

Alocação Ótima de Sistemas de Armazenamento de Energia a Baterias para Mitigar Sobretensão em Redes Elétricas sob Massiva Penetração de Geração Fotovoltaica^{*}

Camila S. Alves, João R. da S. Muniz, Luiz E. S. e Silva^{*}
 Marcus Vinícius A. Nunes, João Paulo A. Vieira^{*}
 Ghendy C. Jr.^{**}

^{*} Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, PA

^{**} Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, RS

E-mails: alves.souza.camila@gmail.com, rodrigossilvamuniz@gmail.com,
 eduardosales@ufam.edu.br, mvn@ufpa.br, jpavieira@ufpa.br,
 ghendy@ufsm.br

Abstract: This work proposes a methodology for optimal allocation of battery energy storage systems (BESS) using genetic algorithm to mitigate overvoltage problem caused by the massive penetration levels of distributed photovoltaic generation. In methodology application and validation, Open Distribution System Simulator (OpenDSS) software was used to simulate the IEEE-13 bus feeder. The impacts caused by allocation of battery energy storage systems proposed by genetic algorithm and by direct allocation on photovoltaic distributed generation buses are compared. When evaluating the number of voltage transgression, defined by Module 8 of the Electricity Distribution Procedures in the National Electric System of the Brazilian National Electric Energy Agency, higher performance is identified in proposed solution with genetic algorithm and the use of fewer BESS units when comparing with usual solution.

Resumo: Este trabalho propõe uma metodologia para a alocação ótima de sistemas de armazenamento de energia a baterias utilizando o método algoritmo genético (AG) visando a mitigação do problema da sobretensão causada pela massiva penetração da geração distribuída fotovoltaica (GDFV). Na aplicação e validação, utiliza-se o *software Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) para simular a rede IEEE-13 Barras. Deste modo, compara-se os impactos causados pela alocação dos sistemas de armazenamento de energia por bateria (do inglês, BESS) proposta pelo método algoritmo genético e a alocação direta nas barras da GDFV. Ao avaliar-se a quantidade de transgressões de tensão referentes aos níveis propostos pelo Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), identifica-se desempenho superior na solução proposta com AG e o uso de menos unidades de BESS ao comparar-se a solução usual.

Keywords: Photovoltaic Distributed Generation; Batteries Energy Storage Systems; Optimal Allocation; Genetic Algorithm Method.

Palavras-chaves: Geração Distribuída Fotovoltaica; Sistemas de Armazenamento de Energia a Baterias; Alocação Ótima; Método Algoritmo Genético.

1. INTRODUÇÃO

As reformas nas regulamentações do mercado energético associadas aos avanços tecnológicos impulsionaram o uso

^{*} Reconhece-se o apoio do INCT-GD, dos órgãos financiadores (CNPq processo n. 465640/2014-1, CAPES processo n. 23038.000776/2017-54 e FAPERGS n. 17/2551-0000517-1), Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado do Amazonas (FAPEAM).

da geração distribuída (GD). Além disso, a dificuldade de recursos financeiros para a construção de grandes usinas e os impactos ambientais associados tornam a GD cada vez mais promissora (Severino, 2008). Segundo a ANEEL (2018b), a expectativa brasileira para 2024 é de 500 mil unidades geradoras, totalizando 4500 MWp. Em 2019, o Brasil apresentou 1987 MW de potência instalada (ABSOLAR, 2019). Até 2050, estima-se a potência acumulada alcançando a marca de 118 GW_p, atendendo a porcenta-

gem da carga total do Sistema Interligado Nacional com destaque para a GDFV (EPE, 2019).

Embora garanta a redução do impacto ao meio ambiente, contribua para a atenuação das perdas e custos com a transmissão e benefícios ao consumidor, o alto grau de penetração da GDFV associado a imprevisibilidade e a ausência de inércia da fonte têm sido a causa raiz de vários problemas na operação das redes elétricas. Um dos principais problemas é a sobretensão ao longo de redes de distribuição de média e baixa tensão. A prática usual na operação de redes de distribuição para evitar ou aliviar esse problema é o desligamento parcial ou total da GDFV por meio da proteção de sobretensão do inversor. Essa prática advém do valor baixo da relação X/R dos cabos das redes de distribuição. Entretanto, o desligamento da GDFV compromete a gestão energética de consumidores com tais fontes, pois em condição favorável de irradiação solar o consumidor pode ter a sua produção excedente reduzida ou anulada.

Segundo Giannitrapani et al. (2017), dentre as formas de mitigação do problema da sobretensão citam-se o reforço da rede, o controle de potência ativa e reativa da geração distribuída, o comutador de *tap* sob carga (OLTC, do inglês *On Load Tap Changers*) e o sistema de armazenamento de energia por bateria. O primeiro não é uma solução rápida e necessita de alto investimento, sendo o adiamento do reforço conveniente, dado que existem soluções mais rápidas e menos custosas. O segundo, por sua vez, é uma solução não permitida via regulamentação, pois é benéfica para a concessionária e prejudicial ao consumidor. O terceiro torna-se impraticável quando o secundário da subestação não é automatizado, cenário esse encontrado na maioria dos sistemas elétricos mundiais. Por último, a opção por armazenamento de energia demonstra-se promissora embora os custos ainda sejam um entrave.

