

Alocação de Baterias em Sistemas de Distribuição com Minimização de Perdas Considerando Custos e Vida Útil

Maria Elisa F. Octaviano, Marger W. Barbosa, Amanda C. Tostes,
Leandro R. de Araujo, Débora R. R. P. Araujo

Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, Brasil

(e-mails: elisa.octaviano@engenharia.ufff.br; marger.barbosa@engenharia.ufff.br; amanda.tostes@engenharia.ufff.br
leandro.araujo@ufff.edu.br; debora.rosana@ufff.edu.br).

Abstract: The allocation of batteries in distribution systems is a promising technique to improve aspects related to the quality of energy and its costs, such as the use of voltage, the frequency and the reduction of electricity reduction. However, in order for this allocation to occur to bring economic benefits to the system owner, resources such as life span, as well as the use of different types of batteries must be used in the allocation. Thus, the present work proposes an optimization approach using genetic algorithm to solve the battery allocation problem.

Resumo: A alocação de baterias em sistemas de distribuição é uma técnica promissora para melhorar aspectos relacionados a qualidade de energia e seus custos, tais como regulação de tensão, de frequência e redução de perdas de energia elétrica. No entanto, para que esta alocação ocorra trazendo vantagens econômicas para o proprietário do sistema, características como a vida útil, bem como o custo de diferentes tipos de bateria devem ser considerados na alocação. Deste modo, o presente trabalho propõe uma abordagem de otimização utilizando algoritmo genético para resolução do problema de alocação de baterias.

Keywords: Battery, Losses, Distribution Systems, Genetic Algorithm, Power Flow.

Palavras-chaves: Bateria, Perdas, Sistemas de Distribuição, Algoritmo Genético, Fluxo de Potência.

NOMENCLATURA

		k	Constante variada nas simulações para entender como a preservação da vida útil impacta nas perdas de energia elétrica
Fob	Função Objetivo		
Fat_{perdas}	Fator que avalia as perdas de energia elétrica	Pen_{vida}	Penalização de vida útil
Fat_{vida}	Fator que avalia a vida útil das baterias	$Dias$	Número de dias de funcionamento do sistema elétrico
Pen_{carga}	Penalização de estado de carga	$Custo_{bat}$	Custo da bateria
$N_{bus,1}$	Número de barras PQ e PV do sistema elétrico	N_{ciclos}	Número de ciclos da bateria
$N_{bus,2}$	Número de barras PQ do sistema elétrico	$Custo_{perdas}$	Custo das perdas de energia elétrica
T	Último instante de tempo da curva de cargas	$Perdas$	Perdas de energia elétrica
$\Delta P_{t,n}$	Resíduo de potência ativa no tempo t e barra n	M	Big number ajustado no algoritmo
$\Delta Q_{t,n}$	Resíduo de potência reativa no tempo t e barra n	$\Delta P_{t,f}$	Módulo potência injetada ou absorvida pela bateria da fase f no instante de tempo t
SOC	Estado de carga da bateria	ΔP_{max}	Potência máxima que pode ser injetada ou absorvida pela bateria

1. INTRODUÇÃO

Os Sistemas de Distribuição (SD) têm se modernizado devido aos avanços tecnológicos. Uma aplicação que tem sido cada vez mais utilizada são os sistemas de armazenamento de energia elétrica que se mostram promissores para auxiliar na solução de diversos problemas dos SDs.

Muitas pesquisas diferentes de aplicação de BESS (do inglês: *Battery Energy Storage System*) têm sido realizadas, algumas delas serão descritas resumidamente a seguir, para demonstrar diversos objetivos que podem ser alcançados com estes sistemas.

Em Kim (2016), sistemas formados por baterias, são utilizados para a regulação de frequência da rede. O artigo propõe uma regulação em tempo real utilizando um BESS que responde aos sinais de controle de carga.

No trabalho de Abdelrazek e Kamalasadán (2016) são projetados controladores para que a bateria auxilie o sistema devido às variações características da geração fotovoltaica. Neste trabalho, desenvolve-se um polinômio que relaciona a geração com a potência ativa requisitada do BESS.

Com o objetivo de utilizar as baterias como *backup* de energia, em Wang *et al* (2018) desenvolve-se uma estratégia de alocação considerando a degradação destes dispositivos. É apresentada uma solução que minimiza o tempo de interrupção bem como o custo geral do problema.

Visando minimizar a diferença entre custos de operação e capital, o artigo de Seijas *et al* (2019) realiza a alocação ótima da bateria para que esta gere maior flexibilidade para a rede. O modelo desenvolvido inclui também diferentes tamanhos de bateria disponíveis no mercado.

Aplicando-se baterias de redox de vanádio, o trabalho de Mi *et al* (2016) realiza a regulação de tensão de um barramento CC. Isto é feito através de uma estratégia de controle em malha fechada dupla.

