

# Battery Allocation and SOC in Distribution Systems Considering Temperature Constraints

Maria E. F. Octaviano , Eduardo M. Loureiro , Leandro R. Araujo , Débora R. R. P. Araujo 

**Abstract**— This paper proposes a method for allocating and controlling batteries' state of charge in unbalanced distribution systems. Restrictions related to the depth of discharges and the relation between the nominal and operating capacity of the battery in relation to the operating temperature are proposed. The proposed optimization set is a mixed integer nonlinear with temporal coupling, so the genetic algorithm method was used with the quasi-static times series technique to solve the proposed problem. A simple technique to verify the economic feasibility of battery allocation using a k-factor is also proposed. The power flow equations were solved using OpenDSS. Several operational tests were accomplished using the IEEE34 Node Test Feeders. The results show that the consideration of deep discharge and operating temperature considerably impact the battery operating cycle and battery lifetime.

Link to graphical and video abstracts, and to code: <https://latam.ieceer9.org/index.php/transactions/article/view/8193>

**Index Terms**—Batteries, Distribution Systems, Losses, Optimization, Power Flow, Temperature.

## NOMENCLATURA

$Fob$  é a função objetivo do problema de otimização;  
 $Parc_{perdas}$  representa na FOB as perdas de energia elétrica;  
 $Parc_{vida}$  representa na FOB o custo das baterias relativo a vida;  
 $T$  é o número intervalo, em horas, da curva de cargas;  
 $N_{bus,1}$  é o número de barras PQ e PV do sistema elétrico;  
 $N_{bus,2}$  é o número de barras PQ do sistema elétrico;  
 $\Delta P_{t,n}$  é o somatório de potência ativa no tempo  $t$  no nó  $n$ ;  
 $\Delta Q_{t,n}$  é o somatório de potência reativa no tempo  $t$  no nó  $n$ ;  
 $SOC$  é o estado de carga de cada bateria no tempo  $t$ ;  
 $SOC_{min}$  é o limite inferior de SOC;  
 $SOC_{max}$  é o limite superior de SOC;  
 $E_t$  é a energia, em kWh, na bateria no intervalo de tempo  $\Delta t$ ;  
 $E_{t-1}$  é a energia, em kWh, no intervalo de tempo  $\Delta(t-1)$ ;  
 $P$  é a potência, em kW, consumida ou disponibilizada;  
 $t_d$  é a discretização adotada na curva de cargas. Adotou-se  $t_d = 1h$ ;  
 $\eta_{ef}$  é a eficiência de carga e descarga da bateria;  
 $\Delta SOC$  é a variação de SOC entre os tempos  $t$  e  $t-1$ ;  
 $\Delta SOC_{max}$  é a variação de SOC máxima permissível;  
 $V_{min}$  é o limite de tensão inferior considerado, em p.u.;  
 $V_{max}$  é o limite de tensão superior considerado, em p.u.;  
 $k$  é a constante de sensibilidade;

This work was supported in part by the National Research Council, CNPq, CAPES, UFJF, INERGE and FAPEMIG.

Maria E. F. Octaviano, Eduardo M. Loureiro, L. R. Araujo and D. R. R. Penido are with Federal University of Juiz de Fora, MG, Brazil (e-mail: elisa.octaviano@engenharia.ufjf.br, eduardo.mendes@engenharia.ufjf.br, leandro.araujo@ufjf.br and debora.rosana@ufjf.br).

$Pen_{vida}$  é a penalização devido à perda de vida útil;  
 $Dias$  representa o número de dias considerados na simulação;  
 $Custo_{bat}$  é o custo das baterias, dado em reais;  
 $N_{ciclos}$  é o número de ciclos informado pelo fabricante das baterias corrigidos pela temperatura de operação;  
 $n_{bat}$  é o número de baterias monofásicas alocadas;  
 $E_{nom,t}$  é a capacidade atual, em kWh, da bateria no intervalo de tempo  $\Delta t$ , a capacidade é função da temperatura de operação;  
 $Custo_{perdas}$  representa o custo das perdas em reais por MWh;  
 $Perdas$  representa as perdas totais de energia elétrica em MWh;  
 $P_{sist}$  são as perdas de energia elétrica totais apenas do sistema elétrico em MWh;  
 $P_{auto}$  são as perdas, em MWh, devido a autodescarga da bateria;  
 $P_{efic}$  são as perdas de energia elétrica das baterias, em MWh, devido a eficiência (carga e descarga);  
 $\eta_{auto}$  é a eficiência da bateria associada a autodescarga;  
 $P_{nom}$  é a potência nominal da bateria.

## I. INTRODUÇÃO

Com o crescimento da penetração de fontes renováveis na matriz energética, novas tecnologias têm se mostrado proeminentes, dentre estas, pode-se citar os sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS, do inglês: *Battery Energy Storage System*).

Os BESS/baterias podem ter diversas aplicações nos sistemas elétricos e diversas pesquisas foram publicadas recentemente mostrando os impactos do uso de baterias nos sistemas de distribuição (SD). É descrito alguns trabalhos para que se tenha uma visão de algumas das diferentes aplicações que têm sido trabalhados neste tema, utilizando diferentes metodologias, e de potenciais novos campos de pesquisa.

Em [1] um método para realizar a regulação de tensão de um sistema que contém geração fotovoltaica utilizando baterias é apresentado. A regulação é feita utilizando árvores de Monte-Carlo para as tomadas de decisão sequenciais.

