



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS - UFAL
CAMPUS DE ENGENHARIA E CIÊNCIAS AGRÁRIAS
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

WASHINGTON ALVES NUNES JUNIOR

**ALOCÇÃO ÓTIMA DE MINIGERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS EM
SDEE**

**RIO LARGO - AL
2026**

WASHINGTON ALVES NUNES JUNIOR

**ALOCÇÃO ÓTIMA DE MINIGERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS
EM SDEE**

Artigo Científico apresentado ao Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Alagoas como requisito para obtenção da nota final do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC).

Orientador: Prof. MSc. Allan David da Costa Silva.

**RIO LARGO –AL
2026**

Catálogo na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Campus de Engenharias e Ciências Agrárias
Bibliotecário Responsável: Erisson Rodrigues de Santana - CRB4 – 1512

N972a Nunes Junior, Washington Alves.

Alocação ótima de minigeradores distribuídos fotovoltaicos em SDEE. / Washington Alves Nunes Junior. – 2026.

14 f.: il.

Orientador: Allan David da Costa Silva.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Graduação em Engenharia Elétrica, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, Universidade Federal de Alagoas. Rio Largo, 2026.

Inclui bibliografia

1. Perdas. 2. Software OpenDSS. 3. Busca Tabu. 4. Particle Swarm Optimization. 5. Algoritmos de otimização. I. Título.

CDU: 621.3

FOLHA DE APROVAÇÃO

WASHINGTON ALVES NUNES JUNIOR

Alocação Ótima de Minigeradores Distribuídos Fotovoltaicos em SDEE

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de
Alagoas, como requisito parcial para a
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Aprovado em 08/06/2026

Banca Examinadora

Documento assinado digitalmente
 **ALLAN DAVID DA COSTA SILVA**
Data: 09/06/2026 20:25:46-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. MSc. Allan David Silva da Costa, (Orientador)
Universidade Federal de Alagoas

Documento assinado digitalmente
 **ALANA KELLY XAVIER DE BARROS BRANCO**
Data: 10/06/2026 12:03:30-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Profª. Drª. Alana Kelly Xavier de Barros Branco
Universidade Federal de Alagoas

Documento assinado digitalmente
 **FELIPE CAIO NUNES DE OLIVEIRA LIMA**
Data: 10/06/2026 11:48:52-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. Dr. Felipe Caio Nunes de Oliveira Lima
Universidade Federal de Alagoas

RIO LARGO – AL
2026

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha família, meu alicerce, que me apoiou em tudo o que quis fazer até hoje. Sou profundamente grato pelo incentivo, pela compreensão nos momentos difíceis e por sempre acreditarem no meu potencial, mesmo diante dos desafios. Sem o apoio, o carinho e os ensinamentos de vocês, esta conquista não seria possível.

À minha mãe, Jucélia, pelos ensinamentos, pelo amor e apoio constante, e por sempre me mostrar os caminhos certos. Mesmo quando nem sempre os segui, ela esteve ao meu lado para me consolar, orientar e me ajudar a recomeçar.

Aos meus avós, Irenir, Eliete e Joata, que me educaram com tanto amor e carinho, sendo exemplos de vida, dedicação e caráter que levarei para sempre comigo.

Aos meus sogros, Pierre e Dirlene, e ao meu cunhado, Pedro, pelos conselhos nos momentos em que precisei e pelo apoio oferecido ao longo desta trajetória.

À minha noiva, Beatriz, mãe da minha filha Maitê, por todo o companheirismo, empatia e carinho ao lidar com as diversas fases da minha vida durante a graduação. Obrigado por sempre me motivar a concluir este curso e por caminhar ao meu lado em todos os momentos.

Ao meu orientador, Msc. Allan, que me auxiliou imensamente ao longo deste trabalho, oferecendo orientação, conselhos e apoio em diversas ocasiões, sendo, na maior parte do tempo, também um amigo.

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE MINIGERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS EM SDEE

Washington Alves Nunes Junior*
Allan David da Costa Silva**

RESUMO

Neste trabalho, apresenta-se uma análise da alocação ótima de minigeradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição, com o objetivo de minimizar as perdas de energia elétrica. O estudo é conduzido por meio de um alimentador real de 168 barras e da aplicação dos algoritmos *Particle Swarm Optimization*, Busca Tabu e Busca Exaustiva na solução do problema de otimização proposto. O fluxo de potência foi executado no software OpenDSS, enquanto a implementação dos algoritmos de otimização foi desenvolvida em Python. Os resultados mostraram que ambos os métodos forneceram soluções eficazes, promovendo redução significativa das perdas de energia elétrica e melhoria do perfil de tensão do sistema em horários de maior geração. A Busca Tabu apresentou redução de perdas de 16,75%, enquanto o *Particle Swarm Optimization* alcançou redução de 16,41%.

Palavras-chave: Perdas; *software* OpenDSS; Busca Tabu; *Particle Swarm Optimization*; algoritmos de otimização.

