

# Análise Multiobjetivo dos Impactos da Reconfiguração de Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída

Brenda L. M. Santos\* Luciano S. Barros\*\* Fernando A. Moreira\*\*\*  
Daniel Barbosa\*\*\*

\* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal da Bahia, BA, (e-mail: [brenda.leal@ufba.br](mailto:brenda.leal@ufba.br)).

\*\* Departamento de Sistemas de Computação  
Universidade Federal da Paraíba, PB (e-mail: [lsalesbarros@ci.ufpb.br](mailto:lsalesbarros@ci.ufpb.br))

\*\*\* Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação  
Universidade Federal da Bahia, BA (e-mail:  
[moreiraf,dbarbosa@ufba.br](mailto:moreiraf,dbarbosa@ufba.br))

---

**Abstract:** Network reconfiguration stands out as a cost-effective solution to increase the DER hosting capacity. Nevertheless, the modification of network topology may cause adverse effects on other performance indicators of the distribution system, e.g., voltage deviation and power losses. For this reason, this paper conducts a comprehensive multi-objective analysis by simultaneously assessing the impacts of network reconfiguration on DER hosting capacity, voltage deviation, and power losses. Furthermore, the concepts of dominance are applied to classify the identified solutions, while the Fuzzy Decision Making method is used to define the final solution. Based on the analysis of 15,360 radial topologies in the IEEE 33-bus system, it was observed that improving all three performance indicators simultaneously is not feasible, revealing a trade-off relationship among the system's topologies. Consequently, this article assists the systems operators in the decision-making process by aligning with their priorities.

**Resumo:** A reconfiguração da rede destaca-se como uma solução econômica para aumentar a capacidade de acomodação de GD. No entanto, a modificação da topologia da rede pode causar efeitos adversos em outros indicadores de desempenho do sistema de distribuição, como desvio de tensão e perdas elétricas. Por esse motivo, este artigo realiza uma análise multiobjetivo, avaliando simultaneamente os impactos da reconfiguração da rede na capacidade de acomodação de GD, desvio de tensão e perdas elétricas. Além disso, para classificar as soluções encontradas, os conceitos de dominância são empregados, enquanto o método de Tomada de Decisão Fuzzy é utilizado a fim de definir a solução final. Por meio da análise de 15.360 topologias radiais no sistema IEEE 33-barras, observou-se que não é possível melhorar os três indicadores de desempenho simultaneamente, revelando uma relação de compensação entre as topologias do sistema. Dessa forma, este artigo auxilia os operadores dos sistemas no processo de tomada de decisão com base nas suas prioridades.

**Keywords:** DER hosting capacity; distribution system; fuzzy decision-making; multi-objective; reconfiguration.

**Palavras-chaves:** Capacidade de acomodação de GD; sistema de distribuição; tomada de decisão fuzzy; multiobjetivo; reconfiguração.

---

## 1. INTRODUÇÃO

A integração da geração distribuída (GD) é capaz de promover diversos benefícios aos sistemas de distribuição, incluindo um aumento na confiabilidade da rede, a melhoria na eficiência energética e a redução de perdas elétricas (Ufa et al., 2022). No entanto, a partir de um determinado nível de penetração de GD, alguns problemas podem surgir no sistema, como problemas de regulação

de tensão e de inversão do fluxo de potência ativa na subestação (Torquato et al., 2018; Blaabjerg et al., 2017).

Esse nível de penetração, denominado capacidade de acomodação de GD, representa a capacidade máxima de geração dos geradores distribuídos que um sistema pode acomodar sem ultrapassar os limites operacionais da rede (Mulenga et al., 2020; Wang et al., 2016; Xu et al., 2019). Esse conceito representa uma métrica importante na avaliação da viabilidade de integrar e de gerenciar unidades de GD no sistema, mantendo a estabilidade operacional e a conformidade com padrões de qualidade da energia elétrica. Portanto, maximizar a capacidade de acomodação

---

\* Este estudo foi financiado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código 001.

de GD torna-se fundamental para facilitar a expansão do fornecimento de energia, possibilitando uma maior contribuição de potência ativa por parte dos prossumidores (Torquato et al., 2018; Mulenga et al., 2020).

De acordo com a revisão bibliográfica realizada por Mahdavi et al. (2021) e Fatima et al. (2020), a reconfiguração de redes destaca-se como uma alternativa promissora para aumentar a capacidade de acomodação de GD nos sistemas de distribuição, já que consegue atenuar os problemas causados pela alta integração de geradores distribuídos. Como resultado, alguns estudos foram realizados para avaliar os impactos da reconfiguração de redes no potencial de instalação de GD. Nesse sentido, Capitanescu et al. (2014) exploraram maneiras de aumentar a capacidade de integrar a GD em sistemas de distribuição, usando a reconfiguração das redes de forma estática e dinâmica, com o auxílio de chaves controladas remotamente como parte de um esquema de gerenciamento de redes ativas.