Para realizar a modelagem de parâmetros da bateria, tais como o SOC (do inglês: *State of Charge*), o trabalho de Wahyuddin *et al* (2018) utiliza os modelos de circuitos elétricos para analisar as variáveis do dispositivo durante o processo de descarga.

Destacando diferentes tipos de bateria utilizados, o trabalho de Hu *et al* (2017) destaca a vasta aplicabilidade destes dispositivos bem como realiza um comparativo entre as tecnologias existentes.

Tendo em vista o aumento da penetração de fontes renováveis na matriz energética, o trabalho de Kalkhambkar *et al* (2014) realiza um estudo com foco em minimização de perdas. O artigo considera o dimensionamento ideal na combinação de energia fotovoltaica e bateria.

Mediante verificação da literatura, exemplificada nos trabalhos apresentados, percebe-se que as baterias são equipamentos que podem ser utilizados com objetivos diversos. Assim este tema tem apresentado bastante interesse atual e os sistemas baseados em baterias estão se mostrando

promissores. Vê-se que neste tema ainda há muitas coisas para se desenvolver e melhorar.

Neste sentido, neste artigo, apresenta-se uma formulação para alocação de baterias com objetivo de minimização de perdas, considerando custos e o impacto que ciclos de carga e descarga têm sobre a vida útil destes dispositivos. Ressalta-se que um importante aspecto que é negligenciado em diversos estudos envolvendo BESS é a consideração dos ciclos de carga e descargas em relação à vida útil do BESS, desta forma, uma contribuição deste trabalho apresentar um método para representar a relação entre a vida útil x ciclos de cargas e descarga.

2. CONCEITOS BÁSICOS PARA O DESENVOLVIMENTO DO MÉTODO

2.1 Aspectos das Baterias Tratados

As baterias são equipamentos muito interessantes para os SDs devido a sua característica de poder fornecer e armazenar energia.

Porém, não são equipamentos triviais especialmente quando usados em capacidades maiores e diversos fatores influenciam no funcionamento adequado destes dispositivos. Muitas vezes são necessários sistemas para gerenciá-los, formando os BESS.

Dentre os fatores que precisam ser tratados para o funcionamento correto da bateria, destaca-se o SOC que avalia o estado de carga do equipamento. A observação deste parâmetro é importante, uma vez que a bateria não pode fornecer ao sistema uma carga maior que àquela que tem armazenada internamente e nem armazenar carga maior que sua capacidade. Assim, a verificação deste parâmetro é considerada no método proposto.

Outro fator importante a ser considerado neste método é o ciclo de vida da bateria. Este parâmetro informa a quantidade de ciclos de descarga completos que o equipamento é capaz de realizar antes de sua capacidade de armazenamento ser reduzida a mais do que 80% da nominal.

É importante ressaltar que o ciclo de vida pode ser afetado por diversos fatores dentre os quais destaca-se a profundidade de descarga, conforme Kempener e Borden (2015). Em linhas gerais, descargas profundas reduzem significativamente o número de ciclos, contudo este parâmetro não será analisado em detalhes neste trabalho, apenas serão inseridas restrições no modelo matemático para evitar descargas profundas.

Por fim, um parâmetro importante para selecionar a bateria adequada para o SD em questão é o custo deste equipamento. Geralmente, baterias mais caras costumam ter ciclos de vida maiores. Logo, este parâmetro também será considerado.

Assim, a formulação que será apresentada na próxima seção servirá para alocação de baterias buscando minimização de perdas no sistema de distribuição, considerando os custos das baterias, seu ciclo de vida e verificando o correto funcionamento do SOC.

Vale salientar que, neste trabalho, as perdas internas das baterias alocadas não foram consideradas. Essa simplificação foi adotada já que do ponto de vista da vida útil, quanto maior a energia armazenada na bateria maior seria a redução do número de ciclos. Sendo assim, a não consideração das perdas internas da bateria acarretaria em uma abordagem mais conservadora, já que se modela o pior caso em que há maior energia armazenada ou fornecida.

2.2 OpenDSS

O OpenDSS (do inglês: *Open Distribution System Simulator*) é um *software* que, dentre as suas funcionalidades, soluciona fluxos de potência em sistemas de distribuição, e permite o interfaceamento com o MATLAB (do inglês: *Matrix Laboratory*), sendo que este último pode ser utilizado como ferramenta de programação de diversas metodologias, como a que será implementada neste trabalho.

