

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ**

**LUÍS HENRIQUE DA CRUZ**

**METODOLOGIA PARA SEPARAR AS CONTRIBUIÇÕES DA  
DEGRADAÇÃO CALENDÁRIO E DEGRADAÇÃO DE CICLAGEM EM  
BATERIAS**

**CURITIBA**

**2021**

**LUÍS HENRIQUE DA CRUZ**

**METODOLOGIA PARA SEPARAR AS CONTRIBUIÇÕES DA DEGRADAÇÃO  
CALENDÁRIO E DEGRADAÇÃO DE CICLAGEM EM  
BATERIAS**

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Especialista, Curso de Especialização em Eficiência Energética e Geração Distribuída, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Patrício R. Impinnisi.

**CURITIBA**

**2021**



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
SETOR DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA -  
40001016317E1

## TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Monografia de Especialização de LUIS HENRIQUE DA CRUZ intitulada: APLICAÇÃO DE METODOLOGIA DE ESTIMATIVA DE DURABILIDADE DE UM SISTEMA DE BATERIAS APLICADO AO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO INSTALADO NA UFPR: VERIFICAÇÃO DE POSSÍVEIS IMPACTOS POSITIVOS., que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de especialista está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 21 de dezembro de 2021.

**Prof. Dr. PATRÍCIO RODOLFO IMPINNISI**  
Docente do Depto. de Eng. Elétrica  
Matricula UFPR 201690

Patricio Rodolfo Impinnisi

Presidente da Banca Examinadora

Alexandre Rasi Aoki

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

**Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki**  
PROFESSOR DO DEPTO DE ENG. ELÉTRICA  
Matricula UFPR 200437

## RESUMO

Estudar como uma bateria se degrada é um ponto central para estimar sua viabilidade econômica em determinada aplicação onde se propõe a ser utilizada. O presente trabalho propõe uma metodologia para determinar o número de ciclos que uma bateria pode fornecer quando os ciclos não começam no estado de carga de 100% e também apresenta uma possível forma para separar as contribuições à degradação devidas ao calendar life (vida calendário) e ao cycle life (vida ciclagem) que estão sobrepostas nos dados do fabricante sobre o número de ciclos em função da profundidade de descarga. A metodologia pode ser aplicada a diferentes tipos de baterias, porém neste trabalho, para exemplificar o método, foi utilizada uma bateria de íons de lítio. Para a aplicação da metodologia é utilizado o *data-sheet* do fabricante de baterias, documento este que contém as informações relacionadas ao número de ciclos que a bateria pode fornecer, dependendo da profundidade da descarga (DoD) a que ela é submetida, sempre partindo de um estado de carga (SoC) de 100%. O *data-sheet* fornece valores discretos com relativamente poucas informações. A metodologia proposta segue a teoria dos chamados modelos de fadiga para estimativa da degradação em objetos a partir de esforços sofridos, onde a cada novo estresse, o objeto sofre uma certa degradação até chegar ao estado de 100% degradado, ou seja, o final da sua vida útil. A proposta da metodologia é simples e objetiva, de fácil aplicação para se obter resultados com relativa precisão e em pouco tempo, e está direcionada ao público não especialista na área. Assim, não é necessário conhecer a fundo todos os fenômenos físico-químicos que ocorrem em um dispositivo complexo como uma bateria para sua aplicação. A metodologia se baseia em dois pressupostos teóricos que são descritos no corpo do texto. Os testes foram feitos utilizando-se o chamado regime dos ciclos incompletos. Com isso foram obtidas curvas que mostram a dependência do número de ciclos e do Eth (Energy Throughput) com relação ao SoC médio para cada descarga que a bateria pode executar. A partir destes gráficos, para determinado ciclo específico, é obtido um fator de correção maior que 1 que permite calcular o impacto do SoC médio de descarga na degradação calendário. A partir da subtração da degradação total (composta pela soma da degradação calendário e por ciclagem) da degradação calendário (corrigida pelo efeito do impacto do SoC médio do ciclo), obtêm-se a degradação por ciclagem pura para determinado ciclo. Foi feita uma análise profunda de como separar as componentes de degradação que afetam uma bateria, além de analisados conceitos expostos por autores em trabalhos anteriores. Conclui-se que mais estudos devem ser feitos para verificar alguns valores negativos que resultaram dos cálculos e que matematicamente não deveriam aparecer. Além de que seria interessante trabalhar com dados contínuos ao invés de tabelas, pois isso permitira preencher lacunas que ficam entre um dado e outro dos *data-sheets*.

Palavras-chave: Vida calendário; Vida ciclagem; Profundidade de descarga; Degradação; Bateria.

## ABSTRACT

Studying how a battery degrades is a central point to estimate its economic viability in an application where it is proposed to be used. The work proposes a methodology to determine the number of cycles that a battery can provide when the battery use does not begin in the 100% state of charge and also presents a possible way to separate the contributions to degradation due to the calendar life and the cycle life with are superimposed on the manufacturer's data provided, under the information of the number of cycles as a function of the depth of discharge. The methodology can be applied to different types of batteries, but in this paper, to exemplify the method, a lithium ion battery was used. For the application of the methodology, the battery manufacturer's data-sheet is used, a document that contains the information related to the number of cycles that the battery can provide, as a function of the depth of discharge (DoD) to which it is submitted, always starting from the state of charge (SoC) of 100%. The data-sheet provides discrete values with relatively poor information. The proposed methodology follows the theory of so-called fatigue models for estimating the degradation of objects from efforts suffered, where at each new stress, the object undergoes a certain degradation until it reaches a state of 100% degraded, which means, the end of its useful life. The method proposed is simple and objective, easy to apply to obtain results with a good precision and in a short time, and is to be used by non-specialists in this field of knowledge. Thus, it is not necessary to know the background of all the physical-chemical phenomena that occur in a complex device such as a battery for its application. The method is based on two theoretical assumptions that are described in the following text. The tests were performed using the so-called incomplete cycle regime. With this, graphics were obtained. They show the dependence of the number of cycles and the Energy Throughput, in relation to the average Stage of charge that the battery can perform. From these graphs, for a given specific cycle, a correction factor greater than 1 is obtained, which allows calculating the impact of the average SoC of discharge on calendar degradation. By subtracting the total degradation (composed of the sum of calendar degradation and cycling) from calendar degradation (corrected for the impact of the average SoC of the cycle), the degradation by pure cycling is obtained for a given cycle. An in-depth analysis of how to separate the degradation components that affect a battery was made, in addition to analyzing concepts exposed by authors in previous works. It is concluded that more studies should be done to verify some negative values that resulted from the calculations and that mathematically should not appear. Besides, it would be interesting to work with continuous data instead of manufacturer's tables, as this will allow filling gaps between one piece of data and another in the data-sheets.

Keywords: Calendar life; Cycle life; Depth of discharge; Degradation; Battery.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: Sistemas químicos de armazenamento de energia.....	22
FIGURA 2: Custo médio de uma bateria de íons de lítio através dos últimos anos. .	24
FIGURA 3: Resumo dos mecanismos de degradação em baterias de íons de lítio, causas e efeitos. ....	28
FIGURA 4: Modelo de bateria utilizando um circuito elétrico equivalente para obter a mesma resposta de corrente/tensão que apresenta a bateria. ....	29
FIGURA 5: Gráfico do número de ciclos em função da profundidade de descarga de uma bateria de íons de lítio do tipo LFP, fornecida pelo fabricante A. ....	41
FIGURA 6: Gráfico do energy throughput em função da profundidade de descarga obtida dos dados da Tabela 2 para a bateria de íons de lítio do tipo LFP de 100 Ah que opera numa tensão de 3 V. ....	42
FIGURA 7: Gráfico da degradação por ciclo (para cada DoD) em função da profundidade de descarga. Figura obtida dos dados da Tabela 2. ....	43
FIGURA 8: Procedimento para calcular a degradação produzida por ciclos parciais (incompletos) a partir dos dados conhecidos fornecidos pelos fabricantes de ciclos completos. ....	44
FIGURA 9: Demonstração gráfica do comportamento do SoC para ciclos iniciando em 100% de SoS e um ciclo parcial entre 80 e 60% de SoC. ....	45
FIGURA 10: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 20% para a bateria de íons de lítio do tipo LFP. ....	46
FIGURA 11: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 55% para a bateria de íons de lítio. ....	52
FIGURA 12: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 10% para a bateria de íons de lítio. ....	59
FIGURA 13: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 30% para a bateria de íons de lítio. ....	59
FIGURA 14: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 40% para a bateria de íons de lítio. ....	60

FIGURA 15: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 50% para a bateria de íons de lítio. ....	60
FIGURA 16: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 60% para a bateria de íons de lítio. ....	61
FIGURA 17: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 70% para a bateria de íons de lítio. ....	61
FIGURA 18: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 80% para a bateria de íons de lítio. ....	62
FIGURA 19: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 90% para a bateria de íons de lítio. ....	62
FIGURA 20: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 75% para a bateria de íons de lítio. ....	63
FIGURA 21: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 70% para a bateria de íons de lítio. ....	63
FIGURA 22: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 65% para a bateria de íons de lítio. ....	64
FIGURA 23: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 60% para a bateria de íons de lítio. ....	64
FIGURA 24: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 50% para a bateria de íons de lítio. ....	65
FIGURA 25: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 45% para a bateria de íons de lítio. ....	65
FIGURA 26: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 40% para a bateria de íons de lítio. ....	66
FIGURA 27: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 35% para a bateria de íons de lítio. ....	66
FIGURA 28: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 30% para a bateria de íons de lítio. ....	67

FIGURA 29: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 25% para a bateria de íons de lítio.....	67
FIGURA 30: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 20% para a bateria de íons de lítio.....	68
FIGURA 31: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 15% para a bateria de íons de lítio.....	68

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1: Classificação do trabalho quanto aos procedimentos metodológicos. ...	16
TABELA 2: Número de ciclos em função da profundidade de descarga de uma bateria de íons de lítio do tipo LFP, fornecido pelo fabricante A. ....	41
TABELA 3: Degradação por ciclo para diferentes SoC's inicial e final. ....	48
TABELA 4: Número total de ciclos possíveis de serem executados pela bateria para cada condição de SoC inicial e final (inverso da Tabela 3). ....	48
TABELA 5: Valores para degradação pura por ciclagem para todas os ciclos possíveis de acordo com o data-sheet. ....	54

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	11
1.1	JUSTIFICATIVA .....	14
1.2	OBJETIVOS .....	15
1.3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS .....	16
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	18
2.1	DEFINIÇÃO DE CONCEITOS IMPORTANTES PARA O ESTUDO .....	18
2.2	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA .....	20
2.2.1	Sistemas de baterias de íons de Lítio (Li-ion) .....	23
2.2.2	Considerações finais do capítulo .....	25
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	26
3.1	MECANISMOS DE DEGRADAÇÃO EM BATERIAS - ÍONS DE LÍTIO .....	26
3.2	MODELOS DE PREVISÃO DE DURABILIDADE .....	28
3.2.1	Modelos Físicos .....	29
3.2.2	Modelos Matemáticos .....	31
3.2.3	Modelos de Fadiga .....	32
3.2.4	Considerações finais do capítulo .....	33
4	DESENVOLVIMENTO .....	34
4.1	PROPOSTA DE SEPARAÇÃO DO CALENDAR LIFE DO CYCLE LIFE .....	34
4.1.1	Regime dos Ciclos Incompletos .....	35
4.1.2	Cálculo de durabilidade considerando ciclos incompletos .....	36
4.1.3	Primeiro Pressuposto para a metodologia proposta .....	37
4.1.4	Segundo Pressuposto para a metodologia proposta .....	39
4.2	TRATAMENTO DOS DADOS FORNECIDOS PELO FABRICANTE .....	41
4.2.1	Síntese das contribuições feitas por Buzza e Lazarini .....	43
4.2.2	Contribuição proposta no presente trabalho .....	45
5	APLICAÇÃO DO MÉTODO E RESULTADOS .....	50
5.1	DISCUSSÃO DE RESULTADOS .....	52
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....	55
	REFERÊNCIAS .....	57
	APÊNDICE .....	59

## 1 INTRODUÇÃO

O crescimento populacional, o aumento constante do consumo de energia per capita nos países desenvolvidos e a democratização do acesso à energia elétrica nos países em desenvolvimento contribuem para a crescente demanda por este recurso. Ao mesmo tempo é dado enfoque na descarbonização do transporte e da própria geração de energia. Segundo Fairley, (2015), pelo fato de combustíveis fósseis serem finitos na natureza e terem característica de emitir gases de efeito estufa na sua queima, atualmente dá-se atenção às energias renováveis, como a solar e a eólica.

Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia, incluindo principalmente aqueles que utilizam baterias, aparecem como alternativas que permitem aumentar e tornar mais versátil a operação das redes de energia, colaborando com a inserção de fontes renováveis em grande escala nos sistemas elétricos (GREY, 2016).

Diversos estudos estão sendo desenvolvidos no campo das baterias. Segundo Dominko et al., (2020), através do *Battery World Map*, a iniciativa Battery 2030+ é um destes estudos na área de pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias. Neste trabalho, os pesquisadores consideram que as baterias são o fator chave para combater e reduzir emissões de carbono nos setores de transporte, energia e industrial em curto prazo. Porém para cumprir estes objetivos, faz-se necessário uma disrupção no desempenho apresentado pelas tecnologias atuais.

Neste estudo são mencionados especificamente alguns pontos chave de atuação para atingir os objetivos de deslocar os combustíveis fósseis, como a descoberta de novos compostos e materiais para utilização em baterias, integração de funcionalidades inteligentes como sensoriamento e recuperação da saúde das baterias, além de estudos em métodos de reciclagem e manufatura mais eficiente das mesmas (DOMINKO et al., 2020).

Segundo relatório publicado pelo Fórum Econômico Mundial, (2019), as baterias são os elementos chave para que se atinjam os objetivos definidos no Acordo de Paris, o que pode levar à geração de milhões de empregos e muito valor econômico agregado. O relatório apresenta como deverá ser a cadeia de valor das baterias em 2030 e quais as recomendações a serem seguidas para que se atinjam os objetivos para este mercado até 2030. A visão é que se desenvolva uma cadeia de valor que

permitiria uma redução de 30% nas emissões de carbono nos setores de transporte e energia. O estudo ainda cita que os desafios principais em se tratando das baterias são: como o desenvolvimento das mesmas pode ser acelerado e como as novas tecnologias de baterias podem ser produzidas de forma responsável e sustentável.

Diversos países têm tentado limpar a sua matriz energética, incluindo a matriz de geração elétrica. Sistemas de armazenamento de energia com base em baterias, os BESS (*Battery Energy Storage Systems*), devido à suas características, são considerados pontos centrais para sistemas elétricos do futuro com menor utilização de combustíveis fósseis e menor emissão de carbono. Os BESS ou SAE, em português, permitem que seja feito um gerenciamento eficiente da energia elétrica, partindo desde a geração até o consumo (LAWDER et al., 2014).

Estudos na literatura apontam que um uso de energias renováveis para geração de eletricidade, num volume superior a 15-20% do total, sem sistemas de armazenamento poderia tornar o sistema instável, devido à intermitência destas fontes geradoras. Deste modo, a introdução em massa destas fontes nas matrizes elétricas, tornaria necessário o uso de sistemas de armazenamento de energia (SÁNCHEZ-DIEZ, 2020).

No setor elétrico é muito importante manter o equilíbrio entre a produção e o consumo, de forma que os BESS podem ser utilizados para contribuir para esse equilíbrio. Paralelamente, o uso de BESS permite uma maior racionalidade e eficiência na utilização dos recursos energéticos. Assim, reforça-se a necessidade de incorporar os BESS nas redes elétricas (PEREIRA, 2013).

Mas a incorporação destes sistemas nas redes elétricas depende não somente da sua viabilidade técnica. A viabilidade econômica é tão importante quanto a técnica. Um dos fatores mais importantes para determinar o custo dos BESS é sua durabilidade (a degradação das baterias) (LAZARINI, 2020).

Desta forma, os BESS se tornaram uma opção para o setor elétrico na tentativa de introduzir as fontes de energia renováveis na sua matriz. Para Liao (2017), houve nos últimos anos uma contribuição significativa dos sistemas de armazenamento de energia para o advento das redes inteligentes (*smart grids*). Isto se deve à estabilização na rede elétrica que o uso de baterias proporciona, tendo como base a flexibilização na relação geração-consumo e mitigando os efeitos da intermitência das fontes renováveis. O que para Yang (2017), pode caracterizar um

meio de tornar viável a introdução em massa de fontes de energia renováveis nos sistemas elétricos.

Independentemente do tipo de tecnologia de baterias a ser utilizado, a introdução em larga escala de BESS nas redes elétricas requer baterias com elevada durabilidade e baixo custo, em outras palavras, baterias que suportem um grande número de ciclos de carga e descarga (vida ciclada), que apresentem durabilidade mesmo sem serem utilizadas (vida de calendário) e que sejam eficientes do ponto de vista energético. Os custos de compra, instalação e manutenção ainda são as maiores barreiras para a penetração destes sistemas (SÁNCHEZ-DIEZ, 2020). Desta forma, um ponto crítico na utilização de BESS é sua viabilidade técnico-econômica. A fim de otimizar esta viabilidade o gerenciamento da vida útil das baterias é fundamental. (CAI, 2018). A vida útil das baterias, que são sistemas eletroquímicos altamente complexos, está relacionada com os mecanismos de degradação. Para Cai, (2018), "... por causa do comportamento de degradação não linear, causado por complexos mecanismos de envelhecimento dentro da bateria, a viabilidade econômica da bateria pode ser comprometida".

Os processos de envelhecimento que ocorrem numa bateria são variados e complexos. Não existe um método universal que considere todos esses processos ao mesmo tempo (LAZARINI, 2020).

Ainda para Lazarini, (2020), "Uma vez que as taxas de perda de capacidade e potência não podem ser facilmente calculadas a partir do conhecimento teórico do sistema (pela sua complexidade), são necessários métodos práticos ou modelos que utilizem parâmetros de fácil determinação para gerar estimativas e previsões sobre a degradação da capacidade de armazenamento de energia e potência atuais e futuras".

Lazarini (2020), apresentou na sua dissertação de mestrado, o aperfeiçoamento de uma metodologia aplicável a qualquer tecnologia de baterias. O método permite, a partir de informações fornecidas pelos fabricantes ou obtidas em ensaios de laboratório, dimensionar baterias para sistemas de armazenamento de energia e estimar sua durabilidade, considerando as variáveis temperatura de operação, profundidade de descarga (DoD) e tempo transcorrido desde a sua fabricação.

Sua contribuição (o aperfeiçoamento da metodologia) foi permitir considerar situações de funcionamento das baterias com ciclos irregulares, recargas incompletas, interrupções durante as cargas e/ou descargas e temperaturas variáveis com correntes moderadas, o que não é trivial de ser feito a partir dos dados fornecidos pelos fabricantes. Não seu trabalho, o autor desconsiderou parâmetros como influência das correntes de carga/descarga e a variação do estado de carga (SoC).

O laboratório de energias renováveis NREL (2017) considera que, do ponto de vista prático, os complexos e diversos mecanismos de degradação das baterias podem ser agrupados em dois grandes grupos, segundo seu efeito. Os mecanismos que afetam a vida-calendário (ou seja, que afetam a durabilidade da bateria sem ela estar sendo carregada ou descarregada) e os que afetam a vida-ciclada (o número de ciclos de carga e descarga que a baterias pode fornecer antes de precisar ser substituída) (LAZARINI, 2020).

O presente trabalho está inserido neste contexto de proposição de uma análise crítica e umas proposta de metodologia para aperfeiçoar os estudos de estimativa de durabilidade de baterias utilizando como base os dados fornecidos pelos fabricantes (dados experimentais).

## 1.1 JUSTIFICATIVA

Perante o aumento na utilização de baterias para armazenamento de energia, seja para alimentar sistemas portáteis, como laptops ou celulares, seja para aproveitamento de energias renováveis ou para a introdução de veículos elétricos, um ponto crítico é determinar sua durabilidade. Uma forma de fazer isso é através de medidas experimentais, como as feitas pelos fabricantes, que são resultado de demorados ensaios laboratoriais, em ambientes controlados e considerando poucos parâmetros (em geral somente temperatura e profundidade de descarga).

Existe um problema em usar apenas medidas experimentais para previsão de durabilidade, acaba-se ficando restrito à faixa de valores dos parâmetros avaliados e no caso de um regime de operação diferente do avaliado nos ensaios, novos ensaios seriam necessários, o que em geral é inviável tecnicamente, pelo tempo que eles consomem. Opções que não envolvam medidas experimentais implicam em desenvolver modelos, para o qual é necessário ser um especialista na área (e mesmo

assim, teriam que ser modelos simplificados para serem uteis).

A proposta desenvolvida neste trabalho segue na linha de utilizar as medidas experimentais (que já incorporam todos os mecanismos de degradação, pois são medidas em sistemas reais, em reais condições de operação) e extrair deles mais informações do que aquelas que são visíveis diretamente. Em outras palavras, nas informações fornecidas pelos fabricantes, como o número de ciclos em função da profundidade de descarga, ou em função da temperatura, para valores específicos dos parâmetros avaliados, há mais informações contidas do que aquelas que são apresentadas. A metodologia a seguir apresentada pretende dar ao usuário (não especialista) uma ferramenta prática e confiável para estimar com precisão a vida útil do sistema de baterias em qualquer regime de operação (não somente no indicado pelos dados do fabricante).

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é:

Contribuir para análise de vida útil de sistemas de armazenamento de energia por baterias.