Além disso, um algoritmo híbrido de Otimização por Enxame de Partículas foi proposto por Fu e Chiang (2018) para encontrar uma topologia de rede otimizada com o objetivo de minimizar os problemas causados pela elevada inserção de GD, utilizando o sistema IEEE 123-barras. Ding e Mather (2016) e Jacob e Zhang (2020) realizaram a reconfiguração otimizada de sistemas de distribuição para maximizar a capacidade de acomodação de geradores distribuídos baseados em sistemas fotovoltaicos. O Algoritmo Genético foi empregado por Navarro e Navarro (2023) para reduzir problemas de tensão e o carregamento da linha por meio do ajuste otimizado da topologia da rede, proporcionando uma estratégia eficaz na mitigação dos impactos causados pela integração de GD nas redes de distribuição. Abbas et al. (2022) propuseram uma abordagem de otimização para avaliar e maximizar o potencial de acomodação de GD baseado na reconfiguração de redes, com testes realizados nos sistemas de distribuição IEEE 33-barras e IEEE 69-barras, considerando incertezas associadas à GD. O algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas utilizado por Kumar et al. (2020) para encontrar a configuração otimizada da rede de distribuição, visando reduzir perdas de potência ativa e reativa e o desvio de tensão, além de melhorar a confiabilidade do sistema.

Fica evidente que o uso da reconfiguração do sistema para maximizar a capacidade de integração de geradores distribuídos em redes de distribuição já foi examinado em estudos anteriores. No entanto, nenhum dos artigos citados avaliou os efeitos adversos da alteração da topologia do sistema em outros indicadores de desempenho, como as perdas elétricas. Portanto, a motivação deste estudo é preencher as lacunas do estado da arte por meio de uma análise multiobjetivo do problema de reconfiguração de redes de distribuição.

Nesse sentido, este artigo realiza uma análise abrangente de múltiplos objetivos, avaliando simultaneamente os impactos da reconfiguração do sistema na capacidade de acomodação de GD, desvio de tensão e perdas elétricas. Dado o elevado número de topologias possíveis, o estudo adotou o coeficiente de correlação de Pearson para estabelecer correlações entre as variáveis avaliadas (Nettleton, 2014). Além disso, considerando a natureza conflitante dos três objetivos avaliados, ou seja, a impossibilidade de

otimizá-los simultaneamente, recorre-se aos conceitos de dominância para classificar as soluções identificadas. Por fim, o método de Tomada de Decisão Fuzzy é adotado para determinar a solução final a ser considerada no problema multiobjetivo.

As seções subsequentes deste artigo estão estruturadas da seguinte forma: a Seção 2 apresenta a metodologia proposta, enquanto a Seção 3 descreve o estudo de caso para o sistema IEEE 33-barras. Além disso, a Seção 4 apresenta e discute os resultados obtidos em relação à capacidade de acomodação de GD, perdas elétricas e desvio de tensão. As considerações finais são detalhadas na Seção 5.

## 2. METODOLOGIA

Na Figura 1 é apresentado o fluxograma que resume a metodologia proposta neste artigo para avaliar os impactos de diferentes topologias do sistema na capacidade de acomodação de GD, desvio de tensão e perdas elétricas. Nesta figura,  $g$  representa o nível de penetração de GD,  $s$  é um cenário aleatório gerado pela simulação de Monte Carlo, e  $top$  é uma topologia radial do sistema.

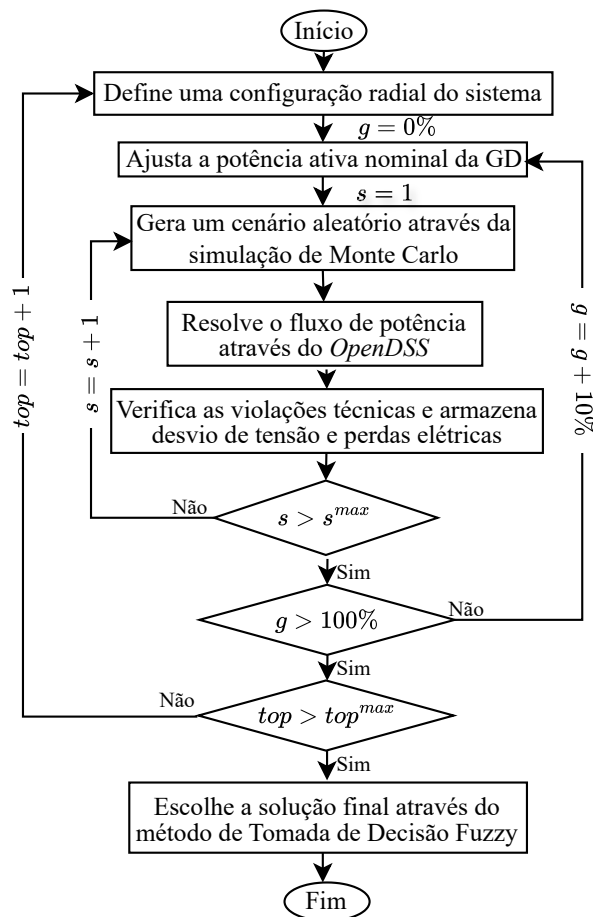


Figura 1. Metodologia proposta.