3. MÉTODO PROPOSTO PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA

3.1 Formulação Matemática

O problema de alocação que será resolvido neste trabalho pode ser modelado através das equações mostradas a seguir.

$$\min Fob = Fat_{perdas} + Fat_{vida} + Pen_{carga} \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{n=1}^{N_{bus,1}} \sum_{t=1}^T \Delta P_{t,n} = 0 \quad (2)$$

$$\sum_{n=1}^{N_{bus,2}} \sum_{t=1}^T \Delta Q_{t,n} = 0 \quad (3)$$

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max}, \quad \forall 1 \leq t \leq T \quad (4)$$

Onde:

$$Fat_{vida} = k * Pen_{vida} * Dias * \frac{Custo_{bat}}{N_{ciclos}} \quad (5)$$

$$Fat_{perdas} = Custo_{perdas} * Perdas * Dias \quad (6)$$

$$Pen_{carga} = M, \text{ se } SOC < SOC_{min} \text{ ou } SOC > SOC_{max}, \text{ senão } Pen_{carga} = 0. \quad (7)$$

$$Pen_{vida} = \sum_{f=1}^3 \sum_{t=1}^T abs\left(\frac{\Delta P_{t,f}}{\Delta P_{max}}\right) \quad (8)$$

Em (1) é apresentada a função objetivo (*Fob*) do problema de otimização a ser solucionado. Pode-se perceber que esta leva em consideração as perdas de energia elétrica (primeira

parcela), a vida útil das baterias (segunda parcela) a serem instaladas e a restrição de carga e descarga interna da bateria bem como descarga profunda (terceira parcela).

De acordo com (2) e (3), a solução procurada deve respeitar as equações do fluxo de potência. Isso deve ocorrer para todos os instantes de tempo ($1 a T$) e barras do sistema, conforme descritas na nomenclatura deste trabalho.

Em (4) é apresentada a restrição do estado de carga da bateria. Sendo assim, este deve estar entre um valor mínimo e máximo para todos os instantes de tempo da simulação. Os estados de carga limites a serem considerados podem ser diferentes dependendo do tipo de bateria ou do que se deseja em sua aplicação. Isto é salientado no trabalho de Suárez-García *et al* (2015), onde a temática da operação da bateria em diferentes regiões de SOC é melhor explanada.

Explicitando os fatores que formam (1), em (5) tem-se o Fat_{vida} que impacta em considerações sobre a vida útil e custos da bateria, conforme será mais bem explicado adiante. Este fator considera também uma constante, k , que será variada nas simulações a seguir. Na primeira simulação com um determinado tipo de bateria, utiliza-se $k = 1$ e repete-se o processo até $k = 10$. Isso é feito com o intuito de realizar uma análise entre a preservação ou redução da vida útil das baterias em relação os ciclos de carregamento e aos impactos que sua alocação tem sobre o SD.

Em (5) tem-se um fator chamado penalização de vida útil, Pen_{vida} , mostrado em (8) que é dado basicamente pela potência fornecida ou absorvida pela bateria em cada instante de tempo em relação a potência máxima que o equipamento poderia absorver ou fornecer neste mesmo período, tudo isto em módulo. Ou seja, está considerando os ciclos de carregamento, quanto mais ciclos (quantidade de energia transferida) maior redução da vida útil, por isso considera-se esta penalização.

Neste trabalho, serão alocadas três baterias monofásicas em uma barra trifásica do SD. Além disso, quando a bateria absorve potência utiliza-se o sinal positivo, ao passo que quando esta fornece potência, utiliza-se o sinal negativo. Sendo assim, em (8) as cargas e descargas de todas as baterias são mensuradas conjuntamente em todos os instantes de tempo.

Voltando a (5), as variáveis $Custo_{bat}$ e N_{ciclos} variam de acordo com o tipo de tecnologia da bateria em questão. Neste trabalho, os valores utilizados, para o custo bem como o número de ciclos, basearam-se no levantamento realizado por Hu *et al* (2017).

Além disso, o valor $Dias$, presente em (5), justifica-se uma vez que as soluções candidatas para o problema de otimização são a princípio definidas em 24 horas. Logo, para uma avaliação anual do processo de cargas e descargas da bateria, $Dias = 365$ e foi considerado que o equipamento operaria da mesma maneira durante 1 ano. Basta mudar o valor desta variável para avaliação de outros intervalos de tempo.

Em (6), mensura-se as *Perdas* do sistema após a alocação da bateria com uma determinada sequência de operação. Considera-se que o SD operará da mesma maneira por 365 dias. O $Custo_{perdas}$ utilizado foi de 500 reais por MWh.

Por fim, em (7) é mostrada a lógica adotada para a consideração dos limites de carga e descarga da bateria, chamados aqui de penalização de carga. Caso a restrição do *SOC* não seja respeitada, soma-se um número elevado, M , a função objetivo. Na convergência $Pen_{carga} = 0$.