O BESS (do inglês *Battery Energy Storage Systems*) recebe crescente atenção da comunidade científica na operação e planejamento do sistema elétrico. Dentre as vantagens do BESS, cita-se: o alívio de carga nos transformadores de distribuição, melhoria do fator de carga, aumento da capacidade de hospedagem da GD em sistemas de distribuição, o *backup* energético em casos de interrupções na rede, adequação dos parâmetros da qualidade da energia, o adiamento dos investimentos na rede elétrica (Pereira et al., 2019) e a solução local dos problemas de sobretensão (Giannitrapani et al., 2017).

A alocação e o dimensionamento otimizados do BESS tem sido explorado na literatura técnica. Em Babacan et al. (2016), usa-se um método AG multi-objetivo para minimizar desvios de tensão e perdas no sistema de distribuição ao usar como variável a capacidade de cada unidade do BESS e os pontos de instalação; e, neste trabalho, usa-se a rede IEEE-8500 barras como sistema teste. Em Giannitrapani et al. (2017) propõe-se uma solução para o problema de prevenção da sobretensão e subtensão por meio da busca ótima do posicionamento e dimensionamento de sistemas de armazenamento de energia. Um AG baseado na matriz de sensibilidade de tensão é aplicado em uma rede de 18 barras visando a minimização do custo total considerando o número de dispositivos de armazenamento utilizados, a capacidade instalada e as perdas da rede. Szultka et al.

(2019) utiliza um AG baseado na minimização da variabilidade de tensão ao longo de 24 iterações do programa *Powerfactory DigSilent* e da minimização do custo de energia associado. Em de Souza et al. (2019), duas estratégias de alocação de sistemas de armazenamento de energia por bateria são aplicadas na rede IEEE-33 barras. Ambas estratégias fazem uso do método de busca exaustiva para o teste de todos os pontos de alocação possíveis, visando minimização de perdas na rede. Por fim, identifica-se na literatura pesquisas para avaliação do impacto da inserção do BESS com diferentes níveis de penetração da GDFV, Blasi et al. (2019) analisa o perfil de tensão e perdas no sistema IEEE-13 barras.

A partir dos trabalhos citados nota-se a relevância do uso do BESS para a solução de problemas técnicos nas redes elétricas. Deste modo, a presente pesquisa propõe uma função objetivo a ser utilizada pelo método meta-heurístico do AG para minimizar transgressões de tensão causadas pela conexão massiva de geração fotovoltaica. Para tal, efetua-se a alocação e o dimensionamento do BESS. Esta perspectiva significativa do trabalho é aplicada na rede IEEE-13 barras para verificar o impacto nos níveis de tensão e, em decorrência destes, mensurar, via cálculos regulatórios, o prejuízo financeiro da concessionária quanto ao ressarcimento aos consumidores. Ademais, a solução obtida pelo AG é comparada a solução usual que consiste na inserção de BESS nos pontos com GDFV.

Este trabalho é dividido em seis seções. Na Seção 2 tem-se uma breve definição sobre sistemas de armazenamento, a importância desse sistema por bateria e suas aplicações. Na Seção 3 descreve-se a estrutura e a implementação do algoritmo para as simulações. Na Seção 4, as características das simulações e métodos de comparações são abordados. Nas Seções 5 e 6 são apresentados os resultados, comparações e conclusões dos trabalhos.

2. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIA

O sistema de armazenamento de energia (ESS, do inglês *energy storage systems*) pode ser definido como uma unidade ou um conjunto de unidades com a função de guardar energia sob forma igual ou distinta da disponibilizada. Atualmente, os principais tipos são: o sistema de armazenamento por ar comprimido, armazenamento térmico e o chamado *pumped hydro storage*, mais utilizados quando há necessidade de armazenar grandes pacotes de energia (Coppez et al., 2010). O ESS torna-se um componente fundamental para a geração distribuída, pois contribui na despachabilidade e flexibilidade na operação, no qual o BESS se destaca.

Na atualidade, o uso do BESS é significativo (Coppez et al., 2010). Segundo Pereira et al. (2019), por conta do avanço tecnológico e apesar dos custos ainda elevados, o BESS recebe crescente atenção da comunidade científica e na operação e planejamento do sistema elétrico devido ao potencial de atender as necessidades técnicas e energéticas das concessionárias e clientes de forma mútua.

O BESS é composto por *chopper* (conversor DC-DC), barramento DC, inversor, filtro AC e bateria conforme a Figura 1. Este consiste em um sistema de conversão de

energia bidirecional onde converte-se a tensão e corrente da rede elétrica AC para tensão e corrente DC da bateria e vice-versa (Szultka et al., 2019).

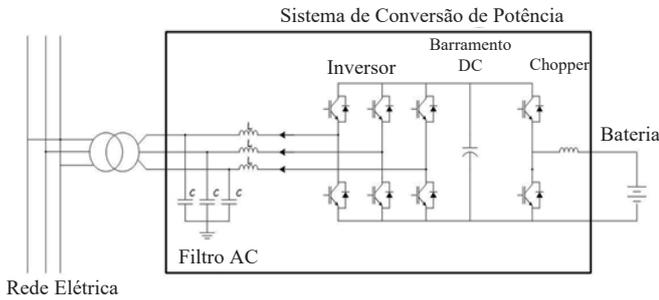


Figura 1. Sistema de conversão de energia (Szultka et al., 2019).

Atualmente, o BESS é aplicado para distintas finalidades nos sistemas de energia elétrica. Dentre elas, cita-se o alívio de carga nos transformadores de distribuição, melhoria do fator de carga, adequação da integração de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição, *backup* energético em casos de interrupções na rede, aumento da qualidade de energia, adiamento dos investimentos na rede, solução local dos problemas de sobretensão, *peak shaving* (corte nos picos de demanda), entre outros (Giannitrapani et al., 2017)(Pereira et al., 2019).

