

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

NICOLAS TADEU DOMINGUES FERNANDES

**ESTRATÉGIAS DE COMANDO PARA O CONTROLE DE
CARREGADORES MODULARES DE BATERIAS**

TESE

BELO HORIZONTE

2021

NICOLAS TADEU DOMINGUES FERNANDES

**ESTRATÉGIAS DE COMANDO PARA O CONTROLE DE
CARREGADORES MODULARES DE BATERIAS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para obtenção do grau de “Doutor em Engenharia Elétrica” – Área de Concentração: Engenharia de Potência.

Orientador: Braz de Jesus Cardoso Filho

Co-orientadores: Danilo Iglesias Brandão
Anderson Vagner Rocha

BELO HORIZONTE

2021

F363e

Fernandes, Nicolas Tadeu Domingues.

Estratégias de comando para o controle de carregadores modulares de baterias [recurso eletrônico] / Nicolas Tadeus Domingues Fernandes. - 2021.

1 recurso online (114 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Braz de Jesus Cardoso Filho.

Coorientador: Danilo Iglesias Brandão.

Coorientador: Anderson Vagner Rocha.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices: f. 102-112

Bibliografia: f. 93-101.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Baterias de lítio – Teses. 3. Energia – Armazenamento – Teses. I. Cardoso Filho, Braz de Jesus. II. Brandão, Danilo Iglesias. III. Rocha, Anderson Vagner. IV. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. V. Título.

CDU: 621.3(043)

"Estratégias de Comando para o Controle de Carregadores Modulares de Baterias"

Nicolas Tadeu Domingues Fernandes

Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 15 de setembro de 2021.

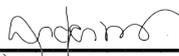
Por:



Prof. Dr. Braz de Jesus Cardoso Filho
Depto. Engenharia Elétrica (UFMG) - Orientador



Prof. Dr. Danilo Iglesias Brandão
Depto. Engenharia Elétrica (UFMG) - Co-orientador



Prof. Dr. Anderson Vagner Rocha
Depto. de Engenharia Elétrica (CEFET-MG) - Co-orientador



Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva
Depto. Engenharia Elétrica (UFMG)



Prof. Dr. Thales Alexandre Carvalho Maia
Depto. Engenharia Elétrica (UFMG)



Prof. Dr. Tulio Matencio
Depto. Química (UFMG)



Prof. Dr. Matheus Pereira Porto
Depto. Engenharia Mecânica (UFMG)



Prof. Dr. Luiz Antônio de Souza Ribeiro
Depto. Engenharia Elétrica (UFMA)



Prof. Dr. Marcelo Martins Stopa
Depto. Engenharia Elétrica (CEFET-MG)

Este trabalho é dedicado à minha esposa Sasha a minha filha Iara que durante todo o processo me apoiaram e incentivaram.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Braz de Jesus Cardoso Filho, orientador acadêmico, pelo apoio em uma nova área. Aos professores Anderson Vagner Rocha e Danilo Iglesias Brandão, co-orientadores, pelo apoio e ajuda em formalizar esta Tese. Gostaria de agradecer também à Capes e ao Cempes(Petrobrás) pelo apoio financeiro para a realização do trabalho. Aos professores Sidelmo e Túlio Matêncio, agradeço as contribuições para texto na época do exame de qualificação e da defesa. Aos professores Thales Maia, Matheus Porto, Marcelo Stopa e Luiz Antônio, pelas contribuições ao texto final na defesa do doutorado. Aos revisores das publicações que participaram mesmo que anonimamente para o desenvolvimento e o amadurecimento técnico desta Tese. A minha esposa Sasha Luísa de Azevedo Nunes, pelo amor, paciência e compreensão incondicionais. A minha filha, Iara de Azevedo Domingues Nunes Fernandes, por me ensinar as verdadeiras prioridades da vida. A minha mãe, quem primeiro me ensinou a importância dos estudos. A meu pai, pelo dom da vida e por me ensinar a ser uma pessoa melhor. A minha irmã pelas conversas e ajuda com termos econômicos. Aos colegas do laboratório Tesla, pela parceria e amizade. Aos colegas dos Instituto Lactec, pela ajuda na experimentação dos ensaios para os modelos de baterias. A todos aqueles que anonimamente contribuíram de alguma forma para a realização deste trabalho.

”There is nothing more practical than a good theory.”

— Kurt Lewin

RESUMO

FERNANDES, Nicolas. ESTRATÉGIAS DE COMANDO PARA O CONTROLE DE CARREGADORES MODULARES DE BATERIAS. 112 f. Tese – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2021.

A análise da vida útil de bancos de baterias tem ganhado relevância na atualidade em aplicações estacionárias, devido a inserção de sistemas de armazenamento de energia a baterias (SAEB) em unidades geradoras distribuídas intermitentes.

Trabalhos nessas áreas abrangem desde estudos de mecanismos de falhas e processos eletroquímicos a estratégias de recarga.

Embora a literatura cubra extensivamente o desenvolvimento de estratégias de recarga e descarga de baterias, uma comparação dessas estratégias continua sendo uma lacuna na literatura. As condições inerentes com estado de saúde (SoH) e estado de carga coulométrico (SoC) de cada unidade nos sistemas de armazenamento de energia a baterias influenciam diretamente a vida útil da bateria e as técnicas de controle de recarga atuais tentam modularizar ao máximo o banco de baterias permitindo que cada unidade de interesse, podendo variar desde conjuntos de baterias à células eletroquímicas, o que torna os carregadores modulares de baterias uma topologia atraente para essa análise. Esse trabalho por meio de uma nova classificação levando em conta carregadores modulares e estratégia de recarga agrupa as técnicas de recarga apresentadas na literatura em dois grupos: estratégia SoC adaptado, diretamente ligada ao campo de gerenciamento de sobrecarga, e a estratégia de SoH, que está ligada ao campo de gerenciamento do desgaste. O campo de gerenciamento de sobrecarga tem como objetivo manter as unidades de interesse dentro de condições aceitáveis de operação e sua relação com o aumento da vida útil do banco é apenas indicado faltando comprovações sejam elas de simulação ou experimental. O campo de gerenciamento do desgaste tem como objetivo manter as unidades interesse no mesmo nível de degradação e sua relação com o aumento de vida útil do banco está de forma clara presente na filosofia do controle. Essas estratégias são comparadas através da análise de suas dinâmicas alterando os valores de ganhos da estratégia de controle da recarga bem como perturbações na profundidade de descarga e corrente de recarga, fatores críticos em sistemas de armazenamento alimentados por fontes renováveis e intermitentes. A metodologia para comparar as estratégias de controle de recarga abrange o estudo de modelos. O modelo de vida útil da bateria permite a caracterização do perfil de desgaste da bateria estudada. O modelo de carregadores modulares permite a análise do funcionamento das estratégias de controle e suas implicações no processo de recarga e descarga da bateria. O modelo da aplicação fotovoltaica permite o cálculo do DoD médio da aplicação e assim permitindo escalonar o número de unidades do banco. Três casos distintos foram simulados usando dados de medidas reais de uma usina de energia solar e um modelo de baterias fornecido pela MathWorks®, também com dados reais de baterias. Os resultados evidenciam que a perda de capacidade e o *throughput* de energia dependem fortemente da estratégia aplicada. Além disso, esse trabalho analisa o efeito do processo de estimação na

ação do controlador de recarga.

Palavras-chave: Sistemas de Armazenamento de Energia à Baterias, Carregador Modular de Baterias, Baterias de íon-lítio

ABSTRACT

FERNANDES, Nicolas. COMMAND STRATEGIES FOR CONTROLLING MODULAR BATTERY CHARGERS. 112 f. Tese – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2021.

The lifetime of Battery Banks has always been a concern in Battery Energy Storage Systems (BESS) and its increasing use in intermittent distributed systems makes this analysis paramount. Work in these areas ranges from studies of failure mechanisms and electrochemical processes to charge strategies. Although the literature extensively covers the development of battery chargers control strategies, a comparison of these strategies remains a literary gap. The inherent conditions ie, State of Health (SoH) and State of Charge (SoC) of each unit in the Battery Energy Storage Systems directly influence the charger control techniques for extending battery lifetime, which makes modular battery chargers an appealing topology for this analysis. This work through a new classification groups charger control strategies presented in the literature into two: Adapted SoC strategies, directly linked to the field of overstress management, and SoH strategies, which are directly linked to the field of wear-out management. The overstress management field aims to keep the units of interest within acceptable operating conditions and its relationship with the increase in the bank's useful life is only indicated, lacking proof, whether simulation or experimental. The wear out management field aims to keep the units of interest at the same level of degradation and its relationship with the increase in the bank's useful life is clearly present in the control philosophy. These strategies are compared through the analysis of their dynamics, changing the gain values of the recharge control strategy as well as disturbances in the discharge depth and recharge current, critical factors in storage systems powered by renewable and intermittent sources. The methodology for comparing recharge control strategies includes the study of models. The battery life model allows the characterization of the wear profile of the studied battery. The modular charger model allows the analysis of the operation of control strategies and their implications for the battery recharge and discharge process. The photovoltaic application model allows the calculation of the application's average DoD, thus allowing to scale the number of bank units. Three distinct cases were simulated using real measurement data from a solar power plant and a battery model provided by MathWorks®, also with real battery data. The results show that the loss of capacity and the *throughput* of energy strongly depend on the applied strategy. Furthermore, this work analyzes the effect of the estimation process on the action of the recharge controller.

Keywords: Battery Energy Storage System, battery charger, ion-lithium battery, battery degradation model

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 – Projeções de Investimentos em Capacidade por regiões no mundo	19
FIGURA 1.2 – Relação e projeção da potência instalada de fontes renováveis no Brasil. .	19
FIGURA 1.3 – Sistema Elétrico Tradicional.	20
FIGURA 1.4 – Novo Sistema Elétrico.	20
FIGURA 1.5 – Aplicação Serviços Ancilares	21
FIGURA 1.6 – Aplicação despacho de energia	22
FIGURA 1.7 – Suporte a Geração Renovável	22
FIGURA 1.8 – Microrredes	23
FIGURA 1.9 – Componentes de um SAEB com geração fotovoltaica conectada à rede de distribuição	24
FIGURA 1.10– Carregador modular em Cascata (MCC).	25
FIGURA 1.11– Carregador Modular Multinível (MMC).	25
FIGURA 1.12– Projeção da capacidade instalada global de baterias para sistemas de armazenamento de energia.	26
FIGURA 1.13– Projeto dos valores discretos para solicitante e resistente em uma bateria.	27
FIGURA 1.14– Distribuição de valores para solicitante e resistente em uma bateria.	28
FIGURA 1.15– Solicitante e Resistente de uma bateria com distribuição independente. ...	28
FIGURA 1.16– Variações de Solicitante e Resistente dependente do tempo.	28
FIGURA 2.1 – Diagrama de blocos para o método de contagem de Coulomb.	33
FIGURA 2.2 – Métodos para Estimar o Estado de saúde (SoH)	34
FIGURA 2.3 – Resistência Interna	35
FIGURA 2.4 – Estado de saúde (SoH) em função da retenção de capacidade de uma bateria	36
FIGURA 2.5 – Diagrama de blocos para o método de perda de capacidade.	37
FIGURA 2.6 – Estratégia de recarga proposta por Kim.	39
FIGURA 2.7 – Carregador modular em Cascata (MCC) baseado em buck-boost proposto por Hou.	40
FIGURA 2.8 – Estratégia de recarga proposta por Hou.	41
FIGURA 2.9 – Estratégia de recarga proposta por Rehman.	43
FIGURA 2.10– Estratégia de recarga proposta por Chowdhury.	45
FIGURA 2.11– Estratégia de recarga proposta por Zhang.	46
FIGURA 2.12– Nova estratégia de recarga proposta por Chowdhury.	49
FIGURA 3.1– Topologia do carregador baseado em uma estratégia de controle descentralizado	52
FIGURA 3.2 – Estratégia SoC Adaptado	54
FIGURA 3.3 – Estratégia SoH	55
FIGURA 3.4 – SoH para o banco simulado	57
FIGURA 3.5 – Corrente para a estratégia SoC adaptado	58
FIGURA 3.6 – Potência para a estratégia SoC adaptado	58
FIGURA 3.7 – Tensão para a estratégia SoC adaptado	59
FIGURA 3.8 – SoC para a estratégia SoC adaptado	59
FIGURA 3.9 – Corrente para a estratégia SoH sem perturbação	60
FIGURA 3.10– Tensão para a estratégia SoH	60

FIGURA 3.11– SoC para a estratégia SoH	61
FIGURA 3.12– Potência para a estratégia SoH sem perturbação	61
FIGURA 3.13– Profundidade de descarga para 1.000 horas de simulação.	62
FIGURA 3.14– Corrente de recarga para 1.000 horas de simulação.	63
FIGURA 3.15– SoC Adaptado: Efeito do ganho k na Bateria 1.	64
FIGURA 3.16– SoC Adaptado: Efeito do ganho k na Bateria 2.	64
FIGURA 3.17– SoC Adaptado: Efeito do ganho k na Bateria 3.	65
FIGURA 3.18– SoH: Efeito do ganho k na Bateria 1.	66
FIGURA 3.19– SoH: Efeito do ganho k na Bateria 2.	66
FIGURA 3.20– SoH: Efeito do ganho k na Bateria 3.	67
FIGURA 3.21– Diagrama de blocos do SoC Adaptado.	68
FIGURA 3.22– Diagrama de blocos do SoH.	68
FIGURA 3.23– Estado de carga estratégia SoC adaptado.	69
FIGURA 3.24– Estimativa do SoC para a estratégia do SoC adaptado.	69
FIGURA 3.25– Estado de Saúde considerando a estratégia SoH.	70
FIGURA 4.1 – Vista do telhado com a Usina	73
FIGURA 4.2 – Componentes da Usina Tesla	74
FIGURA 4.3 – Excursão do SoC durante um mês	75
FIGURA 4.4 – DoD corrigido durante o mês	76
FIGURA 4.5 – Perfil de Recarga/descarga: corrente e tensão.	77
FIGURA 4.6 – Perfil de Recarga/descarga: SoC e temperatura de célula.	78
FIGURA 4.7 – Conceito do Carregador Modular	79
FIGURA 4.8 – Throughput de Energia: Caso 1.	88
FIGURA 4.9 – Throughput de Energia: Caso 2.	88
FIGURA 4.10– Throughput de Energia: Caso 3.	89
FIGURA A.1 – A célula eletroquímica	102
FIGURA A.2 – Descargas para vários valores de <i>c-rate</i>	104
FIGURA A.3 – Gráfico de eficiência da carga versus Estado de Carga	105
FIGURA B.1 – DoD vs número de ciclos para baterias de <i>LiCoO₂</i>	108
FIGURA B.2 – Expectativa de vida em função da Temperatura	109
FIGURA B.3 – Espectativa de ciclos de acordo com a tensão de flutuação para uma bateria de Lítio	109
FIGURA B.4 – Descarga Profunda	111

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 – Parâmetros da bateria para a simulação de 1 ciclo.	56
TABELA 3.2 – Parâmetros da bateria para análise do ganho k	63
TABELA 4.1 – Parâmetros térmicos das baterias.	78
TABELA 4.2 – Ganho das estratégias de controle.	80
TABELA 4.3 – Parâmetros das Baterias para o caso 1.	80
TABELA 4.4 – Capacidade Remanescente ao final do mês: Caso 1.	81
TABELA 4.5 – Bateria 1 durante o mês simulado: Caso 1.	81
TABELA 4.6 – Bateria 2 durante o mês simulado: Caso 1.	81
TABELA 4.7 – Bateria 3 durante o mês simulado: Caso 1.	82
TABELA 4.8 – Parâmetros das Baterias para o caso 2.	82
TABELA 4.9 – Bateria 1 durante o mês simulado: Caso 2.....	83
TABELA 4.10– Bateria 2 durante o mês simulado: Caso 2.	83
TABELA 4.11– Bateria 3 durante o mês de simulação: Caso 2.	83
TABELA 4.12– Capacidade Remanescente ao fim do mês simulado: Caso 2.	84
TABELA 4.13– Parâmetros das baterias para o caso 3.	84
TABELA 4.14– Bateria 1 durante o mês simulado: Caso 3.	85
TABELA 4.15– Bateria 2 durante o mês simulado: Caso 3.	85
TABELA 4.16– Bateria 3 durante o mês simulado: Caso 3.	85
TABELA 4.17– Capacidade Remanescente ao fim do mês simulado: Caso 3.	86
TABELA 4.18– Perda de Capacidade obtida para o caso 1.	87
TABELA 4.19– Perda de Capacidade obtida para o caso 2.	87
TABELA 4.20– Perda de Capacidade obtida aplicando para o caso 3.	87

LISTA DE QUADROS

QUADRO 2.1–	Publicações na áreas de gerenciamento da sobrecarga	46
QUADRO 2.2–	Publicações na área de gerenciamento do desgaste	50
QUADRO 5.1–	Lista de publicações do autor.	92

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APC	<i>American Power Conversion Corporation</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
BoP	<i>Balance of Plant</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCAV	Corrente Constante - Tensão Adaptativa
CEC	<i>Charge Equalization Circuit</i>
DoD	Depth of Discharge
EIS	<i>Electrochemical Impedance Spectroscopy</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energéticas
IGBTs	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
GD	Geração Distribuída
MCC	Modular Cascaded Charger
MMC	Modular Multilevel Charger
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field effect Transistor</i>
MRBP	<i>Modular Reconfigurable Battery Pack</i>
OCV	<i>Open Circuit Voltage</i>
PCS	<i>Power Conditioning System</i>
PDE	Plano Decenal de Expansão da Energia
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RBM	<i>Reconfigurable Battery Model</i>
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SAEB	Sistema de Armazenamento de Energia à Bateria
SIN	Sistema Interligado Nacional
SoA	<i>Safe Operation Area</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
SoH	<i>State of Health</i>
WL	<i>Wearout leveling</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

κ_{bat}	constante para o método OCV
R	resistência interna da bateria
Q_{joule}	calor gerado na bateria
C_o	capacidade na fase inicial da avaliação
N	ciclo equivalente
Q_o	carga coulométrica residual
Q_i	carga coulométrica
d_m	ciclo de trabalho médio
I_m	Corrente média
SoC_m	Estado de Carga médio
SoH_m	Estado de Saúde médio
I_i	corrente na bateria
SoH_i	estado de saúde para a bateria i
k	ganho
V_{bat}	tensão da bateria
DoD_m	DoD médio de um banco
C	capacidade da bateria
I_d	corrente de descarga
κ_p	constante de Peukert
n	expoente de Peukert
C_{rtd}	Capacidade Nominal
C_{rmng}	Capacidade Remanescente
SoC_{mx}	Estado de carga máximo
Y_t	tempo de vida útil.
L_s	tempo de vida útil em flutuação.
X_t	fator de correção.
T_{av}	temperatura média.
T_s	temperatura definida para o cálculo do tempo de vida em flutuação.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	18
1.1 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O NOVO SISTEMA ELÉTRICO	18
1.1.1 Serviços Ancilares	21
1.1.2 Despacho da Energia	21
1.1.3 Suporte a Gerações renováveis ou <i>Capacity Firming</i>	22
1.1.4 Microrredes	23
1.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA À BATERIAS	23
1.3 RELEVÂNCIA DO TRABALHO	25
1.4 MOTIVAÇÃO	26
1.5 OBJETIVOS	30
1.5.1 Objetivo Geral	30
1.5.2 Objetivos Específicos	30
1.6 CONTRIBUIÇÕES	30
1.7 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	31
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	32
2.1 ESTIMATIVAS DE SOC E SOH DAS BATERIAS	32
2.1.1 Estado de Carga Coulométrico (SoC)	32
2.1.2 Estado de Saúde (SoH)	34
2.2 ESTRATÉGIAS DE RECARGA PARA CARREGADORES DE BATERIAS	37
2.2.1 Gerenciamento de sobrecarga	38
2.2.2 Gerenciamento do desgaste	49
2.2.3 Conclusões	50
3 CLASSIFICAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE RECARGA	51
3.1 CARREGADOR MODULAR	51
3.2 ESTRATÉGIA SOC ADAPTADO	53
3.3 ESTRATÉGIA SOH	54
3.4 ANÁLISE DA DINÂMICA DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE	55
3.4.1 Estratégia SoC Adaptado	57
3.4.2 Estratégia SoH	59
3.5 EFEITO DO GANHO K	62
3.6 EFEITO DA ESTIMATIVA DO SOC E SOH	68
3.6.1 Estratégia SoC Adaptado	69
3.6.2 Estratégia SoH	70
4 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO PROPOSTA E ESTUDO DE CASO	71
4.1 MODELO DE DEGRADAÇÃO DA BATERIA	71
4.2 APLICAÇÃO DO BANCO DE BATERIAS	72
4.3 MODELO DO CARREGADOR MODULAR	78
4.4 ANÁLISE DE VIDA ÚTIL	79
4.4.1 Caso 1: Banco Novo	80
4.4.2 Caso 2: Banco de Baterias em meia-vida	82
4.4.3 Caso 3: Banco de Baterias em meia-vida com baterias de diferentes tecnologias	84

4.5	DISCUSSÃO	86
4.5.1	Perda de Capacidade	86
4.5.2	<i>Throughput</i> de Energia	87
5	CONCLUSÕES	90
5.1	PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	91
5.2	LISTA DE PUBLICAÇÕES	91
5.3	PROJETO DE PESQUISA SMARTBATTERY	92
	REFERÊNCIAS	93
	Apêndice A – FUNDAMENTOS DE BATERIAS	102
A.1	CAPACIDADE	103
A.2	ESTADO DE CARGA (SOC)	104
A.3	EFICIÊNCIA DA RECARGA	104
A.4	JANELA DE OPERAÇÃO SEGURA (SOA)	105
A.5	PROFUNDIDADE DE DESCARGA (DOD)	105
A.6	ESTADO DE SAÚDE	106
	Apêndice B – ESTRESSORES	107
B.1	DEPENDÊNCIA DA CICLAGEM	107
B.2	DEPENDÊNCIA DA TEMPERATURA	108
B.3	DEPENDÊNCIA DA TENSÃO DE FLUTUAÇÃO	109
B.4	DEPENDÊNCIA DA CORRENTE	110
B.5	DESCARGA PROFUNDA	110
B.6	VENTILAÇÃO	111

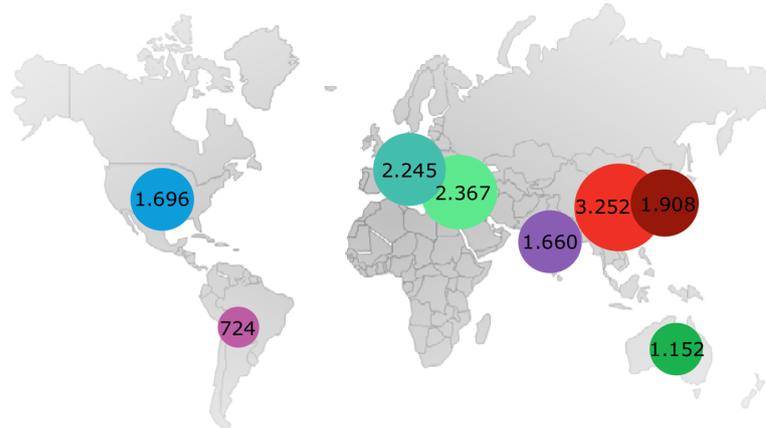
1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como objetivo fornecer um panorama geral da utilização de bancos de baterias em sistemas de Geração Distribuída (GD). Nele, são introduzidos alguns conceitos importantes para o entendimento do assunto abordado nessa tese tais como: a geração distribuída e o novo sistema elétrico (seção 1.1) e sistemas de baterias conectados à rede elétrica (seção 1.2). Nas seções subsequentes são explicitadas a relevância (seção 1.3), a motivação (seção 1.4), os objetivos do trabalho (seção 1.5), suas contribuições para a área (seção 1.6) e a organização do texto (seção 1.7).

1.1 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O NOVO SISTEMA ELÉTRICO

A transição para uma matriz energética mais limpa é essencial para mitigar os efeitos relacionados à mudança climática global [1]. Os principais esforços para reduzir as emissões de CO_2 estão relacionados à introdução de fontes renováveis que em sua maioria são compostas por energia intermitente e à expansão da eletrificação em sistemas de energia. Dentre as formas de geração de energia, as que utilizam o recurso solar e o recurso dos ventos, eólica, são as que apresentam melhores perspectivas de crescimento [2]. A figura 1.1 mostra a projeção de investimentos mundiais em capacidade, tanto de geração quanto de armazenamento de energia para os anos de 2020 até 2025. Países asiáticos lideram os investimentos, seguidos pelos europeus. Já os investimentos na América do Sul são bem abaixo dos outros.

Figura 1.1: Projeções de Investimentos em Capacidade por regiões no mundo ^a.

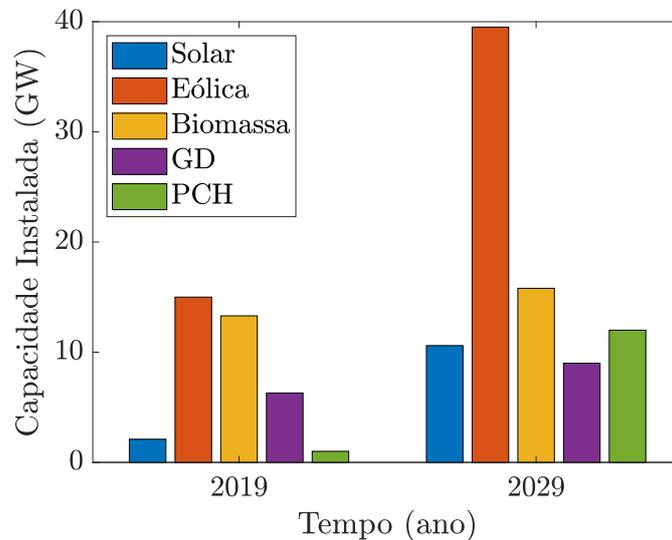


Fonte: Bloomberg (2018) [3].

^aInclui investimentos em capacidade de geração e de armazenamento em bilhões de dólares (\$bn)

No Brasil, as projeções apontadas pela Empresa de Pesquisa Energéticas (EPE) no Plano Decenal de Expansão da energia (PDE) 2029 mostram, mesmo que timidamente, a progressão para uma matriz mais distribuída, vide figura 1.2.

Figura 1.2: Relação e projeção da potência instalada de fontes renováveis no Brasil ^a.



Fonte: Adaptado de PDE (2019) [4].

^aDados coletados em maio de 2019.

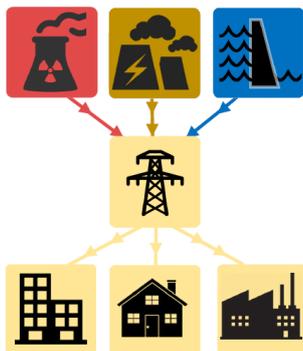
Na figura 1.2 o PDE estima um aumento de 5 (cinco) vezes a capacidade instalada de usinas solares e o dobro de usinas eólicas, colocando essas duas prospecções de energia como

relevantes para a política energética brasileira. Vários fatores contribuem para essa expansão, dentre eles destacam-se a crescente utilização e prospecção de fontes alternativas e distribuídas de energia e a maior exigência por eficiência e confiabilidade do sistema elétrico. A solução de problemas relativos à estabilidade de frequência e a intermitência das fontes como a solar e a eólica são cenários que têm conduzido o estudo da inserção de banco de baterias nas redes elétricas [5].

O aumento de participação de fontes como usinas fotovoltaicas, permitiu a inserção de unidades geradoras mais próximas do consumidor final. Esse tipo de geração devido as restrições de espaço, normalmente presentes em grandes centros urbanos, permite atender as cargas próximas da unidade. Esse tipo de geração é denominada de geração distribuída.

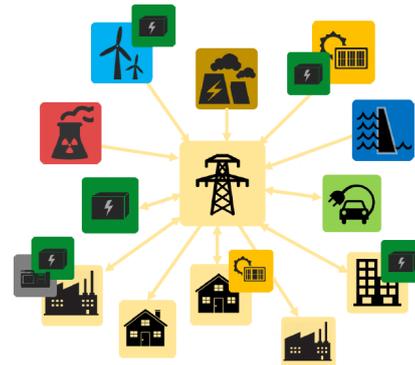
O aumento da participação de fontes de GD e a redução percentual das fontes centralizadas em relação a carga trazem novos desafios à operação do sistema elétrico. Na figura 1.3, tem-se a configuração do sistema elétrico tradicional na qual o fluxo de potência é unidirecional evidenciando uma separação clara entre geração e carga/consumidor. Na figura 1.4, percebe-se a revolução no sistema elétrico atual no qual novas fontes geradoras distribuídas são inseridas no sistema e faz surgir um novo tipo de consumidor denominado "prosumidor"¹, que utiliza e produz energia para rede elétrica.

Figura 1.3: Sistema Elétrico Tradicional.



Fonte: Adaptado de [7]

Figura 1.4: Novo Sistema Elétrico.



Fonte: Adaptado de [7]

Os sistemas de armazenamento de energia (SAE) desempenham um papel importante na disseminação de sistemas de energia renovável, pois eles equilibram e suavizam as variações tanto na carga quanto na geração [8], viabilizando o bom desempenho do sistema como um todo. Algumas das possíveis aplicações em que o SAE pode ser empregado levando em conta a

¹O termo prosumidor vem da junção das palavras produtor e consumidor [6]

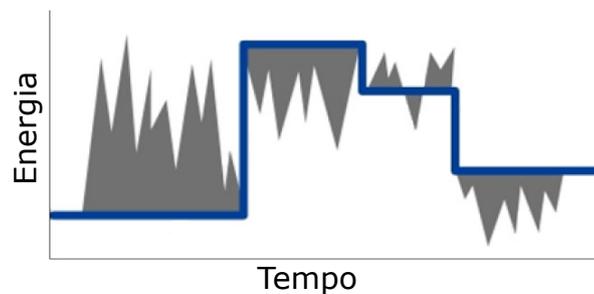
geração distribuída são mostrados nas próximas subseções.

1.1.1 SERVIÇOS ANCILARES

O sistema Interligado nacional (SIN), possui dimensões continentais e manter as condições fixas de operações, como frequência e tensão, durante todo o seu funcionamento é um desafio. Assim, faz-se necessário ações que corrigem algum desvio dos ponto de operação, a essas ações se dá o nome de suporte.

Em redes elétricas modernas, o suporte ao sistema interligado nacional (SIN) durante a transmissão de energia desde a sua geração até o consumidor pode ser referido como um serviço auxiliar, ou ancilar, e envolve ajustes de reservas flexíveis². A adição de unidades de GD cria perturbações na rede que podem ser contornadas pela inserção de um SAE. A figura 1.5 ilustra as perturbações causadas pela inserção de GDs nas redes evidenciando picos de energia sem um padrão definido (parte em cinza). Quando a unidade geradora dispõe de um SAE bem dimensionado, pode-se esperar um perfil menos acidentado (parte em azul). Uma geração melhor comportada deverá contribuir para a qualidade de energia elétrica (QEE), evitando, por exemplo, que as unidades geradoras sejam penalizadas com multas.