As etapas da metodologia proposta são:

1) Defina uma configuração radial do sistema: inicialmente, uma topologia radial do sistema é estabelecida. Do ponto de vista operacional, é importante manter a característica

radial do sistema de distribuição; portanto, a metodologia proposta por Helmi et al. (2022) foi adotada. Nesta metodologia, o primeiro passo envolve fechar todas as chaves de interligação (CIs) do sistema, resultando em um número de laços igual ao número de CIs. Posteriormente, as chaves que pertencem a cada laço são identificadas, e aquelas que fazem parte de mais de um laço são removidas. Finalmente, para garantir que a rede reconfigurada seja radial, uma chave por laço deve ser aberta. Uma descrição mais detalhada dessa metodologia é fornecida por Helmi et al. (2022).

2) Ajusta a potência ativa nominal da GD: na metodologia proposta, o nível de penetração de GD varia entre 0% e 100%, com incrementos de 10%. Esta variação é essencial para avaliar os efeitos do aumento gradual da potência nominal dos geradores distribuídos no desempenho do sistema de distribuição. Neste artigo, o nível de penetração é definido como a relação entre a potência instalada de GD e a potência total das cargas (Aziz e Ketjoy, 2017). Embora valores alternativos de incremento no nível de penetração possam ser considerados, uma redução nesse valor aumenta o tempo computacional. Para o estudo de caso realizado neste trabalho, um incremento de 10% se mostrou adequado.

3) Gera um cenário aleatório através da simulação de Monte Carlo: a simulação de Monte Carlo, baseada na abordagem descrita por Sarmiento et al. (2016), foi adotada devido à complexidade e incertezas inerentes ao sistema de distribuição. As variáveis aleatórias deste estudo incluem a localização dos geradores distribuídos, além dos perfis de carga e irradiância. Neste contexto, dados reais de irradiância e carga fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2021) e pelo Banco de Dados Geográfico da Distribuidora (ANEEL, 2021a), respectivamente, foram utilizados.

4) Resolve o fluxo de potência: o *software* OpenDSS (EPRI, 2023) foi adotado para resolver o fluxo de potência diário para cada um dos  $s^{max}$  cenários aleatórios gerados pela simulação de Monte Carlo, levando em conta as variações no perfil de carga e na irradiância ao longo do dia, cada nível de penetração de GD e cada topologia radial do sistema.

5) Verifica as violações técnicas e armazena desvio de tensão e perdas elétricas: considerando a solução do fluxo de potência, é possível calcular o desvio médio de tensão do sistema e as perdas de potência ativa, além de verificar violações dos limites operacionais do sistema. A primeira violação avaliada é baseada no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que especifica que para redes com tensão nominal maior que 1 kV e menor que 69 kV, o nível de tensão do barramento deve estar entre 0,93 e 1,05 pu (ANEEL, 2018). A segunda violação consiste no fluxo inverso de potência ativa na subestação, no qual qualquer nível de fluxo inverso de potência ativa é considerado uma violação (Agüero e Steffel, 2011; ANEEL, 2021b).

Considerando o objetivo de minimizar o número de cenários com violações, desvio de tensão e perdas elétricas, as funções objetivo (1), (2) e (3) foram adotadas.

$$f_1 = \min \sum_s^{s^{max}} \sum_g^{g^{max}} \frac{V_{s,g}}{s^{max}g^{max}} \times 100\% \quad (1)$$

$$f_2 = \min \sum_s^{s^{max}} \sum_g^{g^{max}} \frac{DT_{s,g}}{s^{max}g^{max}} \quad (2)$$

$$f_3 = \min \sum_s^{s^{max}} \sum_g^{g^{max}} \frac{P_{s,g}}{s^{max}g^{max}} \quad (3)$$

As variáveis  $DT_{s,g}$  e  $P_{s,g}$  representam, respectivamente, o desvio de tensão e as perdas elétricas do sistema para cada simulação de Monte Carlo  $s$  e nível de penetração de GD  $g$ , enquanto a variável binária  $V_{s,g}$  indica a ocorrência de uma violação na respectiva simulação de Monte Carlo, atribuindo o valor 1 para indicar uma violação e 0 para indicar sua ausência.

6) Escolhe a solução final através do método de Tomada de Decisão Fuzzy:

Após testar todas as topologias radiais possíveis, foram aplicados os conceitos de dominância para identificar as soluções não dominadas. Essencialmente, uma solução é considerada *dominada* se outra solução a superar em pelo menos uma função objetivo sem ser pior em qualquer outra. Por outro lado, uma solução *não dominada* indica que não existe uma alternativa superior em todos os objetivos (Yang, 2014). Com base nisso, o método de Tomada de Decisão Fuzzy foi empregado para selecionar uma solução final entre as soluções não dominadas.