3. MÉTODO ALGORITMO GENÉTICO APLICADO NA ALOCAÇÃO ÓTIMA DE BANCOS DE BATERIAS

3.1 Definições Básicas

O método algoritmo genético é um método de busca probabilísticos com forte inspiração nos processos biológicos de seleção natural e herança genética (Gaspar-Cunha et al., 2012). As primeiras pesquisas sobre este método tinha o objetivo de estudar os mecanismos de adaptação presentes na natureza e replicá-los em modelos computacionais (Holland et al., 1992).

A evolução natural das espécies ocorre devido aos mecanismos de seleção e reprodução com variação (Darwin, 2017). A seleção natural garante que os indivíduos mais aptos tenham maior probabilidade de sobreviver e perpetuar suas características, enquanto a reprodução com variação garante o surgimento de indivíduos não idênticos aos anteriores (Gaspar-Cunha et al., 2012). A união da genética com as descobertas de Darwin permitiu a modelagem matemática desses mecanismos e a criação do conceito de operador genético, por exemplo, o cruzamento e a mutação (Gaspar-Cunha et al., 2012). Esses operadores podem ser traduzidos para o ambiente operacional e utilizados em algoritmos de otimização.

Dado um determinado problema de otimização, todas as soluções possíveis são chamadas de espaço de busca. Dentre elas, o método algoritmo genético avalia subconjuntos de soluções chamados de populações e cada solução é representada por um indivíduo. Cada indivíduo, ou cromossomo, é uma codificação de uma solução por meio de genes, cuja posição relativa é chamada de lócus e os

possíveis valores do mesmo são denominados por alelos. Ao longo das iterações do método, designado por gerações, aplica-se os operadores genéticos sobre a população. A população inicial é gerada aleatoriamente e ao fim da execução as soluções presentes na população são melhores que as iniciais (Gaspar-Cunha et al., 2012).

3.2 Cromossomo Proposto

O cromossomo representa uma solução codificada a ser testada para o problema analisado. Este é representado por um vetor de genes binário na qual as N_B primeiras posições estão relacionadas as N_B barras da rede elétrica sob estudo e podem receber um BESS. Nesse trecho do vetor, o valor 1 indica que a barra referente aquela posição receberá um banco de baterias, enquanto o valor 0 indica o contrário. As posições de $N_B + 1$ até $3N_B$ são agrupadas a cada dois elementos e permitem uma codificação de até quatro valores binários, correspondentes a quatro possíveis valores de capacidade em kWh do banco de baterias a ser instalado na barra. Devido ao agrupamento a cada dois elementos, o segundo trecho do vetor do cromossomo precisa sempre ter o dobro do tamanho do primeiro trecho, ou ainda referindo-se a uma única barra na rede elétrica.

Um exemplo de cromossomo para uma rede com 13 barras pode ser visto na Figura 2. A escolha dos quatro valores possíveis de capacidade das baterias é definido a partir das cargas presentes. Com esse cromossomo é possível efetuar a alocação de baterias no sistema teste, simular este em um *software* de fluxo de carga diário e posteriormente avaliar o desempenho da solução.

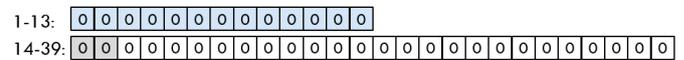


Figura 2. Exemplo de cromossomo.

3.3 Operadores Genéticos Utilizados

O operador de seleção utilizado é o torneio. Nesse, um conjunto de cromossomos é sorteado aleatoriamente para participar de um *ring* (Gaspar-Cunha et al., 2012). Os dois cromossomos melhores avaliados são escolhidos como pais para gerarem novos cromossomos. O tamanho do *ring* é normalmente definido pelo usuário e depende do problema em questão.

O operador de cruzamento empregado é o uniforme. Nesse cruzamento, um par de cromossomos pais geram um par de cromossomos filhos. A cada posição do vetor, um número inteiro no intervalo $[0, 1]$ é sorteado e, caso seja 0, o primeiro filho herda o gene do primeiro pai e o segundo filho herda o gene do segundo pai. Caso seja 1, o primeiro filho herda o gene do primeiro pai e o segundo filho herda o gene do segundo pai (Eiben et al., 2003).

O operador de mutação aplicado é o *bitwise*. Nele, em cada posição do vetor cromossomo é sorteado um número real aleatório no intervalo $[0, 1]$. Caso o valor sorteado seja menor a um valor p_m chamado de probabilidade de mutação, a posição sofre mutação alterando seu valor de 0 para 1 ou de 1 para 0. Caso contrário, a posição permanece inalterada (Eiben et al., 2003).

3.4 Função Objetivo Proposta

A função objetivo avalia a qualidade da solução representada pelo cromossomo. Na avaliação, inicialmente executa-se uma simulação de um *software* de fluxo de carga diário utilizando o *template* criado para a rede sob estudo com a inserção dos bancos de baterias consoante ao indivíduo. A seguir, a cada indivíduo é realizada uma execução do tipo *daily* com *stepsize* de 1h e registra-se os valores de tensão de cada barra ao longo do dia.

