



RESTAURAÇÃO RESILIENTE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA ALGORITMO GENÉTICO MULTIOBJETIVO

Dárcio Melo Bragança Silva¹ - darcio@ufmg.br

Davi Faula Dos Santos¹ - davif1@ufmg.br

Michel Bessani² - mbessani@ufmg.br

¹Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – UFMG – Belo Horizonte, MG, Brasil

²Departamento de Engenharia Elétrica – UFMG – Belo Horizonte – MG

Resumo. Este artigo propõe uma abordagem multiobjetivo para a otimização da sequência de reparo em redes de distribuição de energia elétrica afetadas por falhas múltiplas, com foco na maximização da resiliência do sistema e na minimização do número de equipes de manutenção. A metodologia considera a divisão da rede em agrupamentos geográficos e utiliza o NSGA-II para definir a ordem ótima dos reparos, buscando melhorar a agilidade e a eficiência na recuperação do serviço. Aplicada em um sistema teste de 33 barras, a estratégia demonstrou resultados pertinentes na redução do tempo de restabelecimento e da potência não suprida, evidenciando seu potencial para apoiar decisões operacionais em situações emergenciais nos sistemas de distribuição.

Palavras-chave: Otimização Multiobjetivo, Otimização da Sequência de Reparo, Redes de Distribuição de Energia, Resiliência, Algoritmo Genético.

1. INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) foram determinantes para o desenvolvimento da sociedade moderna e são fundamentais para o funcionamento de quase todos os aspectos da existência contemporânea (Xu et al., 2024). Com a intensificação das mudanças climáticas e o aumento da ocorrência de eventos extremos, os SEPs sofrem uma escalada de desafios para ter a capacidade de se manterem em condições operativas. A maioria das interrupções de energia elétrica se origina nos sistemas de distribuição (Zidan et al., 2017), tornando essencial o investimento em sua modernização e robustez. É fundamental, portanto, reduzir tanto a ocorrência quanto a duração das interrupções do fornecimento de energia elétrica, por meio da promoção de alternativas que qualifiquem a resiliência nos sistemas elétricos (Santos and de Castro, 2025).

A confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica é frequentemente comprometida por falhas múltiplas ocasionadas por eventos críticos como tempestades, ventos intensos, inundações e falhas operacionais. Tais eventos impactam diretamente a qualidade do fornecimento de energia elétrica, exigindo respostas rápidas e estratégicas por parte das concessionárias. A demora na recomposição do serviço pode resultar na aplicação de

penalidades regulatórias por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2021), aumento da insatisfação dos consumidores e sérios prejuízos à rotina da população afetada.

Diferentemente do conceito de confiabilidade, a resiliência não é um índice de qualidade ou desempenho. A resiliência é definida como a capacidade de um sistema de energia de antecipar, absorver, se recuperar e se adaptar após eventos de alto impacto e baixa probabilidade (Panteli and Mancarella, 2015). Esse conceito tem ganhado atenção significativa nas últimas décadas, especialmente diante do aumento da frequência e da severidade de eventos climáticos extremos. Estratégias voltadas à restauração eficiente da operação desses sistemas tornaram-se fundamentais para mitigar os impactos sociais e econômicos decorrentes dessas ocorrências.

Em cenários nos quais diversos pontos da rede são afetados simultaneamente, o planejamento e a execução das ações de manutenção assumem maior complexidade operacional. Nesses casos, não há tempo hábil para uma avaliação manual detalhada de todas as alternativas possíveis, uma vez que a agilidade de recomposição é um fator crítico para mitigar impactos técnicos, econômicos e sociais. Diversas metodologias podem ser aplicadas para priorizar ações corretivas nesses contextos, utilizando critérios como o tempo total necessário para o restabelecimento do sistema Paul et al. (2023), a quantidade de carga recomposta a cada intervenção Malek et al. (2023), o custo operacional associado (como combustível e horas de trabalho das equipes de campo) Shi et al. (2022), além da criticidade social das regiões afetadas Poudel and Dubey (2018).

