

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

**MODELAGEM MATEMÁTICA DOS CICLOS DE VIDA DE BATERIAS LI-PO
PARA DISPOSITIVOS MÓVEIS: UMA REVISÃO¹
MATHEMATICAL MODELING OF THE LIFE CYCLES OF LI-PO BATTERIES
FOR MOBILE DEVICES: A REVIEW**

**Andressa Leseux², Airam Teresa Zago Romcy Sausen³, Paulo Sérgio
Sausen⁴**

¹ Projeto de Pesquisa de Mestrado elaborado no Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática da Unijuí, com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

² Bolsista CAPES no Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática da Unijuí.

³ Professora e Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática da Unijuí.

⁴ Professor no Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática da Unijuí.

Resumo

O presente estudo reflete uma revisão, da literatura, acerca dos modelos matemáticos que descrevem o comportamento relativo à quantidade de ciclos de vida e perda de capacidade de baterias do tipo Lítio-Íon Polímero (Li-Po). Para isto, fez-se necessário um estudo criterioso do estado da arte do referido tema, bem como das equações matemáticas elementares, as quais foram empregadas no desenvolvimento dos modelos publicados. Além de estudos teóricos, tal como o estado da arte, também avistou-se a necessidade de revisar o campo da modelagem matemática, com destaque aos modelos empíricos, com a finalidade de embasar, em termos científicos, as relações matemáticas apresentadas. Esta pesquisa foi permeada pelos critérios de uma revisão sistemática da literatura. O emprego deste método permitiu vislumbrar a complexidade dos conceitos e identificar as variáveis de maior impacto na predição dos ciclos de vida e perda de capacidade de baterias Li-Po.

Abstract

The present study reflects a literature review of mathematical models describing the behavior related to the number of life cycles and loss of capacity of Lithium-Ion Polymer (Li-Po) batteries. In order to do this, a careful study of the state of the art of this theme was necessary, as well as of the elementary mathematical equations, which were used in the development of the published models. In addition to theoretical studies, such as the state of the art, we also saw the need to revise the field of mathematical modeling, with emphasis on empirical models, with the purpose of supporting, in scientific terms, the mathematical relations presented. This research was permeated by the criteria of a systematic review of the literature. The use of this method allowed to glimpse the complexity of the concepts and to identify the variables of greater impact in the prediction of the life cycles and loss of capacity of Li-Po batteries.

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

Palavras-chave: ciclos de vida, bateria, modelagem matemática, perda de capacidade.

Keywords: life cycles, battery, mathematical modeling, loss of capacity.

1 INTRODUÇÃO

A vasta gama de dispositivos que utilizam baterias recarregáveis como fonte de energia, torna as mesmas alvo constante de pesquisas e estudos acerca de sua capacidade de carga e número de ciclos [7]. Dentre as baterias utilizadas tomam posição de destaque aquelas do tipo Lítio-Íon Polímero (Li-Po). Elas são amplamente empregadas devido a sua alta densidade energética [5, 7, 24, 26], reduzida massa, longa vida útil e também por não estarem suscetíveis ao efeito memória [9, 24].

Segundo Mandli et al. [10], dispositivos móveis, tais como: *mobile phone*, *smart watches*, *tablets* e *laptops*, encontram-se em um momento de ascendente demanda energética. Isso ocorre em razão da sofisticação destes aparelhos, porém a energia armazenada na bateria não tem sido suficiente sequer, para atender as exigências mínimas demandadas pela relação tempo/processamento. Esse fator causa o aumento na frequência de carregamento da bateria, aspecto que reflete diretamente, na redução do ciclo de vida da mesma.

Os ciclos de vida referem-se à quantidade de descargas e recargas que determinada bateria suporta antes que sua capacidade seja reduzida de forma significativa [3]. De acordo com Jafari, Khan e Gauchia [7] a redução da capacidade ocorre nos modos de armazenamento e utilização. A perda de capacidade associada ao período de armazenamento, denominada envelhecimento do calendário, é uma função da temperatura, do estado de carga (i.e., *State Of Charge* - SOC) e do tempo. Enquanto o envelhecimento, atrelado à utilização, trata-se de uma função de mais variáveis, tais como: temperatura, estado de carga, profundidade de descarga (i.e., *Depth of Discharge* - DOD), corrente de carga/descarga e número de ciclos.

Atualmente, espera-se que as baterias possam suportar pelo menos 500 ciclos antes que sua capacidade seja reduzida para 80% da inicial [3]. Sendo assim, o objetivo desta pesquisa é realizar uma revisão da literatura, para identificar os modelos matemáticos capazes de prever o número de ciclos considerando a perda de capacidade, devido ao armazenamento e utilização de baterias do tipo Li-Po. A aplicação mais relevante de tais modelos consiste em seu emprego na área de projeto e dimensionamento de baterias, já que elas são as soluções mais promissoras em armazenamento de energia [17, 18, 21].

