



ALOCAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO COM CARGAS SOB INCERTEZA

OPTIMAL ALLOCATION OF MEDIUM-VOLTAGE DISTRIBUTED GENERATION UNDER UNCERTAIN LOAD CONDITIONS

Pedro Otávio Santana da Rocha*  E-mail: pedrootavio_rocha@hotmail.com

Clainer Bravin Donadel  E-mail: cdonadel@ifes.edu.br

*Instituto Federal do Espírito Santo (IFES), Vitória, ES, Brasil.

Resumo: Os sistemas de distribuição de energia elétrica estão em constante expansão, tornando-se cada vez mais complexos devido a fatores como o crescimento populacional, o desenvolvimento industrial e a imprevisibilidade da demanda de energia. A integração de fontes renováveis na matriz elétrica contribui não apenas para atender a essa demanda, mas também para reduzir perdas, embora desafios como a variação de tensão possam comprometer o desempenho do sistema. Este trabalho investiga a integração da geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição de média tensão, considerando a presença de cargas sob incerteza. Por meio de uma abordagem metaheurística, foi aplicado o Algoritmo de Otimização por Baleias (*Whale Optimization Algorithm* – WOA) em um sistema IEEE de 123 barramentos, visando explorar soluções para os desafios operacionais. A metaheurística mostrou-se eficaz na otimização da alocação das fontes de energia, contribuindo para uma integração mais eficiente, robusta e sustentável da geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica. Os resultados indicaram a forte predominância do barramento #77 para a alocação da GD, sendo recomendado pelo algoritmo com probabilidade de 99,98%, mesmo diante de variações significativas de carga. Esse resultado reforça a robustez da solução proposta, demonstrando que o barramento selecionado permanece como a melhor opção para inclusão da GD, ainda que as métricas de desempenho operacional do alimentador se alterem.

Palavras-chave: Alocação Ótima. *Whale Optimization Algorithm*. Geração Distribuída. Cargas Sob Incertezas. Distribuição de Energia Elétrica.

Abstract: Electric power distribution systems expand continuously and grow increasingly complex due to factors such as population growth, industrial development, and unpredictable energy demand. Integrating renewable sources into the power grid meets this demand and reduces losses, although challenges like voltage variation can limit system performance. This study investigates the integration of distributed generation (DG) in medium-voltage distribution systems under load uncertainty. A metaheuristic approach applies the Whale Optimization Algorithm (WOA) to the IEEE 123-bus system to address operational challenges. The WOA improves the allocation of generation sources, ensuring more efficient, robust, and sustainable DG integration into distribution networks. The results indicate a clear predominance of bus #77 for DG placement, with the algorithm selecting this bus with a 99.98% probability even under significant load variations. These findings confirm the robustness of the proposed approach, demonstrating that bus #77 remains the optimal location for DG placement despite changes in feeder operational performance metrics.

Keywords: Optimal Allocation. Whale Optimization Algorithm. Distributed Generation. Uncertain Loads. Power Distribution.

1 INTRODUÇÃO

A distribuição de energia elétrica desempenha um papel fundamental na sociedade moderna, garantindo o funcionamento de uma vasta gama de atividades cotidianas e industriais. Através de uma intrincada rede de infraestrutura elétrica, a energia é transmitida das instalações de geração para os lares, empresas e setores públicos (Gallegos *et al.*, 2024).

No entanto, a distribuição de energia elétrica não é isenta de obstáculos. A complexidade da rede de distribuição, juntamente com a incerteza na demanda ao longo do tempo, cria uma série de obstáculos técnicos e econômicos, como o atendimento da demanda imprevisível e a flexibilização da infraestrutura. Além disso, a crescente incorporação de fontes renováveis de energia intermitentes na matriz energética apresenta novos desafios em termos de gerenciamento de fluxo de energia e integração eficaz. De acordo com Gallegos *et al.* (2024), a distribuição de energia elétrica enfrenta uma mudança paradigmática devido à transição para fontes renováveis de energia, requerendo novas abordagens na operação e controle dos sistemas de distribuição.

A geração distribuída representa uma mudança significativa no paradigma tradicional de geração e distribuição de energia elétrica. Enquanto os sistemas de geração centralizada têm sido a espinha dorsal da infraestrutura há décadas, a crescente adoção de fontes distribuídas de energia está remodelando a maneira como a sociedade produz e consome eletricidade. A geração distribuída descentraliza o processo de produção de eletricidade, empoderando indivíduos, comunidades e empresas a se tornarem participantes ativos na rede elétrica (Fonseca *et al.*, 2021).

Embora a geração distribuída ofereça vantagens notáveis, como maior resiliência da rede, redução de perdas e potencial para integração de fontes renováveis, também traz consigo desafios complexos. A intermitência de certas fontes, como energia solar e eólica, exige abordagens inovadoras para gerenciamento de energia e armazenamento. De acordo com Rosales-Asensio, Diez e Sarmento

(2024), a geração distribuída pode introduzir empecilhos em relação ao equilíbrio entre oferta e demanda, estabilidade da rede e coordenação de múltiplos atores.

A geração distribuída (GD) tem se consolidado como uma abordagem promissora para atender às crescentes demandas por energia elétrica de maneira mais eficiente e sustentável. A alocação estratégica de fontes de geração distribuída em sistemas de distribuição é um tópico crítico, visto que influencia diretamente aspectos como a qualidade do fornecimento, eficiência energética e redução de perdas. No entanto, a otimização da alocação de geração distribuída é um desafio complexo que envolve considerações técnicas, econômicas e regulatórias, e que vem sendo explorada na literatura (Kang *et al.*, 2020; Kaya; Bozkurt, 2021; Settoul *et al.*, 2022; Boghdady *et al.*, 2022; Ćetković; Komen, 2023; Hamad *et al.*, 2024; Mahdavi *et al.*, 2024; Pereira *et al.*, 2025; Prempeh *et al.*, 2025, Sadeghi, Jahangiri e Shamim, 2025). A alocação eficiente de geração distribuída é fundamental para otimizar a utilização dos recursos energéticos e melhorar a confiabilidade da rede, mas requer soluções inovadoras para superar barreiras técnicas e regulatórias (Mohseni e Brent, 2025).

No campo da otimização, as metaheurísticas desempenham um papel fundamental ao oferecer soluções eficazes para problemas complexos, cujas soluções exatas podem ser inviáveis devido à sua natureza computacionalmente intensiva. As metaheurísticas são abordagens aproximadas que buscam encontrar soluções aceitáveis em tempo hábil, muitas vezes explorando características específicas do problema. Um exemplo de algoritmo heurístico amplamente utilizado é o Algoritmo de Otimização da Baleia (*Whale Optimization Algorithm* - WOA). O WOA é inspirado no comportamento de caça das baleias e é aplicado em problemas de otimização, mostrando eficácia em diversas aplicações, como otimização de redes, design de sistemas elétricos, e até mesmo na alocação de geração distribuída em sistemas de energia elétrica (Pham *et al.*, 2020; Wong; Ramachandaramurthy, 2020; Alemi e Beiraghi, 2021; Xuan, Hashim e Kamarudin, 2022; Li *et al.*, 2024; Raslan, Osman e Hassan, 2025; Saad *et al.*, 2025).

Apesar das vantagens das metaheurísticas na resolução de problemas complexos, a aplicação dessas abordagens na alocação de geração distribuída também enfrenta desafios particulares. A complexidade dos sistemas de energia,

combinada com a necessidade de considerar múltiplos critérios, como custo, confiabilidade e eficiência, pode resultar em soluções subótimas ou instáveis. Além disso, a dinâmica das fontes de geração distribuída, como a variação na geração de energia solar e eólica, exige métodos metaheurísticos adaptativos capazes de lidar com flutuações imprevisíveis. A alocação de geração distribuída requer abordagens metaheurísticas robustas que considerem os aspectos dinâmicos e incertos inerentes ao sistema elétrico (Nogueira, Negrete e López-Lezama, 2023).

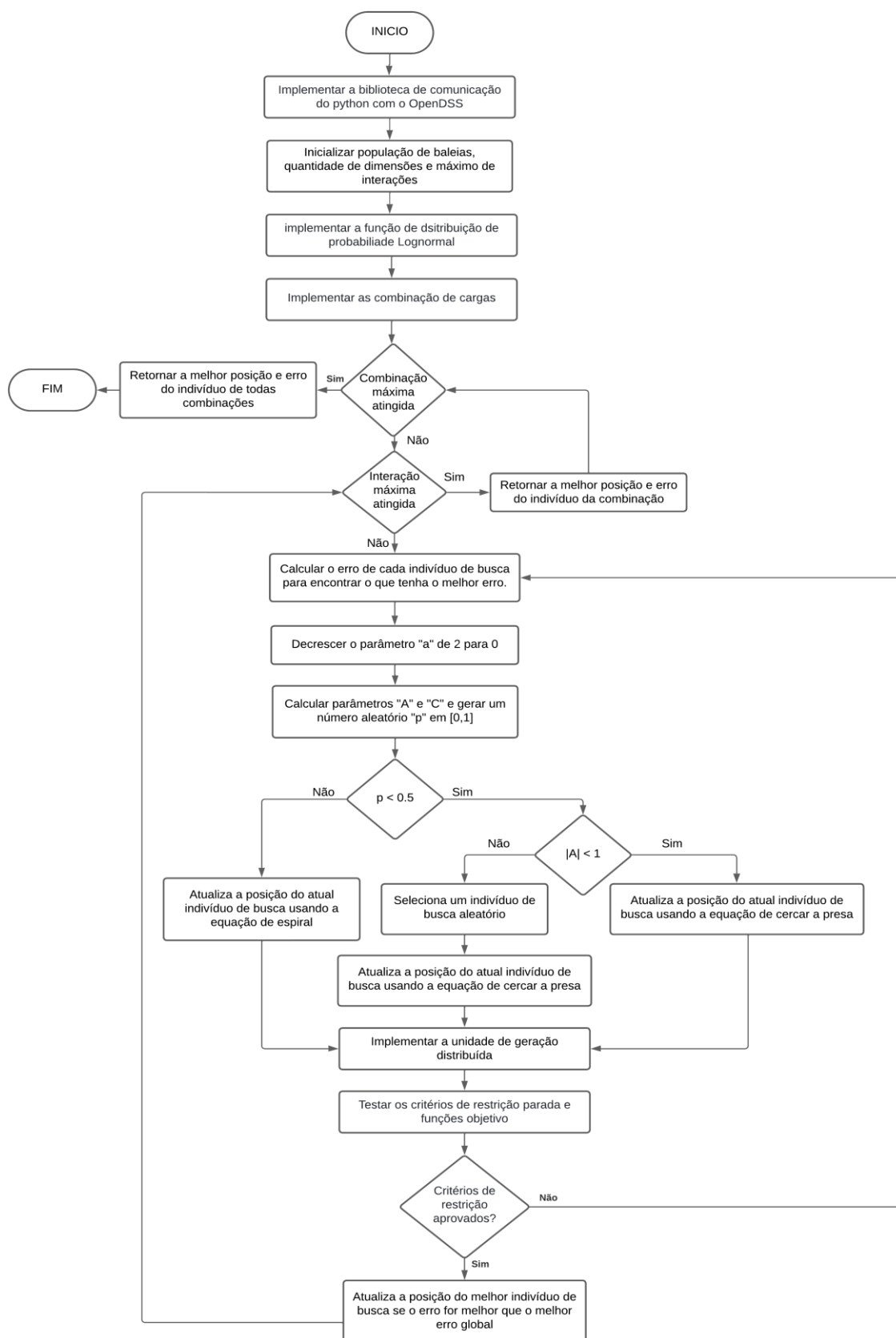
Neste contexto, o presente artigo tem por objetivo determinar a melhor localização de uma unidade de geração distribuída em um sistema de distribuição de energia elétrica de média tensão utilizando o *Whale Optimization Algorithm* (WOA), modelando a incerteza da carga.

