

In total, 19 modules were disregarded: 003, 008, 020, 021, 029, 030, 047, 050, 054, 055, 065, 073, 075, 076, 084, 095, 117, 128, and 155. It is emphasized that this exclusion does not imply the technical infeasibility of the modules, but only the absence of suitable experimental conditions to ensure comparability and consistency of the results obtained.

Figure 3 presents the characteristic discharge curves of the analyzed modules, illustrating the relationship between total module voltage and the corresponding SOC. Each curve is individually identified by the module number, while the color scale on the right correlates the modules with their respective SoH values, ranging from 55 % indicating greater degradation (purple) to 95 % representing lower degradation (yellow).

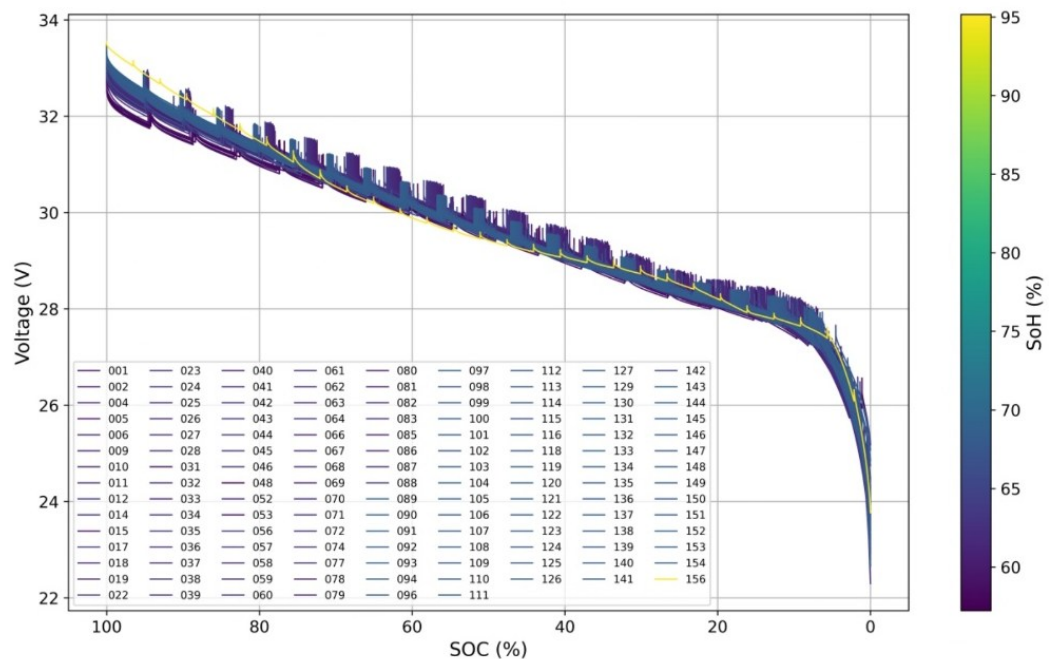


Figure 3: Discharge curves $V \times SOC$ of the evaluated modules. The coloring indicates the SoH of each module, ranging from 55% (purple) to 95% (yellow). A marked drop in voltage is observed below 20% SOC.

The analysis of the graph reveals that, although there is slight dispersion among the curves, all modules exhibit very similar overall behavior. A gradual decline in average voltage is observed as SOC decreases to approximately 20 %, from which point the drop becomes more pronounced, a behavior typical of lithium-ion batteries. This characteristic reflects the electrochemical phenomenon inherent to the discharge process, in which the variation of potential occurs in a nonlinear manner as the active material is reduced.

Another relevant aspect evidenced in Figure 3 concerns the influence of SoH on the discharge curve. It is noted that modules with lower SoH represented by purple tones exhibit lower voltages throughout the entire process compared with those with higher SoH in green and yellow tones. Nevertheless, the general shape of the curves remains practically unchanged, indicating that degradation affects above all the usable capacity and energy

autonomy, without significantly modifying the electrochemical dynamics of the discharge process. In practical terms, this result demonstrates that even in the most degraded modules the discharge behavior remains consistent, which reinforces the feasibility of reuse of these components in stationary applications or in systems that employ conventional converters, provided they are properly characterized and classified according to their state of health.

Figure 4 presents the relationship between DCIR and module voltage, with each point on the graph corresponding to an individual DCIR measurement at a given voltage value. A clear dependence is observed between these parameters. In states near full charge voltages around 33.6 V, DCIR values are higher and show greater dispersion, reflecting greater heterogeneity among the cells under this condition. As the voltage decreases to the intermediate range between 28.8 and 30.4 V, the resistance values stabilize at a lower level between approximately 25 and 45 m Ω , indicating an ideal operating region, characterized by lower thermal dissipation and higher energy efficiency. When voltages reach the deep discharge region below 27.2 V, there is again a marked increase in resistance and variability among the cells, a behavior associated with the loss of ionic conductivity and the depletion of active materials in the electrodes.

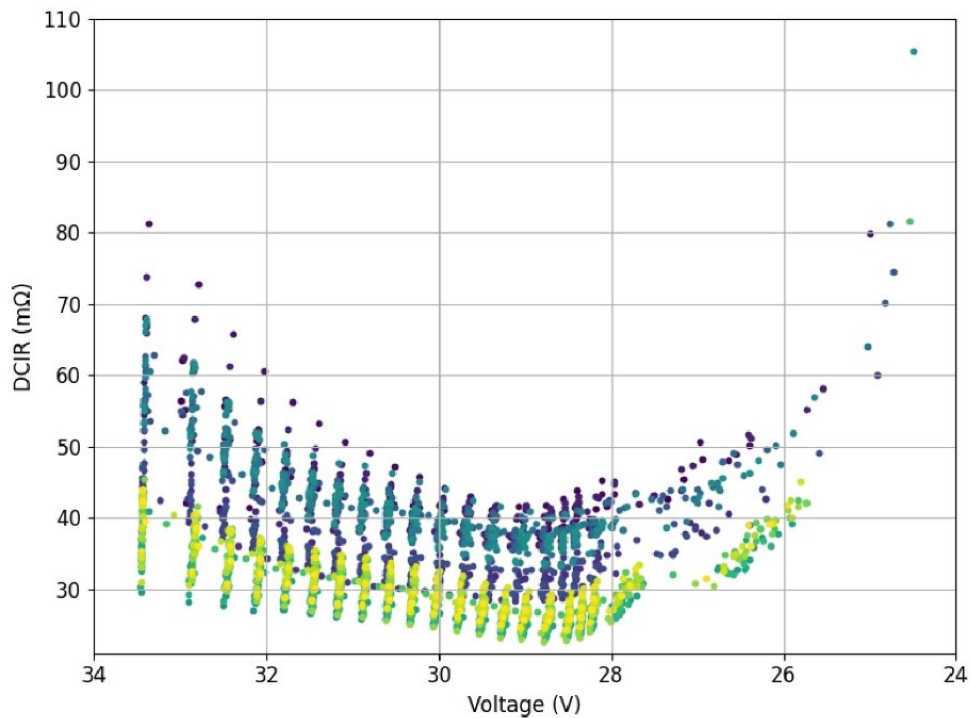


Figure 4: Direct current internal resistance (DCIR) as a function of module voltage. Higher values and dispersion are noted at high states of charge greater than 32 V and low less than 28 V, with stability in the intermediate range 28.8 to 30.4 V.

From the joint analysis of the $V \times \text{SOC}$ and $\text{DCIR} \times V$ curves, it is verified that both the available capacity and the internal resistance undergo systematic variations throughout the discharge cycle. These results provide the basis for investigating in an integrated manner the relationship between SoH and DCIR, since the increase in internal resistance can serve as an indirect indicator of the level of degradation of the modules. This correlation is illustrated in Figure 5, which presents the results obtained during the characterization test of module 129, including three main curves that represent the physical parameters associated with the electrochemical performance of the battery. The graph also indicates a SoH value of 68.11% for the analyzed module.

The upper curve shows the variation of the average cell voltage as a function of SOC during the constant current discharge test C/5. A gradual and almost linear drop in voltage is noted, ranging from approximately 4.05 V to around 3.4 V, which characterizes a stable discharge regime for most of the test. Near the end, a sharp drop in voltage is observed, typical of the depletion of usable capacity in lithium-ion batteries.