2 METODOLOGIA

O desenvolvimento da presente pesquisa está fundamentado em aspectos da revisão sistemática da literatura, ou seja, é um estudo de cunho bibliográfico, o qual concretiza-se mediante a aplicação de métodos explícitos e sistematizados de busca, bem como apreciação crítica e síntese das informações selecionadas. A busca por trabalhos científicos foi realizada nas plataformas *Scopus* e *IEEE Xplore*, as quais são indexadoras de revistas de alta qualidade nas áreas de

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

engenharia e tecnologia. A pesquisa nas plataformas foi conduzida por meio das *strings: Mathematical Modeling; Life Cycle e; Battery* unidas pelo operador lógico *and*. A busca centralizou-se em artigos científicos publicados nos últimos oito anos, em revistas de alto impacto e, preferencialmente, *Qualis A1 e A2* na área interdisciplinar, no entanto, devido à relevância, foram utilizados, em menor escala, alguns trabalhos com mais de oito anos de publicação e *Qualis B2*. O refinamento da pesquisa foi realizado por meio da leitura diagonal simplificada dos trabalhos e pela busca manual.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

As baterias apresentam-se em duas principais classificações, são elas: descartáveis e recarregáveis. As descartáveis são também ditas baterias primárias, enquanto as recarregáveis são comumente designadas por baterias secundárias [14]. O crescente uso das baterias secundárias teve início no decorrer da década de 80, devido ao impulso mercadológico ao desenvolvimento de aparelhos portáteis. Esses dispositivos passaram a exigir baterias compactas, com alta capacidade e elevada densidade de energia [22].

A energia elétrica de uma bateria é obtida por meio de uma reação eletroquímica denominada oxirredução (redox). Durante essa reação ocorre a conversão da energia química, proveniente de materiais ativos da bateria, na energia elétrica previamente mencionada. A unidade eletroquímica, em que ocorre a referida conversão denomina-se célula. Uma bateria pode conter uma ou mais células, as quais se apresentam ligadas em série ou em paralelo, ou até mesmo em série e em paralelo. A forma de ligação é dependente da exigência de capacidade e tensão por parte do dispositivo que a utiliza [14]. Cada célula eletroquímica é composta essencialmente por três elementos: o eletrodo negativo, outro positivo e o meio condutor. Os eletrodos recebem nomenclaturas específicas derivadas da química, tal que, o eletrodo negativo é denominado ânodo e o positivo cátodo. O ânodo é coberto por uma espécie química, a qual é oxidada, ou seja, perde elétrons durante a reação eletroquímica. Por outro lado, na superfície do cátodo uma espécie química é reduzida, logo, ganha elétrons no decorrer da reação. Para que as reações de redox ocorram é indispensável a existência de um meio condutor, o qual é designado por eletrólito [14].

É justamente em meio a interface eletrodo/eletrólito que se inicia o processo de envelhecimento de uma célula de bateria. Tal processo ocorre por mecanismos distintos para o eletrodo positivo e para o negativo. O principal fator que causa a perda de capacidade no eletrodo negativo é a formação de uma camada sólida de eletrólito (i.e., *Solid Electrolyte Interface - SEI*) sob o mesmo. Essa camada, ao mesmo tempo em que representa um agente protetor contra corrosão para o eletrodo e contra redução para o eletrólito, em longo prazo acaba por prejudicar a passagem dos íons de lítio e reduzir tanto a quantidade de lítio disponível na célula, quanto a superfície efetiva do eletrodo [7].

No eletrodo positivo também há formação de um filme de interface eletrolítica de estado sólido [23], no entanto Jafari et al. [7] apontam que esse filme não pode ser facilmente detectado. Além disso, os mesmos autores sugerem que a formação de SEI ocorre, com maior relevância, no

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

eletrodo negativo. Embora não se possam descartar as contribuições do cátodo para o envelhecimento da célula, tais como: a perda de materiais ativos, decomposição de aglutinantes, corrosão de coletor de corrente e oxidação de agentes condutores. Na Figura 3.1 representa-se as diversas fontes de envelhecimento atuantes sob o cátodo e o ânodo.