Em [2] a alocação de baterias foi feita utilizando uma otimização multiobjetivo na qual os custos das baterias são analisados. Outros custos são considerados na função objetivo.

Em [3], os autores realizaram uma análise técnico-econômica para avaliar a rentabilidade um sistema fotovoltaico associado a baterias. A ferramenta desenvolvida possui função objetivo para a determinação do tamanho ideal do sistema fotovoltaico (PV) e do sistema de baterias associado.

Uma alocação de baterias em redes de distribuição desbalanceadas foi realizada em [4]. A modelagem considera cargas variantes no tempo, fontes renováveis e custos. O objetivo do trabalho é realizar a minimização do custo de investimento e da operação/manutenção das baterias. Com a

temática de regulação de tensão e redução do custo de energia, o trabalho [5] propõe um modelo que consiste em determinar um número otimizado de baterias e, posteriormente, através de uma análise heurística definir os locais mais eficazes para alocação, dimensionando-se também a capacidade das baterias.

Visando melhorar a capacidade de hospedagem das redes de distribuição e com o intuito de auxiliar no gerenciamento de redes fotovoltaicas, o trabalho [6] propõe um método de alocação de baterias que visa reduzir o desequilíbrio de tensão e melhorar os perfis de tensão.

Buscando realizar a redução das perdas de energia elétrica, os autores do trabalho [7] propõem uma otimização baseada em algoritmo genético. Neste trabalho, o número de baterias é variado para que seja feita uma análise do impacto da alocação de baterias sobre os níveis de tensão dos sistemas.

O trabalho [8] propõe uma otimização visando minimizar as perdas com um controle ideal de tensão, onde as variáveis de decisão são a localização e o tamanho das baterias. O trabalho considera múltiplas técnicas de solução para otimizar o problema com o intuito de comparação de tempo computacional e qualidade de soluções.

Em [9], os autores estudam um método de alocação de baterias com foco na maximização da capacidade de hospedagem de sistemas de distribuição. A modelagem considera geração fotovoltaica e é testada no sistema IEEE123.

Com foco em regulação de frequência, o trabalho [10] realiza uma otimização cujo objetivo é minimizar o tamanho da bateria e também aumentar a estabilidade de frequência de um sistema em que há geração fotovoltaica. Para fazer isso, os autores utilizam a otimização por enxame de partículas.

Questões relacionadas com a redução da vida útil de bateria em relação ao modo de funcionamento não foram analisadas nos trabalhos descritos. Este é um ponto muito importante na prática, pois o aumento da profundidade da descarga em cada ciclo implica num menor número de ciclos na vida útil. Tal comportamento é mostrado na Fig. 1 [11].

Outro fator importante que também não foi considerado nos trabalhos analisados é a variação da capacidade nominal das baterias com a temperatura. A Fig. 2, proveniente de [12], mostra este comportamento. Nota-se que uma variação média de 1 °C impacta em variação de 1% da capacidade total da bateria estudada em [12].

Este trabalho propõe um método para gerenciamento e alocação de baterias em sistemas de distribuição objetivando minimizar as perdas de energia elétrica, mas que considere em suas modelagens as seguintes questões: descargas profundas, vida útil em relação ao número de ciclos de operação e o impacto da temperatura de operação das baterias. Entende-se que esses pontos são essenciais, devido a sua importância para a correta e eficiente implantação de BESS nos sistemas.

## II. MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTO

### A. Modelo de Bateria e Programas Computacionais

Neste trabalho foi empregado um modelo tradicional de bateria utilizado pelo OpenDSS [13] conforme mostrado na Fig. 3. Neste modelo, a impedância  $Z_1$  modela as perdas por autodescarga, que correspondem a um processo de descarga natural da bateria. A impedância  $Z_2$  representa as perdas por

eficiência, uma vez que nem toda a energia que entra na bateria é de fato armazenada no componente, assim como nem toda a energia liberada da bateria é de fato entregue ao sistema. O OpenDSS foi utilizado para solucionar as equações de fluxo de potência e o MATLAB foi utilizado para realizar a implementação proposta neste trabalho.

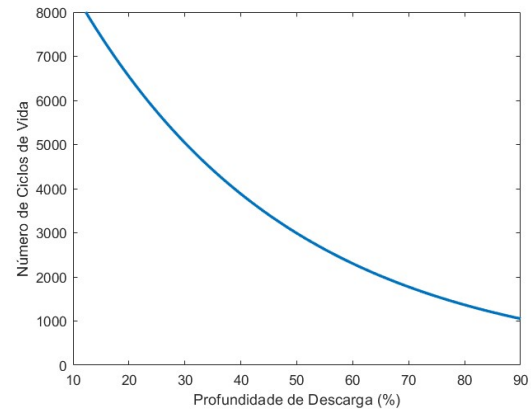


Fig. 1. Relação entre profundidade de descarga e número de ciclos [11].

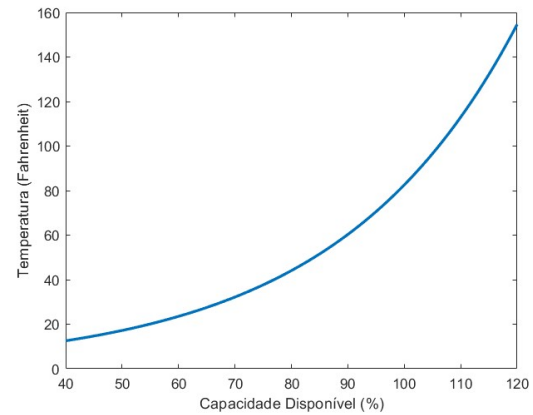


Fig. 2. Relação entre o percentual de capacidade da bateria e temperatura [12].