Os objetivos específicos do trabalho são:

- a) Identificar os principais mecanismos de degradação presentes na operação de baterias de íons de lítio e de chumbo-ácido;
- b) Classificar estes mecanismos de degradação em função da sua relevância e sua dependência em função da corrente elétrica fornecida pela bateria durante a sua utilização;
- c) Tratar as informações fornecidas pelo fabricante de baterias, explicando porque, teoricamente, é pertinente utilizar os dados para separar as contribuições calendário e ciclagem na degradação da bateria;
- d) Fazer contribuições a uma metodologia para separar a componente relativa à vida calendário da componente relativa à vida ciclagem, que normalmente são informadas combinadas nos dados técnicos fornecidos pelos fabricantes.

- e) A partir de um exemplo prático, aplicar a metodologia proposta e determinar matematicamente a contribuição relativa à vida ciclagem e a relativa à vida calendário presente nos dados fornecidos pelo fabricante de baterias.

### 1.3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Com relação à classificação dos procedimentos metodológicos do presente trabalho, entende-se que segue as seguintes definições, com base na teoria relacionada à categorização de trabalhos acadêmicos científicos.

TABELA 1: Classificação do trabalho quanto aos procedimentos metodológicos.

Natureza	Aplicada
Objetivo	Pesquisa exploratória
Abordagem	Quantitativa
Tipo de método	Dedutivo
Técnicas utilizadas	Pesquisa bibliográfica e estudo de caso

FONTE: O AUTOR.

Com relação à classificação dos procedimentos metodológicos do presente trabalho, entende-se que a pesquisa tem natureza aplicada, ou seja, tem por objetivo gerar conhecimentos novos para resolver problemas específicos. O objetivo é ser uma pesquisa exploratória, ou seja, visa conquistar familiaridade no entendimento de um fenômeno que foi pouco estudado. Tem abordagem quantitativa, deste modo, é feita análise a partir da quantificação de dados. O tipo de método utilizado é o dedutivo, partindo de dados gerais (*data-sheets* dos fabricantes), para inferir conclusões sobre casos específicos. Finalmente, as técnicas utilizadas no presente trabalho são pesquisa bibliográfica, utilizando produções científicas como fontes, e estudo de caso, sendo este o estudo profundo de um objeto, objetivando formular hipóteses e explicar variáveis de causa de um fenômeno (COELHO, 2020).

#### 1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O primeiro capítulo do presente trabalho faz uma introdução ao tema abordado no estudo realizado. Além disso, é definido o problema e são dispostos os objetivos que se deseja atingir com a realização do mesmo.

No segundo capítulo, é apresentada a fundamentação teórica para o trabalho, onde são apresentados conceitos importantes que tornarão possível ao leitor compreender os termos técnicos tratados adiante no decorrer do trabalho.

No terceiro capítulo são apresentados os resultados da revisão da literatura sobre o tema abordado, para compreensão do estado da arte em assuntos correlatos ao tema do trabalho. Nesta seção aparecem autores que fizeram trabalhos semelhantes ao presente estudo.

No quarto capítulo, é apresentada e desenvolvida a metodologia proposta no trabalho. É explicado como o presente estudo difere dos estudos desenvolvidos até então, a contribuição relevante realizada.

No quinto capítulo, é feita a aplicação do método apresentado anteriormente para dados de um fabricante específico de baterias, evidenciando aspectos importantes do mesmo. Além disso são mostrados e explicados os resultados obtidos.

Por fim, o sexto e último capítulo apresenta as considerações finais, a conclusão obtida com o estudo realizado e discorre sobre possíveis trabalhos futuros dentro do mesmo tema.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 DEFINIÇÃO DE CONCEITOS IMPORTANTES PARA O ESTUDO

A seguir estão definidos alguns conceitos considerados relevantes para a compreensão do presente estudo desenvolvido.

- Eficiência energética. Eficiência energética em uma bateria é a relação entre a energia fornecida pela bateria durante a descarga e a energia recebida por ela durante o carregamento. É evidente que os sistemas precisam visar níveis satisfatórios de eficiência energética, isto implica em menor geração de calor, o que é benéfico para a vida útil das baterias (KOHLENER, 2009).
- Capacidade. A capacidade de uma bateria está relacionada à quantidade de carga que a bateria pode armazenar para fornecer à aplicação onde é utilizada até que a tensão de corte em seus terminais seja atingida. É medida em ampères-hora (Ah). É determinada pela integral da corrente de descarga pelo tempo de descarga da bateria, iniciando a partir do estado totalmente carregada até o estado totalmente descarregada (WENZL, 2009).

$$Q = \int_{t_i}^{t_f} i dt \quad (1)$$

onde:

$i$  corrente de descarga em amperes (A)

$Q$  capacidade da bateria (Ah ou C)

$t_i$  instante inicial, quando a bateria está totalmente carregada

$t_f$  instante final, quando a bateria atinge o potencial de corte

- Vida calendário. Período da vida da bateria até a falha com ou sem operação. Existem processos internos à bateria que não dependem da operação, mas que progridem continuamente, independentemente da passagem de corrente (KOHLENER, 2009).

- Vida ciclagem. Está relacionada ao número de cargas e descargas que uma bateria pode ter antes de perder performance e se degradar totalmente. É dada em número de ciclos. Fatores que influenciam a vida ciclagem são o estado de carga médio (SoC), amplitude do SoC durante os ciclos e a profundidade de descarga da bateria (DoD) (WENZL, 2009).
- *State of charge (SoC)*. *State of charge*, ou Estado de carga é o valor de carga restante em uma bateria expresso em porcentagem. Serve como o principal indicador da energia restante em um conjunto de baterias. O estado totalmente carregado tem um SoC de 100% e o estado totalmente descarregado tem um SoC de 0% (HAUSER et al., 2015).
- *Depth of discharge (DoD)*. *Depth of discharge*, ou Profundidade de descarga é utilizada em complemento ao SoC, uma vez que estão relacionados, sendo definida como a quantidade de energia removida da bateria a partir de um dado estado de carga, relacionado ao total de carga que pode ser armazenado na mesma. É expressa em porcentagem, e sua relação matemática com o SoC é a seguinte:

$$DoD = 100\% - SoC \quad (2)$$

Em alguns casos o DoD é melhor para cálculos e análises, porque parte de um estado mais carregado da bateria, o que o torna mais interessante para estimativas de durabilidade em aplicações práticas (WAAG et al., 2009).

- *State of Health (SoH)*. *State of Health*, ou Estado de saúde em uma bateria, é definido como um parâmetro que quantifica a degradação de uma bateria (YANG et al., 2021). É obtido comparando-se a capacidade da bateria em qualquer momento da sua vida útil com a capacidade que a mesma tinha enquanto nova, isto é representado pela equação seguinte:

$$SOH(t) = \frac{Q^{tot}(t)}{Q^{tot}(t_i)} \times 100 \quad (3)$$

em que:

$SOH(t)$  estado de saúde no instante  $t$

$Q_{tot(t)}$	capacidade da bateria no instante t, em Ah ou C
$Q_{tot(t_0)}$	capacidade da bateria quando nova, em Ah ou C

Na literatura existe uma concepção que uma bateria atinge o final de sua vida útil quando o SoH atinge o valor de 80%. Após esse patamar, as descargas tornam-se inconstantes e a bateria perde confiabilidade, devendo ser substituída e descartada. Levando em consideração este comportamento do SoH com relação à degradação total da bateria, diz-se que uma bateria atinge a degradação total, ou seja, 100% degradada, quando o SoH atinge o valor de 80%, isto é expresso pela seguinte equação:

$$SOH_{(t,T)} = 100 - 0,2 * D_{total} \quad (4)$$

onde:

$SOH_{(t,T)}$	estado de saúde atual da bateria
$D_{total}$	degradação da bateria ocorrida desde sua fabricação

Além disso, neste patamar, a bateria atingiu o chamado *End of Life* (EoL), ou seja, o fim da sua vida útil (LAZARINI, 2020).

- *Energy Throughput*. É a quantidade total de energia esperada que uma bateria pode armazenar e fornecer durante toda a sua vida útil, somando todos os ciclos executados (LAZARINI, 2020).

## 2.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O armazenamento de energia elétrica por muito tempo tem sido considerado um assunto importante para diversos desenvolvimentos, mas nos dias de hoje, essas tecnologias podem ser consideradas críticas quando se pretende explorar recursos energéticos convencionais e principalmente os renováveis, devido à sua característica intermitente. Deste modo, a solução para essa imprevisibilidade passa pelos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) (CORREIA, 2016)

Os SAE's possibilitam uma disseminação em maior escala do uso das fontes de energia renováveis, como solar e eólica. Isto acontece pois permitem que haja uma

compatibilização entre a geração e a demanda por energia, contornando os problemas causados devido à característica de aleatoriedade presente nestas fontes. O que acaba por mitigar impactos ambientais e melhorar a eficiência dos sistemas elétricos (COSTA E SILVA, 2016).

Existem várias tecnologias de armazenamento de energia disponíveis na atualidade. Elas compreendem uma certa gama de aplicações, que vão desde estágios incipientes relacionados à pesquisa até aplicações fortemente difundidas e com sucesso comercial. Existem aquelas caracterizadas por armazenamento elétrico ou magnético, onde a energia não muda de estado. Também existem aquelas onde a energia elétrica precisa ser convertida em uma outra forma, capaz de ser armazenável. Pode-se citar por exemplo os tipos químico (por meio de baterias), mecânico (como volantes de inércia), ou térmico (aquecimento e resfriamento de algum meio/material). No processo inverso, onde a energia é novamente convertida em elétrica para o uso, há perdas inerentes ao funcionamento do SAE, determinando sua eficiência (BUENO, 2017).

Os SAEs na forma de energia química operam em função de reações eletroquímicas reversíveis em dispositivos chamados baterias. As baterias são compostas por dois eletrodos (positivo e negativo), os separadores (para evitar curto circuitos internos entre eletrodos) e pelo eletrólito que permite o transporte de cargas por meio de íons. Estes dispositivos são conhecidos e utilizados desde os primeiros estudos envolvendo a energia elétrica. Os esforços atuais se concentram no sentido de desenvolver baterias com maiores densidades de energia, menores perdas no processo de carga/descarga (mais eficientes), menores taxas de auto-descarga, elevado número de ciclos de carga/descarga, além de utilizar materiais não tóxicos na sua fabricação, que facilitem o processo de descarte e/ou reciclagem (minimizando eventuais riscos ambientais) (BUENO, 2017).

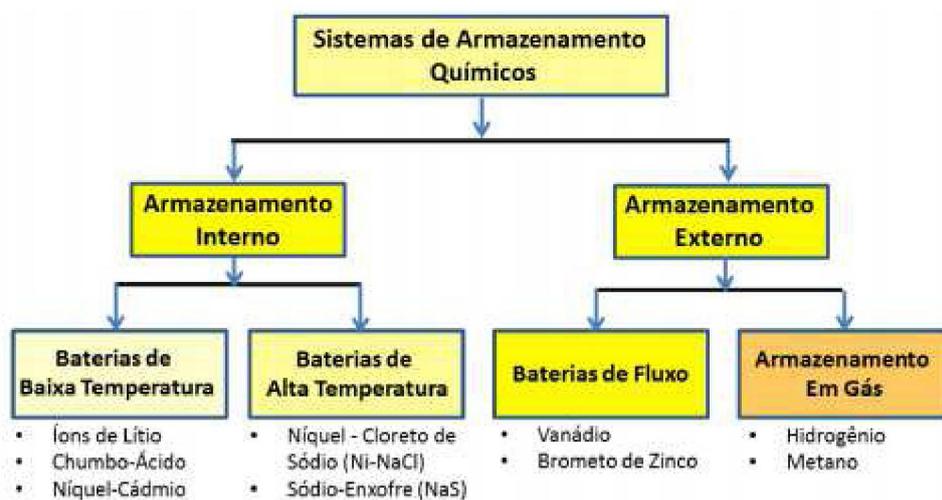
Os SAEs com baterias são objeto de muitas pesquisas e crescentes investimentos pois podem oferecer soluções de armazenamento confiáveis, seguras e operacionalmente simples. Nos sistemas de grande porte, a taxa de degradação e a eficiência figuram entre os fatores mais importantes. Estes fatores dependem do tipo de bateria e do regime de operação (BUENO, 2017).

Como já foi mencionado, uma bateria é um acumulador de energia química, que tem a capacidade de transformar, por meio de reações eletroquímicas, a energia

elétrica em química e vice-versa, com baixo valor de emissões prejudiciais ao ambiente (durante sua operação), sem ruído, e solicitando pouca manutenção (SILVA, 2008).

Na Figura 1 estão apresentados os principais exemplos de armazenamento de energia do tipo químico, sendo subdivididos em armazenamento interno e externo.

FIGURA 1: Sistemas químicos de armazenamento de energia



FONTE: (BUENO, 2017)

Basicamente, as baterias com armazenamento externo são aquelas que armazenam a energia no eletrólito (como as baterias de fluxo) e esse eletrólito carregado (ou descarregado) fica armazenado em tanques externos ao corpo da bateria ou formam gases (consumindo energia elétrica) que depois ao recombinarem fornecem novamente corrente elétrica (por exemplo nas células a combustível, através do processo inverso da eletrólise). Neste caso, também, o gás é armazenado em tanques externos. No caso do armazenamento interno, o produto da reação química permanece dentro da bateria (baterias de chumbo-ácido, por exemplo) (BUENO, 2017).

Como neste trabalho serão feitas simulações utilizando os sistemas de armazenamento de energia dos tipos íons de lítio e chumbo-ácido, estes dois especificamente serão introduzidos e explicados no decorrer desta revisão.

O mercado mundial de baterias, em valores de mercado, é dividido 50% e 50% entre baterias de chumbo ácido e baterias de íons de lítio. Em termos de capacidade de armazenamento (GWh/ano), o mercado é dividido em 75% para

chumbo-ácido e 25% para íons de lítio. As outras tecnologias detêm uma fração marginal do mercado. Analisando os dados do mercado se observa que as baterias de lítio são mais caras e menores e as de chumbo-ácido são maiores e mais baratas (PILLOT, 2016).

Uma comissão da União Europeia, chamada European Battery Alliance, (2018), voltada para pesquisa e tecnologia, apresentou em relatório que para diversas aplicações, as baterias de íons de lítio permanecem sendo a melhor opção com um horizonte de desenvolvimento ainda em vista. Segundo o estudo, estas baterias ainda estão longe dos limites teóricos apresentados para densidade de energia, com valores apresentados no estado da arte por volta de 90-235 Wh/Kg, sendo que os limites esperados vão até aproximadamente 350-400 Wh/Kg. Ou seja, ainda há espaço para desenvolvimentos e evolução nesta tecnologia.

O relatório cita ainda que o mercado hoje é dominado principalmente pelas baterias de chumbo ácido, porém com grandes perspectivas para crescimento na participação das baterias de lítio e suas derivações com o avanço tecnológico. Sendo estes dois tipos os modelos que dominam este mercado.

### 2.2.1 Sistemas de baterias de íons de Lítio (Li-ion)

O lítio, utilizado em sua fabricação, é o metal alcalino que possui o maior potencial eletroquímico da tabela periódica. Estas baterias tem a característica de apresentar altas densidades de energia e podem fornecer picos de potência elevados. Isto a qualifica para diversos tipos de aplicações. São as mais utilizadas nas aplicações eletrônicas em geral. Pela alta densidade de energia em comparação ao seu peso, são também adequadas para utilização em aplicações embarcadas, como veículos elétricos. A produção deste tipo de bateria chegou em 2017 a 12 GWh. Além disso, estas baterias tem a característica de não apresentar o chamado efeito de memória, ou seja, formação de cristais nas placas das células, comprometendo a capacidade da bateria (BUENO, 2017).

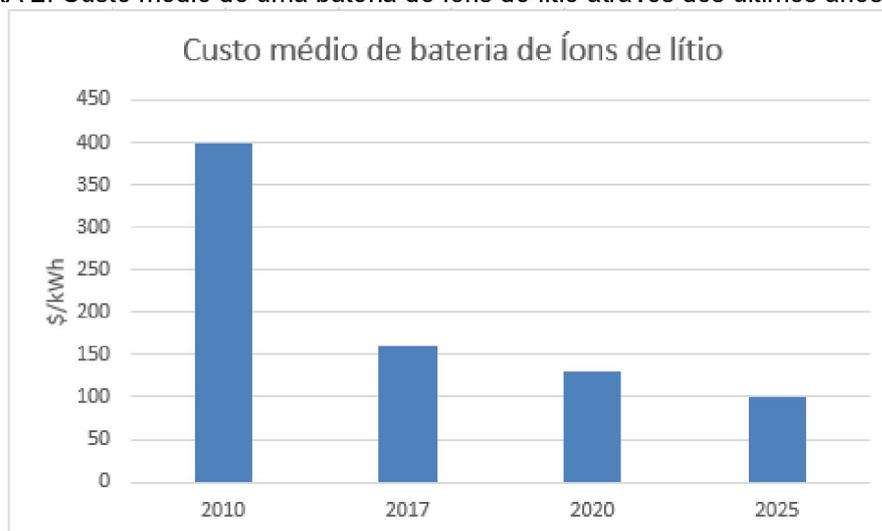
Sánchez-Díez (2020), cita as baterias de íons de lítio como um grande player no mercado de armazenamento de energia, dando como exemplos a alimentação de dispositivos portáteis, o desenvolvimento dos veículos elétricos e o crescimento das

instalações com redes inteligentes (smart grid). Pode-se citar também aplicações em sistemas de armazenamento de energia.

Para atender a toda essa gama de aplicações, é necessária uma produção em grande escala, que tende a reduzir os custos, uma vez que se torna cada vez mais uma tecnologia consolidada (PEREIRA, 2013).

Segundo Hesse et al., (2017), é notável uma redução gradual nos custos de fabricação destas baterias que, junto ao desempenho superior, as selecionam como candidatas em aplicações de armazenamento de energia a partir de fontes renováveis. O gráfico apresentado na Figura 2, adaptado de Pillot, (2018), ilustra a queda nos custos destas baterias citado anteriormente.

FIGURA 2: Custo médio de uma bateria de íons de lítio através dos últimos anos.



FONTE: (PILLOT, 2018) ADAPTADO PELO AUTOR.

Segundo relatório publicado pelo *European Battery Workshop*, (2018), existe uma subdivisão entre os especialistas para os níveis de evolução das baterias de íons de lítio. Os avanços projetados para o futuro próximo das baterias de íons de lítio, chamado de geração 3b, estão voltados para se elevar o nível de tensão das células destas baterias e por consequência dos módulos unificados, além de se obter maior capacidade de armazenamento.

No relatório, ainda constam informações que para a próxima geração, tida como geração 4 entre os especialistas, os esforços são feitos no sentido de avançar no desenvolvimento dos eletrólitos de estado sólido, tido como uma evolução importante nestas baterias. Esta tecnologia deve melhorar muito o desempenho das

baterias, além de torna-las mais seguras. Elas seriam também mais densas, o que tende a permitir uma redução na quantidade de componentes passivos, melhorando o aproveitamento de espaço.

### 2.2.2 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foram apresentados conceitos teóricos importantes para entendimento do estudo que é realizado na sequência do trabalho, de modo a tornar a leitura mais compreensível ao leitor que pode não ter formação técnica na área. Sem estes conceitos, a compreensão do estudo ficaria prejudicada.

Também é dada uma introdução aos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias, razões pertinentes para sua utilização e benefícios que fornece nas suas diversas aplicações possíveis. Como será utilizado um *data-sheet* de uma bateria do tipo íons de lítio nas etapas posteriores do estudo, também foi pertinente apresentar neste capítulo uma introdução a este tipo de bateria especificamente.

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 3.1 MECANISMOS DE DEGRADAÇÃO EM BATERIAS - ÍONS DE LÍTIO

Na última década, devido a sua elevada densidade de energia e potência, ampla faixa de temperaturas de operação, longa durabilidade, ausência de efeito memória e baixa autodescarga, a tecnologia de baterias de íons de lítio passou a ser considerada a mais promissora fonte de armazenamento de energia para veículos elétricos, dispositivos portáteis e como novos componentes das redes de distribuição de energia elétrica (GOODENOUGH, 2010).

A viabilidade técnica e econômica da sua utilização em qualquer aplicação não depende somente do seu desempenho (ou seja, das características operacionais já mencionadas). Ela depende também da sua durabilidade (que afeta diretamente seu custo) e da sua segurança. A durabilidade de qualquer tecnologia de baterias, está relacionada com os mecanismos de degradação. Por isso é necessário identificar os mecanismos de degradação e desenvolver procedimentos para quantificar seus efeitos em diferentes regimes de operação. Existem inúmeros trabalhos na literatura que abordam o problema dos mecanismos de degradação das baterias de íons de lítio em diferentes condições de operação (JI et al., 2015).