A função objetivo proposta visa a minimização das transgressões de tensão e a minimização do custo associado a alocação dos bancos de baterias. Esta é apresentada na Equação (1) e está sujeita a condição exibida na Equação (2). Foram considerados quatro termos para os dois objetivos de minimização: $NT\%$, $ST\%$, $B\%$ e $TB\%$. Esses termos estão expressos em percentuais e quanto mais próximo de 100%, melhor a solução. Para que a função objetivo F esteja expressa em percentual, cada um dos termos é multiplicado por um coeficiente e a soma de todos coeficientes é 100%, conforme a Equação (2).

$$F = C_{NT} \cdot NT\% + C_{ST} \cdot ST\% + C_B \cdot B\% + C_{TB} \cdot TB\% \quad (1)$$

$$C_{NT} + C_{ST} + C_B + C_{TB} = 100\% \quad (2)$$

O termo $NT\%$ refere-se ao número de transgressões de tensão da solução. Foram consideradas transgressões os valores de tensão em desacordo com os valores referência do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018a). Para o nível de 4.16 kV, por exemplo, a faixa adequada de tensão encontra-se entre 0.93 pu e 1.05 pu. Dessa forma, todas as amostras com valor de tensão inferior a 0.93 pu ou superior a 1.05 pu são contabilizadas como uma transgressão. Na Equação (3) define-se $NT\%$ como o percentual de amostras que não transgrediram em relação ao total de transgressões possíveis em todas as barras. O total de transgressões possíveis T_P é definido na Equação (4) e corresponde ao número de barras N_B da rede sob estudo multiplicado pelo número de amostras, ou iterações da simulação no fluxo de carga e representado por N_A . O total de amostras transgressoras para todas as barras é denominado T_O . Sendo assim, $NT\%$ indica o quanto a solução não transgride os limites de tensão, sendo próximo de 100% quanto melhor os níveis de tensão.

$$NT\% = \left(\frac{T_P - T_O}{T_P} \right) \cdot 100 \quad (3)$$

$$T_P = N_B \cdot N_A \quad (4)$$

O termo $ST\%$ é adicionado para diferenciar soluções com percentuais de transgressões próximos, porém com valores absolutos de tensão diferentes. Este beneficia soluções com transgressões menores e, conseqüentemente, menos impactantes. Na Equação (5), define-se esse termo, onde $\sum V$ é a soma dos valores de tensão de todas as amostras em todas as barras e $\sum V_T$ é a soma dos valores de tensão

das amostras que transgrediram os limites do PRODIST de todas as barras. Sendo assim, devido o intervalo entre as iterações no simulador ser de 1h, esse termo é interpretado como o percentual da área abaixo dos gráficos de tensão para amostras não-transgressoras em relação a área total abaixo dos gráficos de tensão. Quanto maiores os níveis de sobretensão, menor o valor de $ST\%$ e pior a qualidade da solução.

$$ST\% = \left(\frac{\sum V - \sum V_T}{\sum V} \right) \cdot 100 \quad (5)$$

O termo $B\%$ tem por objetivo apresentar um indicativo de custos e está relacionado ao número de baterias alocadas na rede pela solução. Na Equação (6) define-se esse termo, sendo B_P o número de pontos da rede onde podem ser alocadas baterias e B_A o número de baterias alocadas pela solução. Caso possam ser alocadas baterias em quaisquer barras da rede, faz-se $B_P = N_B$. Essa parcela indica o percentual de pontos sem alocação de pela solução em relação ao total de pontos onde poderiam ser inseridas, sendo maior quanto menor o número de bancos de baterias utilizados e, conseqüentemente, menor o custo de instalação.

$$B\% = \left(\frac{B_P - B_A}{B_P} \right) \cdot 100 \quad (6)$$

O último termo, $TB\%$, é inserido para diferenciar soluções com o mesmo número de baterias, porém com capacidades em kWh diferentes. A definição do mesmo encontra-se na Equação (7). Neste, CT_M é a capacidade total máxima possível da rede e CT_A a capacidade total alocada pela solução. CT_M é definido na Equação (8) e indica o valor da capacidade total caso todas as barras do sistema recebam um banco de baterias com o maior valor em kWh definido, e é dado pelo produto entre o número de barras do sistema, N_B , e o maior valor em kWh, C_M . CT_A , por sua vez, corresponde ao somatório dos valores da capacidade de cada bateria alocada pela solução. Dessa forma, quanto maior a capacidade das baterias alocadas, menor o valor de $TB\%$ e pior a qualidade da solução.

$$TB\% = \left(\frac{CT_M - CT_A}{CT_M} \right) \cdot 100 \quad (7)$$

$$CT_M = N_B \cdot C_M \quad (8)$$

Os coeficientes C_{NT} , C_{ST} , C_B e C_{TB} são definidos de acordo com o problema, ou seja, da rede sob estudo e das prioridades definidas. A escolha dos valores é feita por testes sucessivos, sendo recomendado que cada uma das parcelas seja monitorada de forma independente para que os valores percentuais reflitam de forma adequada a qualidade da solução. Os valores utilizados nesse trabalho serão apresentados na seqüência.

4. METODOLOGIA

Nesta pesquisa, o sistema IEEE-13 Barras é utilizado com a adição de GDFV nas barras ilustradas na Figura 3. O *tap* do regulador de tensão é fixo de modo que os resultados coincidam com os da documentação do Test Feeder Working Group (2018). Esse sistema foi escolhido por ser severamente desbalanceado e comumente utilizado em testes de algoritmos (IEEE, 2014). Considera-se o nível de penetração de 56.5% na rede de teste, sem variação nas simulações. Esse valor corresponde ao uso dos geradores com valor de potência igual à 70% da carga instalada na respectiva barra.