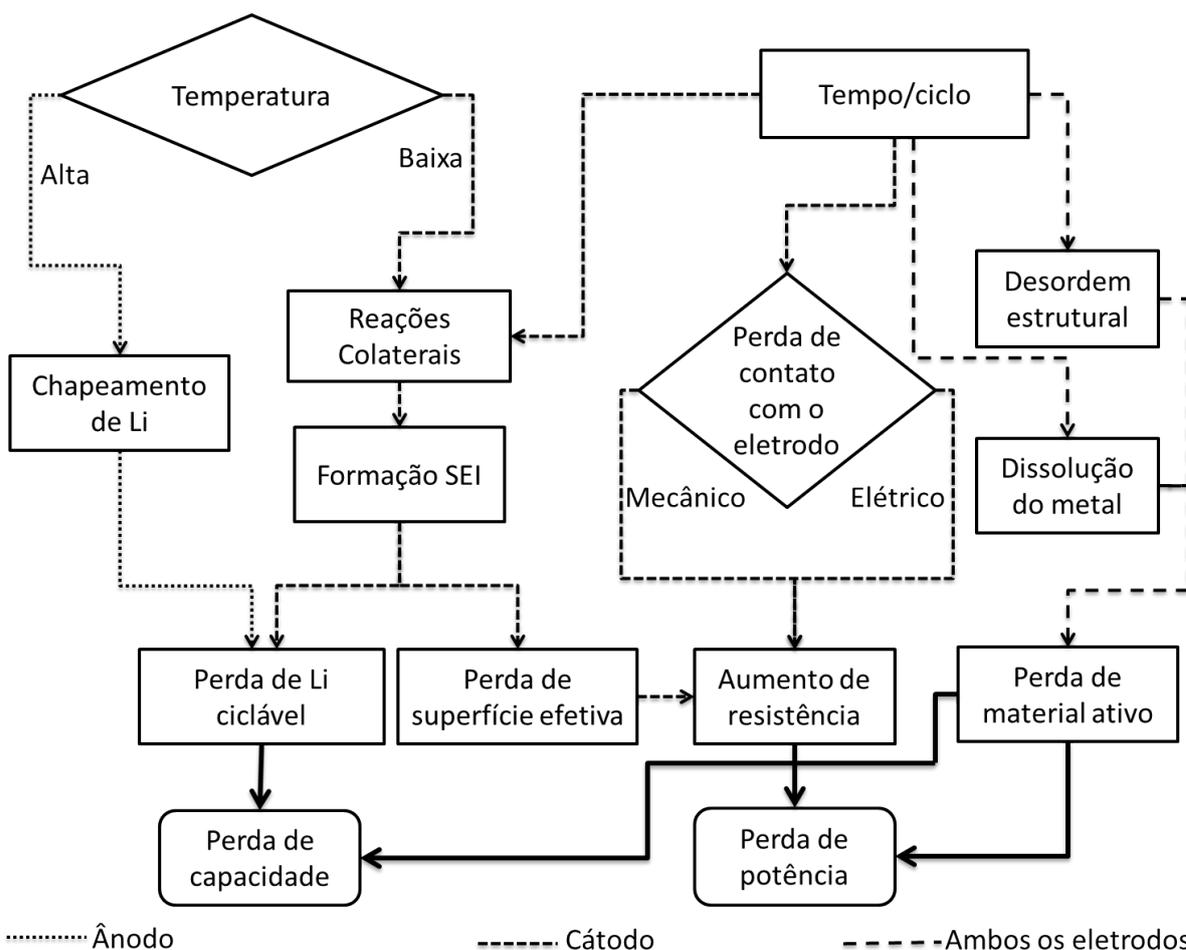


Figura 3.1: Principais agentes de envelhecimento no cátodo e no ânodo [7].

Conforme Grillon et al. [5], os modelos que consideram a perda de capacidade das baterias na descrição de mecanismos de crescimento do SEI, se detém, principalmente, no filme eletrolítico formado sob o eletrodo negativo. Diante disso, é importante destacar que os mecanismos de crescimento do filme de interface eletrolítica sólida podem ser representados como uma função da raiz quadrada do tempo (cf. equação (3.1)), ou ainda, como a raiz quadrada do número de ciclos, já que o modelo expressa a perda irreversível da capacidade da bateria. Dessa forma, tem-se:

$$f(t) = t^{1/2} \quad (3.1)$$

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

em que, t representa o tempo.

Os mecanismos de crescimento do SEI são intensificados com o aumento da temperatura [5, 7], por isso esse fator sugere que seja agregada, à equação (3.1), alguma forma de dependência à variação térmica. Estudos indicam a associação entre a lei de Arrhenius e a equação (3.1) como modelo para o cálculo da perda de capacidade das baterias. Sendo assim,

$$\frac{\Delta Q}{Q_0} = B e^{-\frac{E_a}{kT}} \sqrt{t} \quad (3.2)$$

em que, o lado esquerdo da igualdade representa a perda de capacidade relativa, E_a é a energia de ativação do mecanismo, B trata-se de um fator pré-exponencial, k representa a constante de Boltzmann, T é a temperatura absoluta e t refere-se ao tempo.

Embora o modelo apresentado na equação (3.2) seja limitado, por não apresentar indicações sobre taxas de falha, fator que interfere diretamente na probabilidade de que a bateria atende ao desempenho esperado, mesmo assim ele é aceito e empregado pela comunidade científica [5].