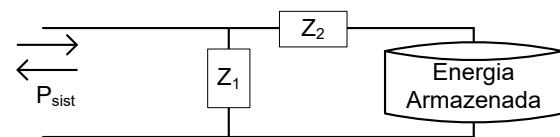


Fig. 3. Modelo tradicional de bateria [13].

### B. Formulação Matemática

Para modelar corretamente as baterias são consideradas: (i) a variação do carregamento diário, (ii) a variação diária da temperatura; (iii) limitação da descarga profunda, (iv) consideração do número de ciclos de cargas e descargas em relação a vida útil da bateria.

Desta forma, o problema de otimização é modelado de acordo com as equações (1) a (14).

A função objetivo (Fob) do problema de otimização é apresentada em (1). A função é formada por duas parcelas, um sendo referentes ao custo das perdas de energia elétrica ( $Parc_{perdas}$ ) e a outra ao custo da vida útil das baterias e da operação fora dos limites recomendados ( $Parc_{vida}$ ).

As equações de fluxo de potência são dadas por (2) e (3) e

são modeladas com restrições de igualdade no método proposto. Ou seja, os somatórios de potência ativa e reativa em cada nó devem ser iguais a zero [14] para todas as barras do sistema e para todos os instantes de tempo do problema em questão (1 a T).

$$\min Fob = Parc_{perdas} + Parc_{vida} \quad (1)$$

Sujeito a:

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

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

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (4)$$

$$E_t = \begin{cases} E_{t-1} + P t_d \eta_{ef}, & P \geq 0 \\ E_{t-1} + \left( \frac{P t_d}{\eta_{ef}} \right), & P < 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$\Delta SOC \leq \Delta SOC_{max} \quad (6)$$

$$V_{min} \leq V \leq V_{max} \quad (7)$$

Sendo:

$$Parc_{vida} = k Pen_{vida} Dias \frac{Custo_{bat}}{N_{ciclos}} \quad (8)$$

$$Pen_{vida} = \sum_{j=1}^{n_{bat}} \sum_{t=1}^T abs \left( \frac{E_t - E_{t-1}}{E_{nom,t} - E_{nom,t-1}} \right) \quad (9)$$

$$Parc_{perdas} = Custo_{perdas} Perdas Dias \quad (10)$$

$$Perdas = P_{sist} + P_{auto} + P_{efic} \quad (11)$$

$$P_{efic} = \begin{cases} (1 - \eta_{ef})P, & P \geq 0 \\ P - \left( \frac{P}{\eta_{ef}} \right), & P < 0 \end{cases} \quad (12)$$

$$P_{auto} = \eta_{aut} P_{nom} \quad (13)$$

$$SOC = \frac{E_t}{E_{nom,t}} \quad (14)$$

Em (4) apresenta-se a restrição do estado de carga das baterias, entre um valor mínimo e um máximo. Neste trabalho, o SOC será limitado entre 10% e 90%

Em (5) são modeladas as perdas internas das baterias provenientes dos processos de transformação química-elétrica decorrentes da carga e descarga.

A carga/descarga máxima permitida em cada intervalo de tempo é restringida de acordo com (6). Neste trabalho foi considerado  $\Delta SOC_{max}$  até 60%. Essa restrição foi utilizada com o intuito de evitar descargas profundas nas baterias entre cada intervalo de tempo considerado.

A restrição imposta em (7) refere-se a faixa de tensão permissível para cada nó do sistema. Os limites considerados neste trabalho foram de 0,93 e 1,05 p.u. respectivamente.

Em (2) e (3) são apresentadas as equações relativas ao

problema fluxo de potência e são resolvidas pelo OpenDSS e (4) a (7) são equações típicas de modelagem de baterias.

Os fatores que compõem (1) são apresentados em (8). A parcela  $Parc_{vida}$  contabiliza o custo monetário de cada ciclo de carga e descarga das baterias, este custo é calculado como sendo um quociente entre o custo da bateria e o número de ciclos médio e este valor é corrigido pela temperatura em (9). Em (9), o impacto da temperatura na vida útil da bateria é contabilizado em relação a variação da energia na bateria em relação as variações de capacidade nominal que ocorrem devido a curva de temperatura conforme apresentada na Fig. 2.

A constante  $k$  é uma ferramenta de análise de sensibilidade para a instalação das baterias. O custo da operação indicado pelo usuário é desconsiderado quando se considera  $k = 0$  e totalmente considerado para  $k=1$ . A variação do valor de  $k$  permite verificar qual é o custo da bateria a partir do qual sua instalação se torna vantajosa para o sistema.

As equações (8) e (9) aplicadas conjuntamente com os comportamentos apresentados nas Fig. 1 e Fig. 2 são contribuições deste trabalho.

As perdas de energia elétrica são calculadas utilizando (10) e explicitadas em (11). Ressalta-se que as perdas da bateria e as perdas do sistema de distribuição são consideradas. Neste trabalho foi considerado  $Custo_{perdas} = 552$  R\$/MWh (obtido com uma distribuidora de energia do Estado de Minas Gerais).