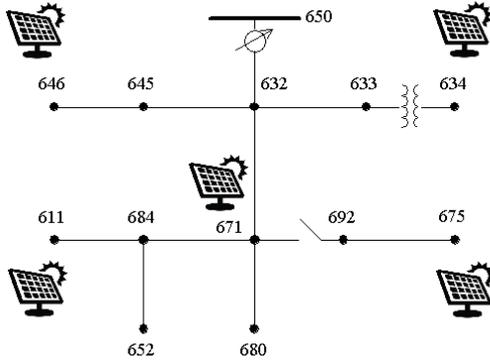


Figura 3. Sistema teste IEEE-13 barras adaptado (Test Feeder Working Group, 2018).

Além disso, considera-se dias de céu claro com pouca variação de irradiância. A Figura 4 apresenta a curva de carga normalizada utilizada como multiplicador para todas as cargas da rede IEEE-13 barras e refere-se ao comportamento de uma carga com pico de demanda próximo às 20h. A Figura 5, por sua vez, apresenta a curva de geração dos geradores fotovoltaicos e está relacionada com a irradiância. As simulações são realizadas com o auxílio do *software* OpenDSS com fluxo de carga em modo *daily* (EPRI, 1997). O AG, por sua vez, é implementado usando a linguagem Python e comunicação com o OpenDSS via interface COM.

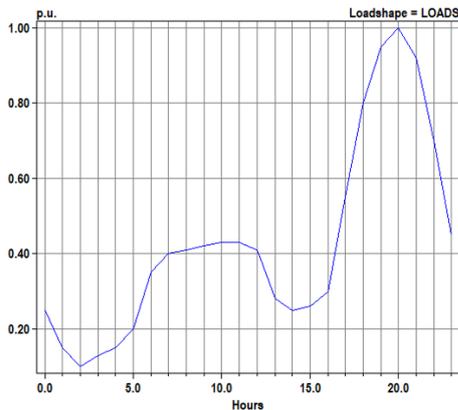


Figura 4. Curva de carga utilizada em todos os pontos de consumo do sistema teste.

Como método de comparação dos resultados, realiza-se o cálculo do número de transgressões de cada barra durante

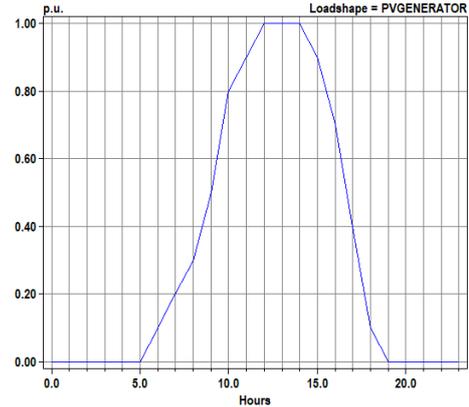


Figura 5. Curva de irradiância dos geradores fotovoltaicos do sistema teste.

o funcionamento da GDFV, ou seja, entre 5h e 19h, nos quatro cenários propostos: caso base (sistema sem a adição de GDFV e do BESS); caso problema (sistema com 56.5% de grau de penetração de GDFV); solução usual (BESS nas barras em que estão instaladas a geração distribuída); e solução do AG.

Para a rede sob estudo, o valor do consumo diário médio dentre todas as cargas considerando a curva da Figura 4 é de 2378 kWh. Sendo assim, utilizando uma descarga máxima de 75%, a capacidade média das baterias na rede dever ser de 3170 kWh. Portanto, utiliza-se os valores de 1000 kWh, 2000 kWh, 3000 kWh e 4000 kWh como valores possíveis para o uso no método algoritmo genético. Contabilizando o número de barras e o total de possibilidades para a capacidade das baterias, tem-se um espaço de busca de 8192 combinações distintas.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O método algoritmo genético foi executado três vezes para três populações iniciais distintas (3 x 3) para garantir a convergência em todas as simulações (Digalakis and Margaritis, 2001). Os valores dos parâmetros utilizados no AG são apresentados na Tabela 1 e os coeficientes da função *fitness* são ilustrados na Tabela 2. Esses valores são obtidos de forma heurística e atribui-se peso maior aos termos relacionados as transgressões de tensão em comparação aos relacionados ao número de baterias alocadas.

Tabela 1. Parâmetros do algoritmo genético.

Parâmetro	Valor
Tamanho da População	30
Probabilidade de Cruzamento	90%
Probabilidade de Mutação	3%
Tamanho do Torneio	3
Probabilidade do Torneio	90%
Máximo de Gerações	50
Elitismo	1

O gráfico do comportamento médio do processo de otimização para todas as execuções é exibido na Figura 6. Nota-se o melhor indivíduo da população com valor de função objetivo maior com o passar das gerações e se estabilizando após um crescimento rápido nas gerações iniciais.

Tabela 2. Coeficientes da função *fitness*.

Coeficiente	Valor
C_{NT}	45%
C_{ST}	50%
C_B	3%
C_{TB}	2%

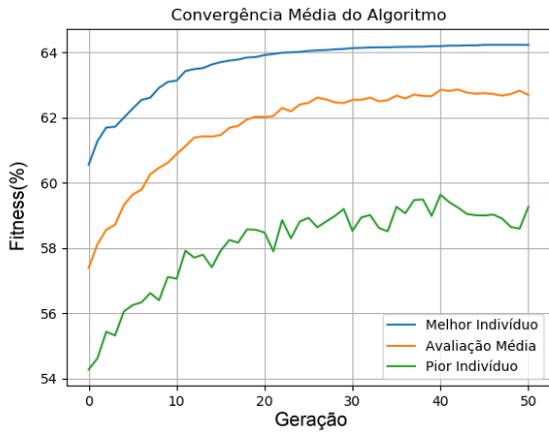


Figura 6. Convergência média do processo de otimização.