Diversos tipos de funções de pertinência Fuzzy podem ser utilizados pelo tomador de decisão; neste artigo, foram adotadas funções de pertinência lineares. A definição das funções de pertinência, denotadas como  $\Phi_{f_a^b(\bar{x}_b)}$ , é realizada para cada função objetivo  $f_a^b$  com base nas soluções presentes na aproximação do conjunto de Pareto  $\bar{x}_b$ . Essas funções de pertinência quantificam o nível de satisfação do tomador de decisão em relação ao valor da função objetivo  $a$  para uma determinada solução  $b$ , onde o valor de 1 representa o mais alto grau de satisfação e 0 indica nenhuma satisfação. A expressão matemática para a função de pertinência linear é apresentada em (4).

$$\Phi_{f_a^b(\bar{x}_b)} = \begin{cases} 0 & \forall \{f_a^b(x) > f_a^{max}\} \\ \frac{f_a^{max} - f_a^b(x)}{f_a^{max} - f_a^{min}} & \forall \{f_a^{min} \leq f_a^b(x) \leq f_a^{max}\} \\ 1 & \forall \{f_a^b(x) < f_a^{min}\} \end{cases} \quad (4)$$

na qual  $f_a^{max}$  e  $f_a^{min}$  são, respectivamente, os valores máximo e mínimo da função objetivo  $f_a^b$ . No método de Tomada de Decisão Fuzzy, o próximo passo envolve determinar o nível de satisfação desejado para cada função objetivo, que pode variar de 0 a 1. Neste estudo, adotou-se a metodologia conservadora, utilizando uma formulação *min-max*, que reflete a preferência do tomador de decisão por maximizar a satisfação em todas as funções objetivo Kiani-Moghaddam et al. (2019). Dentro dessa abordagem, um nível de satisfação igual a 1 foi considerado para todas as funções objetivo. A solução final é obtida através da Equação (5).

$$\max_{a \in \Omega_a} \left\{ \min_{n \in \Omega_b} \{ |\Phi_{f_a}(\bar{x}_b)| \} \right\}; \forall \{a \in \Omega_a, b \in \Omega_b\} \quad (5)$$

sendo  $\Omega_a$  e  $\Omega_b$  os conjuntos de funções objetivo e soluções disponíveis, respectivamente.

Vale ressaltar que a metodologia proposta foi implementada no ambiente MATLAB, o qual se comunica com o *software* OpenDSS por meio de uma Interface COM sempre que um resultado de fluxo de potência é necessário (MATLAB, 2023; EPRI, 2023).

### 3. ESTUDO DE CASO

Na Figura 2 é apresentado o sistema IEEE 33-barras, utilizado neste estudo para avaliar os impactos da topologia da rede na capacidade de acomodação de GD, desvio de tensão e perdas elétricas. Uma descrição mais detalhada do sistema de teste é realizada por Gallego Pareja et al. (2022). Este sistema apresenta 32 chaves seccionadoras (CSs) e 5 CIs. Considerando a metodologia proposta por Helmi et al. (2022), é possível identificar as chaves associadas a cada laço do sistema, as quais são apresentadas a seguir:

- Laço 1:  $s_{33}, s_2, s_3, s_4, s_5, s_6, s_7, s_{18}, s_{19}, s_{20}$ .
- Laço 2:  $s_{34}, s_{12}, s_{13}, s_{14}$ .
- Laço 3:  $s_{35}, s_8, s_9, s_{10}, s_{11}, s_{21}$ .
- Laço 4:  $s_{36}, s_{29}, s_{30}, s_{31}, s_{32}, s_{17}, s_{16}, s_{15}$ .
- Laço 5:  $s_{37}, s_{22}, s_{23}, s_{24}, s_{28}, s_{27}, s_{26}, s_{25}$ .

Dado que uma chave deve ser aberta por laço para garantir a radialidade do sistema, pode-se concluir que no sistema IEEE 33-barras, existem 15.360 topologias radiais possíveis. Posteriormente, a metodologia descrita na Figura 1 é implementada, considerando essas 15.360 topologias. Com base na análise realizada por Santos et al. (2023), determinou-se que a utilização de 1000 cenários é adequada para alcançar a convergência na simulação de Monte Carlo.

Na Tabela 1, é apresentada uma análise estatística dos valores de desvio de tensão, das perdas elétricas e dos cenários com violação obtidos para todas as topologias radiais do sistema de distribuição. Os resultados da Tabela 1 destacam a sensibilidade do sistema a mudanças na topologia da rede, especialmente no que diz respeito aos três parâmetros supracitados. O impacto significativo da topologia da rede nos indicadores de desempenho do sistema e na conformidade com a regulamentação PRODIST enfatiza a importância de uma reconfiguração cuidadosa da rede para garantir o funcionamento adequado do sistema.

Tabela 1. Análise estatística do desvio de tensão, perdas elétricas e cenários com violação para diferentes topologias de rede.