2 METODOLOGIA

Na Seção a a modelagem do algoritmo WOA é descrita, visando a otimização do problema proposto. A Seção b aborda a modelagem da rede de teste, detalhando os parâmetros para a definição da função de densidade de probabilidade e as cargas selecionadas para a incorporação das incertezas. Na Seção c os parâmetros da GD a ser instalada são definidos. As Seções d e e discutem o problema de otimização, incluindo a função objetivo e as restrições do sistema.

A Figura 1 apresenta uma ilustração do passo a passo do funcionamento da proposta. Inicialmente, estabelece-se a comunicação do ambiente de programação em Python com OpenDSS®, implementa-se a distribuição lognormal e combinações de cargas. Em seguida, o algoritmo WOA é executado, e a unidade de geração distribuída é implementada. Os critérios de restrição e função objetivo são testados: se aprovados, o ponto de alocação ótimo e a incerteza são extraídos. O processo verifica se o número máximo de iterações foi atingido, retornando ao WOA se necessário, ou seguindo para a próxima combinação. Finalmente, se o número máximo de combinações for atingido, os pontos de alocação ótimo e as probabilidades associadas são extraídas, concluindo o processo.

Figura 1 – Fluxograma do WOA adaptado ao problema



Fonte: Elaborado pelos autores.

a. MODELAGEM DO ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO WOA

O WOA é um algoritmo de otimização que se baseia no comportamento social das baleias-jubarte, buscando soluções eficientes para problemas complexos. Inspirado nas táticas de caça das baleias, o WOA é uma técnica relativamente recente e inovadora que tem ganhado destaque na resolução de problemas de otimização em diversas áreas, incluindo engenharia, ciência da computação e finanças. A essência do WOA reside na busca por soluções em um espaço de busca, com base no movimento coordenado de baleias em busca de presas, conforme modelo desenvolvido por Mirjalili e Lewis (2016).

Essas baleias utilizam uma técnica chamada "alimentação por bolhas", onde cercam o cardume de peixes formando círculos e criando bolhas para concentrar e capturar suas presas. O WOA imita essa estratégia ao modelar três comportamentos principais: (1) a espiral de bolhas, que simula a redução da distância em espiral entre a baleia e a presa, (2) o cerco, que representa a aproximação das baleias em torno da presa ao atualizar suas posições em relação a um ponto de referência, e (3) a busca por presas, onde as baleias se movem aleatoriamente para explorar o espaço de busca globalmente (Rana *et al.*, 2020). O comportamento é definido por meio das Equações (1), (2), (3) e (4) - (Mirjalili; Lewis, 2016).

$$\vec{D} = |\vec{C} \times \vec{X}(t) - \vec{X}(t)| \quad (1)$$

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}(t) - \vec{A} \times \vec{D} \quad (2)$$

$$\vec{A} = 2\vec{a} \times \vec{r} - \vec{a} \quad (3)$$

$$\vec{C} = 2 \times \vec{r} \quad (4)$$

Onde A e C são vetores de coeficientes, X é o vetor de posição da melhor solução, D indica a distância da i -ésima baleia até a presa (melhor solução obtida até agora), r é um vetor aleatório no intervalo $[0,1]$ e a é conhecido como a taxa de iterações que diminui linearmente de 2 para 0.

Ao diminuir o valor de a na Equação (3), o comportamento é alcançado. Além disso, o valor de A diminuirá conforme a diminui. Portanto, A é um valor aleatório entre o intervalo $[-a, a]$ e os valores aleatórios para A são definidos no intervalo $[-1, 1]$.

A equação espiral é apresentada na Equação (5) - (Mirjalili; Lewis, 2016).

$$\vec{X}(t+1) = \vec{D}^i \times e^{bl} \times \cos 2\pi l + \vec{X}(t) \quad (5)$$

D indica a distância da i -ésima baleia para a presa (melhor solução obtida até o momento), b é uma constante que define a forma da espiral logarítmica, l é um número aleatório no intervalo $[-1,1]$. Observa-se que as baleias-jubarte caçam suas presas utilizando simultaneamente a forma de encolhimento em círculos e o caminho em forma de espiral. Para desenvolver esse comportamento simultâneo, deve-se assumir uma probabilidade de 50% de que as baleias utilizarão o método de encolhimento em círculos ou o método em forma de espiral para atualizar a posição das baleias durante a otimização. A Equação (6) apresenta o modelo matemático (Mirjalili; Lewis, 2016).

$$\vec{X} = \begin{cases} \vec{X}(t) - \vec{A} \times \vec{D} & \text{para } p < 0,5 \\ \vec{D}^i \times e^{bl} \times \cos 2\pi l + \vec{X}(t) & \text{para } p \geq 0,5 \end{cases} \quad (6)$$

Onde p é um número aleatório no intervalo $[0,1]$.

Na fase de exploração A é usado com valores aleatórios maiores ou menores que 1 e -1 para afastar o agente de busca da baleia de referência ou líder. Se $A > 1$, isso enfatizará a exploração e permitirá que o WOA realize a busca global. As Equações (7) e (8) mostram o modelo matemático da busca global (Mirjalili; Lewis, 2016).

$$\vec{D} = |\vec{C} \times \overrightarrow{X_{rand}}(t) - \vec{X}| \quad (7)$$

$$\vec{X}(t+1) = \overrightarrow{X_{rand}}(t) - \vec{A} \times \vec{D} \quad (8)$$

Onde X_{rand} é um vetor de posição aleatório (uma baleia aleatória) escolhido da população atual.

O algoritmo WOA foi programado na linguagem de programação Python, que é uma linguagem de programação de alto nível, amplamente reconhecida por sua

simplicidade e facilidade de uso. Ela oferece uma vasta gama de bibliotecas e *frameworks* que a tornam uma escolha popular para uma variedade de aplicações, desde desenvolvimento *web* até análise de dados, aprendizado de máquina e simulações científicas. Para a troca de dados e comandos com o OpenDSS® foi utilizado a biblioteca *py-dss-interface*, projetada para ser uma maneira eficiente e amigável de acessar e controlar as funcionalidades do OpenDSS® diretamente a partir de *scripts* Python, possibilitando uma integração mais fluida e automatizada.

Os parâmetros de quantidade de iterações e indivíduos para o WOA foram definidos baseando-se no trabalho de Kang *et al.* (2020), na qual utilizou-se 20 indivíduos e 100 iterações máximas para a alocação e dimensionamento ótimo de múltiplas GDs. Já a proposta deste trabalho será a alocação de uma única GD com dimensionamento fixo, utilizando 10 indivíduos e 100 iterações máximas, que se demonstrou bastante eficaz na convergência por conta da presença de apenas uma variável de decisão (escolha do barramento ótimo).

No algoritmo WOA, os indivíduos representam os barramentos para a alocação da GD, sendo necessário a definição dos limites inferiores e superiores dos índices que os mesmos podem assumir no sistema de distribuição, dessa forma mantendo os indivíduos alocando a GD somente em barramentos existentes. Os parâmetros utilizados no WOA estão sumarizados na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros do WOA

| Parâmetros | Valores |
|-----------------|------------|
| Indivíduos | 10 |
| Iterações | 100 |
| Limite inferior | Índice 1 |
| Limite superior | Índice 610 |

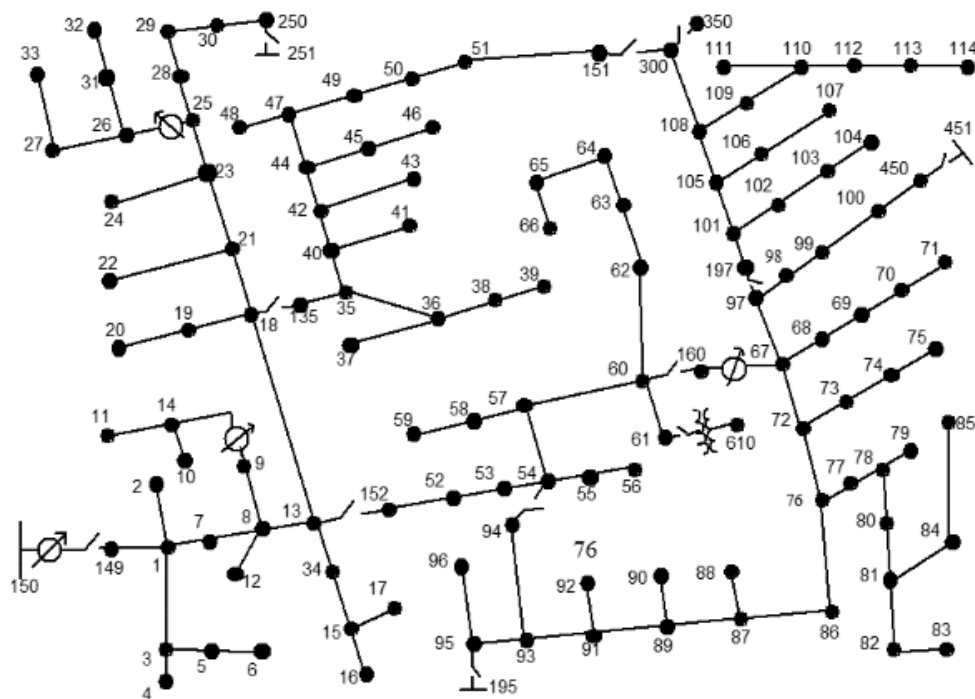
Fonte: Elaborado pelos autores.

b. MODELAGEM DA REDE DE TESTES

Para analisar sistemas atuais e complexos são usados sistemas de distribuição de energia padronizados, como os modelos fornecidos pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), que desempenham um papel fundamental na pesquisa, desenvolvimento e testes de tecnologias e estratégias relacionadas à distribuição de

eletricidade (Bazrafshan; Gatsis, 2017). A Figura 2 representa um dos modelos da IEEE (123 barramentos).

Figura 2 - Diagrama do sistema IEEE-123 barramentos



Fonte: Samaan *et al.* (2018).