Em alguns trabalhos encontrados na literatura, como por exemplo Lu et al. (2016), Guo et al. (2015), Anseána et al. (2016), os especialistas identificaram os principais mecanismos de degradação das baterias da tecnologia de íons de lítio. Em resumo eles podem ser agrupados da seguinte forma:

- Mudança da interface eletrodo/eletrólito devido às reações do anodo ou do catodo com o eletrólito. Considerado o principal mecanismo de degradação do anodo (AURBACH et al., 2002). Esta mudança acontece principalmente porque a bateria opera em tensões diferentes da tensão de equilíbrio do eletrólito. Deste modo o eletrólito reage com o anodo, se decompondo, consumindo íons de lítio para formar uma camada sobre o anodo chamada de SEI (Solid Electrolyte Interface) (PELED et al., 1983). O crescimento do SEI durante a vida da bateria é apontado a mais de duas décadas como a principal causa do aumento da sua resistência interna. Este aumento é um fator de degradação importante, pois limita a passagem de corrente, acentua a queda de tensão e

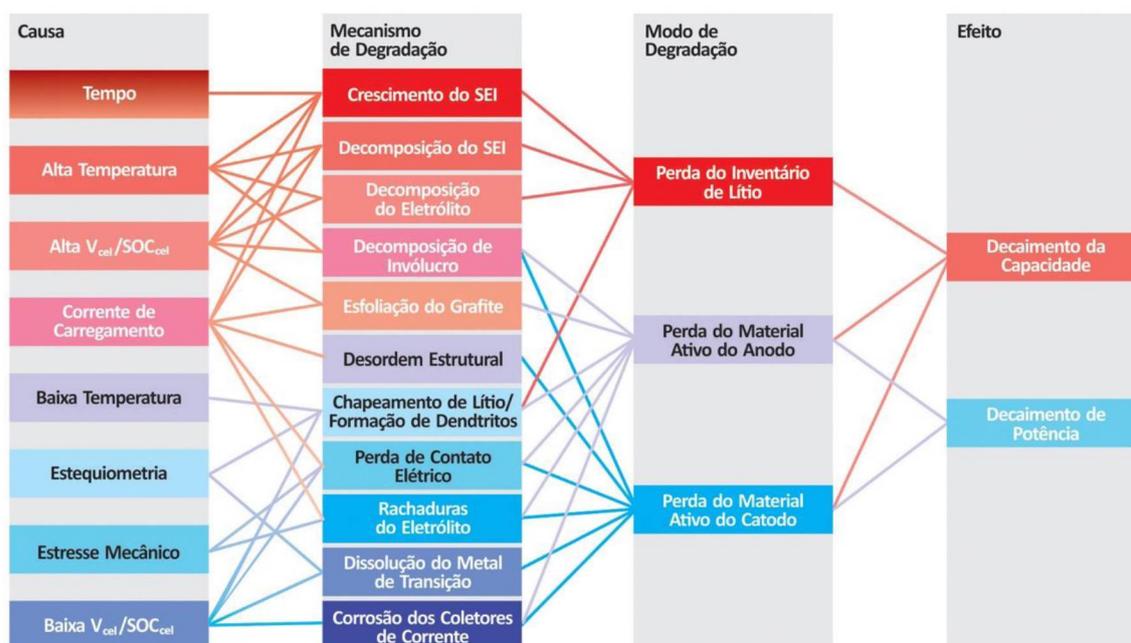
é fonte de geração de calor por efeito Joule, o que acelera a degradação e impacta a segurança das baterias (AMINE et al., 2001).

- Alguns autores mencionam o fenômeno de mudança no material ativo do anodo como um fator de degradação. Durante a ciclagem, há mudanças no volume do anodo e do catodo, podendo chegar até a 10% do volume total dependendo do material constituinte. Isto causa mudanças estruturais como stress mecânico podendo levar a fissuras ou quebras (WINTER et al., 2003). Além disso, o stress mecânico leva à perda de contato elétrico entre partículas. Em geral a perda de contato (mecânico ou elétrico) dentro do eletrodo resulta em aumento da resistência interna e, portanto, também é fonte de degradação (WANG et al., 2001).
- Um outro fenômeno citado pelos autores é a decomposição do eletrólito. O lítio tem uma natureza fortemente reativa e em contato com o eletrólito, leva a reações que decompõem o eletrólito. Este é um ponto crítico para desenvolvimento nas baterias feitas deste material (CAMACHO-FORRERO et al., 2020). A decomposição do eletrólito forma gases, aumentando a pressão interna da bateria, o que causa deformações, podendo causar até a ruptura da mesma (ROWDEN et al., 2020).
- Litação. O fenômeno engloba diferentes mecanismos que levam à perda de íons de lítio nas células, seja pela formação do SEI ou devido à deposição dos íons de lítio formando lítio metálico. A formação de lítio metálico é perigosa devido à tendência do lítio de formar dendritos (cristalização metálica do lítio). Os dendritos eventualmente podem perfurar os separadores das células, causando curto-circuitos, autodescarga e aquecimento interno (LIN et al., 2021). A deposição de lítio metálico se intensifica na presença de baixas temperaturas e elevadas correntes de descarga (VETTER et al., 2005).
- Corrosão dos coletores de corrente. É consequência de um ataque do eletrólito às partes metálicas da bateria, sendo mais relevante no eletrodo positivo, devido ao seu potencial de operação. Em geral os produtos da corrosão são materiais isolantes que aumentam a resistência interna da bateria, além de perturbarem a distribuição das linhas de corrente, fazendo com que estas circulem de uma maneira não mais homogênea e em casos extremos

interrompendo totalmente a passagem de corrente (BRAITHWAITE et al., 1999).

Um resumo destes mecanismos, suas causas e efeitos, foi apresentado por Birkl et al. (2017), e é reproduzido na Figura 3 a seguir:

FIGURA 3: Resumo dos mecanismos de degradação em baterias de íons de lítio, causas e efeitos.



FONTE: (BIRKL et al., 2017) ADAPTADO PELO AUTOR.

### 3.2 MODELOS DE PREVISÃO DE DURABILIDADE

Para desenvolver um plano de negócios, ou para fazer uma análise de impacto ambiental, ou para avaliar o desempenho técnico de um banco de baterias numa ou outra aplicação é necessário conhecer sua durabilidade. O conhecimento da durabilidade das baterias é um ponto central para qualquer aplicação. A capacidade de antecipar a deterioração das baterias passa pelo conhecimento dos fatores que impactam na sua durabilidade e os limites dentro dos quais estes fatores operam. Esta tarefa é desafiadora devido ao caráter não linear das reações que acontecem dentro das baterias e aos perfis de corrente e temperatura, em geral aleatórios, aos quais as baterias são submetidas.

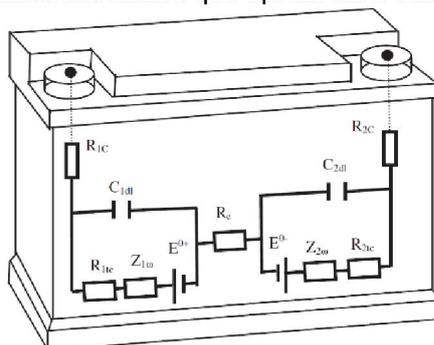
No intuito de desenvolver uma metodologia para determinar a durabilidade das baterias, o primeiro passo adotado pelos pesquisadores da área foi dividir as causas do chamado “envelhecimento” das baterias em dois grandes grupos, as que afetam a chamada vida calendário que corresponde aos momentos quando a bateria não está operando e as que afetam sua vida cíclica que são as que se manifestam devido ao regime de carga e descarga da bateria (KANDLER et al., 2017).

Como visto na descrição dos mecanismos de degradação, os fenômenos eletroquímicos que deterioram as baterias ao longo da sua vida útil são numerosos e complexos. Esses mecanismos dependem largamente da natureza dos seus materiais ativos, da arquitetura das baterias, das condições de operação, etc. Levar em consideração e quantificar todos eles é um desafio. A principal metodologia para avaliar a durabilidade de baterias é aplicar modelos. Há três tipos de modelos considerados principais: os modelos físicos, os matemáticos e os de fadiga.

### 3.2.1 Modelos Físicos

Os modelos físicos utilizam informações de grandezas físicas como por exemplo, medidas de difusão iônica e densidade de eletrólito junto com as equações que as relacionam, como a equação de Nernst ou as Leis de Fick ou de Butler-Volmer. Este tipo de modelos inclui três grupos: os chamados modelos eletroquímicos (com as equações eletroquímicas que devem ser resolvidas para cada caso), os modelos empíricos (por exemplo: curvas de tensão vs estado de carga) e os modelos de circuitos equivalentes (como o da Figura 4). Neste último caso medidas experimentais devem ser realizadas para determinar os valores dos elementos do circuito.

FIGURA 4: Modelo de bateria utilizando um circuito elétrico equivalente para obter a mesma resposta de corrente/tensão que apresenta a bateria.



FONTE: (BADEY et al., 2011) ADAPTADO PELO AUTOR.

Em geral, os modelos eletroquímicos conduzem a um grande número de equações diferenciais, que se tornam cada vez mais complexas quando se deseja ter maior precisão. Além disso, em geral podem conter dúzias de parâmetros independentes ou dependentes, que evoluem (mudam seus valores) à medida que a bateria envelhece, seguindo leis e equações desconhecidas na maioria dos casos. Devido à complexidade e à falta de conhecimentos, na maioria dos casos, estes modelos precisam de simplificações importantes o que compromete o alcance dos seus resultados (BADEY et al., 2011).

Evidentemente a principal desvantagem deste grupo de modelos é a dificuldade em identificar as equações, os parâmetros e as leis físicas envolvidas, montar as equações e as resolver. Apesar destas consideráveis desvantagens, estes modelos são os mais utilizados para prever a durabilidade das baterias. O principal motivo é que são os únicos modelos que levam em consideração a verdadeira natureza dos fenômenos envolvidos e, portanto, permitem um melhor entendimento dos fenômenos, suas causas e como diminuir seus efeitos. Outro motivo importante que leva à grande utilização deste tipo de modelos é que, pelas suas características, eles são modelos gerais (flexíveis), aplicáveis a qualquer tipo de tecnologia de baterias, pois as leis físicas são as mesmas para todos os sistemas, bastando mudar os valores de alguns parâmetros (por exemplo, os coeficientes de difusão, ou tamanho de partículas, etc.) (DEES et al., 2005).

Com relação aos modelos empíricos, o procedimento feito consiste em realizar testes em laboratórios de envelhecimento de baterias e extrapola-se os resultados. Este tipo de método é comumente utilizado como uma primeira aproximação na verificação da degradação das baterias, pela rapidez em se obter resultados (BROUSSELY et al., 2005).

A vantagem deste tipo de modelo é a simplicidade e o fato de não ser necessário um conhecimento aprofundado dos fenômenos físico-químicos envolvidos na degradação das baterias. A desvantagem é que este tipo de modelo não é flexível, ou seja, somente são aplicáveis a baterias iguais às testadas. Além de que o regime de operação real deve ser muito próximo daquele avaliado em laboratório (TEKEI et al., 2001).

O último grupo de modelos pertencentes ao grupo dos modelos físicos é o dos circuitos equivalentes, que em partes é feito empiricamente. Como mencionado, a

bateria é substituída por um circuito elétrico equivalente como apresentado na Figura 4. O circuito equivalente pode ser aprimorado, ao se adicionar mais elementos, aumentando sua complexidade para obter mais precisão. Os valores dos elementos do circuito são obtidos através de experimentos em laboratório aplicando diferentes técnicas, como por exemplo a impedância eletroquímica. Esta técnica consiste na aplicação de um potencial elétrico com frequência variável à célula, onde é obtida uma resposta na forma de corrente elétrica a esta excitação. A partir da impedância calculada em resposta, o arranjo pode ser modelado como um circuito elétrico contendo resistores, capacitores e indutores, que representam os fenômenos eletroquímicos que ocorrem na célula. Estes modelos tem a mesma deficiência dos modelos empíricos, a confiabilidade da extrapolação dos valores, além de que não permitem que sejam entendidos os fenômenos eletroquímicos que ocorrem dentro das baterias (DUBARRY et al., 2009).

### 3.2.2 Modelos Matemáticos

O segundo grupo de modelos de previsão de durabilidade compreende os modelos matemáticos. Apesar de utilizarem dados de variáveis elétricas, estes modelos diferem dos modelos físicos. Os dados elétricos de entrada e saída das baterias são modelados a partir de equações matemáticas que não levam em consideração os aspectos físico-químicos do sistema. São relações matemáticas puras entre um grande número de dados de entrada e de saída do sistema. As ferramentas utilizadas por este grupo de modelos incluem as Redes Neurais Artificiais (ANN) e outros algoritmos de auto aprendizado.

Redes neurais são modelos computacionais inspirados pelo sistema nervoso dos animais que são capazes de aprender e realizar reconhecimento de padrões, gerando um grande número de variáveis de saída a partir das variáveis de entrada do sistema. Estes algoritmos funcionam na modalidade conhecida como “*black box*”, ou seja, uma caixa que computa um resultado utilizando um conjunto particular de funções não lineares, aprendendo estatisticamente a partir de dados de entrada e saída conhecidos (recebidos no período chamado de treinamento da rede neural), sem inferir absolutamente nada dos mecanismos físicos envolvidos (PARTHIBAN et al., 2007).

Uma desvantagem deste tipo de modelo é que é necessário muito tempo e volume grande de dados de entrada e saída do sistema para o treinamento da rede neural. Outra desvantagem remete à propriedade da “*black box*”, ou seja, não se sabe ao certo como se comportam os mecanismos que operam dentro da bateria, estando a confiabilidade dos algoritmos atrelada apenas a relações matemáticas e estatísticas entre dados de entrada e saída. Finalmente estes modelos não podem ser generalizados para outras baterias (cada rede neural que simula uma bateria precisa ser treinada com dados dessa bateria) (MELLIT et al., 2007).

### 3.2.3 Modelos de Fadiga

Por último estão os modelos do tipo denominado de fadiga. O nome deste tipo de modelos deriva da sua semelhança com os modelos utilizados para determinar a durabilidade de peças mecânicas submetidas a esforços de tração e compressão. Estes modelos são fundamentados numa visão totalmente diferente sobre como se relaciona a degradação com o tempo de uso de um objeto. Consideram que o impacto dos eventos que causam a degradação é cumulativo, aumentando seu efeito passo a passo. Estes métodos aplicam uma abordagem heurística, ou seja, é uma metodologia que pretende resolver um problema complexo dividindo-o em problemas mais simples e utilizando dados conhecidos. Desta forma, os modelos heurísticos para baterias não identificam nem representam realmente as causas da degradação em bases físicas ou eletroquímicas. O modelo utilizado, pertencente ao tipo de fadiga, aplica o chamado método de Wöhler (BADEY et al., 2011).

Originalmente, Wöhler foi um trabalhador ferroviário do século XIX que desenvolveu uma metodologia para analisar falhas em trilhos de trem. Wöhler concluiu que a falha de metais resulta do acúmulo de estresse decorrente da sua utilização. Desta forma, segundo Wöhler, fadiga é a degradação progressiva que acontece num material quando ele é submetido a ciclos diários de esforços de tração ou compressão (BADEY et al., 2011).

A metodologia aplicada é simples. Por exemplo, se a vida útil de uma bateria em flutuação é conhecida como sendo igual a 10 anos então isso quer dizer que ela perde 10% da sua vida útil em flutuação a cada ano que passa nessa condição. Matematicamente, esta regra pode ser formulada como uma proporção do tipo:

Degradação =  $n/10$ , em que  $n$  é o número de anos que a bateria passou nessa condição (condição para a qual é conhecida a durabilidade). Esta informação é normalmente fornecida pelos fabricantes de baterias na forma de curvas com a dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para cada temperatura de interesse.

Narayan et al. (2017), propôs uma metodologia para estimativa de vida útil de baterias que seguiu um modelo de fadiga. Utilizou dados fornecidos pelo fabricante como relações entre DoD e número de ciclos para realizar seus cálculos. Nota-se que se trata de uma aproximação não empírica, apesar de que os dados fornecidos pelo fabricante, em essência, podem ter sido obtidos empiricamente.

#### 3.2.4 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foram expostos os principais mecanismos de degradação que afetam as baterias do tipo íons de lítio. Destaca-se novamente que está sendo dado enfoque neste tipo de bateria pois é o comercialmente mais difundido e também é o tipo de bateria utilizado na aplicação da metodologia de estimativa de durabilidade de baterias que é feita nos capítulos posteriores.

Também são expostos os tipos de modelos de previsão de durabilidade em baterias, compreendendo os modelos físicos, modelos matemáticos e modelos de fadiga. São explicadas as vantagens e desvantagens de cada tipo de modelo. É importante ressaltar que o tipo de modelo estudado no presente trabalho se enquadra no tipo de modelos de fadiga, contabilizando esforços sofridos pela bateria a cada carregamento/descarregamento e, com isso, estimando a degradação sofrida pela mesma.

## 4 DESENVOLVIMENTO

### 4.1 PROPOSTA DE SEPARAÇÃO DO CALENDAR LIFE DO CYCLE LIFE

No trabalho desenvolvido por Buzza (2020), a dependência da degradação calendário com o tempo foi considerada como sendo linear e só era contabilizada nos períodos de repouso da bateria (como se a degradação calendário não estivesse presente na ciclagem). Desta forma, se uma bateria tivesse uma vida calendário declarada pelo fabricante de 20 anos, essa bateria perderia 5% da sua vida útil a cada ano se estivesse em repouso o tempo todo. Para perfis de operação com períodos de ciclagem (cargas e descargas) e períodos de repouso, a degradação calendário era calculada proporcionalmente aos períodos de repouso.

Na sequência, no trabalho desenvolvido por Lazarini (2020), a maneira de se estimar a degradação calendário foi aprimorada em relação à metodologia utilizada anteriormente por Buzza. No trabalho de Lazarini foi mantida a contabilização da degradação calendário considerando somente os períodos de repouso, mas foi modificada a lei desta dependência, neste caso, esta dependência foi considerada como sendo proporcional à raiz quadrada do tempo transcorrido desde a fabricação da bateria.

Existe um ponto de atenção nestes trabalhos, uma oportunidade de contribuição para melhoria. Independentemente da lei aplicada para se calcular a vida calendário, se linear ou pela raiz quadrada do tempo transcorrido. A degradação calendário, pela própria definição (de ser causada pelos mecanismos de degradação que não dependem da passagem de corrente), acontece tanto nos períodos de repouso como durante a ciclagem (NAUMANN et al., 2020).

Em uma primeira aproximação, corrigir estas questões pareceria simples. Bastaria contabilizar todo o tempo transcorrido desde a fabricação da bateria e utilizar esse tempo no cálculo da degradação calendário. Porém devido às características das baterias não se comportarem sempre da mesma forma, conforme seu regime de operação varia, isto impacta na durabilidade das mesmas. Sabe-se que a degradação em repouso das baterias é influenciada pelo seu estado de carga (STROE et al., 2016).

Para baterias de chumbo-ácido, quando deixadas em repouso totalmente

descarregadas (com estado de carga de 0%) ocorre o fenômeno da sulfatação, degradando-as permanentemente, de modo que em pouco tempo precisam ser descartadas. Por isso, o ideal é armazená-las 100% carregadas (RUETSCHI et al., 2004).

Já quando se trata das baterias de íons de lítio, a situação difere. O ideal é que sejam mantidas em estado de carga próximo dos 50% quando em repouso para prolongar sua durabilidade.

Para realizar um cálculo da durabilidade das baterias mais preciso, principalmente quando o regime de operação inclui períodos em repouso em estado parcial de carga e ciclos incompletos, é necessário encontrar como o estado de carga afeta a durabilidade nestes casos. A natureza desta dependência do SoC se deve a que as baterias ficam em repouso em diferentes estados de carga e executam ciclos diferentes daqueles para os quais foi dada a informação pelo fabricante. Por exemplo, para uma bateria de chumbo-ácido em uma aplicação de geração fotovoltaica. A bateria não deveria ficar em repouso em estado de carga diferente de 100%, porém na aplicação citada, ela ficaria em repouso após ser utilizada no período noturno, voltando a ser carregada apenas no próximo dia. Deste modo, a degradação da vida calendário não pode ser calculada utilizando o valor dado pelo fabricante, que é válido para SoC de 100% apenas (BUZZA, 2020).

Tanto Buzza como Lazarini não contabilizaram todo o tempo transcorrido desde a fabricação da bateria e não levaram em consideração a influência do estado de carga no tempo de vida calendário.

#### 4.1.1 Regime dos Ciclos Incompletos

O regime dos ciclos incompletos consiste em ciclos nos quais a recarga da bateria não é completa, ou seja, ciclos onde a bateria não retorna ao estado 100% carregada antes de iniciar uma nova descarga. As informações fornecidas nos data sheets dos fabricantes sempre consideram ciclos executados a partir de um estado de carga de 100% até diferentes profundidades de descarga. Nesta situação, um ciclo com 40% de DoD ocorreria sempre a partir de um DoD de 100% até um DoD de 60%. Mas na prática, numa aplicação real, a bateria poderia iniciar uma nova descarga sem ter sido carregada completamente. Poderia, por exemplo, acontecer uma descarga

iniciando num SoC de 80%, indo até um SoC de 40%. Nota-se que a profundidade de descarga que ocorre é a mesma nos dois exemplos, porém na primeira o SoC médio é de 80% e na segunda o SoC médio é de 60%. Neste caso, o impacto de cada um destes ciclo na durabilidade da bateria será diferente e estará relacionado não só com a profundidade de descarga, mas também com o SoC médio durante essa descarga (BUZZA, 2020).

#### 4.1.2 Cálculo de durabilidade considerando ciclos incompletos

Para aprimorar o cálculo da durabilidade de um sistema de baterias se torna necessário incluir um fator de correção que considere o impacto do SoC sobre a degradação (seja calendário ou em ciclos parciais de descarga). Este fator, após conhecido, teria que ser aplicado a cada caso em que o regime de operação causa uma degradação não prevista nos dados informados no data sheet (partindo de SoC's diferentes de 100%).

Por exemplo, no caso da vida calendário da bateria, o tempo de existência do sistema de baterias desde sua fabricação teria que ser dividido em períodos com SoC conhecidos e a esses períodos teria que ser aplicado o fator de correção correspondente para cada SoC. Já no caso da ciclagem, teria que ser conhecido o fator que corrige o número de ciclos máximo que a bateria fornece, para cada DoD considerando diferentes SoC médios.

Em ambos os casos, o primeiro passo para resolver esta questão é separar a contribuição da degradação devido à perda de vida calendário da contribuição devido à perda de vida ciclada.