	Desvio de tensão (pu)	Perdas elétricas (kW)	Cenários com violação (%)
Sistema original	0,0177	122,08	17,25
Mínimo	0,0132	87,15	6,50
Máximo	0,0692	341,09	92,25
Média	0,0245	169,46	35,61
Desvio Padrão	0,0113	66,80	26,67

### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A reconfiguração do sistema neste estudo é realizada com o objetivo principal de maximizar a capacidade de acomodação de GD, reduzindo o número de cenários com violação, e minimizar as perdas elétricas e o desvio de tensão. Portanto, a análise subsequente é conduzida considerando as funções objetivo (1), (2) e (3), concentrando-se em dois objetivos de cada vez.

Na Figura 3 é apresentado o número de cenários com violação ( $f_1$ ) e o desvio de tensão ( $f_2$ ) para todas as topologias radiais possíveis. O gráfico inclui valores para o sistema original (em verde), soluções dominadas (em cinza), soluções não dominadas (em vermelho) e a solução final escolhida (em azul).

Com base no coeficiente de correlação de Pearson de 0,65, existe uma correlação positiva moderada entre o desvio de tensão e o número de cenários com violação. Isso sugere uma interdependência entre  $f_1$  e  $f_2$ ; nas quais topologias que aumentam o desvio de tensão tendem a elevar as violações relacionadas às restrições de regulação de tensão. Além disso, entre as 15.360 topologias possíveis, 26 são não dominadas. Esta observação destaca que, apesar da correlação positiva observada, os dois objetivos analisados são conflitantes, uma vez que não há uma única solução que se destaque em ambos os objetivos simultaneamente.

Na perspectiva da análise multiobjetivo, todas as 26 soluções não dominadas são igualmente válidas e poderiam ser escolhidas pelo operador do sistema. A solução obtida através do método de Tomada de Decisão Fuzzy é destacada em azul na Figura 3, requerendo a abertura das chaves  $s_8, s_{14}, s_{17}, s_{25}$ , and  $s_{18}$ . Esta solução resultou em 0,0158 pu, 6,50% e 134,85 kW para o desvio de tensão, os cenários com violação e as perdas elétricas, respectivamente.

Na Figura 4 é apresentado o número de cenários com violação ( $f_1$ ) e perdas elétricas ( $f_3$ ) para todas as topologias radiais possíveis.

As duas funções objetivo analisadas apresentam uma correlação positiva forte, indicada por um coeficiente de correlação de Pearson de 0,85. Nesse contexto, o aumento das perdas elétricas tende a resultar em uma redução no perfil de tensão do sistema, levando a possíveis problemas de subtensão. Ao mesmo tempo, o aumento no fluxo inverso de potência ativa na subestação pode contribuir para um aumento nas perdas elétricas. Apesar disso, as perdas elétricas e o número de cenários com violação são objetivos conflitantes, resultando em 15 soluções não dominadas. Portanto, o método de Tomada de Decisão Fuzzy foi adotado para escolher a solução final, que está destacada em azul no gráfico. Nessa solução, as chaves  $s_9, s_{13}, s_{26}, s_{32}$ , e  $s_{33}$  devem ser abertas, resultando em um desvio de tensão, cenários com violação e perdas elétricas de 0,0268 pu, 9,25% e 91,64 kW, respectivamente.

A Figura 5 apresenta o desvio de tensão ( $f_2$ ) e as perdas elétricas ( $f_3$ ) para todas as topologias radiais possíveis.

Considerando as soluções para essas duas funções objetivo, o coeficiente de correlação de Pearson calculado de 0,82 indica uma correlação positiva forte. Essa correlação destaca uma interdependência entre as perdas elétricas e

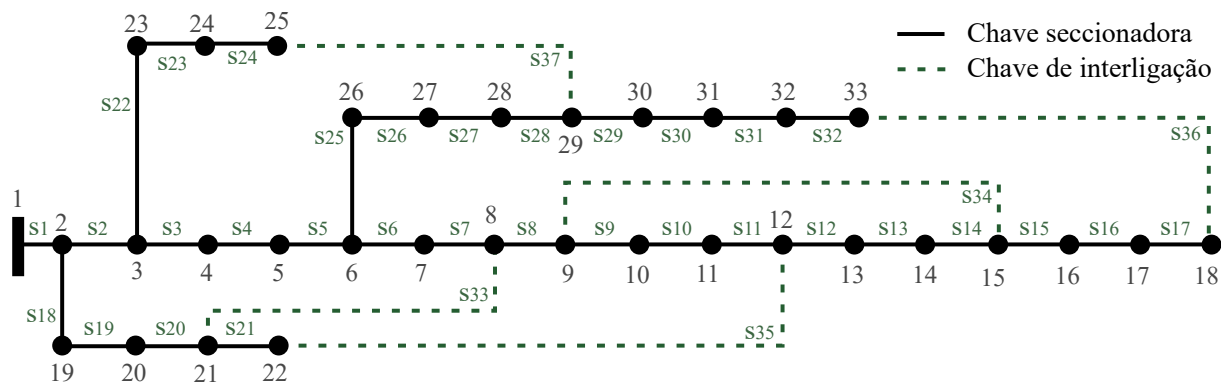


Figura 2. Representação do sistema IEEE 33-barras.