Figura 1.5: Aplicação Serviços Ancilares



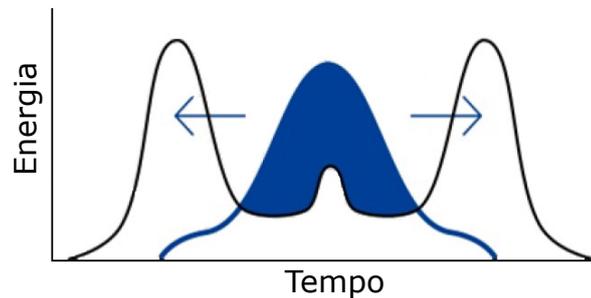
Fonte: o autor (2022)

1.1.2 DESPACHO DA ENERGIA

Do inglês '*energy time-shift*', o despacho de energia (figura 1.6) decorre da capacidade de armazenar a energia de uma fonte de geração para liberá-la em um momento mais oportuno para o consumidor que pode, por exemplo, postergar a entrega de energia vinda de sua fonte a fim de se obter melhores tarifas [9].

²entende-se como reserva flexível a diferença entre a capacidade gerada frente a capacidade contratada, ou fixa, de uma unidade de geração.

Figura 1.6: Aplicação despacho de energia



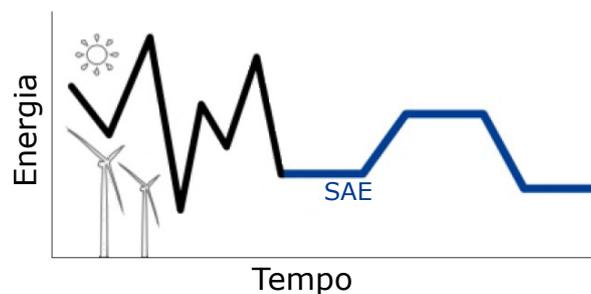
Fonte: o autor (2022)

Na figura 1.6, a curva em azul representa a energia gerada pela unidade. Desta energia, parte é consumida pelas próprias cargas da unidade geradora e a outra parte, correspondente a área em azul, é a energia sobressalente a ser armazenada no SAE. Essa energia armazenada poderá ser injetada na rede em um horário mais oportuno antes³ ou após o período de armazenamento conforme, ilustrado pelas setas em azul.

1.1.3 SUPORTE A GERAÇÕES RENOVÁVEIS OU *CAPACITY FIRMING*

A capacidade firme do sistema elétrico é outro aspecto importante para as concessionárias de energia na medida em que fontes renováveis de geração de energia, intrinsecamente intermitentes, como sistemas eólicos e fotovoltaicos, são instaladas [10–12]. A figura 1.7 ilustra a ação do sistema de armazenamento em manter a produção de energia injetada na rede fixa por um determinado tempo, apesar da intermitência de fontes como a eólica e solar. Assim, o SAE suaviza a saída da energia gerada visando eliminar oscilações de potência e de tensão na rede elétrica.

Figura 1.7: Suporte a Geração Renovável



Fonte: o autor (2022)

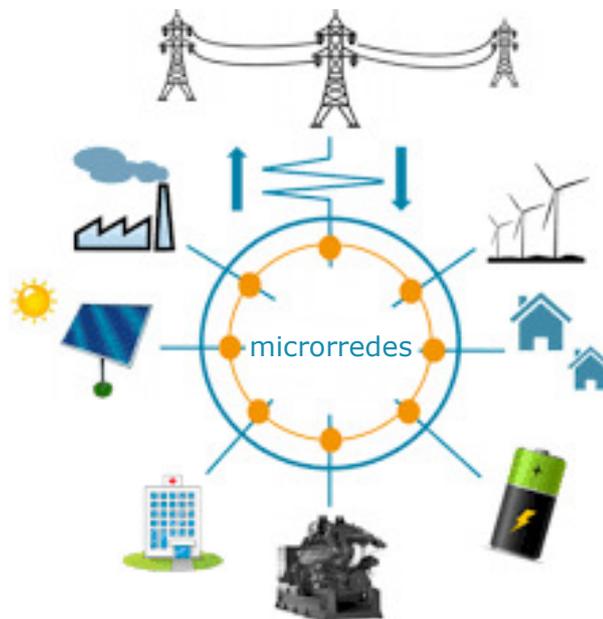
³dada por uma geração do dia anterior.

Na figura 1.7, tem-se ilustrado em preto a energia injetada à rede por geração intermitente e, em azul, o efeito combinado da adição de uma unidade de armazenamento com a geração intermitente.

1.1.4 MICRORREDES

Define-se microrrede (figura 1.8) como uma rede de distribuição de energia elétrica que pode ser operada isoladamente do Sistema Interligado Nacional (SIN), atendida diretamente por uma ou mais unidades de Geração Distribuídas (GDs) [13]. Na figura 1.8 tem-se representado, fontes geradoras como usinas fotovoltaicas, eólicas e geradores a diesel. Cargas como complexo industriais, residências e hospital e um SAE. O SAE tem a função de atuar em períodos transitórios até que as unidades geradoras consigam atingir sua potência nominal, no caso de ilhamento, por exemplo. Outras aplicações como regulação de frequência e crédito de capacidade também podem ser estendidas à aplicação de microrredes.

Figura 1.8: Microrredes



Fonte: o autor (2022)

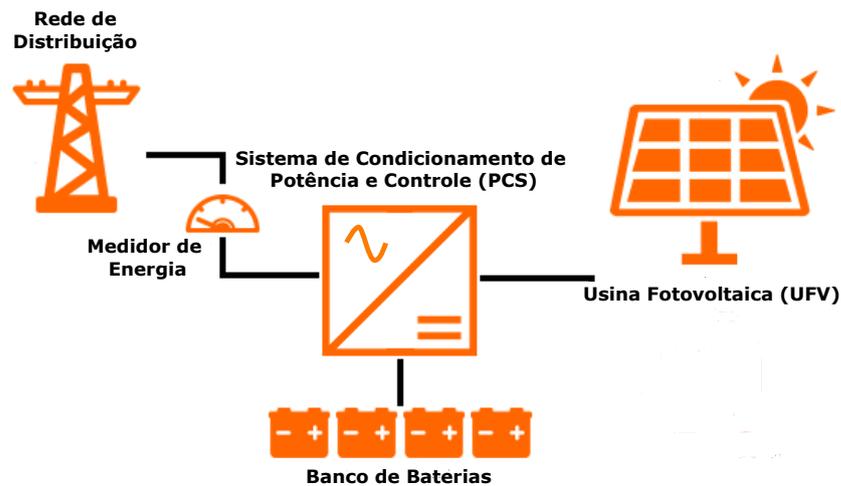
1.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA À BATERIAS

O armazenamento de energia é fundamental para operação de unidades distribuídas com fontes de energia intermitentes. Dentre as diferentes opções de armazenamento de energia, as baterias apresentam vantagens importantes, como a alta maturidade tecnológica,

a modularidade, a adaptabilidade facilitada e a manutenção relativamente baixa em sistemas de energia atuais.

Sistemas de Armazenamento de Energia à Bateria (SAEB) consistem de um banco de baterias, sistemas de controle de potência (PCS), técnicas de controle, e dos demais elementos, como sistemas de ventilação, medição, denominados balanço da planta (BoP) [14].

Figura 1.9: Componentes de um SAEB com geração fotovoltaica conectada à rede de distribuição



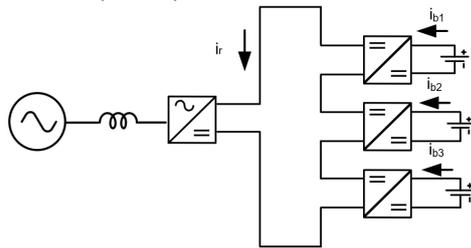
Fonte: o autor (2022)

Na figura 1.9, tem-se um esquema simplificado dos componentes de um SAEB, na qual a unidade geradora está ilustrada como uma usina fotovoltaica, Sistema de Condicionamento de Potência (PCS) e técnicas de controle exemplificada pelo conversor CC/CA, o BoP como o medidor de energia e o banco de baterias.

Estudos relacionados a baterias, PCS e controle estão recebendo grande atenção devido à crescente importância do armazenamento de energia. Esforços científicos significativos no desenvolvimento de técnicas de controle de carregadores de bateria visam melhorar a eficiência do carregador e, assim, prolongar a vida útil da bateria [15–19]. Exemplos de problemas abordados nesse campo incluem, dentre outros, as estratégias de recarga [15], a otimização, o balanceamento e a integração de carregadores modulares [16–18] e métodos de estimação de carga coulométrica [19]. Essas técnicas dependem do controle ativo de cada elemento de interesse, que pode variar de células, ou unidades eletroquímicas individuais, a módulos. Esse aspecto justifica o porquê dos carregadores modulares estarem se tornando cada vez mais relevantes e conquistando maior interesse da comunidade científica. Os carregadores modulares podem ser classificados em duas categorias principais: carregadores modulares em cascata (MCC), em que cada módulo compreende um conversor CC-CC com uma unidade

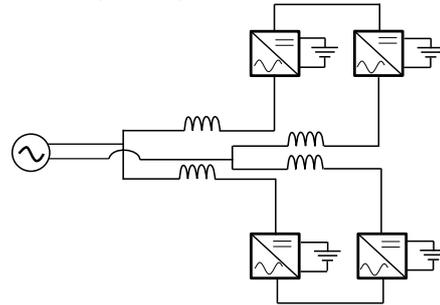
de bateria (Figura 1.10) [20], e os carregadores modulares multinível (MMC), nos quais cada módulo contém um conversor CC-CA (Figura 1.11) [21]. Na figura 1.10, três conversores estão conectados por um Sistema de Condicionamento de Potência (PCS), que faz a interface entre o SAEB e a rede elétrica. A figura 1.11 mostra quatro conversores em uma aplicação de MMC monofásica; note que o PCS não está presente, o que significa que a ação do PCS deve ser realizada pelos conversores conectados à bateria.

Figura 1.10: Carregador modular em Cascata (MCC).



Fonte: o autor (2022)

Figura 1.11: Carregador Modular Multinível (MMC).



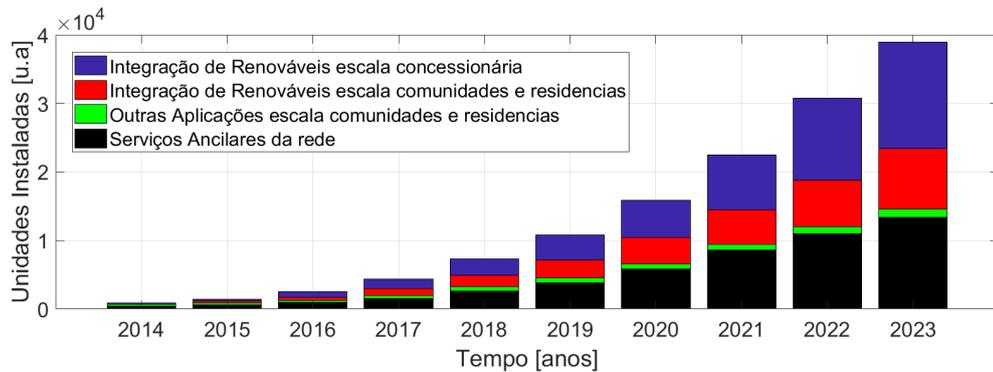
Fonte: o autor (2022)

1.3 RELEVÂNCIA DO TRABALHO

O armazenamento de energia é fundamental para reduzir os custos das redes de energia renovável que operam com fontes de energia intermitentes. Dentre as diferentes opções de armazenamento de energia, as baterias apresentam vantagens importantes, como alta maturidade tecnológica, modularidade, adaptabilidade facilitada e manutenção relativamente baixa em sistemas de energia modernos. [22] O sucesso da implementação da GDs depende da resolução dos problemas de intermitência. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), reconhecendo a necessidade de estudos nessa área, vem buscando a prospecção de novos projetos na área de armazenamento de energia [23] como foi o caso da chamada de P&D estratégico N°20/2016.

A necessidade de aprimoramento das tecnologias de armazenagem de energia elétrica existentes é inquestionável. A projeção estimada da capacidade instalada no mundo nos próximos anos pode ser visualizada na Figura 1.12. Tal projeção implica e depende necessariamente do desempenho dos processos de conversão de energia, realizados pelos conversores eletrônicos de potência, que também demandam investimentos em pesquisa e desenvolvimento.

Figura 1.12: Projeção da capacidade instalada global de baterias para sistemas de armazenamento de energia.



Fonte: [24]

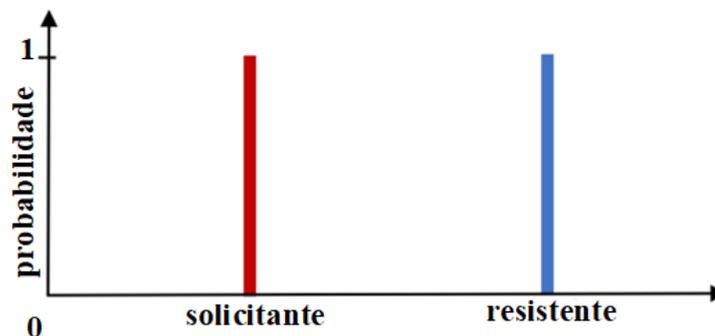
A presente tese faz parte do projeto de pesquisa **PD-00553-047/2016**, cujo objetivo principal é a análise e prospecção de armazenadores de energia conectadas à rede de distribuição, visando compatibilizar um novo conceito de carregador inteligente, promovendo melhorias de eficiência e longevidade na operação de um banco de baterias. Esta tese apresenta um novo método para classificação de estratégias da recarga/descarga do ponto de vista do controle ativo de banco de baterias conectados à rede. O método avalia o papel das estratégias existentes e a real influência dessas na vida útil de banco de baterias. Para esse estudo, classificou-se as estratégias de controle de recarga/descarga em dois grupos, os quais foram testados utilizando como ambiente exploratório a simulação de um carregador MCC em uma aplicação de despacho de energia.

1.4 MOTIVAÇÃO

Um sistema é tão forte quanto seu elemento mais frágil. Essa frase embora oriunda de conhecimento popular relata um problema importante e real neste estudo. Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEB) consistem de uma unidade de geração, carregador, sistemas de monitoramento e banco de baterias, dos quais a bateria é o elemento mais frágil. McCluer da *American Power Conversion Corporation* (APC) em [25] demonstra a dificuldade em estimar a vida útil das baterias. O mesmo não ocorre para os conversores e os outros elementos do SAEB. Além disso, Perrin et al. em [26] demonstrou que para uma aplicação isolada, o banco de baterias corresponde a 50% dos custos de manutenção do sistema como um todo. Considerando que a diferença entre os sistemas isolados e os conectados à rede é a presença de um sistema de distribuição, essa relação de custos pode ser mantida.

Os fabricantes de baterias tentam ao máximo evitar falhas durante a operação das suas baterias fornecendo margens de segurança nas especificações dos valores máximos a serem demandados durante a fase de projeto. A figura 1.13 ilustra esse tipo de situação para um estressor qualquer, por exemplo de sobretensão. Como o valor previsto do estressor aplicado (solicitante) está à esquerda da resistência projetada para esse fator (resistente), é provável que não ocorram falhas causadas por sobretensão.

Figura 1.13: Projeto dos valores discretos para solicitante e resistente em uma bateria.



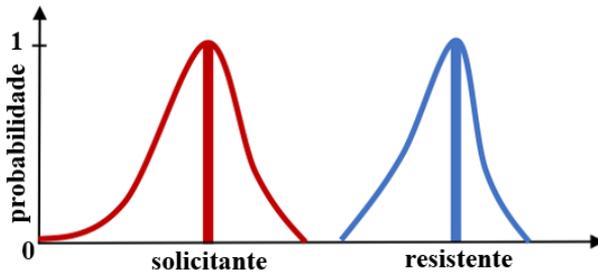
Fonte: o autor (2022)

A figura 1.13, mostra um evento discreto onde os valores dos eventos, solicitante e resistente são fixos e conhecidos, desta forma a probabilidade tanto do solicitante quanto o resistente é igual a 1. O eixo x mostra o valor do evento e como o solicitante é menor que o resistente tem-se que não haverá ocorrência de falha. Como as especificações da bateria indicam as condições máximas de operação, um bom carregador de banco de baterias precisa garantir que esses valores nominais não sejam excedidos durante a operação do banco. Na maioria dos casos, os carregadores de bancos de baterias operam para garantir que as tensões de operação permaneçam dentro dos valores limites das tensões determinadas pelo fabricante. Infelizmente, garantir que os valores do estressor sejam sempre inferiores à capacidade da bateria de suportá-los não é uma tarefa simples, porque as falhas também podem ser causadas por variações destes valores. Na situação descrita acima, considerou-se que o valor máximo do estressor aplicado não excede o valor máximo suportado. Isso é verdade se esses valores forem fixos e conhecidos. Na prática, no entanto, sempre há uma variabilidade em torno desses valores.

O valor real de qualquer população estressora variará segundo uma distribuição sendo que algumas serão menos agressivas, outras serão mais pronunciadas. Por sua vez, há também uma distribuição em torno do valor médio da capacidade da bateria de lidar com o estressor. A figura 1.14 ilustra essa situação. A falha não ocorre enquanto o valor do estressor aplicado não exceder a capacidade da bateria de suportá-lo. Entretanto, se houver uma sobreposição entre as

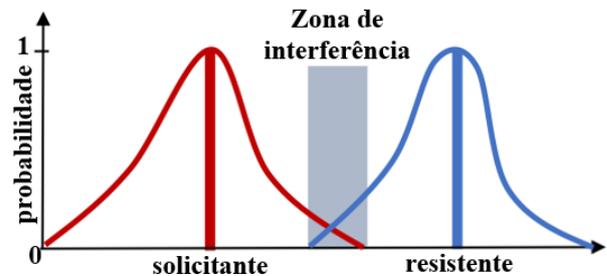
distribuições de valor do estressor e a capacidade da bateria para suportá-la, como mostrado na figura 1.15, tem-se uma condição para ocorrência de falha.

Figura 1.14: Distribuição de valores para solicitante e resistente em uma bateria.



Fonte: o autor (2022)

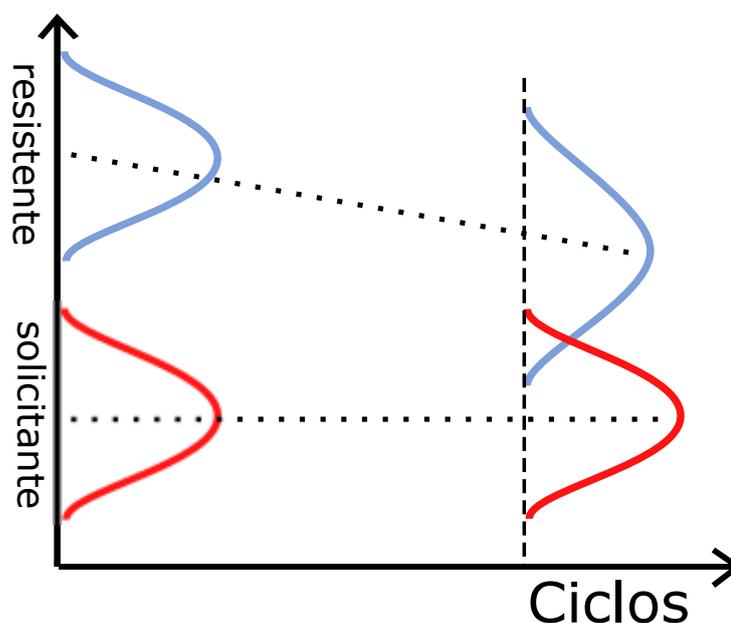
Figura 1.15: Solicitante e Resistente de uma bateria com distribuição independente.



Fonte: o autor (2022)

As falhas também são causadas pelo desgaste, termo usado para se referir ao mecanismo ou ao processo no qual um item seja forte o suficiente no início de sua vida para se tornar mais fraco com a idade. A combinação de variabilidade e desgaste geralmente leva a situações de falha. A figura 1.16 ilustra uma situação em que uma bateria inicialmente é capaz de suportar o estressor aplicado, mas à medida que a degradação ocorre com o tempo, a capacidade de suportar o estressor diminui. Em todo caso, o valor médio cai e a propagação da distribuição do resistente aumenta [27]. Esse é um dos principais motivos pelo qual não é simples fornecer previsões precisas para a vida útil atual desses dispositivos.

Figura 1.16: Variações de Solicitante e Resistente dependente do tempo.



Fonte: o autor (2022)

Normalmente, o termo utilizado para relatar o desgaste das baterias é a perda de capacidade. Uma figura de mérito é a profundidade de descarga (DoD) que mostra a intensidade da capacidade utilizada frente a capacidade total do banco de baterias.

A habilidade de um carregador acessar as informações específicas de unidades do banco permite balancear os estressores, mitigando variações e prevenindo que os bancos tenham falhas prematuras em suas unidades.

Várias técnicas de carregamento podem ser usadas dependendo do objetivo, do tipo de controle, da quantidade de células e sua disposição (série, paralelo), a serem consideradas durante o carregamento. Do ponto de vista da vida útil, a atuação do carregador é realmente direta e os esforços podem ser dividido em duas grandes áreas: administrar a sobrecarga ou o desgaste.

Sobrecarga e desgaste são causas típicas de falhas. A falha por sobrecarga inclui limites de temperatura, descarga profunda ou descarga excessiva e recarga parcial ou incompleta [28, 29]. O desgaste consiste na degradação em relação ao uso relacionado a: profundidade de descarga (DoD) e tempo de flutuação, que estão estritamente vinculados a cada aplicação específica do Sistema de Armazenamento de energia da bateria (SAEB).

Apesar da literatura cobrir extensivamente o desenvolvimento de novas estratégias de controle de recarga, uma análise comparativa a partir de uma classificação dessas estratégias permanece inexplorada. Ademais, a característica interdisciplinar do tema faz com que as estratégias de controle sejam baseadas em heurísticas e manuais de boas práticas, sem a introdução de métodos sistemáticos que possibilitem a análise e caracterização mais aprofundadas dos resultados. Estratégias de controle de recarga visando estender a vida útil de baterias são diretamente influenciadas pelas condições inerentes das baterias, como estado de carga coulométrico (SoC) e estado de saúde (SoH) de cada elemento do sistema armazenador de energia à bateria (SAEB). Tais aspectos fazem com que os carregadores modulares sejam uma topologia atraente para este tipo de análise.

As causas de falhas em baterias são multifatoriais e o conhecimento de seus mecanismos de falha são essenciais para preveni-los, quando possível. Entretanto, os trabalhos que relatam tais prevenções são baseados em métodos eletroquímicos laboratoriais detalhados e específicos, muitas vezes impraticáveis para a utilização no desenvolvimento de tais estratégias de controle e perfis de recarga.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 OBJETIVO GERAL

Esse trabalho propõe uma nova metodologia para a análise de estratégias de controle de carregadores modulares em sistemas híbridos de armazenamento de energia de grande porte. Objetiva-se com essa análise avaliar a utilização da capacidade de recarga de cada elemento, ganho de eficiência, ganho de vida útil, flexibilização na associação de elementos de diferentes tecnologias e controle ativo da vida útil da bateria.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar e classificar as estratégias de controle existentes;
- Analisar o comportamento das estratégias de recarga e descarga frente ao perfil errático de recarga de um carregador fotovoltaico;
- Analisar o comportamento das estratégias frente à erros de estimação das variáveis SoC e SoH;
- Elencar os benefícios das estratégias de controle utilizadas: longevidade, aceitação de recarga e energia armazenada;

1.6 CONTRIBUIÇÕES

Essa tese visa desenvolver uma metodologia para a análise de estratégias de recarga/descarga de sistemas de armazenamento de energia à baterias, SAEB, visando entender melhor os seus princípios de funcionamento. Através dessa metodologia é possível classificar as estratégias em dois grandes grupos: SoC adaptado e SoH, sendo a primeira relacionada ao gerenciamento de sobrecarga e a segunda ao gerenciamento do desgaste. Como contribuição, o autor advoga os seguintes pontos:

1. Nova forma de cálculo para o DoD levando em consideração as particularidades de um carregador alimentado por uma usina fotovoltaica;
2. Classificação das estratégias de recarga/descarga obtidas na literatura;
3. Análise do comportamento dinâmico das estratégias de recarga/descarga de forma estruturada para abranger os sistemas de armazenamento atuais;

4. Análise do comportamento da vida útil do banco de baterias para as estratégias estudadas.

1.7 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

A presente tese está dividida em cinco capítulos. No primeiro capítulo, está uma breve introdução sobre o tópico a ser dissertado. O segundo capítulo cobre as principais estratégias de controle para carregadores modulares. O terceiro capítulo mostra a classificação e apresentação da divisão das estratégias em dois grupos denominados SoC adaptado e SoH, seguido de resultados de simulação das dinâmicas das estratégias estudadas. No quarto capítulo, uma nova metodologia é apresentada para bancos de baterias modulares pela aplicação de despacho de energia para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, com o modelo de degradação de baterias em três casos distintos. O quinto e último capítulo traz as conclusões e perspectivas de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Antes de iniciar o estudo das técnicas de controle é importante rever alguns termos e definições. Entende-se como estratégias de controle, um sistema retroalimentado cujas ações permitem controlar as variáveis de interesse sendo essas, no caso desta tese: estado de carga coulométrica (SoC) e estado de saúde (SoH) ¹.

2.1 ESTIMATIVAS DE SOC E SOH DAS BATERIAS

Alguns parâmetros de importância nesse estudo não são diretamente mensuráveis, diferentemente das grandezas físicas como corrente e tensão, por exemplo. Esses parâmetros precisam ser estimados e, nesta seção, analisar-se-ão métodos de estimativa das grandezas SoC e SoH.

2.1.1 ESTADO DE CARGA COULUMÉTRICO (SOC)

O estado da carga coulométrico pode ser estimado de várias maneiras. A pesquisa e o desenvolvimento de novos métodos para estimar essa variável tem sido um grande desafio devido às complexas reações eletroquímicas e ao processo de degradação das baterias. As opções de estimativa trazidas neste estudo são revisadas com o viés de sua facilidade de implementação do sistema de medição e estimativa em um controle para SAEB em operação. Um dos métodos conhecidos é chamado de contagem coulomb cuja equação pode ser vista em (2.1)

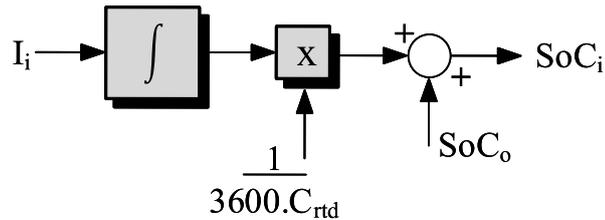
$$SoC = SoC_0 + \frac{1}{C_{rd}} \int_0^t i(\tau) d\tau \quad (2.1)$$

onde C_{rd} é a capacidade nominal, SoC_0 é o estado de carga coulométrico no início do processo de recarga ou descarga, e i é a corrente elétrica. O valor real da capacidade na equação deveria

¹Termos de bateria importantes para o entendimento da tese são apresentados no anexo A e sua leitura é fortemente indicada.

ser C_{rmng} , que é o valor real da capacidade disponível de uma bateria e não o valor nominal, mas, normalmente, essa informação não está prontamente disponível na maioria dos SAEs. Na Figura 2.1, pode-se visualizar o diagrama de blocos em malha aberta para esse processo de estimação.

Figura 2.1: Diagrama de blocos para o método de contagem de Coulomb.



Fonte: o autor (2022)

A principal desvantagem desta estimativa é que o valor mensurado de corrente i inclui outros processos eletroquímicos além do processo de recarga/descarga. [30] As reações paralelas, ou colaterais, que estão presentes na bateria consomem parte dessa corrente e o valor específico extraído para o processo de carregamento não pode ser medido diretamente. Ademais, como o termo devido à corrente está integrado, o erro aumentará com o tempo e a presença de reações paralelas aumenta à medida que a bateria envelhece [31].

Outro método para estimar o SoC é através da medição de tensão $v(t)$, como mostra a equação 2.2

$$SoC(t) = \kappa_{bat} \cdot v(t) + SoC_o \quad (2.2)$$

onde κ_{bat} é um parâmetro que está ligado à corrente da bateria, temperatura e idade. Esse parâmetro é obtido através de extensos ensaios laboratoriais sendo essa a maior desvantagem desta abordagem. O valor da tensão está diretamente relacionado ao SoC da bateria, mas alguns tipos de bateria, como íon-lítio, apresentam uma curva OCV (tensão de circuito aberto) plana, que é mais difícil de ser tratada pelo controlador [32].

Soluções para mitigar esses efeitos têm sido bem abordadas na literatura para soluções usando lógica fuzzy, filtro kalman e aprendizado de máquina [33], mas os problemas discutidos anteriormente ainda estão presentes, pois são inerentemente relacionados à medição da bateria. Além disso, essas soluções não trazem consigo um melhor entendimento do processo de recarga/descarga.

A impedância e a resistência interna da bateria podem ser usadas para estimar o SoC sob qualquer valor de corrente, mas as variáveis como temperatura e SoH precisam ser corrigidas para avaliar corretamente a medição. Outro problema é que a resistência pode variar de acordo com a corrente aplicada [34], dificultando a estimativa correta. Isso, em geral, torna essas abordagens inadequadas para o uso em aplicações em campo [35].

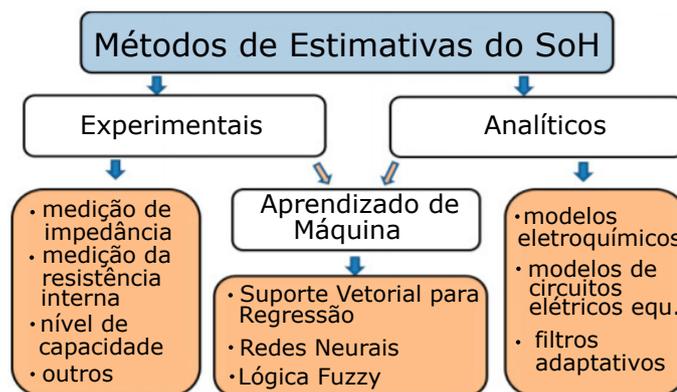
Outros métodos de estimativa de SoC usam modelos. Esses modelos podem ser tanto de circuito equivalente quanto eletroquímicos, sendo o primeiro o mais utilizado para essa análise. O problema dessa abordagem é claro: testes extensivos são necessários para gerar os modelos.

2.1.2 ESTADO DE SAÚDE (SOH)

Estudos propõem estimativas sobre a dinâmica de corrente, densidade de eletrólitos e muitos outros testes [36, 37], mas o protocolo padrão para detectar a idade da bateria é através da perda da capacidade [38].

Na figura 2.2 os principais métodos para se estimar o estado de saúde são mostrados. Podem-se dividi-los em três grupos principais: experimentais, baseados em modelos analíticos e baseados em aprendizagem de máquina.