As perdas internas da bateria, mostradas em (12) e (13), referem-se, respectivamente, a eficiência e a autodescarga. Os valores são calculados para cada instante de tempo  $t$  e somados às perdas de energia do sistema de acordo com (11).

Por fim, em (14) é apresentada a formulação utilizada para cálculo do SOC que relaciona a energia armazenada na bateria e sua capacidade nominal, que varia com a temperatura em cada instante de tempo  $t$ .

### C. Implementação Computacional

O problema de otimização apresentado na seção II.B possui variáveis contínuas e discretas de natureza não linear e com acoplamento temporal. Este problema é de difícil solução utilizando métodos de otimização clássica, desta forma, foi utilizada a técnica de Algoritmo Genético (AG) que usualmente apresenta uma considerável eficiência para essa classe de problemas. O fluxograma proposto para a solução do problema definido na seção II.B é mostrado na Fig. 4 e os passos indicados na figura serão explicados a seguir.

Em P1 é realizada a inicialização das variáveis. Neste passo as curvas de cargas e os dados elétricos do sistema de distribuição são carregados. Também é realizado o cálculo das perdas de energia elétrica sem alocação baterias utilizando o OpenDSS. Os dados de SOC inicial das baterias e os limites das restrições indicados na seção II.B também são informados pelo usuário.

A população inicial é inicializada em P2. Neste trabalho, a população inicial é composta de 50 cromossomos. A Fig. 5 mostra a configuração dos cromossomos proposta. Para exemplificar, é mostrada a alocação de três baterias monofásicas independentes conectadas nas fases A, B e C na mesma barra ( $POS_{BAT}$ ). Os estados de carga das baterias são

representados pelos  $SOC_{BAT,1}$ ,  $SOC_{BAT,2}$  e  $SOC_{BAT,3}$ . Cada campo é composto de 24 genes que representam os estados da carga da bateria, neste trabalho foram considerados intervalos de 1h, logo  $T_n = 24$  horas. A configuração é repetida para o número de baterias disponíveis para alocação.

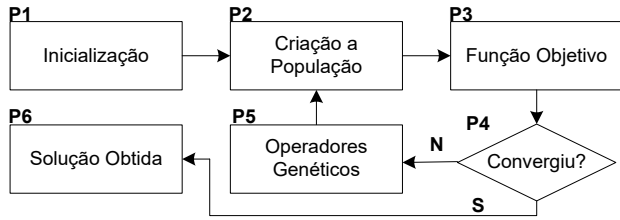


Fig. 4. Fluxograma do AG.

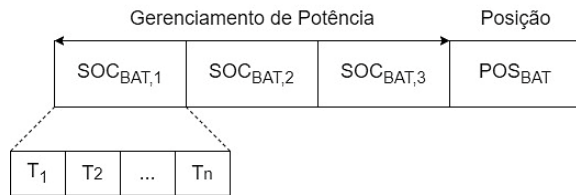


Fig. 5. Representação do cromossomo.

Em P3, os cromossomos da população são avaliados através do cálculo da função objetivo definida por (1), somado as penalizações como, por exemplo, as violações de tensões. Um detalhamento desse passo será apresentado mais à frente.

Em P4 é avaliado o critério de convergência do AG. Caso a convergência não seja atendida, a população será atualizada usando os operadores genéticos (P5).

Após obtidos os valores da função objetivo para todos os cromossomos são aplicados os operadores genéticos em P5. Dentre estes, destacam-se os operadores de reprodução e mutação. Neste trabalho foram utilizadas taxas de 80% e 10% respectivamente. Foi utilizada uma taxa de 5% de elitismo.

Em P6 é apresentada a solução obtida quando a convergência é alcançada. O critério de parada utilizado foi o número de gerações e a estagnação.

Na Fig. 6 é mostrado o fluxograma proposto detalhado para avaliação dos cromossomos. Este procedimento é executado no passo P3 do fluxograma apresentado na Fig. 5.

Em E1 é realizado o processo para definir os valores de potência injetados ou absorvidos pelas baterias para cada tempo. As equações definidas em (5) são utilizadas para calcular os valores de potência injetados com base no SOC dos cromossomos.

Após finalizar a etapa E1, segue-se para E2 na qual ocorrerá o emprego do QSTS (do inglês: *Quasi-Static Time Series*). Este método consiste em resolver uma série de fluxos de potência nos quais a solução de um determinado estágio depende da solução do estágio anterior. Uma vez que o problema possui enlace temporal, devido às questões de SOC das baterias, é necessário utilizar o QSTS.

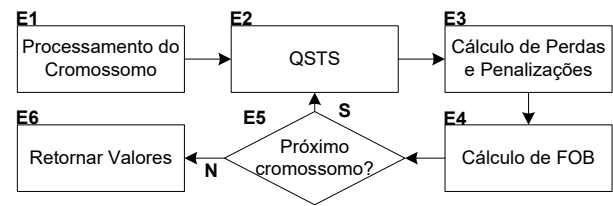


Fig. 6. Estrutura de avaliação dos cromossomos.

Após obtidas as soluções dos fluxos de potência, em E3, são calculados os índices de desempenho do sistema de distribuição (perdas, tensões, correntes, etc).

O valor da função objetivo somado com as penalizações é calculado em E4, e este cálculo é feito para toda a população (E5). Os valores são retornados para o algoritmo principal no passo E6. Ressalta-se que a avaliação da FOB é feita para todos os cromossomos da população.