ABSTRACT

This work presents an analysis of the optimal allocation of photovoltaic distributed generators in distribution systems aiming to minimize electrical energy losses. The study was carried out using a real 168-bus distribution feeder and the application of the Particle Swarm Optimization, Tabu Search, and Exhaustive Search algorithms to solve the proposed optimization problem. The power flow simulations were performed using OpenDSS software, while the optimization algorithms were implemented in Python. The results showed that both optimization methods provided effective solutions, promoting a significant reduction in energy losses and improving the system voltage profile during periods of high photovoltaic generation. Tabu Search achieved a loss reduction of 16.75%, whereas Particle Swarm Optimization reached a reduction of 16.41%.

Keywords: Losses; OpenDSS software; Tabu Search; Particle Swarm Optimization; optimization algorithms.

Data de Submissão: 20/05/2026.

Data de aprovação: 08/06/2026.

* Graduando em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Alagoas (UFAL). E-mail: washington.junior@icbs.ufal.br

** Prof. Msc. da Universidade Federal de Alagoas (UFAL), Engenharia Elétrica. E-mail: allan.silva@ceca.ufal.br

1 INTRODUÇÃO

A expansão da geração distribuída (GD), especialmente de sistemas fotovoltaicos, tem sido impulsionada por fatores econômicos: o aumento da tarifa de energia elétrica e incentivos regulatórios (ANEEL, 2023). No Brasil, esse processo de expansão teve início com a Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que instituiu o sistema de compensação de energia elétrica, e posteriormente foi regulamentado pela Lei nº 14.300/2022, a qual foi motivada pela necessidade de adequação do modelo frente ao crescimento acelerado da GD e aos impactos associados à operação e ao uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE).

Embora a inserção da GD, especialmente em cenários de minigeração, ou seja, quando a potência instalada ultrapassa 75 kW, possa introduzir desafios operacionais, como, por exemplo, o fluxo reverso (HOLGUIN *et al.*, 2020), a inserção da GD pode proporcionar benefícios ao SDEE quando a capacidade de hospedagem é considerada, tais como: a redução das perdas técnicas e a melhoria do perfil de tensão (ELSHRIEF *et al.*, 2019).

Nesse contexto, diversos estudos têm sido desenvolvidos com o objetivo de mitigar os impactos operacionais decorrentes da inserção da GD, tais como o fluxo reverso de potência, a elevação dos níveis de tensão e o aumento das perdas técnicas, destacando-se a aplicação de técnicas de otimização baseadas em meta-heurísticas. Dentre elas, destacam-se os métodos de programação evolucionária para a alocação de GD (ALBUQUERQUE, 2006), a aplicação da Otimização por Enxame de Partículas (PSO, do inglês *Particle Swarm Optimization*) (KHENISSI, 2021) e o uso de técnicas híbridas de otimização, isto é, a combinação entre o PSO e a Programação Evolutiva, as quais demonstraram ganhos adicionais na eficiência do sistema (KUAMTHAB, 2024).

Um dos principais desafios associados a esses estudos é a modelagem do fluxo de potência em SDEE, os quais apresentam características desequilibradas e uma topologia fortemente ramificada. Nesse contexto, métodos com eficiência comprovada em sistema de transmissão não apresentam bom desempenho. Assim, o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) tem se destacado como uma ferramenta adequada para este tipo de análise, sendo adotado como *software* de referência pela ANEEL no cálculo de perdas regulatórias (ANEEL, 2014).

Isso posto, este trabalho propõe uma análise comparativa do desempenho dos algoritmos PSO e Busca Tabu na solução de um problema de otimização, por meio de um estudo de caso com minigeração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição real com 168 barras. Este trabalho está organizado da seguinte forma: a Seção 2 os métodos de otimização utilizados, a Seção 3 apresenta a metodologia, enquanto a Seção 4 apresenta e discute os resultados obtidos.

2 MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO

Nesta seção, é apresentada uma síntese dos métodos utilizados na solução do problema de otimização proposto: Otimização por Enxame de Partículas (PSO), Busca Tabu e busca exaustiva.

2.1 Otimização por enxame de partículas

O método busca encontrar a solução ótima em um espaço de busca por meio da interação entre indivíduos de uma população, que ajustam suas trajetórias com base em suas próprias experiências e nas dos demais membros do grupo. Cada indivíduo, denominado partícula, é representado por um vetor que define sua posição e sua velocidade no espaço de busca. A

atualização da posição de cada partícula é influenciada por três componentes principais: sua posição atual, sua melhor posição já encontrada (experiência individual) e a melhor posição identificada pelo grupo de partículas. A velocidade e a posição de cada partícula são atualizadas de acordo com (1) e (2):

$$v_{k+1} = wv_k + c_1r_1(p_{best} - x_k)c_2r_2(g_{best} - x_k), \quad (1)$$

$$x_{k+1} = x_k + v_k, \quad (2)$$

em que:

w : Coeficiente de inércia;

v_{k+1} : Velocidade atualizada da partícula k ;

x_{k+1} : Posição atualizada da partícula k ;

p_{best} : Melhor posição conhecida da partícula k ;

g_{best} : Melhor posição conhecida dentre todas as partículas;

c_1 e c_2 : Constantes de aceleração referentes ao melhor individual e global, respectivamente;

r_1 e r_2 : números aleatórios extraídos do intervalo $[0,1]$.

Em que $c_1r_1(p_{best} - x_k)$ trata-se do comportamento da partícula com relação a ela mesma e $c_2r_2(g_{best} - x_k)$ trata-se do comportamento da partícula com relação a população de partículas.