Figura 2.2: Métodos para Estimar o Estado de saúde (SoH)



Fonte: adaptada com permissão CC BY 4.0 de [39]

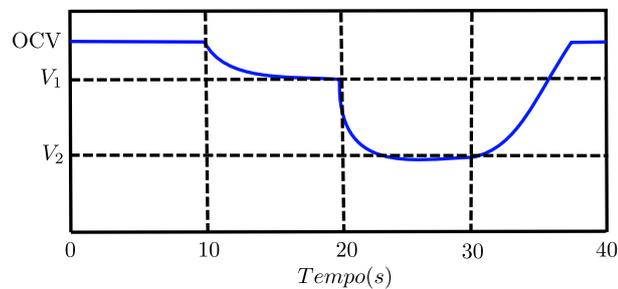
Os métodos baseados em modelos analíticos podem ser divididos em filtros adaptativos, como *kalman filter*, modelos eletroquímicos e modelos de circuitos elétricos equivalentes.

Os métodos utilizando aprendizagem de máquina, utilizam tanto medições quanto modelos para a estimativa do parâmetro. Normalmente utilizam-se vários dados de entrada para

tentar estimar corretamente o SoH. O problema com essa abordagem é que a bateria é tratada como uma caixa-preta e pouco é conhecido sobre o processo de degradação da bateria, pois as correções são realizadas por algoritmos. Conforme o nome sugere, os métodos experimentais correspondem à estimativa através de grandezas mensuráveis, entre elas destacam: medição de impedância (EIS), medição de resistência interna e perda de capacidade. Nessa tese, foca-se nos métodos experimentais, pois esses além de permitirem uma melhor compreensão do fenômeno estudado, apresentam soluções que podem ser implementadas nos algoritmos dos carregadores.

Vários autores investigaram técnicas para medir a resistência interna sendo que o método mais comumente usado é chamado de pulso de corrente (figura 2.3) [40–42].

Figura 2.3: Resistência Interna



Fonte: o autor (2022)

O método mede a queda de tensão da bateria para uma determinada corrente e, em seguida, calcula a resistência interna da bateria, como mostrado na equação 2.3:

$$R(\text{SoC}, T) = \frac{V_1(\text{SoC}, T) - V_2(\text{SoC}, T)}{I_1 - I_2} \quad (2.3)$$

onde R é a resistência interna da bateria, $V_x(\text{SoC}, T)$ é a tensão terminal da bateria e I_x a corrente fluindo pela bateria em cada condição. O método é amplamente utilizado em laboratórios para definir valores tabelados de resistência interna em diferentes condições de trabalho com uma precisão muito satisfatória. Este método é mais adequado para aplicações estacionárias e laboratoriais, devido ao seu processo demorado e a necessidade de um controle mais fino de variáveis como SoC e temperatura.

Outra forma de estimar a resistência interna é pelo cálculo de perdas pela Lei de Joule (equação 2.4):

$$\frac{dQ_{\text{joule}}}{dt} = I^2 \cdot R \quad (2.4)$$

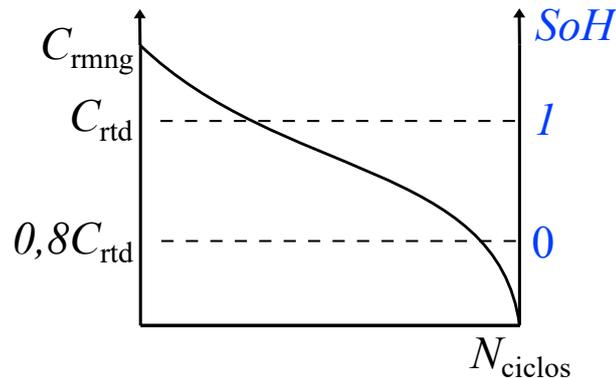
onde Q_{joule} representa o calor gerado na bateria. Este método necessita do uso de um

calorímetro para medir a perda de calor durante o funcionamento da bateria, o que usualmente limita sua operação à ambientes laboratoriais.

A impedância interna de uma bateria é composta por sua resistência interna e a reatância. Foi estabelecido e comprovado que a impedância interna de uma bateria tende a aumentar com o envelhecimento e degradação. Portanto, este pode ser considerado um indicador de SOH da bateria. O método mais frequente para medir impedância é o EIS, onde um pequeno sinal alternado é injetado na bateria e sua resposta, em diversas frequências é analisada. O principal problema com essa abordagem, conforme já relatado para a estimativa do SoC, é a sua dependência com outras variáveis tais como corrente, SoC e temperatura, fazendo com que vários ensaios, em ambiente controlado, precisem ser efetuados. [43]

Outra forma de mensurar a vida útil é pela perda de capacidade. Uma bateria é dita condenada se sua capacidade atingir 80% de sua capacidade nominal $0,8C_{rtd}$ [44]. Esse critério, ilustrado na figura 2.4, foi considerado na presente tese.

Figura 2.4: Estado de saúde (SoH) em função da retenção de capacidade de uma bateria



Fonte: o autor (2022)

A capacidade remanescente (C_{rmng}) é, em certa medida, diferente de C_{rtd} para uma bateria nova e diminui com o tempo de operação. A equação (2.5) pode ser usada para avaliar a degradação de uma bateria.

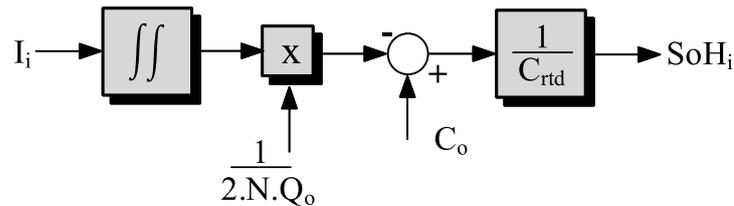
$$C_{rmng}(t) = C_o - \frac{1}{2NQ_o} \int_0^t |Q_i(\tau)| d\tau \quad (2.5)$$

onde C_o representa a capacidade na fase inicial da avaliação, N é o ciclo equivalente, Q_o representa a carga coulométrica residual na fase inicial da avaliação, e Q_i é a carga coulométrica. Observe que a variável N pode ser projetada para abranger um ou vários estressores, vide apêndice B, ou ser diretamente vinculada a um mecanismo de falha específico

[45]. Os diferentes modelos de N irão garantir, ou não, uma boa previsão da vida útil da bateria².

A figura 2.5 mostra o diagrama de blocos para o método de estimativa em malha aberta. Observe que o termo dentro da integral é uma carga, e então a mesma equação pode ser reescrita como a integral dupla da corrente.

Figura 2.5: Diagrama de blocos para o método de perda de capacidade.



Fonte: o autor (2022)

Note na figura 2.5 que o termo C_{rmng} foi substituído pelo termo C_{rtd} devido ao mesmo problema que foi relatado na estimativa do SoC. É importante lembrar que os valores nominais não correspondem aos dados da bateria em si e sim uma estimativa do valor da mesma.

2.2 ESTRATÉGIAS DE RECARGA PARA CARREGADORES DE BATERIAS

Conforme explicitado anteriormente, vários estudos foram propostos para estratégias de recarga durante os anos. O controle do processo de recarga ou descarga da bateria pode ser implementado utilizando uma malha de tensão ou de corrente, na qual o controle via corrente, do ponto de vista da bateria, possui maior vantagem, pois há um controle direto na quantidade de carga coulométrica entregue à bateria, auxiliando no processo de aceitação de recarga, vide anexo A. Já no controle via tensão, a entrega da carga coulométrica está muito mais sujeita aos processos eletroquímicos da bateria. Em outras palavras, o controle por corrente determina o valor da corrente que circulará na bateria enquanto que o controle por tensão determina a tensão, sendo assim, a corrente que flui na bateria está dependente do estado da bateria e não é controlada. Porém, devido à facilidade de implementação de um controle de tensão via *strings* ou em série, configuração do conversor modular, essa forma de controle tem grande aceitação.

Nessa seção serão discutidas as principais publicações tendo em vista as estratégias de controle utilizadas para carregadores modulares. As técnicas podem ser divididas em dois grandes grupos de gerenciamento: do desgaste e da sobrecarga.

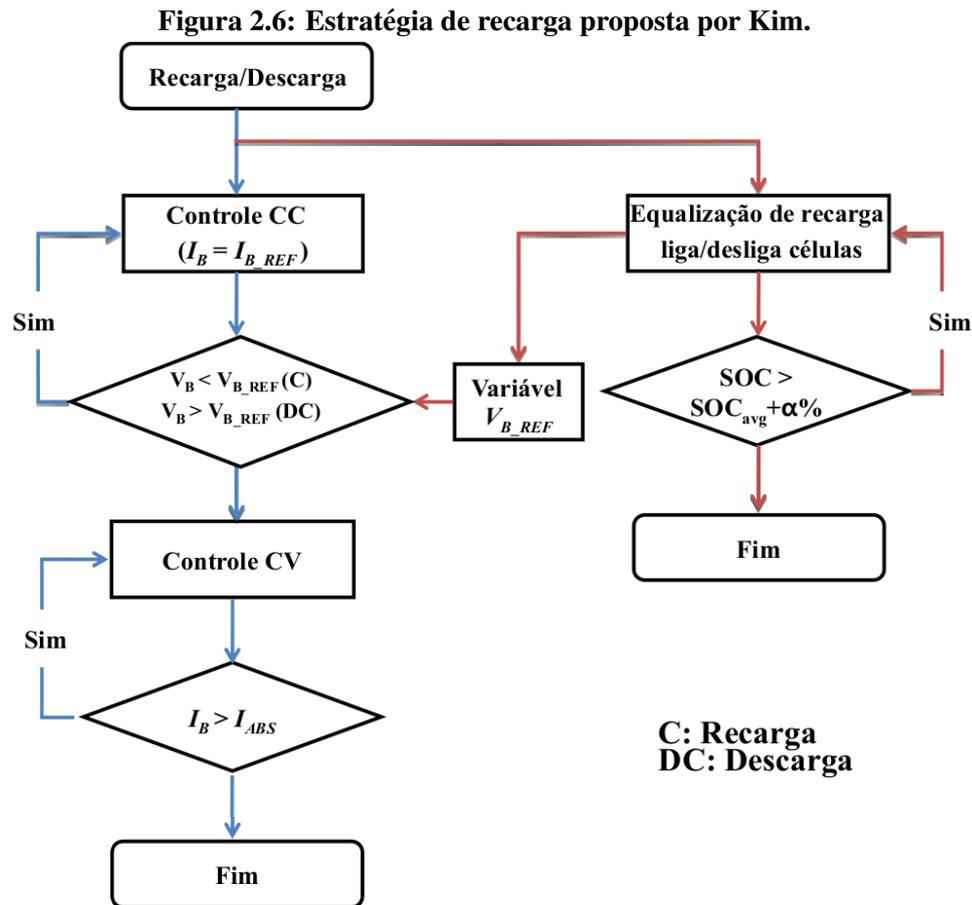
²Mais informações sobre N será detalhado no capítulo 4

2.2.1 GERENCIAMENTO DE SOBRECARGA

O gerenciamento da sobrecarga consiste em mitigar a ação dos estressores, normalmente trabalhando com zonas de operação seguras (SoA) e limitando a operação do banco de baterias. É o campo no qual grande parte dos esforços científicos da área estão sendo dedicados.

Os trabalhos em relação a essa área iniciaram-se em 2006, com a publicação de um método para o controle de balanceamento de tensão da célula de uma *string* de bateria de íons de lítio conectada em série à um conversor bidirecional Cûk [46]. O enfoque do artigo estava na apresentação da aplicação da topologia e suas vantagens com relatos de um aumento na capacidade do banco de bateria utilizando tal topologia. Não foram encontrados ações de controle capazes de indicar efeitos de ganho na vida útil da bateria, o único relato de vida útil da bateria está nos limites de tensão aplicados.

Kim et al. em [47], propõem uma bateria eletrônica multicelular conectada em série, capaz de associar as baterias no banco automaticamente e com um conversor CC/CC bidirecional capaz de efetuar operações seguras e eficazes de carregamento, descarregamento e balanceamento (Figura 2.6). O conversor CC/CC usa um esquema de controle de tensão adaptativa de corrente constante unificado (CCAV), que pode carregar totalmente cada célula da bateria sem danos, bem como descarregar a bateria com segurança. Além disso, com a topologia proposta, o equilíbrio e a "auto-cura" podem ser alcançados durante a operação a partir da redução dos níveis de corrente e tensão.



Fonte: adaptada com permissão ©2012 IEEE de [47]

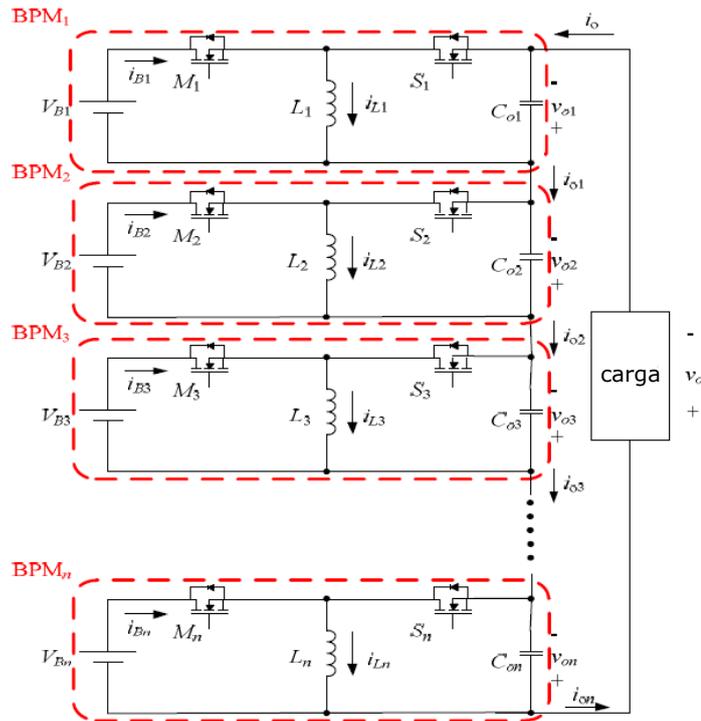
Na figura 2.6 percebe-se a estratégia de recarga e descarga apresentada que consiste em limitar os níveis de corrente e tensão. A recarga e a descarga são divididas em duas etapas corrente constante CC e tensão adaptativa constante (CV).

Na figura 2.6, observe que o valor atualizado pelo termo da tensão da bateria é atualizado por um esquema de tensão adaptativa. Desta forma, é possível reduzir os efeitos deletérios da vida útil, mas o termo auto-cura deveria ser melhor investigado, já que os autores não apresentam resultados que embasem essa afirmação.

Hou et al. em [48] propõem um carregador modular de bateria com um conversor CC/CC para equilibrar a tensão das baterias (figura 2.7). O conversor controla sua tensão de saída, que pode ser maior ou menor do que a tensão do terminal da bateria. Para a operação de descarga, a regulação da tensão de recarga é realizada ajustando cooperativamente os ciclos de trabalho de cada conversor CC/CC conectado em série através do barramento CC, ver figura 2.7. Portanto, a tensão do barramento CC é igual à soma das tensões nos capacitores de saída dos conversores CC/CC embutidos em cada bateria. Por outro lado, a corrente de saída média

de cada conversor CC/CC é a mesma (conversores conectados em série). Normalmente, nesta configuração, um controlador central envia o ciclo de trabalho para cada conversor de acordo com seu algoritmo mostrado na figura 2.8 [49].

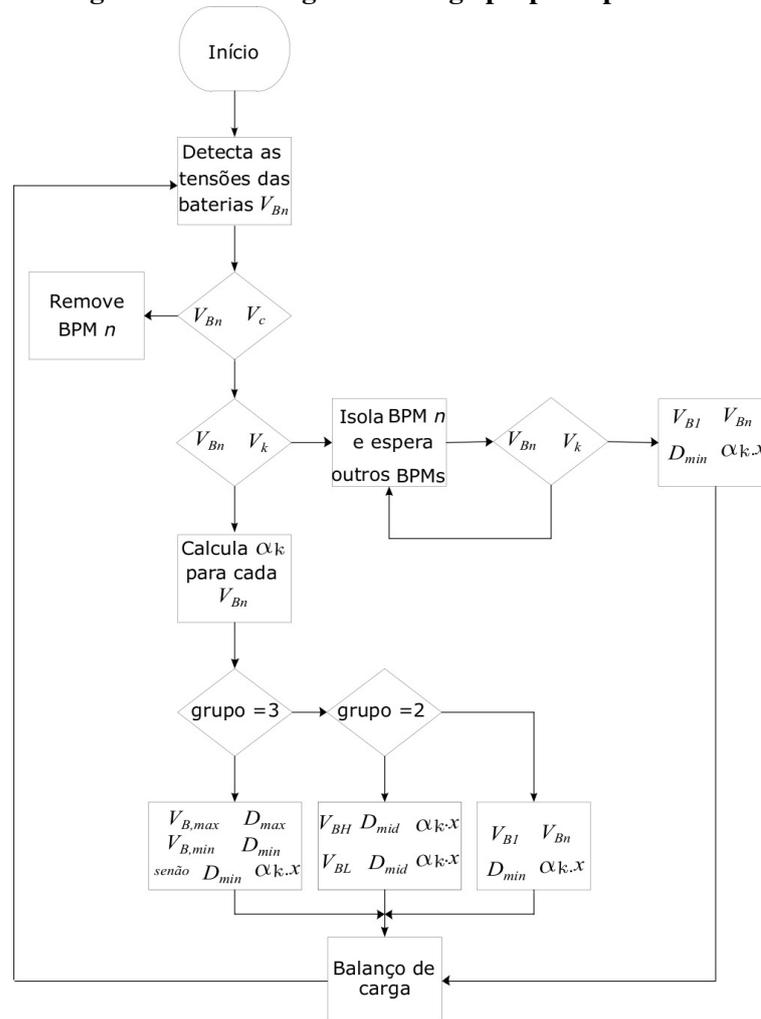
Figura 2.7: Carregador modular em Cascata (MCC) baseado em buck-boost proposto por Hou.



Fonte: adaptada com permissão ©2013 IEEE de [48]

O algoritmo na figura 2.8, mostra uma estratégia de reconfiguração do banco e retirada de células que possam comprometer o desempenho do banco. Cada bateria também é recarregada de forma diferente a fim de se obter o balanço de recarga. Note que além do balanceamento não há outras ações na recarga que possam indicar alguma implicação na vida útil do banco.

Figura 2.8: Estratégia de recarga proposta por Hou.



Fonte: adaptada com permissão ©2013 IEEE de [49]

Moo et al. em [50], apresentam uma estratégia de controle de um SAEB para o procedimento de descarga. Ela não apenas faz o balanceamento do SoC entre os módulos, mas concomitantemente fornece regulação de tensão no barramento CC. Isso é obtido definindo diferentes valores de ciclo de trabalho para cada conversor CC/CC conectado em série, de forma que a unidade com nível de tensão mais alto funcione com o valor de ciclo de trabalho máximo, enquanto a unidade com nível de tensão mais baixo opere com o ciclo de trabalho mais baixo. Os ciclos de trabalho das unidades variam em torno de um valor médio definido inicialmente, de modo que a tensão do barramento CC mude ligeiramente.

Mukherjee et al. em [21] propõem uma topologia de um conversor multinível baseado em buck para integrar um banco de baterias híbridas de segunda vida a um inversor vinculado à rede. Uma arquitetura de controle distribuída baseada em módulo é introduzida para utilizar independentemente cada módulo, conversor mais bateria, de acordo com suas características.

O conversor proposto e a arquitetura de controle são flexíveis o suficiente para integrar baterias amplamente diferentes a um barramento CC de inversor. Modelagem, análise e validação experimental são realizadas em um protótipo de sistema de armazenamento de energia de bateria híbrida modular monofásica para entender a operação da estratégia de controle com diferentes configurações de bateria híbrida.

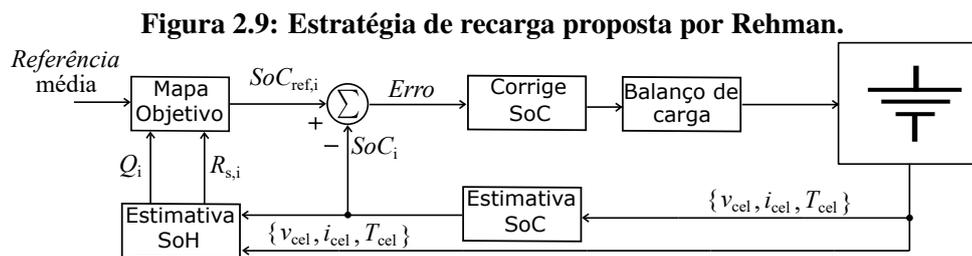
Para manter uma tensão fixa na recarga e detectar cada SoC da bateria, um ciclo de trabalho médio (d_m) é definido inicialmente para cada conversor conforme eles descarregam sob a mesma corrente. Assim, os conversores podem ser solicitados pelo nível de tensão da bateria. Para uma descarga equilibrada, todas as tensões das células iguais, a unidade com nível de tensão mais alto opera com ciclo de trabalho máximo (d_{max}), enquanto a unidade com nível de tensão mais baixo opera com ciclo de trabalho mais baixo (d_{min}). As demais unidades com nível de tensão intermediário variam seu ciclo de trabalho (d) por um fator que considera que a bateria com tensão mais alta fornece valores de corrente mais altos. Assim, os ciclos de trabalho das unidades variam em torno de um valor médio definido inicialmente e o ciclo de trabalho médio das unidades é aproximadamente o ciclo de trabalho médio inicial, de modo que a tensão de carga varia ligeiramente. Quando a tensão na unidade atinge um limite de baixa tensão, a unidade interrompe sua corrente até que todas as unidades se tornem equilibradas. Para o procedimento de carga, o carregador central (CA/CC) controla a tensão no barramento CC e as unidades regulam a corrente em cada bateria. Logo, a bateria com SoC baixo recebe maiores valores de corrente, limitando-se à potência disponível fornecida pelo carregador central [51].

Cao et al. em [52] apresentam um sistema de carregamento de baterias para veículos elétricos com base em conversor CC-CC com capacitor chaveado. A ideia principal é substituir o tradicional conversor boost com IGBTs por conversores de capacitor chaveado MOSFET vinculados a células de bateria modular. A topologia do sistema é apresentada, incluindo a arquitetura do *powertrain*. A modelagem para cada componente elétrico, incluindo o conjunto de baterias, conversores CC-CC e CC-CA, máquinas CA e seu controle são discutidos.

Os autores de [53] também aplicaram uma estratégia centralizada em que os SoCs das baterias são avaliados por sua tensão terminal, e um valor médio de tensão é calculado. A tensão terminal de cada conversor CC/CC é controlada rastreando o valor médio da tensão de todo o banco de baterias e o equilíbrio da carga é realizado aumentando ou diminuindo a corrente de acordo com a tensão terminal local em comparação com o valor médio da tensão. Em caso de restrições de estabilidade, um dos módulos precisa ser controlado por corrente, enquanto os outros podem ser unidades controladas por tensão. Desta forma, o módulo controlado por corrente define a corrente circulante, enquanto os demais ajustam suas tensões terminais para

manter constante a tensão do barramento CC. Em [54], uma abordagem semelhante é usada, mas cada bateria é conectada a um inversor dedicado.

Rehman et. al. em [55], apresentam uma abordagem de controle em nível de célula de baterias que aprimoram os objetivos tradicionais de balanceamento de SoC para não apenas fornecer equilíbrio de células, mas também alcançar uma extensão significativa da vida útil. Isso é realizado através do controle do SoC das baterias corrigido por um fator obtido baseado na evolução da resistência interna.



Fonte: adaptada com permissão ©2016 IEEE de [55]

Na figura 2.9, percebe-se que a diferença da abordagem está no método de estimativa dos parâmetros e um modelo de bateria é gerado para estimar os valores de referência para cada célula. Um ponto importante desta estratégia é que os limites das baterias são reduzidos à medida que a bateria envelhece.

Y. Li and Y. Han em [56] apresentam a topologia de uma bateria eletrônica, na qual o objetivo geral é equalizar as unidades de baterias baseado nos valores médios dos parâmetros. Porém, em tal proposta, os desvios dos parâmetros em cada bateria não são levados em consideração. Para acomodar os limites da bateria, é necessária uma estratégia de controle descentralizada. A estratégia de controle descentralizada cria uma dificuldade de implementação, porque as variáveis de controle padrão são independentes da operação do sistema e algumas restrições devem ser aplicadas para a operação do sistema.

Tashakor et al. [57], propuseram um carregador modular bidirecional com dois modos de operação. A estrutura desenvolvida tem recursos de controle da potência ativa e reativa durante as operações da rede elétrica para veículo (recarga) e de veículo para rede elétrica (descarga). Para melhorar o desempenho do sistema de bateria, um circuito equalizador de carga coulométrica modular (CEC) para ambos os modos de operação é desenvolvido. Note que, para esse estudo, o efeito na vida útil é dado apenas pelo circuito de equalização.

Velho et al. em [58] apresentaram um sistema de gerenciamento de bateria (BMS) para melhorar o uso da capacidade e da vida útil de grandes bancos de baterias de íons de lítio através

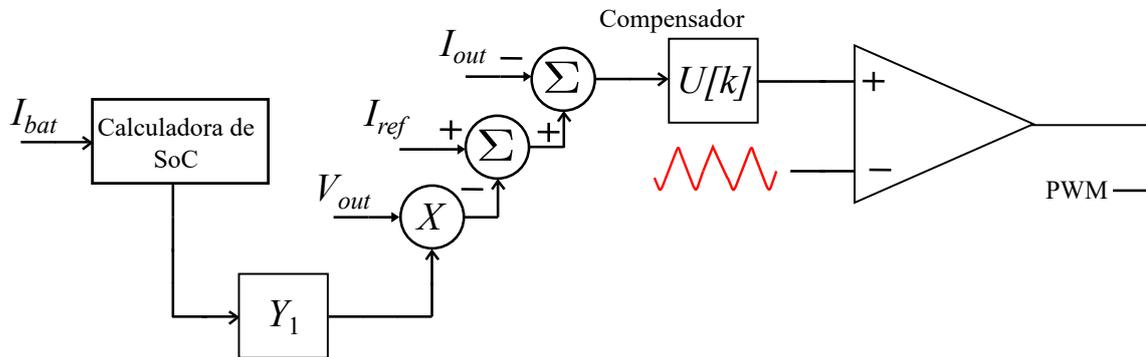
de um algoritmo de recarga baseado no método tradicional de vários estágios. É importante salientar que o balanceamento das baterias é realizado por um circuito próprio. O algoritmo de recarga consiste em aplicar perfis de recarga diferentes, usando a mesma abordagem realizada por [59], porém não houve resultados experimentais que avaliassem a vida útil do sistema.

Hoque et al. em [60] apresentaram uma topologia que engloba um carregador modular e um circuito de equalização. Nota-se que o carregador modular não apresenta nenhuma estratégia de controle de recarga, sendo o mesmo realizado por um circuito à parte. Tal proposta simplifica a estratégia do algoritmo mas, no entanto, inclui custos extras devido ao circuito de equalização sobressalente. Novamente, não há indícios nessa publicação de resultados experimentais mostrando os efeitos na vida útil.

Chen et al. [61] propõem um carregador modular e reconfigurável de bateria (MRBP) que consiste em módulos de bateria reconfiguráveis (RBMs) e um conversor H-bridge. Todos os RBMs no MRBP são colocados em cascata para gerar uma forma de onda de tensão positiva escalonada. A ponte H é usada para alterar a polaridade da tensão escalonada para formar uma tensão CA multinível. Múltiplos MRBPs podem ser usados para formar um sistema multifásico modular e reconfigurável de bateria (MRBS). Alta confiabilidade e capacidade de tolerância a falhas são alcançadas devido aos recursos modulares e reconfiguráveis. O equilíbrio do estado de carga (SoC) entre as células da bateria pode ser facilmente realizado configurando-se dinamicamente as conexões das baterias mostrando um sistema capaz de se reconfigurar por conta própria para atender as demandas da aplicação. Esses sistemas são o estado da arte deste campo e são fortemente dependentes do conhecimento dos estressores da bateria sendo as principais questões relacionadas ao balanço de carga coulométrica.

Chowdhury et al. em [62] apresentam uma estratégia de controle descentralizada (figura 2.10) para controlar a tensão do barramento CC durante o procedimento de descarga usando conversor modular em cascata (MCC) em banco de baterias foi investigada. As referências atuais para os conversores foram ajustadas por uma equação droop [63], com o objetivo de compartilhar a energia disponível proporcionalmente ao valor SoC de cada bateria.

Figura 2.10: Estratégia de recarga proposta por Chowdhury.

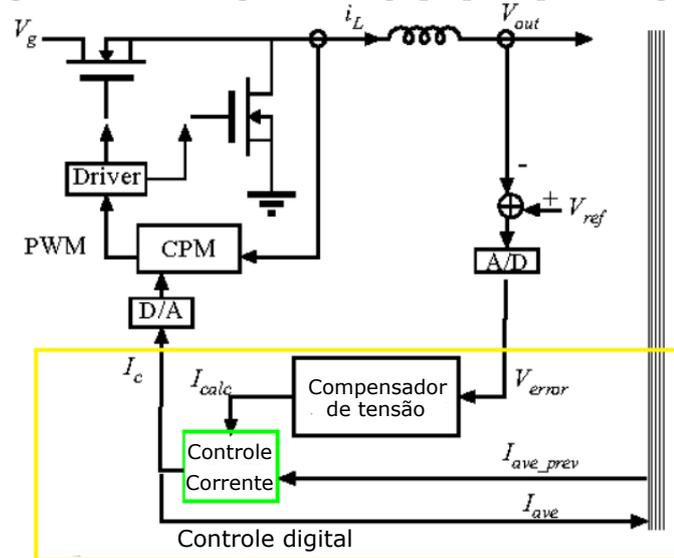


Fonte: adaptada com permissão ©2018 IEEE de [62]

Howey e Frost em [64], mostram esta aplicação em uma topologia de controle descentralizada usando um conversor MMC. O uso desta topologia como uma abordagem de bateria de segunda mão, ou que já foram utilizadas anteriormente em outra aplicação, foi conduzido por Liu et al. [65].

Morello et al. mostram em [66], uma implementação do sistema BMS para controlar um sistema de 48 V utilizando uma topologia proposta por [67] e ilustrada na figura 2.11. Este processo é complexo e requer interfaces de comunicação com outros sistemas, como o carregador e inversor por exemplo, permitindo intervir, em tempo real, frente a uma eventual alteração das condições de recarga e de descarga. É importante observar que o perfil imprevisível e adverso das energias renováveis como variações de temperatura, exige respostas rápidas. Além de proteger as células contra danos prematuros, o BMS pode assegurar o funcionamento da bateria num estado que permite o seu melhor desempenho, maximizando a quantidade de energia armazenada em cada ciclo de recarga e de descarga. Não há indícios nessa publicação de resultados experimentais mostrando os efeitos na vida útil.

Figura 2.11: Estratégia de recarga proposta por Zhang.