### III. RESULTADOS

Os resultados obtidos com a aplicação do método proposto na seção II são apresentados nesta seção. O IEEE 34 *Node Test Feeder* foi utilizado neste trabalho [18]. Foram utilizados os dados originais do caso e os reguladores de tensão foram fixados para explicitar os resultados do método proposto. O sistema IEEE34 é apresentado na Fig. 7. A bateria utilizada possui um custo aproximado de R\$1168,00/kWh sendo os valores obtidos de [16], [17]. Observa-se, em [16], que o custo original citado estava em dólares. Desta forma, foi utilizado um valor de conversão para reais  $1US\$ = R\$4,81$  (cotação em 02/08/2023).

Nessa seção, cada caso foi executado 10 vezes visando obter soluções de maior qualidade. Os melhores indivíduos foram inseridos na população inicial da próxima execução. Foi utilizada população de 50 indivíduos e não foram notadas melhorias em populações maiores no caso IEEE34.

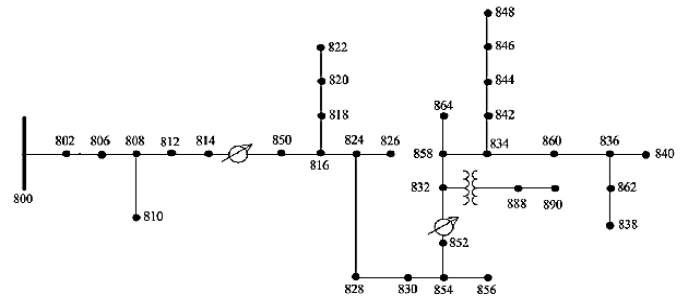


Fig. 7. Sistema IEEE 34 Node Test Feeder [18].

Na Fig. 8 apresenta-se a curva de temperaturas diárias utilizada neste trabalho, obtida em ClimaTempo [20]. Ressalta-se que essa curva foi utilizada apenas facilitar a reprodução dos resultados. A temperatura de operação da bateria deve ser estimada com base na temperatura ambiente e com o nível de operação da bateria. Na Fig. 9 é apresentada uma curva de variação do carregamento do sistema que foi obtida de [21].

TABELA I  
CASOS SIMULADOS

Casos	Bat. Cap	Descarga	Temperatura	k
1	-	-	-	-
2	200 kWh	-	-	Sim
3	200 kWh	30%	-	-
4	200 kWh	60%	-	-
5	200 kWh	-	Sim	-
6	200 kWh	30%	Sim	-
7	200 kWh	60%	Sim	-
8	200 kWh	60%	Sim	Sim

Para verificar os efeitos de redução da vida útil, da variação da temperatura e da capacidade da bateria, vários casos foram simulados conforme mostrado na Tabela I, onde o Caso 1 é o sistema IEEE34 original sem alocação de baterias. Onde “Bat. Cap.” é a capacidade máxima de cada bateria utilizada, “Descarga” é a profundidade máxima da descarga (relacionada ao número de ciclos conforme apresentado na Fig. 1 e “Temperatura” indica se foi considerado o efeito da temperatura durante o funcionamento. O fator “k” indica se foi realizada uma avaliação da sensibilidade de custo.

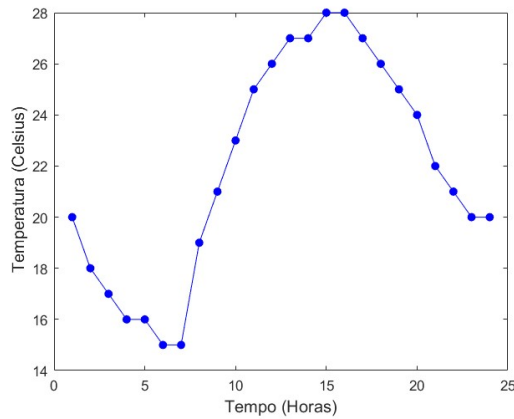


Fig. 8. Curva de variação de temperatura.

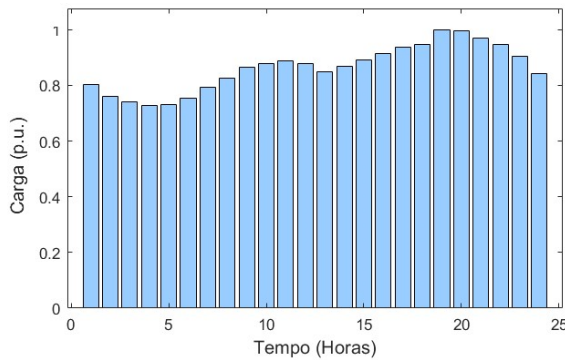


Fig. 9. Curva de carga considerada nas execuções

### Caso 1

Neste caso foi simulado o sistema IEEE34 sem alocação de baterias utilizando a curva de carga apresentada na Fig. 9. Para esta configuração, as perdas foram de 4,7212 MWh e a menor tensão foi 0,932 p.u. no nó 890 fase A às 19h. Este é definido como o caso base.

### Caso 2

Neste caso foi feita uma análise de sensibilidade de custos usando o fator k, sem limitações de descarga e temperatura, utilizando o método apresentado na seção II. Foi realizada uma variação de k entre os valores 0 e 0,4 e os resultados são apresentados na Fig. 10.