A solução de desempenho superior identificada pelo método AG indica a inserção de bancos de baterias nas barras 671, 675, 680 e 692 com capacidade de 4000 kWh. A distribuição das baterias na rede para essa solução é apresentada na Figura 7. Nota-se uma tendência de concentrar as baterias em uma região da rede teste, próximo aos geradores fotovoltaicos das barras 671 e 675.

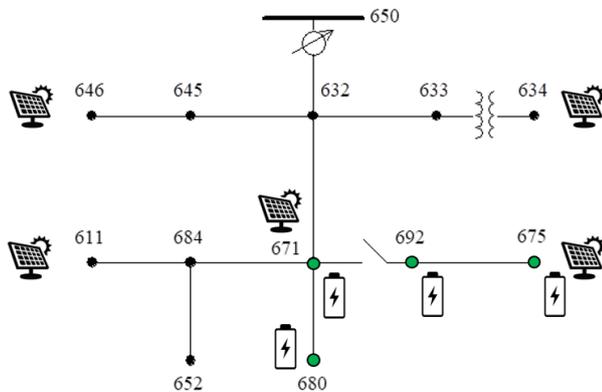


Figura 7. Rede teste IEEE-13 barras com GDFV e utilizando a solução do método algoritmo genético.

A solução fornecida pelo método algoritmo genético deve ser comparada com dois outros casos. O caso problema, onde há a inserção da GDFV sem nenhum banco de baterias alocado; e a solução usual, com inserção dos bancos de baterias nos mesmos pontos onde há GDFV. Para essa análise foram selecionadas quatro barras do alimentador: 632 para representar as barras sem bateria em nenhum dos casos; 634 para caracterizar as barras com bateria apenas na solução usual; 680 para retratar as com bateria apenas na solução do AG; e 671 representando as barras com baterias em ambos os casos. Os gráficos comparativos de tensão para essas barras podem ser vistos nas Figuras 8, 9, 10 e 11, respectivamente. A fase escolhida

para ser apresentada corresponde aquela cujo impacto é visível, ou seja, o aumento ou redução no nível de tensão é significativo.

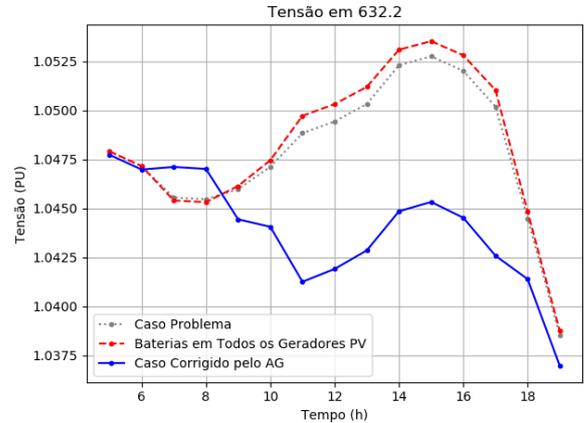


Figura 8. Comparativo de tensão para as soluções na barra 632 na fase B.

Na barra 632, observa-se a solução do AG com nível de tensão menor ao comparar-se a solução usual. Tal fato é mais visível entre as 12h e 17h da simulação, intervalo no qual a solução do AG mantém a tensão abaixo do limite crítico de 1.05 pu. Nessa fase, especificamente, a solução usual não apresenta melhora em relação ao caso problema.

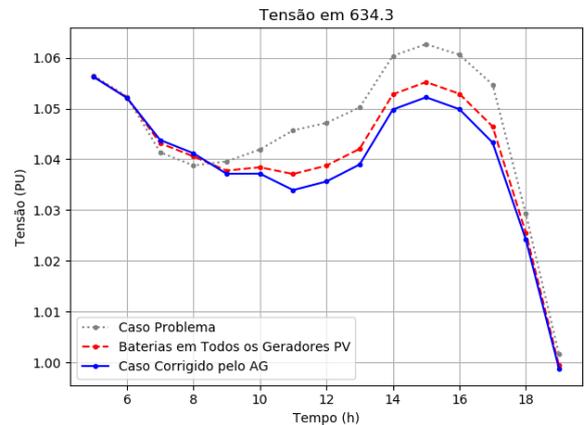


Figura 9. Comparativo de tensão para as soluções na barra 634 na fase C.

Na barra 634, o nível de tensão para a solução do AG é menor que o da solução usual entre 10h e 17h da simulação. Neste intervalo, a solução do AG se mantém na maior parte do tempo abaixo do limite crítico. Apesar dos valores de tensão muito próximos entre ambas as soluções, o tempo de transgressão da solução do AG é inferior.

Na barra 680 ocorre uma redução significativa no nível de tensão durante o período em que há geração fotovoltaica, especialmente entre as 10h e 17h, intervalo no qual a solução do AG impede a transgressão do nível de tensão. Como a solução usual não aponta a alocação de um BESS nessa barra, não há melhoria nos níveis de tensão para esse caso.