Fonte: adaptada com permissão ©2005 IEEE de [67]

Liang et al. mostram em [68], um controlador que pode ser empregado por sistemas de grande porte. A ideia em tal estudo é igualar a potência de cada rack de acordo com sua capacidade nominal. O principal problema com essa implementação é que ela depende do conhecimento prévio das características do banco de baterias e das condições inerentes da bateria, como estado de degradação, estado de carga coulométrico, idade, temperatura de operação e etc. Esses parâmetros são mais difíceis de serem previstos à medida que o banco envelhece. Nesse estudo, o ganho de vida útil é indicado através das reduções da ação estressora na bateria, porém não há resultados indicando os efeitos na vida útil.

Essas abordagens sintetizam a área do gerenciamento do desgaste que apresentaram apenas um controle baseado na correção do SoC através de alguma medida do estado de saúde. No quadro 2.1, as referências são listadas para uma melhor comparação.

Quadro 2.1: Publicações na áreas de gerenciamento da sobrecarga

autores	topologias dos conversores	técnicas de controle	referência
Zhang et al. 2005.	MCC baseado em buck	Compensação de tensão	[67]
Lee et al. 2006.	MCC baseado em Cùk	Equalização de tensão	[46]

Continua na próxima página

Quadro 2.1: Publicações na áreas de gerenciamento da sobrecarga (cont.).

autores	topologias dos conversores	técnicas de controle	referência
Chiu et al. 2010	MMC	Recarga pulsada	[59]
Kim et al. 2012.	MCC baseado em buck	balanceamento de carga com controle de tensão adaptativa.	[47]
Hou et al. 2013.	MMC baseado em buck	Compensação de tensão	[48]
Yu et al. 2013.	MCC baseado em buck	balanceamento de carga	[49]
Moo et al. 2014.	MCC baseado em buck	balanceamento de carga com controle de tensão adaptativa.	[50]
Jian et al. 2014.	MCC baseado em buck	equalização de recarga com correção da corrente pela capacidade.	[51]
Mukherjee et al. 2014.	MMC baseado em buck	equalização de recarga com correção da corrente pela capacidade.	[21]
Cao et al. 2015.	Capacitores Chaveados	limita a descarga pelo SoC mínimo.	[69]
Lee et al. 2015.	MCC	equalização de carga	[54]
Cao et al. 2015	Capacitores Chaveados	equalização de recarga com correção da corrente pela capacidade.	[52]
Ansean et al. 2016	não apresenta	baseado na evolução da resistência	[70]
Rehman et al. 2016.	MCC baseado em buck	balanceamento de carga baseado na evolução da resistência	[55]
Li et al. 2016.	MCC baseado em buck	controle da potência a partir da capacidade.	[56]
Chien et al. 2017.	MMC baseado em buck	controle da potência a partir da capacidade.	[61]

Continua na próxima página

Quadro 2.1: Publicações na áreas de gerenciamento da sobrecarga (cont.).

autores	topologias dos conversores	técnicas de controle	referência
Tashakor et al. 2017.	MMC baseado em buck	equalização da carga	[57]
Chowdhury et al. 2017.	MMC	balanceamento de carga baseado no controle <i>droop</i>	[63]
Velho et al. 2017	não informado	equalização de recarga	[58]
Hoque et al. 2017	MMC	equalização de carga	[60]
Chowdhury et al. 2018.	MMC	balanceamento de carga baseado no controle da tensão adaptativa.	[62]
Frost et al. 2018.	MMC baseado em buck	balanceamento de carga com controle de tensão adaptativa.	[64]
Liu et al. 2019.	MMC	equalização de recarga com correção da corrente pela resistência interna.	[65]
Liang et al. 2019.	não informado	controle da potência a partir da capacidade.	[68]
Morello et al. 2019.	MCC baseado em buck	controle da potência a partir da capacidade.	[66]

Fonte: o autor (2022)

Nota-se nessas referências uma clara alusão ao controle do estado de carga coulométrica como uma relação direta ao ganho de vida útil. Embora esse conceito seja interessante, uma análise mais criteriosa dessa abordagem se faz necessário. Todas as propostas formuladas tem como desenvolvimento a estratégia de recarga/descarga comitadamente à um perfil de recarga. É notório que um perfil de recarga adequado influencia na vida útil da bateria. O próprio autor desta tese em sua dissertação de mestrado defendeu uma proposta nessa linha [31]. Entretanto, a afirmativa de que a estratégia de controle está ligada ao ganho de vida útil precisa ser melhor investigada.

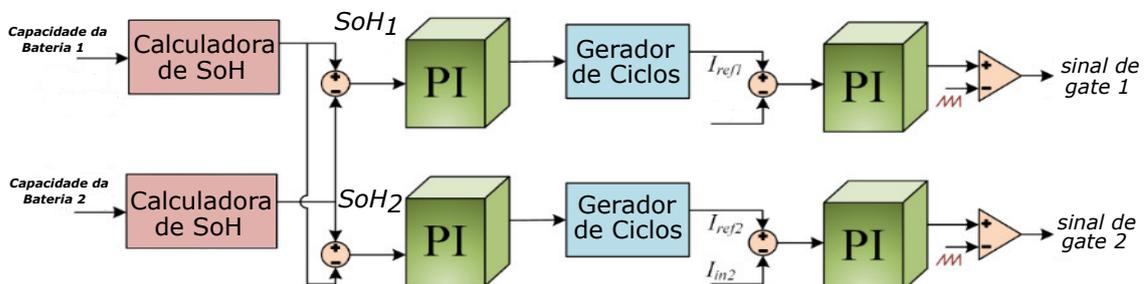
2.2.2 GERENCIAMENTO DO DESGASTE

Embora um grande número de pesquisas tenham sido realizadas sobre a administração da *sobrecarga*, estudos sobre o gerenciamento do *desgaste* ainda são incipientes. O objetivo deste campo de pesquisa é controlar o uso da bateria em função de sua degradação ao invés de limitar seu uso. Essa abordagem pode ser feita através de um BMS [71], mas o uso de BMS ativo, ou carregadores modulares, podem aumentar a eficiência da estratégia de controle, já que diferentes DoD podem ser aplicados.

Em [72], um novo método para gerenciamento de bateria em pacotes de bateria de grande escala é introduzido, com o objetivo de minimizar a degradação da bateria, impondo uma política de nivelamento de desgaste (WL). Usando este método em conjunto com um modelo de bateria eletroquímica-matemática híbrida, um sistema de gerenciamento de bateria reconfigurável (BMS) é proposto e avaliado. Os resultados da análise de desempenho e comparações aprofundadas com outras soluções de última geração mostram que o método proposto atinge tempos de operação significativamente mais longos para as baterias, por exemplo, 415 % de melhoria em relação ao BMS clássico no cenário de variação de carga. Essa variação de carga irá necessariamente influir na capacidade de entrega de energia à carga, limitando às aplicações em que essa publicação poderia ser utilizada. Por exemplo, aplicações com demandas rígidas de potência como UPS não seriam atendidas.

Em [73], os autores propõem uma nova metodologia para equilibrar o estado de saúde (SOH) das células da bateria de íon-lítio que são conectadas em série por meio de conversores CC/CC.

Figura 2.12: Nova estratégia de recarga proposta por Chowdhury.



Fonte: adaptada com permissão ©2019 IEEE de [73]

Nota-se pela figura 2.12 que a estratégia de recarga não apresenta um equalizador de carga coulométrica e a variável a ser controlada é o SoH.

No quadro 2.2 as referências estão listadas para uma melhor comparação.

Quadro 2.2: Publicações na área de gerenciamento do desgaste

autores	topologias dos conversores	técnicas de controle	referência
Weng et al. 2016	não informado	BMS baseado em modelos de degradação	[71]
Chowdhury et al. 2019	MMC	Apresenta uma nova estratégia de controle baseada em SoH	[73]
Carstoiu et al. 2021	não informado	BMS baseado no nivelamento do desgaste	[72]

Fonte: o autor (2022)

2.2.3 CONCLUSÕES

As estratégias de recarga e descarga estudadas apresentaram semelhanças das quais foi possível a separação em dois grupos distintos: gerenciamento do desgaste e gerenciamento da sobrecarga. O gerenciamento de sobrecarga, consiste em limitar o uso da bateria a fim de reduzir a degradação da mesma, porém nenhum controle direto sobre a degradação pode ser observado. O gerenciamento de desgaste apresenta a possibilidade de controlar diretamente a degradação porém não foram encontrados muitos estudos sobre essa técnica. Os artigos normalmente trabalham com condições empíricas para a determinação da vida útil da bateria sem ter uma metodologia clara para a análise e classificação de tais estratégias.

3 CLASSIFICAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE RECARGA

O capítulo anterior evidenciou a diferença dos dois campos das estratégias de controle de vida útil de baterias. As estratégias de recarga e descarga podem estar centradas tanto no perfil de recarga, alterações de limites de corrente, tensão, temperatura, quanto na tentativa de controlar ativamente a degradação da bateria.

Este capítulo inicia-se com a abordagem utilizada para a simulação de carregadores modulares (seção 3.1), seguida da classificação das estratégias de controle em duas estratégias aqui denominadas de SoC adaptado (seção 3.2) e SoH (seção 3.3). Nas próximas seções tem-se a análise da dinâmica dessas estratégias (seção 3.4) seguida da análise do ganho k (seção 3.5) e do efeito da estimativa do SoC e SoH (seção 3.6).

3.1 CARREGADOR MODULAR

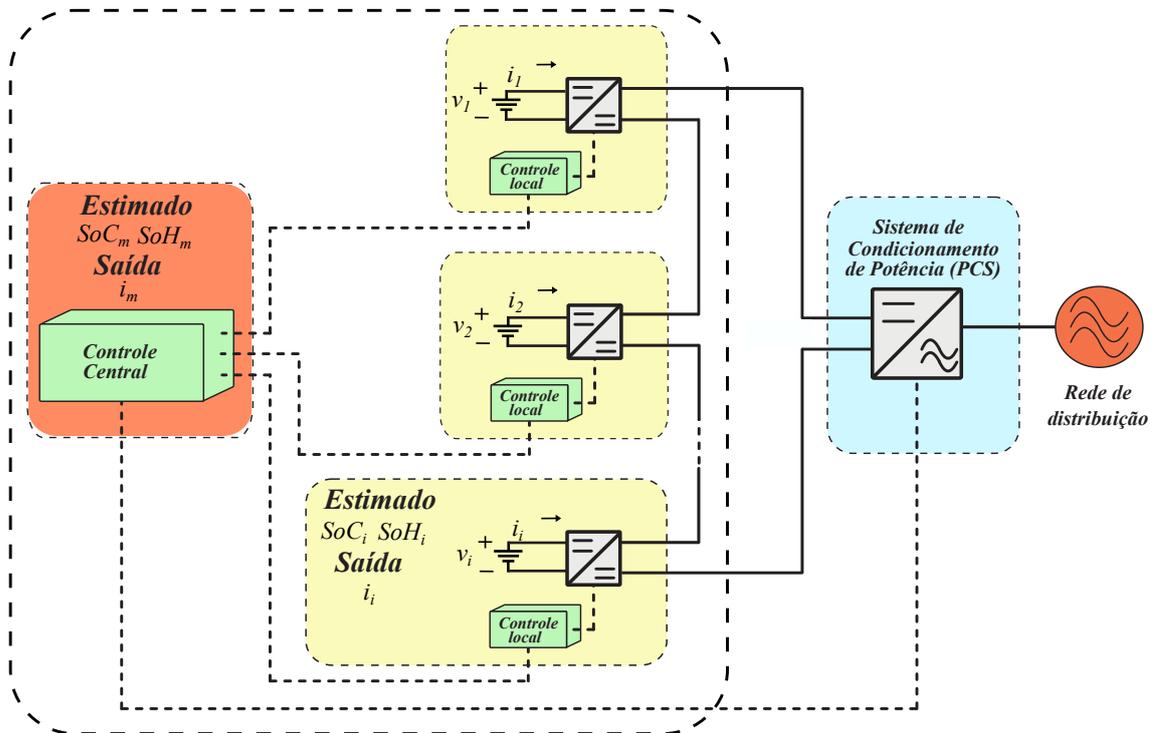
O carregador modular, conforme dito no capítulo 2, é composto de múltiplos carregadores para cada bateria ou unidade, como pode ser visto na figura 3.1. A estratégia de controle é descentralizada, pois cada conversor é responsável por uma unidade específica sobre a qual ele atua. A operação do sistema é mantida pelo controle central no qual as variáveis médias, ou seja, I_m , SoC_m e SoH_m são definidas. Essas variáveis são calculadas da seguinte forma:

$$X_m = \frac{\sum_1^n X_i}{n} \quad (3.1)$$

em que X_m representa a variável de interesse.

Essas variáveis são usadas para comparar a condição de cada bateria com o banco de bateria geral. As ações de controle de cada estratégia irão desviar cada corrente de acordo com o estado da bateria.

Figura 3.1: Topologia do carregador baseado em uma estratégia de controle descentralizado



Fonte: o autor (2022)

Propõe-se que o controle coordenado das unidades modulares de carregadores em um banco seja realizado considerando um controle hierárquico dividido em três níveis, conforme descrito a seguir:

- **Nível 1 (controle primário):** o nível de controle primário garante que cada unidade seja carregada e descarregada de acordo com suas particularidades. Esse nível de controle também deve cumprir as funções básicas e específicas, como malhas de controle de corrente e tensão, bem como a avaliação automática do estado de saúde.
- **Nível 2 (controle secundário):** o nível secundário explora as unidades de bateria através do controle coordenado. Esse nível de controle também deve garantir que os níveis elétricos no banco estejam dentro dos valores exigidos. Pode ser planejado ao considerar funções baseadas em comunicação, ou pode ser implementado de forma descentralizada usando o protocolo de consenso.
- **Nível 3 (controle terciário):** este nível de produção de energia controla o fluxo de potência entre as unidades modulares e o carregador central que, por sua vez, vai para a rede. Se este nível de controle for planejado em um controlador centralizado, ele também pode

coletar informações externas, como preço de energia, sinais do operador do sistema local, etc., a fim de maximizar o desempenho geral do sistema.

O carregador modular atende à necessidade de elementos de armazenamento ativos, o que permite maior flexibilidade de operação. O carregador também permite aumentar a eficiência do procedimento de recarga, pois cada bateria possui seu próprio conversor dedicado. Assim, a bateria pode ser carregada considerando um perfil específico de acordo com seu estágio de degradação e estado de carga coulométrica.

A função do carregador é desacoplar a dinâmica das unidades de bateria com a dinâmica de todo o sistema de armazenamento, ou banco. Para isso, é necessário introduzir um sistema de condicionamento de energia local entre a bateria e o PCS, de forma que seja possível o controle independente da tensão e da corrente que o PCS detecta, e a tensão e corrente que carregam e descarregam cada bateria.

Assim, o carregador modular consiste em um conversor CC/CC de dois estágios. Entre esses dois conversores existe um capacitor que desempenha a função de elemento de desacoplamento do armazenamento, isso potencializa o efeito das estratégias de controle, uma vez que se tem um conversor dedicado ao processo de recarga/descarga da bateria. Ambos os conversores são controlados pelo *Controle Local* que realiza medições, condicionamento de sinal e cálculos.

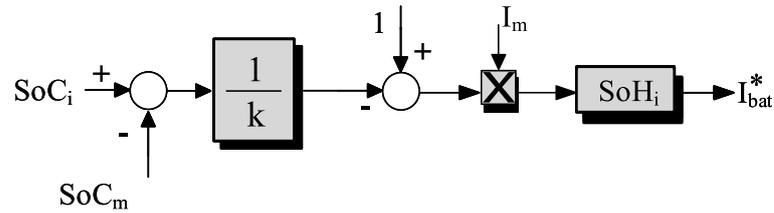
Múltiplas estratégias para estender a vida útil de baterias foram propostas na literatura como forma de compensar efeitos deletérios dos perfis de recarga [74–76]. Estratégias avançadas de recarga/descarga não apenas garantem que cada unidade de baterias opere na sua SOA¹, mas otimizam a energia armazenada de acordo com as condições das baterias e da fonte geradora. Essas estratégias foram classificadas por duas abordagens mostradas nas subsecções subsequentes.

3.2 ESTRATÉGIA SOC ADAPTADO

O objetivo dessa estratégia é criar diferentes valores de corrente média dependendo da degradação de cada bateria (Figura 3.2). A equação pode ser observada em 3.2.

¹vide apêndice A.

Figura 3.2: Estratégia SoC Adaptado



Fonte: o autor (2022)

$$I_i = I_m(SoH_i)(1 + (SoC_m - SoC_i)/k) \quad (3.2)$$

Onde I_i é a corrente circulante na bateria, I_m é a máxima corrente para cada unidade, SoC_i é o estado de carga coulométrico de cada bateria e SoC_m é o valor médio do estado de carga coulométrico do banco. O termo SoH_i é o estado de saúde de cada bateria, k é uma constante determinada pelo controle central.

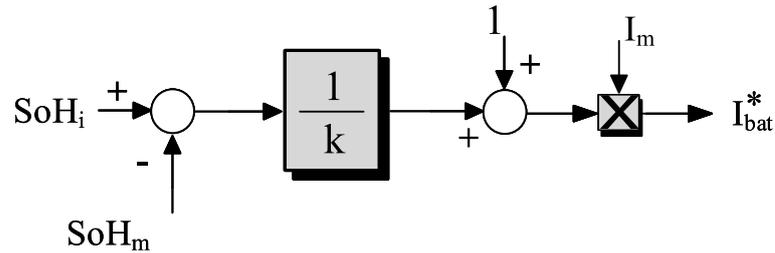
Um aspecto importante é que nenhum gerenciamento da vida útil do banco é executado, apenas a mitigação da sobrecarga. O valor de SoH_i cria um desequilíbrio que aumenta à medida que o banco envelhece. Portanto, é esperado um declínio na eficiência da recarga conforme o banco de baterias envelhece. Além disso, o processo de estimativa da variável SoH irá adicionar erros ao sistema de controle.

Outro ponto a ser observado é que o ganho k aumenta ou diminui a velocidade do esquema de balanceamento de carga coulométrica [77]. Ou seja, nenhum efeito sobre a vida útil da bateria é esperado ao variar este ganho.

3.3 ESTRATÉGIA SOH

Essa estratégia consiste em controlar a vida útil do banco no geral (figura 3.3) [78]. A ideia é convergir o estado de saúde de cada bateria SoH_i para o valor médio do estado de saúde do banco. A equação pode ser visualizada em 3.3.

Figura 3.3: Estratégia SoH



Fonte: o autor (2022)

$$I_i = I_m(1 - (SoH_m - SoH_i)/k) \quad (3.3)$$

Onde SoH_m é o valor médio do estado de saúde, os outros termos já foram definidos anteriormente.

Essa estratégia não faz o balanceamento de carga coulométrica das células e assim espera-se que cada bateria alcance sua tensão terminal de recarga em tempos diferentes [73].

3.4 ANÁLISE DA DINÂMICA DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE

Para avaliação das estratégias de controle, um carregador MCC composto por três módulos baseado em baterias de íon-lítio é simulado no ambiente Matlab/Simulink. O modelo de bateria do *Simulink* baseado em [79] é usado. As baterias têm a mesma tensão nominal, capacidade nominal e potência máxima, mas são envelhecidas de forma diferente, ou seja, são considerados diferentes números de ciclos equivalentes (N) para cada bateria. Os valores dos parâmetros da bateria são mostrados na tabela 3.1.

Tabela 3.1: Parâmetros da bateria para a simulação de 1 ciclo.

Parâmetro	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3
Tensão Nominal	7.2 V	7.2 V	7.2 V
Capacidade Nominal	5.4 Ah	5.4 Ah	5.4 Ah
Máx. potência	70 W	70 W	70 W
SoC inicial	30%	30%	30%
Número de ciclos ^a	2500	1000	0

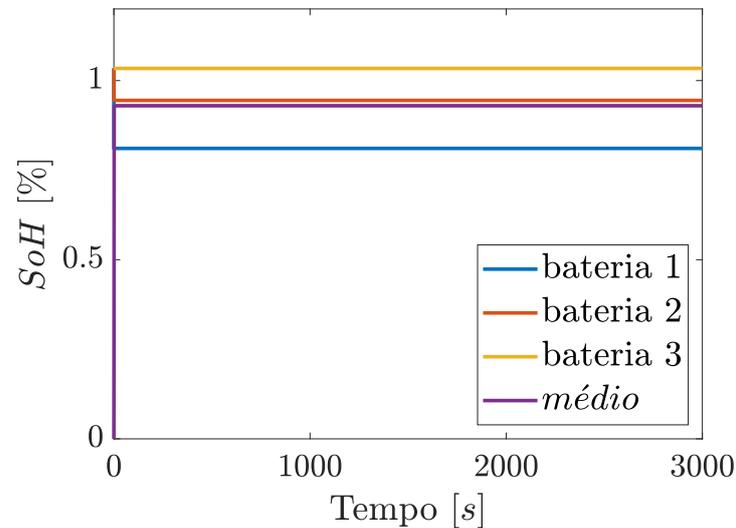
^a O número de ciclos no início da simulação.

Note que não se está simulando uma configuração normal de um banco. Os números de ciclos equivalentes diferentes estão aqui representando um banco híbrido composto por baterias de diferentes níveis de degradação. As aplicações possíveis para um banco híbrido pode ser por exemplo a adição de baterias previamente utilizadas, ou até uma troca de uma bateria nova no banco em uso.

O efeito de envelhecimento é definido através do número de ciclos conforme mostrado na tabela 3.1. Este parâmetro afeta o modelo da bateria, variando sua capacidade remanescente e resistência do terminal². Na figura 3.4 tem-se os valores do SoH das baterias simuladas. As simulações realizadas não consideram efeitos de alta frequência³, ou seja, os conversores de energia são modelados como fontes de tensão e/ou corrente ideais.

² mais informações sobre o modelo de degradação será dado no capítulo 4

³efeitos de chaveamento dos conversores.

Figura 3.4: SoH para o banco simulado

Fonte: o autor (2022)

Duas situações diferentes são investigadas nas simulações: *i*) processo da recarga de baterias com idades diferentes utilizando as duas estratégias; *ii*) processo de descarga com idades diferentes utilizando as duas estratégias. Como o ponto de interesse é a dinâmica da bateria, que é relativamente lenta em comparação com a dinâmica do conversor, todos os conversores são modelados como fontes ideais, sem perda de generalidade.

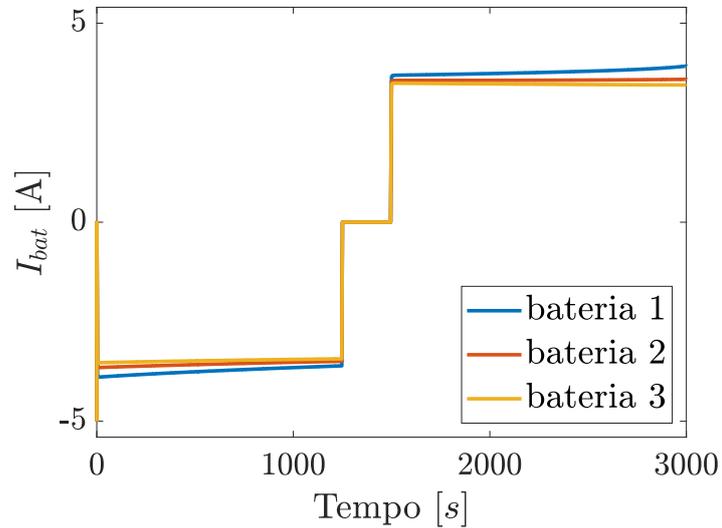
3.4.1 ESTRATÉGIA SOC ADAPTADO

Esta subseção mostra a recarga/descarga do carregador modular processando uma potência total de 70 W para a recarga/descarga, conforme se pode observar na figura 3.6. Pode-se notar que os diferentes estágios de degradação entre as baterias (figura 3.4) refletem em diferentes valores de SoC (figura 3.8). A bateria 1 é a mais antiga e degradada, portanto, possui o SoC mais baixo; como consequência da estratégia, ele absorve maior quantidade de energia. Por outro lado, a bateria 3 absorve a menor quantidade de potência entre as unidades do banco, ver na figura 3.6. O valor da diferença de SoCs entre as baterias é diminuído ao longo do processo de recarga. A velocidade do processo de balanceamento é dependente do fator k de (3.2) que é considerado $k = 100$.

Na figura 3.5, tem-se os valores de correntes para cada bateria. Nota-se uma diferença inicial nos valores, mas com o tempo os valores convergem na recarga. Para a descarga, a mesma tentativa é explorada, porém, devido às diferentes idades das baterias, o mesmo não

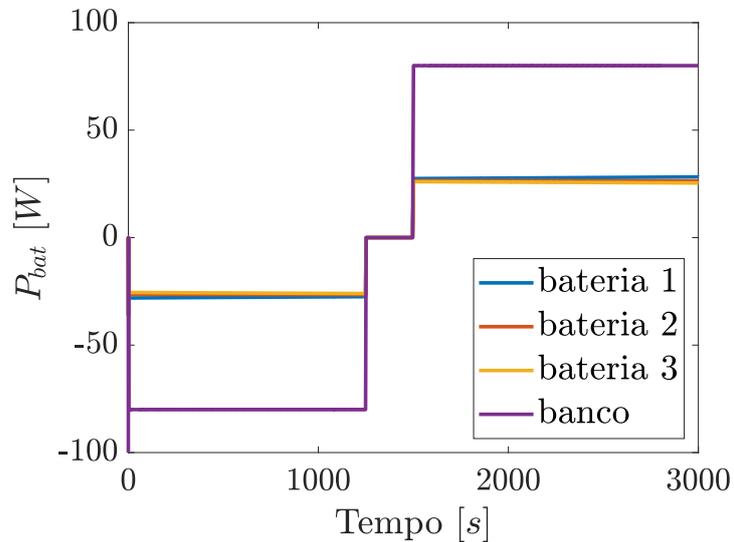
é alcançado, ou seja, as correntes divergiram. Isso se deve ao comportamento não linear da bateria que é aguçado a partir do momento que o SoC de 20% é alcançado (ver anexo A).

Figura 3.5: Corrente para a estratégia SoC adaptado



Fonte: o autor (2022)

Figura 3.6: Potência para a estratégia SoC adaptado

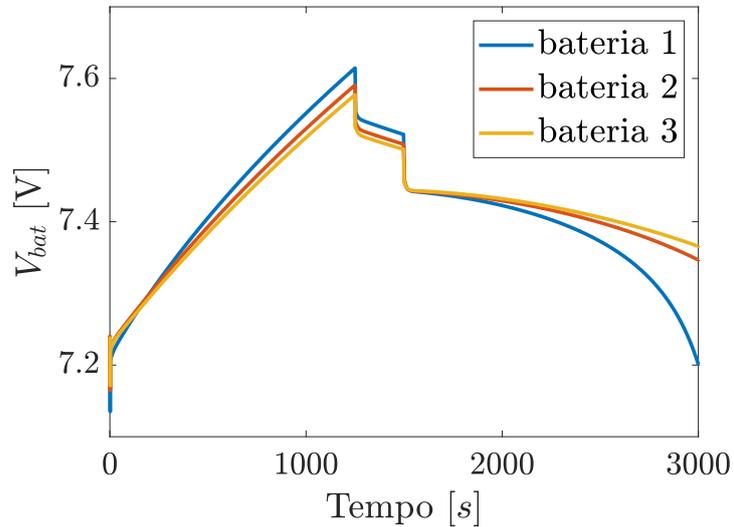


Fonte: o autor (2022)

Na figura 3.7, observa-se que cada bateria termina a recarga com uma tensão terminal diferente de forma que a bateria menos degradada atinge uma tensão maior que as demais. Do ponto de vista da vida útil, isso irá acarretar em maior degradação dessa unidade e conseqüentemente maior energia transferida. Para a descarga, nota-se claramente

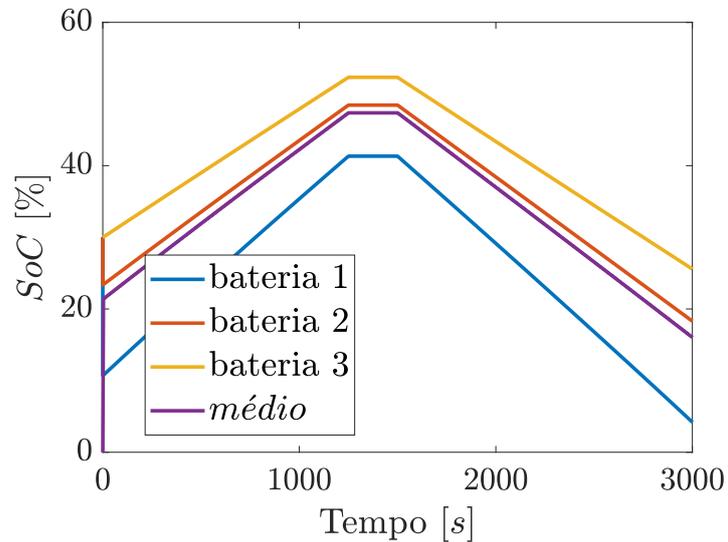
a incapacidade do controle agir na região não linear da bateria fazendo com que o perfil de descarga ocorresse de forma similar à um banco convencional.

Figura 3.7: Tensão para a estratégia SoC adaptado



Fonte: o autor (2022)

Figura 3.8: SoC para a estratégia SoC adaptado



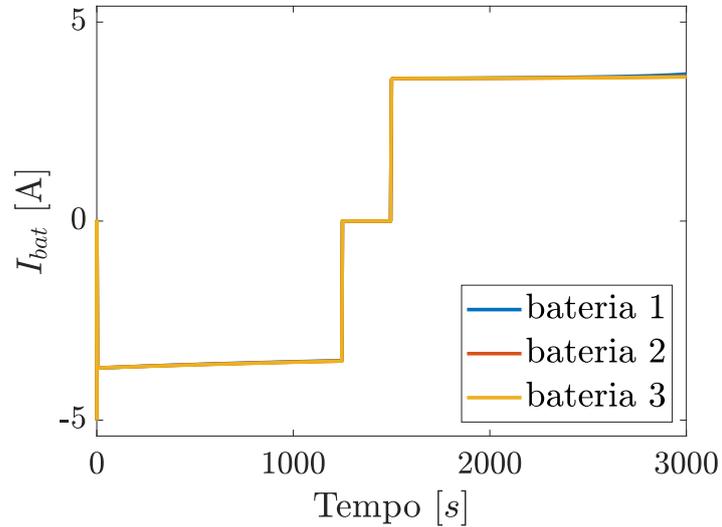
Fonte: o autor (2022)

3.4.2 ESTRATÉGIA SOH

Conforme observado na figura 3.9, nota-se claramente uma diferença nas ações de controle das duas estratégias de recarga/descarga. Enquanto a primeira compatibiliza diferentes

valores de correntes para cada bateria, esta estratégia não compatibiliza, mas tenta convergir a degradação de cada bateria.