No Brasil, podem ser destacados casos recentes que ilustram a relevância do tema. A distribuidora CEEE, concessionária de energia no estado do Rio Grande do Sul, enfrentou grandes desafios operacionais em decorrência das severas inundações que atingiram a região no início de 2024, comprometendo significativamente a infraestrutura elétrica e exigindo uma complexa operação de restabelecimento do serviço (CEEE Equatorial Energia, 2024). Outro exemplo relevante foi registrado no estado de São Paulo, onde fortes tempestades, também em 2024, causaram a interrupção no fornecimento de energia elétrica para milhares de consumidores atendidos pela ENEL Distribuição São Paulo (2024), evidenciando a vulnerabilidade das redes urbanas a eventos climáticos extremos.

O presente estudo apresenta uma metodologia para a resolução do problema de Otimização da Sequência de Reparo (RSO, *Repair Sequence Optimization*) a partir de uma modelagem multiobjetivo. Utilizou-se de um algoritmo NSGA-II (Deb et al., 2002) para a otimização do problema original; com isso, foram obtidas soluções de compromisso bem distribuídas ao longo da fronteira Pareto. Bases de dados nacionais disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2025) referentes às causas e durações das interrupções foram utilizadas com o objetivo de fornecer uma aplicação mais aderente à realidade brasileira.

2. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Existem diferentes formas de estruturar uma rotina de reparos em redes de distribuição. Este trabalho terá como uma das principais referências o modelo proposto em Arjomandi-Nezhad et al. (2020). Nele, é sugerida a aplicação, baseada por meio de estudos de caso, de um modelo de otimização conjunta que integra duas abordagens, considerando critérios de conectividade da rede, tempo de recuperação e alocação de recursos. Essa abordagem é formulada como um problema de programação linear inteira mista (MILP), o modelo é aplicado a diferentes configurações de rede, nas quais as falhas devem ser sanadas seguindo os critérios estabelecidos.

2.1 Resiliência

Uma das abordagens utilizadas para modelar a resiliência é por meio da evolução temporal de métricas de desempenho, como a carga restaurada ou a energia suprida ao longo do tempo (Kandaperumal and Srivastava, 2020). Essa análise permite avaliar não apenas o impacto imediato, mas também a agilidade do processo de recuperação do sistema. Inicialmente, esse comportamento foi ilustrado pelo chamado triângulo de resiliência (Tierney and Bruneau, 2007; Cimellaro et al., 2010), o qual descreve a degradação e posterior recuperação do sistema após uma perturbação.

Contudo, essa representação não capturava de forma adequada os estados intermediários e as nuances temporais do processo de restauração. Para suprir essas limitações, surgiu o modelo trapezoidal de resiliência, proposto por Panteli et al. (2017), que introduz uma representação mais precisa das diferentes fases da resposta do sistema a eventos prolongados e severos. Essa métrica permite avaliar tanto o nível de degradação, quanto a eficiência e a duração da recuperação. Em Arjomandi-Nezhad et al. (2020), a resiliência é quantificada por meio da razão entre o número de cargas restauradas e o tempo necessário para a recuperação, o que permite medir diretamente a velocidade e a eficácia do restabelecimento do serviço. A Figura 1 exemplifica como o conceito de resiliência pode ser integrado à análise de sistemas elétricos em resposta a um evento de falta, representando tanto os estados críticos assumidos pelo sistema durante o evento quanto as transições entre esses estados: (i) estado pré-evento de t_0 até o t_e , (ii) durante o evento de t_e até o t_{pe} , (iii) estado pós-evento e degradado de t_{pe} até o t_r , (iv) estado restaurativo de t_r até o t_{pr} e (v) estado pós-restauração após t_{pr} .