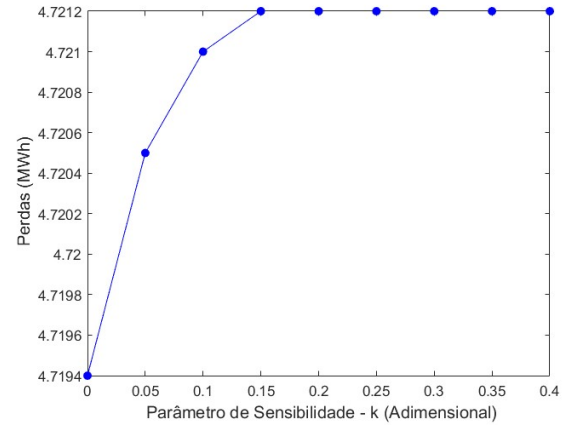


Fig. 10. Resultados das perdas de energia – IEEE.

Nota-se que a partir de  $k = 0,15$  as perdas são iguais ao caso base, indicando que o custo da bateria ( $k \cdot \text{Custo}_{\text{Bat}}$ ) deixou de ser vantajoso para o sistema neste ponto e o método desconsiderou as baterias.

Neste caso, o nó 888, fase B foi selecionado para alocação do BESS em todos os valores de k.

### Caso 3 e 4

Nessa seção foram realizadas comparações visando avaliar o impacto da restrição de profundidade de descarga no desempenho do sistema e na vida útil da bateria. Foram comparados três casos: Sem restrição na descarga da bateria (caso 2) e com limitação de 30% (caso 3) e 60% (caso 4). Para explicitar o impacto da restrição foi considerado  $k=0$ . Os resultados são apresentados na Fig. 11.

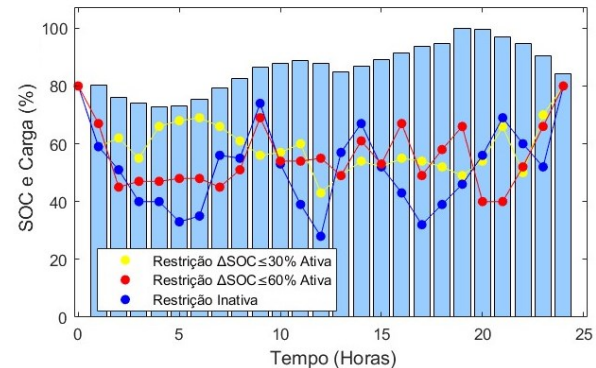


Fig. 11. Resultados da avaliação da restrição de descargas.

Pode-se observar que com a desativação da restrição definida em (6), o algoritmo realiza descargas mais profundas durante o funcionamento da bateria. Salienta-se que este tipo de comportamento é desvantajoso para a vida da bateria, podendo até inutilizá-la precocemente. Note que no caso 2 ocorreram os menores valores de SOC com descargas profundas, dessa



forma, utilizando os resultados obtidos e as informações da Fig. 1 estima-se uma redução média de 60% da vida útil da bateria. Nota-se também que houve 3 ciclos em 24h, desta forma a vida útil seria de aproximadamente 2,7 anos. Para o caso 3 praticamente ocorre apenas 1 ciclo e com menor descargas, estimando vida útil em 13 anos (feitas as manutenções).

As perdas para os casos 2, 3 e 4 foram 4,7108, 4,7210, 4,7194 MWh. A menor tensão para cada um destes casos foi 0,9303, 0,9309 e 0,9301 p.u. sendo que todas ocorrem na barra 890 às 19h. A bateria foi alocada no nó 888, fase C no caso 3 e no nó 888, fase B nos demais casos. Conforme esperado, não permitir grandes descargas fez com que o sistema tivesse perdas próximas ao caso base.

Caso 5

Nessa seção foi realizada a análise considerando a temperatura de funcionamento da bateria e foram permitidas descargas profundas. A temperatura foi mantida em um patamar constante durante as 24h para facilitar a comparação dos resultados. Foram consideradas as temperaturas de 15 °C, 22 °C e 28 °C. Foi considerado  $k = 0$ . Os resultados são apresentados na Fig. 12.

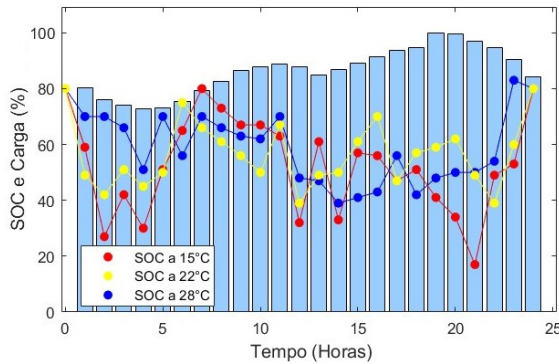


Fig. 12. Resultados da avaliação de diversas temperaturas.

Percebe-se que quanto menor a temperatura, maior a operação da bateria. Isso pode ser evidenciado pelo resultado obtido a 15 °C em comparação com o obtido a 28 °C. Isso ocorre, pois, a capacidade nominal das baterias é reduzida em temperaturas menores, e dessa forma, são necessárias mais operações ou maiores descargas para que a bateria forneça uma mesma quantidade de energia. Esse comportamento impacta na vida útil da bateria. Neste sentido, percebe-se a importância da inclusão de restrições de temperatura no problema de alocação de baterias.