2.2 Busca Tabu

Este método é baseado em busca local que utiliza mecanismos de memória adaptativa para evitar a estagnação em ótimos locais. O algoritmo explora iterativamente soluções pertencentes à vizinhança da solução atual, definida como o conjunto de movimentos possíveis a partir dela. Para evitar a revisitação de soluções já exploradas, utiliza-se uma Lista Tabu, que armazena movimentos recentemente realizados e os torna temporariamente proibidos. Entretanto, um movimento tabu pode ser aceito quando atende a um critério de aspiração, geralmente associado à obtenção de uma solução melhor do que a melhor encontrada até o momento.

2.3 Busca Exaustiva

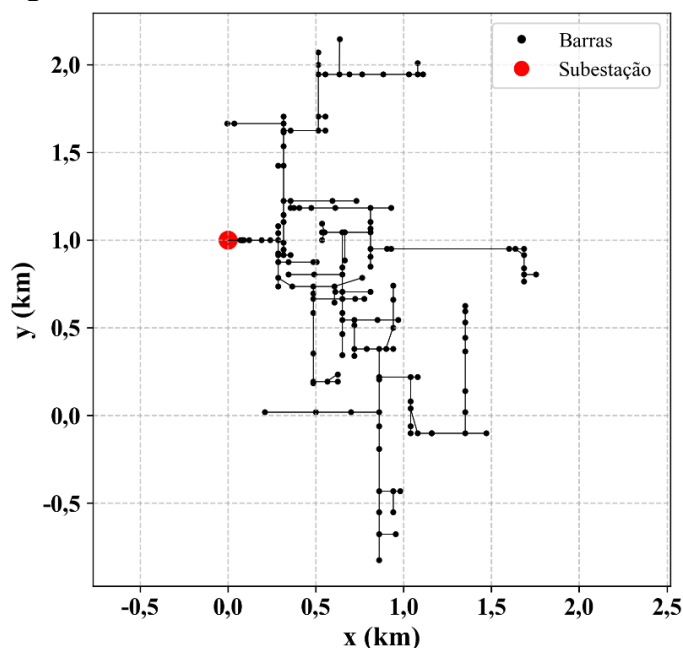
Busca Exaustiva consiste em um procedimento determinístico que avalia todas as combinações possíveis de alocação dos geradores fotovoltaicos (GFV). No entanto, devido ao seu elevado esforço computacional, sua aplicação é limitada a sistemas de pequeno porte, sendo utilizada neste trabalho principalmente como referência para validação dos resultados obtidos pelos métodos meta-heurísticos.

3 METODOLOGIA

A metodologia empregada neste trabalho pode ser dividida em três etapas: modelagem do sistema de distribuição; análise comparativa dos métodos de otimização em um cenário simplificado, considerando uma quantidade reduzida de geradores fotovoltaicos; e estudo de caso considerando um nível de penetração correspondente a 30% da potência instalada.

O sistema-teste adotado consiste em um alimentador trifásico de distribuição descrito por Albuquerque (2006), cujo diagrama é apresentado na Figura 1. O sistema possui 168 barras, nível de tensão de 13,8 kV e cargas modeladas como potência constante.

Figura 1 - Alimentador de 168 barras - Eletrobrás.

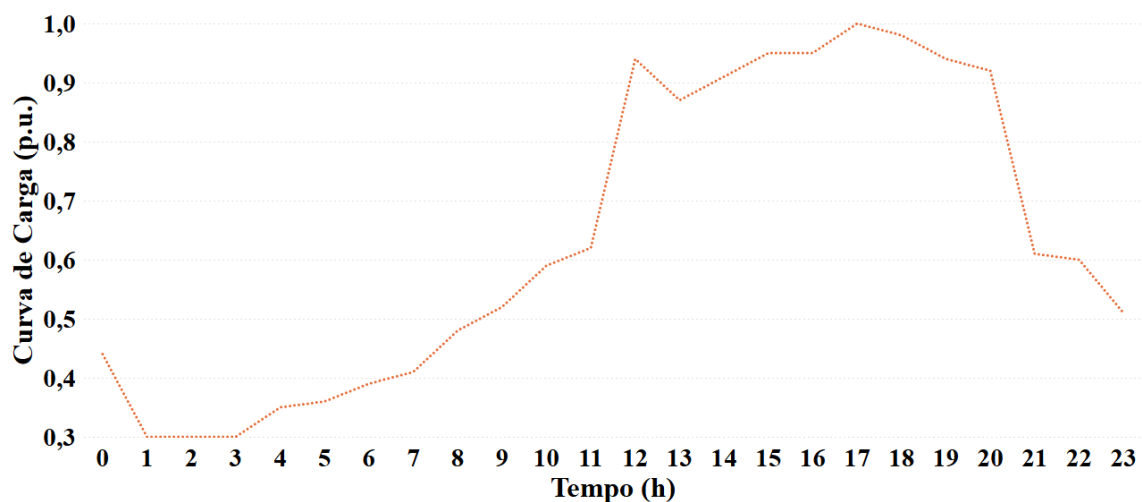


Fonte: Autoria própria (2026).