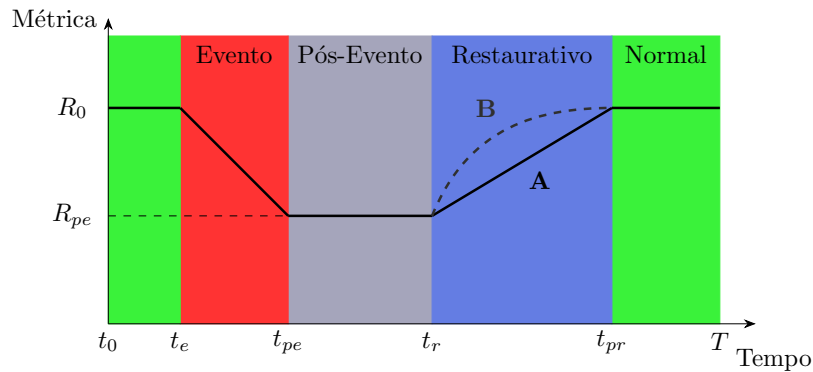


Figure 1: Curva de resiliência para duas estratégias de recuperação, caso A e caso B.

Adicionalmente, a Figura 1 ilustra dois cenários de recuperação após um evento que interrompe o fornecimento de energia a um grupo de consumidores, destacando a importância de uma métrica que considere não apenas o total de carga restaurada, mas também a dinâmica temporal da recomposição. No cenário A, observa-se uma recuperação mais distribuída ao longo do tempo, enquanto no cenário B, uma parcela maior dos consumidores é restabelecida em um intervalo mais curto. Métricas capazes de captar essas diferenças e atribuir valor à quantidade de carga recuperada por unidade de tempo podem contribuir para uma operação mais eficiente.

A métrica adotada é formulada em (1), onde t_{pe} é definido como 0, marcando o tempo o início no instante pós-evento. A duração do estado degradado pós-evento, que corresponde ao intervalo $[t_{pe}, t_r]$ na Figura 1, afeta o valor da métrica introduzida. Essa suposição é válida, pois quanto mais curto for o período em que o sistema opera de forma degradada após o evento,

mais rapidamente as cargas interrompidas são restabelecidas. Portanto, essa etapa também é considerada como um intervalo da fase de recuperação, chamada aqui de fase pré-restauração.

$$Re = \frac{(R_0 - R_{pe})}{\left[\frac{\int_{t_r}^{t_{pr}} R dt}{(R_0 - R_{pe})} \right]} \quad (1)$$

2.2 Problema de Otimização

A Otimização da Sequência de Reparo (RSO, *Repair Sequence Optimization*) busca encontrar a sequência ótima de reparos. O objetivo do problema de restauração é determinar a melhor sequência de chaveamentos para restabelecer o fornecimento de energia após uma falha, considerando as restrições operacionais da rede. Os objetivos do problema, em (2), são maximizar a métrica de resiliência e minimizar o número de *clusters*.

$$\max Re, \min N_{Clusters} \quad (2)$$

As restrições associadas ao problema de otimização do RSO estão listadas nas equações (3)-(13). A variável de decisão $h_{p,c,n}$ é utilizada para indicar se o elemento p será reparado na sequência de reparo n pela equipe c . O sistema de distribuição é geograficamente dividido em vários agrupamentos (*clusters*). Para cada sequência (n) até a última sequência (n_{end}), uma equipe só pode trabalhar nas seções localizadas dentro de seu agrupamento ($Clus_{p,c}$), conforme modelado em (3). A restrição dada em (4) exige que um elemento danificado ($DMG_p = 1$) seja reparado em uma das sequências de reparo por uma das equipes. De acordo com (5), uma equipe não pode reparar componentes danificados localizados em mais de um lugar simultaneamente. O tempo total de reparo de um elemento ($RT_{p,n,c}$) é a soma da duração do reparo desse elemento (T_q) e dos elementos que foram reparados nas sequências anteriores pela mesma equipe c . Em (6)-(8) são apresentadas as restrições que têm como objetivo estimar o tempo total de reparo dos elementos com relação às variáveis de sequência de reparo ($h_{p,n,c}$).