Caso 6 e 7

Nessa seção foi realizada a análise considerando a temperatura de funcionamento da bateria (15 °C e 28 °C) e restrição de descarga (30% e 60%). Os resultados são apresentados nas

Fig. 13. Percebe-se que, há variações menores de SOC em temperaturas maiores. Nota-se, conforme esperado, as curvas para 15°C chegaram a patamares de SOC menores que às de 28 °C.

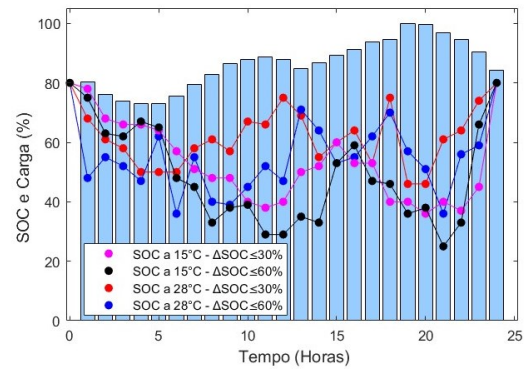


Fig. 13. Comparação dos perfis de SOC a 15 °C e a 28 °C.

Caso 8

Nessa seção foi realizada uma comparação considerando o modelo completo proposto neste artigo em relação ao modelo básico (caso 2), onde a temperatura de funcionamento da bateria e a restrição de descarga não são consideradas. No modelo completo foi utilizando a curva apresentada na Fig. 8 e restrição de descarga de 60%. Os resultados são apresentados na Fig. 14 e na Fig. 15. Em ambos os casos, as baterias foram alocadas no nó 888, fase B.

Na Fig. 14 é apresentado um estudo de sensibilidade das perdas em relação ao custo da bateria e na Fig. 15 é apresentando a variação horária do SOC. Nota-se que foram resultados completamente distintos evidenciando o desempenho do método proposto. Na Fig. 14 é mostrado que o uso da bateria só é economicamente interessante se o custo da bateria for reduzido em aproximadamente 5% quando as restrições de descarga e temperatura forem ativas, em relação ao valor CustoBAT.

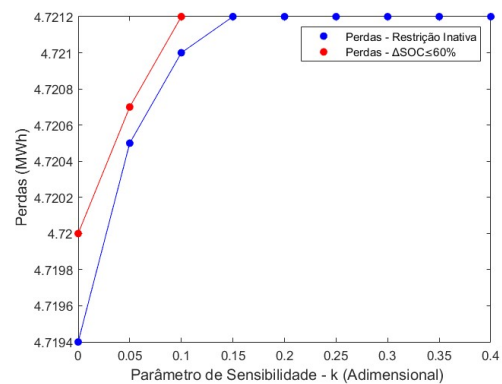


Fig. 14. Comparação casos 2 e 8 – Perdas x Sensibilidade.

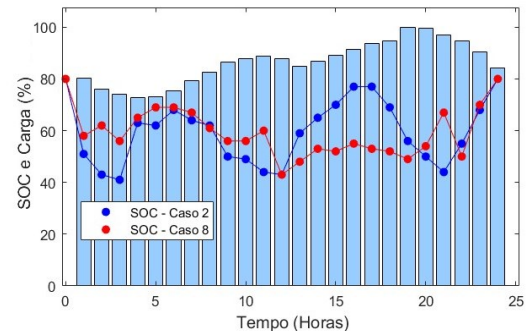


Fig. 15. Comparação casos 2 e 8 – Perfil de SOC.

#### IV. CONCLUSÕES

Neste artigo foi apresentado um método para a otimização de alocação de baterias em sistemas de distribuição. Foram modelados o impacto da temperatura no funcionamento da bateria, os custos referentes aos ciclos, e os impactos na vida útil dela. Foram realizados estudos de sensibilidade para mostrar, que estas considerações podem inviabilizar certas soluções.

O presente trabalho também tratou diversos parâmetros das baterias, dentre os quais destacam-se as descargas profundas que contribuem para a perda de vida útil das baterias.

Outro parâmetro de destaque na formulação proposta é a inserção de uma curva de variação de temperaturas. Isso porque a capacidade nominal da bateria varia com a temperatura, o que gera uma influência direta sobre o SOC.

Com base nos resultados apresentados conclui-se que a influência da temperatura e a limitação das descargas impactam consideravelmente nos resultados. Também se verificou que o modo de operação da bateria impacta consideravelmente na vida útil. Também foi apresentado um estudo de sensibilidade que indica qual o custo da bateria que torna o seu uso economicamente viável, sendo este valor diferente para cada considerações de funcionamento da bateria.

Ressalta-se que os aspectos abordados neste trabalho ainda podem ser estudados com mais detalhes pois impactam consideravelmente na viabilidade de um estudo de alocação de baterias em sistemas de distribuição.

Para trabalhos futuros, sugere-se a alocação de baterias trifásicas e limitação de ciclos de cargas e descarga por períodos, além da avaliação conjunta das baterias com a geração distribuída.

#### AGRADECIMENTOS

Agradecemos a CAPES, CNPq, FAPEMIG, UFJF e INERGE.