Na barra 671, entre as 10h e 17h a solução do AG impede a transgressão de tensão, enquanto a solução usual não

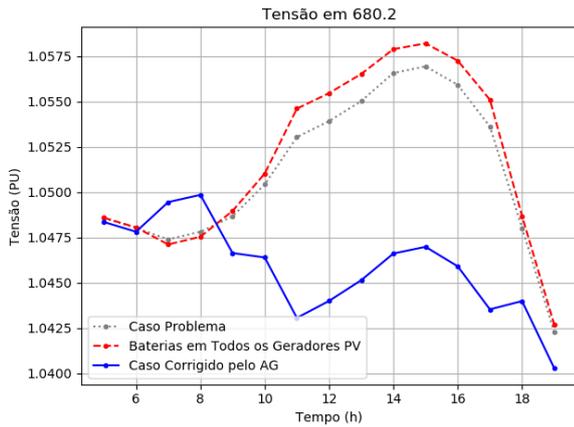


Figura 10. Comparativo de tensão para as soluções na barra 680 na fase B.

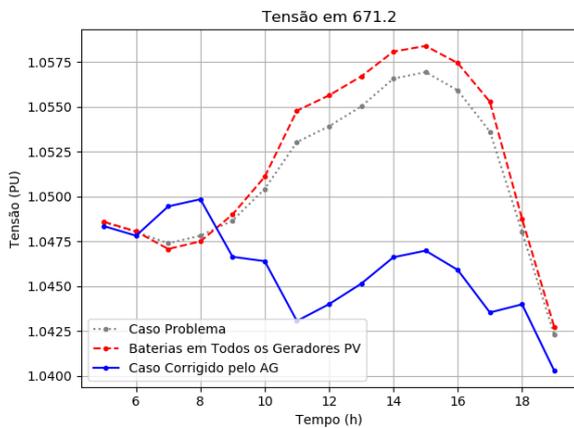


Figura 11. Comparativo de tensão para as soluções na barra 671 na fase B.

reduz os níveis de tensão. Isso pode ser explicado pela carga elevada presente nessa barra associada a falta de BESS em barras adjacentes.

Nota-se, portanto, a existência de instantes de tempo onde a solução proposta apresenta resultados superiores a solução usual e outros instantes onde ocorre o contrário. Sendo assim, necessita-se quantificar as transgressões de tensão em todas as barras do alimentador para verificar se a melhoria nos níveis de tensão em determinadas barras supera o agravamento das outras. A contagem do número de transgressões de tensão está baseada nos limites estabelecidos pela ANEEL (2018b) e leva em conta os períodos de funcionamento dos geradores fotovoltaicos, ou seja, entre 5h e 19h da simulação.

A Figura 12 apresenta o comparativo do número de transgressões de tensão para todas as barras do sistema ilustrando o caso base, o problema, a solução com AG e a solução com BESS nas barras com GDFV. Primeiramente, nota-se no próprio caso base instantes de transgressão os quais ocorrem devido a outros fatores, não sendo provocados pela GDFV. Em seguida, o caso problema agrava esse cenário com a inserção da geração fotovoltaica. Nota-se, em ambas soluções melhoria no número de transgressões em distintas barras. Entretanto, em 5 das 13 barras, a solução do AG possui desempenho superior ao caso problema e

em 4 barras os valores de ambas as soluções são quantitativamente iguais, tendo desempenho qualitativo superior na solução proposta por conta do uso de um BESS a menos. Na Figura 13 verifica-se o total do número de transgressões de tensão da rede para os casos citados. A metodologia proposta reduz o número total de transgressão de tensão da rede IEEE-13 Barras de 80 para 51 alocando 4 bancos de baterias. A solução usual de alocação de bancos de baterias nas barras onde há GDFV reduz para 61 transgressões alocando 5 bancos de baterias. Ou seja, além de uma diferença significativa, a solução proposta demonstra uma eficiência superior por alocar um banco de baterias a menos. Além disso, a redução do número de transgressões de tensão implica em menor gasto da concessionária para ressarcir os clientes da rede elétrica simulada devido aos problemas de tensão.

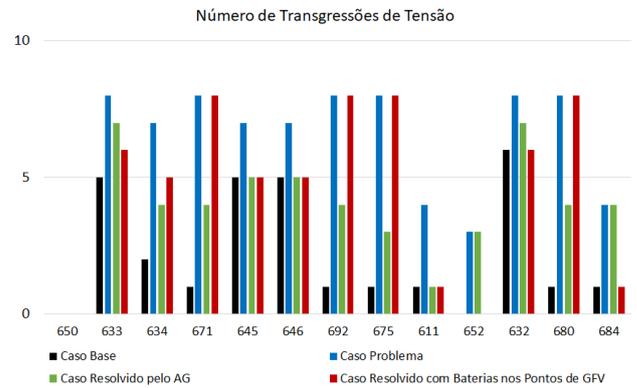


Figura 12. Comparativo do número de transgressão de tensão por barra para os casos.

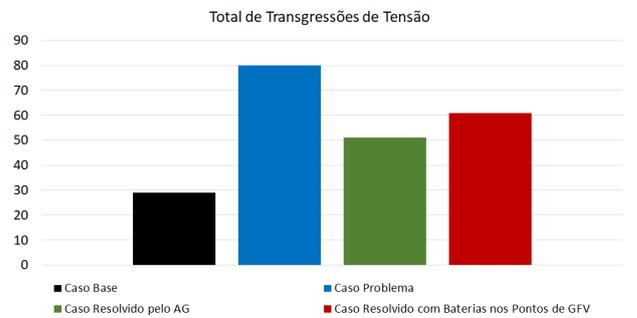


Figura 13. Comparativo do total de número de transgressão de tensão para os casos.