$$\sum_{n=1}^{n_{end}} h_{p,n,c} \leq Clus_{p,c} \quad \forall p, c \quad (3)$$

$$\sum_{c \in RC} \sum_{n=1}^{n_{end}} h_{p,n,c} = DMG_p \quad \forall p \quad (4)$$

$$\sum_{p \in Places} h_{p,n,c} \leq 1 \quad \forall n, c \quad (5)$$

$$RT_{p,n,c} - \sum_{i=1}^n \sum_{q \in Places} T_q \cdot h_{q,c,n} \leq M \cdot h_{p,c,n} \quad \forall p, n, c \quad (6)$$

$$RT_{p,n,c} - \sum_{i=1}^n \sum_{q \in Places} T_q \cdot h_{q,c,n} \geq -M \cdot h_{p,c,n} \quad \forall p, n, c \quad (7)$$

$$RT_{p,n,c} \leq M \cdot h_{p,c,n} \quad \forall p, n, c \quad (8)$$

A sequência de reparo não é contínua no tempo. Em vez disso, ela é programada por passos de tempo discretos (T_{step}), definido igual a 1, dentro do horizonte de agendamento, do tempo

de início do reparo (t_{ir}) ao tempo final (T). Assim, (9)-(13) são utilizadas para estimar o passo de tempo em que a ação de reparo é concluída.

$$\sum_{t=t_{ir}}^T f_{p,t} = 1 \quad \forall p \quad (9)$$

$$\sum_{t=t_{ir}}^T T_{step} \cdot (t - t_{ir} + 1) \cdot f_{p,t} \geq \sum_{n=1}^{n_{end}} RT_{p,c,n} \quad \forall p, c \quad (10)$$

$$\sum_{t=t_{ir}}^T T_{step} \cdot (t - t_{ir} + 1) \cdot f_{p,t} \leq \sum_{n=1}^{n_{end}} RT_{p,c,n} + 0.5 \quad \forall p, c \quad (11)$$

$$access_{p,t} = 0 \quad \forall p, t = t_{ir} \quad (12)$$

$$access_{p,t} = \sum_{t'=1}^{t-1} f_{p,t'} \quad \forall p, t > t_{ir} \quad (13)$$

Em (9) garante-se que, para cada falha, seja escolhido exatamente um instante t em que o restabelecimento ocorrerá, por meio da variável binária $f_{p,t}$. Em (10) e (11) vincula-se que a escolha ao tempo total necessário para o reparo, calculado com base na sequência de atividades realizadas pela equipe c . A primeira impõe um limite inferior, assegurando que a falha só seja considerada restabelecida após o término efetivo dos reparos, enquanto a segunda estabelece um limite superior, com pequena folga para efeitos de discretização temporal. Define-se em (12) que o ponto não está acessível no instante inicial ($access_{p,t} = 0$), e em (13) atualiza a variável $access_{p,t}$, ativando o acesso ao ponto p após seu restabelecimento.

3. METODOLOGIA

3.1 Geração de eventos extremos

No Brasil, a ANEEL registra os dados de todas as ocorrências emergenciais nas redes de distribuição de energia elétrica ¹, fornecendo informações fundamentais para a fiscalização e para a formulação de políticas regulatórias voltadas à melhoria da qualidade do serviço.

Conforme estabelecido pelo PRODIST(ANEEL, 2025), as distribuidoras devem apurar indicadores de eficiência operacional no atendimento a essas ocorrências, como o Tempo Médio de Preparação, o Tempo Médio de Deslocamento e o Tempo Médio de Execução, que, somados, compõem o Tempo Médio de Atendimento à Emergência, indicador que representa o tempo total necessário para a execução da atividade de reparo. Esses parâmetros permitem uma avaliação abrangente da resposta operacional das distribuidoras, refletindo tanto sua eficiência logística quanto a complexidade associada às falhas enfrentadas. A partir dessa base de dados, é possível realizar uma análise das ocorrências com vistas à estruturação de processos de simulação de cenários fundamentados em eventos reais.