No processo de modelagem do alimentador, utilizou-se a *interface* APSE para agilizar a programação das linhas de código (SILVA *et al.*, 2020). Diante dos níveis de tensão precários apresentados pelo sistema-teste, a carga instalada foi reduzida progressivamente em 30%, de modo a garantir a convergência do fluxo de potência.

Adicionalmente, adotou-se a curva de carga diária de um alimentador real, discretizada em períodos de uma hora, a qual é mostrada na Figura 2.

Figura 2 – Curva de Carga.

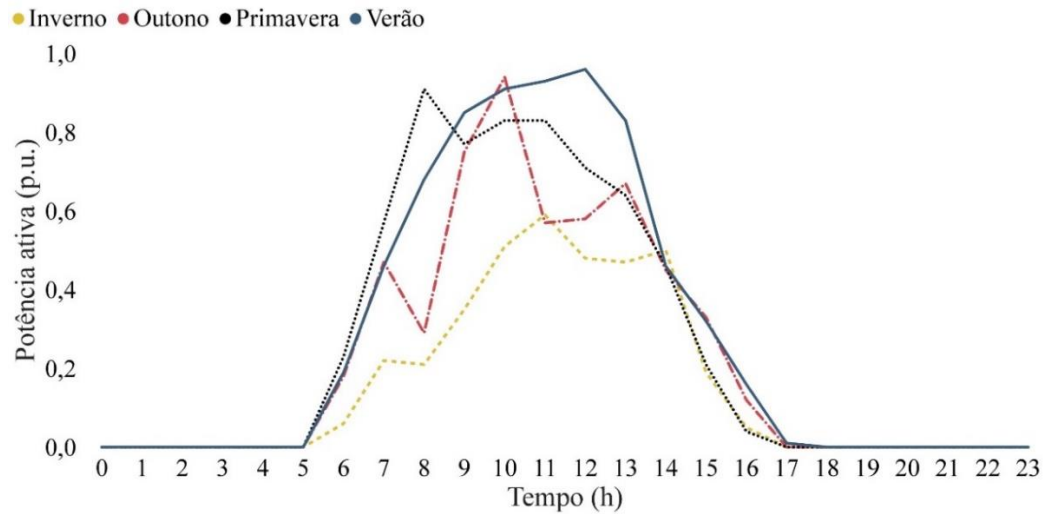


Fonte: Autoria própria (2026).

Quanto a modelagem dos GFV, foram utilizados os perfis de geração fotovoltaica correspondentes a cada estação do ano, obtidos a partir de um sistema em operação e

normalizados pela potência nominal do inversor de frequência, conforme apresentados Figura 3.

Figura 3 - Perfil de geração fotovoltaica por estação.



Fonte: Autoria própria (2026).

2.1 Simulação simplificada

O nível de penetração adotado foi 30% da carga instalada do sistema (VIANNA *et al.*, 2018), considerando a instalação de cinco GFV, o que limitou a potência total instalada para 2,04 MW. O cálculo das perdas de energia foi realizado por meio do software OpenDSS, enquanto a otimização do sistema foi conduzida por meio dos algoritmos metaheurísticos PSO e Busca Tabu. Os hiperparâmetros de cada método foram definidos conforme apresentado na Tabela 1 (LUCENA *et al.*, 2024; JUNQUEIRA *et al.*, 2021; SHI e EBERHART, 1998).

Para avaliar o desempenho dos métodos de otimização aplicados ao problema de alocação dos geradores fotovoltaicos, foi realizado um estudo comparativo entre os algoritmos Busca Exaustiva e Busca Tabu. A análise considerou critérios relacionados ao esforço computacional e à capacidade de redução das perdas elétricas no sistema.

Tabela 1 - Parâmetros dos métodos de otimização.

Método	Parâmetro	Valor	Método	Parâmetro	Valor
Busca Tabu	Máx. de iterações	100	PSO	Máx. de iterações	150
	Tamanho da vizinhança	25		Tamanho da população	30
	Critério de Aspiração	0,5		Coef. Inércia	0,7
				Coef. de aceleração individual	1,5
Coef. de aceleração global				1,5	

Fonte: Autoria própria (2026).

Com uma carga instalada de 6,8 MW, o nível de penetração de 30% limitou a instalação de GFV a um máximo de 2,04 MW. Consequentemente, para 5 GFV há uma potência individual de 400 kW. As perdas de energia iniciais, sem os GFV, são 5,97 MWh/dia.

A localização dos geradores pode ser formulada como um problema de otimização combinatória, cujo espaço de busca é definido por análise combinatória, conforme (3).

$$C_{n,p} = \frac{n!}{p!(n-p)!}, \quad (3)$$

em que n representa o número de barras candidatas e p o número de GFV instalados.