Uma das principais razões para a importância dos modelos IEEE e outros sistemas de distribuição padronizados é a capacidade de realização de experimentos repetíveis e controlados. Isso permite uma análise detalhada e aprofundada do comportamento da rede sob diferentes condições, o que, por sua vez, ajuda a otimizar o planejamento e a operação do sistema elétrico. Esses sistemas são cruciais para avaliar o impacto da integração de fontes renováveis de energia e tecnologias avançadas na rede de distribuição (Cavvaro; Arghandeh, 2017).

Foi utilizado como *software* de simulação do sistema de distribuição o OpenDSS® (*Open Distribution System Simulator*), *software* de código aberto desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) para simulação de sistemas de distribuição elétrica que é amplamente utilizado por engenheiros e pesquisadores para modelar, simular e analisar a operação de redes de distribuição de energia elétrica.

O OpenDSS® simulou o impacto da GD e as incertezas das cargas selecionadas na rede de distribuição de energia elétrica de média tensão IEEE 123-barramentos, extraindo principalmente o perfil de tensão, fluxo de potência e perdas do sistema.

O sistema de distribuição de energia IEEE 123-barramentos foi modificado para que algumas de suas cargas, selecionadas aleatoriamente, fossem alteradas para simular uma variação dos seus valores de potência ativa e reativa, mantendo-se o fator de potência. As cargas selecionadas e suas propriedades iniciais estão descritas na Tabela 2.

Tabela 2 – Cargas selecionadas para variação

| Carga | Barramento | Fase | Tensão do Barramento (kV) | Potência Consumida (kW) | Fator de Potência (indutivo) |
|-------|------------|---------|---------------------------|-------------------------|------------------------------|
| s47 | 47 | A, B, C | 2,4 | 105,0 | 0,81 |
| s48 | 48 | A, B, C | 2,4 | 210,0 | 0,81 |
| s64b | 64 | B | 2,4 | 75,0 | 0,91 |
| s66c | 66 | C | 2,4 | 75,0 | 0,91 |
| s76a | 76 | A | 2,4 | 105,0 | 0,79 |

Fonte: Elaborado pelos autores.

i. Função Densidade de Probabilidade

A distribuição lognormal é uma das distribuições contínuas de probabilidade mais importantes e úteis em várias áreas do conhecimento, especialmente quando se trata de modelar fenômenos naturais e econômicos (Manta *et al.*, 2024). Uma variável aleatória Y segue uma distribuição lognormal se o seu logaritmo natural, $\ln(Y)$, segue uma distribuição normal. Em termos matemáticos, se X é uma variável aleatória com distribuição normal, então $Y = \exp(X)$ tem uma distribuição lognormal.

Para que a função densidade de probabilidade Lognormal resulte em valores de cargas com um impacto significativo na rede, foi definido um desvio padrão relativo de 40% - adaptado de Shepero *et al.* (2018) - do valor original apresentado na Tabela 2. Na Tabela 3 se encontram todos os parâmetros restantes.

Tabela 3 – Parâmetros da função densidade de probabilidade Lognormal.

| Parâmetros | Valores |
|------------|----------------------------|
| σ | 40% da carga |
| μ | Valor da potência da carga |
| n | 3 valores |

Fonte: Elaborado pelos autores.

A quantidade total de combinações avaliadas é dada pela Equação (9).

$$N_{comb} = N_{val}^{N_{cargas}} = 3^5 = 243 \quad (9)$$

Onde N_{comb} denota o número de combinações totais, N_{val} é o número de valores extraídos pela função Lognormal e N_{cargas} representa a quantidade de cargas selecionadas.

c. UNIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA

No escopo do artigo, a unidade de GD utilizada busca simular uma geração de energia limpa na qual se injeta no sistema somente potência ativa (fator de potência unitário) e dimensionamento constante, definido próximo de 5% da soma das cargas iniciais do sistema. Diferente das cargas, a GD não assumiu caráter probabilístico, entregando a mesma potência em todas os cenários. Esse valor foi definido para que o valor da GD não fosse exacerbadamente grande e influente a ponto de um barramento suprir todas as combinações de cargas. Na Tabela 4 são apresentados os parâmetros da GD utilizada.

Tabela 4 – Parâmetros da GD utilizada

| Soma da Potência das Cargas (kW) | Potência Ativa Fornecida Pela GD (kW) | Fases | Tensão do Barramento (kV) |
|----------------------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------|
| 3.500 | 200 | A, B, C | 2,4 |

Fonte: Elaborado pelos autores.

A alocação da GD só será permitida em barramentos trifásicos com tensão nominal de 2,4 kV para que se mantenha a compatibilidade.

d. FUNÇÃO OBJETIVO

No contexto da análise técnica de desempenho de um sistema de distribuição de energia elétrica, foi adotado como função objetivo a redução de perdas. A razão para escolher a perda como função objetivo é que esta é uma das grandezas mais importantes na medida da eficiência do sistema de distribuição de energia elétrica, e deve ser mantida em patamares baixos para melhor aproveitamento dos recursos da rede. A perda total de energia do sistema é determinada pela soma das perdas de todos os ramos com as perdas nos transformadores presentes no sistema. Assim baseado em Esmaili *et al.* (2016), foi utilizada a Equação (10) para a obtenção de perdas nos ramos.

$$P_{ramos} = \sum_{k=1}^{N_{br}} G_{ij}^k \times [V_i^2 + V_j^2 - 2 \times V_i^2 \times V_j^2 \times \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (10)$$

Onde G_{ij}^k denota a condutância do ramo k entre as barras i e j ; N_{br} representa o número de ramais; V_i e θ_i são magnitude e ângulo de tensão na barra i .

Os valores das perdas totais dos transformadores foram determinados utilizando a Equação (11), adaptada de Queiroz *et al.* (2012).

$$P_{transformadores} = \sum_{t=1}^{tt} \left[P_{fe_{nom,t}} \times S_{nom,t} + \left(\frac{S_{real,t}}{S_{nom,t}} \right)^2 \times P_{cu_{nom,t}} \right] \quad (11)$$

Sendo $P_{fe_{nom,t}}$ a perda nominal no núcleo do transformador t , em pu; $S_{nom,t}$ a capacidade nominal do transformador t ; $S_{real,t}$ a carga real máxima ligada ao transformador t ; $P_{cu_{nom,t}}$ é a perda nominal no cobre do transformador t , à plena carga, em pu; tt é o total de transformadores.

A Equação (12) realiza a soma das perdas totais do sistema de distribuição de energia elétrica.

$$P_{Loss} = P_{transformadores} + P_{ramos} \quad (12)$$

e. RESTRIÇÕES DO SISTEMA

As restrições do sistema são definidas e implementadas para refletir as limitações físicas dos sistemas reais e garantir o cumprimento das normas técnicas. O objetivo é assegurar a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores, atendendo aos padrões regulatórios.

i. Restrição de Tensão

Os limites de tensão dos barramentos são apresentados na Equação (13).

$$\begin{aligned} V_{min} \leq V_K \leq V_{max} \\ k = 1, \dots, N_{bus} \end{aligned} \quad (13)$$

Onde V_{min} e V_{max} são os limites inferiores e superiores de tensão adequados e V_k é a tensão nominal do barramento k .

Pelo Anexo VIII da Resolução Normativa ANEEL Nº 956/2021 (PRODIST), a tensão nos pontos de conexão pelos usuários atendidos em tensão nominal de operação de 2,3 kV a 69 kV deve possuir tensão de leitura entre 93% e 105% da tensão de referência para ser considerada adequada. A Tabela 5 informa os limites para as tensões usadas no sistema de distribuição IEEE 123-barramentos.

Tabela 5 – Valores limites de variação de tensão aplicados para o sistema IEEE 123-barramentos

| Tensão Nominal (kV) | Limite Superior (kV) | Limite Inferior (kV) |
|---------------------|----------------------|----------------------|
| 2,4 | 2,52 | 2,23 |
| 4,16 | 4,37 | 3,87 |

Fonte: Elaborado pelos autores.

ii. Restrição de Carregamento

A classificação de cada ramo é limitada por sua potência permitida para que a corrente adicionada seja comportada na capacidade do condutor, como apresentado na Equação (14).

$$\begin{aligned} |S_{ij}| &\leq S_{ij}^{max} \\ i, j &= 1, \dots, N_{br} \end{aligned} \quad (14)$$

Onde S_{ij} representa a potência aparente do ramo ij ; S_{ij}^{max} representa a máxima potência permitida do ramo ij .

3 RESULTADOS

Apresenta-se, na Seção a, as perdas e o perfil de tensão do sistema de distribuição IEEE 123-barramentos original, sem nenhuma alteração de cargas e instalação de GD. Na Seção b são informados os valores e a probabilidade associada das cargas submetidas à função de distribuição Lognormal. Por fim, na Seção c, demonstra-se o processo de alocação da GD por meio do algoritmo WOA e seu impacto nas perdas do sistema de distribuição IEEE 123-barramentos.

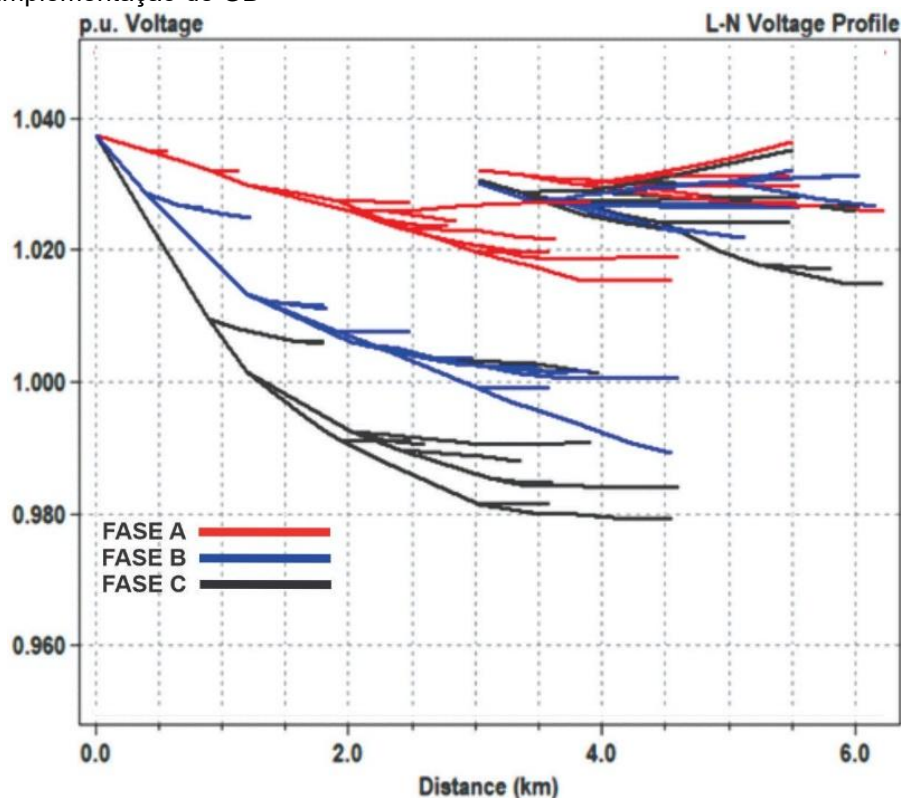
a. INDICADORES DE DESEMPENHO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ORIGINAL

Esta seção apresenta as perdas e o perfil de tensão ao simular o sistema de distribuição IEEE 123-barramentos original, ou seja, antes atribuição das incertezas de carga e da implementação da GD. As perdas do sistema inicial são iguais a 95,76 kW.