The intermediate curve represents the variation of the average DCIR of the module per cell, obtained from the tests with pulsed current at different SOC levels. A characteristic U-shaped behavior is observed, in which the internal resistance is higher at the extremes SOC near 100% and 0% and minimal in the intermediate region. This pattern arises from the increase in resistances associated with electrochemical phenomena at the electrode interfaces, especially at extreme states of charge, where there is greater polarization and limitations in ion diffusion.

Finally, the lower curve illustrates the variations in the average module temperature and ambient temperature throughout the constant current discharge test. A progressive rise in the average module temperature is observed, from approximately 20 °C at the beginning to 23.5 °C at the end of the test, a trend consistent with the heat generation resulting from internal resistive losses. The ambient temperature maintained small oscillations around 20 °C, attributed to climate control in the laboratory during the tests.

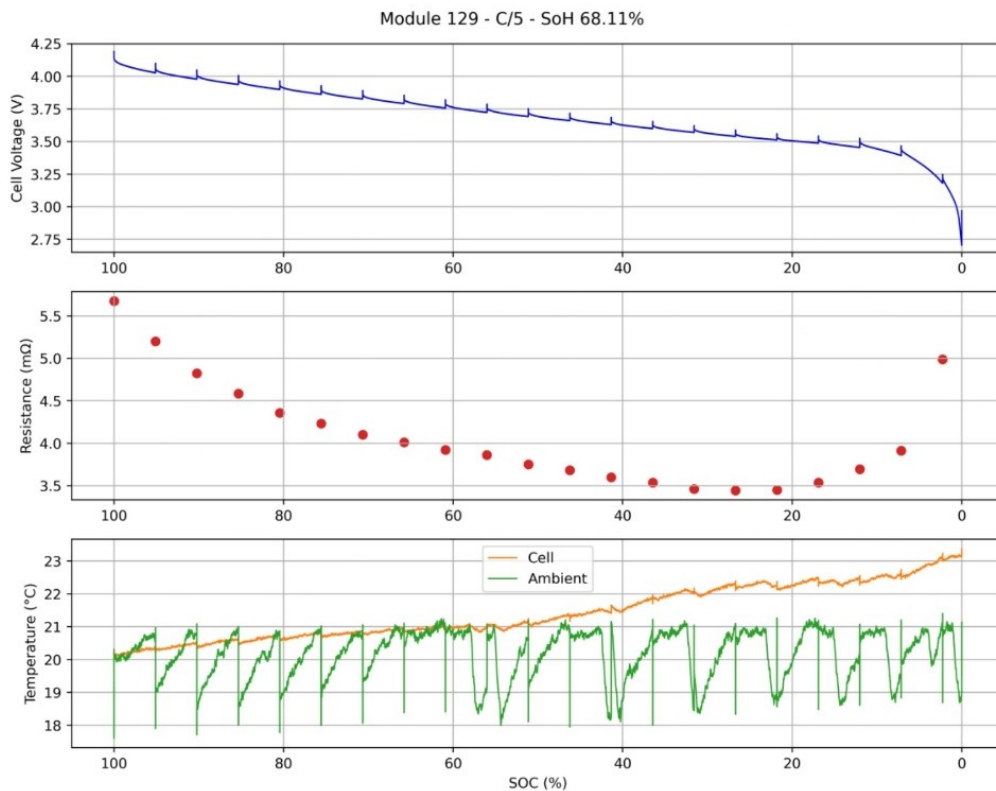


Figure 5: Results of the tests of module 129: voltage × SOC curve under constant discharge C/5 (upper); variation of DCIR as a function of SOC (intermediate); evolution of module temperature and ambient temperature (lower).

Figure 6 presents the distribution of SoH and DCIR values of the tested cells, organized according to the pack of origin. The analysis of SoH reveals the presence of two distinct groups. While packs numbered from 1 to 8 display lower average values, predominantly between 58 % and 64 %, packs 9 to 14 concentrate higher values, mostly between 66 % and 69 %.

This difference is directly related to the operation of the e-Bus battery system, in which only eight packs were used simultaneously, while the other six remained as a backup. Consequently, packs 1 to 8 were subjected to a considerably higher number of charge and discharge cycles, resulting in more pronounced degradation. Packs 9 to 14, used less intensively, exhibited reduced wear, consistent with the shorter effective time of use.

The DCIR results reinforce this distinction between the active packs and the backup packs. Cells from packs 1 to 8 present notably higher internal resistance values, with several observations between 35 and 45 mΩ, indicating an advanced process of electrochemical degradation. In contrast, packs 9 to 14 exhibit significantly lower DCIR values, concentrated below 30 mΩ, which suggests better preservation of the active materials and reduced thickening of the electrode electrolyte interface layer Solid Electrolyte Interphase – SEI.

However, the behavior of packs 3 and 4 stands out, as they present DCIR values like those of packs 9 to 14, yet with substantially lower SoH. This discrepancy indicates the action of degradation mechanisms predominantly related to capacity loss, without proportional variation of internal resistance. Such phenomena may be associated with the irreversible loss of lithium available for ionic exchange Loss of Lithium Inventory – LLI or with the structural fragmentation of the active electrode materials, processes that reduce storage capacity without significantly compromising internal electrical conductivity.

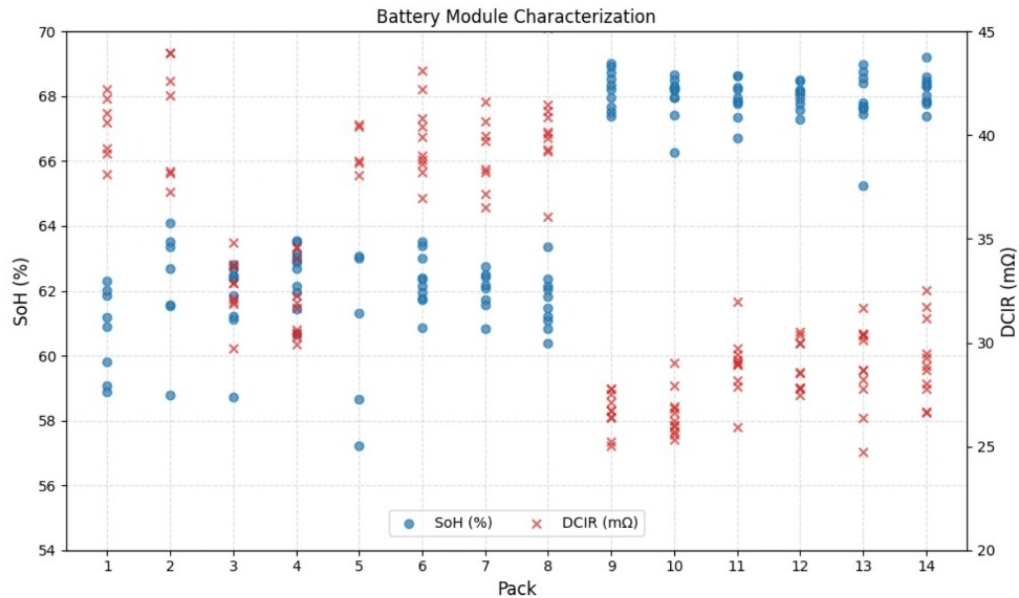


Figure 6: SoH and DCIR results for second life Li ion battery modules relative to their respective original pack.

The analysis of the spatial variation of DCIR as a function of the physical position of the cells within the packs did not reveal systematic correlations indicating location associated degradation. Although local thermal variations may occur, no consistent patterns were observed linking specific positions to higher resistance values. These results suggest that the observed degradation arises mainly from global operational factors, such as time of use, average depth of discharge, and average operating temperature, rather than internal structural aspects of the pack arrangement.

It is worth noting that the e-Bus battery bank was equipped with an active cooling system, composed of fans responsible for exhausting hot air in the battery compartment. The absence of significant variations among cell positions, together with the homogeneous thermal behavior observed, indicates that the ventilation system efficiently performed its function under the operational conditions analyzed. This finding reinforces the importance of adequate thermal management mechanisms, since batteries operating without active ventilation tend to present greater thermal heterogeneity and accelerated degradation (Hohmann et al., 2024).