3.2 Algoritmo Genético

Neste trabalho, optou-se pelo método de otimização Algoritmo Genético (AG) para solucionar o problema em questão. Isso porque se trata de um problema não linear e, devido a característica de busca inerente ao método, não existe garantia de encontrar um ótimo global, contudo boas soluções são encontradas. Desta forma, o algoritmo foi executado três vezes objetivando encontrar soluções melhores. Para cada nova execução, as melhores soluções da execução anterior são incorporadas na população inicial. O critério de convergência utilizado é o tempo computacional e cada execução dura uma hora.

Outro requisito importante na formulação de um AG é a codificação dos cromossomos. O cromossomo considerado neste trabalho pode ser visualizado na Fig. 1.

Dessa forma a função objetivo recebe n potências ativas negativas ou positivas, como foi salientado anteriormente. Neste trabalho, para a definição da operação de cada bateria monofásica, precisamos de 24 posições, uma para cada hora. Como serão alocadas uma bateria monofásica por fase na barra trifásica B, $n = 72$.

Potência das Baterias em Cada Hora					Barra
P_1	P_2	P_3	...	P_n	B

Fig. 1 Representação do Cromossomo

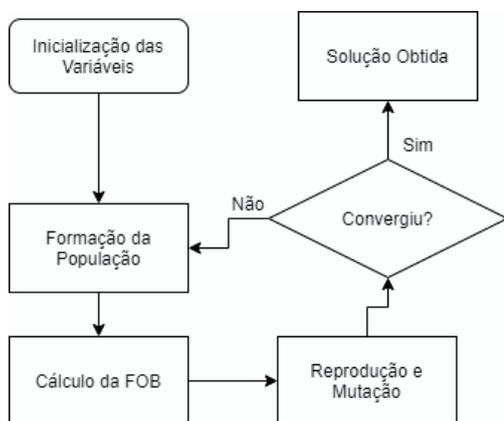


Fig. 2 Fluxograma do AG

O AG trabalha realizando a análise desse cromossomo, sob o qual é feito o cálculo da função objetivo e, os indivíduos com melhores aptidões possuem maior chance de reprodução. O

fator responsável pelo aumento na variabilidade de soluções na população do AG é conhecido como mutação. Neste trabalho, a taxa do operador *crossover*, que é o operador da reprodução, foi de 80%. Já as mutações foram aplicadas com o auxílio de uma função gaussiana *default* do MATLAB, específica para o AG. Mais detalhes sobre o AG utilizado podem ser encontrados em Tahvonen e Niinimäki (2013). A Fig. 2 mostra um fluxograma do método de otimização utilizado para a solução do problema. O tamanho da população utilizada foi de 200 indivíduos.

4. RESULTADOS

O método descrito no capítulo anterior foi implementado computacionalmente. Testes foram realizados e dois sistemas teste terão seus resultados apresentados neste trabalho: um Sistema Didático de 4 Barras e o IEEE 13 Barras. Além disso, para cada um destes SD, serão estudados dois casos: o primeiro com a alocação de baterias de chumbo-ácido e o segundo, com a utilização de baterias de lítio-íon.

4.1 Sistema IEEE 4 Node Test Feeder

Conforme pode ser observado na Fig.3, o IEEE 4 caracteriza-se por apresentar tensão nominal de 12.47 kV, um transformador Y-Y que abaixa essa tensão para o nível de 4.16 kV e uma carga de 5400 kW, com fator de potência 0.9. Mais detalhes sobre as impedâncias dos alimentadores podem ser encontrados no Apêndice A deste trabalho.

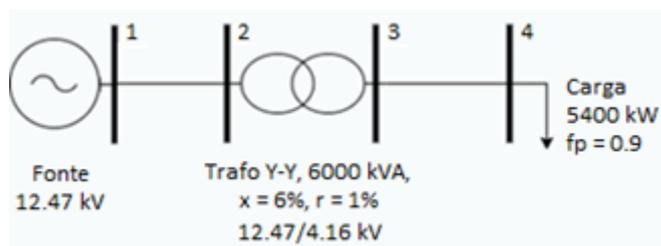


Fig. 3 Sistema IEEE 4 Node Test Feeder

Para as simulações deste e do próximo sistema a ser mostrado, a carga estará sujeita a uma variação horária conforme indicada na Fig. 4.