A Figura 3 apresenta um perfil de tensão e tem como objetivo informar as tensões de cada fase, em pu, a partir do ponto de fornecimento da energia até o ponto mais distante, em quilômetros, desse sistema de distribuição radial. A partir desse tipo de figura pode-se realizar uma análise do impacto das cargas e da GD (se houver)

nas tensões do sistema. No caso da Figura 3, o perfil de tensão representa o sistema 123-barramentos na sua forma original, sem a aplicação de incerteza das cargas e sem nenhuma GD instalada.

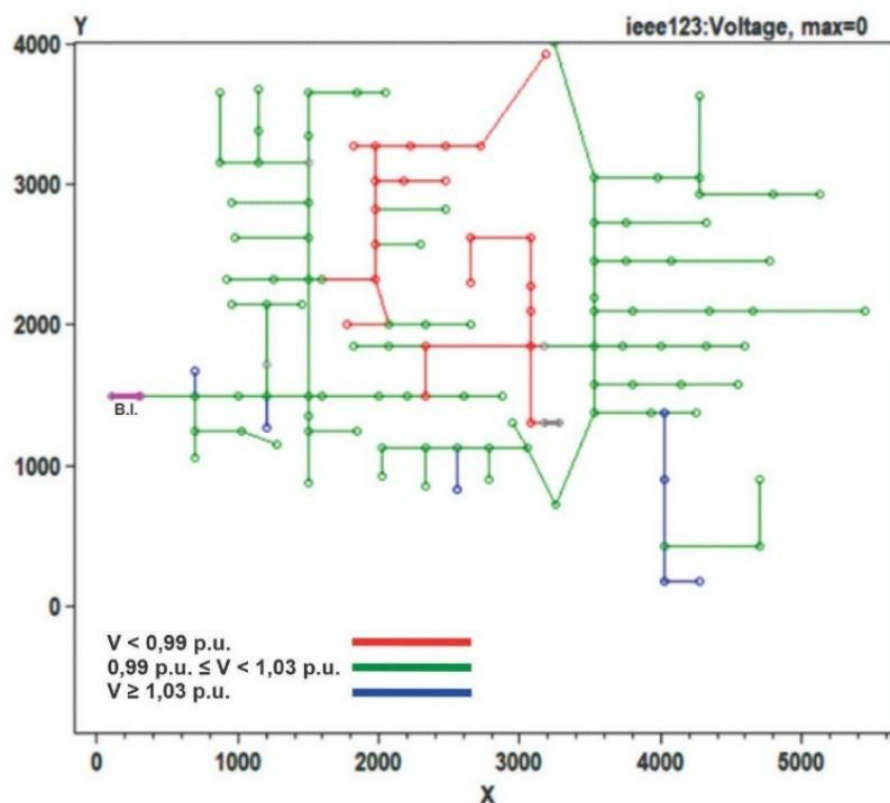
Figura 3 – Perfil de tensão do sistema de distribuição sem incertezas de cargas atribuídas e implementação de GD



Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 4 apresenta uma análise da qualidade da tensão dos barramentos em pu, onde barramentos com tensão abaixo de 0,990 pu possuem a cor vermelha, barramentos com tensão entre 0,990 e 1,030 pu possuem a cor verde e barramentos com tensão acima de 1,030 pu possuem a cor azul. A cor rosa identificada como “B.I.” é a localização do barramento infinito que alimenta o sistema de distribuição. Essas faixas foram definidas para uma verificação posterior das influências das combinações das incertezas de cargas e da implementação da GD.

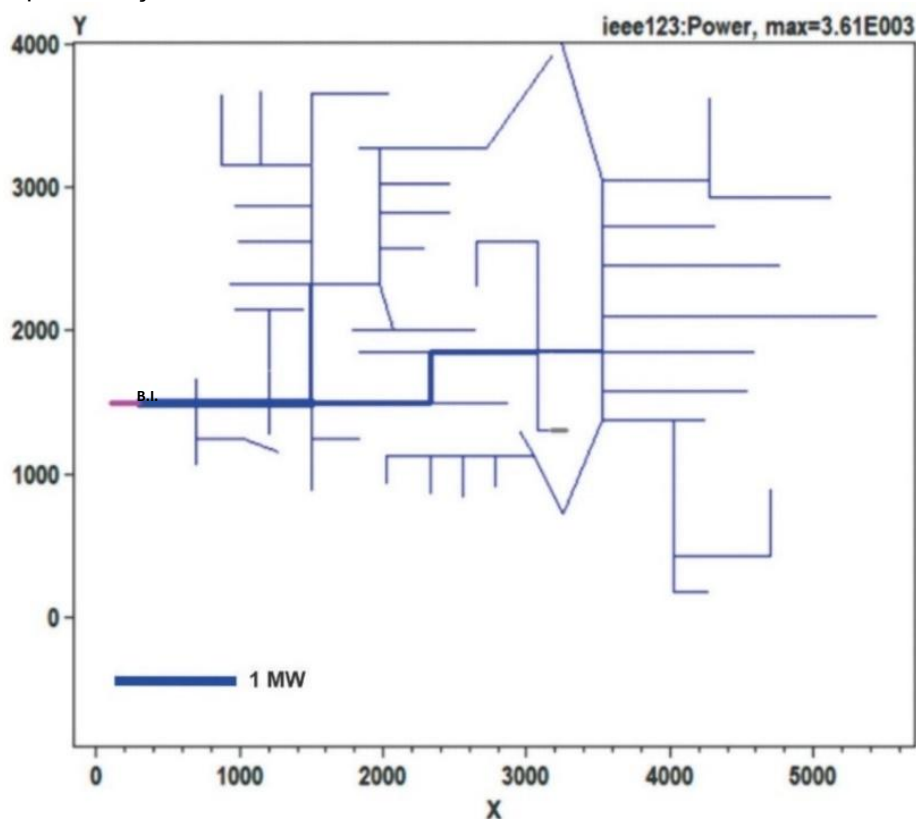
Figura 4 – Sistema de distribuição IEEE 123-barramentos original com criticidade da tensão do barramento



Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 5 é uma figura de carregamento do sistema, que tem por objetivo ilustrar os barramentos em que a corrente do sistema de distribuição de energia se encontra mais elevada, representada pela espessura da linha azul.

Figura 5 – Carregamento do sistema de distribuição sem incertezas de cargas atribuídas e implementação de GD



Fonte: Elaborado pelos autores.

b. ATRIBUIÇÃO DE INCERTEZAS AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Esta seção apresenta o valor original da potência das cargas do sistema IEEE de 123 barras, bem como os valores de potência correspondentes a cada variação gerada pela PDF Lognormal e suas respectivas probabilidades de ocorrência, de acordo com os parâmetros definidos na Seção 2b.i. A Tabela 6 reúne esses dados. O valor original da potência das cargas foi considerado como o valor médio da PDF Lognormal (μ). Para cada carga foram gerados três valores possíveis de potência ($n = 3$), e a cada um deles foi associada uma probabilidade de ocorrência.

Tabela 6 – Valores das cargas obtidos a partir da PDF Lognormal e suas probabilidades de ocorrência

| Carga | Valor base (kW) | Valores gerados pela PDF Lognormal | | |
|-------|-----------------|------------------------------------|------------------|------------------|
| | | Valor 1 (kW) | Valor 2 (kW) | Valor 3 (kW) |
| s47 | 105,0 | 102,0 (54,1%) | 144,0 (27,9%) | 164,0 (18,0%) |
| s48 | 210,0 | 111,0 (26,6%) | 216,0 (47,2%) | 287,0 (26,2%) |
| s64b | 75,0 | 42,0 (25,3%) | 47,0 (33,1%) | 71,0 (41,6%) |
| s66c | 75,0 | 72,0 (44,9%) | 89,0 (33,0%) | 39,0 (22,1%) |
| s76a | 105,0 | 92,0 (44,9%) | 120,0 (34,2%) | 146,0 (20,9%) |

Fonte: Elaborado pelos autores.

c. ALOCAÇÃO ÓTIMA DA GD E SEU IMPACTO NAS PERDAS DO SISTEMA

Esta Seção apresenta a influência da GD na redução de perdas do sistema de distribuição IEEE 123-barramentos sofrendo da atuação da combinação das incertezas. A tabela e as figuras dessa seção apresentam os barramentos ótimos escolhidos pelo algoritmo WOA e a sua probabilidade associada de ser o escolhido dentre as 243 combinações de cargas.

Tabela 7 – Frequência dos barramentos escolhidos para a alocação da GD

| Barramentos | Frequência | Probabilidade (%) |
|-------------|------------|-------------------|
| 77 | 239 | 99,98 |
| 78 | 4 | 0,02 |

Fonte: Elaborado pelos autores.

Conforme os dados apresentados pela Tabela 7, pode-se concluir que o melhor barramento para a redução de perdas é o barramento 77, pois abrange a maior quantidade de combinação de incerteza de cargas (99,98%). Em todas as combinações propostas, os barramentos escolhidos respeitaram as restrições impostas.

Para uma maior compreensão do algoritmo de otimização e o impacto da implementação de GD, são analisadas nas Subseções i e ii uma combinação de cada barramento escolhido como a alocação ótima.

i. Combinação #1 de Cargas

Esta Subseção apresenta os valores das cargas e suas probabilidades de ocorrência associadas à combinação #1. Também é mostrada a quantidade de iterações para o resultado ótimo local e global do algoritmo, informando a perda de cada uma. O impacto da incerteza das cargas com e sem GD é apresentada por meio de figuras que ilustram o impacto no perfil de tensão e no carregamento do sistema como um todo.

A Tabela 8 tem como objetivo informar os valores de cargas e suas probabilidades associadas.