6. CONCLUSÃO

Esta pesquisa propôs uma função objetivo para a alocação ótima de bancos de baterias com minimização de transgressões e melhoria do perfil de tensão nas barras do sistema durante o tempo de injeção de potência ativa na rede pelos geradores fotovoltaicos. A aplicação do algoritmo genético com a função proposta na rede IEEE-13 barras foi efetuada e a solução obtida foi comparada com a solução usual de inserção de BESS nos pontos de GDFV e o caso problema.

Conforme a curva de carga adotada, observa-se nos instantes em que há excedente de geração distribuída a ocorrência de sobretensão. Com a adição do BESS, essa potência excedente é armazenada consoante os perfis de tensão das

barras apresentadas. Em destaque, o método proposto demonstra-se eficaz pelo fato de utilizar um sistema de armazenamento a bateria a menos comparado ao método usual e promove a redução significativa do número de transgressões de tensão.

Ao avaliar-se quantitativamente as violações de tensão, nota-se o caso base da rede sob estudo com valores elevados de transgressão de tensão devido ao alto nível de carregamento e desequilíbrio entre fases. Sendo assim, intensificado no caso problema devido a inserção da GDFV. A metodologia proposta reduz o número total de violações da rede de 80 do caso problema para 51, alocando 4 bancos de baterias e diminuindo o número de transgressões de tensão em 69.23% nas barras. A solução usual de alocação de BESS nas barras com GDFV, por sua vez, reduz esse número de violações da rede de 80 para 61, alocando 5 bancos de baterias e diminuindo a quantidade para 38.46% nas barras.

Os trabalhos futuros devem propor o estudo de outros procedimentos mitigatórios considerando seus respectivos custos financeiros. Outra possibilidade de pesquisa é o estudo de mitigação da sobretensão no período de carga leve, fora do intervalo da geração fotovoltaica e adicionando o estado de carga do BESS como uma variável no processo de otimização. Por fim, propõe-se realizar tal análise em redes elétricas de maior porte.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR (2019). Geração distribuída solar fotovoltaica: Benefícios líquidos ao Brasil. URL <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>.
- ANEEL (2018a). *Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. URL http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9.
- ANEEL (2018b). Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. *Relatório de Análise de Impacto Regulatório n. 0004/2018-SRD/SGC/SMA/ANEEL*, 60. URL <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas>.
- Babacan, O., Torre, W., and Kleissl, J. (2016). Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks considering high PV penetration. In *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1–5. doi:10.1109/PESGM.2016.7741191.
- Blasi, T.M., Fernandes, T.S.P., Gevers, D.N., Aoki, A.R., Impinnisi, P.R., Pinto, C.L.d.S., and Damasceno, P.M.R.d.V. (2019). Evaluation of the Impacts of Renewables Sources and Battery Systems in Distribution Feeders with Different Penetration Levels. In *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 1–6. doi:10.1109/ISGT-LA.2019.8895349.
- Coppez, G., Chowdhury, S., and Chowdhury, S.P. (2010). Review of battery storage optimisation in Distributed Generation. In *2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems & 2010 Power India*, 1–6. doi:10.1109/PEDES.2010.5712406.
- Darwin, C. (2017). *A Origem das Espécies*. FV Edições. URL <https://books.google.com.br/books?id=22RUDgAAQBAJ>.
- de Souza, J.V., Faria, W.R., Monteiro, F.M.d.S., Otto, R.B., Biczowski, M., and Asada, E.N. (2019). Battery Energy Storage System Allocation in Distribution Systems for Power Loss and Operational Costs Reduction. In *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 1–6. doi:10.1109/ISGT-LA.2019.8895308.
- Digalakis, J.G. and Margaritis, K.G. (2001). On benchmarking functions for genetic algorithms. *International Journal of Computer Mathematics*, 77(4), 481–506. doi:10.1080/00207160108805080. URL <https://doi.org/10.1080/00207160108805080>.
- Eiben, A.E., Smith, J.E., et al. (2003). *Introduction to evolutionary computing*, volume 53. Springer.
- EPE (2019). Plano nacional de energia - 2050. URL <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>.
- EPRI (1997). *OpenDSS*. Electric Power Research Institute. URL <https://www.epri.com/#/pages/sa/opensds?lang=en>.
- Gaspar-Cunha, A., Takahashi, R., and Antunes, C.H. (2012). *Manual de computação evolutiva e metaheurística*. Imprensa da Universidade de Coimbra/Coimbra University Press.
- Giannitrapani, A., Paoletti, S., Vicino, A., and Zarrilli, D. (2017). Optimal Allocation of Energy Storage Systems for Voltage Control in LV Distribution Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(6), 2859–2870. doi:10.1109/TSG.2016.2602480.
- Holland, J.H. et al. (1992). *Adaptation in natural and artificial systems: an introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence*. MIT press.
- IEEE (2014). IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution System Analysis. doi:10.1109/IEEESTD.2014.6974967.
- Pereira, C.O., Cunha, V.C., Ricciardi, T.R., Torquato, R., Freitas, W., Riboldi, V.B., and Tuo, J. (2019). Pre-Installation Studies of a BESS in a Real LV Network with High PV Penetration. In *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 1–6. doi:10.1109/ISGT-LA.2019.8895326.
- Severino, M.M. (2008). Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para o atendimento a comunidades isoladas da Amazônia.
- Szultka, A., Szultka, S., Czapp, S., and Klucznik, J. (2019). Selection of Energy Storage Units by Genetic Algorithm for Mitigating Voltage Deviations. In *2019 International Conference on Information and Digital Technologies (IDT)*, 449–454. doi:10.1109/DT.2019.8813719.
- Test Feeder Working Group (2018). IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. URL <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/>.