Figure 7 presents the relationship between SoH, in %, and DCIR, in mΩ, for the different second life battery packs evaluated, identified by their respective IDs according to the color scale. This analysis aimed to investigate the existence of a correlation between the increase in internal resistance and the degradation of the usable capacity of the modules. Each point on the graph represents the average SoH and DCIR values corresponding to a given pack.

The results show a well-defined negative trend between SoH and DCIR, as demonstrated by the linear regression represented by the red line. The coefficient of determination $R^2 = 0.80$ indicates that approximately 80 % of the variation in state of health can be explained by the variation in internal resistance, suggesting that this is a reliable indicator of the level of electrochemical degradation of the modules analyzed.

It is observed that packs with resistance below 30 mΩ are concentrated mostly in the SoH range between 67 % and 69 %, whereas those with resistance above 38 mΩ tend to present SoH below 63 %. This behavior

reinforces the hypothesis that the increase in internal resistance is associated with electrode aging, growth of passivating layers, such as the Solid Electrolyte Interphase (SEI), and other structural and electrochemical changes that negatively affect the usable capacity of the modules.

However, significant dispersion is noted in the intermediate resistance intervals between 30 and 38 mΩ, in which modules with intermediate DCIR values are observed but with SoH varying between 61 % and 63 %. This variability can be explained by the action of distinct and independent degradation mechanisms that affect capacity and internal resistance of the cells in different ways.

For example, increases in resistance may occur due to thickening of the SEI layer, degradation of current collectors, or deterioration of internal contacts, without necessarily implying significant loss of cyclable lithium or active material, resulting in similar capacities but with different DCIR values. Conversely, reductions in capacity may be associated with the loss of lithium available for ionic exchange Loss of Lithium Inventory LLI or with fragmentation of the electrode particles, which limits storage capacity without causing expressive increases in internal resistance (Edge et al., 2021; Liu et al., 2014; O’Kane et al., 2022).

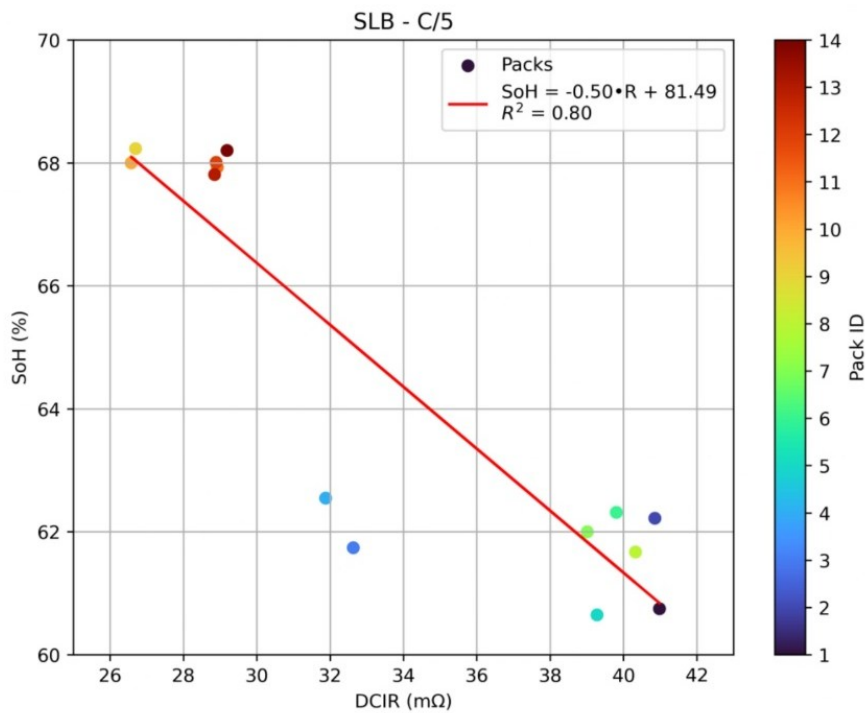


Figure 7: Relationship between SoH % and average DCIR mΩ of the tested packs. The linear regression red line shows a negative correlation $R^2 = 0.80$.

Thus, the dispersion observed in the relationship between SoH and DCIR shows that different aging and degradation trajectories act heterogeneously on the electrical parameters of the modules, even under similar operational conditions. This result reinforces the need for multivariate approaches in the evaluation of battery aging, simultaneously considering electrochemical, thermal, and structural aspects for a more comprehensive understanding of the behavior of second life cells.

4. Conclusion

This study presented a comprehensive experimental characterization of second life lithium-ion battery modules originally employed in the solar electric bus of UFSC e-Bus and later reintegrated into the CELESC UFSC R&D project on transportable storage systems with first life and second life batteries. The methodology employed, based on pulsed current discharge, proved effective for identifying different aging profiles among the modules. The results revealed that approximately 80 % of the variation in SoH can be explained by the

variation in DCIR, confirming a good correlation $R^2 = 0.80$ between these parameters. This correlation validates DCIR as a rapid diagnostic indicator to estimate the residual capacity and overall condition of repurposed lithium-ion batteries.

Two main degradation patterns were observed. Packs that remained in more intensive operation in the e-Bus system exhibited lower SoH values 58 % to 64 % and higher DCIR levels 35 to 45 m Ω , whereas those that operated less frequently showed better preservation, with SoH between 66 % and 69 % and DCIR below 30 m Ω . These results demonstrate the clear influence of usage intensity on the electrochemical aging process. Even so, the more degraded modules still presented stable and predictable discharge behavior, maintaining profiles suitable for stationary systems of low to medium power.

From an applied point of view, the characterized modules show good performance for reintegration into stationary systems for distributed generation, peak demand control, or backup applications. The operating range identified between 28.8 V and 30.4 V represents an ideal region of efficiency and thermal stability, which can guide the design of converters and management strategies for second life storage systems.

The experimental procedure proposed in this study provides a reproducible and scalable methodology for evaluating second-life vehicle batteries under Brazilian conditions. Beyond the technical validation of reuse, it establishes quantitative parameters that support decision-making in industrial requalification processes, as well as regulatory standardization and safety assurance. Furthermore, the correlation between SoH and DCIR obtained in this work offers valuable input for the development of predictive algorithms in battery management systems (BMS), enabling real-time monitoring and adaptive operation of second-life modules.

Future work may expand this framework through automation and the integration of analysis tools based on data, eventually incorporating artificial intelligence techniques for automatic classification of degradation patterns and lifetime prediction. In addition, extending the characterization protocol to include prolonged cycling tests, impedance spectroscopy, and simulations of thermal runaway will enhance the understanding of the behavior of these batteries in different operational scenarios.

In summary, this study reinforces the technical feasibility and environmental relevance of repurposing traction batteries in stationary applications. By quantifying the relationship between electrochemical health indicators and operational performance, it contributes to a circular economy model in which electric mobility and renewable energy systems converge toward more sustainable and efficient storage solutions.

5. Acknowledgments

The authors express their sincere gratitude to the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) and CELESC Distribuição S.A. for the financial support provided to the Research and Development Project No. 05697-0323/2023, entitled “Multifunctional Transportable Storage System Using First-Life and Second-Life Batteries for Outage Support and Seasonal Peak Demand Management in the Distribution Grid,” which is being developed under the ANEEL R&D Program, and to the Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq – Project: 406361/2022-3) for the financial support. This research was also carried out within the scope of the activities of the National Institute for Technological Development of Photovoltaic Solar Energy Applications (INCT-DAESF, CNPq/MCTI/Brazil, Process 408486/2024-4).

6. References

- Adebanjo, I. T., Eko, J., Agbeyegbe, A. G., Yuk, S. F., Cowart, S. V., Nagelli, E. A., Burpo, F. J., Allen, J. L., Tran, D. T., Bhattarai, N., Shah, K., Hwang, J.-Y., & Sun, H. H. (2025). A comprehensive review of lithium-ion battery components degradation and operational considerations: a safety perspective. *Energy Adv.*, 4(7), 820–877. <https://doi.org/10.1039/D5YA00065C>.
- Akram, M. N., & Abdul-Kader, W. (2024). Repurposing Second-Life EV Batteries to Advance Sustainable Development: A Comprehensive Review. In *Batteries* (Vol. 10, Issue 12). Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). <https://doi.org/10.3390/batteries10120452>.