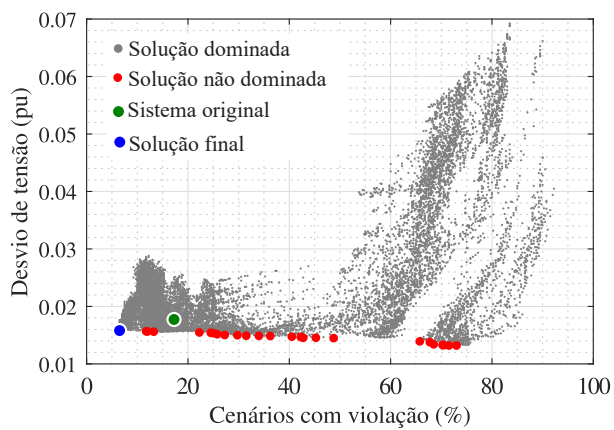


Figura 3. Número de cenários com violação e desvio de tensão para todas as topologias radiais possíveis.

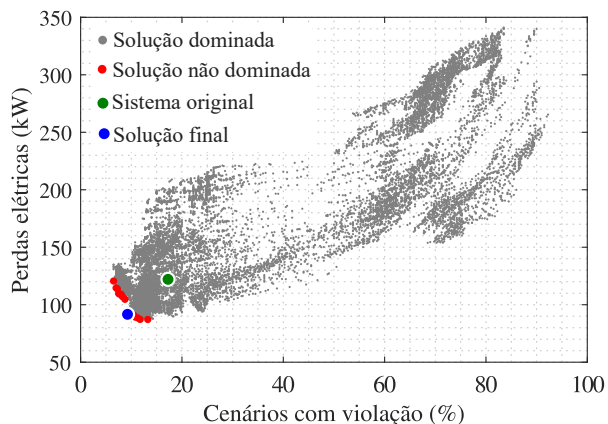


Figura 4. Número de cenários com violação e perdas elétricas para todas as topologias radiais possíveis.

o desvio de tensão. O aumento nas perdas elétricas tende a reduzir o perfil de tensão do sistema, elevando conseqüentemente o desvio de tensão. Nesse caso, 70 soluções não são dominadas e o método de Tomada de Decisão Fuzzy foi adotado para definir a solução final. A solução final requer a abertura das chaves  $s_7$ ,  $s_9$ ,  $s_{30}$ ,  $s_{34}$ , e  $s_{37}$ , resultando em um desvio de tensão, cenários com violação e perdas elétricas de 0,0169 pu, 31,00% e 105,87 kW, respectivamente. Apesar dos valores mais baixos de desvio

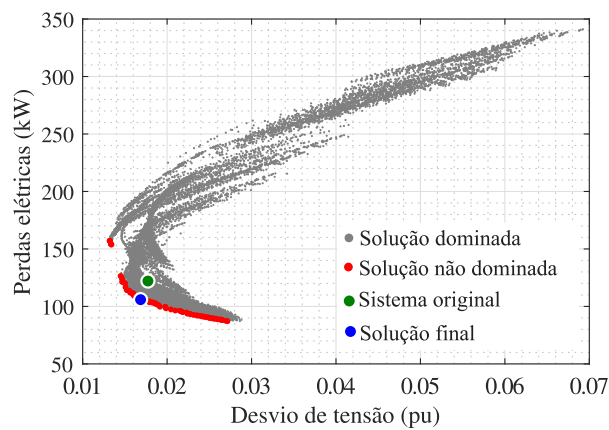


Figura 5. Desvio de tensão e perdas elétricas para todas as topologias radiais possíveis.

de tensão e de perdas elétricas obtidos nessa topologia do sistema, foi observado um aumento considerável no número de cenários com violação.

Na Figura 6 é apresentada uma análise comparativa do desvio de tensão, do número de cenários com violação e das perdas elétricas nas seguintes soluções:

- Solução 1: topologia original do sistema.
- Solução 2: solução final da Figura 3.
- Solução 3: solução final da Figura 4.
- Solução 4: solução final da Figura 5.

É importante mencionar que este gráfico também apresenta a variação percentual entre o resultado de cada solução e o resultado para o sistema original.

A partir dos gráficos apresentados na Figura 6, fica evidente que as soluções 2, 3 e 4 conseguiram minimizar as duas funções objetivo avaliadas para cada uma delas, enquanto deterioraram a que não foi incluída na análise. Isso destaca a natureza conflitante dos três objetivos; portanto, o operador do sistema deve avaliar suas prioridades ao definir os objetivos da reconfiguração da rede.