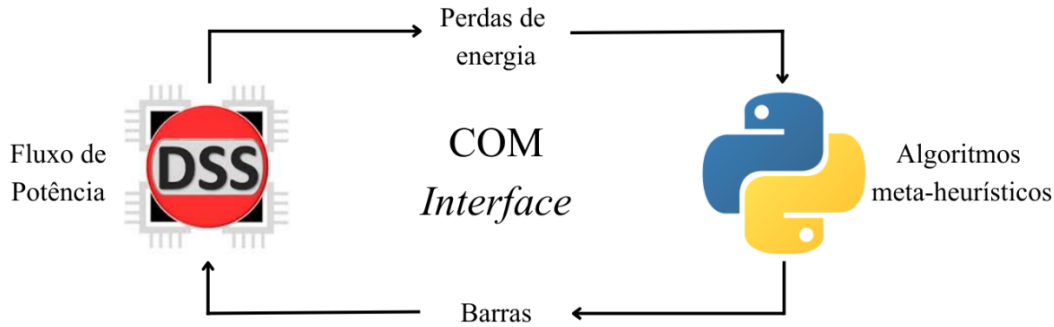
Com base nos métodos propostos, a função objetivo considerada para o problema de otimização, aplicada à Busca Tabu e ao PSO, é expressa por (4):

$$\text{Minimizar } \Delta E = \sum_{i=1}^n \Delta E_i, \quad (4)$$

em que n é o número de barras do alimentador e ΔE_i é a perda de energia associada à i -ésima solução candidata.

A implementação dos modelos Busca Tabu e PSO iniciam-se com a configuração da *interface* COM, que possibilita a comunicação entre o Python e o OpenDSS conforme é ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Comunicação entre OpenDSS e Python.

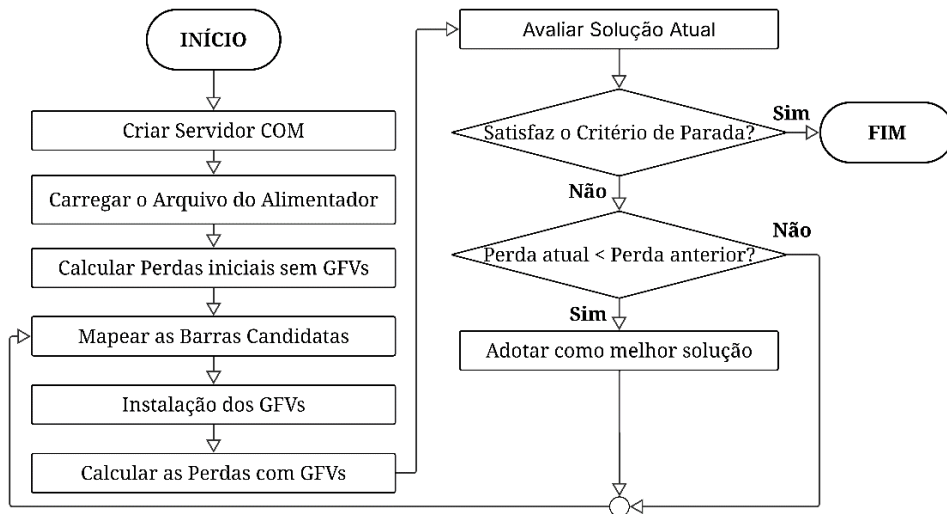


Fonte: Autoria própria (2026).

Em seguida, define-se o conjunto de barras candidatas, as quais compõem o espaço de busca para a alocação dos GFV, conforme ilustrado na Figura 5.

Inicialmente, o arquivo do alimentador é carregado no OpenDSS e são calculadas as perdas de energia do sistema sem a inserção de GFV, servindo como referência para a avaliação das soluções. Em seguida, as barras candidatas são mapeadas e os GFV são instalados.

Figura 5 - Fluxograma geral de otimização.



Fonte: Autoria própria (2026).

No método PSO, gera-se uma população inicial de partículas. Cada uma representa uma possível combinação de barras para alocação dos GFV. A cada iteração, as posições das partículas são atualizadas, sendo executado o fluxo de potência para o cálculo das perdas. Com base nesses resultados, atualizam-se as melhores soluções individuais p_{best} e identifica-se a melhor solução global do enxame g_{best} .

Na Busca Tabu, gera-se uma solução inicial aleatória. A cada iteração a vizinhança da solução atual é avaliada e, então, seleciona-se o melhor vizinho admissível, isto é, não restrito pela Lista Tabu ou que atenda ao critério de aspiração.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Esta seção foi dividida em duas subseções. A primeira apresenta os resultados da análise comparativa entre a Busca Exaustiva e Busca Tabu; a segunda discute os resultados gerais dos métodos de otimização, bem como os impactos da inserção dos geradores fotovoltaicos no perfil de tensão e nas perdas do sistema.

4.1 Análise comparativa

Para efeito comparativo, realizou-se um estudo utilizando os métodos Busca Exaustiva e Busca Tabu, considerando $n = 167$ e $p = 3$. Nesse cenário, foram avaliadas 762.355 combinações. A Busca Exaustiva apresentou elevado tempo de processamento, alcançando 11.906,9 segundos (aproximadamente 3 horas e 20 minutos), uma vez que esse método considera todas as combinações possíveis. Em contrapartida, a Busca Tabu reduziu significativamente o tempo de execução para apenas 1,51 segundos, mantendo desempenho semelhante quanto à redução de perdas, com 11,73%, frente aos 11,89% obtidos pela Busca Exaustiva.

Esses resultados demonstram que a Busca Tabu apresentou elevada eficiência computacional, sendo capaz de obter resultados próximos aos da Busca Exaustiva com tempo de processamento significativamente inferior.

4.2 Problema de otimização

Para a análise geral, adotou-se $n = 167$ e $p = 5$, resultando em um espaço de busca de $C_{n,p} = 1.018.963.693$.