- Antoniolli, A. F. ; M. A. A. ; R. R. (2017). Ônibus elétrico abastecido por edificação solar fotovoltaica. XIV ENCAC – Encontro Nacional Sobre Conforto No Ambiente Construído, 1472–1478.
- Azizighalehsari, S., Venugopal, P., Pratap Singh, D., Batista Soeiro, T., & Rietveld, G. (2024). Empowering Electric Vehicles Batteries: A Comprehensive Look at the Application and Challenges of Second-Life Batteries. *Batteries*, 10(5). <https://doi.org/10.3390/batteries10050161>.
- Beckers, C., Hoedemaekers, E., Dagkilic, A., & Bergveld, H. J. (2023). Round-Trip Energy Efficiency and Energy-Efficiency Fade Estimation for Battery Passport. 2023 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 1–6. <https://doi.org/10.1109/VPPC60535.2023.10403325>.
- Böttiger, M., Paulitschke, M., & Bocklisch, T. (2017). Systematic experimental pulse test investigation for parameter identification of an equivalent based lithium-ion battery model. *Energy Procedia*, 135, 337–346. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.525>.
- Cui, X., Aadil Khan, M., Singh, S., Sharma, R., & Onori, S. (2025). Toward a BMS2 Design Framework: Adaptive Data-Driven State-of-Health Estimation for Second-Life Batteries With BIBO Stability Guarantees. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, 11(3), 7684–7696. <https://doi.org/10.1109/TTE.2025.3530498>.
- Edge, J., O’Kane, S., Prosser, R., Kirkaldy, N., Patel, A., Hales, A., Ghosh, A., Ai, W., Chen, J., Jiang, J., Li, S., Pang, M.-C., Bravo Diaz, L., Tomaszewska, A., Marzook, M., Radhakrishnan, K., Wang, H., Patel, Y., Wu, B., & Offer, G. (2021). Lithium-Ion Battery Degradation: What you need to know. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 23. <https://doi.org/10.1039/D1CP00359C>.
- 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). <https://doi.org/10.3390/en18010042>.
- Hohmann, M., Napolini, H. F., Sergio, L. A. Z., Oliveira, A. K. V. de, Pacheco, L. F., & Rüther, R. (2024). AVALIAÇÃO DE MÉTODOS PARA CARACTERIZAÇÃO DE BATERIAS DE LÍTIO EM SEGUNDA VIDA. *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS*. <https://doi.org/10.59627/cbens.2024.2446>.
- Hong, H., Zhu, Y., & Shen, S. (2025). Evaluation of Lithium Battery Cycle Aging Based on Temperature Increase During Charging. <https://doi.org/10.3390/batteries>.
- International Energy Agency. (2025). Global EV Outlook 2025 – Expanding sales in diverse markets. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025>.
- Liu, L., Park, J., Lin, X., Sastry, A. M., & Lu, W. (2014). A thermal-electrochemical model that gives spatial-dependent growth of solid electrolyte interphase in a Li-ion battery. *Journal of Power Sources*, 268, 482–490. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.06.050>.
- O’Kane, S., Ai, W., Alonso-Alvarez, D., Timms, R., Sulzer, V., Edge, J., Wu, B., Offer, G., & Marinescu, M. (2022). Lithium-ion battery degradation: how to model it. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 24. <https://doi.org/10.1039/D2CP00417H>.
- Oliveira, A., Gomes, A., Goulart, V., Montenegro, A., & Rüther, R. (2019). Analysis of the Integration of an Electric Bus and an Electric Vehicle with Grid-Connected PV Systems and a Storage System. 1–8. <https://doi.org/10.18086/swc.2019.31.02>.
- Salek, F., Resalati, S., Babaie, M., Henshall, P., Morrey, D., & Yao, L. (2024). A Review of the Technical Challenges and Solutions in Maximising the Potential Use of Second Life Batteries from Electric Vehicles. *Batteries*, 10(3). <https://doi.org/10.3390/batteries10030079>.
- Tao, T. S., Wei, G., & Zhang, X. (n.d.). PulseBat: A field-accessible dataset for second-life battery diagnostics from realistic histories using multidimensional rapid pulse test. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2502.16848>.

APÊNDICE C – ARTIGO PUBLICADO ANAIS CBENS 2024

X Congresso Brasileiro de Energia Solar – Natal, 27 a 31 de maio de 2024

AVALIAÇÃO DE MÉTODOS PARA CARACTERIZAÇÃO DE BATERIAS DE LÍTIO EM SEGUNDA VIDA

Matheus Hohmann – matheus.hohmann79@gmail.com

Helena Flávia Napolini

Lucas Augusto Zanicoski Sergio

Aline Kirsten Vidal de Oliveira

Universidade de Santa Catarina

Leonardo Freire Pacheco

Celesc Distribuição S.A.

Ricardo Rüther

Universidade de Santa Catarina

Resumo. Com o avanço do mercado de eletromobilidade, os consideráveis investimentos em recursos financeiros e ambientais em baterias de lítio têm motivado a busca por alternativas que minimizem esse alto custo econômico e ambiental. Nesse contexto, surge a proposta de aproveitar baterias retiradas de veículos elétricos, conhecidas como "baterias de segunda vida", devido à sua elevada densidade de energia e potência. Essas baterias podem ser reutilizadas em novas aplicações com menor demanda energética, como o suporte a geradores solares fotovoltaicos para fornecer eletricidade em áreas isoladas da rede elétrica convencional. Diante desse cenário, torna-se crucial avaliar as características técnicas dessas baterias, analisando a viabilidade técnica de sua utilização, seus parâmetros elétricos e a determinação de sua vida útil. Este estudo tem como objetivo examinar metodologias disponíveis na literatura para a determinação de parâmetros elétricos de baterias de lítio, selecionar o método mais apropriado e aplicá-lo na determinação da capacidade e resistência interna de baterias provenientes de veículos Nissan LEAF modelo 2012, que atuaram como táxis em São Paulo/SP e Rio de Janeiro/RJ por cinco anos. Os resultados obtidos revelaram testes confiáveis de medição de capacidade dos módulos de baterias, embora com uma execução demorada. Já os testes de resistência interna foram conduzidos de forma mais ágil, utilizando diferentes valores de corrente, sendo que a corrente nominal das baterias proporcionou resultados menos variáveis. Observou-se uma variação nos parâmetros elétricos dentro do mesmo veículo, possivelmente associada à temperatura interna, além de variações entre os veículos. Foi estabelecida uma relação matemática entre capacidade e resistência interna com base nos valores médios encontrados na prática. Concluiu-se que as baterias de segunda vida representam uma alternativa viável para estender a vida útil das baterias de lítio e otimizar o processo produtivo, embora a caracterização em larga escala ainda apresente desafios.

Palavras-chave: Bateria de Segunda Vida, Caracterização de Bateria de Lítio e Veículos Elétricos.

1. INTRODUÇÃO

A preocupação com o armazenamento de energia remonta a tempos antigos, antes mesmo da descoberta da eletricidade. A necessidade de armazenar óleos para lâmpadas nas cidades reflete a busca contínua da humanidade por maneiras de contornar a variabilidade de recursos ou energia (Pressley, 1996). Hoje, a dependência da energia elétrica está profundamente enraizada em nossa sociedade, tornando impraticável consumi-la apenas nos momentos de geração disponível. Exemplos contemporâneos incluem usinas hidroelétricas, que armazenam energia potencial gravitacionalmente, e as crescentes produções de baterias utilizadas em veículos elétricos (Bloch et al., 2019).

No entanto, apesar do aumento na produção de baterias, surge o desafio da gestão sustentável desses dispositivos. A degradação gradual da capacidade ao longo do tempo leva à substituição das baterias, mesmo que ainda possuam considerável potencial de armazenamento. O conceito de "bateria em segunda vida" destaca a possibilidade de reutilização desses dispositivos descartados, proporcionando benefícios financeiros e ambientais (Strickland et al., 2014; Cicconi et al., 2012).

