

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA: uma abordagem estocástica

H. O. Caetano¹ e C. D. Maciel²

Dep. Eng. Elétrica e da Computação - EESC - USP
henriquecaetano1@usp.br¹, maciel@sc.usp.br²

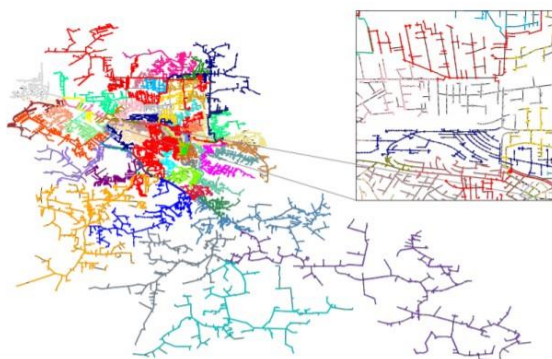
1 Objetivos

Este trabalho buscou analisar a confiabilidade de sistemas de distribuição de energia (SD's), no que se refere a sua resposta a falhas. Para isso, foram utilizadas curvas de distribuição, extraídas do histórico de falhas de um SD brasileiro, para gerar amostragens de tempo até falha e tempo de reparo. Em seguida, por meio da Simulação de Monte Carlo (MCS), foi possível verificar a influência do modo de falha (que indica sua severidade) e da redundância (fração de conexões alternativas utilizadas em relação ao total presente no sistema) na confiabilidade da rede. Verificou-se que, na presença de eventos extremos, um aumento na redundância não garante a melhor resposta do sistema, do ponto de vista da frequência e da duração de falhas, tanto do consumidor, quanto do sistema como um todo.

2 Métodos e Procedimentos

O SD da figura 1 foi utilizado como caso de teste nas simulações, e é referente a uma cidade no Sul do Brasil, cuja rede de distribuição contém mais de 40.000 barras.

Figura 1: Sistema de Distribuição de uma cidade da Região Sul do Brasil, utilizado para as simulações.



Fonte: Autor

A partir do histórico de falhas do SD citado, foi possível gerar curvas de distribuição referentes

tanto ao tempo para falha quanto ao tempo de reparo (FOGLIATTO et al., 2020), conforme mostrado nas Figuras 2 e 3, respectivamente.

Figura 2: Distribuição de probabilidade acumulada para o tempo até falha, referente ao SD utilizado nas simulações.

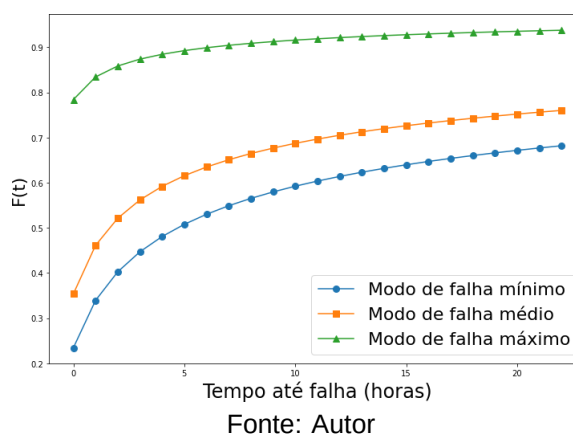
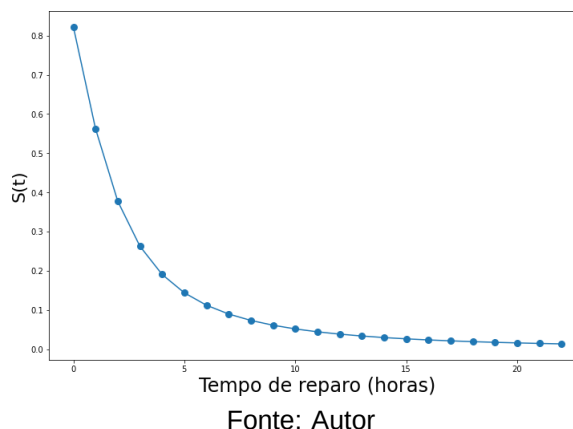


Figura 3: Distribuição de probabilidade para o tempo de reparo, referente ao SD utilizado nas simulações.