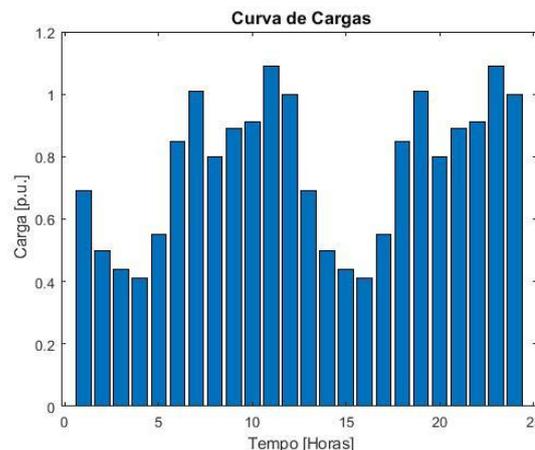


Fig. 4 Curva de Cargas Utilizada nas Simulações

Os parâmetros considerados nas simulações a seguir são mostrados na Tabela 1. O custo da base original de custos de baterias estava em dólares, por isso foi utilizado um valor de conversão em Reais para inserção nas equações (1US\$ = R\$5,84). No trabalho de Hu *et al* (2017), os autores apresentaram intervalos numéricos dentre os quais os preços, bem como o número de ciclos variavam. Neste trabalho, foi utilizada a média entre estes valores. Logo para a bateria chumbo-ácido, $Custo_{bat} = 200 \text{ US\$/kWh}$ e $N_{ciclos} = 600$ e, para a bateria de Lítio-Íon $Custo_{bat} = 1400 \text{ US\$/kWh}$ e $N_{ciclos} = 5500$.

Para o Sistema Didático de 4 Barras, serão alocadas três baterias monofásicas que têm capacidade de 5000 kWh e podem injetar ou absorver até 3000 kW.

Tabela 1. Parâmetros das Baterias Utilizadas nas Simulações. Fonte: Hu *et al* (2017)

Tecnologia da Bateria	Custo (US\$/kWh)	Número de Ciclos
Chumbo-Ácido	100-300	200-1000
Lítio-Íon	300-2500	1000-10000

A Fig. 5 e a Fig. 6 mostram resultados obtidos pela simulação utilizando as baterias de chumbo-ácido, e as Fig. 7 e Fig. 8 contêm os resultados referentes as baterias de Lítio-Íon.

Os valores mostrados graficamente referem-se a análise de um cromossomo, ou seja, são as perdas, em MWh, calculadas para 24 horas, da solução com melhor aptidão para cada k .

Além disso, pode-se observar como os parâmetros $Perdas$ e Pen_{vida} se comportam em relação a variação da constante k .

Conforme era esperado, quando $k = 0$, a parcela Fat_{vida} fica nula na função objetivo. Logo, para este cenário, as baterias não apresentam limites de ciclos de carga e descarga, e consequentemente, há uma maior redução nas perdas de energia elétrica do SD. O sistema utiliza a bateria da melhor forma possível para diminuir as perdas.

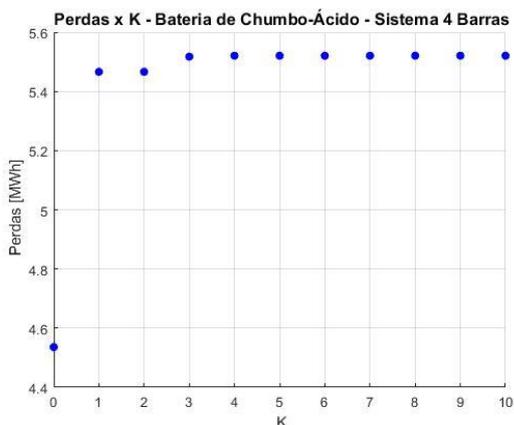


Fig. 5 Perdas Obtidas na Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido, IEEE 4

Para este caso é possível notar que até $k = 4$ houve variação nos valores das perdas do sistema. Contudo para valores

maiores que 4 não houve mais variação dos valores das perdas. Isto significa que a partir desse ponto o custo relativo ao uso da bateria não mais compensava o custo relativo à redução de perdas do sistema. Isto pode ser entendido verificando o valor de ΔP da equação (8) que passa a ser zero, assim a variável $Pen_{vida} = 0$. Ou seja, neste ponto as baterias deixam de ser vantajosas para o sistema.

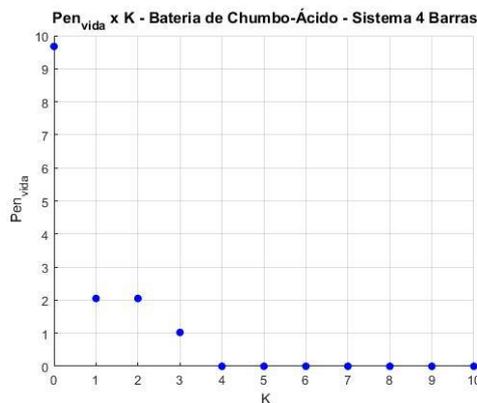


Fig. 6 Penalizações de Vida Útil Obtidas na Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido, IEEE 4