A reutilização de baterias de veículos elétricos surge como uma abordagem promissora para lidar com o descarte desses componentes. Estudos indicam que, após aproximadamente cinco anos de uso em veículos, essas baterias ainda preservam considerável capacidade, variando entre 70% e 80% de sua condição inicial (Saxena et al., 2015). Mesmo após atingirem o fim de sua vida útil para aplicações de eletromobilidade, essas baterias têm potencial para desempenhar um papel crucial no armazenamento de energia em outras aplicações estacionárias onde o espaço ocupado não seja um aspecto determinante (Martínez-Laserna et al., 2018). O reuso em segunda vida dessas baterias não apenas contribui para a redução do desperdício, mas também representa uma estratégia eficaz para prolongar o ciclo de vida de um produto que, de outra forma, seria descartado ou reciclado, alinhando-se aos princípios de sustentabilidade e eficiência no gerenciamento de recursos.

Para viabilizar a utilização de baterias em segunda vida, é crucial avaliar aspectos econômicos e técnicos, detectando problemas existentes ou prevenindo futuros. Diversos métodos de caracterização têm sido explorados na literatura para essa finalidade (Dürr et al., 2006; Mousavi G. e Nikdel, 2014; González L. e Francisco M., 2006). No contexto apresentado, o presente trabalho tem como objetivo investigar diversos métodos de caracterização de baterias em segunda vida, com ênfase na determinação da resistência interna e na sua correlação com a capacidade. Os resultados e métodos de determinação de capacidade foram expostos em um artigo anterior (Hohmann; Oliveira; Rüther, 2022); portanto, neste trabalho, serão conduzidos ensaios e análises complementares ao estudo já publicado.

2. METODOLOGIA

Nesta seção, são apresentadas as metodologias aplicadas nos testes de resistência interna e capacidade, que englobam o conceito de avaliação técnica de baterias em segunda vida. Essas práticas resultam de uma colaboração estabelecida em 2018 entre o Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica/UFSC www.fotovoltaica.ufsc.br) e a empresa Nissan Automóveis do Brasil, originada de um projeto anterior conduzido pela empresa. Em 2012, a Nissan, em parceria com as prefeituras das cidades de São Paulo e Rio de Janeiro, iniciou um projeto piloto para avaliar a viabilidade econômica de veículos elétricos no Brasil. Este projeto envolveu 25 veículos Nissan LEAF, que foram utilizados como táxis, percorrendo mais de 2,2 milhões de quilômetros ao longo de cinco anos (Dana, 2016). Após a conclusão bem-sucedida desse projeto, consolidou-se uma colaboração entre a Fotovoltaica/UFSC e a Nissan, focada no desenvolvimento de conhecimento acadêmico sobre baterias em segunda vida. Do projeto piloto, foram entregues ao Laboratório 12 conjuntos de baterias, impulsionando a realização de pesquisas aprofundadas nesse campo específico.

Neste estudo, são apresentados os resultados derivados de seis dos doze conjuntos de baterias cedidos pela Nissan ao laboratório Fotovoltaica/UFSC. Esses conjuntos foram retirados de veículos Nissan LEAF modelo 2012, cada um com capacidade de 24,5 kWh, proporcionando uma autonomia de 160 km quando os veículos eram novos. Cada conjunto de baterias é composto por 48 módulos conectados em série, Fig. 1, onde cada módulo possui uma tensão nominal de 7,4V e capacidade de 66 Ah. Os módulos utilizados consistem em quatro células da tecnologia LMO (Óxido de Manganês de Lítio), configuradas em 2s2p, o que significa duas células em série com outras duas em paralelo. Essas células, do tipo *pouch*, possuem uma tensão nominal de 3,7V e uma capacidade de 33 Ah.



Figura 1 - Conjuntos de baterias do Nissan LEAF aberto (Hohmann; Oliveira; Rüther, 2022).

2.1 Ensaios de Capacidade

O procedimento para condução do teste de capacidade pode ser dividido em duas fases distintas: a primeira engloba o carregamento da bateria, enquanto a segunda consiste na execução efetiva do teste de capacidade, envolvendo o descarregamento da bateria. Antes de iniciar a fase de carregamento, é necessário selecionar os módulos que serão ensaiados. O equipamento utilizado para realização dos ensaios é uma carga eletrônica NHR-9430-12, na qual possuiu uma tensão mínima de trabalho de 10V, por este motivo é necessário realizar todas as etapas deste processo com três células conectadas em série. Com o propósito de mitigar as variações de degradação ao longo do ciclo de vida inicial, optou-se por combinar módulos consecutivos e próximos fisicamente dentro do mesmo veículo. Portanto, os módulos 1,

2 e 3 foram selecionados, seguidos pelos módulos 4, 5 e 6, até o módulo 46, 47 e 48. Este procedimento foi aplicado consistentemente em todos os testes e veículos.

Com os módulos devidamente selecionados, inicia-se a fase de carregamento. Durante esse processo, os três módulos são conectados e submetidos a uma carga até atingirem a tensão de 25,2V (4,2V por célula), utilizando uma corrente de C/2. Monitora-se a tensão ao longo de todo o processo, e caso haja alguma disparidade de Estado de Carga (SOC) entre os módulos, este é removido da série e carregado separadamente. A corrente de corte para carga foi estabelecida em C/10. Em resumo, o objetivo desse processo é garantir que os três módulos alcancem a tensão máxima e a corrente de corte, seja de maneira conjunta ou individual, respeitando os requisitos que indicam a conclusão da carga total da bateria.

Após a conclusão bem-sucedida da primeira fase, procede-se à execução do teste de capacidade propriamente dito. Para isso, as três baterias carregadas são conectadas à carga eletrônica, configurando-se a corrente de descarga, dando início ao teste. A corrente utilizada nesse teste é de C/3, conforme definido na literatura (Braco et al., 2020; Martinez-Laserna et al., 2018), uma vez que não se dispõe do *datasheet* desta célula. Como mencionado anteriormente, a carga eletrônica realiza a contabilização de capacidade e energia drenada da bateria, dispensando a necessidade de medidas adicionais para a condução do teste.

Ao longo do teste, é efetuado o monitoramento da tensão de cada célula, visando garantir a equipotencialidade dos módulos e, por conseguinte, identificar qualquer degradação mais acentuada que possa antecipar o término do teste. O teste de capacidade é concluído quando qualquer célula atinge a tensão mínima de operação, estabelecida em 2,5V. Para determinação do estado de saúde das baterias ensaiadas basta dividir a capacidade aferida no teste pela capacidade em primeira vida.

2.2 Ensaios de Resistencia Interna

Para realização deste estudo, foi analisado o *Battery Energy Storage System* (BESS) com primeira e segunda vida localizado no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica/UFSC). O sistema de segunda-vida consiste em dois racks (Fig. 2a) conectados a um *Power Conversion System* (PCS), conversor bidirecional responsável pela carga e descarga das baterias. Cada rack é composto por baterias do Nissan Leaf, totalizando 105 módulos conectados em série, com uma tensão nominal de 787V e capacidade energética de 52,5 kWh em sua primeira vida.

Os racks são monitorados e protegidos individualmente por um *Battery Management Systems* (BMS) devido à necessidade de operação independente e limitações de hardware. Cada rack é constituído por conjuntos de módulos dispostos em 16 grupos (Fig. 2b). O ambiente tem controle de temperatura e umidade ajustados em 23°C e 60%, respectivamente.



Figura 2 - (a) Racks de baterias em segunda vida; (b) Conjuntos de baterias em segunda vida (Hohmann et al., 2022).

O BMS empregado neste projeto é o Lithiumate Lithium-ion BMS (Fig. 3a), fabricado pela empresa americana Elithion. A escolha desse equipamento se deu devido à sua notável versatilidade e modularidade, proporcionando ao consumidor final a capacidade de configurar diversos parâmetros elétricos e de segurança. O BMS é compatível com diferentes químicas de baterias de lítio, apresenta balanceamento passivo e é acompanhado por um *software* (Fig. 3b) que facilita o monitoramento e a aquisição de dados durante a realização dos ensaios ou operação diária do banco.