Na Tabela 2, é apresentado um resumo dos resultados obtidos para cada um dos métodos de otimização programados.

Tabela 2 - Resultados dos métodos.

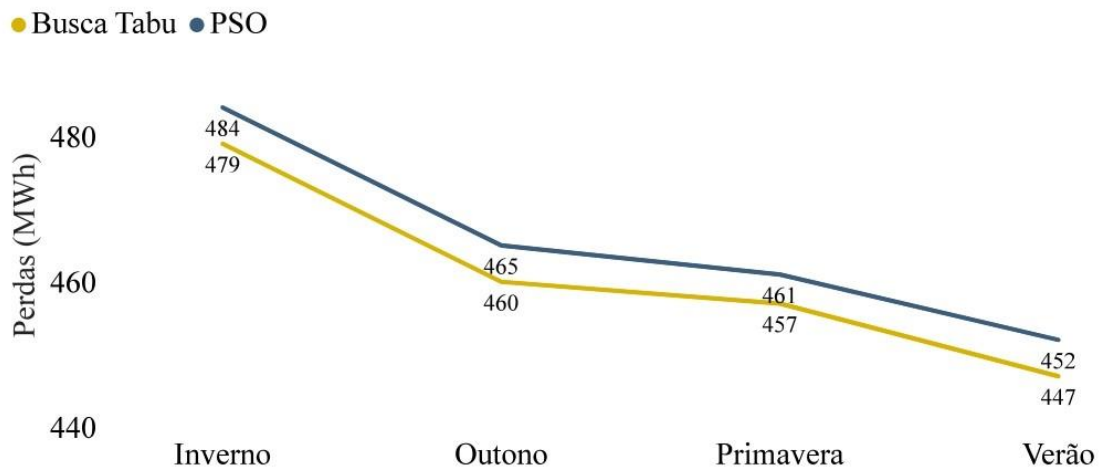
Métodos	Nº de Geradores	Iterações	Tempo de execução (segundos)	Barras	Redução de perdas
Busca Tabu	5	11	4,22	127, 166, 134, 159, 139	16,75%
PSO	5	6	4,4	89, 127, 120, 163, 119	16,41%

Fonte: Autoria própria (2026).

Observa-se que o tempo de execução dos dois métodos são similares. Com o método PSO as perdas diárias foram reduzidas para 4,99 MW/dia e com a Busca Tabu para 4,97 MW/dia o que representa, respectivamente, uma redução percentual de 16,41% e 16,75% em relação ao valor inicial.

Adicionalmente, foram calculadas as perdas técnicas para cada estação do ano. Para esta análise, considerou-se um período de 2.160 horas, o que equivale a aproximadamente três meses, para todas as estações, conforme os resultados mostrados na Figura 6.

Figura 6 - Perdas por estação (MWh).



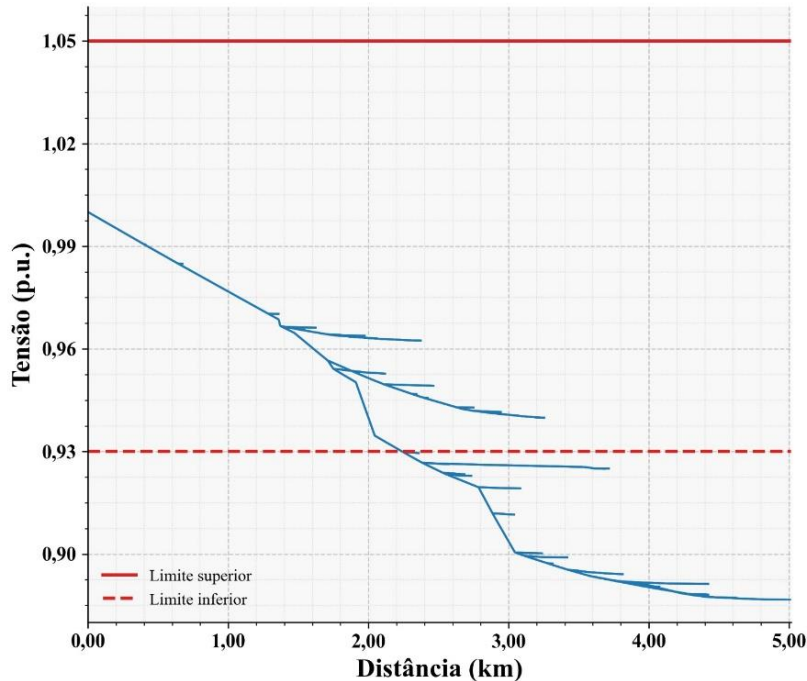
Fonte: Autoria própria (2026).

Conforme apresentado na Figura 6, o método de Busca Tabu apresentou melhor desempenho na minimização das perdas em todas as estações quando comparado ao PSO. Ao considerar todas as estações, observa-se uma perda de energia anual de 1,86 GWh para o PSO e 1,84 GWh para a Busca Tabu. Para fins de comparação, o sistema operando sem a inserção de GFV apresenta uma perda anual de 2,18 GWh, evidenciando que a alocação ótima desses geradores contribui para a redução das perdas no sistema.