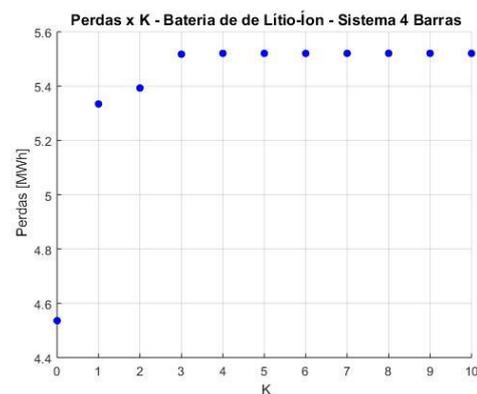


Fig. 7 Perdas Obtidas na Alocação da Bateria de Lítio-Íon, IEEE 4

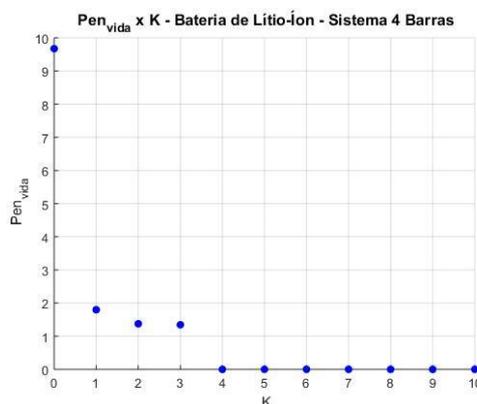


Fig. 8 Penalizações de Vida Útil Obtidas na Alocação da Bateria de Lítio, IEEE 4

Observa-se também que o valor de $Perdas = 5,5205 MWh$ equivalem as perdas do sistema para a curva de cargas da Fig. 4 sem a alocação de baterias. Por isso, para $k \geq 4$ as perdas tendem a este valor (em uma análise de 24h).

Além disso, é importante salientar que em $k = 0$, as perdas, para ambas as tecnologias de baterias, foram de $4,5360 MWh$. Em relação as diferenças de tecnologia de baterias, tem-se que devido ao coeficiente que relaciona as variáveis $Custo_{bat}$ e N_{ciclos} em (5), a bateria de lítio-íon apresentou melhor desempenho.

Isso porque quando dividimos $Custo_{bat}$ pelo N_{ciclos} para baterias com essa tecnologia, obtém-se um valor menor que o apresentado pelas baterias de chumbo-ácido. Logo, a bateria de lítio-íon tende a ter descargas mais profundas que a de chumbo-ácido, justificando assim menores perdas de energia elétrica neste caso.

Salienta-se também que, as barras escolhidas para alocação das baterias no sistema IEEE 4 Barras estão melhores detalhadas no Apêndice B deste trabalho. Ressalta-se que, para os valores de k em que as baterias tiveram $N_{ciclos} = 0$, a barra de alocação perde a relevância e não foi mencionada.

4.2 Sistema IEEE 13 Node Test Feeder

Nesta seção foi utilizado o sistema IEEE 13 conforme mostrado na Fig. 9. Este possui carga total de 998 kW e, estará sujeito as variações horárias de carga da Fig. 4.

Para este sistema são alocadas 3 baterias monofásicas de capacidade 800 kWh cuja potência pode ser de até 500 kW.

Mais uma vez as simulações foram realizadas para os tipos de bateria da Tabela 1. Os resultados são mostrados nas Fig. 10, Fig. 11, Fig. 12 e Fig. 13.

Conforme pode ser observado, os resultados para este sistema seguiram a mesma tendência de crescimento, no caso da variável $Perdas$ e decrescimento no caso da variável Pen_{vida} quando relacionados ao aumento do fator k .

Analogamente ao sistema previamente simulado, os dados referentes a barra de alocação das baterias estão detalhados no Apêndice C deste artigo. Lembrando que, para os casos em que a barra de alocação não é mencionada, $N_{ciclos} = 0$.

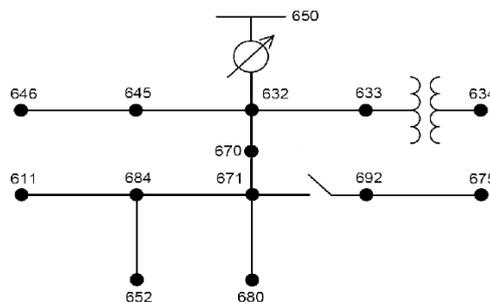


Fig. 9 Sistema IEEE 13 Node Test Feeder (IEEE DSASC)

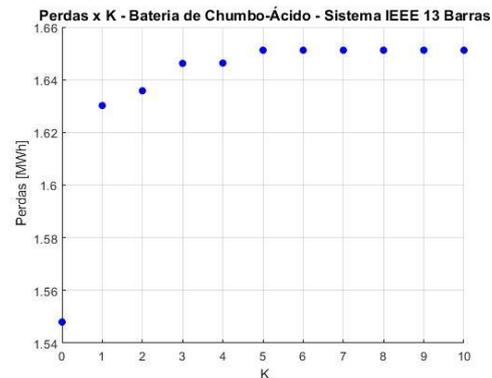


Fig. 10 Perdas Obtidas na Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido, Sistema IEEE 13 Barras.