A Tabela 1 evidencia que a maioria das ocorrências emergenciais nas redes de distribuição elétrica concentra-se em causas como “Falha de Material ou Equipamento” e “Não

¹<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/ocorrencias-emergenciais-nas-redes-de-distribuicao>

Classificada”, refletindo possíveis fragilidades nos ativos, falhas de manutenção preventiva ou problemas na classificação dos registros. A presença de categorias genéricas compromete a rastreabilidade e dificulta ações corretivas eficazes, sendo necessário, conforme ANEEL (2025), aprimorar o detalhamento das ocorrências para garantir a qualidade dos indicadores de continuidade. Além disso, a tabela mostra que motivos como “Árvore ou Vegetação” e “Falha de Material ou Equipamento” apresentam os maiores tempos médios de atendimento, indicando maior complexidade operacional e impacto direto nos indicadores regulatórios como o Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE).

Table 1: Tempo médio de atendimento e número de ocorrências por motivo final.

Motivo Final	Tempo Médio (min)	Ocorrências
Árvore ou Vegetação	3476	725.044
Falha de Material ou Equipamento	2443	3.330.375
Descarga Atmosférica	623	400.699
Vento	622	366.829
Não Classificada	543	3.011.916
Outros	524	324.869
Defeito Interno Não Afetando Outras Unidades	444	731.539
Não Identificada	400	373.442
Corrosão	359	292.951
Animais	359	359.132

3.2 Processo de Otimização

Este trabalho propõe a utilização do NSGA-II (Deb et al., 2002) para a otimização da sequência de reparo em redes de distribuição de energia sob falhas catastróficas. A metodologia visa otimizar a resiliência da rede elétrica diante de múltiplas falhas, considerando a configuração do sistema elétrico a partir de uma topologia base, a definição do número ótimo de equipes de manutenção associadas a *clusters* por meio da aplicação de diferentes cenários de falhas para avaliar os níveis de potência não suprida, a simulação de falhas aleatórias refletindo eventos críticos reais e a otimização da sequência de reparo, definindo a ordem ótima das ações ao longo do tempo com foco na maximização da métrica de resiliência e na minimização de equipes de reparo (*clusters*).

Essa metodologia é analisada sob dois diferentes pontos de vista: o primeiro relacionado à sensibilidade à taxa de falha, buscando compreender o impacto de diferentes intensidades de eventos no desempenho do sistema, e o segundo considerando o comportamento no tempo, no qual se avaliam métricas distintas associadas à sequência de reparo e à evolução da recuperação das cargas ao longo do processo.

4. RESULTADOS

4.1 Instância Teste

Os experimentos foram realizados a partir de uma rede de 33 barras (Baran and Wu, 1989), ilustrada na Figura 2. Este sistema é amplamente utilizado na literatura para testes de reconfiguração e restauração de redes de distribuição por sua topologia radial e realismo operacional. Foram simuladas falhas aleatórias em diferentes trechos da rede de forma a simular

um cenário crítico de múltiplas contingências. Adicionalmente, considerou-se a divisão da rede em agrupamentos (*clusters*) e a inserção de parâmetros como tempos médios de atendimento extraídos da base de dados da ANEEL. Os valores de taxa de falha (relação entre o número de falhas e o total de linhas) variaram entre 10% e 50%, com o objetivo de avaliar a eficácia da metodologia sob diferentes níveis de severidade do distúrbio.

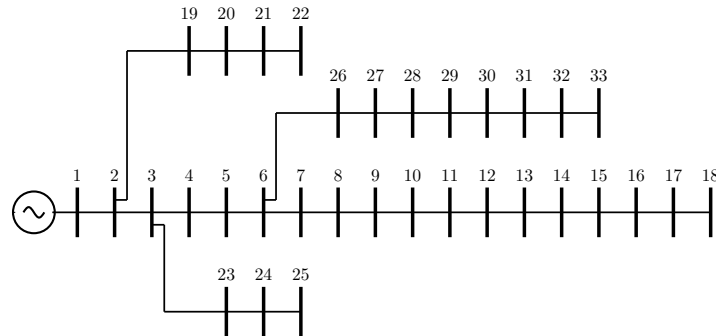


Figure 2: Sistema teste de 33 barras.