A análise multi-objetivo, utilizando os conceitos de dominância, resolve esse problema sem a necessidade de atribuir pesos ou prioridades previamente, permitindo a escolha da solução final com base no conhecimento de todas as soluções não dominadas. Neste artigo, a solução

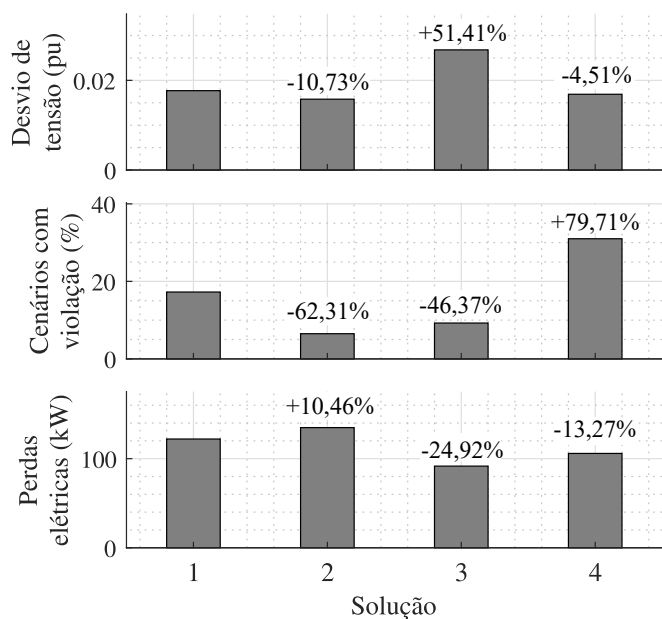


Figura 6. Desvio de tensão, o número de cenários com violação e perdas elétricas para as soluções finais.

2 foi adotada como a solução final, pois conseguiu reduzir significativamente o número de cenários com violações e o desvio de tensão, sem aumentar substancialmente as perdas elétricas.

## 5. CONCLUSÕES

Este artigo investigou os impactos da reconfiguração do sistema na integração de GD, desvio de tensão e perdas elétricas, utilizando uma análise de 15.360 topologias radiais do sistema IEEE 33-barras. Inicialmente, foi observada a sensibilidade do sistema a mudanças na topologia da rede, especialmente em relação aos indicadores de desempenho e conformidade com a regulamentação PRODIST. Ao analisar separadamente o número de cenários com violação ( $f_1$ ) e o desvio de tensão ( $f_2$ ), foi possível reduzir esses indicadores em 10,73% e 62,31%, respectivamente, em comparação com a configuração original. No entanto, houve um aumento de 10,46% nas perdas elétricas. Ao avaliar  $f_1$  e as perdas elétricas ( $f_3$ ), registrou-se uma redução de 46,37% no número de cenários com violação e de 24,92% nas perdas elétricas, embora o desvio de tensão tenha aumentado em 51,41%. Considerando  $f_2$  e  $f_3$ , houve uma diminuição de 4,51% no desvio de tensão e de 13,27% nas perdas elétricas, mas o número de cenários com violação aumentou em 79,71%. Esses resultados destacam uma relação de compensação entre as soluções não dominadas, proporcionando ao operador do sistema a escolha de uma solução mais adequada às suas necessidades e prioridades. Por exemplo, em áreas com regulamentações flexíveis em relação ao desvio de tensão, pode ser justificável tolerar um aumento nesse indicador em troca de uma redução nas violações e perdas elétricas.

Finalmente, as principais contribuições do trabalho são:

- Investigação detalhada dos impactos da reconfiguração do sistema elétrico na integração de GD, desvio de tensão e perdas elétricas por meio de uma análise de sensibilidade.

- Proposta de soluções que reduzem o número de cenários com violações, perdas elétricas e desvio de tensão do sistema de distribuição.
- Utilização do método de Tomada de Decisão Fuzzy e conceitos de dominância da otimização multiobjetivo pra definir a solução final do problema proposto.

Para trabalhos futuros, é importante integrar as três funções objetivo avaliadas no artigo, utilizando um método de otimização multi-objetivo para evitar a necessidade de avaliar todas as topologias do sistema.