A capacidade do BMS de coletar informações detalhadas é particularmente crucial para este estudo, pois os dados obtidos são fundamentais para a análise de viabilidade técnica das baterias em segunda vida. Para um controle mais minucioso e, consequentemente, uma operação mais segura do banco de baterias, a opção foi monitorar as baterias a nível de célula, não se restringindo apenas ao nível de módulo. As placas de medição entre os polos de um mesmo módulo, conforme mostrado na Fig. 2, realizam medições de parâmetros elétricos e ambientais. Essas informações são então comunicadas ao BMS, permitindo que ele tome decisões com base nessas análises.



Figura 3 - (a) BMS utilizado no BESS em segunda vida; (b) Software do BMS.

A abordagem metodológica para o teste de resistência interna revela uma influência da corrente de descarga, conforme evidenciado em estudos anteriores (Mousavi G. e Nikdel, 2014; Gonzalez-Longatt, 2006). Com o intuito de aprofundar essa análise, foram conduzidos testes empregando correntes de descarga de C/4, C/2 e 1C, visando possíveis valores de corrente utilizados em aplicação de segunda vida, na qual é utilizada em regime de operação mais brando.

A natureza do teste, entretanto, apresenta algumas limitações decorrentes das características do PCS. Este sistema permite apenas a realização do teste com potência, resultando em pequenas variações na magnitude da corrente ao longo da descarga. Para contornar essa particularidade, será adotada a estratégia de calcular a média dos valores de corrente adquiridos durante o período de 20 segundos de descarga. O tempo para a realização do ensaio foi selecionado com o objetivo de ser suficientemente longo para que os efeitos dinâmicos da bateria não sejam observados ao longo do ensaio, mas suficientemente curto para que seu estado de carga não seja alterado.

Quanto ao cálculo da resistência interna foi aplicada a Eq. (1), onde é utilizado a tensão em circuito aberto (V_{oc}) em volts ligeiramente anterior ao início da descarga, valor de tensão em carga (V_t) em volts ao final do período de teste e corrente média em ampere ao longo do teste (I_{med}).

$$R_{int} = \frac{V_{oc} - V_t}{I_{med}} \quad (1)$$

Quanto à aquisição de dados, o software do BMS foi empregado para registrar as leituras de tensão e corrente durante o teste. Os registros de tensão serão capturados com três algarismos significativos e um erro de precisão de no máximo $\pm 15\text{mV}$. No caso das correntes, serão considerados dois algarismos significativos, com um erro de precisão não superior a $\pm 0,5\text{A}$, conforme especificações do fabricante.

Ao término do teste, os dados adquiridos foram integralmente utilizados na aplicação da Eq. (1), resultando no cálculo da resistência interna para cada uma das 420 células que compõem os dois racks do BESS de segunda vida. Esse procedimento proporciona uma compreensão mais aprofundada da integridade e desempenho do sistema em questão.

3. RESULTADOS

A seguir, são apresentados os resultados de capacidade, resistência interna e a correlação entre esses parâmetros para as baterias de segunda vida do Nissan Leaf. Estas análises são cruciais para determinar desempenho e a viabilidade dessas baterias em aplicações de armazenamento de energia.

3.1 Capacidade

A Tab. 1 destaca as variações de capacidade entre diferentes carros utilizados, também indica a quantidade de módulos medidos de cada carro, que variam de acordo com a disponibilidade de tempo e dos equipamentos empregados. A análise, baseada no valor médio da capacidade medida, revela uma diferença de 35% entre as capacidades médias, correspondendo a uma variação de 23 Ah no caso mais extremo. Mesmo em casos moderados, a variação ainda é expressiva, situando-se entre 10% e 15%. Essas disparidades ressaltam a importância dos testes de capacidade na classificação de células, especialmente ao considerar a formação de sistemas de armazenamento de segunda vida com módulos de origens diferentes.

Tabela 1 - Valores de estado de saúde referente aos carros testados (Hohmann; Oliveira; Rütther, 2022).

Carro #	1	2	3	4	5	6	7	8
Número de módulos medidos	15	18	9	12	24	21	12	12
SoH máxima	56,0%	67,7%	89,2%	60,3%	66,9%	72,6%	66,6%	60,5%
SoH média	51,8%	62,7%	88,0%	54,3%	62,6%	69,9%	63,2%	57,1%
SoH mínima	49,7%	57,9%	83,6%	47,8%	60,0%	64,1%	60,8%	56,1%
Variação (máximo – mínimo)	6,30%	9,80%	5,60%	12,50%	6,90%	8,50%	5,80%	4,40%

Os resultados mostram uma grande variação entre capacidade para os diferentes carros analisados. Podemos inferir que a forma de utilização dos veículos, notadamente como táxis, desempenha um papel crucial nas diferenças de capacidade observadas. A falta de acesso ao histórico de utilização e informações do BMS veicular não impede a conclusão de que alguns veículos foram utilizados de forma mais severa ou prolongada do que outros, pois, é possível observar uma variação na capacidade remanescente das baterias. A utilização de carregadores rápidos, frequentemente necessários para o retorno rápido ao trabalho, e cargas lentas ao longo de noites inteiras contribuem para diferentes níveis de degradação. A análise ressalta como a intensidade e frequência da utilização podem influenciar no processo de degradação das baterias de íon de lítio.

Outro ponto destacado é a discrepância nos estados de saúde entre células do mesmo veículo, revelando um desequilíbrio considerável. Este fenômeno é mais evidente quando comparadas as células dos módulos iniciais e finais do carro, sugerindo uma variação mais acentuada nessas extremidades possivelmente por conta de temperatura não homogênea dentro do conjunto de baterias. Isso levanta preocupações sobre problemas de balanceamento e autonomia ao formar sistemas de armazenamento de segunda vida sem testes de seleção de módulos. Como comentado anteriormente, o objetivo principal deste artigo não é determinação de capacidade mais sim sua correlação com resistência interna e para informações mais detalhadas é recomendável consultar o artigo anterior (Hohmann; Oliveira; Rütther, 2022).

3.2 Resistência Interna

A Fig. 4 apresenta os resultados dos ensaios de resistência interna para as diferentes taxas de descargas utilizadas. Primeiramente, é possível notar que ao incrementar a corrente de avaliação, ocorre uma redução no intervalo entre os valores máximos e mínimos para todos os veículos. Consequentemente, todos os dados se concentram mais em uma faixa, resultando em uma menor variabilidade nos resultados. Este fenômeno está alinhado com o que é discutido na literatura, pois a realização do teste com correntes pequenas, como $C/2$ ou $C/4$, não é recomendada. Para garantir a confiabilidade dos resultados, é aconselhável empregar correntes superiores a $1C$ (He; Xiong; Fan, 2011; Mousavi G. e Nikdel, 2014; Thakkar, 2021). Assim, o uso de uma corrente inadequada para o teste pode resultar em conclusões e caracterizações equivocadas.

Os veículos 2, 4, 5, 7 e 8 demonstraram uma redução na amplitude interquartil à medida que a corrente do teste aumentava, indicando que 50% dos dados se aproximaram mais da média com o aumento da corrente. Contrariamente, no caso do veículo 6, a amplitude interquartil do teste $C/2$ foi menor que a do $1C$. Isso pode ser atribuído à presença de outliers, valores excluídos da análise devido à sua significativa disparidade. No caso do veículo 6, dois outliers foram identificados, representando 28 módulos que foram excluídos da análise.

Observa-se que os veículos 4 e 5 apresentaram um número elevado de outliers, sendo valores descartados por serem consideravelmente discrepantes dos demais resultados. Portanto, é possível concluir que a variabilidade dos resultados com corrente de $C/2$ para os veículos 4 e 5 é significativamente maior do que em outras correntes e veículos. Esse comportamento provavelmente está relacionado ao fato de que essa corrente pode não ser apropriada para o teste, resultando em valores que não refletem a realidade.

Outro padrão observado refere-se aos resultados obtidos no teste com corrente intermediária, os quais apresentaram valores médios superiores em comparação com outras correntes. Por outro lado, os testes realizados com corrente $C/4$ resultaram em valores médios de resistência mais baixos, exceto para o veículo 5, que teve esse valor como intermediário.

Para a corrente mais elevada, notou-se um valor médio na posição intermediária dos resultados, com exceção do veículo 5, que apresentou esse valor como mínimo.