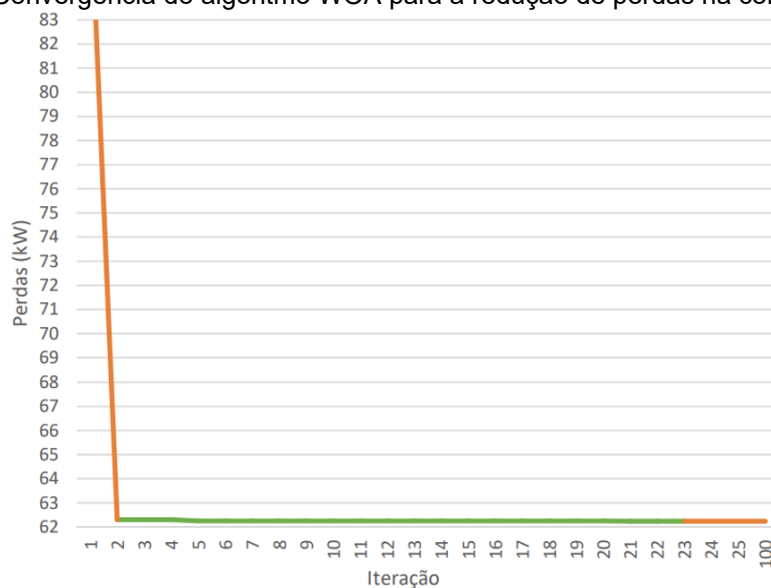
Tabela 8 – Valores de potência das cargas na combinação #1

| Carga | Potência (kW) | Probabilidade de Ocorrência (%) |
|-------|---------------|---------------------------------|
| s47 | 102,0 | 54,06 |
| s48 | 111,0 | 26,63 |
| s64b | 42,0 | 25,33 |
| s66c | 72,0 | 44,92 |
| s76a | 92,0 | 44,90 |

Fonte: Elaborado pelos autores.

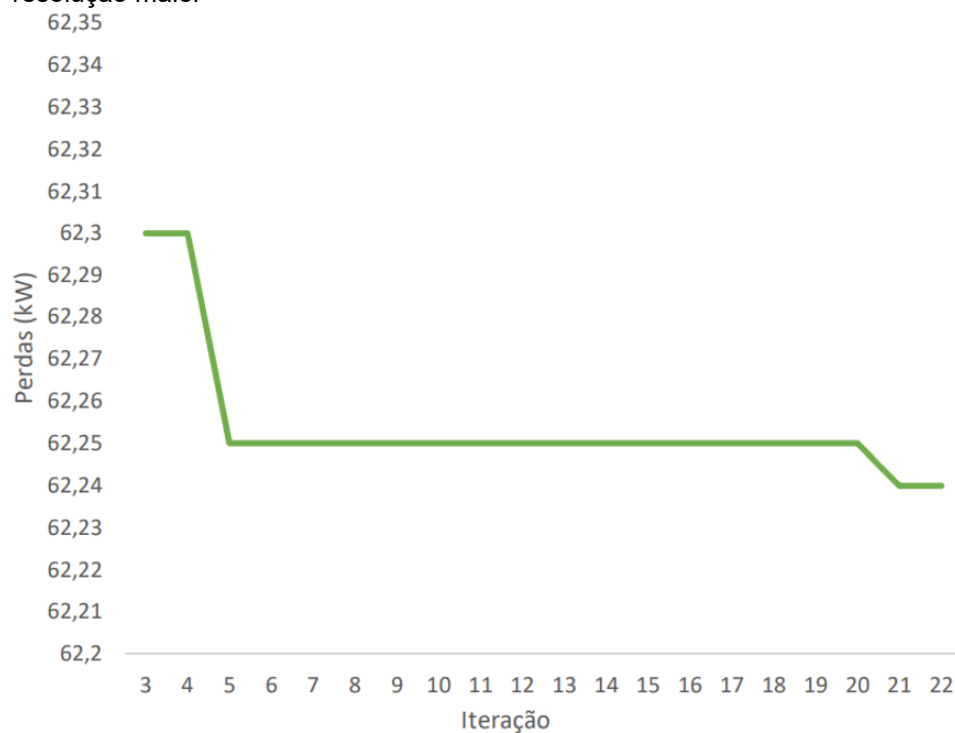
A Figura 6, a Figura 7 e a Figura 8 ilustram, respectivamente, as perdas e os barramentos ótimos por iteração até a finalização de 100 iterações.

Figura 6 – Convergência do algoritmo WOA para a redução de perdas na combinação #1.



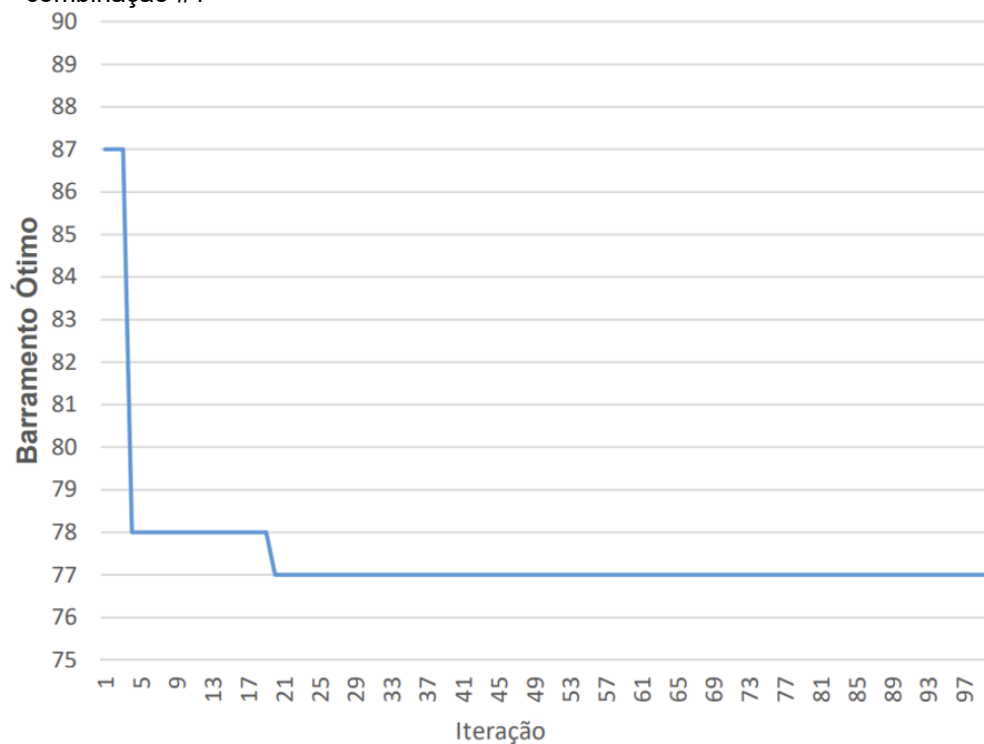
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 7 – Convergência do algoritmo WOA para a redução de perdas na combinação #1 com resolução maior



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 8 – Convergência do algoritmo WOA para o barramento ótimo na redução de perdas na combinação #1



Fonte: Elaborado pelos autores.

Por meio da Figura 6, da Figura 7 e da Figura 8 pode-se verificar que o algoritmo convergiu para o ponto ótimo em 20 iterações (barramento 77).

A Tabela 9 apresenta uma comparação entre as perdas do sistema antes e depois da implementação da GD no barramento 77.

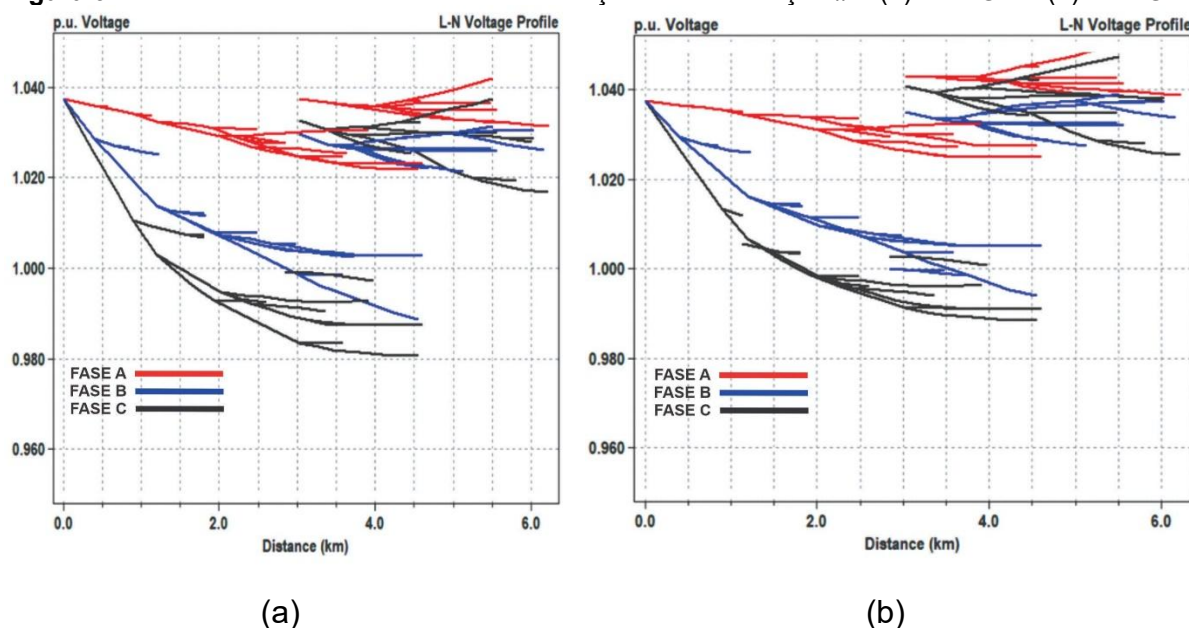
Tabela 9 – Comparação de perdas antes e depois da implementação da GD na combinação #1

| Perdas (kW) sem GD | Perdas (kW) com GD | Redução de Perdas (%) |
|--------------------|--------------------|-----------------------|
| 88,12 | 62,24 | 29,36 |

Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 9 ilustra os perfis de tensão da combinação #1 de cargas sem e com a implementação da GD.

Figura 9 – Perfil de tensão do sistema de distribuição na combinação #1: (a) sem GD e (b) com GD

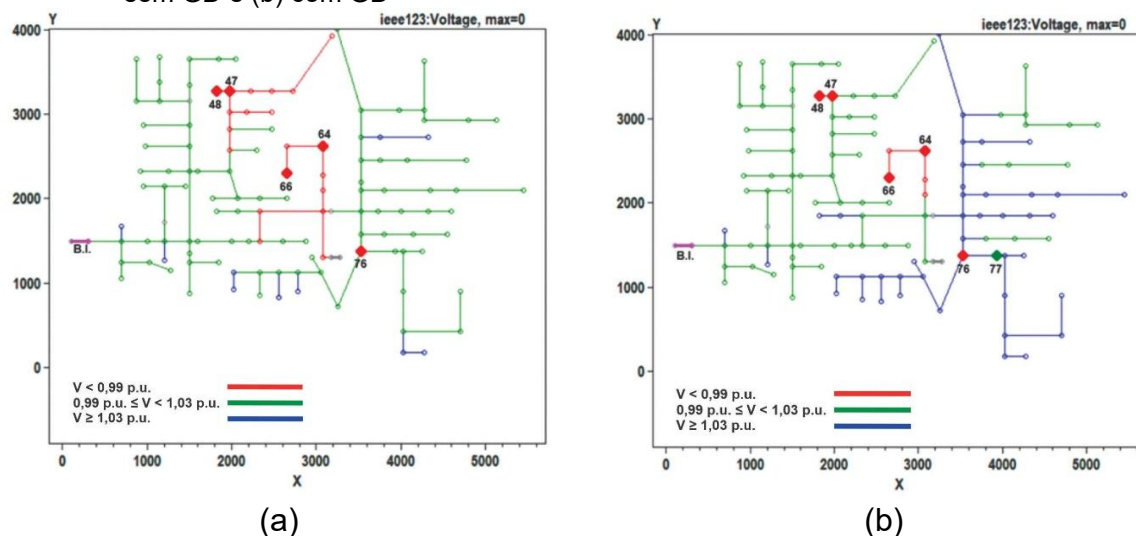


Fonte: Elaborado pelos autores.