3.1 DESCRIÇÃO DOS MODELOS

A degradação de baterias tem sido uma importante fonte de estudos nas últimas duas décadas. Pesquisadores têm apresentado modelos matemáticos que reúnem as principais variáveis de envelhecimento, as quais são responsáveis por grande parte da perda de capacidade das baterias. Na sequência serão descritos alguns destes modelos.

3.1.1 MODELAGEM FÍSICA

Modelar fenômenos de envelhecimento por meio da modelagem física implica na abordagem de modelos eletroquímicos [12], por tratarem da degradação nos eletrodos e eletrólito. Dessa forma, representam uma importante fonte de perda de capacidade das baterias [8]. Dentre os modelos eletroquímicos destacam-se o modelo Pseudo-bidimensional (P2D), o qual foi baseado na fenomenologia de Doyle et al. [4] e na equação fundamental da cinética e o modelo *Single Partle* (SP). Esse é, basicamente, uma simplificação do P2D, pois desconsidera a distribuição da concentração de lítio e a distribuição de potencial no eletrólito.

Na Figura 3.2 são ilustrados os modelos de envelhecimento baseados em elementos eletroquímicos. O diagrama apresentado permite identificar as duas variáveis de entrada do sistema, corrente e temperatura. É possível observar que a tensão do circuito aberto (i.e., *Open Circuit Voltage* - OCV) é uma função do estado de carga e pode ser obtida experimentalmente. As propriedades eletroquímicas dependem exclusivamente da química e dos materiais da bateria. Além disso, pode-se ainda identificar as saídas do modelo, que são as perdas de tensão, capacidade e potência da bateria. Por tratar-se de um processo recursivo, em cada iteração, a densidade de corrente de lítio é utilizada para estimar as variáveis de envelhecimento. Assim, os

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

dados de resistência do filme de eletrólito sólido e a concentração de lítio no ânodo serão empregados na próxima fase incremental. Os parâmetros empregados no modelo de desempenho da bateria são: o potencial sólido (ϕ_s), o potencial eletrolítico (ϕ_e), a concentração de lítio na fase sólida (c_s), a concentração de lítio na fase eletrolítica (c_e) e a densidade da corrente de íons de lítio (j^{Li}). Já os parâmetros utilizados no modelo de envelhecimento da bateria são: o índice para taxa de formação SEI (i_s), a espessura da camada SEI (δ_{SEI}), a resistência da camada SEI (R_{SEI}) e a concentração de lítio na fase sólida (c_s) [13].

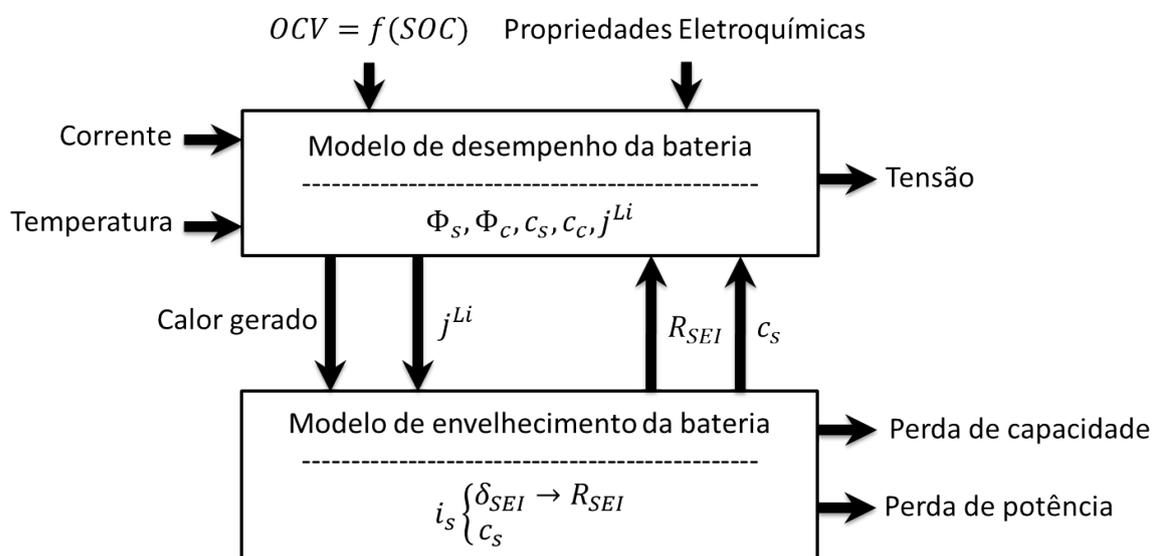


Figura 3.2: Diagrama de blocos do envelhecimento segundo modelo eletroquímico [7].