## REFERÊNCIAS

- Abbas, A.S., El-Ela, A., Adel, A., e El-Sehiemy, R.A. (2022). Maximization approach of hosting capacity based on uncertain renewable energy resources using network reconfiguration and soft open points. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2022.
- Agüero, J.R. e Steffel, S.J. (2011). Integration challenges of photovoltaic distributed generation on power distribution systems. In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–6. doi:10.1109/PES.2011.6039097.
- ANEEL (2018). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist: Módulo 8 - qualidade da energia elétrica. *Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)*, 1–88.
- ANEEL (2021a). Base de dados geográfica da distribuidora (bdgd). *Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)*. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/distribuicao>.
- ANEEL (2021b). Resolução normativa aneel nº 1000. *Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)*, 1–309. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>.
- Aziz, T. e Ketjoy, N. (2017). Enhancing PV penetration in LV networks using reactive power control and on load tap changer with existing transformers. *IEEE Access*, 6, 2683–2691.
- Blaabjerg, F., Yang, Y., Yang, D., e Wang, X. (2017). Distributed power-generation systems and protection. *Proceedings of the IEEE*, 105(7), 1311–1331.
- Capitanescu, F., Ochoa, L.F., Margossian, H., e Hatziargyriou, N.D. (2014). Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(1), 346–356.
- Ding, F. e Mather, B. (2016). On distributed PV hosting capacity estimation, sensitivity study, and improvement. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(3), 1010–1020.
- EPRI (2023). Open distribution system simulator (OpenDSS). *Electric Power Research Institute*. <https://www.epri.com/pages/sa/opendss>.
- Fatima, S., Püvi, V., e Lehtonen, M. (2020). Review on the PV hosting capacity in distribution networks. *Energies*, 13(18), 4756.
- Fu, Y.Y. e Chiang, H.D. (2018). Toward optimal multi-period network reconfiguration for increasing the hosting capacity of distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33(5), 2294–2304.
- Gallego Pareja, L.A., López-Lezama, J.M., e Gómez Carmona, O. (2022). A mixed-integer linear programming model for the simultaneous optimal distribution network

- reconfiguration and optimal placement of distributed generation. *Energies*, 15(9), 1–26.
- Helmi, A.M., Carli, R., Dotoli, M., e Ramadan, H.S. (2022). Efficient and sustainable reconfiguration of distribution networks via metaheuristic optimization. *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, 19(1), 82–98. doi:10.1109/TASE.2021.3072862.
- INMET (2021). Instituto nacional de meteorologia (INMET). <https://bdmep.inmet.gov.br>.
- Jacob, R.A. e Zhang, J. (2020). Distribution network reconfiguration to increase photovoltaic hosting capacity. In *2020 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1–5. doi:10.1109/PESGM41954.2020.9281922.
- Kiani-Moghaddam, M., Shivaie, M., e Weinsier, P.D. (2019). *Introduction to Multi-objective Optimization and Decision-Making Analysis*, 21–45. Springer International Publishing. doi:10.1007/978-3-030-12044-3\_2.
- Kumar, B., Saw, B.K., e Bohre, A.K. (2020). Optimal distribution network reconfiguration to improve the system performances using pso with multiple-objectives. In *2020 International Conference on Computational Intelligence for Smart Power System and Sustainable Energy (CISPSSE)*, 1–6. doi:10.1109/CISPSSE49931.2020.9212262.
- Mahdavi, M., Alhelou, H.H., Hatziargyriou, N.D., e Jurado, F. (2021). Reconfiguration of electric power distribution systems: Comprehensive review and classification. *IEEE Access*, 9, 118502–118527.
- MATLAB (2023). Statistics and machine learning toolbox. *The MathWorks Inc.* <https://www.mathworks.com/help/stats/index.html>.
- Mulenga, E., Bollen, M.H., e Etherden, N. (2020). A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 115, 1–13.
- Navarro, B.B. e Navarro, M.M. (2023). Increasing distribution system PV hosting capacity using network-based optimization techniques. In *2023 13th International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering (CPEEE)*, 501–505. doi:10.1109/CPEEE56777.2023.10217454.
- Nettleton, D. (2014). Chapter 6 - selection of variables and factor derivation. In D. Nettleton (ed.), *Commercial Data Mining*, 79–104. Morgan Kaufmann, Boston. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-416602-8.00006-6>.
- Santos, B.L.M., Barros, L.S., Barbosa, D., e Moreira, F.A. (2023). Assessing distributed energy resource hosting capacity under different grid-tie inverter control strategies. In *2023 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*, 1–7. doi:10.1109/WCNPS60622.2023.10345210.
- Sarmiento, D.A., Vergara, P.P., Da Silva, L.C., e De Almeida, M.C. (2016). Increasing the PV hosting capacity with OLTC technology and PV VAR absorption in a MV/LV rural brazilian distribution system. In *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 395–399. IEEE, Belo Horizonte, Brasil.
- Torquato, R., Sales, D., Pereira, C., Eira, P., e Freitas, W. (2018). A comprehensive assessment of PV hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33(2), 1002–1012.
- Ufa, R., Malkova, Y., Rudnik, V., Andreev, M., e Borisov, V. (2022). A review on distributed generation impacts on electric power system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(47), 20347–20361.
- Wang, S., Chen, S., Ge, L., e Wu, L. (2016). Distributed generation hosting capacity evaluation for distribution systems considering the robust optimal operation of OLTC and SVC. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(3), 1111–1123.
- Xu, X., Li, J., Xu, Z., Zhao, J., e Lai, C.S. (2019). Enhancing photovoltaic hosting capacity—a stochastic approach to optimal planning of static var compensator devices in distribution networks. *Applied energy*, 238, 952–962. doi:10.1016/j.apenergy.2019.01.135.
- Yang, X.S. (2014). Chapter 14 - multi-objective optimization. In X.S. Yang (ed.), *Nature-Inspired Optimization Algorithms*, 197–211. Elsevier, Oxford. doi:10.1016/B978-0-12-416743-8.00014-2.