4.2 Configuração dos Otimizadores

Os algoritmos empregados na metodologia proposta foram executados em um computador Apple MacBook Air, com processador Apple M2 de 10 núcleos e 16 GB de memória RAM. O NSGA-II foi definido com população de 50 indivíduos, foram escolhidos operadores genéticos padrões como cruzamento ordenado com $p_c = 90\%$ e mutação por embaralhamento com $p_m = 10\%$ e o algoritmo tem a seleção por meio de ordenação não-dominada e *crowding distance*. O critério de parada definido foi o número de gerações, definido como 50.

4.3 Discussão dos Resultados

Os resultados obtidos a partir da aplicação da abordagem proposta evidenciam a eficácia da estratégia multiobjetivo na otimização da sequência de reparo em redes de distribuição. A Figura 3 apresenta uma fronteira de Pareto aproximada, considerando diferentes taxas de falha (10% a 50%), com os objetivos conflitantes de maximizar a resiliência do sistema e minimizar o número de *clusters* (i.e., equipes de manutenção). Observa-se que, à medida que o número de *clusters* aumenta, a resiliência tende a crescer, indicando maior capacidade de atuação simultânea nas falhas e, consequentemente, uma recuperação mais ágil do sistema.

A Figura 4 ilustra o comportamento da rede elétrica durante um evento de interrupção e seu processo de recuperação. Para esse cenário foi considerada uma taxa de falha de 50% para simular ocorrência de um evento extremos. Fica evidenciado, no primeiro, a quantidade de barras conectadas, que sofre uma queda brusca por volta da quinta hora, permanecendo em nível reduzido até iniciar uma recuperação gradual a partir da décima terceira hora; e no segundo gráfico, a potência não suprida, que se eleva justamente quando ocorre a queda das barras conectadas e diminui progressivamente conforme as barras são restabelecidas. Ambos refletem de forma consistente a dinâmica de desligamento e restauração da rede, com impacto direto sobre o fornecimento de energia.

Além disso, a sequência de reparo por equipe (*cluster*) pode ser vista na Figura 5, e ilustra a estratégia espacial adotada, evidenciando que a divisão da rede em agrupamentos geográficos

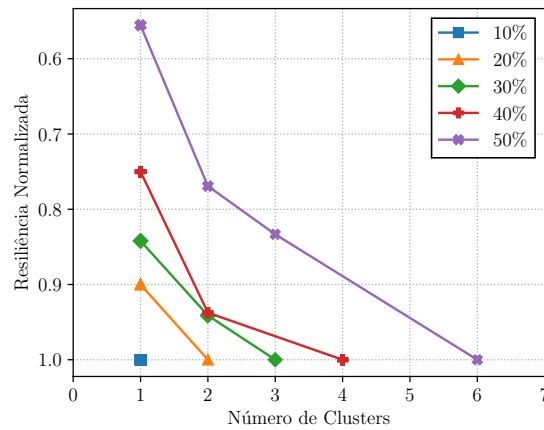


Figure 3: Fronteira Pareto aproximada obtida a partir da otimização multiobjetivo para diferentes taxas de falhas (%).

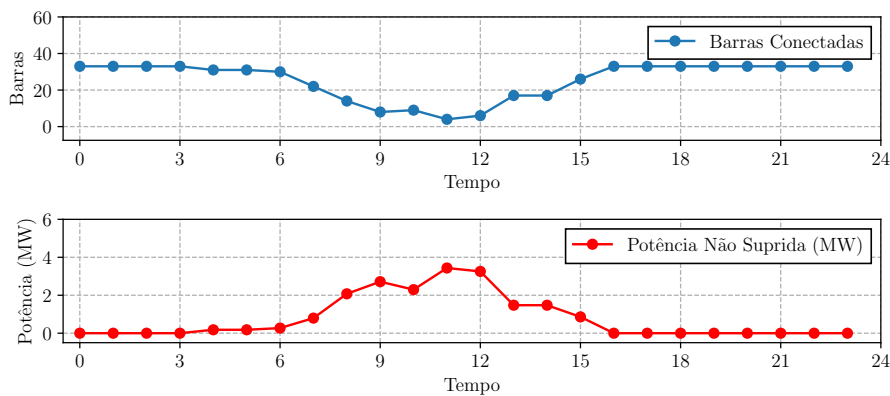


Figure 4: Simulação no tempo das principais métricas de desempenho do sistema, para uma taxa de falha de 50%.

contribui para a organização e paralelização das atividades de manutenção. A solução escolhida possui 6 clusters e, de acordo com a Figura 3, obteve a resiliência máxima para este cenário. Essa abordagem está alinhada ao conceito de resiliência ativa, uma vez que incorpora ações adaptativas e distribuídas frente a eventos disruptivos.