Os dois modelos citados nessa seção (P2D e SP) são compostos por Equações Diferenciais Parciais (EDPs) relacionadas com a eletroquímica das baterias. O elevado nível de complexidade dessas equações exige alta carga computacional para sua resolução [7]. Com isso, esses modelos, embora estejam bem consolidados e apresentem excelente nível de precisão, são excluídos dos sistemas de gerenciamento de baterias (i.e., *Battery Management System* - BMS) [13].

3.1.2 MODELAGEM EMPÍRICA

Trata-se da modelagem em nível de células, ou seja, estes modelos compreendem variáveis eletricamente mensuráveis, dentre as quais destacam-se a tensão, a impedância e a corrente [7, 12]. A perda de capacidade de uma célula ocorre tanto por meio do envelhecimento calendário quanto pela ciclagem [12, 15]. Ambos os processos são funções do tempo, as quais são acopladas em alguma equação eletrotérmica baseada em impedância. Isso gera um modelo matemático que aceita como entrada valores de potência e corrente, além de considerar o perfil de temperatura ambiente [15]. Sabe-se que o estado de carga de uma bateria está diretamente relacionado com sua tensão terminal, logo é possível afirmar que a perda de carga devido ao envelhecimento calendário é uma função da temperatura, do estado de carga e do tempo [7], a qual pode ser

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

representada por:

$$Q_{loss}^{cal} = f(T, SOC, t). \quad (3.3)$$

A perda de capacidade devido à utilização (i.e., *cycle aging*), também é dependente da temperatura e do estado de carga, porém, além dessas, outras variáveis influenciam nesse modelo, tais como: a profundidade de descarga, a corrente de carga e descarga ($I_{ch/dch}$) e o número de ciclos (N) [12, 16, 19, 25], tal que:

$$Q_{loss}^{cyc} = g(T, SOC, DOD, I_{ch/dch}, N). \quad (3.4)$$

O diagrama de blocos do envelhecimento celular, apresentado na Figura 3.3, mostra-se similar ao diagrama apresentado na Figura 3.2. Isso ocorre, pois ambos apresentam como entradas as variáveis, corrente e temperatura. Na Figura 3.3 evidencia-se ainda que os elementos OCV e de circuito são funções, obtidas experimentalmente, dependentes do estado de carga e da temperatura. A capacidade da célula é calculada de forma iterativa, sendo que em cada iteração são atualizadas as variáveis de estado de carga do modelo de desempenho, temperatura e corrente. Os parâmetros considerados no modelo de envelhecimento são: tempo (t), tensão (V), taxa de transferência de carga (Ah), profundidade de descarga (DOD) e estado de carga médio (SOC_{avg}).

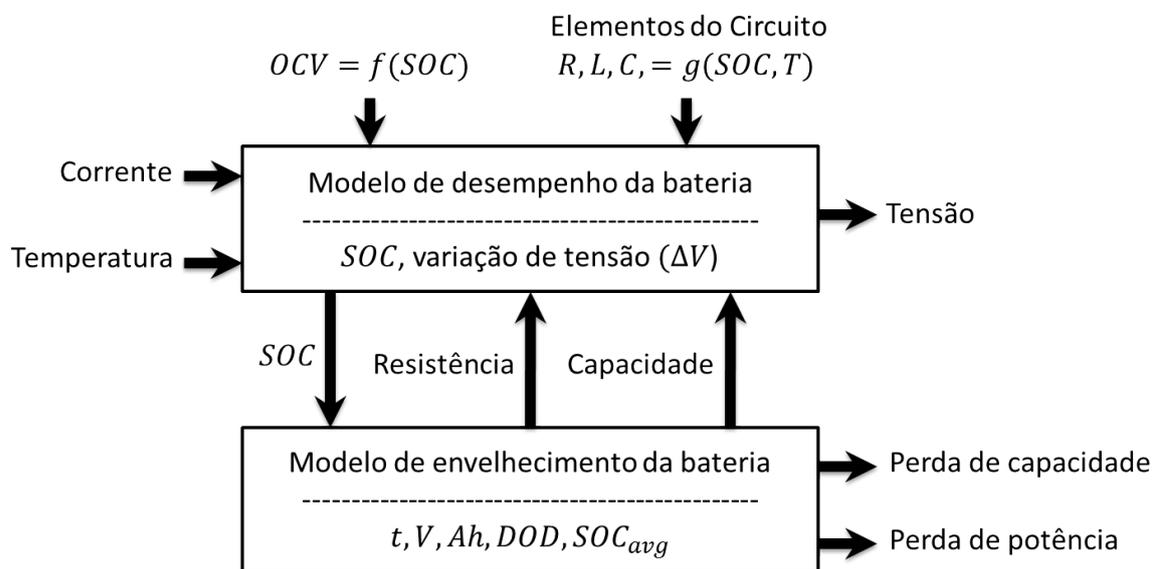


Figura 3.3: Diagrama de blocos da perda de capacidade celular [7].