Comparando a Figura 9a com a Figura 9b pode-se perceber que nas 3 fases houve um aumento do nível de tensão Fase-Neutro após a distância de 2 km.

A Figura 10 demonstra o efeito do aumento de tensão nos barramentos do sistema de distribuição com a combinação #1 de cargas com e sem a implementação da GD.

Figura 10 – Sistema de distribuição com criticidade da tensão de barramento na combinação #1: (a) sem GD e (b) com GD

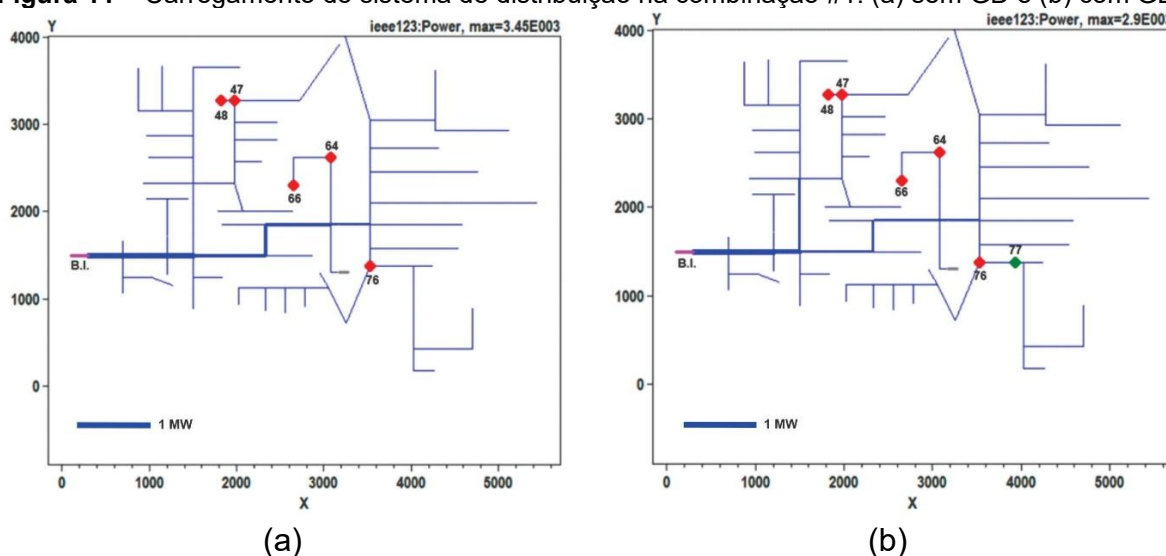


Fonte: Elaborado pelos autores.

Por meio da Figura 10a e da Figura 10b pode-se perceber que houve melhoria nas tensões em barramentos que estão próximos das cargas selecionadas, aproximando os valores a 1 pu. Já nos barramentos que se encontram mais afastados das cargas selecionadas e mais próximos a GD instalada, houve tendência a valores maiores do que 1,03 pu.

A Figura 11 ilustra o carregamento do sistema de distribuição IEEE 123-barramentos com a implementação da combinação #1 de cargas.

Figura 11 – Carregamento do sistema de distribuição na combinação #1: (a) sem GD e (b) com GD



Fonte: Elaborado pelos autores.

Por meio da Figura 11a e da Figura 11b, verifica-se que o carregamento do sistema era originalmente mais concentrado, principalmente nos barramentos que alimentam a parte radial do sistema. Depois, com a alocação da GD, o carregamento do sistema se encontra mais distribuído pelos barramentos radiais próximos da GD (barramento 77), mas o barramento infinito e os barramentos próximos ainda continuam com o carregamento elevado, pois a potência da GD é muito menor do que a que a potência fornecida pelo barramento infinito.

ii. Combinação #234 de Cargas

Nesta Subseção são apresentados os valores das cargas e suas incertezas associadas, relativos à combinação #234. Também é mostrada a quantidade de iterações para o resultado ótimo local e global do algoritmo, informando a perda de cada resultado. O impacto da implementação da incerteza das cargas com e sem GD é apresentada por meio de figuras que ilustram o impacto no perfil de tensão e no carregamento do sistema como um todo. A Tabela 10 tem como objeto informar os valores de cargas e suas probabilidades associadas.

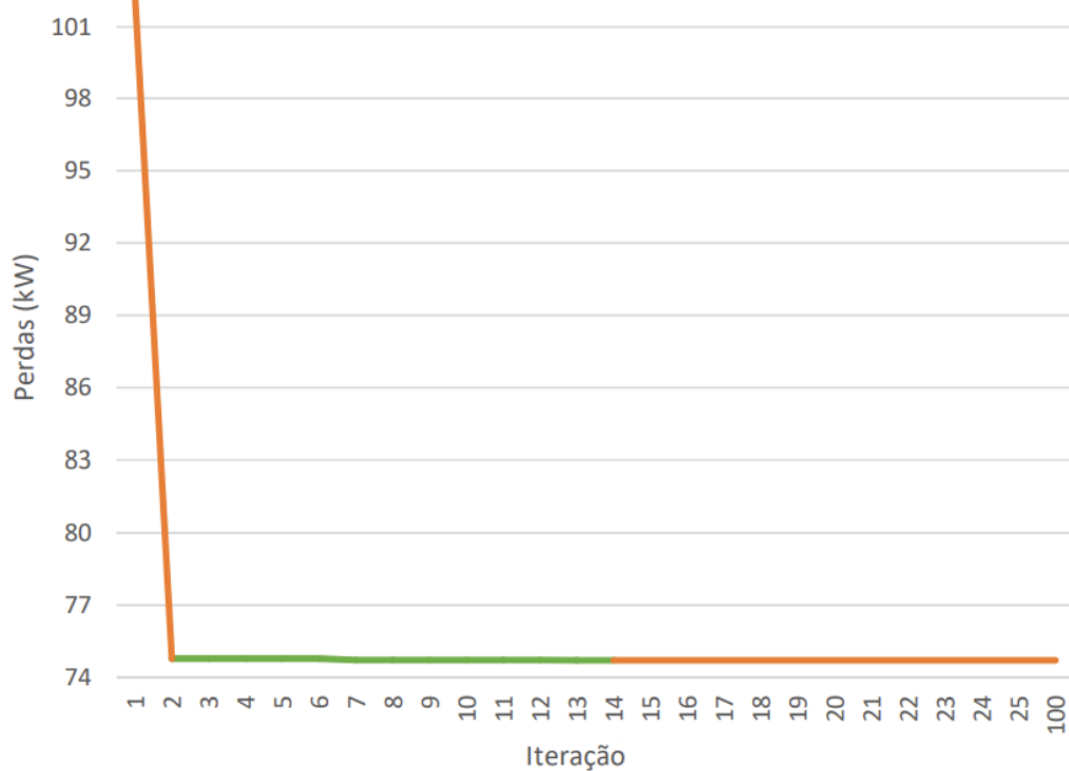
Tabela 10 – Valores de potência das cargas na combinação #234.

| Carga | Potência Ativa (kW) | Probabilidade de Ocorrência (%) |
|--------------|----------------------------|--|
| s47 | 164,0 | 18,04 |
| s48 | 287,0 | 26,17 |
| s64b | 47,0 | 33,14 |
| s66c | 39,0 | 22,11 |
| s76a | 146,0 | 20,88 |

Fonte: Elaborado pelos autores.

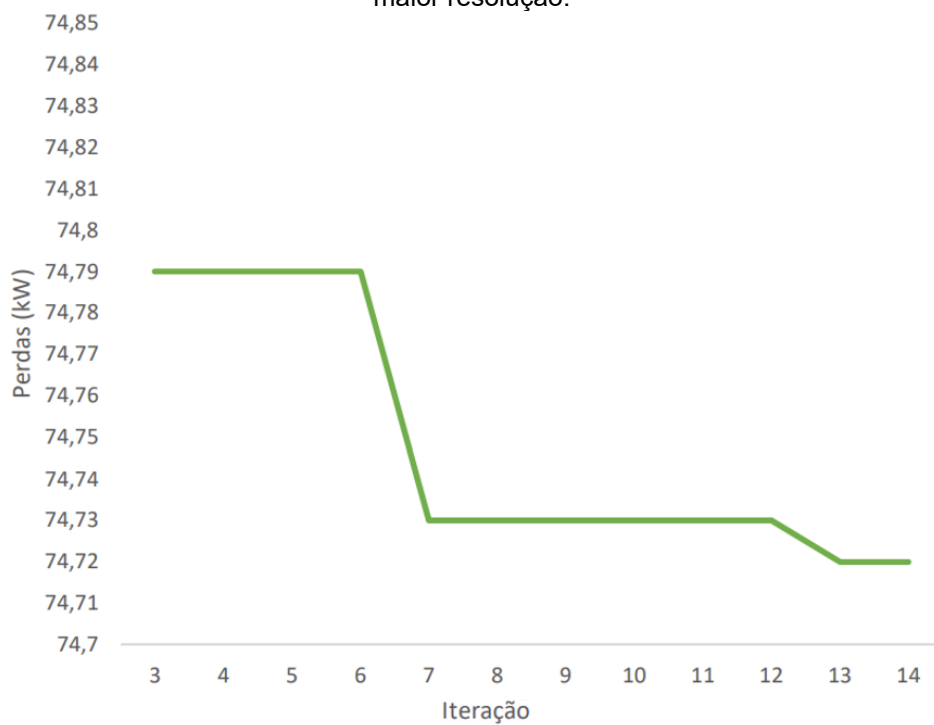
A Figura 12, a Figura 13 e a Figura 14 ilustram, respectivamente, as perdas e os barramentos ótimos por iteração até a finalização de 100 iterações.

Figura 12 – Convergência do algoritmo WOA para a redução de perdas na combinação #234.