Quando a bateria está em repouso a tarefa de considerar o efeito do SoC na durabilidade é simples, nada novo precisa ser feito, pois a bateria está num estado em que somente há degradação da vida calendário e, portanto, seria suficiente conhecer como a vida calendário depende do SoC (fator de ajuste) para calcular a degradação neste período de repouso. Um problema maior é como separar a parcela da degradação calendário dos dados informados pelos fabricantes para a vida ciclada da bateria. A perda de vida calendário que acontece durante a ciclagem está contida nos dados de durabilidade fornecidos pelo fabricante (gráficos de número de ciclos em função do DoD), mas está superposta com a degradação devida à ciclagem “pura”

(sem considerar a degradação calendário embutida nos dados). A seguinte equação resume o parágrafo anterior.

$$D_{ciclagem}(\text{dados fab.}) = D_{ciclagem \text{ pura}} + D_{calendário \text{ durante a ciclagem}} \quad (5)$$

Como mencionado por Naumann durante seus experimentos para separar a contribuição da degradação calendário da degradação por ciclagem dos dados fornecidos pelos fabricantes, as degradações por ciclagem e calendário se sobrepõem. A forma mais direta de separar estas contribuições é obter a degradação calendário separadamente e subtrair ela da degradação em ciclagem (que inclui ambas), como fez o próprio Naumann, que procurava a degradação por ciclagem “pura” (sem influência da degradação calendário). Para isso Naumann fez as medidas experimentais para determinar a dependência da vida calendário do SoC. A principal desvantagem da abordagem do Naumann é o tempo que levou para realizar estas medidas: 29 meses (2 anos e 5 meses), um tempo inviável para uma metodologia que se propõe ser prática e simples, para utilização por profissionais fora da área de baterias (NAUMANN et al., 2020).

A proposta deste trabalho tem de ser feita para todos os SoC médios de interesse, incluindo aqueles onde as recargas não são completas e as descargas se iniciam em SoC diferentes de 100%.

A presente proposta, para ser prática e simples, utiliza os dados fornecidos pelos fabricantes para determinar a dependência da vida calendário do SoC e como os ciclos incompletos são afetados pelo SoC médio. Para isso, ela é fundamentada em dois pressupostos que são apresentados a seguir:

#### 4.1.3 Primeiro Pressuposto para a metodologia proposta

Quais dos mecanismos listados no capítulo 3 podem ser relacionados à passagem de corrente (e, portanto, à degradação exclusivamente devida à ciclagem)? Numa primeira aproximação, poderia se considerar que tanto nas baterias de íons de lítio como nas de chumbo-ácido, somente o estresse mecânico (mudanças no volume do material ativo que causam danos estruturais) é decorrente da passagem de corrente (e da conseqüente acumulação de carga) o que não acontece quando a

bateria está em repouso. Este é o primeiro pressuposto. A ciclagem pura só causaria estresse mecânico e, portanto, seria tanto maior quanto mais profunda é a descarga (maior variação de volume) e maior é a corrente envolvida (maior taxa de transformação, e, portanto, maior impacto por unidade de tempo para que aconteçam os fenômenos de relaxação).

Considerando os casos de cargas e descargas com correntes constantes, mas com DoD diferentes (como os informados pelos fabricantes), a degradação devida à ciclagem em função da profundidade de descarga deveria ser uma função monotônica crescente (quanto maior a profundidade de descarga maior a degradação, ou seja, menor o número de ciclos nessas condições). E de fato é assim que acontece com as informações fornecidas pelos fabricantes. Todos os gráficos de número de ciclos em função da profundidade de descarga, independentemente da tecnologia de baterias, apresentam um número maior de ciclos para baixas profundidades de descarga. Então, seria sempre interessante optar por dimensionamentos de baterias feitos de forma que a bateria sempre opere com baixas DoD? (pois assim se obteria um maior número de ciclos). A resposta é não. Para entender o porquê não se pode analisar somente o número de ciclos, é preciso analisar o número de ciclos e o DoD de cada um deles através do chamado Energy Throughput –  $E_{th}$ . O procedimento para calcular o  $E_{th}$  basicamente consiste em contabilizar toda a energia fornecida pela bateria ao longo de toda sua vida útil (e não somente o número de ciclos fornecidos) e colocar essa informação em função da profundidade de descarga. Para isso se multiplica o número de ciclos pela profundidade de descarga de cada ciclo (carga fornecida pela bateria) e se multiplica pela tensão (V) e pela capacidade (Ah) da bateria para obter o resultado em unidades de energia (CAMARGO et al., 2014).

Esta grandeza ( $E_{th}$ ) é uma métrica mais interessante do que o número de ciclos para fins comparativos pois, nos dados fornecidos pelos fabricantes, os ciclos foram executados com DoD diferentes (e, portanto, a bateria fornece quantidades de energia diferentes em cada ciclo). Por exemplo, se um fabricante declara que sua bateria pode executar 1000 ciclos com profundidade de descarga de 20%, mas também pode executar 250 ciclos com profundidade de descarga de 80%, qual dos dois regimes é mais conveniente do ponto de vista do custo? (deve-se levar em consideração que para atender uma carga de 100 Wh com uma bateria que executa ciclos com 20% de DoD, será necessário adquirir uma bateria de 500 Wh, ou seja, cinco vezes maior que a carga a ser atendida para poder com 20% de DoD atender

ela, e no caso de descargas de 80% a bateria precisaria ser de 125 Wh, ou seja, somente 25% maior que a carga a ser atendida). A questão é que a bateria que opera com DoD de 20% vai custar 4 vezes mais que a que opera com 80% DoD (pois ela é 4 vezes maior, 500/125), mas vai durar 4 vezes mais (1000 ciclos em relação aos 250 da que opera em 80%). Assim, neste exemplo, não haveria vantagens em escolher um ou outro regime (o de 20% ou o de 80% DoD) do ponto de vista do custo de cada Wh fornecido por cada bateria ao longo de toda sua vida útil (CAMARGO et al., 2014).

Esta otimização do custo de cada Wh de energia fornecido pela bateria não é evidente olhando somente o número de ciclos, porém fica evidente ao analisar o  $E_{th}$ . No exemplo citado, os dados foram escolhidos para que ambos regimes fossem igualmente vantajosos do ponto de vista do custo de cada Wh de energia fornecido pela bateria, mas, na prática, esta relação entre o número de ciclos e o DoD está oculta nos dados fornecidos pelo fabricante e deve ser evidenciada (calculando o  $E_{th}$  em função do DoD). Assim, a importância da função  $E_{th}$  é que, de fato, sua maximização é o que determina o dimensionamento da bateria e define o ponto ótimo de operação do sistema pautado pela melhor relação entre a energia entregue pela bateria, sua durabilidade e o custo de cada Wh fornecido (CAMARGO et al., 2014).

#### 4.1.4 Segundo Pressuposto para a metodologia proposta

No caso das baterias de íons de lítio, o gráfico do  $E_{th}$  em função do DoD passa por um máximo para algum DoD intermediário (em geral perto de 50% DoD) e no caso das baterias de chumbo-ácido, o  $E_{th}$  apresenta seu máximo valor perto do DoD de 20% (SoC elevados), ou seja, para as baterias de chumbo-ácido, quanto menor a descarga maior o  $E_{th}$ , diferentemente do caso das baterias de íons de lítio.

A próxima pergunta a ser respondida para tentar separar a contribuição da degradação calendário da degradação por ciclagem pura (e que vai levar ao segundo pressuposto), é o que causa o máximo do  $E_{th}$  nas baterias de íons de lítio? (depois será analisado o caso das baterias de chumbo-ácido). A resposta não pode ser a corrente, pois, em princípio, como discutido na análise do primeiro pressuposto, a degradação devida à corrente deveria ser monotônica crescente, ou seja, quanto maior o DOD maior a degradação, o que significa que o  $E_{th}$  deveria diminuir com o aumento do DoD (e não passar por um máximo).

Por este motivo, o segundo pressuposto para o desenvolvimento desta metodologia é que o ponto máximo do  $E_{th}$  em função do DoD é causado pela dependência da degradação da vida calendário do SoC, presente nos dados de ciclagem. Ou seja, a partir dos dados de número de ciclos por DoD fornecidos pelo fabricante, se calcula o  $E_{th}$ , e a partir do seu valor máximo, comparando com seus valores para outros DoD e SoC se obtém o impacto da degradação devida à vida calendário na degradação total da bateria. A seguir, conhecida a contribuição da vida calendário (através de um fator, que é o cociente entre o valor máximo) analisa-se a degradação devida à vida calendário contida nos dados e retira-se a componente “ciclagem pura”. Calcula-se a dependência da vida calendário com relação ao SoC da bateria a partir dos valores de  $E_{th}$ .

O principal argumento que sustentaria este pressuposto é que tudo o que não é causado pela corrente faz parte da degradação calendário (e está presente em qualquer regime de operação, com ou sem ciclagem). E como a corrente não tem um efeito que possa, em primeira aproximação, causar um máximo, como já foi discutido (ela só causaria um efeito monotônico, crescente de degradação e decrescente do número de ciclos) então, o máximo  $E_{th}$  poderia ser atribuído à dependência da degradação calendário do SoC, que é justamente a dependência procurada.

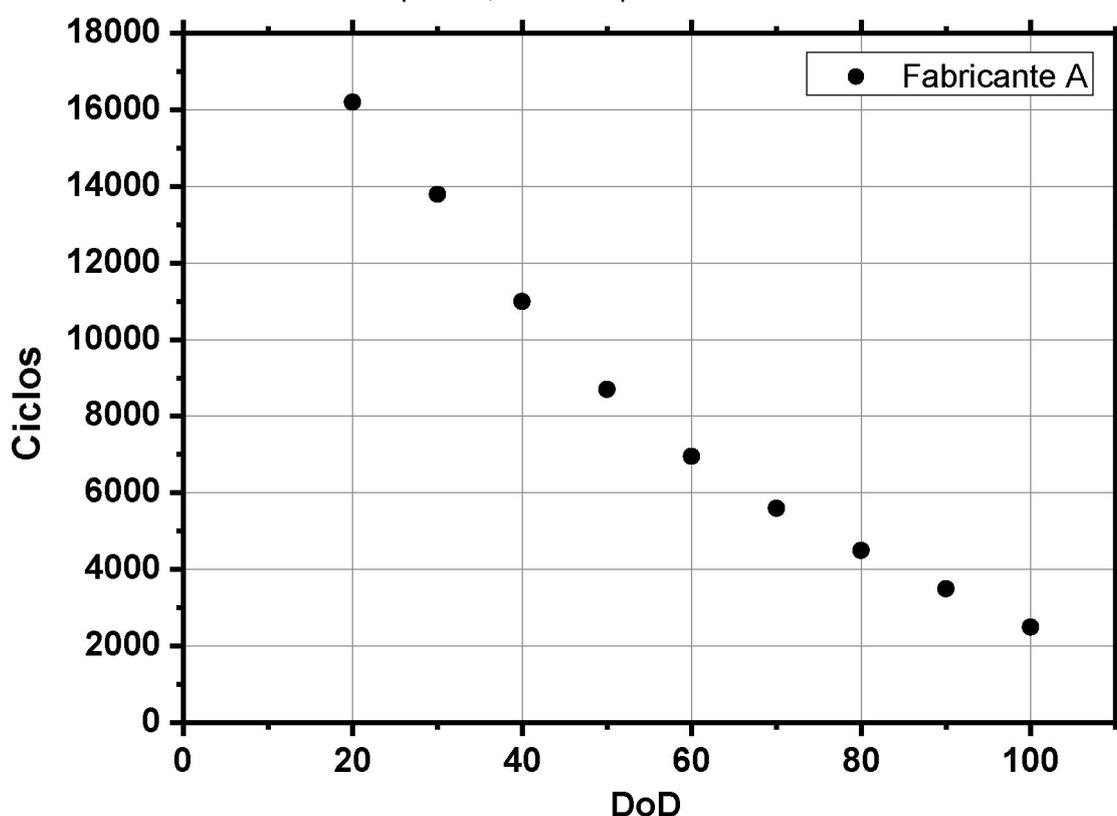
Se é assumido que o máximo no  $E_{th}$  é causado pela dependência da vida calendário do SoC (segundo pressuposto) então poderia ser proposta uma metodologia para extrair a dependência da vida calendário do SoC a partir do máximo do  $E_{th}$ . Esta metodologia seria uma consequência do segundo pressuposto, e consiste em utilizar os desvios do  $E_{th}$  do seu valor máximo como medida do impacto de cada SoC na vida calendário.

Resumindo os principais pontos até aqui discutidos: foi considerado que o fabricante declara a vida calendário máxima possível (ou seja, na condição de SoC mais favorável à durabilidade). Foi proposto que a vida ciclada pura só é influenciada pela corrente (primeiro pressuposto) e que o máximo do  $E_{th}$  em função do DoD é causado pela dependência da vida calendário do SoC. Logo, os desvios do  $E_{th}$  do seu valor máximo, para diferentes DoD, seriam uma medida do impacto de diferentes SoC na vida calendário, e este impacto poderia ser quantificado a partir dessa informação.

## 4.2 TRATAMENTO DOS DADOS FORNECIDOS PELO FABRICANTE

A seguir será utilizado um *data sheet* de uma bateria de íons de lítio comercial do tipo LFP do fabricante A. Na Figura 5 e na tabela 2 é apresentado o número de ciclos em função do DoD fornecido pelo fabricante através do *data sheet*.

FIGURA 5: Gráfico do número de ciclos em função da profundidade de descarga de uma bateria de íons de lítio do tipo LFP, fornecida pelo fabricante A.



FONTE: ADAPTADO PELO AUTOR.

TABELA 2: Número de ciclos em função da profundidade de descarga de uma bateria de íons de lítio do tipo LFP, fornecido pelo fabricante A.

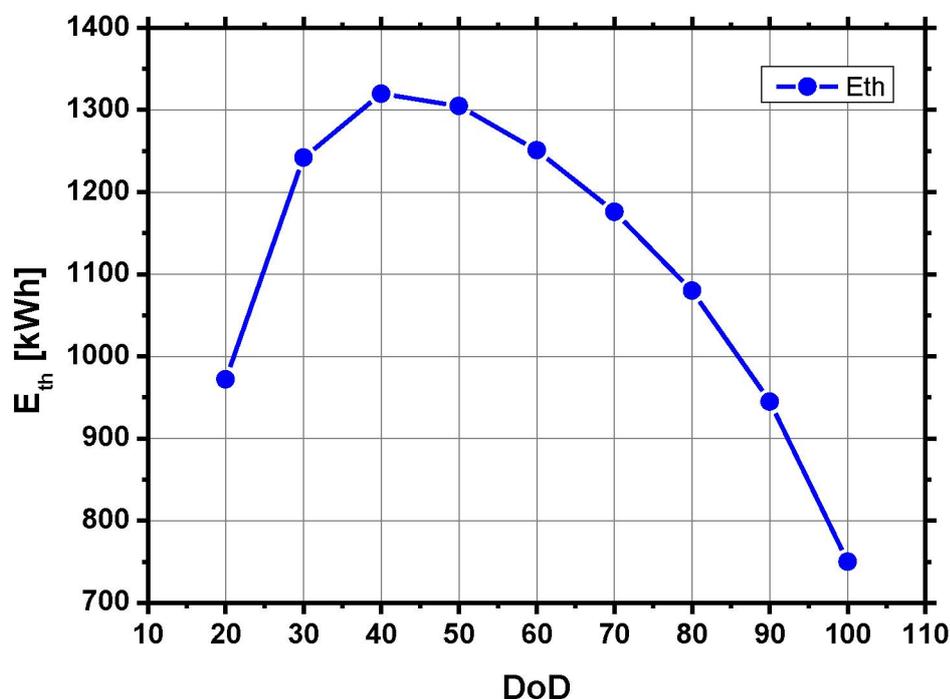
DoD	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Ciclos	16200	13800	11000	8700	6950	5600	4500	3500	2500

FONTE: ADAPTADO PELO AUTOR.

A partir destes dados pode ser calculado o Eth em função do DoD, como explicado anteriormente (pelo produto do número de ciclos vezes a tensão de cada célula vezes a capacidade em Ah vezes o DoD para cada DoD). Na Figura 6 foi assumida uma tensão média de descarga de 3 V e uma capacidade nominal de 100 Ah para essas baterias (o produto do valor da tensão vezes a capacidade é uma

constante, independentemente do número de ciclos e da profundidade de descarga, e, portanto, não altera as relações procuradas).

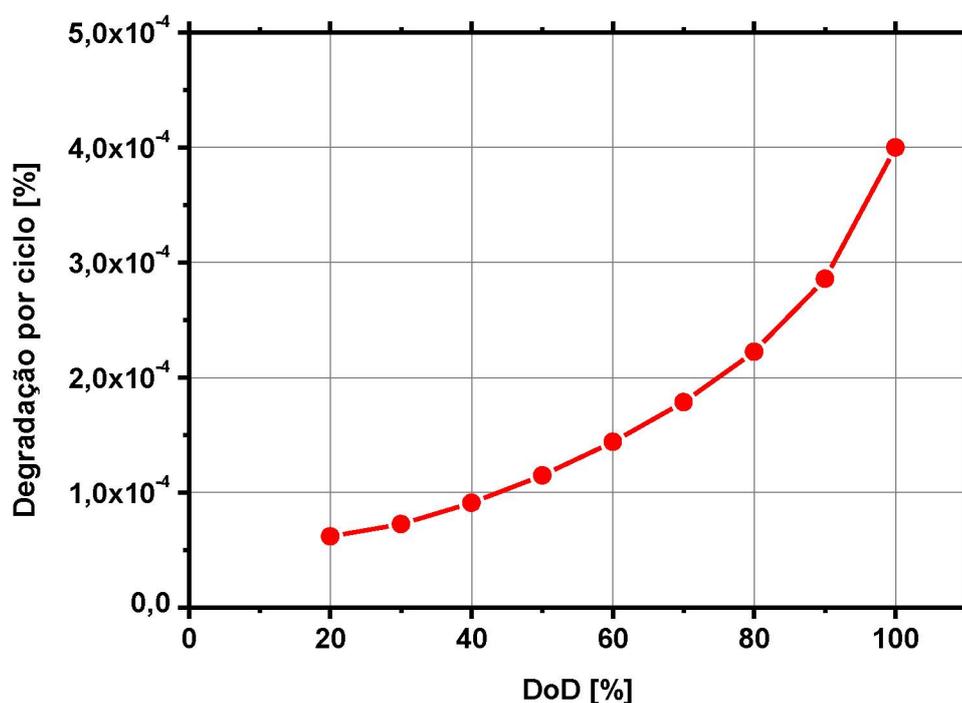
FIGURA 6: Gráfico do energy throughput em função da profundidade de descarga obtida dos dados da Tabela 2 para a bateria de íons de lítio do tipo LFP de 100 Ah que opera numa tensão de 3 V.



FONTE: ADAPTADO PELO AUTOR.

Como esperado, o gráfico do Eth em função da DoD passa por um máximo. Este máximo está situado próximo do DoD de 40% para a bateria em questão. Outra informação relevante que está contida nos dados do *data sheet* apresentados na Figura 5 e na Tabela 2 é a degradação por ciclo. O procedimento para obter esta informação é fundamental para a metodologia desenvolvida. A partir da Figura 5 se pode obter a degradação por ciclo (para cada DoD) simplesmente desenhando a relação inversa do número de ciclos ( $1/\text{número de ciclos}$ ) para cada DoD. Na Figura 7 é apresentada esta relação.

FIGURA 7: Gráfico da degradação por ciclo (para cada DoD) em função da profundidade de descarga. Figura obtida dos dados da Tabela 2.



FONTE: O AUTOR.

Esta figura permite calcular o número de ciclos que é possível executar a partir da degradação que cada um destes ciclos causa. Evidentemente no caso em que o número de ciclos já é conhecido (como neste caso, em que foi utilizada essa informação para obter esta figura) não há necessidade de obter esta figura para calcular o número de ciclos (pois eles já são conhecidos). Mas, nos casos em que somente é conhecida a degradação (como é o caso a seguir), os dados dessa degradação permitem calcular o número de ciclos que podem ser executados (até atingir, pela contribuição cumulativa de cada ciclo, o valor 1, que corresponde a 100% de degradação).

#### 4.2.1 Síntese das contribuições feitas por Buzza e Lazarini

Resumindo a metodologia utilizada por Buzza e Lazarini, a degradação num ciclo parcial, em que a recarga não é completa antes de iniciar a próxima descarga, pode ser calculada da seguinte forma:

Considere que é conhecida a degradação causada por ciclos completos (como informado no *data sheet* e representado na Figura 7). A degradação produzida por qualquer ciclo incompleto, é a diferença entre as degradações produzidas pelos ciclos completos que compõem esse ciclo incompleto. Por exemplo, se fosse desejado calcular a degradação produzida por uma descarga entre os SoC de 80% e 60% (ou seja, uma descarga de 20% de DoD mas que começou no SoC de 80%, e não 100% e portanto não está informada diretamente no *data sheet*), devem ser utilizadas as informações sobre ciclos completos de 100% até 80% de SoC e de 100% até 60% de SoC como apresentado na Figura 8. Mais precisamente, a diferença entre os valores das degradações de ciclos completos fornecerá a degradação do ciclo incompleto.

FIGURA 8: Procedimento para calcular a degradação produzida por ciclos parciais (incompletos) a partir dos dados conhecidos fornecidos pelos fabricantes de ciclos completos.