Esses modelos possuem uma excelente característica, a baixa carga computacional, embora sejam menos precisos do que os modelos em nível de material e eletrodo (P2D e SP). No entanto, existe uma maneira de minimizar sua imprecisão, basta calibrar os parâmetros do modelo para cada condição específica [7].

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

3.1.2.1 Modelo de Desvanecer por Calendário

O envelhecimento por calendário ocorre sempre que determinada bateria é armazenada sem ter sido usada, ou seja, ocorre quando não houve passagem de corrente pela mesma [12]. Os dois fatores de grande impacto no envelhecimento calendário tratam-se da temperatura e do estado de carga. Baseados nesses fatores de estresse Bloom et al. [1], Guenther et al. [6] e Wang et al. [20] apresentam em seus trabalhos, a equação (3.5) como uma relação matemática que descreve a perda de carga devido ao desvanecer calendário. Dessa forma, tem-se:

$$Q_{loss}^{cal} = B_{cal}(SOC)e^{-\frac{E_{a,cal}}{RT}} t^{z_{cal}} \quad (3.5)$$

em que, B_{cal} é um fator pré-exponencial, expresso em $Ah S^{z_{cal}}$, cuja dependência está atrelada ao estado de carga; a energia de ativação, representada por $E_{a,cal}$ é dada em J/mol; a temperatura T é medida em K; a constante de gás R é expressa por 8,314 J/molK e o expoente z_{cal} do tempo t deve ser um valor próximo de 0,5, pois está relacionado ao crescimento da camada SEI [1, 6, 12, 20].

Para Petit et al. [12] a equação (3.5) é adequada para avaliações rápidas sobre a perda de capacidade devido ao armazenamento por longos prazos, porém a expressão apresenta limitações quando existem muitas variações nas condições operacionais. Então, a fim de possibilitar sua aplicação em fenômenos como a perda de capacidade com relação ao ciclo de envelhecimento, a equação (3.5) foi diferenciada em relação o tempo, tal que:

$$\frac{dQ_{loss}^{cal}}{dt} = z_{cal} B_{cal}(SOC) e^{-\frac{E_{a,cal}}{RT}} \left(\frac{dQ_{loss}^{cal}}{B_{cal}(SOC) e^{-\frac{E_{a,cal}}{RT}}} \right)^{1-\frac{1}{z_{cal}}} \quad (3.6)$$

A equação (3.6) possibilita avaliar a variação infinitesimal da perda de capacidade com relação ao envelhecimento calendário [12].

3.1.2.2 Modelo de desvanecer por ciclo

O ciclo de vida é definido por Oliveira [11] como sendo o número de ciclos de carga e descarga que determinada bateria pode sofrer até atingir os requisitos mínimos de desempenho especificados pelo fabricante [11]. Geralmente os requisitos adotados referem-se a 80% da capacidade inicial da célula. Diante disso, foram desenvolvidas algumas pesquisas [2, 5, 15] com vistas a testar o desvanecer da capacidade, perante diferentes perfis de descarga baseados na capacidade nominal da bateria.

Com o decorrer do tempo as pesquisas evoluíram para estágios mais aprofundados, os quais passaram a incluir diversas variáveis. Foi então que Wang et al. [20] em seus estudos acerca dos efeitos da profundidade de descarga e da temperatura verificaram a discreta relevância causada pelo efeito DOD nas condições investigadas. Esse fator levou-os a desconsiderar aspectos de

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

profundidade de descarga em sua modelagem de vida. Com isso, a perda de capacidade da bateria foi atribuída a dois fenômenos: tempo e temperatura, de acordo com o seguinte modelo:

$$Q_{loss} = B e^{-\frac{E_{a_{cal}}}{RT}} t^z. \quad (3.7)$$

No entanto, o tempo, indicado por t na equação (3.7), foi substituído por A_h , o qual representa a quantidade de carga fornecida pela bateria durante determinado ciclo. Dessa forma, Wang et al. [20] descreve a perda de carga devido à utilização da bateria como:

$$Q_{loss} = B A_h^z e^{-\frac{E_a}{kT}}. \quad (3.8)$$

O ciclo de envelhecimento apresentado por Petit et al. [12] foi baseado na equação (3.8). No entanto, nesse estudo foram identificados os efeitos de corrente e temperatura como os principais fatores de influência sob a perda de capacidade da célula. Sendo assim, pôde-se escrever a equação (3.9), em que, α corresponde ao coeficiente para aceleração do envelhecimento expresso em J/molA. O referido coeficiente varia em função da corrente elétrica ($|I|$). Com isso, a perda de capacidade em razão da ciclagem pode ser expressa por:

$$Q_{loss}^{cyc} = B_{cyc} A_h^{z_{cyc}} e^{-\frac{E_a + \alpha |I|}{kT}}. \quad (3.9)$$