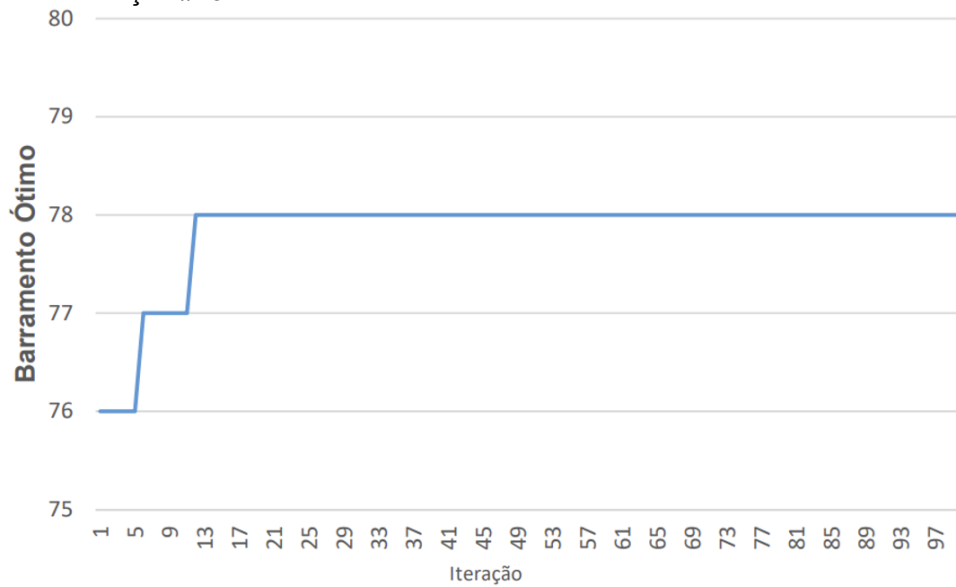
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 13 – Convergência do algoritmo WOA para a redução de perdas na combinação #234 com maior resolução.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 14 – Convergência do algoritmo WOA para o barramento ótimo na redução de perdas na combinação #234



Fonte: Elaborado pelos autores.

A Tabela 11 apresenta uma comparação entre as perdas do sistema antes e depois da implementação da GD no barramento 78.

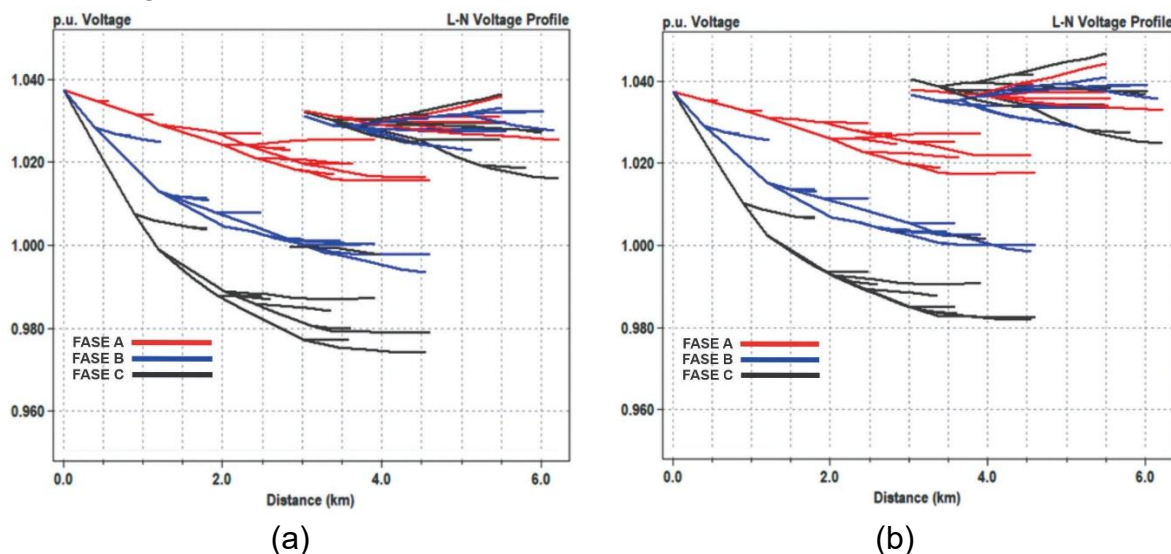
Tabela 11 – Comparação de perdas antes e depois da implementação da GD na combinação #234

| Perdas (kW) sem GD | Perdas (kW) com GD | Redução de Perdas (%) |
|--------------------|--------------------|-----------------------|
| 102,26 | 74,72 | 26,93 |

Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 15 ilustra os perfis de tensão da combinação #234 de cargas sem e com a implementação da GD.

Figura 15 – Perfil de tensão do sistema de distribuição na combinação #234: (a) sem GD e (b) com GD

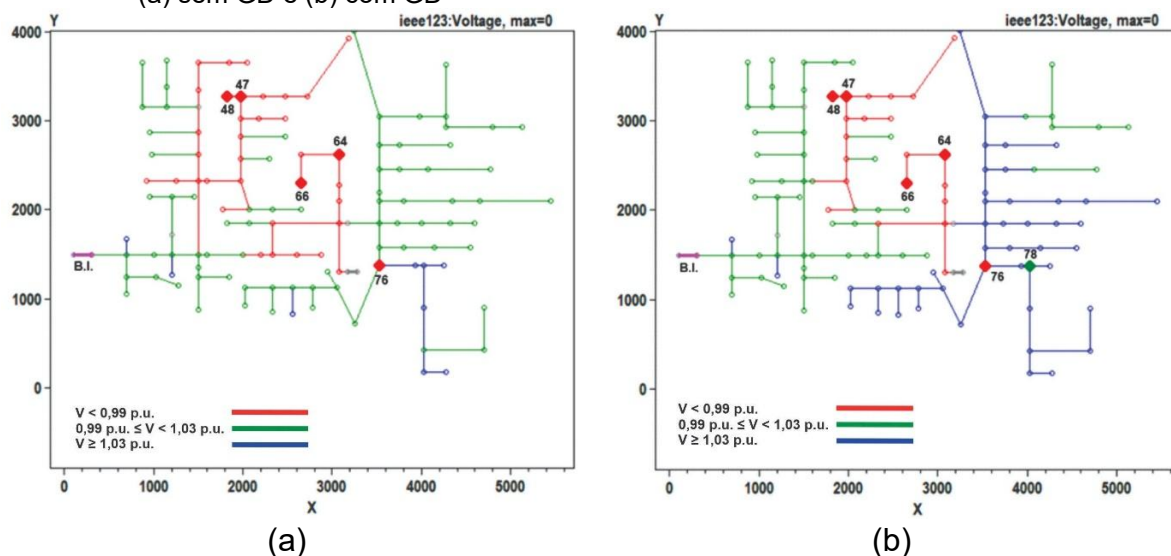


Fonte: Elaborado pelos autores.

Comparando a Figura 15a com a Figura 15b, pode-se perceber que nas 3 fases houve um aumento do nível de tensão Fase-Neutro depois da distância de 2 km. Apesar da combinação de carga ser diferente, o efeito da GD foi muito parecido com o da combinação #1, pois o barramento 78 é bem próximo ao 77.

A Figura 16 demonstra o efeito desse aumento de tensão nos barramentos do sistema de distribuição com a combinação #234 de cargas com e sem a implementação da GD.

Figura 16 – Sistema de distribuição com criticidade da tensão de barramento na combinação #234: (a) sem GD e (b) com GD

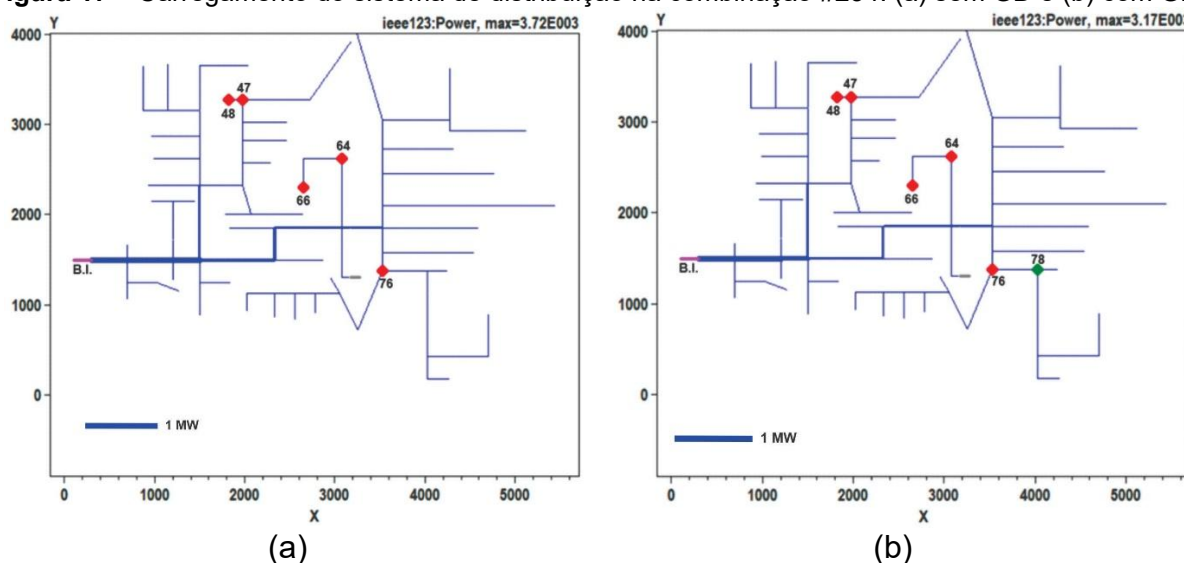


Fonte: Elaborado pelos autores.

Por meio da Figura 16 pode-se perceber que houve melhoria nas tensões em barramentos que estão próximos à carga, aproximando os valores a 1 pu. Já nos barramentos que se encontram mais afastados das cargas e mais próximos à GD, as tensões seguiram uma tendência a valores maiores do que 1,03 pu.

A Figura 17 ilustra o carregamento do sistema de distribuição IEEE 123-barramentos com a implementação da combinação #234 de cargas.

Figura 17 – Carregamento do sistema de distribuição na combinação #234: (a) sem GD e (b) com GD



Fonte: Elaborado pelos autores.

Por meio da Figura 17, verifica-se que o carregamento do sistema se apresentou de forma mais concentrada, principalmente nos barramentos que alimentam a parte radial do sistema. Depois, com a alocação da GD, o carregamento do sistema se encontrou mais distribuído pelos barramentos radiais mais próximo da GD (barramento 78), mas o barramento infinito de alimentação principal do sistema e os barramentos próximos, ainda continuam com o carregamento elevado, pois a potência da GD é muito menor do que a que a potência fornecida pelo barramento infinito.

4 CONCLUSÕES

Neste trabalho, desenvolveu-se e implementou-se um modelo para otimizar a alocação de unidades de geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição de

média tensão, considerando as incertezas associadas às cargas. A aplicação do Algoritmo de Otimização por Baleias (*Whale Optimization Algorithm* – WOA) possibilitou uma análise detalhada da eficiência do modelo, principalmente na redução de perdas e na melhoria do perfil de tensão do sistema.