Quanto à análise dos níveis de tensão, consideraram-se os limites estabelecidos pela ANEEL como adequados para sistemas de 13,8 kV, isto é, entre 0,93 p.u. e 1,05 p.u. (ANEEL, 2021).

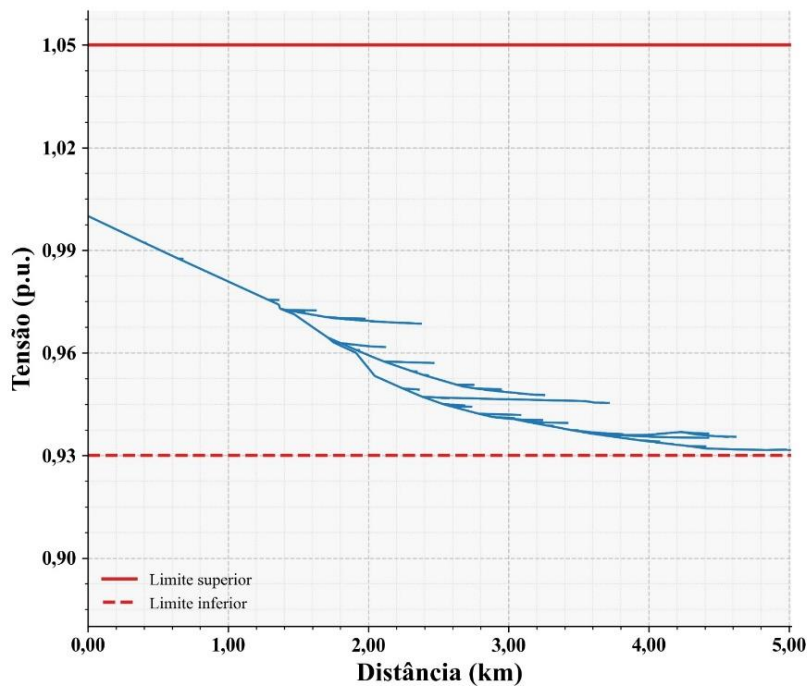
Nesse contexto, as Figuras 7 e 8 apresentam os perfis de tensão do alimentador às 11 horas para os cenários sem e com GFV, horário em que há elevada geração fotovoltaica.

Figura 7 - Perfil de tensão sem os GFV.



Fonte: Autoria própria (2026).

Figura 8 - Perfil de tensão com os GFV.

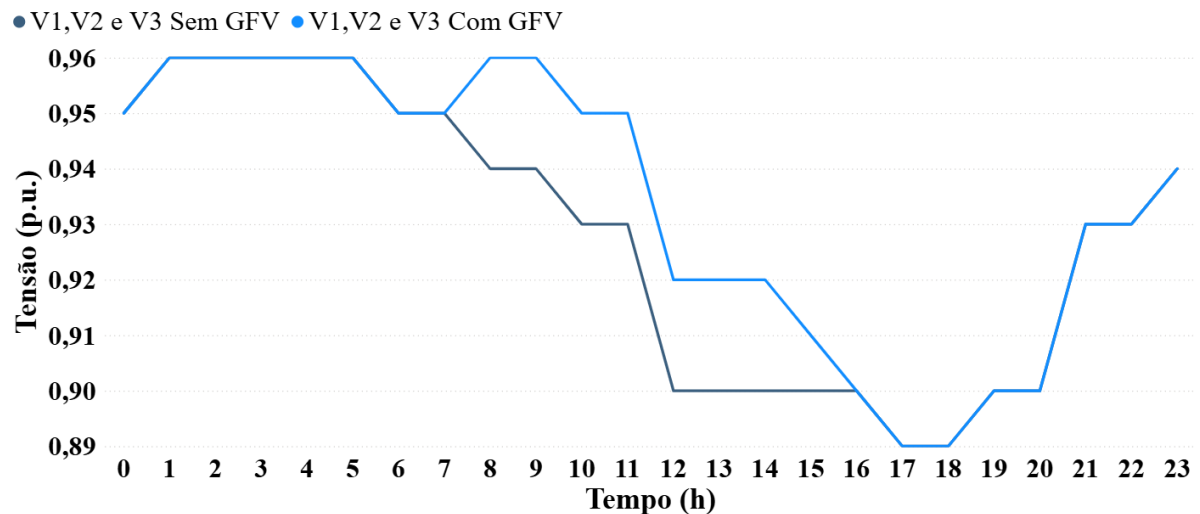


Fonte: Autoria própria (2026).

Observa-se que, antes da inserção dos GFV, Figura 7, o perfil de tensão viola os limites de qualidade estabelecidos pela ANEEL. Após a integração dos geradores, Figura 8, os níveis de tensão passaram a operar dentro da faixa permitida, o que evidencia uma melhoria no desempenho do sistema.

A Figura 9 apresenta a variação de tensão na barra 85, considerada uma barra crítica do sistema, ao longo de 24 horas, obtido a partir de um monitor instalado na carga associada a essa barra. No gráfico são comparados dois cenários: o sistema sem GFV e o sistema com a inserção de geradores fotovoltaicos. Além disso, é apresentada a curva de carga diária, que representa a variação da demanda ao longo do dia.

Figura 9 - Variação de tensão da barra 85.



Fonte: Autoria própria (2026).