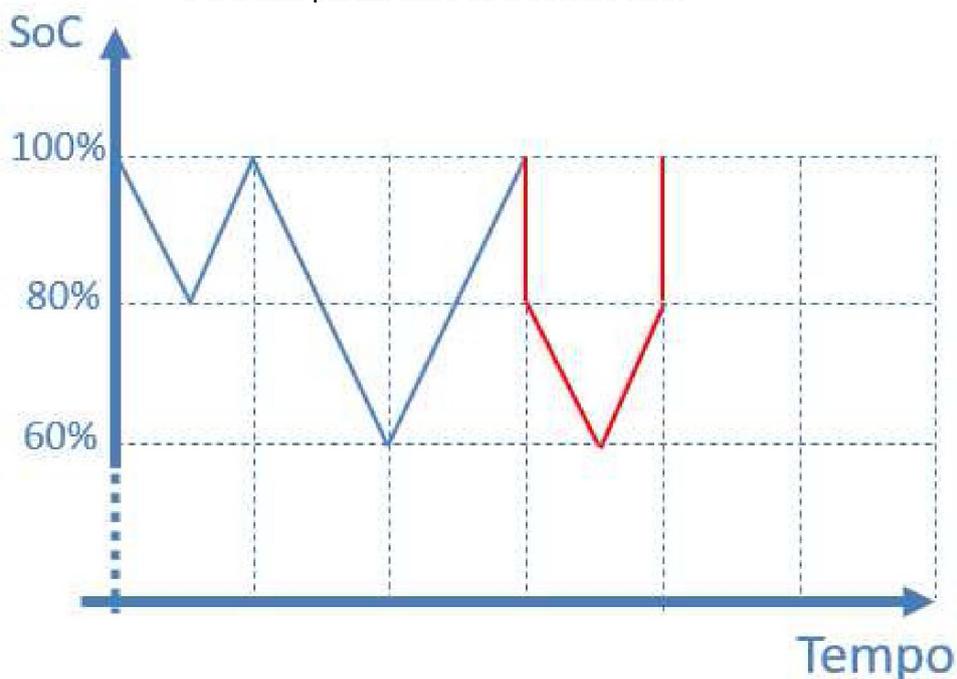


FONTE: O AUTOR.

A justificativa é a seguinte: se a degradação causada por um ciclo entre SoC 100% e 60% é conhecida, ela é composta pela degradação de 100% até 80% (também conhecida) mais a degradação de 80% até 60% (desconhecida). Logo pela diferença entre estes valores se calcula a degradação para um DoD de 20%, mas agora entre SoC de 80% e 60%. Este procedimento relativamente simples permite obter a dependência do número de ciclos em função do SoC médio da descarga, mantendo o DoD constante, porém partindo de diferentes SoC.

Na Figura 9 está demonstrado, em um gráfico de SoC pelo tempo para o ciclo citado no exemplo anterior, como se comporta a degradação para os dois ciclos completos e para o ciclo parcial citado. Nota-se que a subtração da área do gráfico do ciclo de 100 a 60% de SoC da área do gráfico do ciclo de 100 a 80% de SoC, equivale à área do gráfico do ciclo de 80 a 60% de SoC, tornando matematicamente correta a relação exposta no exemplo citado.

FIGURA 9: Demonstração gráfica do comportamento do SoC para ciclos iniciando em 100% de SoS e um ciclo parcial entre 80 e 60% de SoC.



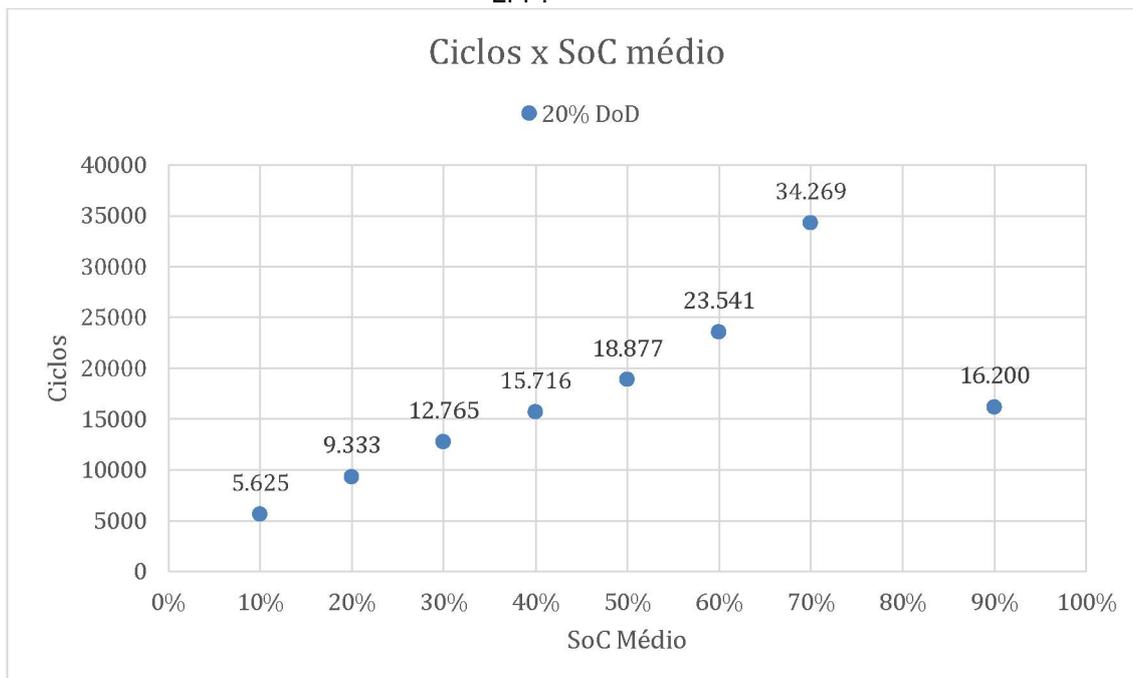
FONTE: O AUTOR.

#### 4.2.2 Contribuição proposta no presente trabalho

Na Figura 10 é apresentada a dependência do número de ciclos com relação ao SoC médio para a bateria, calculada segundo o procedimento descrito no tópico anterior, para DoDs de 20%, mas que acontecem em diferentes SoC médios (tudo obtido a partir dos dados fornecidos pelo fabricante A das baterias de íons de lítio do tipo LFP).

Como se observa, em algum lugar, entre o SoC médio de 60% e 90% há um máximo para o Eth (neste caso, como o DoD é constante, este máximo coincide com o máximo no número de ciclos, pois, como a equação para se calcular o Eth envolve a multiplicação dos parâmetros tensão, capacidade, número de ciclos e DoD, o único valor que varia para cada ponto é o número de ciclos, ou seja, o gráfico de Eth x SoC ou nº de ciclos x SoC médio terá o mesmo comportamento).

FIGURA 10: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 20% para a bateria de íons de lítio do tipo LFP.



FONTE: O AUTOR

Para exemplificar a maneira de se obter os valores no gráfico da Figura 10, a partir dos valores de degradação (inverso do número de ciclos) da tabela 2. Selecionando por exemplo o ponto do gráfico onde o SoC médio é de 60%. Para um SoC médio de 60% e com um DoD travado em 20%, entende-se que o SoC variou de 70% até 50% para este ponto. Consequentemente o DoD variou de 30% até 50% (uma vez que o DoD é igual a 100% menos o SoC). Para os valores de SoC de 30% e 50%, da tabela 2, têm-se o número de ciclos de 13800 e 8700 respectivamente. Calculando-se a degradação para estes números de ciclos (degradação = 1/número de ciclos), têm-se  $1/13800 = 7,24 \times 10^{-5}$  e  $1/8700 = 11,49 \times 10^{-5}$ . Deste modo, a subtração entre as duas degradações nos dá  $4,25 \times 10^{-5}$ . Agora calculando o número de ciclos para esta degradação, têm-se  $1/(4,25 \times 10^{-5}) = 23500$  ciclos aproximadamente, condizente com o ponto do eixo y no gráfico da Figura 10.

Nota-se que os pontos deste gráfico, para um DoD constante de 20% existem desde o SoC médio de 10% (que corresponde a uma descarga entre um SoC inicial de 20% e um SoC final de 0%) até o SoC médio de 90% (que corresponde a uma descarga entre um SoC inicial de 100% e um SoC final de 80%), uma vez que o menor valor possível de SoC 0% e o maior é 100%. Não sendo possível, portanto, calcular

para um SoC médio de 5% (com um DoD constante de 20%), uma vez que não existe SoC de -5%.

Aplicando-se o mesmo processo, porém agora para DoD's constantes de 10%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80% e 90%, foram obtidos os dados apresentados nas Figuras 12 a 19 que estão reunidas na seção Apêndice, ao final deste texto.

Como a dependência procurada (da vida calendário em função do SoC) não deve depender da corrente, se espera que seja a mesma para qualquer faixa de DoD. Colocando todas as faixas possíveis juntas (a partir destas figuras) se conclui que o máximo deveria estar em torno de 65% de SoC para todos os DoD (pois o ponto de 65% está contido nas faixas possíveis para o máximo, em todos os gráficos).

Antes de analisar como obter o fator de penalização para a vida calendário a partir destas figuras, há uma pergunta que deve ser esclarecida. Se o SoC ótimo identificado nestas figuras é de 65%, por que na Figura 6 o  $E_{th}$  (obtido a partir dos dados dos fabricantes) passa por um máximo num DoD de 40% que corresponde a um SoC médio de 80%? (o SoC variou de 100% até 60%, logo,  $100 + 60/2 = 80$ ). Isso não entra em contradição com o que foi apresentado nas Figuras 10 e 12 a 19 que identificou o SoC médio de 65% como sendo o ótimo (e não 80%)? De fato, não há contradição.

Comparando os a Figura 6 com a Figura 14 do  $E_{th}$  para um DoD constante de 40% se observa que o máximo não está no SoC médio de 80%, na realidade está mais perto do SoC médio de 60%. O que acontece com o máximo da Figura 6, é que os valores dos  $E_{th}$  dessa figura não são os máximos possíveis para cada um desses DoD. Em outras palavras, essa figura compara  $E_{th}$  obtidos a partir do SoC de 100%, que não correspondem aos máximos possíveis para cada SoC médio e por isso não podem ser utilizados na metodologia aqui proposta (que calcula o impacto do SoC na vida calendário a partir da diferença entre o máximo absoluto do  $E_{th}$  para cada SoC médio e os valores do  $E_{th}$  para outros SoC médios).

A partir dos gráficos de  $E_{th}$  das Figuras 10 e 12 a 19, em que a degradação pela ciclagem e pela vida calendário estão sobrepostos (ainda não foram separadas as contribuições de cada uma), foram obtidas as Tabelas 3 e 4, aplicando a metodologia descrita na Figura 8 sobre como identificar a degradação por ciclo entre diferentes estados de carga inicial e final. As duas tabelas têm dados correlacionados,

apenas uma mostra a informação de número de ciclos e outra mostra a degradação, que é o inverso do número de ciclos (uma é o inverso da outra).

TABELA 3: Degradação por ciclo para diferentes SoC's inicial e final.

SoCi \ SoCf	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%
90%	NI									
80%	6,17 E-05	-								
70%	7,25 E-05	-	1,07E-05							
60%	9,09 E-05	-	2,92E-05	1,84E-05						
50%	1,15 E-04	-	5,32E-05	4,25E-05	2,40E-05					
40%	1,44 E-04	-	8,22E-05	7,14E-05	5,30E-05	2,89E-05				
30%	1,79 E-04	-	1,17E-04	1,06E-04	8,77E-05	6,36E-05	3,47E-05			
20%	2,22 E-04	-	1,60E-04	1,50E-04	1,31E-04	1,07E-04	7,83E-05	4,37E-05		
10%	2,84 E-04	-	2,24E-04	2,13E-04	1,95E-04	1,71E-04	1,42E-04	1,07E-04	6,35E-05	
0%	4,00 E-04	-	3,38E-04	3,28E-04	3,09E-04	2,85E-04	2,56E-04	2,21E-04	1,78E-04	1,14E-04

FONTE: O AUTOR.

(OBS.: NI = NÃO INFORMADO)

TABELA 4: Número total de ciclos possíveis de serem executados pela bateria para cada condição de SoC inicial e final (inverso da Tabela 3).

SoCi \ SoCf	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%
90%	NI									
80%	16200	-								
70%	13800	-	93150							
60%	11000	-	34269	54214						
50%	8700	-	18792	23541	41609					
40%	6950	-	12172	14001	18877	34551				
30%	5600	-	8558	9424	11407	15716	28830			
20%	4500	-	6231	6677	7615	9321	12765	22909		
10%	3500	-	4465	4689	5133	5856	7051	9333	15750	
0%	2500	-	2956	3053	3235	3508	3904	4516	5625	8750

FONTE: O AUTOR.

(OBS.: NI = NÃO INFORMADO)

As Tabelas 3 e 4 são o resultado do tratamento dos dados fornecidos pelo fabricante e demonstram a existência de uma quantidade de informações não visíveis diretamente a partir dos dados fornecidos.

A coluna de 90% em ambas tabelas está vazia devido a que o fabricante das baterias utilizadas como exemplo de aplicação desta metodologia, não forneceu informações sobre o número de ciclos para profundidades de descarga de 10% (ver

Figura 5 e Tabela 2). Desta forma, não haveria como calcular a degradação para 90% DoD que seria a diferença entre as degradações por ciclo para 100% DoD e 10% DoD.

As outras colunas destas duas tabelas têm dados pois a partir dos dados do fabricante (ver Figura 5 e Tabela 2) é possível estabelecer as diferenças presentes nas Tabelas 3 e 4 por meio das combinações entre si de todos os valores informados.

Nestas Tabelas 3 e 4, a contribuição à degradação da bateria devida à ciclagem e à vida calendário ainda estão juntas (não foram separadas). Para separar elas é necessário identificar o fator mencionado.

Em paralelo, o fator procurado (que permite calcular o impacto do SoC na vida calendário) é justamente o valor do  $E_{th}$  máximo dividido pelo  $E_{th}$  no SoC médio considerado. Este fator vai ser sempre igual ou maior que 1, o que implica numa degradação maior do que aquela verificada para as condições ótimas da bateria.

Esta análise está sendo feita pensando-se na degradação sofrida pela bateria, onde espera-se que a degradação sofrida por ciclo aumente quando o ciclo considerado se situar em um ponto distante do ponto ótimo do  $E_{th}$  possível para este ciclo com determinado SoC médio. Se estivesse sendo analisado a inversa da degradação, ou seja, o número de ciclos, seria esperado que o número de ciclos executados diminua, ao se distanciar do ponto ótimo de  $E_{th}$ . Utiliza-se a análise pela degradação porque a degradação é cumulativa, e permite visualizar melhor como a bateria se degrada.

## 5 APLICAÇÃO DO MÉTODO E RESULTADOS

Nesta seção será feita a aplicação do método proposto utilizando os dados tratados do fabricante para duas situações distintas. No primeiro caso o ciclo estudado parte de um DoD de 100%, enquanto no segundo o ciclo parte de um DoD de 50%.

Qual a parcela da degradação correspondente à vida calendário que está embutida na degradação por ciclagem num ciclo com 40% DoD para a bateria de íons de lítio de 100 Ah da tecnologia LFP já apresentada?

Para simplificar os cálculos será suposta uma dependência da vida calendário linear com o tempo. Desta forma, uma descarga com 40% DoD com a corrente  $I_{10}$  (corrente correspondente a uma descarga completa em 10 horas) vai levar 4 horas na descarga e se carregada com a mesma corrente, mais quatro horas na carga.

A partir os dados do fabricante foi calculada a degradação produzida por um único ciclo neste regime (ver Tabela 3) e é de  $9,09 \times 10^{-5}$ . Se o fabricante declara uma vida calendário para esta bateria de 20 anos, isso significaria uma degradação por hora de  $5,71 \times 10^{-6} h^{-1}$  ( $1/175200 h$ ). Mas isto só seria válido se o SoC médio desse ciclo fosse igual ao ótimo (neste caso 60%) para o qual foi declarada a vida calendário de 20 anos. Com o SoC médio do ciclo do exemplo é 80% (e não 60%), a degradação calendário deverá ser corrigida aplicando o fator de penalização pelo SoC.

O fator de correção é calculado pelo quociente entre o valor do  $E_{th}$  máximo (12.200, que corresponde ao SoC médio de 60%) dividido pelo valor do  $E_{th}$  para SoC médio de 80% (11.000) ambos para DoD de 40% (Figura 14). Desta forma o fator é  $12200/11000 = 1,11$ . Este fator deverá ser utilizado para calcular a degradação calendário corrigida pelo SoC médio, ou seja, a degradação calendário por hora neste regime seria de  $1,11 \times 5,71 \times 10^{-6} = 6,33 \times 10^{-6} h^{-1}$ . Como o ciclo compreende 4 horas de descarga mais 4 de carga, a degradação calendário total deste ciclo seria de  $8 \times 6,33 \times 10^{-6} h^{-1} = 5,066 \times 10^{-5}$ .

Desta forma, a degradação total de  $9,09 \times 10^{-5}$  conteria as parcelas de  $5,066 \times 10^{-5}$  correspondente à degradação calendário e  $4,02 \times 10^{-5}$  correspondente à degradação pura por ciclagem. O conhecimento da parcela da degradação correspondente à vida calendário permite calcular com maior precisão o efeito cumulativo desta degradação que pode ser o limitador da vida útil da bateria.

No caso da contribuição de um ciclo parcial, o procedimento é similar. Por exemplo, para o mesmo DoD de 40% do exemplo anterior, mas agora entre o SoC de 50% e o SoC de 10%, a degradação total por ciclo foi calculada na Tabela 3 e corresponde a um valor de  $1,71 \times 10^{-4}$ . Se não se aplica a metodologia proposta neste trabalho, a parcela correspondente à degradação calendário seria calculada a partir do tempo (em horas) do ciclo, vezes o valor por hora para o SoC ótimo de 60% que é  $5,71 \times 10^{-6} h^{-1}$ , mas essa degradação só é válida no SoC ótimo e neste caso a SoC médio é de 30%. O fator de correção, seguindo o procedimento anterior, seria  $12172/5856 = 2,08$ . Desta forma a degradação total deste ciclo de  $1,71 \times 10^{-4}$  incluiria a parcela devida à degradação calendário no SoC médio de 30% para um tempo do ciclo de 8 h, que seria  $8 \times 2,08 \times 5,71 \times 10^{-6} h^{-1} = 9,136 \times 10^{-5}$ . Descontando este valor da degradação total, se obtém a degradação pura pela ciclagem, que seria de  $7,964 \times 10^{-5}$ .

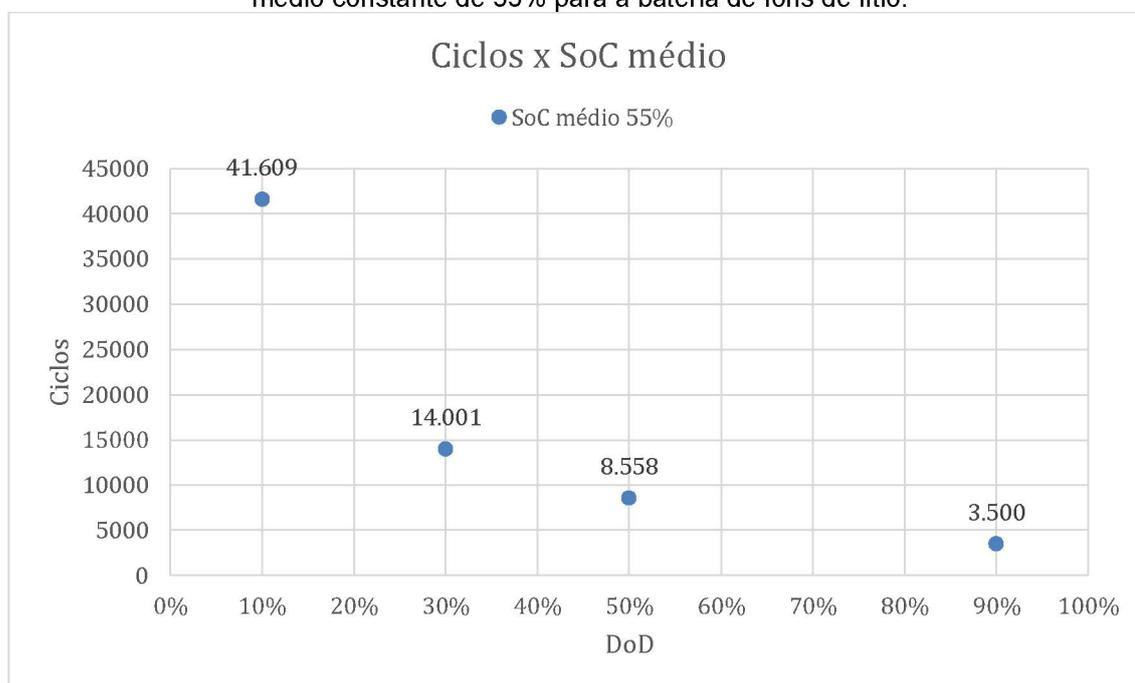
Finalmente, no caso da degradação durante os períodos de repouso, o procedimento segue sendo o mesmo. Conhecido o SoC do período de repouso (que neste caso não muda, portanto ele mesmo é o SoC médio) e sua duração, a degradação deste período de repouso é calculada pelo produto do tempo de repouso em horas, vezes a degradação por hora calculada a partir do tempo de vida calendário declarado pelo fabricante vezes o fator de penalização pelo SoC médio.

Outra forma de visualizar os mesmos dados apresentados na Figura 10 e entre Figuras 12 a 19 é manter o SoC médio constante e variar a profundidade de descarga. Anteriormente tinha-se a dependência de número de ciclos pelo SoC médio de descarga para um DoD constante, onde o SoC médio varia nos pontos do gráfico. O motivo de fazer esta nova análise é que, por ser uma proposta de metodologia original em desenvolvimento, sem comprovação experimental ainda, a consistência interna da metodologia deve ser checada em todos os casos possíveis para verificar se suas previsões são fisicamente possíveis e coerentes. Com este objetivo, nesta nova análise foram selecionados pontos de todos os gráficos da Figura 10 e entre Figuras 12 a 19 que tem o mesmo SoC médio, para diferentes DoD's. Um exemplo desta abordagem é apresentado na Figura 11, para o caso com SoC médio de 55%, em que foram selecionados todos os pontos das figuras citadas para este SoC médio de 55%.

Os dados apresentados Figura 11, com o eixo das ordenadas representando o número de ciclos e o das abcissas a profundidade de descarga, foram aproximados por uma função exponencial decrescente. Esta função mostra uma tendência de diminuição do número de ciclos quando se aumenta a profundidade de descarga, o que é coerente com o fato de que quanto maior a profundidade de descarga maior o estresse causando na bateria e, portanto, maior a degradação por ciclo e menor o número de ciclos até atingir o fim da vida útil.