Os resultados evidenciaram a predominância expressiva do barramento #77 como o ponto mais vantajoso para a alocação da GD, sendo recomendado pelo algoritmo com probabilidade de 99,98%, mesmo diante de variações significativas de carga. O barramento #78 apareceu como segunda opção, porém com probabilidade residual de apenas 0,02%, o que reforça a robustez da solução proposta, já que o barramento #77 permanece como a melhor alternativa, ainda que as métricas de desempenho operacional do alimentador se alterem.

Além disso, observou-se que a inclusão da GD contribuiu significativamente para a melhoria do perfil de tensão e para a redução do carregamento da rede em todos os cenários analisados. Nos casos específicos das combinações #1 e #234, as perdas foram reduzidas em 29,36% e 26,93%, respectivamente, enquanto a tensão mínima elevou-se de 0,980 pu para 0,990 pu na combinação #1 e de 0,975 pu para 0,983 pu na combinação #234.

Outro aspecto relevante foi a rápida convergência do algoritmo, que em todos os testes atingiu soluções satisfatórias antes da 100ª iteração, demonstrando sua eficiência computacional.

Assim, os resultados confirmam o potencial do WOA como uma abordagem promissora para enfrentar o desafio da alocação ótima de GD em cenários com incertezas de carga, podendo ser estendido para outros contextos de planejamento e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica, com benefícios diretos na eficiência energética, na confiabilidade e na redução de perdas.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao apoio institucional do Instituto Federal do Espírito Santo.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>. Acesso em: 06 mai. 2024.

ANG, Sovann; LEETON, Uthen. Optimal placement and size of distributed generation in radial distribution system using whale optimization algorithm. **Suranaree J. Sci. Technol.**, v. 26, n. 1, p. 1-12, 2019. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/332554188_Optimal_Placement_and_Size_of_DG_Using_WOA_OPTIMAL_PLACEMENT_AND_SIZE_OF_DISTRIBUTED_GENERATION_IN_RADIAL_DISTRIBUTION_SYSTEM_USING_WHALE_OPTIMIZATION_ALGORITHM1-12_2_Optimal_Placement_and_Size_of_DG. Acesso em: 10 mai. 2024.

BALAMURUGAN, P.; YUVARAJ, T.; MUTHUKANNAN, P. Optimal allocation of DSTATCOM in distribution network using whale optimization algorithm. **Engineering, Technology & Applied Science Research**, v. 8, n. 5, p. 3445-3449, 2018. DOI 10.48084/etasr.2302.

BAZRAFSHAN, Mohammadhafez; GATSIS, Nikolaos. Comprehensive modeling of three-phase distribution systems via the bus admittance matrix. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 2, p. 2015-2029, 2017. DOI 10.1109/TPWRS.2017.2728618.

BOGHDADY, Tarek A.; NASSER, Samar GA; ZAHAB, Essam El-Din Aboul. Energy harvesting maximization by integration of distributed generation based on economic benefits. **Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science**, v. 25, n. 2, p. 610-625, 2022. DOI 10.11591/ijeecs.v25.i2.pp610-625.

BUCH, Hitarth *et al.* Optimal Placement and Coordination of Static VAR Compensator with Distributed Generation using Whale Optimization Algorithm. In: **Proceedings of the IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)**, Delhi, India, 2016. p. 4-6. DOI 10.13140/RG.2.1.1463.2560.

CAVRARO, Guido; ARGHANDEH, Reza. Power distribution network topology detection with time-series signature verification method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 4, p. 3500-3509, 2017. DOI 10.1109/TPWRS.2017.2779129.

ĆETKOVIĆ, D.; KOMEN, V. Optimal distributed generation and capacitor bank allocation and sizing at two voltage levels. **IEEE Systems Journal**, v. 17, n. 4, p. 5831–5841, 2023. DOI 10.1109/JSYST.2023.3280673.

ESMAEILI, Mobin; SEDIGHIZADEH, Mostafa; ESMAILI, Masoud. Multi-objective optimal reconfiguration and DG (Distributed Generation) power allocation in distribution networks using Big Bang-Big Crunch algorithm considering load uncertainty. **Energy**, v. 103, p. 86-99, 2016. DOI 10.1016/j.energy.2016.02.152.

HA, Mahmoud Pesaran; HUY, Phung Dang; RAMACHANDARAMURTHY, Vigna K. A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 293-312, 2017. DOI 10.1016/j.rser.2016.10.071.

KAKRAN, Sandeep; CHANANA, Saurabh. Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 524-535, 2018. DOI 10.1016/j.rser.2017.07.045.

KANG, Lee Jin *et al.* Optimal distributed generations placement in radial distribution network using whale optimization algorithm. **International Journal of Advanced Trends in Computer Science and Engineering**, v. 9, n. 5, p. 7680-7689, 2020. DOI 10.30534/ijatcse/2020/110952020.

KAYA, Anıl; BOZKURT, Altuğ. Determining Optimum Location and Sizing of Distributed Generation Systems in a Real Radial Distribution Network. **Electrica**, v. 21, n. 3, 2021. DOI 10.5152/electrica.2021.21038.

LI, C.; YOU, C.; GU, Y.; ZHU, Y. Parameter identification of the RBF-ARX model based on the hybrid Whale Optimization Algorithm. **IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs**, v. 71, n. 5, p. 2774–2778, 2024. DOI 10.1109/TCSII.2024.3351848.

MANTA, Rafael Costa *et al.* Avaliação da distribuição estatística dos acidentes de trajeto no Brasil. **Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada**, v. 9, n. 2, p. 80-87, 2024. Disponível em: <https://revistas.poli.br/~anais/index.php/repa/article/view/2796>. Acesso em: 03 jun. 2024.

MAHDAVI, M.; AWAAFO, A.; SCHMITT, K.; CHAMANA, M.; JURADO, F.; BAYNE, S. An effective formulation for minimizing distribution network costs through distributed generation allocation in systems with variable loads. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 60, n. 4, p. 5671–5680, 2024. DOI 10.1109/TIA.2024.3382255.

MIRJALILI, Seyedali; LEWIS, Andrew. The whale optimization algorithm. **Advances in engineering software**, v. 95, p. 51-67, 2016. DOI 10.1016/j.advengsoft.2016.01.008.

MORSHIDI, Mohd Nurulhady *et al.* Whale optimization algorithm based technique for distributed generation installation in distribution system. **Bulletin of Electrical Engineering and Informatics**, v. 7, n. 3, p. 442-449, 2018. DOI 10.11591/eei.v7i3.1276.

PEREIRA, K.; HOME-ORTIZ, J. M.; FRANCO, E. M. C. A multi-objective optimization approach for integrated allocation of distributed generation and protection devices in distribution systems. **IEEE Access**, v. 13, p. 84139–84152, 2025. DOI 10.1109/ACCESS.2025.3569431.

PRAKASH, D. B.; LAKSHMINARAYANA, C. Optimal siting of capacitors in radial distribution network using whale optimization algorithm. **Alexandria Engineering Journal**, v. 56, n. 4, p. 499-509, 2017. DOI 10.1016/j.aej.2016.10.002.

PRAKASH, Prem; KHATOD, Dheeraj K. Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 57, p. 111-130, 2016. DOI 10.1016/j.rser.2015.12.099.

PREMPEH, Isaac; AWOPONE, Albert K.; AYAMBIRE, Patrick N.; EL-SEHIEMY, Ragab A. Optimal allocation of distributed generation units and fast electric vehicle charging stations for sustainable cities. **Green Energy and Intelligent Transportation**, 2025. DOI 10.1016/j.geits.2025.100281.

QUEIROZ, L. M. O. *et al.* Energy Losses Estimation in Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 1879–1887, nov. 2012. DOI 10.1109/TPWRS.2012.2188107.

RANA, Nadim *et al.* Whale optimization algorithm: a systematic review of contemporary applications, modifications and developments. **Neural Computing and Applications**, v. 32, p. 16245-16277, 2020. DOI 10.1007/s00521-020-04849-z.

REDDY, A. V. Sudhakara; REDDY, M. Damodar. Application of whale optimization algorithm for distribution feeder reconfiguration. **i-Manager's Journal on Electrical Engineering**, v. 11, n. 3, p. 17, 2018. DOI 10.26634/jee.11.3.14119.

RONG, Aiyong; LAHDELMA, Risto. Role of polygeneration in sustainable energy system development challenges and opportunities from optimization viewpoints. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 363-372, 2016. DOI 10.1016/j.rser.2015.08.060.

SAAD, M. A.; JAAFAR, R.; CHELLAPPAN, K. Variable length multi-objective Whale Optimization for trust aware data gathering in wireless sensor network. **IEEE Access**, v. 13, p. 32100–32121, 2025. DOI 10.1109/ACCESS.2025.3538276.

SAMAAN, Nader *et al.* Combined transmission and distribution test system to study high penetration of distributed solar generation. In: **2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)**. IEEE, 2018. p. 1-9. DOI 10.1109/TDC.2018.8440238.

SETTOUL, Samir *et al.* Technical-Economic Indices for Optimal Integration of Photovoltaic Distributed Generation Units Using Hybrid PSO-WOA Technique. **Journal of Power Technologies**, v. 102, n. 1, 2022. Disponível em: <https://papers.itc.pw.edu.pl/index.php/JPT/article/view/1773>. Acesso em: 17 mai. 2024.

SHEPERO, Mahmoud *et al.* Residential probabilistic load forecasting: A method using Gaussian process designed for electric load data. **Applied Energy**, v. 218, p. 159-172, 2018. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.02.165.

SULTANA, U. *et al.* Allocation of distributed generation and battery switching stations for electric vehicle using whale optimiser algorithm. **Journal of Engineering Research**, v. 6, n. 3, 2018. DOI: 10.1016/S2307-1877(25)00594-2.

WANG, Dan *et al.* Review of key problems related to integrated energy distribution systems. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 4, n. 2, p. 130-145, 2018. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2018.00570.

WILLIS, Henry H.; LOA, Kathleen. Measuring the resilience of energy distribution systems. **RAND Corporation: Santa Monica, CA, USA**, 2015. Disponível em: https://www.rand.org/pubs/research_reports/RR883.html. Acesso em: 19 jun. 2024.

WONG, Ling Ai; RAMACHANDARAMURTHY, Vigna K. Optimal battery energy storage system placement using Whale optimization algorithm. **International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications**, v. 9, n. 4, p. 268-272, 2020. Disponível em: <https://www.ijeetc.com/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=205&id=1396>. Acesso em: 23 abr. 2024.

Biografia do(s) autor(es)

Pedro Otávio Santana da Rocha

Graduado em Engenharia Elétrica pelo Instituto Federal do Espírito Santo *campus* Vitória.

Clainer Bravin Donadel

Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Espírito Santo. Desenvolve pesquisas nas áreas de perdas técnicas e não técnicas de energia, planejamento da expansão de redes de distribuição, *smart grids* e *microgrids*.



Artigo recebido em: 04/09/2024 e aceito para publicação em: 03/07/2025

DOI: <https://doi.org/10.14488/1676-1901.v25i4.5394>