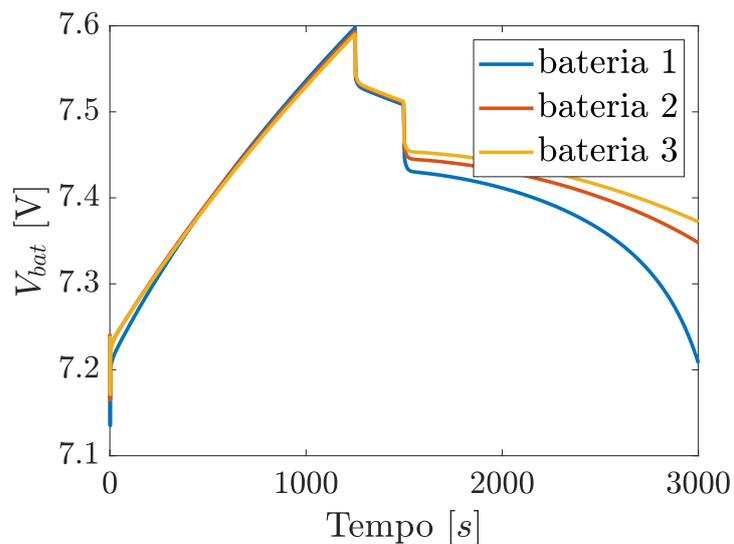
Figura 3.9: Corrente para a estratégia SoH sem perturbação



Fonte: o autor (2022)

Os valores de tensão (V_{bat}), observados na figura 3.10, mostram que as baterias são recarregadas com o mesmo valor da tensão terminal. Para a descarga o mesmo problema da estratégia anterior pode ser observado.

Figura 3.10: Tensão para a estratégia SoH

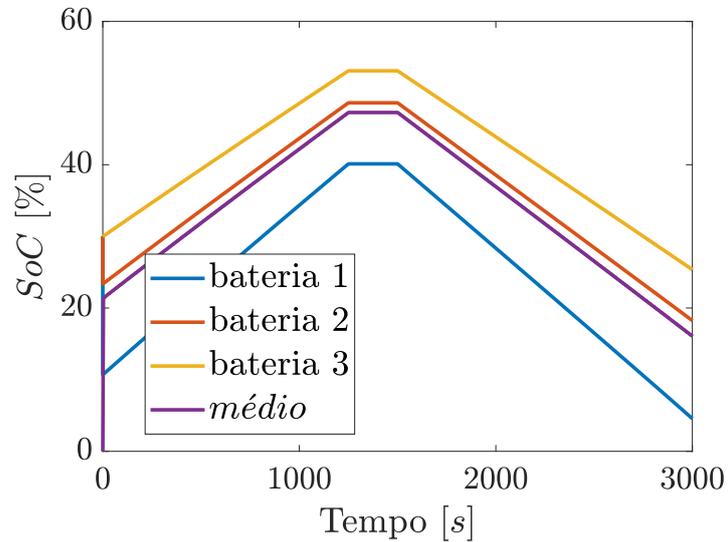


Fonte: o autor (2022)

Além disso, não há uma tentativa de equalização dos SoCs das baterias e conforme se

pode notar cada bateria tem uma excursão diferente do mesmo, conforme observado na figura 3.11.

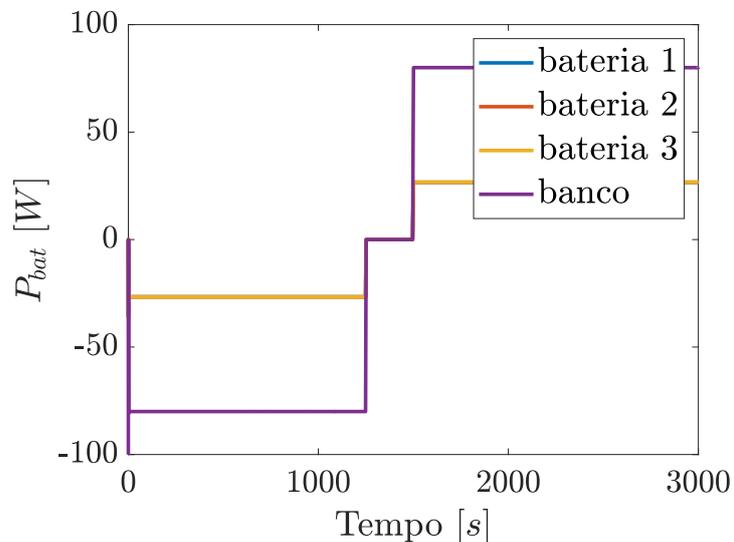
Figura 3.11: SoC para a estratégia SoH



Fonte: o autor (2022)

A figura 3.12 mostra que a potência do banco é dividida de forma igual para as três baterias. Mostrando que o controle não está tendo efeito durante o ciclo simulado. Tal fato pode ser explicado pela constante de tempo da variável analisada nessa estratégia ser muito maior que um ciclo simulado. Nas próximas seções serão analisados os efeitos das estratégias de controle durante um tempo maior de simulação.

Figura 3.12: Potência para a estratégia SoH sem perturbação

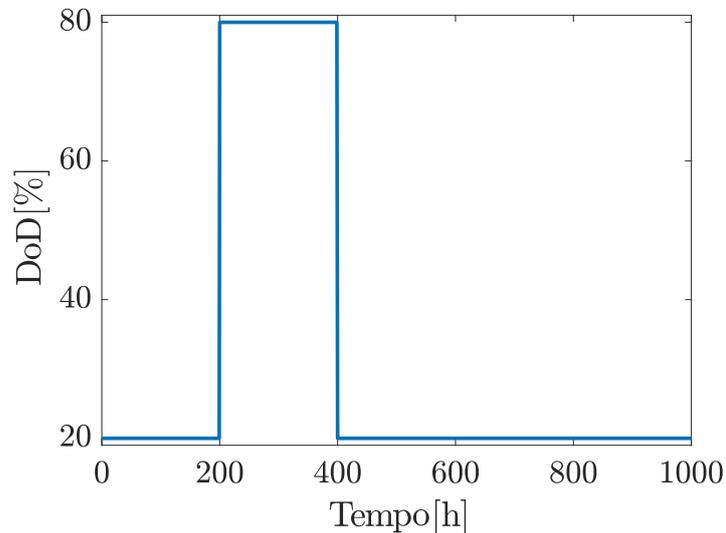


Fonte: o autor (2022)

3.5 EFEITO DO GANHO K

Em cada estratégia, o ganho, denominado k nas equações (3.2) e (3.3), modifica a velocidade no tempo em que o *setpoint*, ou ponto de operação, desejado é alcançado. Esta seção mostra a ação de controle que cada estratégia tem sobre a vida útil da bateria. Para avaliar o ganho de cada estratégia, 1.000 horas com a profundidade de descarga e corrente de recarga variável de acordo com as figuras respectivamente 3.13 e 3.14. O mesmo modelo de bateria é usado modificando o campo de capacidade remanescente. Os parâmetros de cada bateria são mostrados na tabela 3.2.

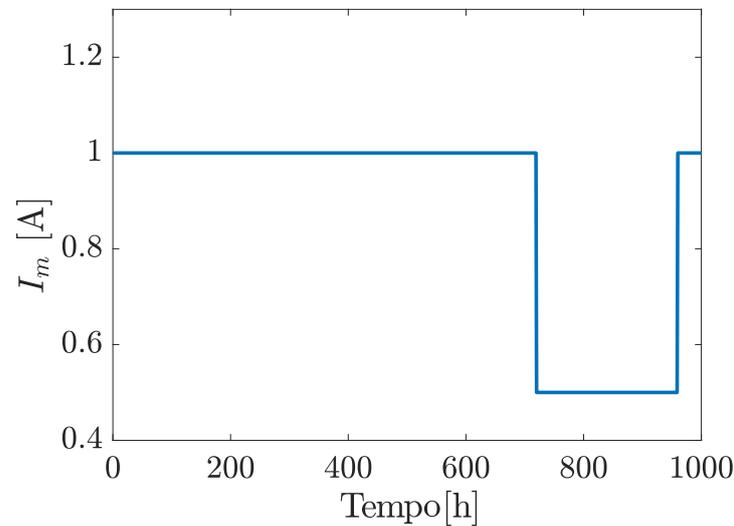
Figura 3.13: Profundidade de descarga para 1.000 horas de simulação.



Fonte: o autor (2022)

Na figura 3.13, uma profundidade de descarga variável é usada para emular um banco de baterias carregado pelo sistema fotovoltaico.

Figura 3.14: Corrente de recarga para 1.000 horas de simulação.



Fonte: o autor (2022)

Na figura 3.14, uma perturbação na corrente de recarga é adicionada para emular um banco de bateria carregado pelo sistema fotovoltaico.

Tabela 3.2: Parâmetros da bateria para análise do ganho k

Parâmetro	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3
Tensão Nominal	7.2 V	7.2 V	7.2 V
Capacidade Nominal	5.4 Ah	5.4 Ah	5.4 Ah
Capacidade remanescente	5.37 Ah	5.35 Ah	5.54 Ah
SoC inicial	20%	30%	10%
Número de Ciclos ^a	0	0	0

^a O número de ciclos no início da simulação.

Fonte: o autor (2022)

A primeira estratégia é baseada em um esquema de balanceamento SoC, e o ganho está relacionado à velocidade de convergência dos valores SoC individuais. Nenhuma diferença na capacidade remanescente variando o fator de ganho é observada, como pode ser observado na figura 3.15 - 3.17. Isso significa que nenhum controle ativo da vida útil pode ser feito com essa estratégia.

Figura 3.15: SoC Adaptado: Efeito do ganho k na Bateria 1.

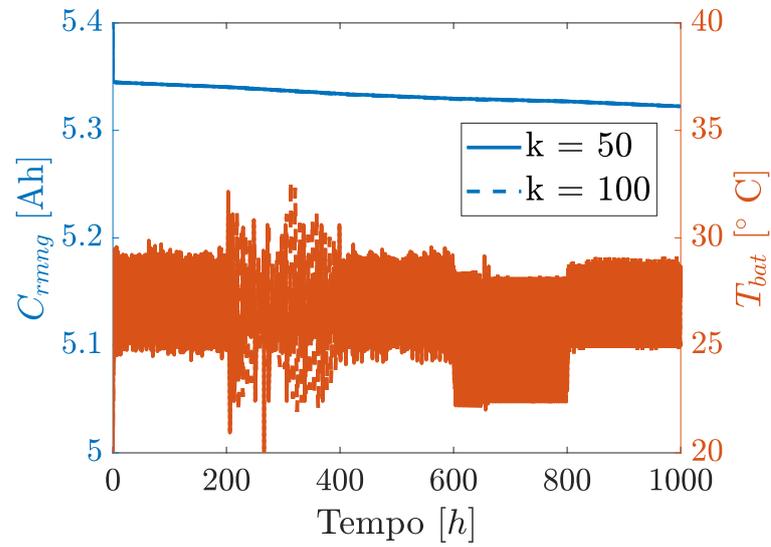


Figura 3.16: SoC Adaptado: Efeito do ganho k na Bateria 2.

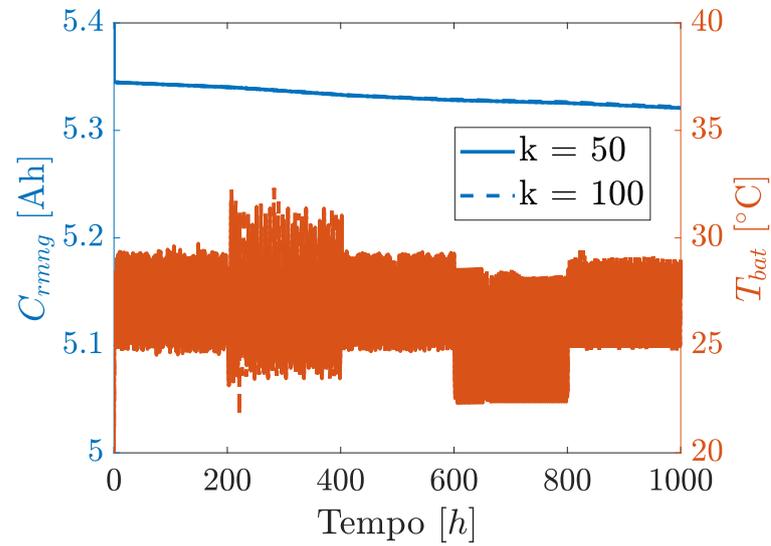
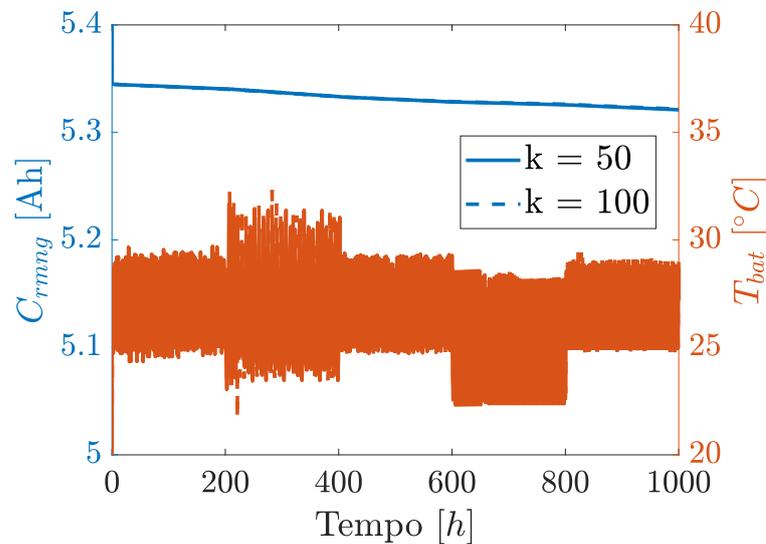


Figura 3.17: SoC Adaptado: Efeito do ganho k na Bateria 3.



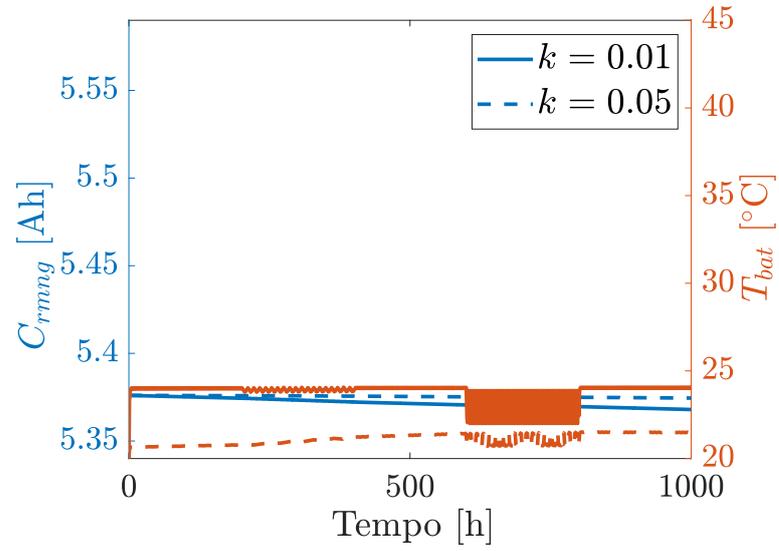
Fonte: o autor (2022)

Observe que, durante o tempo de variação na profundidade da descarga (200 a 400 horas), há uma oscilação na temperatura da bateria, conforme mostrado nas figuras 3.15 - 3.17). Essas oscilações de temperatura podem atingir valores além do limite de segurança (SoA) e outros métodos para amortecer esses valores de temperatura devem ser aplicados. Portanto, é necessária uma mudança no perfil de recarga/descarga. Já para a oscilação na corrente de recarga não houve oscilações significativas, mostrando que a estratégia consegue agir em perturbações de correntes.

Ao contrário da primeira estratégia, o ganho k impacta a vida total do banco, como pode ser visualizado nas figuras 3.18 - 3.20. Claramente, esta abordagem permite o controle ativo da vida útil da bateria, que gerencia o desgaste.

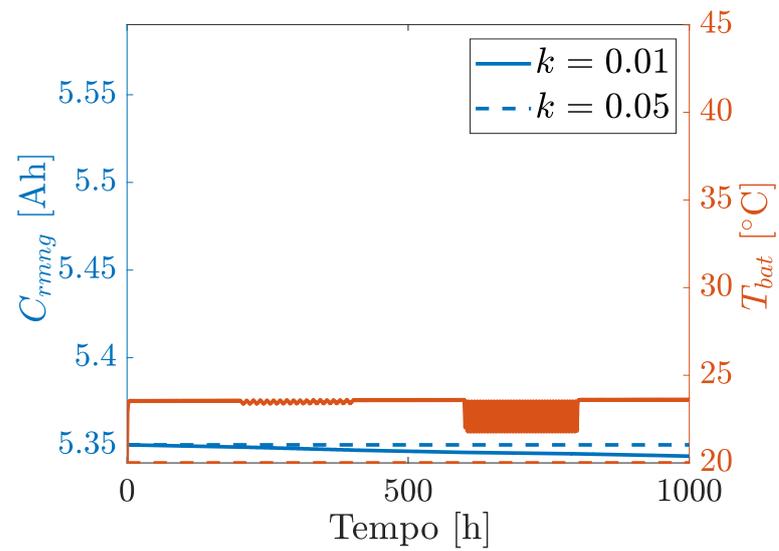
Observe nas figuras 3.18 e 3.19, que as oscilações devidas à corrente de recarga são mais significativas que a causada pela variação do DoD. Isso pode ser explicado pelo fato da constante de tempo mais alta da estratégia do SoH ser incapaz de mitigar os efeitos na corrente de recarga.

Figura 3.18: SoH: Efeito do ganho k na Bateria 1.



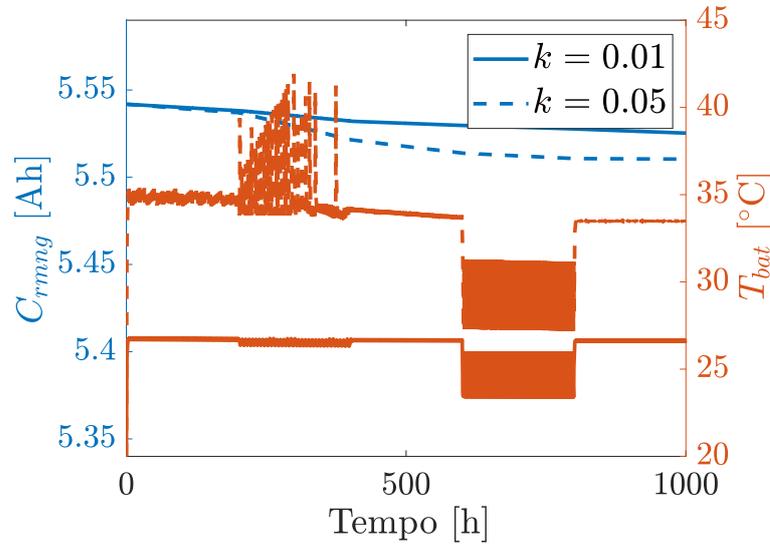
Fonte: o autor (2022)

Figura 3.19: SoH: Efeito do ganho k na Bateria 2.



Fonte: o autor (2022)

Figura 3.20: SoH: Efeito do ganho k na Bateria 3.



Fonte: o autor (2022)

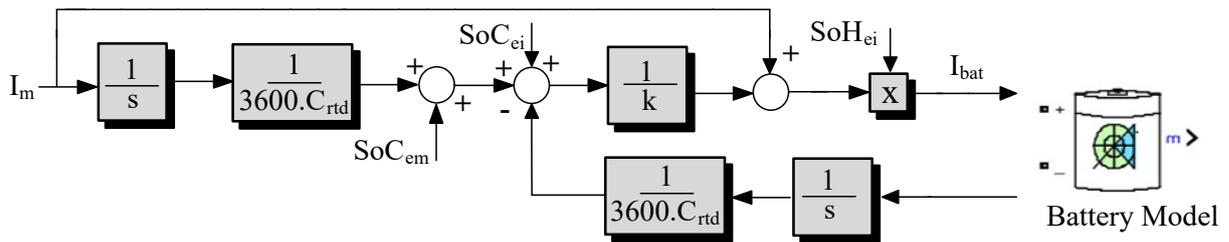
Uma grande desvantagem é o limite da Área de Operação Segura (SoA) (consulte o anexo A), especificamente a temperatura da bateria, como pode ser visto nas figuras 3.18 - 3.20. Dependendo do valor k , limitações na corrente da bateria devem ser feitas para reduzir o aumento da temperatura. Pode-se notar que a bateria 3 atingiu o maior valor de temperatura entre as três unidades, o que é perigoso para baterias de íon-lítio. Outro ponto interessante é que a bateria 2 com ganho $k = 0,05$ não recarrega nem descarrega, devido às diferenças entre a capacidade remanescente de cada célula. Como as condições de degradação da bateria mudam com o tempo e em uma taxa diferente, uma condição de ajuste para baterias novas com baixos desvios em seus parâmetros, pode mudar drasticamente à medida que o banco envelhece. Assim, o auto-ajuste adequado pode ser necessário.

Esta seção comparou os efeitos da ação de controle das duas estratégias analisadas na vida útil da bateria. Os resultados mostraram que a estratégia SoC adaptada não afetou a vida útil da bateria. Isso implica que qualquer possível aumento na vida útil do sistema deve ser dado por outros fatores, como o perfil de recarga. No caso da estratégia SoH, a ação de controle influenciou diretamente na vida útil do banco de baterias. Assim, a gestão ativa do banco de baterias permite extrair mais energia em condições solarimétricas adequadas ou reduzir a energia extraída para prolongar a vida útil do SAEB.

3.6 EFEITO DA ESTIMATIVA DO SOC E SOH

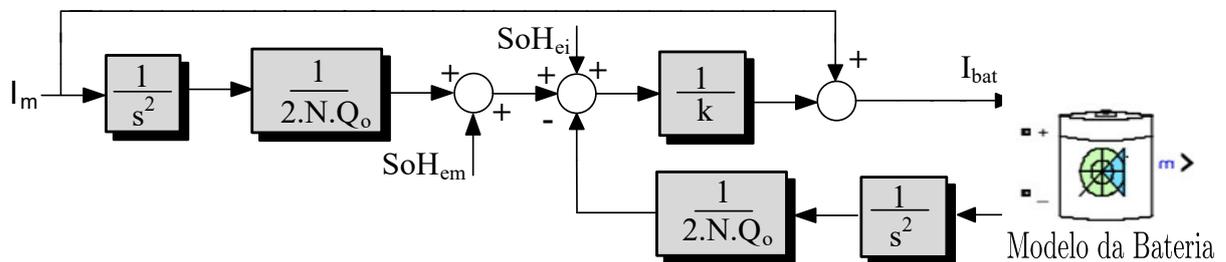
Os diagramas de blocos para cada estratégia são mostrados aqui em malha fechada para uma bateria nas figuras 3.21 e 3.22. O I_m atual é a corrente definida pelo carregador central. As variáveis com índice e ($SoC_{ei}, SoC_{em}, SoH_{ei}$ e SoH_{em}) são as variáveis estimadas calculadas, conforme mostrado na seção 2.1.

Figura 3.21: Diagrama de blocos do SoC Adaptado.



Fonte: o autor (2022)

Figura 3.22: Diagrama de blocos do SoH.

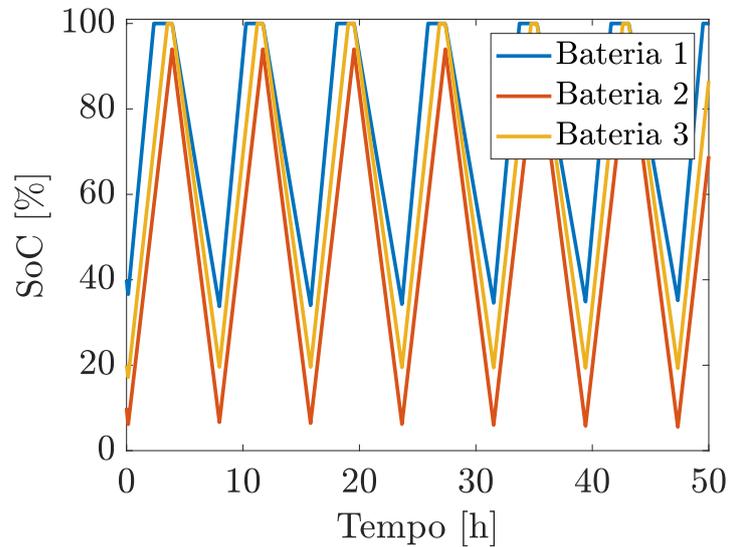


Fonte: o autor (2022)

Observe que não há realimentação, ou *feedback*, reforçando o controle da variável desejada (SoH e SoC) nas malhas de controle para ambas as estratégias. Faz-se necessário que o mecanismo de estimativa seja o mais confiável possível, mas a ausência de uma medição direta para esta variável torna impossível uma malha de *feedback* direto. As soluções incluídas na literatura são estimadores, como filtro de Kalman, Opinaath, entre outros. Nesta seção, a operação de 50 horas é analisada olhando os mecanismos estressores para cada estratégia. Para esta análise, um DoD fixo de 80% é usado no mesmo banco de baterias da Tabela 3.2. Objetiva-se aqui analisar o efeito das variáveis estimadas na estratégia de controle. Assim, uma técnica de estimativa mais simples foi escolhida para esta análise.

3.6.1 ESTRATÉGIA SOC ADAPTADO

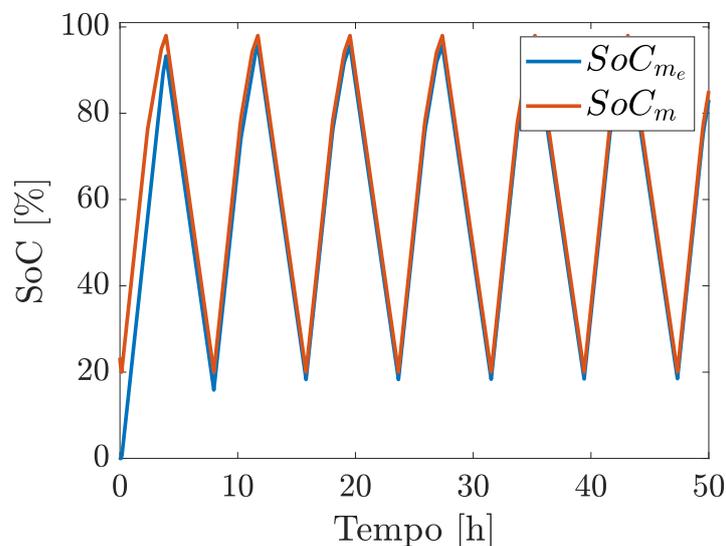
Figura 3.23: Estado de carga estratégia SoC adaptado.



Fonte: o autor (2022)

Conforme analisado na seção 3.4, cada bateria é recarregada e descarregada com diferentes valores de corrente para a estratégia SoC adaptado. Como consequência atinge diferentes valores finais de SoC no final da recarga e descarga, como pode-se observar na figura 3.23. Na Figura 3.24, pode-se notar que o valor de referência (SoC_m) foi alcançado, embora cada SoC da bateria não seja controlado em conformidade.

Figura 3.24: Estimativa do SoC para a estratégia do SoC adaptado.

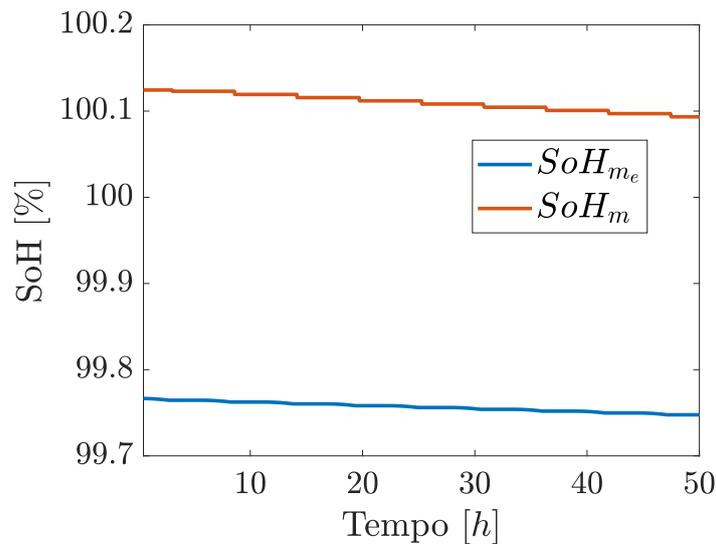


Fonte: o autor (2022)

3.6.2 ESTRATÉGIA SOH

Na Figura 3.25, observe que o valor de referência não foi alcançado, fazendo um deslocamento que aumenta a cada iteração tornando essa estratégia mais complexa de ser tratada.

Figura 3.25: Estado de Saúde considerando a estratégia SoH.



Fonte: o autor (2022)

As estratégias de controle analisadas não podem corrigir erros devido aos problemas inerentes à estimativa. Seria necessário inserir uma malha de realimentação para controlar eventuais erros e desvios das estimativas. Este problema é especialmente crítico para a variável SoH, uma vez que é medida a uma taxa de amostragem menor que a SoC, o que prolonga a ação do erro.

Na simulação, os valores estimados (SoC_{em} , SoC_e , SoH_{em} , SoH_e) foram diferentes dos valores iniciais fornecidos pelo modelo de bateria, para imitar a imprecisão dos valores de estimativa. Enquanto o erro SoC foi minimizado durante a simulação, o erro SoH não foi.

4 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO PROPOSTA E ESTUDO DE CASO

Este capítulo descreve a nova metodologia utilizada para a avaliação das estratégias de controle. Ele é composto do modelo de degradação da bateria usado no trabalho (seção 4.1), da aplicação escolhida, ou seja o despacho de energia para um sistema fotovoltaico (seção 4.2), do modelo do carregador modular (seção 4.3). É descrita a análise de vida útil do banco de baterias utilizando a metodologia (seção 4.4) seguida de discussões (seção 4.5).

4.1 MODELO DE DEGRADAÇÃO DA BATERIA

Modelos de degradação de baterias permitem acompanhar a vida útil das mesmas. Há diferentes modelos conceituais utilizados para se prever o estado de saúde de uma bateria através da perda de capacidade, mecanismos de falha e *throughput* de carga.

Os modelos eletroquímicos possibilitam a análise das degradações decorrentes dos estressores conhecidos. São extremamente dependentes de ensaios experimentais, que normalmente não são disponibilizadas nos manuais de fabricantes. Os modelos baseados em mecanismos de falha focam primariamente nos detalhes relacionados aos processos eletroquímicos e suas interações com as reações e a eficiência de recarga. Os equacionamentos geram resultados precisos para um mecanismo de falha específico, porém não permitem o entendimento do funcionamento da bateria como um todo. Os modelos baseados em *throughput* (ou taxa de transferência) de carga assumem que existe uma quantidade fixa de energia que pode passar pela bateria durante sua vida útil antes que ela seja dada como inutilizável devido a sua perda de capacidade [80]. Nesse tipo de modelo, a forma como a energia é consumida não é relevante. Ele utiliza equações relativamente simples e pré-determinadas, que empregam dados geralmente mais acessíveis direta ou indiretamente por meio de dados dos fabricantes. A variável mais significativa para uso com modelos baseados em *throughput* de carga é a profundidade de descarga (DoD).