Como as demais figuras para diferentes valores de SoC médio seguem padrões de comportamento semelhantes, não estão apresentadas nesta seção, porém foram adicionadas à seção apêndice, de modo a servir de consulta complementar caso necessário.

FIGURA 11: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 55% para a bateria de íons de lítio.



FONTE: O AUTOR

## 5.1 DISCUSSÃO DE RESULTADOS

A partir da metodologia proposta foi possível calcular, de forma prática e relativamente simples, a partir de dados restritos (no sentido de que as informações sobre os ciclos sempre começam no SoC de 100%) e discretos (dados para algumas profundidades de descarga), o número de ciclos que a bateria pode fornecer em ciclos

denominados parciais (sem recargas completas) começando a partir de qualquer SoC inicial que seja passível de ser obtido a partir de qualquer combinação dos dados iniciais.

Adicionalmente foi explorada uma possibilidade para separar a contribuição à degradação da vida calendário nos dados fornecidos do número de ciclos em função da profundidade de descarga. O motivador foi o desejo de poder avaliar o impacto do estado de carga na vida calendário e assim estimar com maior precisão o impacto do tempo em circuito aberto (num SoC específico) na degradação. Para isso foram propostas duas hipóteses e avaliadas suas consequências. O ponto central desta proposta exploratória é a hipótese de que o máximo de  $E_{th}$  está relacionado exclusivamente com a degradação calendário, que atua sobreposta à degradação por ciclagem nos dados de número de ciclos em função da profundidade de descarga.

Esta proposta já havia sido mencionada por Buzza (2020) na sua dissertação, mas sem aprofundar nas suas consequências. Assim, a partir dos máximos de  $E_{th}$  para os distintos SoC médios, calcularam-se os fatores de penalização da vida calendário em função do SoC, partindo da ideia (hipótese) de que a degradação devida unicamente à ciclagem (degradação por ciclagem pura) está relacionada apenas a mecanismos relacionados à passagem de corrente, sendo diretamente proporcional ao valor dessa corrente (parâmetro não avaliado neste trabalho) e a sua duração (profundidade de descarga) e que, como já mencionado, o ponto máximo do  $E_{th}$  em função do DoD é causado pela dependência da vida calendário do SoC médio. Nos resultados experimentais deste trabalho foi feita uma demonstração sobre como obter esta dependência da vida calendário em função do SoC da bateria a partir dos valores de  $E_{th}$ .

Assim, aplicando a metodologia aos dados fornecidos pelos fabricantes foi possível separar a degradação devida à vida calendário da degradação devida unicamente à ciclagem. Esta separação foi feita para todos os tipos de ciclos possíveis de acordo com as Tabelas 3 e 4. Na Tabela 5 são apresentados os resultados da degradação por ciclagem pura, obtidos aplicando a metodologia, para todas as combinações possíveis, considerando os dados do fabricante utilizados neste trabalho.

TABELA 5: Valores para degradação pura por ciclagem para todas os ciclos possíveis de acordo com o data-sheet.

SoCi \ SoCf	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%
90%	NI									
80%	1,31 E-05	-								
70%	2,584 E-05	-	-0,07E-05							
60%	4,02 E-05	-	0,64E-05	-0,021E-05						
50%	5,79 E-05	-	1,89E-05	1,016E-05	-0,17E-05					
40%	7,55 E-05	-	3,632E-05	2,542E-05	1,214E-05	-0,046E-05				
30%	9,91 E-05	-	5,9E-05	4,83E-05	3,127E-05	1,182E-05	0,044E-05			
20%	1,31 E-04	-	8,353E-05	7,68E-05	5,485E-05	3,793E-05	1,618E-05	-0,198E-05		
10%	1,81 E-04	-	1,238E-04	1,115E-04	9,722E-05	7,964E-05	5,07E-05	2,071E-05	-0,502E-05	
0%	2,86 E-04	-	1,99E-04	1,80E-04	1,618E-04	1,434E-04	1,19E-04	0,784E-04	0,393E-04	0,112E-04

FONTE: O AUTOR.

(OBS.: NI = NÃO INFORMADO)

Nota-se (em amarelo) que para alguns pontos com profundidades de descarga de 10%, partindo de estados de carga iniciais de 80%, 70%, 60%, 50%, 30% e 20%, os valores calculados para a degradação por ciclagem pura acabaram sendo negativos. Na prática isso significaria que a ciclagem estaria rejuvenescendo a bateria ao invés de degradá-la. As causas que levaram a estes dados negativos podem ser diversas. Uma possibilidade é que os dados fornecidos pelos fabricantes nos seus data-sheets não sejam de fato resultado de medidas experimentais (especialmente para descargas com baixas profundidades de descarga, que requerem de maiores tempos de testes). Estes dados podem ser extrapolações sem lastro experimental. Para verificar esta possibilidade seria necessário aplicar a metodologia desenvolvida neste trabalho a um grande número de data-sheets de fabricantes diferentes e verificar se o aparecimento de valores negativos (obtido ao aplicar a metodologia desenvolvida) se repete, indicando que há necessidade de ajustar as premissas e analisar mais profundamente as hipóteses utilizadas. Neste caso, a metodologia proposta poderia ser uma primeira aproximação que precisa de aprimoramentos, principalmente para os casos extremos das baixas profundidades de descarga.

Olhando as colunas da Tabela 5 na direção vertical, de cima para baixo (e na horizontal de direita para esquerda), se observa um aumento da degradação o que é coerente com o fato de que se espera um aumento da degradação com o aumento da profundidade de descarga.

## 6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A metodologia proposta foi desenvolvida utilizando os conhecidos modelos de fadiga, que não exigem conhecimentos aprofundados sobre as complexas reações físico-químicas que acontecem internamente nas baterias, que diferem de fabricante para fabricante e pelo tipo de bateria em si. A metodologia também não requer pesados cálculos com sistemas de equações diferenciais acopladas, situação característica dos modelos matemáticos, que também são complexos e específicos para cada tipo de bateria, não sendo versáteis nem práticos para sua utilização por pessoas não especialistas na área de baterias (mas que precisam dos cálculos). A metodologia proposta também se diferencia por não precisar de medidas experimentais adicionais como aquelas utilizadas para elaborar os data sheets (medidas feitas pelos fabricantes) e por não precisar de tempos elevados de “treinamento” de algoritmos de cálculo.

Foi feita uma análise profunda de como separar a vida calendário da vida ciclada tentando encontrar o impacto do SoC na vida calendário a partir dos valores máximos do Eth. Também foram analisados os conceitos expostos por Buzzá que pareciam racionais e coerentes. Deste modo, foi feito um aprofundamento nas consequências destas ideias. Entende-se que são necessários mais estudos para aprofundar na checagem destes conceitos (por causa dos valores negativos encontrados). Ou a ideia mencionada por Buzzá necessita de revisão, adição de algum outro parâmetro, ou os dados dos data-sheets não são 100% corretos.

Um ponto a se estudar em trabalhos futuros, como citado anteriormente, é verificar os valores de degradação pura por ciclagem negativos que apareceram nos cálculos. Para verificar seria necessário aplicar a metodologia desenvolvida neste trabalho a vários *data-sheets* de fabricantes diferentes e verificar se continuam aparecendo valores negativos, indicando que há necessidade de ajustar as premissas adotadas no estudo.

Outro aprimoramento que deve ficar para futuros trabalhos é o de trabalhar com dados contínuos, ou seja, com funções e não com *data-sheets* na forma de tabelas. Esta opção permitiria preencher as lacunas que ficaram nos intervalos entre um dado e outro do data-sheet. Isso permitiria, entre muitas outras coisas, determinar com exatidão a posição do máximo de  $E_{th}$  para cada SoC médio e verificar se todos esses máximos coincidem, como é sugerido neste trabalho a partir dos pressupostos

adotados. Caso não coincidam, uma análise do seu comportamento (se é monotônico crescente ou decrescente) pode dar indícios sobre o que deve ser corrigido nas hipóteses.

Um outro ponto que ficou sem ser explorado foi a validade do cálculo do SoC médio utilizado nos ciclos parciais. Acontece que em ciclos parciais, o SoC médio (calculado a partir da contribuição de dois ciclos que começaram em 100% de SoC) deveria considerar os valores médios desses ciclos geradores do ciclo parcial, o que não foi feito. Cálculos preliminares mostram que os SoC médios, considerando os ciclos geradores, de fato são superiores aos apresentados neste trabalho.

Finalmente, deve se destacar que, em princípio a metodologia proposta pode ser aplicada a qualquer tipo de bateria que tenha dados fornecidos em *data-sheet* avaliando a validade das hipóteses para essa tecnologia de baterias.

## REFERÊNCIAS

CAI, Lei. An evolutionary framework for lithium-ion battery state of health estimation. **Journal Of Power Sources**. XI'Am, p. 615-622. 07 dez. 2018.

FAIRLEY, P. Energy storage: Power revolution. *Nature* **526**, S102–S104 (2015). <https://doi.org/10.1038/526S102a>.

C.P. Grey, J.M. Tarascon, Sustainability and in situ monitoring in battery development, *Nat. Mater.* 16 (2016) <https://doi.org/10.1038/nmat4777>.

DOMINKO, et al. Battery Road Map 2030. Inventing the sustainable batteries of the future. Research needs and future actions. (2020) p. 6.

WORLD ECONOMIC FORUM, A vision for a sustainable battery value chain in 2030. Unlocking the full potential to sustainable development and climate change mitigation. **Global battery alliance**. (2019) p. 6-7.

M.T. Lawder, B. Suthar, P.W.C. Northrop, S. De, C.M. Hoff, O. Leitermann, M.L. Crow, S. Santhanagopalan, V.R. Subramanian, Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications, *Proc.IEEE* 102 (2014), <https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2317451>.

FÁBIO PEREIRA (Portugal). Instituto Superior de Engenharia do Porto. **Energy Storage Systems**. *Neutro À Terra*, Porto, n. 12, p. 17-28, dez. 2013.

SANCHEZ-DIEZ et al. *Journal of Power Sources* 481. **Redox flow batteries: Status and perspective towards sustainable stationary energy storage**, (2021).

LAZARINI, A. **Desenvolvimento de metodologia universal de determinação da vida útil de baterias baseada nas informações dos fabricantes**. Curitiba, 2020. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2020.

S.W. Liao, W. Yao, X.N. Han, J.Y. Wen, S.J. Cheng, **Chronological operation simulation framework for regional power system under high penetration of renewable energy using meteorological data**, *Appl. Energy* 203 (2017)

B. Yang, X.S. Zhang, T. Yu, H.C. Shu, Z.H. Fang, **Grouped grey wolf optimizer for maximum power point tracking of doubly-fed induction generator based wind turbine**, *Energy Convers. Manag.* 133 (2017)

COELHO, Beatriz. **Metodologia científica**: aprenda como delimitar na sua pesquisa. Aprenda como delimitar na sua pesquisa. 2020. Disponível em: <https://blog.mettzer.com/metodologia-cientifica/>. Acesso em: 07 dez. 2021.

KoHLER, U. *Híbrid Electric vehicles: Batteries*. Edição. Local de publicação: Journal of Power sources Editora, 2009.

Wenzl, H. Beratung für Batterien und Energietechnik, Osterode, Germany and Clausthal University of Technology, Clausthal-Zellerfeld, Germany (2009). Encyclopedia of Electrochemical Power Sources. Elsevier, 2009.

A. Hauser, R. Kuhn. Cell balancing, battery state estimation, and safety aspects of battery management systems for electric vehicles, in Advances in Battery Technologies for Electric Vehicles, 2015.

SECONDARY BATTERIES – LEAD– ACID SYSTEMS | State-of-Charge/Health  
W. Waag, D.U. Sauer, in Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, 2009

YANG, S. **Review on state-of-health of lithium-ion batteries: Characterizations, estimations and applications.** 2021.

CORREIA, Tiago Augusto Lima Torres. **Sistemas de Armazenamento de Energia integrados a Centrais Fotovoltaicas.** 2016. 103 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, Porto, 2016. Cap. 1. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/82758/2/119221.pdf>. Acesso em: 12 jul. 2021.

YÁSCARA F. F. COSTA E SILVA (Brasil). Universidade Federal de Itajubá. **SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM REDES INTELIGENTES: CARACTERÍSTICAS, OPORTUNIDADES E BARREIRAS.** Revista Brasileira de Energia, Itajubá, v. 22, n. 1, p. 48-73, jan. 2016. Semestral. Disponível em: <https://www.sbpe.org.br/index.php/rbe/article/download/351/332/>. Acesso em: 03 jan. 2021.

A.F.M.BUENO (Brasil). Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia. **VISÃO GERAL DE TECNOLOGIA E MERCADO PARA OS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.** 2017. Disponível em: [http://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo\\_Mercado\\_Armazenamento\\_Brasil.pdf](http://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil.pdf). Acesso em: 03 jan. 2021.

PEREIRA, Fábio. Sistemas de armazenamento de energia. Edição 12. Local de publicação: Neutro à terra. Instituto superior de Engenharia do Porto, 2013.

SILVA, B. F. G. (2008), Estudo de Soluções Alternativas de Armazenamento de Energia para Diferentes Horizontes Temporais. Dissertação de mestrado. Universidade do Porto.

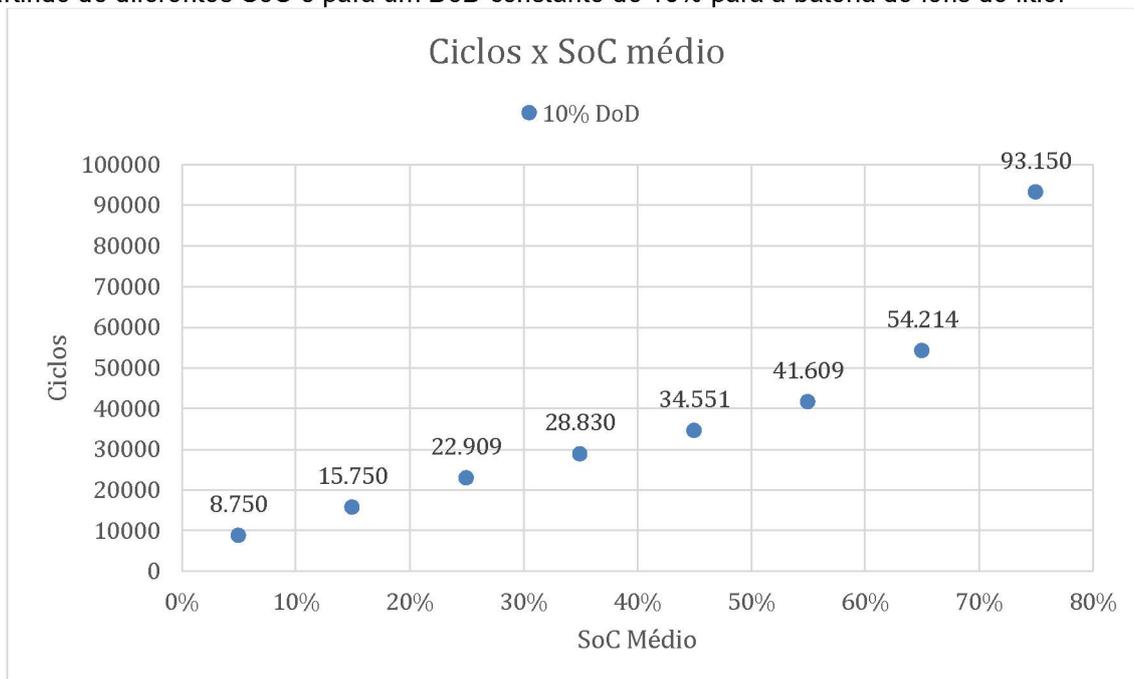
Pillot C. The Rechargeable Battery Market and Main Trends 2017-2025. Avicene Energy. 16 ELBC Conference. September 5<sup>th</sup>, 2018 Vienna, Austria

European Battery alliance, European Battery cell R&I Workshop. Brussels, (2018).

FARRET, F.A.; Simões, M.G. (2006), Integration of Alternative Sources of Energy. John Wiley & Sons. University of Michigan. 504 p

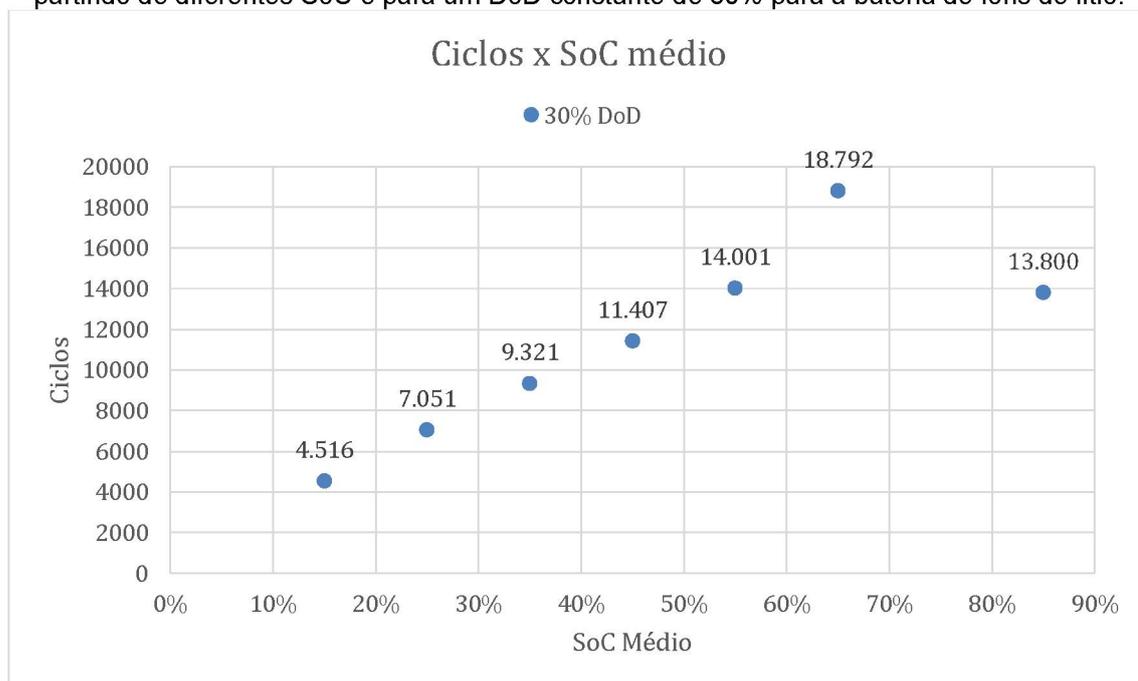
## APÊNDICE

FIGURA 12: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 10% para a bateria de íons de lítio.



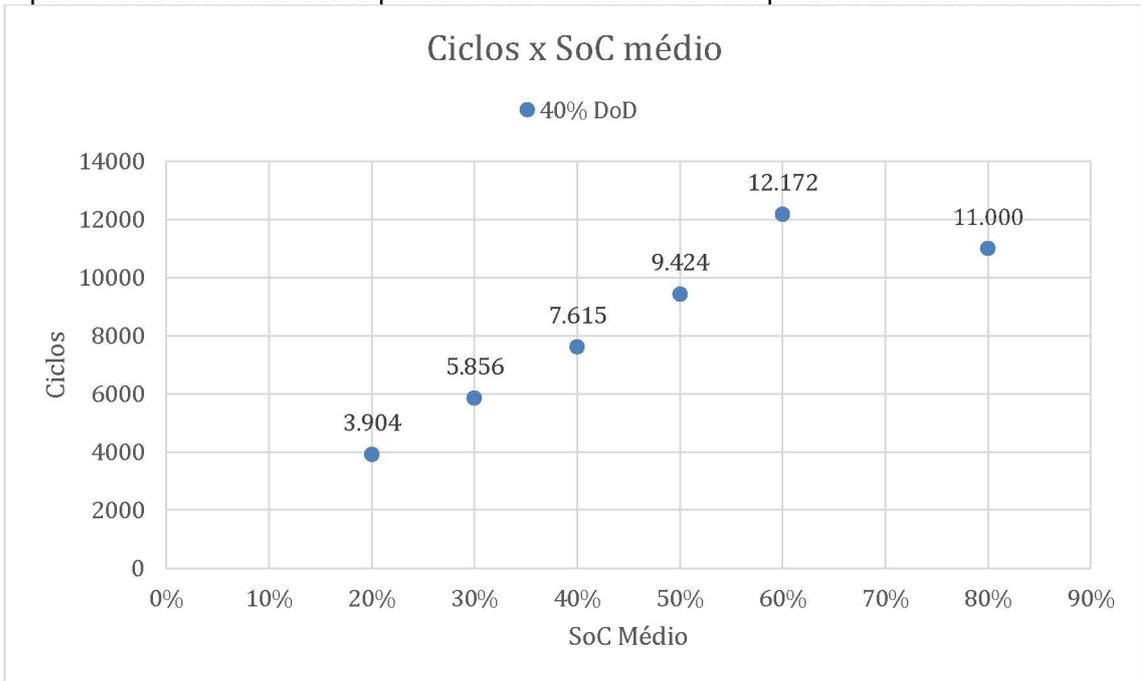
FONTE: O AUTOR

FIGURA 13: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 30% para a bateria de íons de lítio.