Para verificar a confiabilidade do sistema, diferentes métricas de confiabilidade (HEYDT, 2010) foram calculadas: Índice de frequência médio de interrupções do sistema (SAIFI) e do consumidor

(CAIFI), bem como o índice de duração média de interrupções, novamente tanto para o sistema (SAIDI) quanto para o consumidor (CAIDI). A partir dessas métricas, foi possível analisar a rede elétrica tanto pelo aspecto global (do sistema) quanto individual (do consumidor).

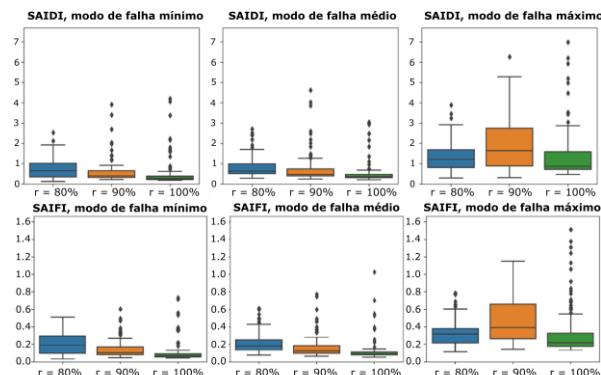
O método de Monte Carlo foi utilizado, com $N = 100$ iterações. Para cada iteração, o modo de falha e a redundância foram variados, em que esta última representa a porcentagem de conexões (linhas) alternativas disponíveis na rede. Os tempos de falha e reparo foram amostrados, e a partir da topologia da rede, os índices de confiabilidade foram calculados. Toda a simulação foi feita na linguagem Python 3.7, utilizando a biblioteca *panda-power*.

3 Resultados

As Figuras 4 e 5 mostram os resultados das simulações. Para os modos de falha mínimo e médio, observou-se que as variáveis SAIDI, SAIFI e CAIFI diminuem com o aumento da redundância, mostrando uma melhora na confiabilidade do sistema com o aumento de conexões alternativas.

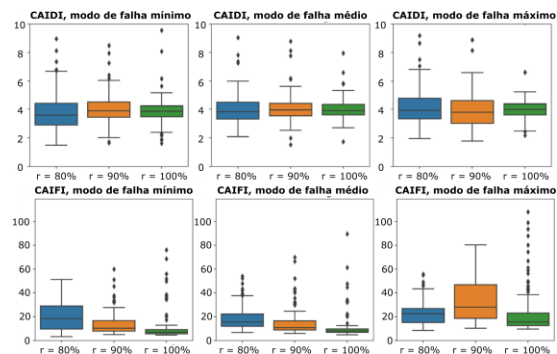
No modo de falha máximo, no entanto, o maior valor dos índices de confiabilidade ocorrem quando a resiliência atinge 90%, e nesse caso um aumento de conexões alternativas (representado por um aumento de 80% para 90% da redundância) prejudica a confiabilidade da rede elétrica. Isso mostra que a adição de conexões alternativas, em particular para falhas extremas, deve ser feito com cautela.

Figura 4: Gráfico de caixas para as variáveis de confiabilidade do sistema, variando tanto o modo de falha quanto a redundância (r).



Fonte: Autor

Figura 5: Gráfico de caixas para as variáveis de confiabilidade do consumidor, variando tanto o modo de falha quanto a redundância (r).



Fonte: Autor

4 Conclusões

A partir da abordagem estocástica e da simulação de Monte Carlo, foi possível verificar a influência do tempo de falha e reparo na vulnerabilidade de um sistema de distribuição, considerando a variação na severidade das falhas e na redundância da rede.

Os resultados mostraram que um aumento de conexões alternativas de energia não implica, necessariamente, em uma melhora na resposta do sistema de distribuição a falhas. Dessa forma, a redundância de um SD qualquer deve ser alterada com cautela, e a utilização de uma abordagem estocástica, que considera eventos extremos, é recomendada.

Referências

FOGLIATTO, M.; MACIEL, C.; RIBEIRO, R.; BESSANI, M.; JR, J. L.; DESUÓ, L.; SANTOS, T. Time to event analysis for failure causes in electrical power distribution systems. In: . [S.l.: s.n.], 2020.

HEYDT, G. T. The next generation of power distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 3, p. 225–235, 2010.

Agradeço à FAPESP pelo apoio financeiro, processo nº 2019/06531-4.

Responsabilidade pelas informações: Os autores são os únicos responsáveis pelas informações incluídas neste trabalho