#### REFERÊNCIAS

- [1] M. Al-Saffar and P. Musilek, "Reinforcement Learning-Based Distributed BESS Management for Mitigating Overvoltage Issues in Systems With High PV Penetration," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 2980-2994, July 2020.
- [2] J. J. Kelly and P. G. Leahy, "Sizing Battery Energy Storage Systems: Using Multi-Objective Optimization to Overcome the Investment Scale Problem of Annual Worth," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2305-2314, Oct. 2020.
- [3] A. A. R. Mohamed, R. J. Best, X. Liu and D. J. Morrow, "A Comprehensive Robust Techno-Economic Analysis and Sizing Tool for the Small-Scale PV and BESS," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 37, no. 1, pp. 560-572, March 2022.
- [4] X. Su et al., "Sequential and Comprehensive BESSs Placement in Unbalanced Active Distribution Networks Considering the Impacts of BESS Dual Attributes on Sensitivity," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, 2021.
- [5] Y. Zheng, Y. Song, A. Huang and D. J. Hill, "Hierarchical Optimal Allocation of Battery Energy Storage Systems for Multiple Services in Distribution Systems," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 1911-1921, July 2020.
- [6] B. Wang, C. Zhang, Z. Y. Dong and X. Li, "Improving Hosting Capacity of Unbalanced Distribution Networks via Robust Allocation of Battery Energy Storage Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 2174-2185, May 2021.
- [7] M. E. F. Octaviano, E. M. Loureiro, L. R. Araujo, D. R. R. P. Araujo, "Análise de Gerenciamento e Alocação de Baterias Considerando Custos e Profundidade de Descarga," *The XIV Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2022*, 2022.
- [8] L. Vankudoth and A. Q. H. Badar, "Distribution Network Optimization through Siting and Sizing of BESS," *2019 8th International Conference on Power Systems (ICPS)*, Jaipur, India, 2019, pp. 1-5.
- [9] N. Shi, R. Cheng, Q. Zhang and Z. Wang, "Analyzing Impact of BESS Allocation on Hosting Capacity in Distribution Networks," *2022 North American Power Symposium (NAPS)*, Salt Lake City, UT, USA, 2022, pp. 1-6.
- [10] A. Jawad, Nahid-Al-Masood and S. Munim, "Optimal Sizing of BESS for Attaining Frequency Stability Under High PV Penetration," *2021 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*, Jakarta, Indonesia, 2021.
- [11] A. R. Camargo, "Alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição considerando a preservação da vida útil das baterias," M.S. thesis, Unicamp, Campinas, Brazil, 2016.
- [12] Trojan Battery Company. "Motive L16-AGM." Datasheet. Available: [trojanbattery.com/pdf/datasheets/Motive\\_L16-AGM\\_DS.pdf](https://trojanbattery.com/pdf/datasheets/Motive_L16-AGM_DS.pdf), 2021.
- [13] R. C. Dugan, "OpenDSS Storage Element and Storage Controller Element," 2010.
- [14] L. R. de Araujo, D. R. R. Penido, N. A. do Amaral Filho, T. A. P. Beneteli, "Sensitivity analysis of convergence characteristics in power flow methods for distribution systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 97, pp. 211-219, 2018.
- [15] O. Tahvonen and S. Niinimäki, "On the economics of optimal timber production in boreal Scots pine stands," in *Canadian Journal of Forest Research*, vol. 43, no. 8, pp. 719-720, May 2013.
- [16] X. Hu, C. Zou, C. Zhang and Y. Li, "Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 5, pp. 20-31, August 2017.
- [17] A. Vian, C. M. V. Tahan, G. J. R. Aguiar, M. R. Gouvea and M. M. F. Gemignani, "Armazenamento de Energia Fundamentos, Tecnologia e Aplicações", 1st ed., São Paulo, Brazil, Blucher, 2021, pp. 48.
- [18] M. M. Hasan and S. Ali Pourmousavi, "Battery Cell Temperature Estimation Model and Cost Analysis of a Grid-Connected PV-BESS Plant," *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, Chengdu, China, 2019, pp. 1804-1809.
- [19] S. Ma, M. Jiang, P. Tao, C. Song, J. Wu, J. Wang, T. Deng and W. Shang, "Temperature effect and thermal impact in lithium-ion batteries: A review," in *Progress in Natural Science: Materials International*, vol. 28, no. 6, pp. 653-666, December 2018.
- [20] Previsão do tempo em Brasília. Disponível em: <https://www.climatempo.com.br/>. Acesso em 02/08/2023.
- [21] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/>. Acesso em: 02/08/2023.



**Maria Elisa Fernandes Octaviano** is an Electrical Engineer from the Federal University of Juiz de Fora (2018), has a master's degree in Electrical Engineering from the Federal University of Juiz de Fora (2021) and is pursuing a PhD at the same University. She is currently a CAPES Scholar in the Post-Graduation Program in Electrical

Engineering.



**Eduardo Mendes Loureiro** is an Electrical Engineer from the Federal University of Juiz de Fora (2023). He is currently taking a master's degree at the same University focusing on electrical systems.



**Leandro Ramos de Araujo** is an Electrical Engineer from the Federal University of Juiz de Fora (1993), has a master's degree in electrical engineering from the Federal University of Juiz de Fora (2000) and a PhD in the area from Federal University of Rio de Janeiro – COPPE (2005). Since 2009 he has been a professor at the Department of Electric

Energy at Federal University of Juiz de Fora.



**Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo** is an Electrical Engineer from the Federal University of Juiz de Fora (2002), has a master's degree in electrical engineering from the Federal University of Juiz de Fora (2004) and a PhD in the area from Federal University of Rio de Janeiro – COPPE (2010). Since 2009 she has been a professor at the

Department of Electric Energy at Federal University of Juiz de Fora.