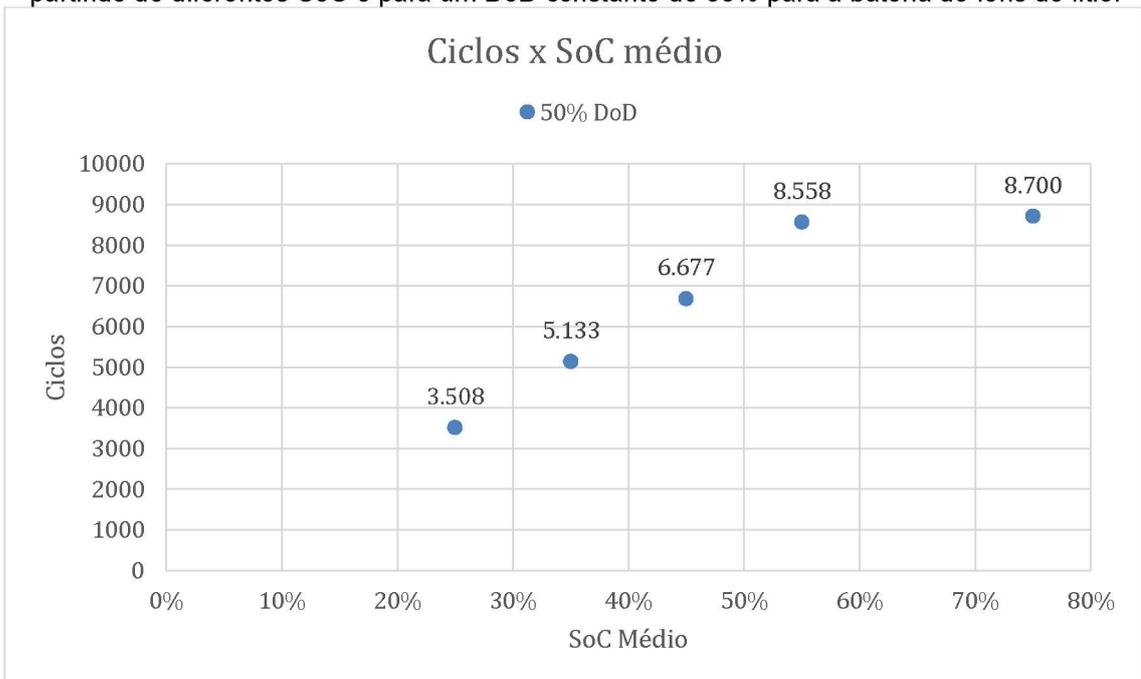
FONTE: O AUTOR

FIGURA 14: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 40% para a bateria de íons de lítio.



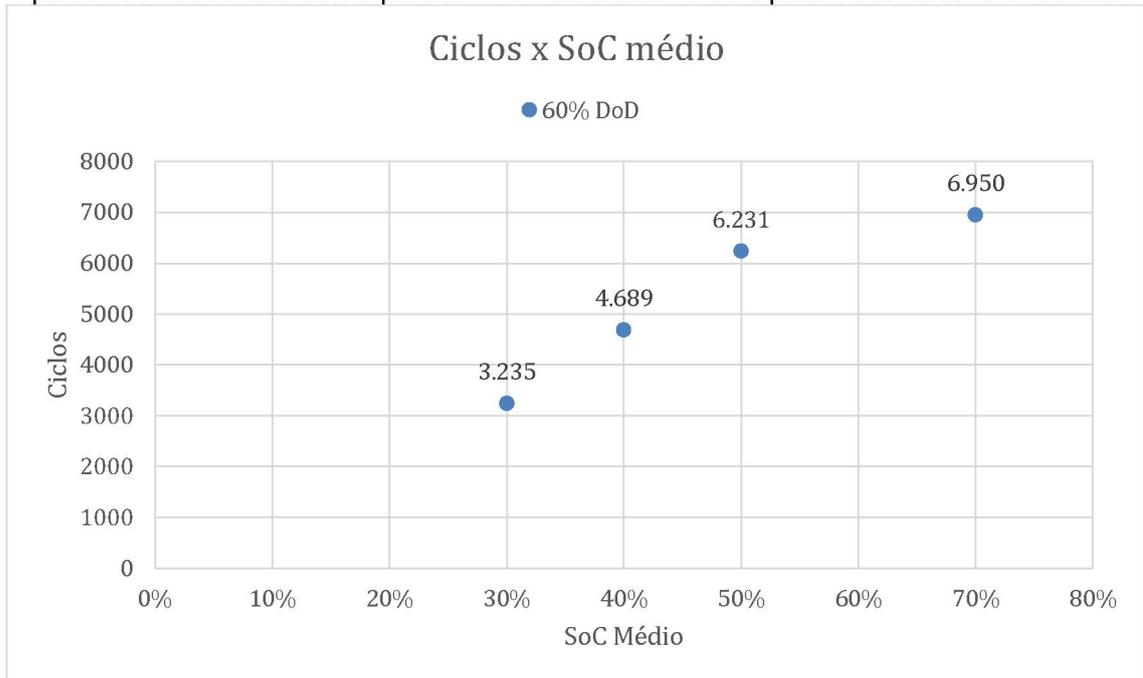
FONTE: O AUTOR

FIGURA 15: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 50% para a bateria de íons de lítio.



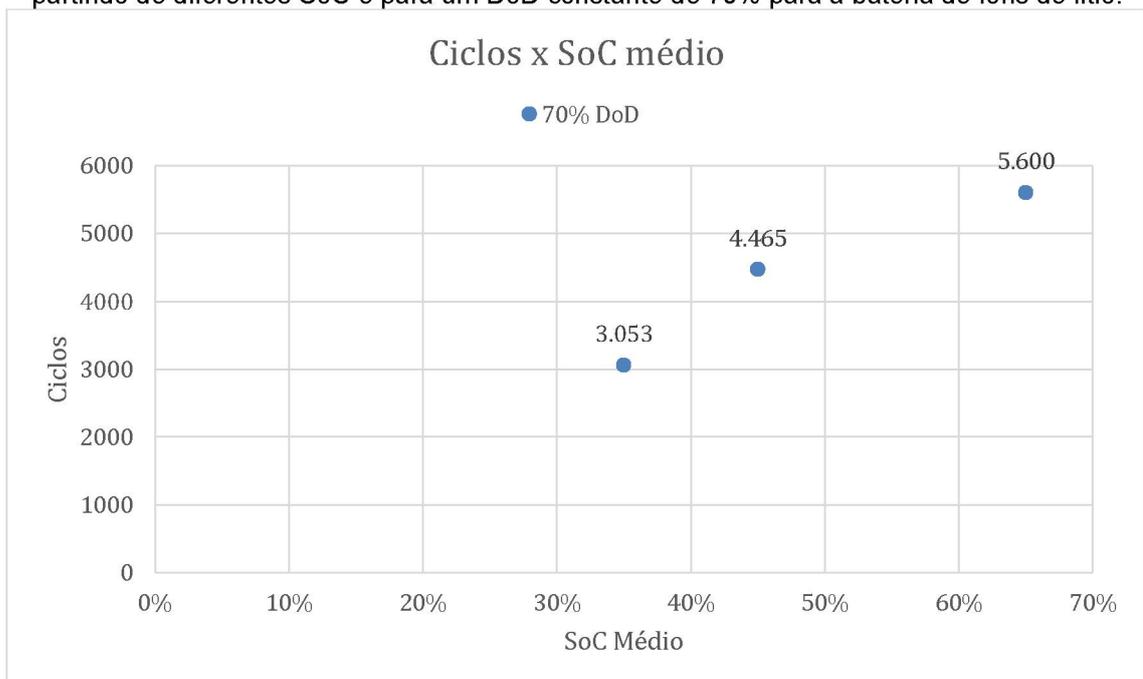
FONTE: O AUTOR

FIGURA 16: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 60% para a bateria de íons de lítio.



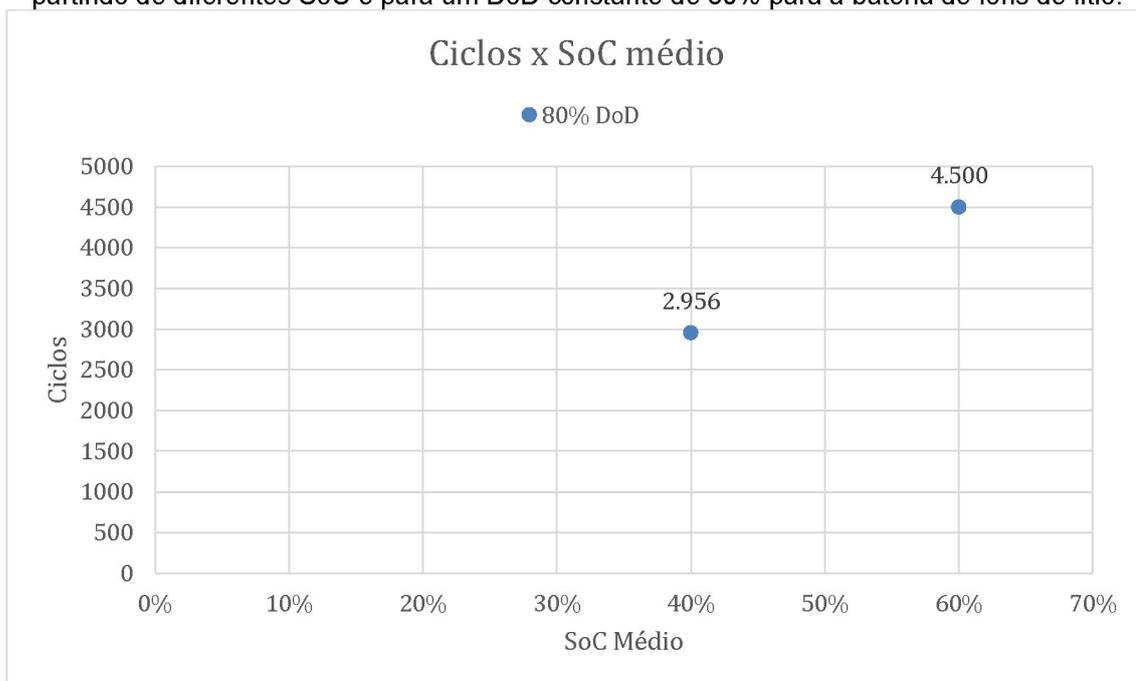
FONTE: O AUTOR

FIGURA 17: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 70% para a bateria de íons de lítio.



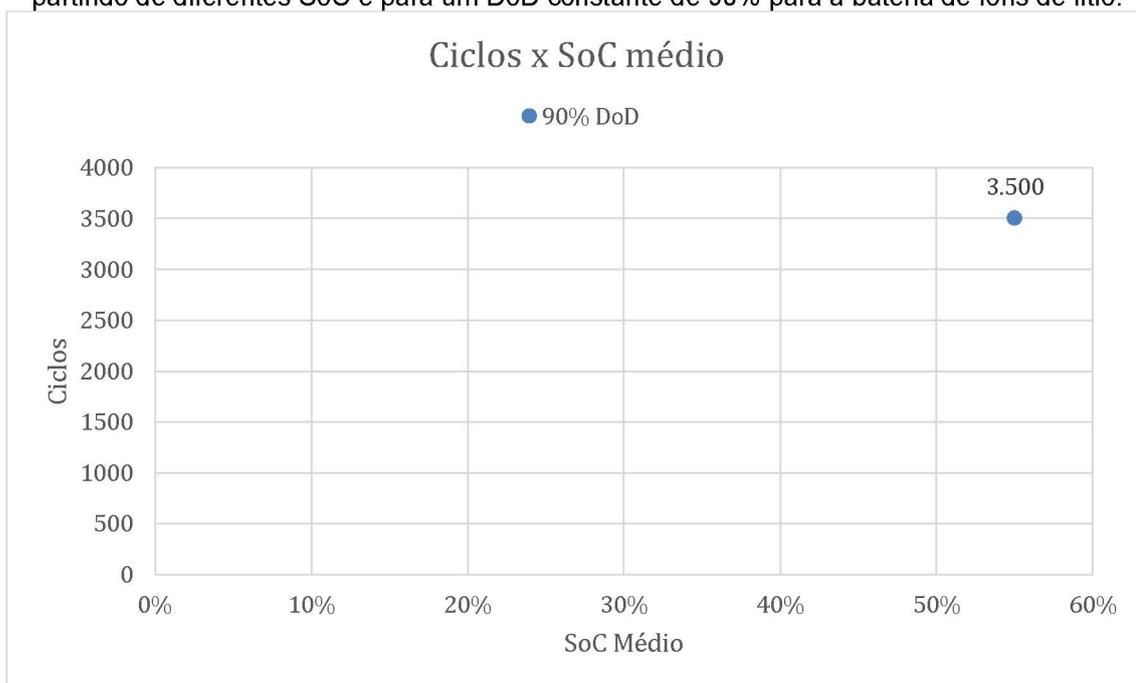
FONTE: O AUTOR

FIGURA 18: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 80% para a bateria de íons de lítio.



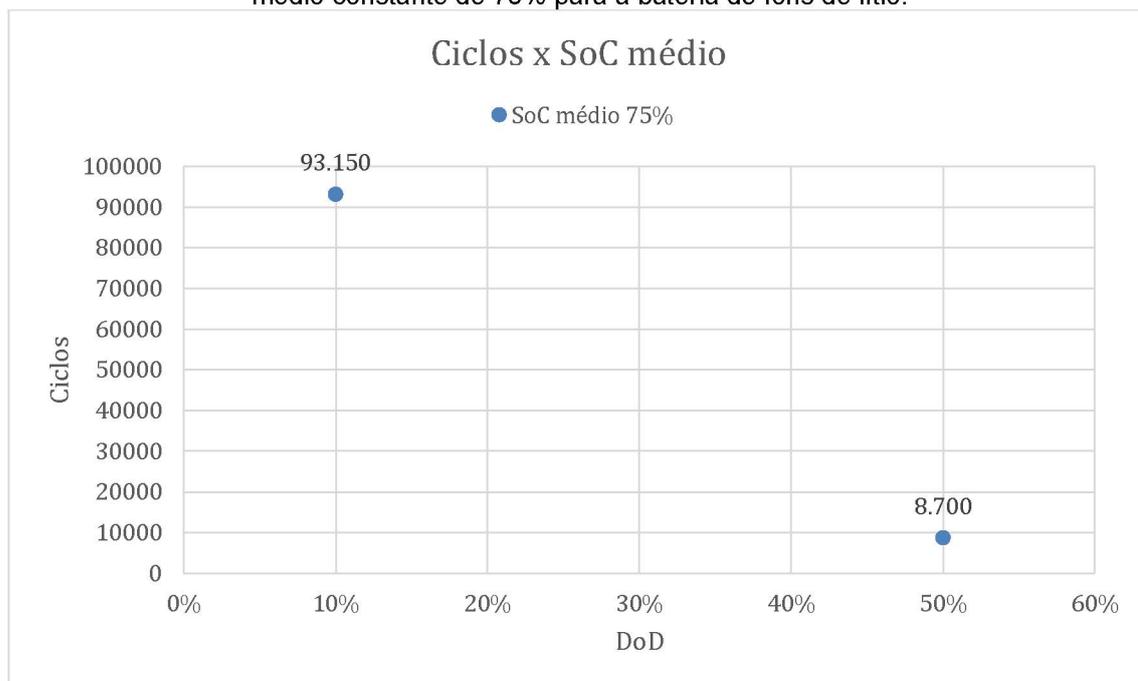
FONTE: O AUTOR

FIGURA 19: Dependência do número de ciclos em função do SoC médio durante a descarga, partindo de diferentes SoC e para um DoD constante de 90% para a bateria de íons de lítio.



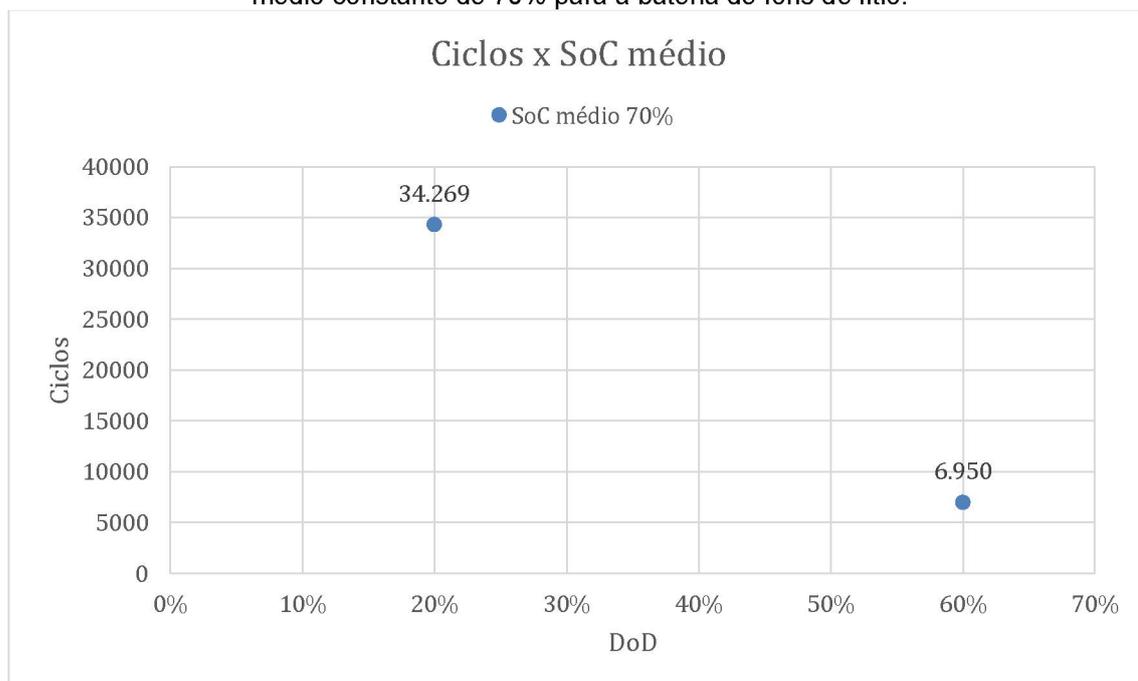
FONTE: O AUTOR

FIGURA 20: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 75% para a bateria de íons de lítio.



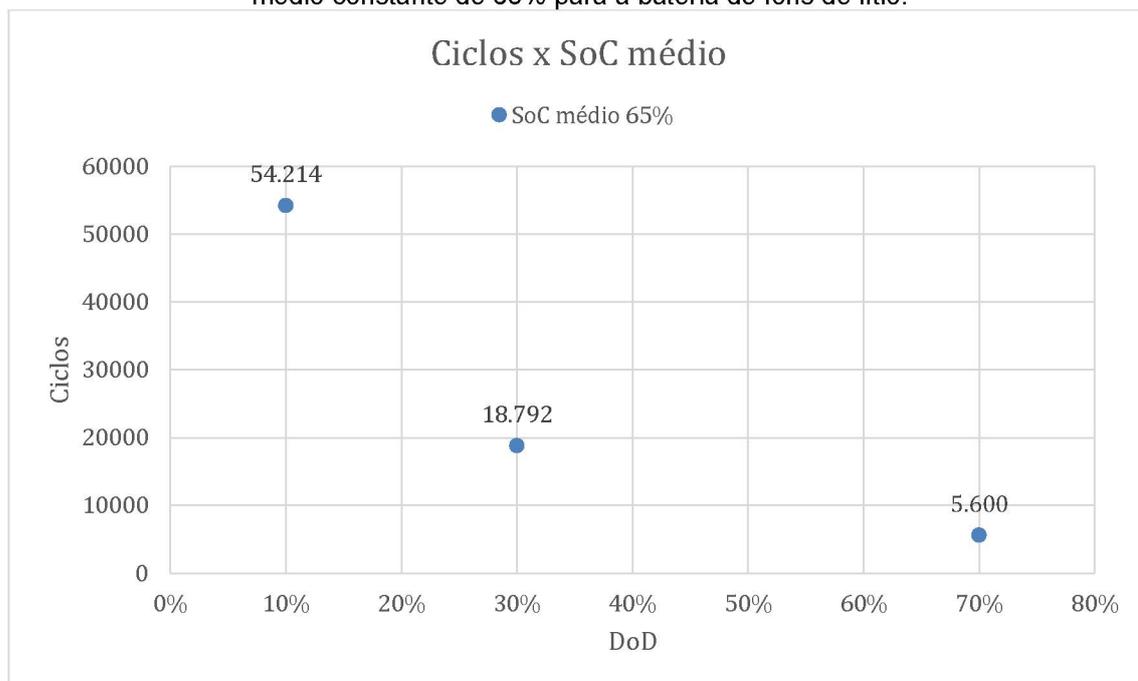
FONTE: O AUTOR

FIGURA 21: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 70% para a bateria de íons de lítio.



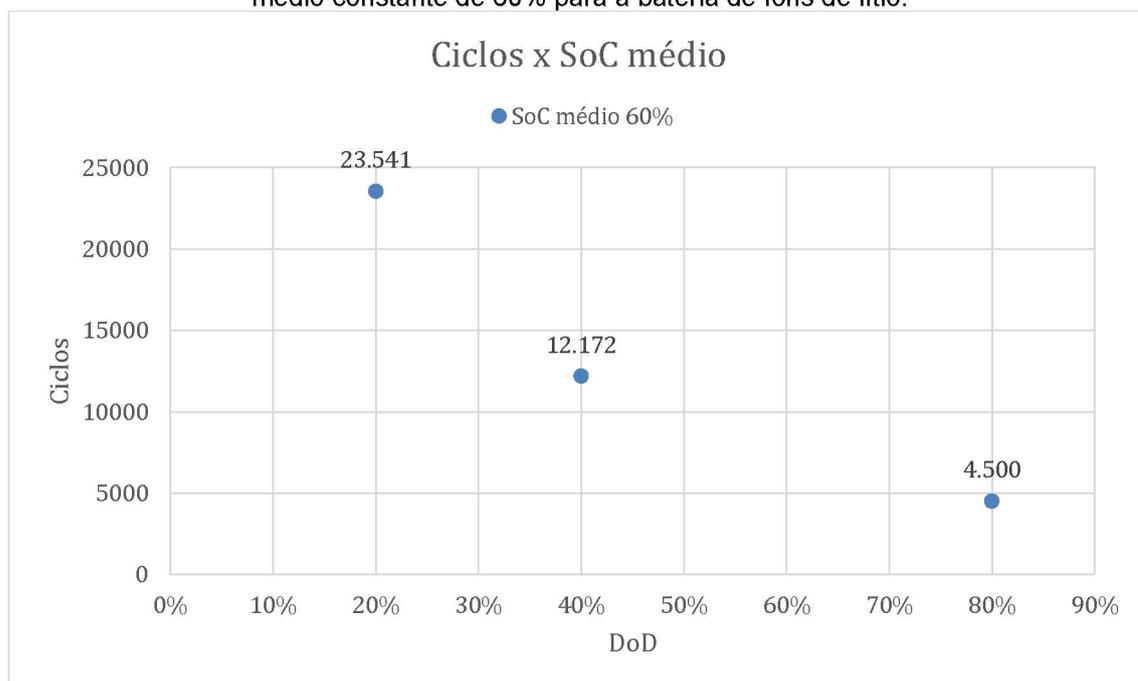
FONTE: O AUTOR

FIGURA 22: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 65% para a bateria de íons de lítio.