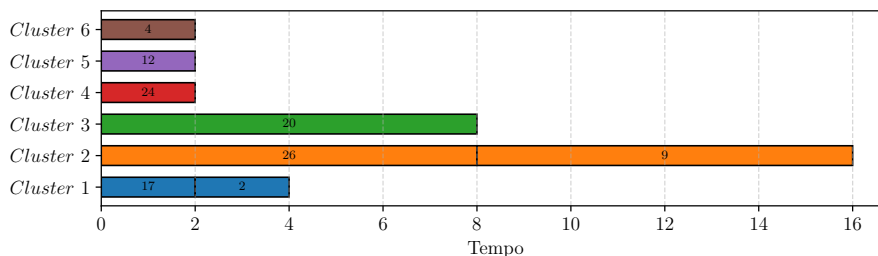


Figure 5: Sequência de reparo por *cluster*, para uma taxa de falha de 50%.

A métrica de resiliência proposta, baseada na razão entre cargas restauradas e tempo médio de interrupção, permite quantificar não apenas a extensão da recuperação, mas também sua agilidade. Em situações onde dois cenários restauram a mesma quantidade de carga, mas em tempos distintos, essa métrica diferencia de forma precisa a eficácia do procedimento.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma abordagem multiobjetivo para otimização da sequência de reparo em redes de distribuição de energia elétrica, com foco na maximização da resiliência do sistema e na minimização do número de equipes de manutenção (*clusters*).

A aplicação do modelo em uma rede teste de 33 barras demonstrou o potencial da estratégia proposta para lidar com eventos de elevada severidade, simulando taxas de falha entre 10% e 50%. Os resultados evidenciaram o conflito entre os objetivos propostos, caracterizado por uma fronteira de Pareto bem definida. Análises temporais mostraram que a divisão da rede em *clusters* e a alocação coordenada das equipes de reparo são fatores determinantes para reduzir o tempo de restabelecimento da carga e a potência não suprida.

Além disso, a métrica de resiliência utilizada, baseada na razão entre consumidores restaurados e tempo médio de interrupção, permitiu avaliar a agilidade da recuperação de forma mais precisa, superando limitações de métricas tradicionais. A estratégia adotada mostrou-se promissora para apoiar decisões operacionais em cenários emergenciais, oferecendo respostas mais rápidas e estruturadas diante de falhas em larga escala.

Como trabalho futuro, propõe-se a exploração da metodologia em redes maiores e mais complexas, a inclusão de múltiplas equipes por *cluster* e a simulação de diferentes cenários com incertezas operacionais, a fim de ampliar a robustez e aplicabilidade prática do modelo em contextos reais de distribuição elétrica.

Agradecimentos

Este trabalho recebeu suporte das agências brasileiras FAPEMIG (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais), CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2025). Portal de Dados Abertos. <https://dadosabertos.aneel.gov.br/>. Accessed on: May 31, 2025.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2021). Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021 – Consolida normas relativas aos direitos e deveres dos consumidores e das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2021. Available at: <https://www.gov.br/aneel/pt-br>. Accessed on: May 31, 2025.
- ANEEL, P. d. D. d. E. (2025). Elétrica no sistema elétrico nacional-prodist módulo 8-qualidade da energia elétrica revisão 6.
- Arjomandi-Nezhad, A., Fotuhi-Firuzabad, M., Moeini-Aghtaie, M., Safdarian, A., Dehghanian, P., and Wang, F. (2020). Modeling and optimizing recovery strategies for power distribution system resilience. *IEEE Systems Journal*, 15(4):4725–4734.
- Baran, M. and Wu, F. (1989). Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2):1401–1407.
- CEEE Equatorial Energia (2024). Comunicado de Emergência - Atualizações sobre a Situação do Rio Grande do Sul. <https://ceee.equatorialenergia.com.br/ceee/comunicado-de-emergencia>. Accessed on: May 31, 2025.
- Cimellaro, G. P., Reinhorn, A. M., and Bruneau, M. (2010). Framework for analytical quantification of disaster resilience. *Engineering Structures*, 32(11):3639–3649.
- Deb, K., Pratap, A., Agarwal, S., and Meyarivan, T. (2002). A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: Nsga-ii. *IEEE transactions on evolutionary computation*, 6(2):182–197.
- ENEL Distribuição São Paulo (2024). Nota à imprensa sobre tempestades e restabelecimento do fornecimento. <https://www.eneldistribuicaoosp.com.br/>. See "Notícias e Comunicados" section. Accessed on: May 31, 2025.