Vários modelos foram desenvolvidos [81] ao longo dos anos sendo a plataforma *Matlab/Simulink*[®] a escolha feita neste trabalho. O modelo de bateria incorporado implementou

estimativas de baterias reais que cobrem as necessidades de pesquisa cujo objetivo principal é abordar o desempenho das estratégias de recarga/descarga.

A capacidade remanescente de cada célula do banco de baterias tem uma dispersão da sua capacidade nominal cujos valores foram obtidos através de [82]. O efeito de envelhecimento é definido por meio do número de ciclos equivalentes, conforme mostrado na eq. 4.1 [79].

$$N(n) = H.(DoD)^\xi.(I_{dis}(n))^{\gamma_1}.(I_{cha}(n))^{\gamma_2} \quad (4.1)$$

onde,

- $N(n)$ é o número de ciclos equivalentes
- DoD é a profundidade de descarga do ciclo
- $I_{dis}(n)$ é a corrente de descarga
- $I_{cha}(n)$ é a corrente de recarga
- $H, \gamma_1, \gamma_2, \xi$ são constantes determinadas experimentalmente pela equipe da Mathworks[®].

Note que todos os estressores, DoD , $I_{dis}(n)$, $I_{cha}(n)$ são tratados independentemente, ou seja não há interposição dos estressores. Essa ideia é corroborada por [83]. Alguns estressores importantes estão faltando como temperatura e tensão terminal de recarga¹. Embora o modelo de degradação não abranja todas os possíveis estressores, a análise desse modelo permite inferências importantes sobre o comportamento do banco de baterias. Caso o sistema possua sistema de refrigeração, a temperatura das baterias podem ser mantidas constante. Para a análise desta tese, esses estressores foram avaliados, porém não houve correspondência direta com o resultado do modelo de vida útil, então faz-se necessário uma análise qualitativa dos efeitos.

O número de ciclos equivalentes afeta o modelo de degradação da bateria por variar sua capacidade remanescente C_{rmng} , como pode ser observado pela equação 2.5. Mais informação poderá ser visualizada na documentação do *Matlab/Simulink*[®] [84].

4.2 APLICAÇÃO DO BANCO DE BATERIAS

A aplicação em que o banco de baterias é usado tem forte influência na degradação da bateria. Para uma comparação justa de cada estratégia de controle, a aplicação e a capacidade

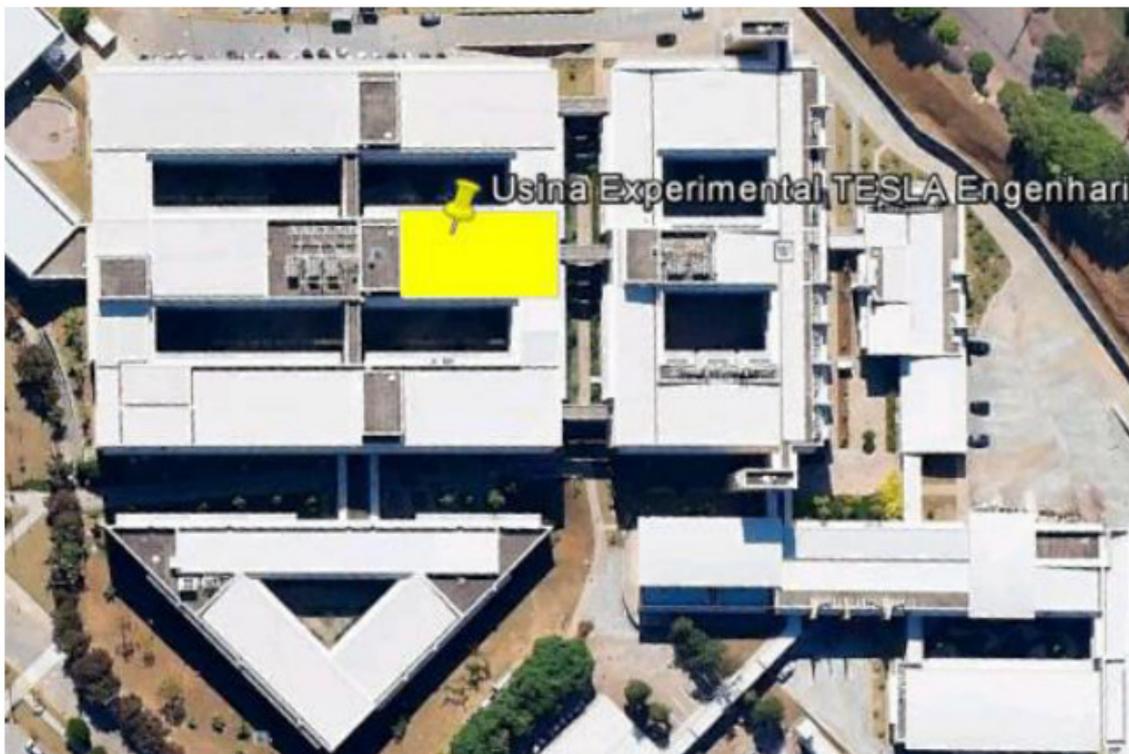
¹para mais informações consulte o anexo B

média usada do banco precisam ser iguais, assim como a dispersão da capacidade remanescente de cada bateria no banco.

A aplicação escolhida para a análise é o despacho de energia (*Energy time shift*) [85] para um sistema fotovoltaico. A mesma média DoD_m é adotada para ambas as estratégias (SoC Adaptado e SoH) para que o sistema simulado seja semelhante nas duas condições.

A Usina Fotovoltaica (UFV) TESLA (figura 4.1) está instalada na cobertura do Bloco I da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). A mesma está registrada como micro geração distribuída fotovoltaica através da Resolução Normativa (RN) nº 482 / 2012 (atual RN nº 687 / 2015), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e registrada no Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL.

Figura 4.1: Vista do telhado com a Usina



Fonte: o autor (2022)

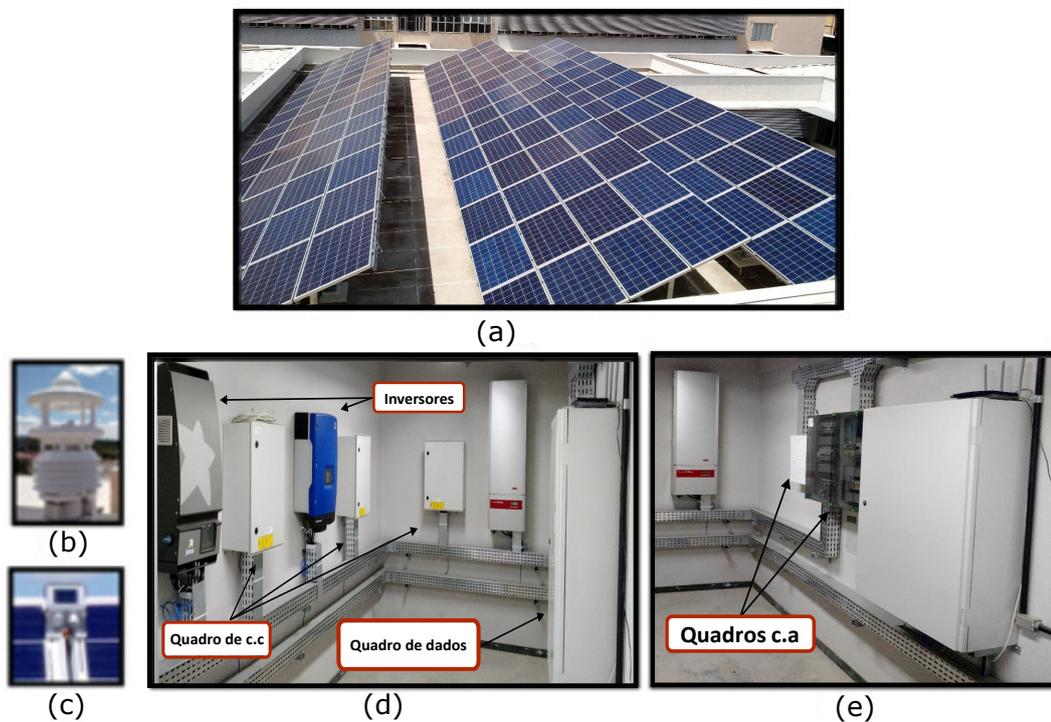
Os dados da usina fotovoltaica utilizada nesse estudo possuem as seguintes características:

- Localização: a usina está localizado na Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG);
- 19°52'10.81"S 43°57'42.01" O. Altitude 808 m;

- Potência de Pico: 37,2 kW;
- Potencia nominal: 36,0 kW;
- Energia entregue à rede esperada: 53,847 kWh/ano;
- Área total: 439 m^2 , e área coberta pelos painéis solares =257 m^2 ;
- Número de painéis: 154;
- Potência de pico por painel: 245W.

O prédio da Escola de Engenharia é um consumidor de média tensão e a tarifa de eletricidade mostra um pico de carga durante 3 horas por dia. [86] A interface entre a fonte primária e a rede é composta por 3 inversores diferentes. A instalação também possui painéis de proteção c.a. e c.c., painel de dados e estação meteorológica, conforme mostrado na figura 4.2.

Figura 4.2: Componentes da Usina Tesla: (a) geradores fotovoltaicos; (b) estação solarimétrica; (c) célula de referência; sala dos inversores (d) vista I (e) vista II

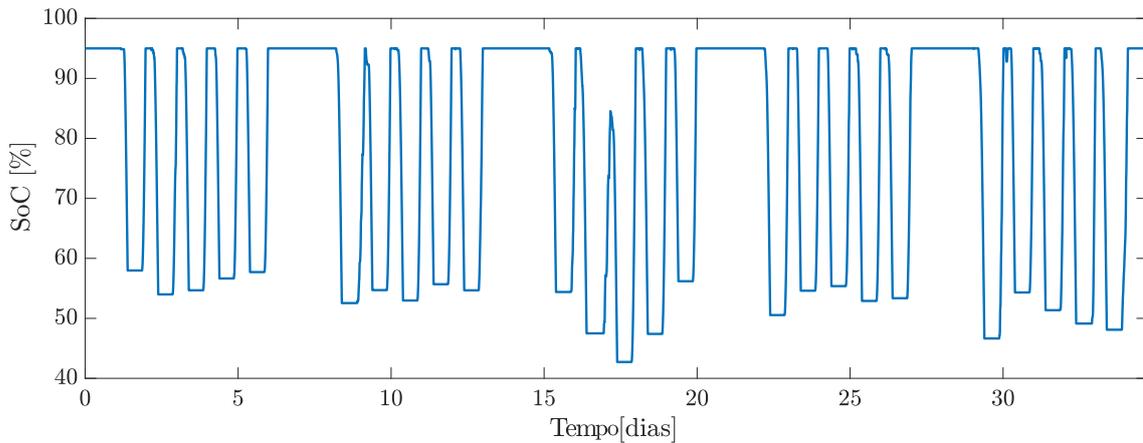


Fonte: o autor (2022)

Para dimensionar o banco de baterias, faz-se necessário a compatibilização da energia armazenada com a capacidade do banco de baterias. Porém se escalarmos a potência necessária

pela capacidade do banco, mantendo o mesmo DoD, o efeito de degradação das baterias seria o mesmo porém em um banco reduzido, permitindo assim, a análise das baterias na mesma condição do banco dimensionado de acordo com a carga. O banco foi dimensionado para uma profundidade de descarga média do banco (DoD_m) de 40%. Utilizando medições da usina fotovoltaica do Laboratório Tesla durante um mês e aplicando as medições no software SAM [87] tem-se a figura 4.3

Figura 4.3: Excursão do SoC durante um mês



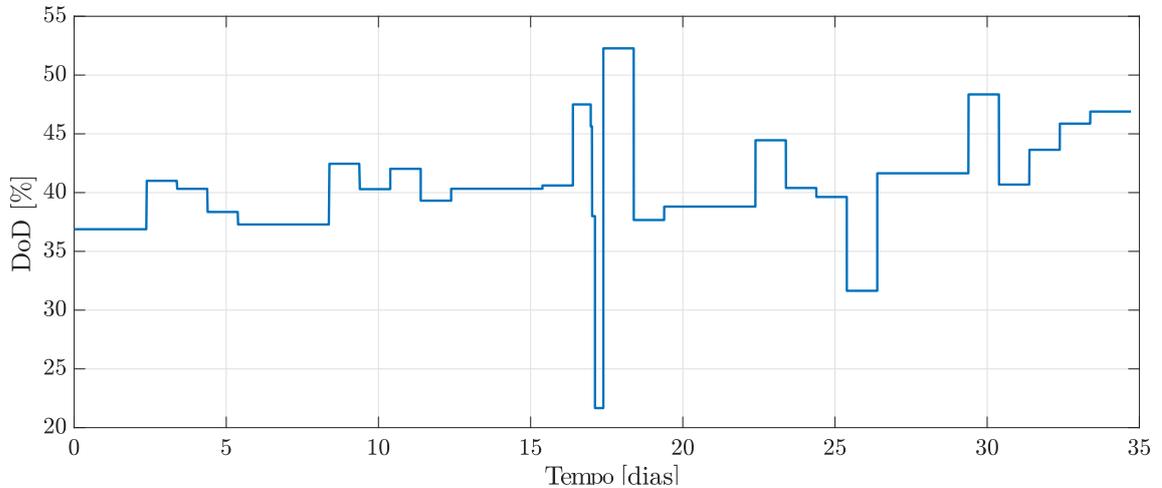
Fonte: o autor (2022)

Como neste estudo a fonte geradora é uma usina fotovoltaica, a intermitência da fonte deve ser levada em consideração. Normalmente, na análise da vida útil, a bateria é considerada totalmente carregada durante o início de cada ciclo, mas no caso de geração fotovoltaica esta suposição nem sempre é respeitada. Portanto, uma mudança na equação A.4 é necessária. Assim, a equação 4.2 fica

$$DoD = SoC_{min} + \int_0^t I(\tau) d\tau \quad (4.2)$$

Nesta equação assume-se que o ponto de partida da recarga ou o ponto final da descarga (SoC_{min}). Assim o DoD_m se mostra como observado na figura 4.4.

Figura 4.4: DoD corrigido durante o mês

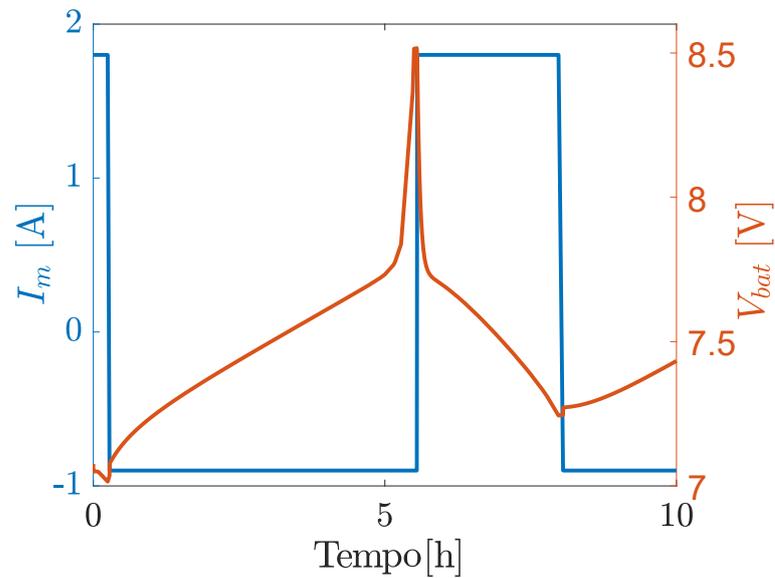


Fonte: o autor (2022)

Diferentemente das aplicações alimentadas pela rede que não possuem variação nos valores de DoD_m nas aplicações de carregadores alimentados por energia solar, observa-se uma variação do DoD_m durante o mês (figura 4.4).

Na atual aplicação de despacho de energia, ver seção 1.1.2, a bateria é carregada com energia solar. A aplicação consiste em carregar a bateria em 6 h, já que este é um valor médio diário para banho de sol, e descarga em 3 h que consiste no período de ponta, onde é cobrado alta tarifa do preço da energia para a Escola de Engenharia. A figura 4.5 mostra o perfil de recarga/descarga, e a tensão e a corrente são plotadas em diferentes eixos para uma visão mais clara. O modelo de bateria Simulink de uma bateria de íon de lítio de 5,4 Ah ($LiCoO_2$) é carregada com 0,9 A ($1/6$ C) e descarregada com 1,8 A ($1/3$ C).

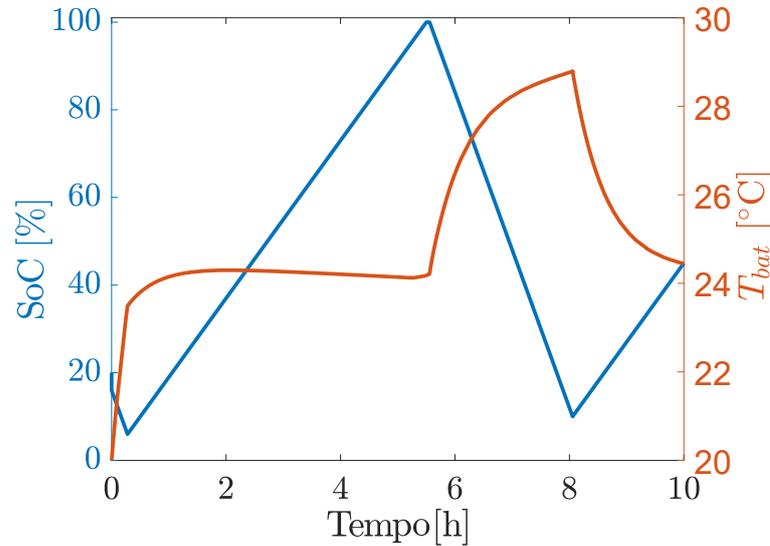
Figura 4.5: Perfil de Recarga/descarga: corrente e tensão.



Fonte: o autor (2022)

A tabela 4.1 mostra os parâmetros do modelo térmico embutido que foi implantado no ambiente MatLab/Simulink[®]. Este modelo é usado em todas as simulações e os parâmetros não foram alterados.

Na Figura 4.6, o estado da carga coulométrico e a temperatura da célula são mostrados. A temperatura máxima da célula atinge $28,5^{\circ}\text{C}$ no final da descarga. Devido ao fato do perfil de recarga ser um componente chave na degradação da bateria, o mesmo perfil é usado para a comparação das duas estratégias de controle.

Figura 4.6: Perfil de Recarga/descarga: SoC e temperatura de célula.

Fonte: o autor (2022)

Tabela 4.1: Parâmetros térmicos das baterias.

Parâmetros	Valores
Resistência Térmica [°C/W]	0.6
Constante de tempo térmica [s]	2000

Fonte: o autor (2022)

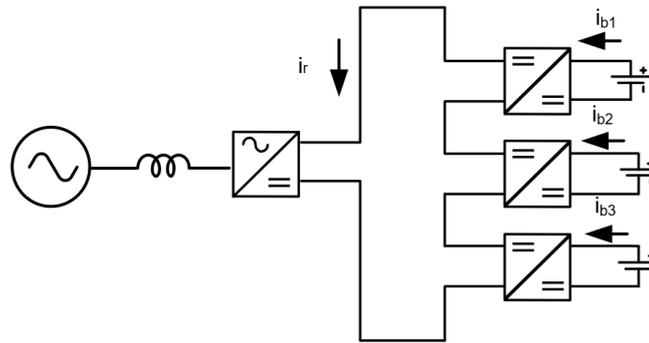
Os resultados do perfil de recarga fornecem informações sobre a vida útil da bateria. A corrente de descarga afeta mais significativamente o processo de degradação devido ao seu maior valor quando comparada à corrente de recarga, conforme referido na equação (4.1). Vale ressaltar que a bateria não sofreu grande desgaste, pois os limites da Área de Operação Segura (SoA) foram respeitados². Neste caso, a bateria foi totalmente recarregada, o que raramente ocorre em sistemas fotovoltaicos.

4.3 MODELO DO CARREGADOR MODULAR

O carregador modular, mostrado na figura 4.7, considera um carregador MCC associado com cada bateria no banco.

²as correntes de descarga e recarga foram abaixo do valor nominal e a temperatura não atingiu os 35°C

Figura 4.7: Conceito do Carregador Modular



Fonte: o autor (2022)

Para esta análise, o modelo em regime permanente do conversor é implementado como fontes ideais de corrente. O controle utilizado é o modo corrente e a equação para cada módulo do carregador modular pode ser visualizada em 4.3.

$$I_{b_i} = \frac{1}{n} I_r \quad (4.3)$$

onde n é o número de unidades no banco, I_{b_i} é a corrente de cada bateria e I_r é a corrente total circulando no sistema.

4.4 ANÁLISE DE VIDA ÚTIL

Alguns dos estressores não estão presentes no modelo de vida útil do Simulink, conforme observado na seção 4.1 sobre modelagem de vida útil da bateria. Assim, uma avaliação de cada estressor precisa ser considerada separadamente. A avaliação da corrente, temperatura da célula e tensão é tratada. Os valores médios de cada um dos estressores, assim como seus picos e vales, são suficientes para uma avaliação aprofundada de cada estratégia. A figura 4.7 mostra o circuito elétrico considerado nos resultados da simulação com três baterias em série conectadas à rede por meio de um carregador central. Esta simulação analisa a degradação de um banco modular por um mês com o DoD corrigido calculado, como na equação (A.4). A tabela 4.2 apresenta o ganho de cada estratégia de controle.

Tabela 4.2: Ganho das estratégias de controle.

Estratégia	k
SoC adaptado	100
SoH	0.2

Fonte: o autor (2022)

Os valores de ganho de cada estratégia são escolhidos para minimizar as falhas mais críticas da bateria (consulte a seção 3.5). As duas estratégias são analisadas em três casos distintos:

1. Novo banco de baterias com baterias da mesma tecnologia.
2. Banco de baterias em meia vida com baterias da mesma tecnologia.
3. Banco de baterias em meia vida com uma bateria trocada de tecnologia diferente e nova.

Esses casos emulam diferentes condições no banco de baterias conforme ele envelhece progressivamente e quais implicações a estratégia de controle tem em seus resultados.

4.4.1 CASO 1: BANCO NOVO

Para comparar as estratégias de controle, um banco composto por três carregadores modulares baseados em baterias de íon-lítio (LiCoO_2) é simulado no ambiente Matlab/Simulink[®]. Os valores dos parâmetros das baterias são mostrados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Parâmetros das Baterias para o caso 1.

Parâmetro	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3
Tensão Nominal	7,2 V	7,2 V	7,2 V
Capacidade Nominal	5,4 Ah	5,4 Ah	5,4 Ah
Capacidade Remanescente	5,37 Ah	5,35 Ah	5,54 Ah
SoC inicial	30%	30%	30%
Número de Ciclos	0	0	0

Fonte: o autor (2022)

Nessa simulação, todas as baterias são consideradas formadas, ou seja, atingiram sua capacidade máxima. A tabela 4.4 mostra o valor final da capacidade de cada estratégia.

Tabela 4.4: Capacidade Remanescente ao final do mês: Caso 1.

Capacidade [Ah]	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3
SoC adaptado	5,24	5,22	5,36
SoH	5,23	5,21	5,36

Fonte: o autor (2022)

As tabelas 4.5 - 4.7 mostram os valores mínimo, médio e máximo dos estressores de cada bateria para ambas as estratégias.

Tabela 4.5: Bateria 1 durante o mês simulado: Caso 1.

	Tensão [V]			Corrente [A]			Temperatura [°C]		
	min	méd	max	min	med	max	min	med	max
SoC adaptado	7,11	7,4	7,63	-1,2	0,171	2,47	20,0	25,8	29,5
SoH	7,11	7,41	7,63	-0,9	0,0535	1,8	20,0	25,8	28,7
ganho	0	1,001	0	0,75	0,31	0,73	0	0	0,973

Fonte: o autor (2022)

Tabela 4.6: Bateria 2 durante o mês simulado: Caso 1.

	Tensão [V]			Corrente [A]			Temperatura [°C]		
	min	méd	max	min	med	max	min	med	max
SoC adaptado	7,12	7,4	7,64	-1,21	0,178	2,48	20,0	25,8	29,4
SoH	7,12	7,41	7,63	-0,9	0,0553	1,8	20,0	25,8	28,7
ganho	0	1,001	0,999	0,744	0,311	0,726	0	0	0,976

Fonte: o autor (2022)

Tabela 4.7: Bateria 3 durante o mês simulado: Caso 1.

	Tensão [V]			Corrente [A]			Temperatura [°C]		
	min	méd	max	min	med	max	min	med	max
SoC adaptado	7,09	7,39	7,63	-1,24	0,226	2,55	20,0	25,7	29,3
SoH	7,1	7,39	7,62	-0,9	0,0201	1,8	20,0	25,6	28,4
ganho	1,001	0	0,999	0,726	0,089	0,706	0	0,996	0,969

Fonte: o autor (2022)

Os valores na simulação mostram resultados semelhantes para a amplitude de tensão e temperatura, mas a corrente dá uma vantagem à estratégia SoC adaptada. Observe que a variação dos parâmetros dentro das baterias nesta condição é mínima, o que provavelmente se deve ao fato do banco de baterias ser novo e da mesma tecnologia de bateria.

4.4.2 CASO 2: BANCO DE BATERIAS EM MEIA-VIDA

Nesta simulação, os parâmetros da bateria são alterados no número de ciclos. Considerando que esta bateria tem um número máximo de ciclos de 1500, a meia-vida é 750. A tabela 4.8 mostra os parâmetros da bateria para esta análise. Uma mudança no parâmetro de capacidade remanescente é observada; isto é apenas devido à degradação mantendo a dispersão dos valores de capacidade remanescente as mesmas.

Tabela 4.8: Parâmetros das Baterias para o caso 2.

Parâmetro	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3
Tensão Nominal	7,2 V	7,2 V	7,2 V
Capacidade Nominal	5,4 Ah	5,4 Ah	5,4 Ah
Capacidade Remanescente	5,04 Ah	5,15 Ah	5,2 Ah
SoC inicial	30%	30%	30%
Número de Ciclos	750	750	750

Fonte: o autor (2022)

Os resultados da simulação são mostrados em tabelas 4.9 - 4.11.

Tabela 4.9: Bateria 1 durante o mês simulado: Caso 2.

	Tensão [V]			Corrente [A]			Temperatura [°C]		
	min	méd	max	min	med	max	min	med	max
SoC adaptado	7,14	7,41	7,64	-1,14	0,167	2,36	20,0	25,5	28,9
SoH	7,14	7,42	7,63	-0,9	0,341	1,8	20,0	26,2	28,6
ganho	0	1,001	0,999	0,789	2,042	0,763	0	1,027	0,990

Fonte: o autor (2022)

Tabela 4.10: Bateria 2 durante o mês simulado: Caso 2.

	Tensão [V]			Corrente [A]			Temperatura [°C]		
	min	méd	max	min	med	max	min	med	max
SoC adaptado	7,14	7,41	7,66	-1,16	0,17	2,37	20,0	25,5	29,1
SoH	7,14	7,42	7,63	-0,9	0,337	1,8	20,0	26,1	28,6
ganho	0	1,001	0,996	0,776	1,982	0,759	0	1,023	0,983

Fonte: o autor (2022)

Tabela 4.11: Bateria 3 durante o mês de simulação: Caso 2.

	Tensão [V]			Corrente [A]			Temperatura [°C]		
	min	méd	max	min	med	max	min	med	max
SoC adaptado	7,12	7,4	7,64	-1,18	0,185	2,42	20,0	25,3	28,8
SoH	7,12	7,4	7,62	-0,9	0,302	1,8	20,0	25,9	28,3
ganho	0	0	0,997	0,763	1,632	0,744	0	1,024	0,983

Fonte: o autor (2022)

Analisando tabelas 4.9 - 4.11, as diferenças no valor da corrente de ambas as estratégias são significativas. Isso é feito pelo fator SoH_i , multiplicando o I_m da corrente média para a estratégia do SoC adaptado.

Tabela 4.12: Capacidade Remanescente ao fim do mês simulado: Caso 2.

Capacidade [Ah]	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3
SoC adaptado	4,99	4,98	5,03
SoH	4,97	4,96	5,0

Fonte: o autor (2022)

4.4.3 CASO 3: BANCO DE BATERIAS EM MEIA-VIDA COM BATERIAS DE DIFERENTES TECNOLOGIAS

Esta análise avalia diferentes tipos de baterias de íons de lítio. A segunda bateria no caso 2 é substituída por uma nova $LiNiO_2$. Os parâmetros podem ser visualizados na Tabela 4.13. A segunda bateria não é considerada formada, o que implica que a capacidade remanescente ainda não atingiu todo o seu potencial.

Tabela 4.13: Parâmetros das baterias para o caso 3.

Parâmetro	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3
Tensão Nominal	7,2 V	7,4 V	7,2 V
Capacidade Nominal	5,4 Ah	4,4 Ah	5,4 Ah
Capacidade Remanescente	5,20 Ah	4,54 Ah	5,18Ah
SoC inicial	30%	30%	30%
Número de ciclos	750	0	750

Fonte: o autor (2022)

Tabelas 4.14-4.16 mostra os resultados da simulação de cada parâmetro da bateria.

Tabela 4.14: Bateria 1 durante o mês simulado: Caso 3.

	Tensão [V]			Corrente [A]			Temperatura [°C]		
	min	méd	max	min	med	max	min	med	max
SoC adaptado	7,14	7,41	7,65	-1,16	0,191	2,39	20,0	25,5	29,0
SoH	7,14	7,42	7,63	-0,9	0,259	1,8	20,0	26,1	28,6
ganho	0	1,001	0,997	0,776	1,356	0,753	0	1,023	0,986

Fonte: o autor (2022)

Tabela 4.15: Bateria 2 durante o mês simulado: Caso 3.

	Tensão [V]			Corrente [A]			Temperatura [°C]		
	min	méd	max	min	med	max	min	med	max
SoC adaptado	7,29	7,59	7,85	-1,04	0,15	2,14	20,0	25,5	28,9
SoH	7,3	7,58	7,82	-0,731	0,152	1,46	20,0	25,4	27,8
ganho	1,001	0,999	0,996	0,703	1,013	0,682	0	0,996	0,962

Fonte: o autor (2022)

Tabela 4.16: Bateria 3 durante o mês simulado: Caso 3.

	Tensão [V]			Corrente [A]			Temperatura [°C]		
	min	méd	max	min	med	max	min	med	max
SoC adaptado	7,12	7,4	7,65	-1,16	0,184	2,4	20,0	25,3	28,8
SoH	7,13	7,41	7,62	-0,9	-0,017	1,8	20,0	25,5	28,2
ganho	1,001	1,001	0,996	0,776	-0,092	0,75	0	1,008	0,979

Fonte: o autor (2022)

A tabela 4.17 mostra o valor final da capacidade remanescente. A bateria 2 mostra um aumento na capacidade remanescente. Isso se deve ao fato de que a bateria 2 não está totalmente formada.

Tabela 4.17: Capacidade Remanescente ao fim do mês simulado: Caso 3.