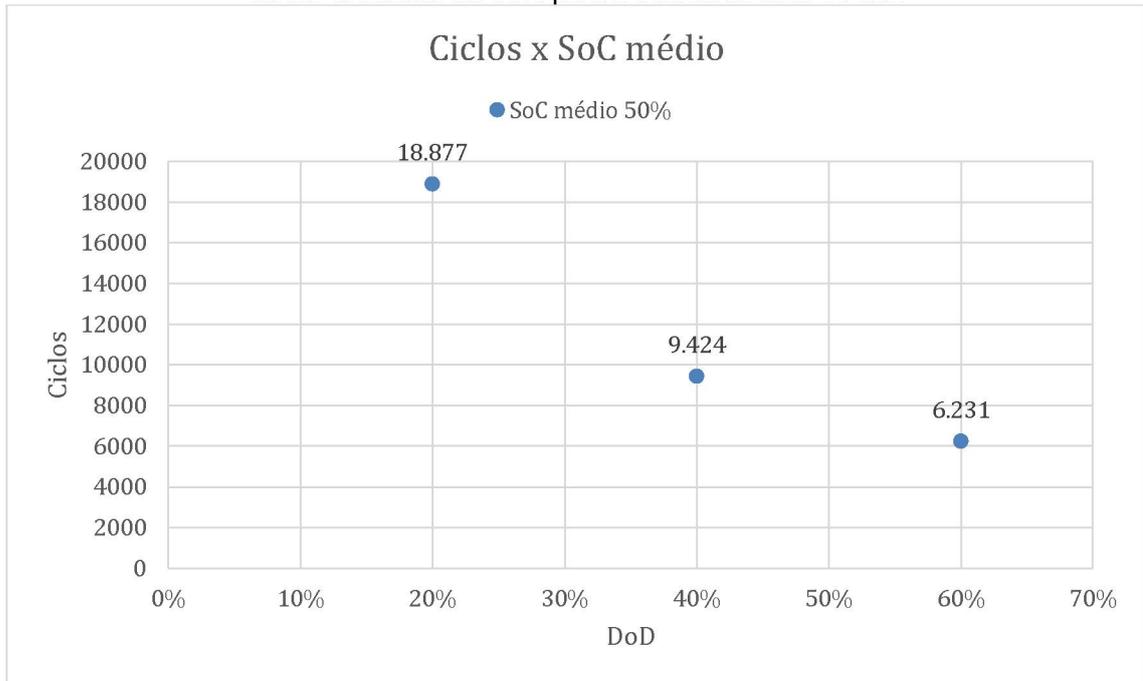
FONTE: O AUTOR

FIGURA 23: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 60% para a bateria de íons de lítio.



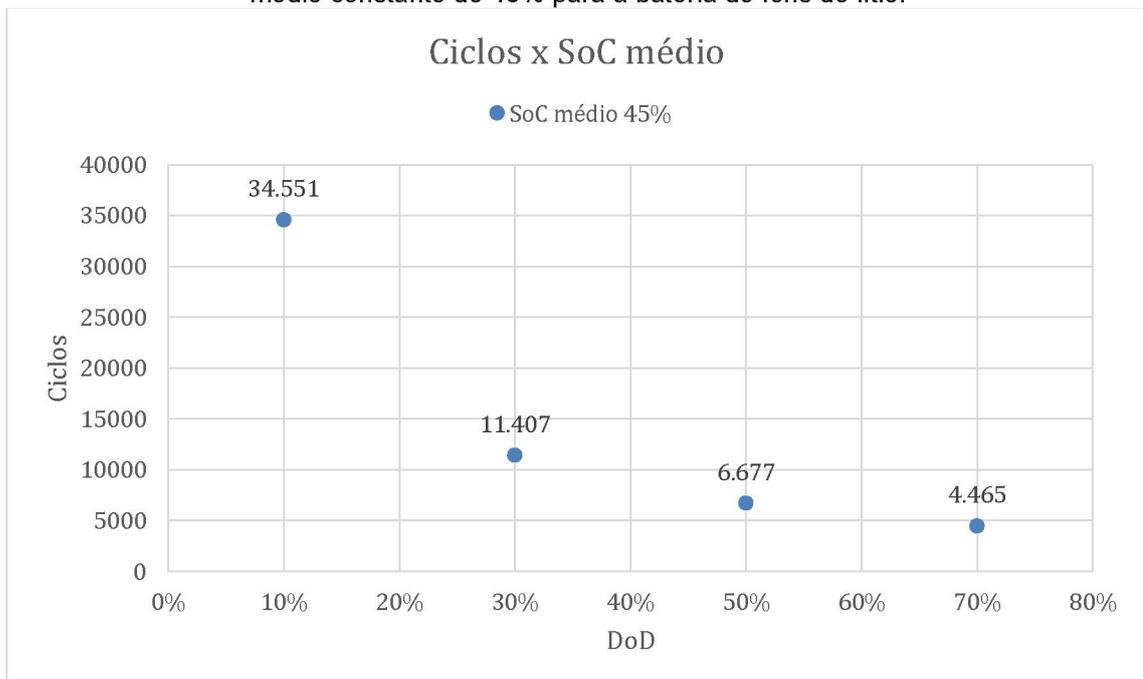
FONTE: O AUTOR

FIGURA 24: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 50% para a bateria de íons de lítio.



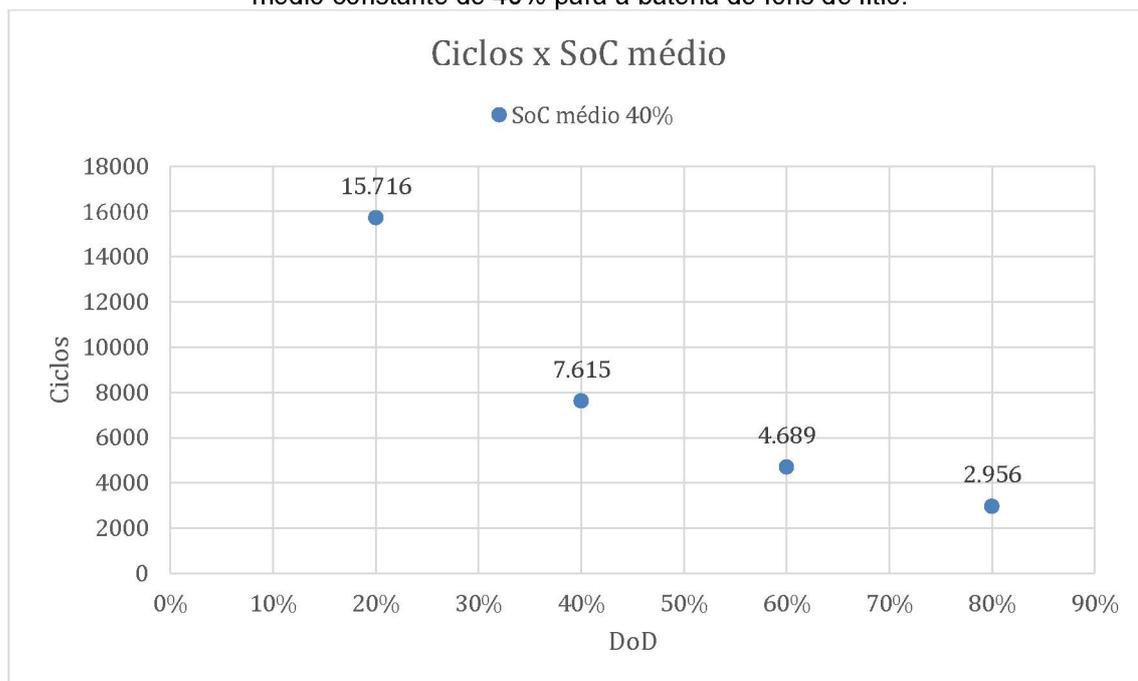
FONTE: O AUTOR

FIGURA 25: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 45% para a bateria de íons de lítio.



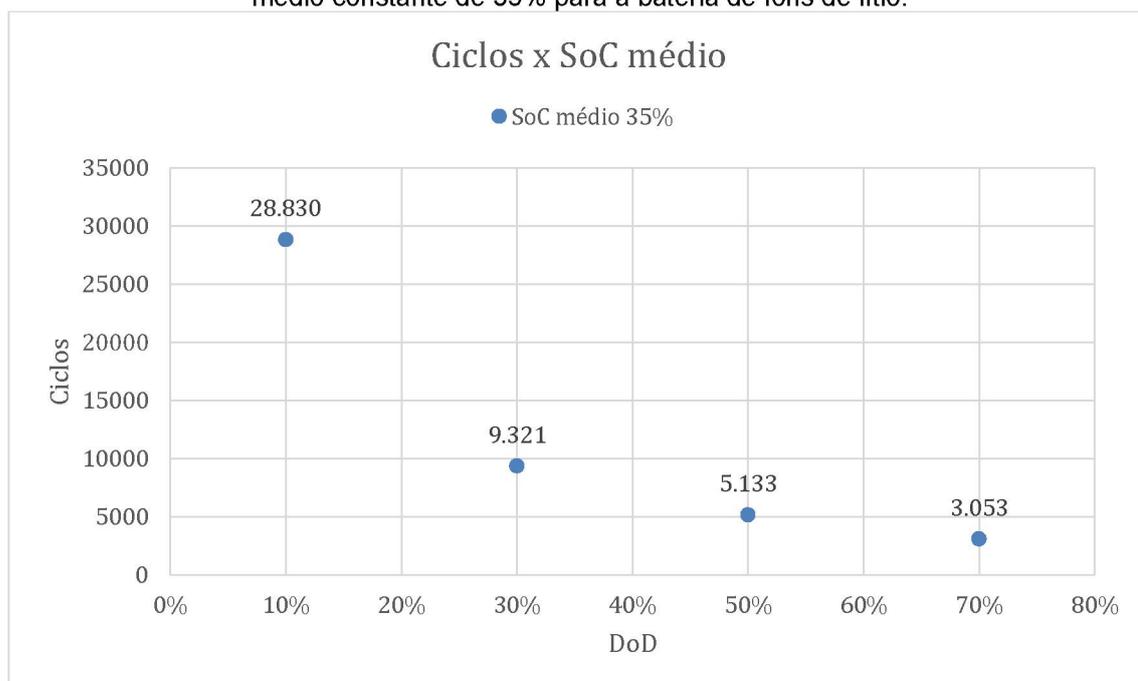
FONTE: O AUTOR

FIGURA 26: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 40% para a bateria de íons de lítio.



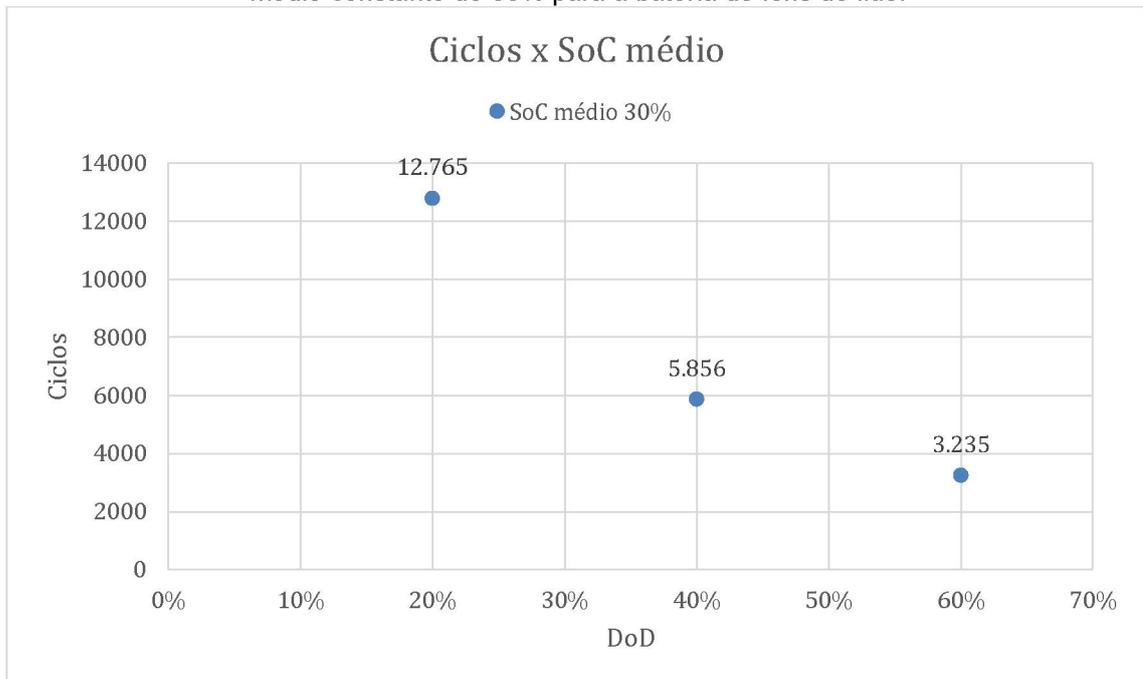
FONTE: O AUTOR

FIGURA 27: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 35% para a bateria de íons de lítio.



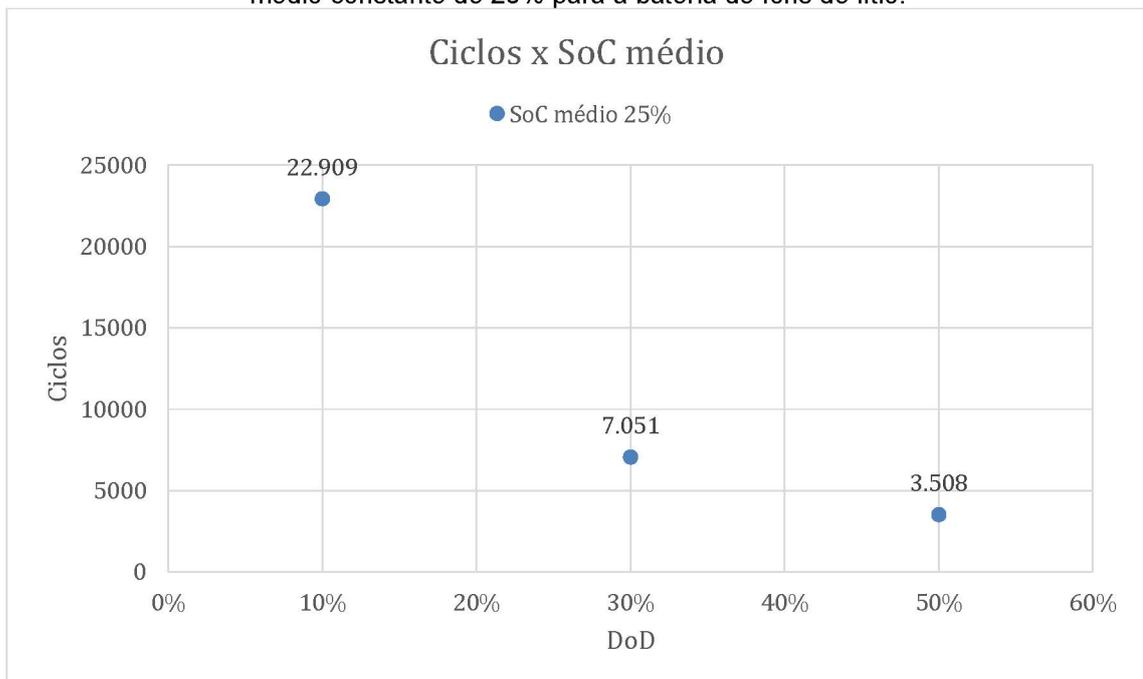
FONTE: O AUTOR

FIGURA 28: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 30% para a bateria de íons de lítio.



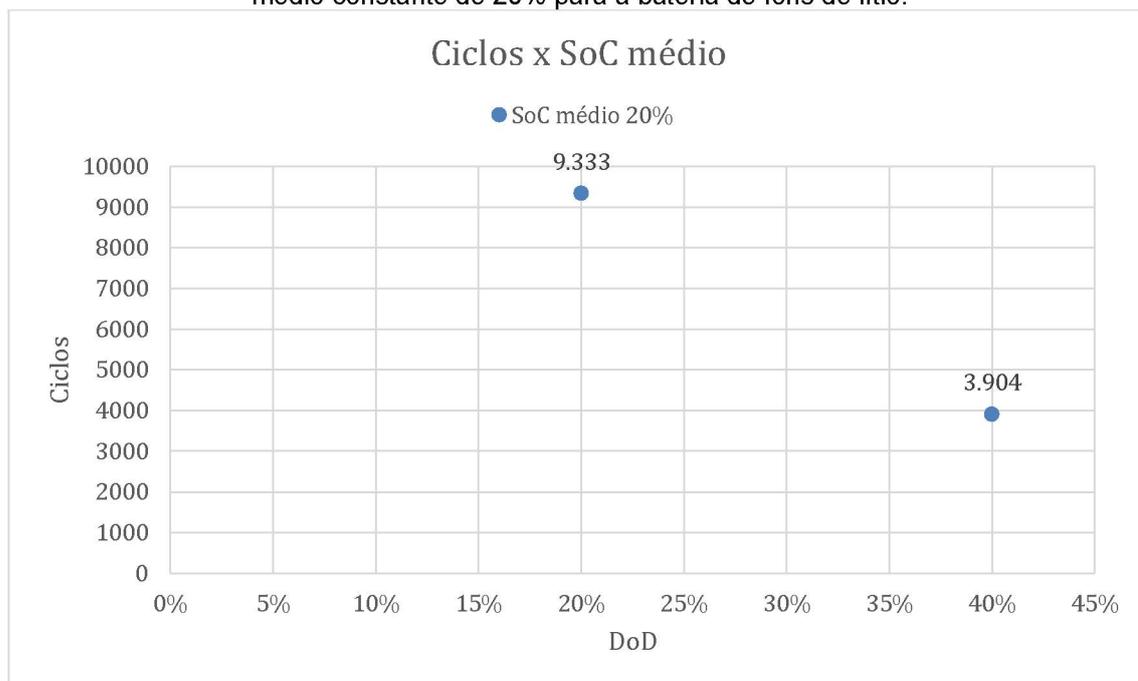
FONTE: O AUTOR

FIGURA 29: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 25% para a bateria de íons de lítio.



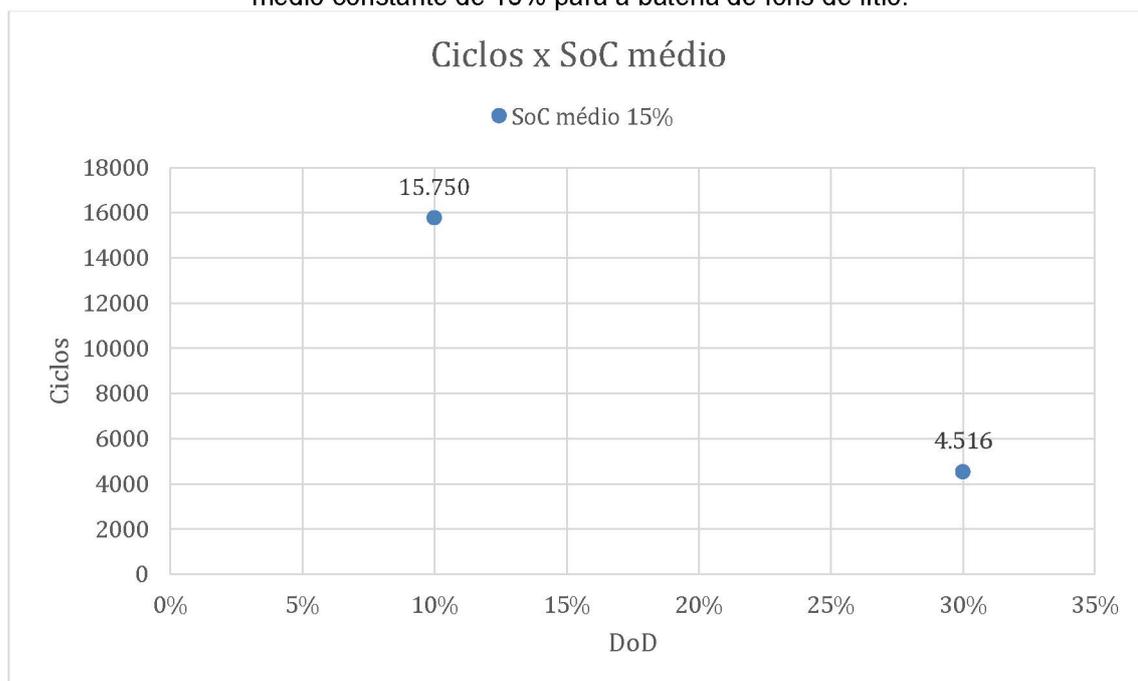
FONTE: O AUTOR

FIGURA 30: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 20% para a bateria de íons de lítio.



FONTE: O AUTOR

FIGURA 31: Dependência do número de ciclos em função da profundidade de descarga para um SoC médio constante de 15% para a bateria de íons de lítio.



FONTE: O AUTOR