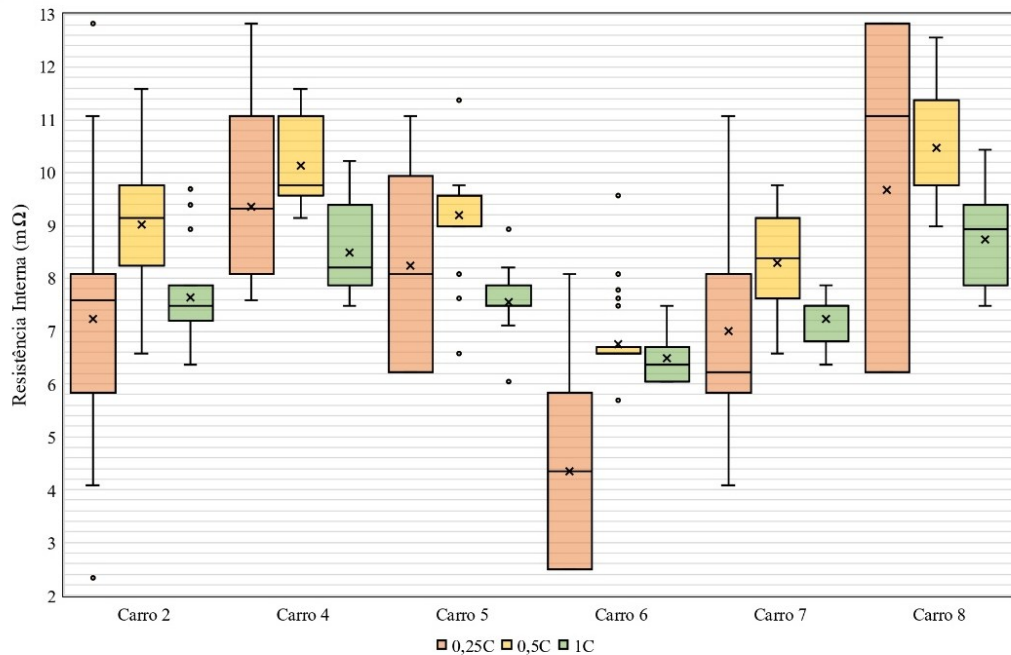


Figura 4 - Resultados ensaio de resistência interna.

Todas essas considerações estão intrinsicamente ligadas à corrente utilizada no teste. Assim, conforme evidenciado nos resultados e orientado pela literatura, é recomendável empregar correntes superiores a 1C para a determinação da resistência interna.

Uma comparação de grande relevância consiste em confrontar os dados de resistência interna com os de capacidade de um mesmo veículo em relação aos demais. Essa análise visa observar a degradação de maneira abrangente, uma vez que esses dois parâmetros são os principais indicadores de deterioração da bateria (BRACO et al., 2020; MARTINEZ-LASERNA et al., 2018). À medida que o tempo de utilização da bateria avança, espera-se uma redução na capacidade e um aumento na resistência interna, como evidenciado pelos resultados apresentados na Tab. 2.

Tabela 2 - Comparativo de capacidade e resistência interna.

Número do Carro	Resistencia Média – 1C (mΩ)	Capacidade Média (%)
6	6,48	69,89
7	7,22	63,21
5	7,55	62,71
2	7,63	62,64
4	8,49	57,92
8	8,72	54,32

Analisando os dados, é possível notar uma correlação entre os fatores de degradação, conforme mencionado na literatura. Os módulos do veículo 6 exibem a maior capacidade remanescente e a menor resistência interna, um resultado consistente com o que é encontrado na literatura. Os módulos do veículo 7 seguem a mesma conclusão aplicada ao veículo 6. Por outro lado, os veículos 5 e 2 apresentaram uma inversão: o veículo 5 é o terceiro mais degradado em termos de capacidade e o quarto em termos de resistência interna, enquanto o veículo 2 é seu antagônico em posição. No entanto, observa-se que os veículos 5 e 2 têm valores muito próximos de capacidade e resistência interna, tornando essa inversão de posição menos relevante. O principal objetivo da Tabela 2 é destacar a correlação do declínio entre os parâmetros.

Outra maneira de analisar a correlação entre a diminuição da capacidade e o aumento da resistência é por meio da Figura 5. O gráfico fornecido representa a capacidade em relação aos resultados de resistência interna a 1C de cada bateria. Assim, torna-se evidente a relação desses dois parâmetros à medida que a bateria se degrada. Além dessa observação, a Figura 5 também oferece a possibilidade de traçar uma linha de tendência para expressar matematicamente essa relação.

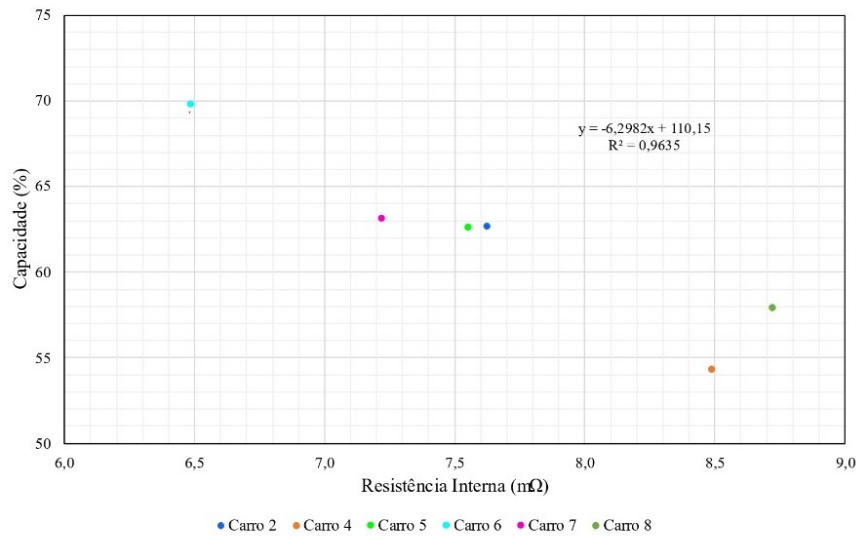


Figura 5 – Correlação entre capacidade remanescente e resistência interna.

A equação que descreve esse comportamento é de primeiro grau, indicando uma relação linear entre capacidade e resistência interna, conforme mencionado na literatura (Braco Et Al., 2020; Martinez-Laserna Et Al., 2018). Dessa forma, foi possível obter um valor de $R^2 = 0,9635$. Apesar de não ser tão próximo de 1, esse valor é aceitável dada a variabilidade envolvida em todos os testes. Um aspecto muito interessante dessa curva apresentada é a capacidade de realizar sua extrapolação para obter a Fig. 6.

Assim, é viável determinar a resistência interna a partir de um valor de capacidade, ou realizar o processo reverso, o que é mais vantajoso. O teste de capacidade é demorado, tornando sua realização em larga escala praticamente inviável. Por outro lado, o teste de resistência interna é rápido e pode ser concluído em apenas alguns segundos. Com a ajuda da curva apresentada na Fig. 6, seria possível estimar um parâmetro que leva horas para ser determinado, ou seja, a capacidade da bateria, com base em um parâmetro que pode ser determinado em segundos, a resistência interna. É importante considerar as ressalvas feitas anteriormente nesta análise, mas a capacidade de agilizar o processo de caracterização ou obter uma noção de um parâmetro quando o outro já foi determinado é uma conclusão de grande relevância.

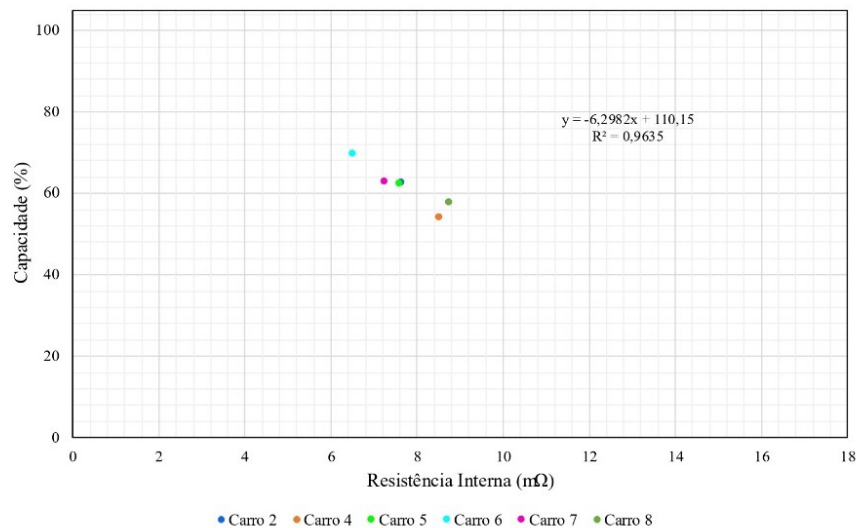


Figura 6 - Extrapolação da correlação entre capacidade remanescente e resistência interna.