Capacidade [Ah]	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3
SoC adaptado	4,99	4,55	5,03
SoH	4,97	4,55	5,0

Fonte: o autor (2022)

4.5 DISCUSSÃO

Trabalhos anteriores mostraram novas possibilidades para topologias de carregadores avançados com aplicações que vão desde veículos elétricos (EV) até aplicações de rede elétrica. A estratégia de recarga empregada pode ser rastreada até essas duas estratégias principais: SoC Adaptado e SoH. Uma discussão aprofundada sobre o ganho real de cada estratégia ainda é explorada marginalmente. Essa análise precisa de um modelo de vida útil da bateria. Esse tipo de modelo é extremamente orientado por dados e é necessário um extenso trabalho de laboratório, tanto em relação ao equipamento quanto ao tempo para a realização do mesmo. Como a análise está na estratégia de controle e não na própria bateria, foi escolhido um modelo mais simples. O *Matlab/Simulink*[®] possui modelos de baterias reais implementados e o modelo de vida útil tem algumas limitações, conforme discutido na seção de 4.1. Um aspecto importante que pode ser inferido deste trabalho é que a capacidade remanescente não é uma boa figura de mérito para a análise dessas estratégias. Para avaliar corretamente as estratégias, deve-se olhar além da figura da capacidade remanescente. A corrente fornecida pela bateria está diretamente ligada à degradação e ao uso da bateria. A bateria deve ser usada de acordo com a aplicação e conseguir extrair a potência máxima disponível é desejado. As figuras de mérito analisadas aqui são perda da capacidade e *throughput* de energia.

4.5.1 PERDA DE CAPACIDADE

A perda da capacidade consiste no valor líquido obtido pela capacidade restante durante a simulação.

Os resultados, conforme apresentados nas tabelas 4.18 - 4.20, mostram uma faixa semelhante de perda de capacidade ao longo do mês analisado, portanto outros fatores devem ser avaliados.

Tabela 4.18: Perda de Capacidade obtida para o caso 1.

Capacidade [Ah]	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3
SoC adaptado	0,136	0,128	0,181
SoH	0,143	0,137	0,185

Fonte: o autor (2022)

Tabela 4.19: Perda de Capacidade obtida para o caso 2.

Capacidade [Ah]	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3
SoC adaptado	0,389	0,369	0,516
SoH	0,409	0,389	0,541

Fonte: o autor (2022)

Tabela 4.20: Perda de Capacidade obtida aplicando para o caso 3.

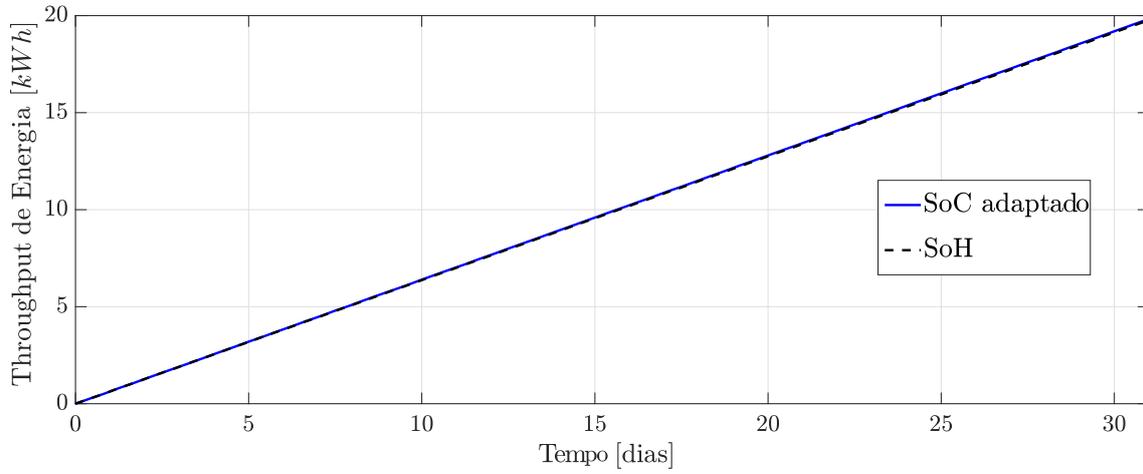
Capacidade [Ah]	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3
SoC adaptado	0,389	0,0787	0,516
SoH	0,409	0,0761	0,539

Fonte: o autor (2022)

4.5.2 THROUGHPUT DE ENERGIA

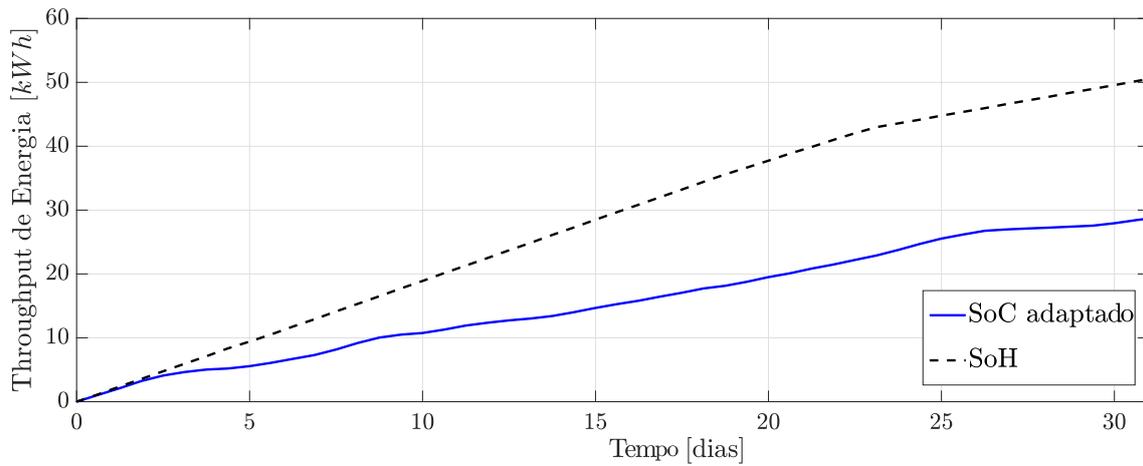
Esta figura de mérito mostra a quantidade de energia que é extraída durante o mês analisado (ver Seção 4.2). As variações dos dados são devidas a diferenças na estratégia de controle. Para o caso 1 (Figura 4.8), as estratégias SoC e SoH adaptadas apresentam os mesmos resultados que estão vinculados aos valores de capacidade remanescentes na tabela 4.4. Para os casos 2 e 3, o SoC adaptado desvia do SoH no início da simulação do mês (Figuras 4.9 e 4.10). Nota-se que o SoH tem um ganho de 72,4 % para o segundo caso e 36 % para o terceiro caso. O menor ganho do caso 3 pode ser rastreado pela diferença da tecnologia de bateria com a estratégia SoH negligência.

Figura 4.8: Throughput de Energia: Caso 1.



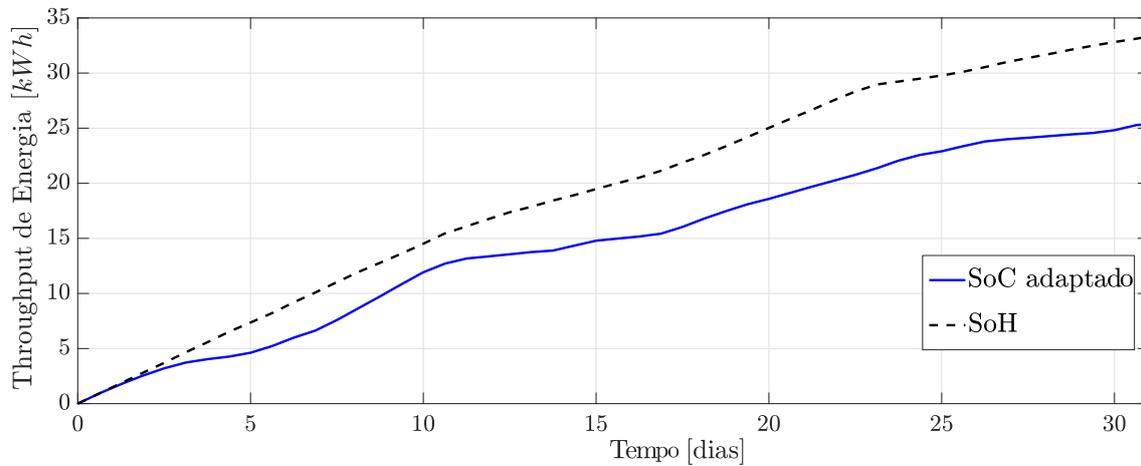
Fonte: o autor (2022)

Figura 4.9: Throughput de Energia: Caso 2.



Fonte: o autor (2022)

Figura 4.10: Throughput de Energia: Caso 3.



Fonte: o autor (2022)

Esta seção analisa o efeito das estratégias na vida útil da bateria. Primeiramente, no caso 1, há apenas uma ligeira variação para os valores de tensão, corrente e temperatura da bateria durante o mês simulado. Em contrapartida, no caso 2, que consiste em um banco de baterias de meia idade, esses valores apresentam variações significativas ao longo do tempo, visto que a estratégia SoC adaptado limita drasticamente a faixa operacional de cada bateria. A diferença na energia extraída (*throughput* de energia) observada para o caso 2 reforça esses achados. No caso 3, composta por uma bateria nova não formada (bateria 2) e duas baterias de meia-idade (baterias 1 e 3), a bateria 2 aumentou o valor da capacidade remanescente para ambas as estratégias. As capacidades nominais da bateria 2 e das baterias 1 e 3 foram 4,4 Ah e 5,4 Ah, respectivamente. A corrente que foi liquidada pelo controlador central foi ajustada em conformidade. Os resultados mostram que, em ambas as estratégias, mais corrente foi drenada das baterias 1 e 3. A bateria 2 drenou menos corrente devido à sua menor capacidade. Esses resultados mostram que a estratégia SoH carece da capacidade de acessar baterias de diferentes tecnologias, tendo uma diminuição no desempenho pela bateria adicionada.

5 CONCLUSÕES

Os bancos de baterias sem o controle de recarga ativo adequado levam a desvios na temperatura, corrente, tensão e SoC das unidades. Como resultado, o processo de envelhecimento das baterias é acelerado em taxas diferentes. Para corrigir esse problema, estudos anteriores abordaram estratégias para mitigar esses efeitos baseados em heurísticas e manuais de boas práticas.

A presente tese demonstrou a partir dos estudos sobre as estratégias de controle de vida útil de baterias foi possível criar uma nova metodologia de análise de tais estratégias.

Observou-se semelhança entre as estratégias de controle e uma nova classificação foi apresentada remetendo as duas áreas de atuação para carregadores modulares: Gerenciamento da sobrecarga, chamado aqui de estratégia SoC adaptado e Gerenciamento do desgaste, chamado aqui de estratégia SoH.

As duas classificações foram confrontadas com a caracterização dinâmica, a avaliação das mesmas frente a perturbações na corrente, inerentes a banco de baterias alimentados por geração distribuída renovável, e a ação do controle pelo ganho k .

Este trabalho analisa essas duas estratégias em uma aplicação de deslocamento da energia fotovoltaica considerando perda de capacidade e outros estressores, como temperatura e corrente.

Simulações no ambiente MatLab/Simulink[®] foram realizadas para avaliar três condições de SAEB possíveis: um novo banco de baterias formado (Caso 1), um banco de baterias de meia idade (Caso 2) e banco de baterias de meia-idade em que uma bateria consistia em uma tecnologia diferente e sem formação prévia (Caso 3). Os três casos apresentam valores de perda de capacidade semelhantes. A estratégia SoH apresenta um aumento de 72,4% na extração de energia (*throughput* de energia) em comparação com a estratégia SoC adaptada no caso 2. No caso 3, o aumento foi de 36%. No Caso 1, nenhuma diferença foi observada. Vale ressaltar que ambas as estratégias apresentaram problemas na estimativa do SoH, pois não há entrada de *feedback* disponível para correção da estimativa. Além disso, os resultados

mostram que a estratégia SoC adaptada não controla ativamente a vida útil da bateria, como faz a estratégia SoH. Finalmente, a estratégia SoH é a melhor abordagem considerando o uso do banco de baterias, embora a aplicação dessa estratégia em um banco de baterias composto por diferentes tecnologias requeira adaptação.

5.1 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

A análise aprofundada das estratégias de controle aqui apresentada com os resultados de simulação servem de excelente plataforma para continuidades nessa linha de pesquisa com estudos como:

- Realizar a mesma metodologia aplicando para um controle baseado em tensão da bateria e mensurar o seu desempenho.
- Prospectar formas de corrigir os erros de estimativa por meio de observadores.
- Propor alterações nas estratégias de controle.
- Ensaio de dinâmica das estratégias em ambiente controlado utilizando o Typhoon Hil[®].
- Aplicar as estratégias de controle em um protótipo.
- Aplicar a metodologia para o teste das estratégias de controle em outras aplicações.

5.2 LISTA DE PUBLICAÇÕES

O quadro 5.1 indica as publicações feitas pelo autor durante o curso do doutorado.

Quadro 5.1: Lista de publicações do autor.

tipo de publicação	Citação	Título	Ano
artigo em conferência.	[86]	Assessment of energy storage viability for a PV power plant injecting during peak load time.	2017
patente	[88]	“Processos e dispositivo para controle ativo de carga, recarga e descarga de multi-elementos armazenadores de energia e reconfiguração de strings em caso de falha ou remoção de elemento(s).	2018
artigo em conferência.	[77]	SmartBattery: An Active-Battery Solution for Energy Storage System	2019
artigo em conferência.	[89]	Comparação de Vida Útil entre Bancos de Baterias de Íon-lítio e Chumbo-ácido no Contexto da Compensação de Energia com Fotovoltaicos e Tarifa Branca	2020
artigo em periódico.	[90]	Comparison of Advanced Charge Strategies for Modular Cascaded Battery Chargers	2021
artigo em periódico.	[91]	Multifunctional dispatchable microgrids.	2021

Fonte: o autor (2022).

5.3 PROJETO DE PESQUISA SMARTBATTERY

Os recursos financeiros para realização das atividades apresentadas neste trabalho foram oriundos de fomento externo através de um projeto de P&D assinado entre a UFMG e a Petrobrás. O projeto **PD-00553-047/2016**, intitulado Desenvolvimento de sistema Smart Battery e planta piloto de armazenamento de energia associado à geração distribuída de energia elétrica, foi tido como exequível, do ponto de vista regulatório, pela ANEEL através da chamada pública nº 021 de 2016, a qual tem o intuito de promover arranjos técnicos e comerciais para avaliação e inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro.

Esse projeto visa o desenvolvimento de tecnologia nacional que possibilitará uma melhor utilização de baterias associadas em bancos, com expectativa de aumento de confiabilidade e vida útil.

REFERÊNCIAS

- [1] Paul Simons. World Energy Outlook 2018. Technical report, International Energy Agency, 9 Rue de la Fédération, 75015 Paris, França, 2018.
- [2] Michael Taylor, Kathleen Daniel, Andrei Ilas, and E Young So. Renewable power generation costs in 2019. Technical report, 2020.
- [3] Seb Henbest. New Energy Outlook 2018. Technical report, Bloomberg NFE, 731 Lexington Ave, New York, NY 10022, Estados Unidos, 2018.
- [4] Giovani Vitória Machado. Plano decenal de expansão de energia 2029. Technical report, Empresa de Pesquisas Energética (PDE), Av. Rio Branco, 01 Rio de Janeiro, Brasil, 2019.
- [5] Seyed Ahmad Hamidi, Dan M. Ionel, and Adel Nasiri. Modeling and Management of Batteries and Ultracapacitors for Renewable Energy Support in Electric Power Systems—An Overview. *Electric Power Components and Systems*, 43(12):1434–1452, jul 2015.
- [6] Matheus Linck Bassani. *A proteção do prossumidor na geração distribuída de energia elétrica*. Tese doutorado em direito, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2019.
- [7] ITEM Instituto de Tecnologia Edson Mororó Moura. Fabricação de baterias de alto desempenho, 2017. Disponível em <<https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/arquivos/>>. Acessado em 11/06/2021.
- [8] Hélder Lopes Ferreira, Raquel Garde, Gianluca Fulli, Wil Kling, and João Peças Lopes. Characterisation of electrical energy storage technologies. *Energy*, 53:288–298, 2013.
- [9] Alexandre Oudalov, Rachid Cherkaoui, and Antoine Beguin. Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application. In *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pages 621–625. IEEE, 2007.
- [10] Paul Denholm and Maureen Hand. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy*, 39(3):1817–1830, 2011.
- [11] Michael Bragard, Nils Soltau, Stephan Thomas, and Rik W. De Doncker. The balance of renewable sources and user demands in grids: Power electronics for modular battery energy storage systems. *IEEE Trans. Power Electron.*, 25(12):3049–3056, 2010.
- [12] Anya Castillo and Dennice F. Gayme. Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration: A survey. *Energy Convers. Manag.*, 87, 2014.
- [13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 674,. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015674.pdf>, 2015. Acessado em: 18/09/2018.

- [14] KC Divya and Jacob Østergaard. Battery energy storage technology for power systems—an overview. *Electric Power Systems Research*, 79(4):511–520, 2009.
- [15] Yizhao Gao, Xi Zhang, Qiyu Cheng, Bangjun Guo, and Jun Yang. Classification and review of the charging strategies for commercial lithium-ion batteries. *IEEE Access*, 7:43511–43524, 2019.
- [16] Changfu Zou, Chris Manzie, and Dragan Nešić. Model predictive control for lithium-ion battery optimal charging. *IEEE/ASME Transactions on Mechatronics*, 23(2):947–957, 2018.
- [17] Swaminathan Narayanaswamy, Matthias Kauer, Sebastian Steinhorst, Martin Lukasiewicz, and Samarjit Chakraborty. Modular active charge balancing for scalable battery packs. *IEEE Transactions on Very Large Scale Integration (VLSI) Systems*, 25(3):974–987, 2016.
- [18] Nima Tashakor, Ebrahim Farjah, and Teymoor Ghanbari. A bidirectional battery charger with modular integrated charge equalization circuit. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 32(3):2133–2145, 2016.
- [19] Rui Xiong, Jiayi Cao, Quanqing Yu, Hongwen He, and Fengchun Sun. Critical review on the battery state of charge estimation methods for electric vehicles. *Ieee Access*, 6:1832–1843, 2017.
- [20] Mahran Quraan, Taejung Yeo, Pietro Tricoli, and South Korea. Design and Control of Modular Multilevel Converters for Battery Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 8993(c):507–517, 2015.
- [21] Nilanjan Mukherjee and Dani Strickland. Control of second-life hybrid battery energy storage system based on modular boost-multilevel buck converter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(2):1034–1046, 2014.
- [22] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu. Review of energy storage technologies for sustainable power networks. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 8:74–91, dec 2014.
- [23] ANEEL. Workshop sobre Armazenamento de Energia. <http://www.aneel.gov.br/>, 2016. Acessado em 14/04/2016.
- [24] Steve Schwartz. Energy Storage Overview Energy Grid-Tie Division General Overview Presentation, 2016.
- [25] Steve McCluer. Wanted: Real world battery life prediction. In *Battcon-International Stationary Battery Conference*, 2003.
- [26] M Perrin and E Lemaire-Potteau. Applications – stationary — remote area power supply: Batteries and fuel cells. In Jürgen Garche, editor, *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*, pages 65–75. Elsevier, Amsterdam, 2009.
- [27] William Q Meeker and Luis A Escobar. *Statistical methods for reliability data*. John Wiley & Sons, 2014.

- [28] MICHEL Broussely, S Herreyre, Ph Biensan, P Kasztejna, K Nechev, and RJ Staniewicz. Aging mechanism in li ion cells and calendar life predictions. *Journal of Power Sources*, 97:13–21, 2001.
- [29] Soo Seok Choi and Hong S Lim. Factors that affect cycle-life and possible degradation mechanisms of a li-ion cell based on licoo2. *Journal of Power Sources*, 111(1):130–136, 2002.
- [30] Richard C Copeaand and Yury Podrazhanskyb. The Art of Battery Charging. *Battery Conference on Applications and Advances, 1999. The Fourteenth Annual*, pages 233–235, 1999.
- [31] Nicolas T. D. Fernandes. *Estratégia de Controle para um carregador pulsado de um sistema fotovoltaico isolado*. Mestrado profissional, Programa de Pós Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, 2016.
- [32] Sergio Mendoza, Ji Liu, Partha Mishra, and Hosam Fathy. Statistical quantification of least-squares battery state of charge estimation errors. 10 2016.
- [33] Zhongbao Wei, Hongwen He, Josep Pou, Kwok Leung Tsui, Zhongyi Quan, and Yunwei Li. Signal-Disturbance Interfacing Elimination for Unbiased Model Parameter Identification of Lithium-Ion Battery. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2020.
- [34] Wladislaw Waag, Stefan Käbitz, and Dirk Uwe Sauer. Experimental investigation of the lithium-ion battery impedance characteristic at various conditions and aging states and its influence on the application. *Applied energy*, 102:885–897, 2013.
- [35] Yuejiu Zheng, Mingguo Ouyang, Xuebing Han, Languang Lu, and Jianqiu Li. Investigating the error sources of the online state of charge estimation methods for lithium-ion batteries in electric vehicles. *Journal of Power Sources*, 377:161–188, 2018.
- [36] Rui Xiong, Jiayi Cao, Quanqing Yu, Hongwen He, and Fengchun Sun. Critical Review on the Battery State of Charge Estimation Methods for Electric Vehicles. *IEEE Access*, 6:1832–1843, 2018.
- [37] M. Bercibar, I. Gandiaga, I. Villarreal, N. Omar, J. Van Mierlo, and P. Van Den Bossche. Critical review of state of health estimation methods of Li-ion batteries for real applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56:572 – 587, 2016.
- [38] Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE std 94418*, 2004.
- [39] Nassim Noura, Loïc Boulon, and Samir Jemeï. A review of battery state of health estimation methods: Hybrid electric vehicle challenges. *World Electric Vehicle Journal*, 11(4):1–20, dec 2020.
- [40] Kangkang Wang, Fei Gao, Yanli Zhu, Hao Liu, Chuang Qi, Kai Yang, and Qingjie Jiao. Internal resistance and heat generation of soft package li4ti5o12 battery during charge and discharge. *Energy*, 149:364–374, 2018.

- [41] Xuezhe Wei, Bing Zhu, and Wei Xu. Internal resistance identification in vehicle power lithium-ion battery and application in lifetime evaluation. In *2009 International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation*, volume 3, pages 388–392. IEEE, 2009.
- [42] Ivan Sajfar, Mirjana Malaric, and RP Bullough. Sealed batteries in transient limiting distribution networks-methods of measuring their internal resistance. In *12th International Conference on Telecommunications Energy*, pages 458–463. IEEE, 1990.
- [43] Ander Tenno, R. Tenno, and T. Suntio. Battery impedance and its relationship to battery characteristics. *INTELEC, International Telecommunications Energy Conference (Proceedings)*, pages 176–183, 2002.
- [44] Institute of Electric and Electronics Engineers, Piscataway. *IEE Std 450-2010: IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Vented Lead-Acid Batteries for Stationary Applications - Redline*, fev. 2010.
- [45] Brian De Beer, Arnold Johan Rix, and Arnold J Rix. Influences of Energy Throughput on the Life of Various Battery Technologies. In *6th South African Solar Energy Conference*, East London, 2016.
- [46] Yuang-Shung Lee, Ming-Wang Cheng, Shun-Ching Yang, and Co-Lin Hsu. Individual cell equalization for series connected lithium-ion batteries. *IEICE transactions on communications*, 89(9):2596–2607, 2006.
- [47] Taesic Kim, Wei Qiao, Liyan Qu, Taesic Kim, Wei Qiao, and Liyan Qu. A series-connected self-reconfigurable multicell battery capable of safe and effective charging/discharging and balancing operations. In *Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC*, pages 2259–2264. IEEE, feb 2012.
- [48] Chih-Hao Hou, Chun-Ti Yen, Tsung-Hsi Wu, and Chin-Sien Moo. A battery power bank of serial battery power modules with buck-boost converters. In *Power Electronics and Drive Systems (PEDS), 2013 IEEE 10th International Conference on*, pages 211–216. IEEE, 2013.
- [49] Li-Ren Yu, Yao-Ching Hsieh, Wei-Chen Liu, and Chin-Sien Moo. Balanced discharging for serial battery power modules with boost converters. In *System Science and Engineering (ICSSE), 2013 International Conference on*, pages 449–453. IEEE, 2013.
- [50] Chin-Sien Moo, Tsung-Hsi Wu, Chih-Hao Hou, and Yao-Ching Hsieh. Balanced discharging of power bank with buck-boost battery power modules. In *Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014-ECCE-ASIA), 2014 International*, pages 1796–1800. IEEE, 2014.
- [51] Jhen-Yu Jian, Chu-Shen Chang, C. Moo, and Hau-Chen Yen. Charging scenario of serial battery power modules with buck-boost converters. In *2014 International Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE ASIA)*, pages 3928–3932, May 2014.

- [52] Yue Cao and Zichao Ye. Simulation and analysis of switched capacitor dc-dc converters for use in battery electric vehicles. In *2015 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, pages 1–6. IEEE, 2015.
- [53] Ye Li and Yehui Han. A module-integrated distributed battery energy storage and management system. *IEEE transactions on power electronics*, 31(12):8260–8270, 2016.
- [54] S. Lee, S. Baek, and C. Won. Serial multi-module ups system control method considering battery module balancing. In *2015 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, pages 1–6, Oct 2015.
- [55] M. Muneeb Ur Rehman, Fan Zhang, Michael Evzelman, Regan Zane, Kandler Smith, and Dragan Maksimovic. Advanced cell-level control for extending electric vehicle battery pack lifetime. In *ECCE 2016 - IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Proceedings*. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2016.
- [56] Ye Li and Yehui Han. A Module-Integrated Distributed Battery Energy Storage and Management System. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2016.
- [57] Nima Tashakor, Ebrahim Farjah, and Teymoor Ghanbari. A Bidirectional Battery Charger With Modular Integrated Charge Equalization Circuit. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 32(3):2133–2145, 2017.
- [58] Ricardo Velho, Miguel Beirão, Maria Do Rosário Calado, José Pombo, João Fermeiro, and Sílvio Mariano. Management system for large li-ion battery packs with a new adaptive multistage charging method. *Energies*, 10(5):605, 2017.
- [59] Huang-Jen Chiu, Yu-Kang Lo, Chun-Jen Yao, Ting-Peng Lee, Jian-Min Wang, and Jian-Xing Lee. A modular self-controlled photovoltaic charger with interintegrated circuit (i^2c) interface. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26(1):281–289, 2010.
- [60] Mohammad M. Hoque, Mohammad A. Hannan, and Azah Mohamed. Optimal algorithms for the charge equalisation controller of series connected lithium-ion battery cells in electric vehicle applications. *IET Electrical Systems in Transportation*, 7(4):267–277, dec 2017.
- [61] Fa Chen, Wei Qiao, and Liyan Qu. A modular and reconfigurable battery system. In *Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC*, 2017.
- [62] Sifat M Chowdhury, Md Ehsanul Haque, Ali Elrayyah, Yilmaz Sozer, and JA De Abreu-Garcia. An integrated control strategy for state of charge balancing with output voltage control of a series connected battery management system. In *2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 6668–6673. IEEE, 2018.
- [63] S. M. Chowdhury, M. Badawy, Y. Sozer, and J. A. D. A Garcia. A novel battery management system using a duality of the adaptive droop control theory. In *2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 5164–5169. IEEE, 2017.
- [64] Damien F. Frost and David A. Howey. Completely Decentralized Active Balancing Battery Management System. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(1):729–738, 2018.

- [65] Chang Liu, Ning Gao, Xu Cai, and Rui Li. Differentiation Power Control of Modules in Second-life Battery Energy Storage System Based on Cascaded H-bridge Converter. *IEEE Transactions on Power Electronics*, pages 1–1, 2019.
- [66] R. Morello, R. Schwarz, E. R.G. Hoedemaekers, F. Habenschaden, R. DI Rienzo, R. Roncella, R. Saletti, B. Rosca, T. Steffenhagen, V. R.H. Lorentz, and F. Baronti. Implementation and Test of a 48 v Smart Battery System with Integrated DC/DC Converter. In *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, volume 2019-June, pages 2440–2445. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., jun 2019.
- [67] Yang Zhang, Regan Zane, and Dragan Maksimovic. Current sharing in digitally controlled masterless multi-phase dc-dc converters. In *2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference*, pages 2722–2728. IEEE, 2005.
- [68] Xiaoguo Liang, Edmund Song, Feng Jiang, Nishi Ahuja, and Mohan Kumar. Design considerations for turbo rack with smart battery backup System(BBS). In *Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC*, volume 2019-March, pages 1132–1137. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., may 2019.
- [69] Yue Cao, Yutian Lei, Robert CN Pilawa-Podgurski, and Philip T Krein. Modular switched-capacitor dc-dc converters tied with lithium-ion batteries for use in battery electric vehicles. In *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 85–91. IEEE, 2015.
- [70] D Anseán, M Dubarry, A Devie, BY Liaw, VM García, JC Viera, and M González. Fast charging technique for high power lifepo4 batteries: A mechanistic analysis of aging. *Journal of Power Sources*, 321:201–209, 2016.
- [71] Caihao Weng, Xuning Feng, Jing Sun, and Huei Peng. State-of-health monitoring of lithium-ion battery modules and packs via incremental capacity peak tracking. *Applied Energy*, 180:360–368, oct 2016.
- [72] Gabriel Cârstoiu, Mihai V. Micea, Lucian Ungurean, and Marius Marcu. Novel battery wear leveling method for large-scale reconfigurable battery packs. *International Journal of Energy Research*, 45(2):1932–1947, 2021.
- [73] Sifat Chowdhury, Mohammad Noor Bin Shaheed, and Yilmaz Sozer. An integrated state of health (SOH) balancing method for lithium-ion battery cells. In *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2019*, pages 5759–5763. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., sep 2019.
- [74] Baris Aksanli, Tajana Rosing, and Eddie Pettis. Distributed battery control for peak power shaving in datacenters. In *2013 International Green Computing Conference Proceedings*, pages 1–8. IEEE, jun 2013.
- [75] Song Ci, Ni Lin, and Dalei Wu. Reconfigurable Battery Techniques and Systems: A Survey. *IEEE Access*, 4:1175–1189, 2016.
- [76] Matthieu Dubarry, George Baure, Carlos Pastor-Fernández, Tung Fai Yu, W. Dhammika Widanage, and James Marco. Battery energy storage system modeling: A combined comprehensive approach. *Journal of Energy Storage*, 21:172–185, feb 2019.