- Kandaperumal, G. and Srivastava, A. K. (2020). Resilience of the electric distribution systems: concepts, classification, assessment, challenges, and research needs. *IET Smart Grid*, 3:133–143.
- Malek, A., Mokhlis, H., Mansor, N., Jamian, J., Wang, L., and Muhammad, M. (2023). Power distribution system outage management using improved resilience metrics for smart grid applications. *Energies*, 16:3953.
- Panteli, M. and Mancarella, P. (2015). The grid: Stronger, bigger, smarter?: Presenting a conceptual framework of power system resilience. *IEEE Power and Energy Magazine*, 13(3):58–66.
- Panteli, M., Mancarella, P., Trakas, D. N., Kyriakides, E., and Hatziargyriou, N. D. (2017). Metrics and quantification of operational and infrastructure resilience in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6):4732–4742.
- Paul, S., Poudyal, A., Poudel, S., Dubey, A., and Wang, Z. (2023). Resilience assessment and planning in power distribution systems: Past and future considerations. *Electric Power Systems Research*, 222:109477.
- Poudel, S. and Dubey, A. (2018). Critical load restoration using distributed energy resources for resilient power distribution system. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP:1–1.
- Santos, V. and de Castro, N. (2025). Estratégias para resiliência das redes de distribuição de energia elétrica na europa. *Texto de Discussão do Setor Elétrico*.
- Shi, Q., Li, F., Dong, J., Olama, M., Wang, X., Winstead, C., and Kuruganti, T. (2022). Co-optimization of repairs and dynamic network reconfiguration for improved distribution system resilience. *Applied Energy*, 318:119245.
- Tierney, K. and Bruneau, M. (2007). Conceptualizing and measuring resilience: A key to disaster loss reduction. *TR News*, 250:14–15.
- Xu, L., Feng, K., Lin, N., Perera, A., Poor, H. V., Xie, L., Ji, C., Sun, X. A., Guo, Q., and O'Malley, M. (2024). Resilience of renewable power systems under climate risks. *Nature Reviews Electrical Engineering*, 1(1):53–66.
- Zidan, A., Khairalla, M., Abdrabou, A. M., Khalifa, T., Shaban, K., Abdrabou, A., El Shatshat, R., and Gaouda, A. M. (2017). Fault detection, isolation, and service restoration in distribution systems: State-of-the-art and future trends. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(5):2170–2185.

RESILIENT RESTORATION OF DISTRIBUTION SYSTEMS VIA MULTI-OBJECTIVE GENETIC ALGORITHM

Abstract. *The article proposes a multi-objective approach for optimizing the repair sequence in electric power distribution networks affected by multiple failures, focusing on maximizing system resilience and minimizing the number of maintenance teams (clusters). The methodology considers dividing the network into geographical groupings and uses a genetic algorithm to define the optimal repair order, aiming to improve the agility and efficiency of service restoration. Applied to a 33-bus test system, the strategy demonstrated significant results in reducing restoration time and unsupplied energy, highlighting its potential to support operational decisions in emergency situations within the power sector.*

Keywords: *Multi-objective Optimization, Repair Sequence Optimization, Distribution Networks, Resilience, Genetic Algorithm.*