A taxa de transferência de carga representada por A_h , pode ser calculada por:

$$A_h = n DOD Q_0 \quad (3.10)$$

em que, n representa o número de ciclos e Q_0 a capacidade nominal da bateria [7, 12]. Para avaliar a variação infinitesimal da capacidade em relação ao ciclo de envelhecimento, a equação (3.9) foi diferenciada com relação ao tempo, então obteve-se a seguinte relação:

$$\frac{dQ_{loss}^{cyc}}{dt} = \frac{|I|}{3600} z_{cyc} B_{cyc}(I) e^{-\frac{E_a + \alpha |I|}{kT}} \left(\frac{dQ_{loss}^{cyc}}{B_{cyc}(I) e^{-\frac{E_a + \alpha |I|}{kT}}} \right)^{1 - \frac{1}{z_{cyc}}}. \quad (3.11)$$

Vale ressaltar a proporcionalidade entre corrente elétrica na célula e A_h após o mesmo ser diferenciado [12].

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo desenvolvido permitiu identificar os principais agentes de envelhecimento de baterias, os quais atuam nos eletrodos e são desencadeados pela variação térmica e pelo tempo/ciclo de trabalho. Dentre esses agentes destacam-se a formação e o crescimento da camada SEI. Essas características são consideradas em todos os modelos matemáticos da literatura técnica, os quais

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

foram desenvolvidos para calcular a perda de capacidade de baterias e seu número de ciclos de vida.

Para modelar os fenômenos de envelhecimento são empregadas duas ferramentas: a modelagem física e a modelagem empírica. A modelagem física está baseada no envelhecimento em nível de material e eletrodos, ou seja, considera os aspectos eletroquímicos das células. Enquanto a modelagem empírica encontra-se vinculada, essencialmente, no âmbito de variáveis eletricamente mensuráveis. Nesses modelos são considerados dois aspectos de envelhecer: desvanecer por calendário e desvanecer pela utilização. Os modelos de desvanecer por calendário encontram-se vinculados à temperatura e tempo de armazenagem da bateria. Já nos modelos de envelhecimento devido à utilização, as principais variáveis envolvidas são a temperatura e a corrente elétrica.

Contudo, foi possível verificar a existência de uma infinidade de variáveis e parâmetros relevantes na elaboração de modelos matemáticos para prever a perda de capacidade e o número de ciclos de baterias Li-Po.

Os dados obtidos no decorrer dessa revisão são fundamentais, pois constituem o embasamento teórico inicial da pesquisa de mestrado, cujo objetivo é desenvolver um modelo matemático que descreva o número de ciclos de vida de baterias do tipo Li-Po para dispositivos móveis.

REFERÊNCIAS

- [1] I. Bloom, B. W. Cole, J. J. Sohn, S. A. Jones, E. G. Polzin, V. S. Battaglia, G. L. Henriksen, C. Motloch, R. Richardson, T. Unkelhaeuser, D. Ingersoll, and H. L. Case. An accelerated calendar and cycle life study of li-ion cells. *Journal of Power Sources*, 101(2):238-247, 2001. URL www.scopus.com. Cited By :266.
- [2] MICHEL Broussely, S Herreyre, Ph Biensan, P Kasztejna, K Nechev, and RJ Staniewicz. Aging mechanism in li ion cells and calendar life predictions. *Journal of Power Sources*, 97:13-21, 2001.
- [3] C. Clemm, C. Sinai, C. Ferkinghoff, N. Dethlefs, N. F. Nissen, and K. . Lang. Durability and cycle frequency of smartphone and tablet lithium-ion batteries in the field. In *2016 Electronics Goes Green 2016+*, EGG 2016, 2017. URL www.scopus.com.
- [4] Marc Doyle, Thomas Fuller, and John Newman. Modeling of galvanostatic charge and discharge of the lithium/ polymer/insertion cell. *Journal of the Electrochemical Society*, 140(6):1526-1533, 1993. URL www.scopus.com. Cited By :1412.
- [5] N. Grillon, É. Bouyssou, S. Jacques, and G. Gautier. Cycle life and statistical predictive reliability model for all-solid-state thin film microbatteries. *Microelectronics Reliability*, 93:102-108, 2019. URL www.scopus.com.
- [6] C. Guenther, B. Schott, W. Hennings, P. Waldowski, and M. A. Danzer. Model-based

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

investigation of electric vehicle battery aging by means of vehicle-to-grid scenario simulations. *Journal of Power Sources*, 239:604-610, 2013. URL www.scopus.com. Cited By :67.

[7] M. Jafari, K. Khan, and L. Gauchia. Deterministic models of li-ion battery aging: It is a matter of scale. *Journal of Energy Storage*, 20:67-77, 2018. URL www.scopus.com.