Observa-se que, no cenário sem GFV, os níveis de tensão são mais baixos, especialmente entre 7h e 16h, período em que ocorre o aumento da demanda. Com a inserção da geração fotovoltaica, verifica-se uma elevação da tensão nesse intervalo, que coincide com o período de maior incidência solar, resultando em uma melhoria no nível de tensão da barra.

Com a instalação otimizada, a energia anual proveniente da subestação foi reduzida de 33,62 GWh para 29,83 GWh. Esse resultado evidencia que a inserção da geração fotovoltaica contribuiu para diminuir a potência fornecida pela subestação ao sistema, uma vez que parte da demanda passou a ser suprida pela própria geração fotovoltaica.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho avaliou técnicas de otimização aplicadas ao problema combinatório de alocação de geração fotovoltaica em SDEE, com o objetivo de reduzir as perdas de energia e melhorar o perfil de tensão. Foram utilizados dois métodos metaheurísticos, PSO e Busca Tabu.

A metodologia foi aplicada a um sistema-teste de 168 barras, no qual cinco geradores fotovoltaicos foram alocados ao longo do alimentador. Os resultados mostraram que os métodos heurísticos apresentaram elevada eficiência, com destaque para a Busca Tabu, que obteve a maior redução de perdas.

Adicionalmente, foram realizadas análises de tensão em uma barra crítica do sistema (barra 85), bem como análises do fluxo de energia no início do alimentador. Observou-se melhora no perfil de tensão após a inserção dos geradores fotovoltaicos, especialmente no período de maior geração fotovoltaica.

Assim, entre os métodos avaliados, a Busca Tabu apresentou o melhor desempenho, fornecendo soluções mais eficientes para o problema proposto.

Como trabalho futuro, pretende-se integrar esses algoritmos à base de dados geográfica da distribuidora e analisar curvas de carga em diferentes horários, a fim de aumentar o detalhamento do estudo.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **ANEEL define regras para o custeio da geração distribuída por meio da CDE e dos processos tarifários**. Brasília, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-define-regras-para-o-custeio-da-geracao-distribuida-por-meio-da-cde-e-dos-processos-tarifarios>. Acesso em: 18 maio 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL**: aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição. Brasília, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída. Brasília, 2012.

ALBUQUERQUE, J. M. C. **Alocação ótima de unidades geradoras em sistemas de distribuição utilizando programação evolucionária**. 2006. 49 f.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Brasília, DF, 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 23 out. 2025.

CAMPOS, G. E. M.; SOUZA, J. P. A.; FERREIRA, J. P. K. **Uso do OpenDSS em aplicações reais para distribuidoras de energia**. In: Anais do Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, v. 2, n. 1, 2020. DOI: <https://doi.org/10.48011/asba.v2i1.1582>.

ELSHRIEF, Y. A. *et al.* **On remote anti-islanding detection techniques**. In: THE FUTURE OF ELECTRICITY: CHALLENGES AND OPPORTUNITIES. [S.l.]: [s.n.], 2019. p. 297–304. Disponível em: <https://cigre.moere.gov.eg/pages/publication>. Acesso em: 25 out. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2025**: ano base 2024 – Relatório Final. Rio de Janeiro, 2025. 320 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025>. Acesso em: 23 out. 2025.

HOLGUIN, J. P.; RODRIGUEZ, D. C.; RAMOS, G. **Reverse power flow (RPF) detection and impact on protection coordination of distribution systems**. Journals & Magazines, v. 56, n. 3, p. 2393–2401, 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8972583>. Acesso em: 20 jan. 2026.

JUNQUEIRA, C. M. S. *et al.* **Instalação estratégica de medidores de qualidade de energia elétrica para identificação de variações de tensão de curta duração causadas por curtos circuitos**. 2021.

KHENISSI, I.; SELLAMI, R.; FAKHFAKH, M. A.; NEJI, R. **Power loss minimization using optimal placement and sizing of photovoltaic distributed generation.** Journal of Control, Automation and Electrical Systems, v. 32, n. 5, p. 1317–1331, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1007/S40313-021-00744-7>.

KUAMTHAB, N. E.; IDRIS, R. **Particle swarm optimization (PSO) and evolutionary programming (EP) technique for optimal placement.** Jurnal ElektriKA, v. 23, n. 1, p. 125–132, 2024. DOI: <https://doi.org/10.11113/elektrika.v23n1.492>.

LUCENA, M. D. *et al.* **Comparison of metaheuristics in solving optimal location of photovoltaic generators.** In: Anais do Congresso Brasileiro de Automática. 2024.

SHI, Y.; EBERHART, R. **A modified particle swarm optimizer.** In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON EVOLUTIONARY COMPUTATION. Anchorage, 1998. p. 69–73.

SILVA, A. D. C.; BRITO, N. S. D.; LUCENA, M. D.; SOARES, R. A. **Desenvolvimento de uma interface gráfica para uso acadêmico do software.** In: COBENGE. Caxias do Sul, RS, 2020.

VIANNA, P. L.; VIANA, M. S.; MANASSERO, G.; UDAETA, M. E. M. **A general analysis of the distributed generation impact on electrical energy planning.** In: 53RD INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE (UPEC). Glasgow, 2018. p. 1–6.