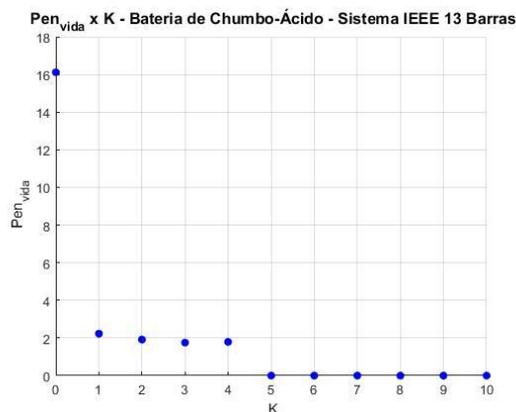


Fig. 11 Penalizações de Vida Útil Obtidas na Alocação da Bateria de Chumbo-Ácido, Sistema IEEE 13.

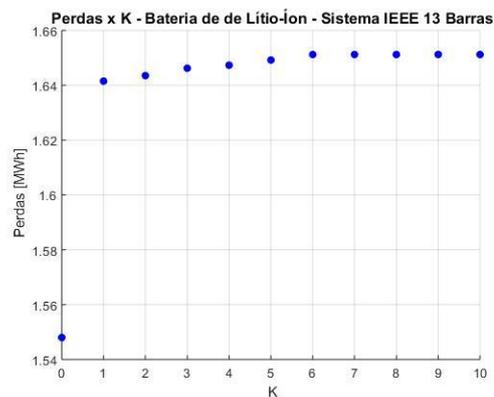


Fig. 12 Perdas Obtidas na Alocação da Bateria de Lítio-Íon, Sistema IEEE 13.

A análise das figuras permite observar que, para $k = 0$, desconsiderando o custo dos ciclos de carregamento das baterias (Fat_{vida}), as perdas de energia elétrica apresentam uma redução mais evidente conforme esperado. Contudo, no momento em que as penalizações relativas ao número de ciclos se iniciam, nota-se um crescimento gradual das perdas de energia elétrica. Este comportamento ocorre na medida em que as baterias passam a operar com um menor número de ciclos devido ao crescimento de Fat_{vida} .

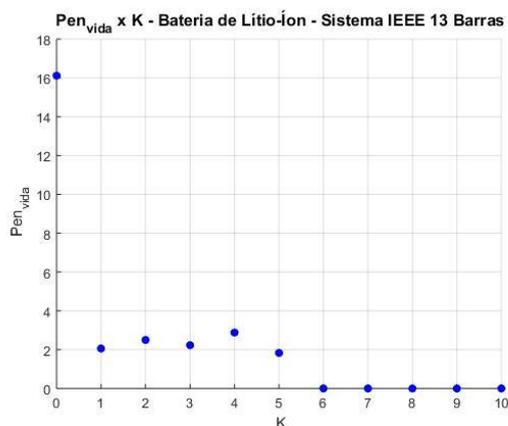


Fig. 13 Penalizações de Vida Útil Obtidas na Alocação da Bateria de Lítio-Íon, Sistema IEEE 13.

Além disso, percebe-se que o comportamento de crescimento das perdas de energia elétrica ocorre até o momento em que este parâmetro alcança o valor encontrado no caso base, ou seja, $Perdas = 1,6512 \text{ MWh}$.

Em relação a comparação dos tipos construtivos das baterias, percebe-se que o coeficiente $Custo_{bat}/N_{ciclos}$ é uma constante com valor menor para as baterias de Lítio-Íon em relação a Chumbo-Ácido. Desta forma, para um mesmo Fat_{vida} , a variável Pen_{vida} pode crescer um pouco mais quando considera-se as baterias de Lítio-Íon.

Desta forma, o crescimento da variável Pen_{vida} acarretaria em uma maior redução das perdas de energia elétrica, já que a bateria teria operado mais. No entanto, a observação dos gráficos acima não demonstra este comportamento para todos os pontos.

Com o intuito de buscar uma justificativa matemática para este comportamento, foi feita uma verificação do método através da fixação da barra de alocação do algoritmo e, ao fazer isso, os resultados se comportaram conforme esperado.

Sendo assim, atribui-se o comportamento na comparação das figuras acima a barra de alocação escolhida pelo algoritmo. Isso porque a bateria teria um efeito diferente sobre as perdas de energia elétrica no SD em diferentes barras.