[8] F. Joho, P. Novák, and M. E. Spahr. Safety aspects of graphite negative electrode materials for lithium-ion batteries. *Journal of the Electrochemical Society*, 149(8): A1020-A1024, 2002. URL www.scopus.com. Cited By :52.

[9] Z. Liu, G. Sun, S. Bu, J. Han, X. Tang, and M. Pecht. Particle learning framework for estimating the remaining useful life of lithium-ion batteries. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 66(2):280-293, 2017. URL www.scopus.com. Cited By :19.

[10] A. R. Mandli, S. Ramachandran, A. Khandelwal, K. Y. Kim, and K. S. Hariharan. Fast computational framework for optimal life management of lithium ion batteries. *International Journal of Energy Research*, 42(5):1973-1982, 2018. URL www.scopus.com. Cited By :1.

[11] Marcelo Manoel de Oliveira. Estimativa do estado de carga de baterias em robôs móveis autônomos. PhD thesis, Universidade de São Paulo.

[12] M. Petit, E. Prada, and V. Sauvant-Moynot. Development of an empirical aging model for li-ion batteries and application to assess the impact of vehicle-to-grid strategies on battery lifetime. *Applied Energy*, 172:398-407, 2016. URL www.scopus.com. Cited By :32.

[13] A. V. Randall, R. D. Perkins, X. Zhang, and G. L. Plett. Controls oriented reduced order modeling of solid-electrolyte interphase layer growth. *Journal of Power Sources*, 209:282-288, 2012. URL www.scopus.com. Cited By :41.

[14] Thomas B Reddy. *Linden's handbook of batteries*, volume 4. Mcgraw-hill New York, 2011.

[15] Johannes Schmalstieg, Stefan Käbitz, Madeleine Ecker, and Dirk Uwe Sauer. A holistic aging model for li (nmc) o₂ based 18650 lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 257:325-334, 2014.

[16] Haishen Song, Zheng Cao, Xiong Chen, Hai Lu, Ming Jia, Zhian Zhang, Yanqing Lai, Jie Li, and Yexiang Liu. Capacity fade of lifepo₄/graphite cell at elevated temperature. *Journal of Solid State Electrochemistry*, 17(3):599-605, 2013.

[17] G. Suri and S. Onori. A control-oriented cycle-life model for hybrid electric vehicle lithium-ion batteries. *Energy*, 96:644-653, 2016. URL www.scopus.com. Cited By :29.

[18] M. Vatani, P. J. S. Vie, and O. Ulleberg. Cycling lifetime prediction model for lithium-ion batteries based on artificial neural networks. In *Proceedings - 2018 IEEE PES Innovative Smart*

Evento: XXIV Jornada de Pesquisa

Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2018, 2018. URL www.scopus.com.

[19] Wladislaw Waag, Stefan Käbitz, and Dirk Uwe Sauer. Experimental investigation of the lithium-ion battery impedance characteristic at various conditions and aging states and its influence on the application. *Applied energy*, 102:885–897, 2013.

[20] J. Wang, P. Liu, J. Hicks-Garner, E. Sherman, S. Soukiazian, M. Verbrugge, H. Tataria, J. Musser, and P. Finamore. Cycle-life model for graphite-lifepo4 cells. *Journal of Power Sources*, 196(8):3942–3948, 2011. URL www.scopus.com. Cited By :525.

[21] R. Xiong, J. Cao, Q. Yu, H. He, and F. Sun. Critical review on the battery state of charge estimation methods for electric vehicles. *IEEE Access*, 6:1832–1843, 2017. URL www.scopus.com. Cited By :50.

[22] A. Yoshino. The birth of the lithium-ion battery. *Angewandte Chemie - International Edition*, 51(24):5798–5800, 2012. URL www.scopus.com. Cited By :211

[23] H. Yuan, W. Song, M. Wang, Y. Gu, and Y. Chen. Lithium-ion conductive coating layer on nickel rich layered oxide cathode material with improved electrochemical properties for li-ion battery. *Journal of Alloys and Compounds*, pages 1311–1322, 2019. URL www.scopus.com.

[24] L. Zhang, Z. Mu, and C. Sun. Remaining useful life prediction for lithium-ion batteries based on exponential model and particle filter. *IEEE Access*, 6:17729–17740, 2018. URL www.scopus.com. Cited By :3.

[25] Y. Zhang, C. Wang, and X. Tang. Cycling degradation of an automotive lifepo4 lithium-ion battery. *Journal of Power Sources*, 196(3):1513–1520, 2011. URL www.scopus.com. Cited By :208.

[26] Y. Zhang, R. Xiong, H. He, and M. G. Pecht. Long short-term memory recurrent neural network for remaining useful life prediction of lithium-ion batteries. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 67(7):5695–5705, 2018. URL www.scopus.com. Cited By :14.