4. CONCLUSÃO

Diante do elevado custo associado à aquisição e reciclagem de baterias de lítio, aliado ao crescente impulso global em direção à eletrificação de veículos, as baterias em segunda vida emergem como uma alternativa promissora para estender a vida útil desse componente. Devido à sua modularidade, alta densidade de energia e potência, essas baterias podem ser aplicadas em diversos contextos, como alimentação de eletrodomésticos em áreas com intermitência ou ausência de rede elétrica básica, postes off-grid para iluminação pública e formação de sistemas de armazenamento de energia (BESS) em containers contendo centenas de baterias. No entanto, a implementação efetiva dessa tecnologia enfrenta desafios significativos, notadamente no desenvolvimento de métodos eficientes para caracterização das baterias.

O presente estudo concentrou-se na exploração das diferentes abordagens para determinação de parâmetros de resistência interna em baterias em segunda vida. Além disso, foram conduzidos testes práticos para a determinação desses parâmetros, utilizando módulos de baterias provenientes de veículos elétricos do modelo Nissan Leaf. Os testes de resistência interna demonstraram ser de rápida execução, com resultados consistentes, especialmente quando realizados com corrente 1C. Os resultados obtidos permitiram identificar uma relação entre capacidade e resistência interna, proporcionando o desenvolvimento de equações matemáticas que quantificam essa interconexão. No entanto, também se evidenciou a dificuldade na formação de grandes arranjos de baterias para constituir um BESS, devido à considerável variabilidade na degradação das células, uma questão discutida tanto no âmbito intra-veicular quanto entre diferentes automóveis.

O desafio central observado reside na realização de uma análise técnica confiável e eficiente, tornando essa aplicação viável em larga escala. O uso de baterias de lítio em segunda vida promete aumentar a viabilidade econômica e mitigar questões ambientais associadas a essa tecnologia de armazenamento de energia. Contudo, para efetivar essa promessa em escala global, é imperativo o desenvolvimento de pesquisas e técnicas inovadoras na área, visando auxiliar na caracterização e modelagem dos parâmetros elétricos dessas baterias.

Para próximos trabalhos serão realizadas validação da equação determinada com novos carros, implementação em outras químicas de bateria de lítio e detalhamento do modelo utilizado para determinação do circuito equivalente da bateria.

Agradecimentos

Os autores expressam sinceros agradecimentos à Nissan Automóveis do Brasil pelo fornecimento das baterias descartadas dos veículos Nissan LEAF, essenciais para a condução deste estudo. Agradecem também à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Engie Brasil Energia e Guascor do Brasil pelo apoio financeiro no âmbito do projeto P&D Estratégico ANEEL 021/2016, e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq – Projeto: 383767/2022-9) pelo financiamento. Agradecem ainda a Celesc Distribuição S.A. pelo apoio financeiro proporcionado pelo projeto de P&D intitulado "Sistema de armazenamento transportável multifunção via baterias de primeira e em segunda vida para suporte a desligamentos e atendimento a picos sazonais de demanda da rede de distribuição" (5697-0323/2023), regulamentado pela ANEEL. O projeto está sendo executado pelo Laboratório FV UFSC, da Universidade Federal de Santa Catarina, e financeiramente gerenciado pela Fundação de Ensino e Engenharia de Santa Catarina.

REFERÊNCIAS

- Braco, E. et al. Experimental assessment of cycling ageing of lithium-ion second-life batteries from electric vehicles. *Journal of Energy Storage*, v. 32, p. 101695, 2020. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X20315322>>.
- Bloch, C. et al. Breakthrough batteries: Powering the era of clean electrification. Rocky Mountain Institute, 2019.
- Cicconi, P. et al. Feasibility analysis of second life applications for li-ion cells used in electric powertrain using environmental indicators. In: 2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON). 2012. p. 985–990.
- Dana, C. Após 4 anos, nissan encerra programa experimental de táxis elétricos. 2016. Disponível em: <<https://dana.com.br/canaldana/2016/04/20/apos-4-anos-nissan-encerra-programa-experimental-de-taxis-eletricos/>>.
- Dürr, M. et al. Dynamic model of a lead acid battery for use in a domestic fuel cell system. *Journal of Power Sources*, v. 161, n. 2, p. 1400–1411, 2006. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775306000401>>.
- González Longatt, F. M. Circuit based battery models: A review. In: Proceedings of 2nd Congreso Iberoamericano De Estudiantes de Ingeniería Eléctrica, Puerto la Cruz, Venezuela. 2006.
- He, H.; Xiong, R.; Fan, J. Evaluation of lithium-ion battery equivalent circuit models for state of charge estimation by an experimental approach. *Energies*, v. 4, n. 4, p. 582–598, 2011. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/4/4/582>>.

- Hohmann, M. et al. Avaliação de métodos para a caracterização de baterias de lítio em segunda vida. Florianópolis, SC., 2022
- Hohmann, M.; Oliveira, A. K. V. de; Rüther, R. Análise de viabilidade técnica da utilização de baterias de segunda vida retiradas de veículos elétricos. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2022. p. 1–8.
- Martinez-Laserna, E. et al. Technical viability of battery second life: A study from the ageing perspective. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 54, n. 3, p. 2703–2713, 2018.
- Mousavi G., S.; Nikdel, M. Various battery models for various simulation studies and applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 32, p. 477–485, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000598>>.
- Pressley, B. Conquering the darkness: primitive lighting methods. Bulletin of Primitive Technology, v. 12, p. 41–44, 1996.
- Saxena, S. et al. Quantifying ev battery end-of-life through analysis of travel needs with vehicle powertrain models. Journal of Power Sources, v. 282, p. 265–276, 2015. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775315000841>>.
- Strickland, D. et al. Estimation of transportation battery second life for use in electricity grid systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 5, n. 3, p. 795–803, 2014.
- Thakkar, R. R. Electrical equivalent circuit models of lithium-ion battery. Management and Applications of Energy Storage Devices, IntechOpen, 2021.

EVALUATION OF METHODS FOR CHARACTERIZATION OF SECOND LIFE LITHIUM BATTERIES

Abstract. *With the advancement of the electromobility market, substantial investments in financial and environmental resources in lithium batteries have motivated the search for alternatives to minimize this high economic and environmental cost. In this context, the proposal emerges to repurpose batteries removed from electric vehicles, known as "second-life batteries," due to their high energy and power density. These batteries can be reused in new applications with lower energy demand, such as supporting photovoltaic solar generators to provide electricity in areas isolated from the conventional electrical grid. In the face of this scenario, it becomes crucial to assess the technical characteristics of these batteries, analyzing the technical feasibility of their use, their electrical parameters, and determining their lifespan. This study aims to examine methodologies available in the literature for determining the electrical parameters of lithium batteries, select the most appropriate method, and apply it to determine the capacity and internal resistance of batteries from 2012 Nissan LEAF vehicles that served as taxis in São Paulo/SP and Rio de Janeiro/RJ for five years. The results obtained revealed reliable capacity measurement tests for the battery modules, although with a time-consuming execution. Internal resistance tests, on the other hand, were conducted more efficiently, using different current values, with the nominal battery current providing less variable results. Variations in electrical parameters were observed within the same vehicle, possibly associated with internal temperature, as well as variations between vehicles. A mathematical relationship between capacity and internal resistance was established based on the average values found in practice. It was concluded that second-life batteries represent a viable alternative to extend the lifespan of lithium batteries and optimize the production process, although large-scale characterization still presents challenges.*

Keywords: *Second-Life Battery, Lithium Battery Characterization and Electric Vehicles.*