5. CONCLUSÕES

Diante dos resultados, vê-se que a realização de uma otimização que realize penalizações considerando a vida útil das baterias é muito importante, pois esse parâmetro pode inviabilizar uma determinada solução.

Também se verifica que descargas profundas em baterias, mesmo que vantajosas do ponto de vista das perdas de energia elétrica no sistema reduzem a vida útil destes equipamentos, o que não é bom.

A determinação do gerenciamento da operação das baterias em relação ao SD deve ser escolhida pelo administrador deste sistema de forma a obter vantagens, porém considerando todos os custos envolvidos inclusive relativos à perda de vida útil dos equipamentos.

Em relação a vantagem obtida do ponto de vista do melhor gerenciamento entre o comportamento de carga e geração no SD, as baterias fornecem energia em momentos de carga pesada e absorvem em instantes de carga leve beneficiando assim o sistema elétrico que as utiliza.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a FAPEMIG, CNPq, CAPES e INERGE.

REFERÊNCIAS

- Abdelrazek S., Kamalasadnan S. (2016). Integrated PV Capacity Firming and Energy Time Shift Battery Energy Storage Management Using Energy Oriented Optimization. *IEEE Transactions on Industry Applications*, volume (52), 2607-2617.
- Kalkhambkar et al (2014). Optimal sizing of PV-battery for loss reduction and intermittency mitigation. *International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE-2014)*.
- Kempener, R., Borden E. (2015). Battery storage for renewables: market status and technology outlook. *IRENA - International Renewable Energy Agency*.
- Kim, Y. (2016). Experimental study of battery energy storage systems participating in grid frequency regulation. *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*.
- Mi, Z. et al (2016). Design of secondary voltage regulation system of DC microgrid based on vanadium redox battery storages. *2016 IEEE 11th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*.
- Seijas, A. et al (2019). Optimal battery systems designs for Distribution Grids: What size and location to invest in? *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*.
- Suárez-García, A. et al (2015). Optimal parametrization of electrodynamic battery model using model selection criteria. *Journal of Power Sources*, volume (285), 119-130.
- Tahvonen, O., Niinimäki, S. (2013). On the economics of optimal timber production in boreal Scots pine stands. *Canadian Journal of Forest Research*, volume (43), 719-720, n. 8.
- Wahyuddin, I. et al (2018). State of Charge (SoC) Analysis and Modeling Battery Discharging Parameters. *2018 4th International Conference on Science and Technology (ICST)*.
- Wang, F. et al (2018). Backup Battery Analysis and Allocation against Power Outage for Cellular Base Stations. *IEEE Transactions on Mobile Computing*, volume (18), 520-533.

Apêndice A. DADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE LINHA DO SISTEMA DIDÁTICO DE 4 BARRAS

Tabela 2. Comprimento das Linhas de Transmissão no Sistema Didático de 4 Barras

Linha	Comprimento
1-2	2000 pés
3-4	2500 pés

$$r_{abc} = \begin{pmatrix} 8.6658 & 2.9535 & 2.9068 \\ 2.9535 & 8.8377 & 2.9924 \\ 2.9068 & 2.9924 & 8.7400 \end{pmatrix} * 10^{-5} \text{ ohms/pé}$$

$$x_{abc} = \begin{pmatrix} 2.0417 & 9.5012 & 7.2901 \\ 9.5012 & 1.9851 & 8.0234 \\ 7.2901 & 8.0234 & 2.0171 \end{pmatrix} * 10^{-5} \text{ ohms/pé}$$

$$C_{abc} = \begin{pmatrix} 2.8537 & -0.9209 & -0.3510 \\ -0.9209 & 3.0067 & -0.5854 \\ -0.3510 & -0.5854 & 2.7132 \end{pmatrix} * 10^{-12} \text{ F/pé}$$

Apêndice B. BARRAS EM QUE AS BATERIAS FORAM ALOCADAS – SISTEMA DIDÁTICO DE 4 BARRAS

Tabela 3. Alocações para a Bateria de Chumbo-Ácido no Sistema Didático de 4 Barras

Valor de k	Barra Alocada
0	4
1	4
2	4
3	2

Tabela 4. Alocações para a Bateria de Lítio-Íon no Sistema Didático de 4 Barras

Valor de k	Barra Alocada
0	4
1	4
2	4
3	2

Apêndice C. BARRAS EM QUE AS BATERIAS FORAM ALOCADAS – SISTEMA IEEE 13 BARRAS

Tabela 5. Alocações para a Bateria de Chumbo-Ácido no Sistema IEEE 13 Barras

Valor de k	Barra Alocada
0	692
1	680
2	671
3	675
4	670

Tabela 6. Alocações para a Bateria de Lítio-Íon no Sistema Didático de IEEE 13 Barras

Valor de k	Barra Alocada
0	692
1	632
2	670
3	633
4	670
5	632