- [77] L. S. Araujo, N. T. D. Fernandes, D. I. Brandao, and B. J. Cardoso Filho. Smartbattery: An active-battery solution for energy storage system. In *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, pages 1–6, 2019.
- [78] Nejmeddine Bouchhima, Matthias Gossen, Sascha Schulte, and Kai Peter Birke. Lifetime of self-reconfigurable batteries compared with conventional batteries. *Journal of Energy Storage*, 15:400–407, feb 2018.
- [79] Noshin Omar, Mohamed Abdel Monem, Yousef Firouz, Justin Salminen, Jelle Smekens, Omar Hegazy, Hamid Gaulous, Grietus Mulder, Peter Van den Bossche, Thierry Coosemans, et al. Lithium iron phosphate based battery–assessment of the aging parameters and development of cycle life model. *Applied Energy*, 113:1575–1585, 2014.
- [80] Henrik Bindner, Tom Cronin, James F Manwell, Utama Abdulwahid, Ian Baring-Gould, Per Lundsager, James F Manwell, Utama Abdulwahid, and Ian Baring-Gould. Lifetime Modelling of Lead Acid Batteries. Technical report, Risø National Laboratory, Roskilde, abr. 2005.
- [81] Brian De Beer. *Evaluate and Design Battery Support Services for the Electrical Grid*. Dissertação (mestre em engenharia elétrica), Stellenbosch University, Matieland, 2017.
- [82] Elisa Braco, Idoia San Martin, Pablo Sanchis, and Alfredo Ursúa. Characterization and capacity dispersion of lithiumion second-life batteries from electric vehicles. In *Proceedings - 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/ and CPS Europe 2019*, Genoa, Italy., 2019. IEEE.
- [83] Jean Marc Timmermans, Alexandros Nikolian, Joris De Hoog, Rahul Gopalakrishnan, Shovon Goutam, Noshin Omar, Thierry Coosemans, Joeri Van Mierlo, Alexander Warnecke, Dirk Uwe Sauer, Maciej Swierczynski, Daniel Ioan Stroe, Egoitz Martinez-Laserna, Elixabet Sarasketa-Zabala, Jon Gastelurrutia, and Nieto Nerea. Batteries 2020 - Lithium-ion battery first and second life ageing, validated battery models, lifetime modelling and ageing assessment of thermal parameters. In *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2016 ECCE Europe*, 2016.
- [84] Battery: Generic Battery Model Description. <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html>, 2005. Acessado em 17/09/2019.
- [85] Yuan Hong, Shengbin Wang, and Ziyue Huang. Efficient Energy Consumption Scheduling: Towards Effective Load Leveling. *Energies*, 10(1):105, jan 2017.
- [86] Reginaldo V. R.V. Ferreira, S.M. Sidelmo M. Silva, D.I. Danilo I. Brandao, H.M.A. Helio M.A. Antunes, and Nicolas T.D. N.T.D. Fernandes. Assessment of energy storage viability for a PV power plant injecting during peak load time. In *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2017*, pages 1–6. IEEE, apr 2017.
- [87] Nicholas DiOrio, Aron Dobos, Steven Janzou, Austin Nelson, and Blake Lundstrom. Technoeconomic modeling of battery energy storage in sam. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2015.

- [88] Nicolas T.D Fernandes and Braz C. Filho. *Processos e dispositivo para controle ativo de carga, recarga e descarga de multi-elementos armazenadores de energia e reconfiguração de strings em caso de falha ou remoção de elemento(s) armazenadores de energia*. Universidade Federal de Minas Gerais, out. 2018. **BR 1020180723731**. Data do depósito: 30/10/2018.
- [89] Bárbara AL Paixão, Danilo I Brandão, Nicolas TD Fernandes, Bruno M Lopes, and Wadaed Uturbey. Comparação de vida útil entre bancos de baterias de íon-lítio e chumbo-ácido no contexto da compensação de energia com fotovoltaicos e tarifa branca. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, 1(1), 2020.
- [90] Nicolas T. D. Fernandes, Anderson Rocha, Danilo Brandão, and Braz C. Filho. Comparison of advanced charge strategies for modular cascaded battery chargers. *Energies*, 14(12), 2021.
- [91] José Ronaldo Silveira, Danilo Iglesias Brandão, Nicolas T.D. Fernandes, Wadaed Uturbey, and Braz Cardoso. Multifunctional dispatchable microgrids. *Applied Energy*, 282:116165, 2021.
- [92] Nerilso Bocchi, Luiz Carlos Ferracin, and Sônia Regina Biaggio. Pilhas e Baterias: Funcionamento e Impacto Ambiental. *Química Nova na Escola*, 11, 2000.
- [93] Wikipedia. Célula eletroquímica, 2018. Disponível em <https://pt.wikipedia.org/wiki/Clula_electroquimica#/media/Ficheiro:ElectrochemCell.png>. Acessado em 02/09/2020.
- [94] Dennis Doerffel and Suleiman Abu Sharkh. A critical review of using the Peukert equation for determining the remaining capacity of lead-acid and lithium-ion batteries. *J. Power Sources*, 155(2):395–400, 2006.
- [95] Power-Sonic. Sealed Lead-Acid Batteries Technical Manual. Technical Report 1, 2014.
- [96] Fabiana Regina Grigolo Luczkiewicz. *DETERMINAÇÃO DO ESTADO DE SAÚDE DA BATERIA CHUMBO-ÁCIDO*. Dissertação (mestre em química aplicada, UNICENTRO-Universidade Estadual do Centro Oeste, 2011).
- [97] Paul Ruetschi. Aging mechanisms and service life of lead–acid batteries. *J. Power Sources*, 127(1-2):33–44, 2004.
- [98] Zen-ichiro Takehara. Dissolution and precipitation reactions of lead sulfate in positive and negative electrodes in lead acid battery. *Journal of power sources*, 85(1):29–37, 2000.
- [99] Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro. *NBR 14204: Acumulador Chumbo-ácido Estacionário Regulado por Válvula*, mar. 2002.
- [100] International Electrotechnical Commission, Paris. *IEC 62093: Balance-of-system components for photovoltaic systems — Design qualification natural environments*, mar. 2005.
- [101] F. Huet. A review of impedance measurements for determination of the state-of-charge or state-of-health of secondary batteries. *J. Power Sources*, 70(1):59–69, 1998.

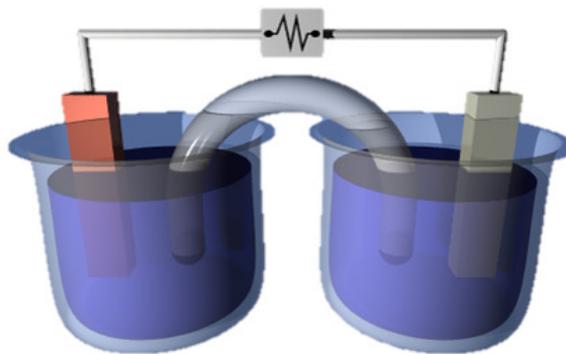
- [102] Anam Kalair, Naeem Abas, Muhammad Shoaib Saleem, Ali Raza Kalair, and Nasrullah Khan. Role of energy storage systems in energy transition from fossil fuels to renewables. *Energy Storage*, 3(1):e135, 2021.
- [103] S D Downing and D F Socie. Simple rainflow counting algorithms. *International Journal of Fatigue*, 4(1):31–40, 1982.
- [104] David J. Spiers and Asko A. Rasinkoski. Limits to battery lifetime in photovoltaic applications. In *Sol. Energy*, volume 58, pages 147–154. Pergamon, oct 1996.
- [105] Manual baterias clean moura mf. <http://www.moura.com.br/>. Acessado em: 28/02/2018.
- [106] Ira Bloom, BW Cole, JJ Sohn, Scott A Jones, Edward G Polzin, Vincent S Battaglia, Gary L Henriksen, Chester Motloch, R Richardson, T Unkelhaeuser, et al. An accelerated calendar and cycle life study of li-ion cells. *Journal of Power Sources*, 101(2):238–247, 2001.
- [107] R. Spotnitz. Simulation of capacity fade in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 113(1):72–80, jan 2003.
- [108] P. Ramadass, Bala Haran, Ralph White, and Branko N. Popov. Mathematical modeling of the capacity fade of Li-ion cells. *Journal of Power Sources*, 123(2):230–240, 2003.
- [109] Robert K. Jaworski. Effects of nonlinearity of Arrhenius equation on predictions of time to failure for batteries exposed to fluctuating temperatures. In *INTELEC, International Telecommunications Energy Conference (Proceedings)*, pages 289–296. IEEE, 1998.
- [110] D. G. Vutetakis and H. Wu. The effect of charge rate and depth of discharge on the cycle life of sealed lead-acid aircraft batteries. In *Proceedings of the 35th International Power Sources Symposium*, pages 103–105. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 1992.
- [111] Tobias Blank, Julia Badeda, Julia Kowal, and Dirk Uwe Sauer. Deep discharge behavior of lead-acid batteries and modeling of stationary battery energy storage systems. In *Intelec 2012*, pages 1–4. IEEE, sep 2012.
- [112] Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York. *IEEE Std 484: Recommended Practice for Installation Design and Installation of Vented Lead-Acid Batteries for Stationary Applications*, jul. 2019.
- [113] Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro. *NBR IEC 60079-10: Atmosferas explosivas - Parte 10-1: Classificação de áreas - Atmosferas explosivas de gás*, nov. 2009.

APÊNDICE A – FUNDAMENTOS DE BATERIAS

Baterias são sistemas eletroquímicos que por meio de uma fonte externa armazenam a energia em forma química. Podem ser caracterizadas quanto a reversibilidade das reações (primárias ou secundárias), tipo de aplicação (partida, estacionária, tracionarias ou especiais) [92]. Uma bateria é classificada como primária quando as reações de oxirredução são irreversíveis, ou seja, após o uso ela deverá ser descartada. Já as secundárias são recarregáveis.

A unidade básica de uma bateria é a célula eletroquímica que pode ser visualizada na Figura A.1.

Figura A.1: A célula eletroquímica



Fonte: adaptada com permissão CC creative commas 3.0 B.Y [93]

A Figura A.1 representa os seguintes componentes básicos:

- Eletrólito
- Eletrodo (Cátodo e Ânodo)
- Separador

Eletrólito é toda substância que, dissociada ou ionizada, origina íons pela adição de um solvente ou aquecimento. Desta forma torna-se um condutor de eletricidade, corresponde ao elemento de conexão entre os dois eletrodos.

Os eletrodos são materiais ativos onde ocorrem as reações de oxirredução. Em uma pilha ou célula tem-se a presença de dois, o cátodo onde ocorre as reações de redução e o ânodo onde ocorre a reação de oxidação.

O Separador é um elemento de bloqueio físico entre os dois eletrodos circundados pelo eletrólito.

Nessa seção serão apresentados os principais parâmetros da bateria e suas implicações na dinâmica da mesma.

A.1 CAPACIDADE

Medida da carga armazenada na bateria . Isto pode ser calculado através do produto da corrente de descarga e tempo:

$$C = I_d t \quad (\text{A.1})$$

onde C é a capacidade da bateria , I_d é a corrente de descarga , t é o tempo que leva para a tensão das baterias reduzir para a sua "tensão de corte ", a qual será descrita posteriormente. Deve-se considerar que o tempo de descarga (e a capacidade) depende inversamente da corrente de descarga . Esta dependência é descrita pela equação de Peukert [94].

$$T = \frac{\kappa_p}{I^n} \quad (\text{A.2})$$

onde κ_p e n são constantes de Peukert.

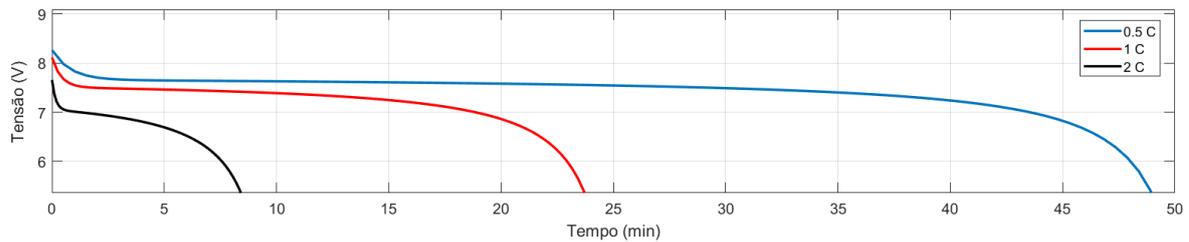
Algumas nomenclaturas de importância em relação à capacidade são descritas a seguir:

- A Capacidade Nominal C_{rd} consiste na capacidade na tensão nominal informada pelo fabricante.
- Uma bateria totalmente carregada tem a capacidade máxima liberável (C_{rmng}), que pode ser diferente da capacidade nominal. Essas diferenças podem ser devido a desvios no esquema de fabricação ou devido ao processo de degradação.

Para caracterizar as baterias, a corrente de descarga geralmente é expressa como uma taxa, do inglês: C -rate para se normalizar contra a capacidade da bateria, que muitas vezes

é muito diferente entre baterias. Uma taxa C é uma medida da taxa em que uma bateria é descarregada em relação à sua capacidade máxima. Uma taxa de $1C$ significa que a corrente de descarga irá descarregar toda bateria em 1 hora. Para uma bateria com uma capacidade de $100Ah$, isso equivale a uma corrente de descarga de $100A$. Uma taxa de $5C$ para esta bateria seria de $500A$, e uma taxa $C/2$ seria de $50A$. Na Figura A.2, tem-se o gráfico de descargas de baterias de acordo com a corrente a ser descarregada.

Figura A.2: Descargas para vários valores de c -rate



Fonte: o autor (2022)

A.2 ESTADO DE CARGA (SOC)

A medição da percentagem de energia restante na bateria em um determinado momento, do inglês *state of charge* (SoC), pode ser calculada como:

$$SoC = SoC_0 + \frac{1}{C} \int_0^t I(\tau) d\tau \quad (A.3)$$

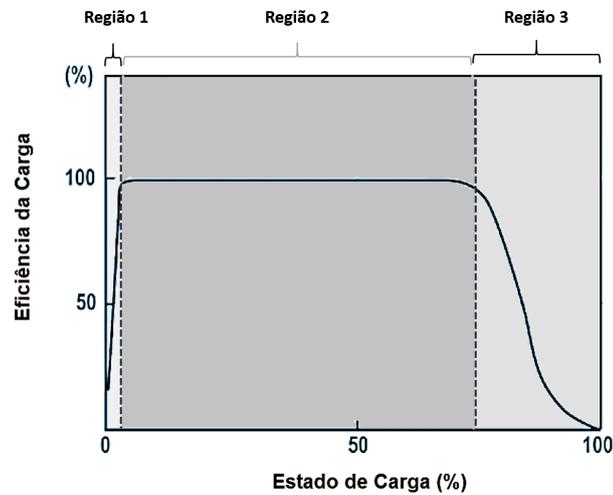
Onde C é a capacidade da bateria totalmente carregada.

A.3 EFICIÊNCIA DA RECARGA

Razão (expressa em percentagem) entre a energia retirada de uma bateria durante a descarga e a energia utilizada durante o carregamento para restaurar a capacidade original. A evolução da eficiência da recarga em todo o estado da carga da bateria é apresentada na Figura A.3. Como se pode observar há um patamar em que a bateria alcança a máxima eficiência, em que pode-se afirmar que toda a energia, apresentado pela saída do carregador será armazenada na bateria na forma de energia química.

No início da recarga a aceitação de recarga pela bateria não é elevada, isso pode ser explicado pelos processos de reação que exigem determinado nível de energia para o seu

Figura A.3: Gráfico de eficiência da carga versus Estado de Carga



Fonte: [95]

início, bem como seu tempo de resposta. No fim da recarga, a eficiência de recarga tem uma queda indicando que a energia disponibilizada pelo carregador não será utilizada para o armazenamento de energia. Essa energia ativará as reações paralelas da bateria, o que eventualmente, irá aumentar a formação de gases nos eletrodos da bateria.

A.4 JANELA DE OPERAÇÃO SEGURA (SOA)

As baterias, independente da sua tecnologia, possuem limitações de corrente, tensão e temperatura para que não ocorra uma falha catastrófica ou uma perda de vida útil considerável. A região em que esses limites são respeitados é denominado de Janela de operação segura, ou do inglês: *safe operation area*.

A.5 PROFUNDIDADE DE DESCARGA (DOD)

A profundidade de descarga (DoD) é a razão entre a capacidade liberada (capacidade usada na descarga) e a capacidade disponível em massa para a aplicação, consulte a equação A.4.

$$DoD = SoC_{mx} - \int_0^t i(\tau) d\tau \quad (A.4)$$

onde SoC_{mx} é o estado máximo de carga alcançado na bateria totalmente carregada, i é a corrente de descarga.

A.6 ESTADO DE SAÚDE

Estimar a vida útil de uma bateria sempre foi uma tarefa árdua. Vários são os parâmetros e formas de medições presentes na literatura para se obter uma ideia do tempo e processo de degradação da mesma [11]. Porém muitas dessas medições são indiretas ou muito difíceis de serem desenvolvidas para um protótipo para sistemas de energia elétrica ou mesmo industriais. Neste item será analisado os métodos para estimar a vida útil de baterias. São eles: Tempo de recuperação, perda de capacidade, aceitação de carga e impedância interna.

- **Tempo de recuperação:** A bateria quando sujeita a uma variação de carga, por exemplo no início da descarga, é incapaz de responder imediatamente, causando uma queda brusca de capacidade da bateria acarretando em uma queda de tensão. No decorrer do processo, a capacidade da bateria é continuamente recuperada permitindo assim que a mesma readquirir sua tensão original, ou próxima desse valor. O tempo necessário para que esse processo ocorra é denominado de tempo de recuperação e está intimamente ligado com o estado de saúde da bateria [96]. Nas baterias de chumbo-ácido esse tempo está entre 20 a 150 ms [97,98].
- **Perda de Capacidade:** Consiste na perda gradual de capacidade de uma bateria devido ao uso e o tempo. Uma bateria é considerada no fim de sua vida útil quando a capacidade da mesma atinja 80% da nominal [99].
- **Aceitação de recarga:** Consiste na capacidade da bateria em aceitar energia instantaneamente durante a recarga. Com o passar do tempo essa habilidade da bateria decai levando a uma diminuição na quantidade da energia armazenada [100].
- **Impedância Interna:** As técnicas de impedância têm sido amplamente utilizadas durante os últimos anos para investigar a cinética de células primárias e secundárias e determinar o estado de carga (SoC) ou estado de saúde (SoH) [101].

APÊNDICE B – ESTRESSORES

Muitas causas levam à falha da bateria e entender o processo de degradação é essencial para minimizá-las e intervir o máximo possível [102]. Para o cômputo da vida útil de um banco faz-se necessário determinar o tempo de vida de cada unidade. Como os estressores e desgastes podem ser de diversas origens deve-se obter a quantificação de cada efeito. Também devido a variação dos estressores de acordo com a operação do banco faz-se necessária a contagem de degradação por ciclos. Uma ferramenta muito utilizada para esse fim é o rainflow [103], na qual utilizam-se dados experimentais para obter a relação da degradação por ciclo. Permitindo assim, computar a vida útil de cada elemento do banco. Os estressores utilizados para o cálculo serão DoD, tensão de flutuação, tensão de corte e temperatura.

B.1 DEPENDÊNCIA DA CICLAGEM

Denominado *Depth of discharge*, consiste em determinar a profundidade da descarga da bateria. Dependendo da ciclagem da mesma ela terá quantidade de ciclos diferentes, conforme podemos observar pela Figura B.1

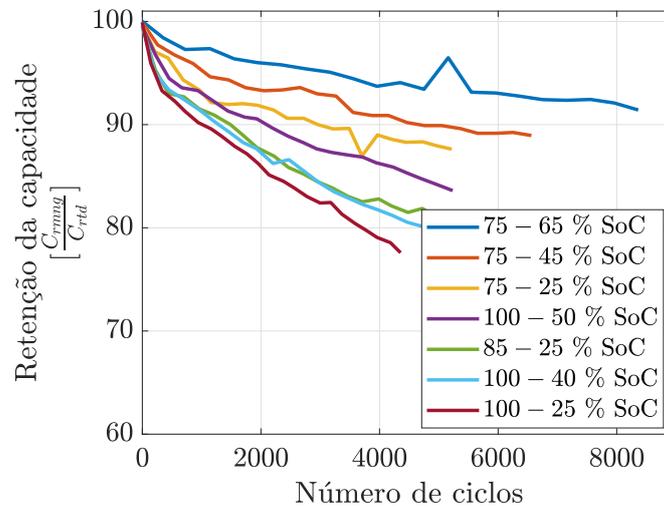
Essa informação pode ser obtida nos catálogos dos fabricantes e transmite uma informação importante sobre o tempo que se espera que um banco de baterias permaneça em funcionamento.

$$N_c C_s DoDX_c = L_s \quad (B.1)$$

Nota-se pela Figura B.1 que a redução no DoD temos um aumento exponencial do número de ciclos. Porém esse aumento não pode superar o limite máximo da bateria que é o *floatlifetime*¹. Esse limite é determinado pela tecnologia das baterias sendo a bateria de chumbo ventilada podendo chegar a 18 anos.

¹tempo de vida obtida para uma bateria que se mantem em flutuação

Figura B.1: DoD vs número de ciclos para baterias de $LiCoO_2$ ^a.



Fonte: adaptada com permissão ©2002 Elsevier Science B.V de [29]

^acorrente de descarga e recarga de (1C) a temperatura de 20°C

B.2 DEPENDÊNCIA DA TEMPERATURA

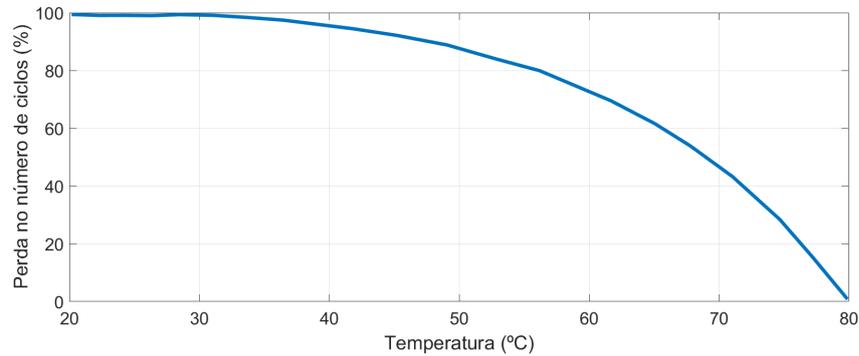
Como qualquer elemento eletroquímico seu funcionamento está atrelado a temperatura. Já é de conhecimento geral que a aumento de 10°C na bateria corresponde a uma diminuição pela metade da vida útil da mesma. A equação que rege o efeito da temperatura em baterias pode ser visualizado na equação B.2 [104].

$$Y_t = L_s X_t \left[\frac{2^{(T_{av} - T_s)}}{10} \right] \quad (\text{B.2})$$

onde Y_t é o tempo estimado de vida útil da bateria dado em anos, L_s é a vida útil definida pelo fabricante levando em consideração aplicações em flutuação à uma temperatura definida, X_t é um fator de correção para compensar as simplificações feitas no cálculo ², T_{av} é a temperatura média da aplicação e T_s é a temperatura definida pelo fabricante para o cálculo do tempo de vida útil em flutuação.

Essa perda do número de ciclos pode ser confrontada pelo gráfico na figura B.2.

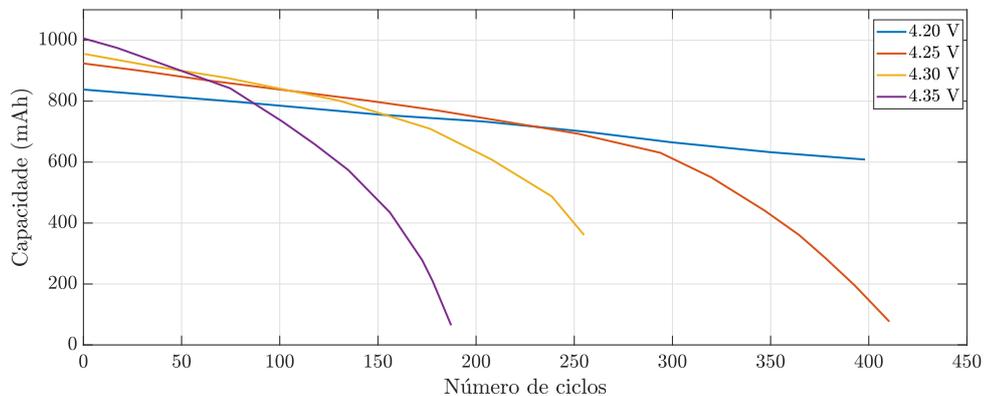
²como o fato da tensão da bateria não ser constante, por exemplo.

Figura B.2: Expectativa de vida em função da Temperatura

Fonte: Manual da Moura [105]

B.3 DEPENDÊNCIA DA TENSÃO DE FLUTUAÇÃO

Consiste na tensão final do processo de recarga. Essa tensão é mantida como forma de eliminar o efeito da auto-descarga de um banco. Seus valores podem variar e os tempos de utilização da mesma varia, ver figura B.3

Figura B.3: Espectativa de ciclos de acordo com a tensão de flutuação para uma bateria de Lítio

Fonte: adaptada com permissão ©2002 Elsevier Science B.V de [29]

Um ponto importante de notar é que há uma redução no número de ciclos com o aumento da tensão de flutuação, ou tensão de final de recarga. Isso se deve a característica da bateria de lítio que a zona de maior longevidade se encontra por volta do SoC 70 %.

Para a bateria de chumbo o oposto é observado e sua zona de maior longevidade se encontra por volta do SoC 100 %. Esse estressor normalmente não é relatado nos manuais de fabricantes e para se obter seus valores faz-se necessário ensaios experimentais.

B.4 DEPENDÊNCIA DA CORRENTE

Consiste no efeito da perda de capacidade devido a variação de corrente, os efeitos para a corrente de descarga e recarga são diferentes [106].

Existem diversos estudos com bateria de Lítio relatando tal influência [107, 108]. Esse efeito já foi implementado na Bateria do MatLab\Simulink para baterias de íons de lítio, ver [84]. O termo do efeito na equação pode ser observado abaixo:

$$I_{des}^{\gamma_1} I_{rec}^{\gamma_2} \quad (\text{B.3})$$

Onde

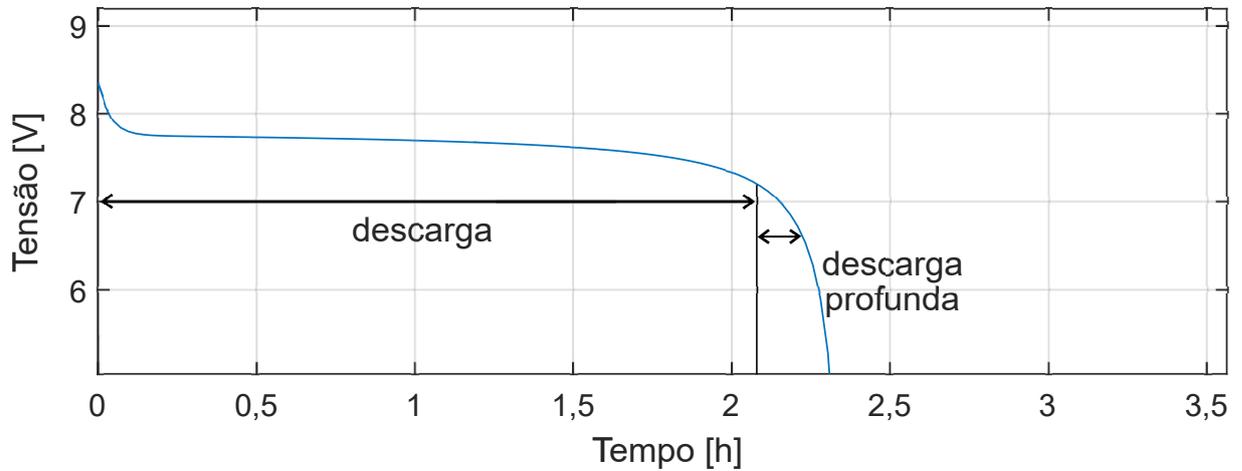
- Corrente de descarga (I_{des})
- Corrente de recarga (I_{rec})
- γ_1 e γ_2 são constantes determinadas experimentalmente para corrente de descarga e recarga respectivamente.

Estudos sobre baterias de chumbo ácida estacionária não foram encontrados. Tal fato pode ser atribuído a aplicação escolhida em que as baterias estavam impostas. Aplicações de *back-up* e telefonia, as baterias estão sujeitas a poucos ciclos de recarga e descarga, fazendo com que a corrente se torne pouco expressiva em termos de degradação e portanto, são desconsiderados [109]. Para aplicações veiculares e tracionárias o efeito já é observado. [110]. Um fator importante de se notar é que para aplicações estacionárias em sistemas fotovoltaicos, devido à alta ciclagem esse efeito não deve ser desprezado.

B.5 DESCARGA PROFUNDA

Corresponde a descarregar a bateria abaixo do nível sugerido pelo fabricante, denominada tensão de corte (V_c). Não confundir com o DoD. Essas descargas muitas vezes são realizadas devido a necessidade especial de determinadas cargas. Percebe-se na curva de descarga da bateria (figura B.4) que existem três regiões distintas chamadas de ativação, região ôhmica e região não-linear.

A primeira região corresponde a etapa de ativação na qual não há presença de corrente. Essa região é marcada pela queda súbita de tensão de circuito aberto para a tensão de circuito

Figura B.4: Descarga Profunda

Fonte: Adaptado com permissão ©2012 IEEE de [111]

fechado. A segunda região corresponde a região linear na qual os fenômenos ôhmico estão se sobressaindo aos outros fenômenos. Corresponde a região possível de ser estimada a autonomia. A terceira etapa corresponde a região não-linear na qual ocorre uma queda de tensão abrupta. Nessa região encontra-se a tensão de *cut-off* fornecida pelo fabricante, se a descarga ultrapassar esse ponto é dito que a bateria está em descarga profunda.

B.6 VENTILAÇÃO

Algumas tecnologias de baterias, as que possuem eletrólito aquoso, podem provocar evolução do hidrogênio como reação paralela. Faz-se necessário como critério do projeto o cálculo da taxa de vazão do gás para saber se um sistema de ventilação é necessário. Essa taxa de vazão pode ser encontrada no padrão IEEE 484 [112], pela equação B.4:

$$P_H(m^3/s) = 1,27 \cdot 10^{-7} \cdot N \cdot I \quad (\text{B.4})$$

Ventilação adequada será aquela, natural ou artificial, considerada como suficiente para evitar o acúmulo de quantidades significativas de mistura inflamável em concentrações que estejam acima de 25% de seu Limite Inferior de Inflamabilidade (LII). O número de trocas de ar (N) Caso seja realizada a medição do número de trocas de ar (N) do ambiente e o valor esteja maior ou igual seis (6) trocas por hora considera-se que o ambiente está adequadamente ventilado. Se o valor de trocas for obtido através de um método matemático, a norma API RP 500 recomenda a aplicação de um fator de segurança (fs=2) elevando o número mínimo de

trocas para doze (12) trocas por hora. O número de trocas de ar por hora (N) é obtido pela relação entre a vazão real do ar mecânica ou natural (Q) em m³/h, e o volume do ambiente (V) em m³, ($N = Q/V$) (Norma API RP 500, 1997) [113].