

APLICAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO EM REDES MALHADAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ABORDAGEM PARA CONFIABILIDADE

Bruno Adrian Silva Costa
Engenharia Elétrica
UFMA
São Luís, Brasil
bruno.adrian@discente.ufma.br

Anselmo Barbosa Rodrigues
Engenharia Elétrica
UFMA
São Luís, Brasil
anselmo.rodrigues@ufma.br

Maria da Guia da Silva
Engenharia Elétrica
UFMA
São Luís, Brasil
guia.maria@ufma.br

Resumo – Este artigo apresenta um modelo de otimização baseado no Fluxo de Potência Ótimo (FPO) não-linear aplicado a redes de distribuição de energia malhadas, com foco na mitigação de violações operativas e na estimação de índices de confiabilidade. A abordagem proposta utiliza o FPO para eliminar restrições de tensão e carregamento através da minimização do corte de carga. Os montantes de corte de carga gerados pelo FPO são combinados com modelos probabilísticos Markovianos das falhas nos componentes e das flutuações na carga para estimar índices de confiabilidade nodais e sistêmicos em redes de distribuição. Os testes com a metodologia proposta no sistema Cigré demonstraram que o modelo de FPO proposto é capaz de eliminar as violações de tensão e de carregamento resultantes de contingências nas seções da rede de distribuição e nos transformadores.

Palavras-chave — *Fluxo de Potência Ótimo, Redes Malhadas de Distribuição, Confiabilidade em Redes de Distribuição, Mitigação de Violações Técnicas, Modelos Markovianos, Enumeração de Estados.*

I. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica têm evoluído significativamente para atender às demandas crescentes de confiabilidade e flexibilidade operacional. Diferentemente das redes radiais, as redes de distribuição malhadas apresentam uma topologia mais robusta, permitindo caminhos alternativos entre as fontes de suprimento e os pontos de carga. Essa característica reduz a ocorrência de interrupções causadas por contingências de primeira ordem, já que não há perda de conectividade com relação a aplicação do critério N-1 [1],[2]. No entanto, mesmo em redes malhadas, contingências podem gerar violações técnicas, como sobrecargas e desvios de tensão, que, se não mitigadas, podem resultar em eventos de perda de carga descontrolada devido a atuação dos dispositivos de proteção de sobrecorrente e de subtensão.

Para lidar com essas violações, o FPO surge como uma ferramenta essencial, permitindo determinar cortes de carga seletivos que eliminem restrições técnicas de forma criteriosa [1]. Essa abordagem é particularmente relevante no contexto das redes elétricas inteligentes, onde tecnologias avançadas, como medidores inteligentes e sistemas de comunicação em tempo real, possibilitam o gerenciamento dinâmico da demanda e a implementação de estratégias de operação mais eficientes. Portanto, o uso do corte de carga é uma alternativa viável no contexto de redes elétricas inteligentes devido a

existência de uma infraestrutura de tecnologias de telecomunicação e de informação. Além disso, o FPO permite mapear a infactibilidade das restrições técnicas em índices de perda de carga nodais, que são fundamentais para calcular indicadores de confiabilidade tanto em nível nodal quanto sistêmico. O corte de carga para eliminação das violações também pode ser realizado através de estudos de análise de sensibilidade. Contudo, esta técnica produz soluções subótimas e torna-se complexa na mitigação de violações simultâneas. Alternativamente pode-se determinar o corte de carga resultante de violações através da resposta automática das proteções. Ou seja, as cargas são desconectadas pelas proteções associadas com a grandeza violada. Por exemplo, uma barra experimenta um corte de carga total se a tensão está abaixo do limite mínimo devido a atuação do relé de subtensão. Contudo, esta técnica tende a sobrestimar os índices de confiabilidade. Portanto, FPO é a técnica mais adequada para mapear as violações nas restrições em eventos de perda de carga.

A aplicação do FPO em redes malhadas, portanto, representa uma mudança de paradigma, alinhada às exigências modernas de operação e planejamento de sistemas elétricos. Diferentemente das redes radiais, onde a reconfiguração é frequentemente utilizada para restaurar o fornecimento, em redes malhadas o foco está na minimização criteriosa do corte de carga para atender às restrições técnicas sem comprometer a operação do sistema.

Em redes radiais, após uma falha, todos os componentes à jusante da proteção são desligados, e a análise de conectividade utiliza buscas topológicas. A reconfiguração é empregada para restaurar o sistema à jusante, e métodos de fluxo de potência (somas de corrente, potência ou admitância) baseados nas varreduras regressiva/progressiva são usados para detectar violações técnicas nas topologias candidatas. A obtenção da topologia que restaura o maior número possível de consumidores sem violar restrições técnicas está associada com a solução de um problema de programação não-linear inteira mista.

Já em redes malhadas, apenas o componente falhado é desligado, graças à presença de disjuntores e relés direcionais nos terminais. O impacto das falhas é minimizado pelo Fluxo de Potência Ótimo (FPO), sem necessidade de reconfiguração,

pois não há perda de conectividade. As violações técnicas são detectadas no estado pós-contingência, utilizando variantes dos métodos do ponto-fixa baseados nas matrizes Ybus e Zbus e são posteriormente eliminadas através da solução de um problema de programação não-linear cuja função objetivo é a minimização do corte de carga.

O principal objetivo deste artigo é propor uma metodologia para a eliminação de restrições técnicas em redes de distribuição malhadas através da solução de um problema de FPO não-linear que minimiza o corte de carga sujeito as seguintes restrições: balanço nodal de potência ativa e reativa, limites de tensão e carregamento máximo. Os montantes de corte de carga são usados para estimar índices de corte de carga nodais e sistêmicos no sistema-teste Cigré [3].

II. MODELO PROBABILÍSTICO DE CARGA

A integração do FPO com a curva de carga permite identificar períodos em que a demanda excede a capacidade máxima da rede, calculando a energia não fornecida e os intervalos em que não há perda de carga. Essa análise é essencial para estimar os índices de confiabilidade da rede, especialmente em topologias malhadas, onde a conectividade raramente é perdida devido à redundância estrutural. Contudo, as contingências podem causar violações técnicas, como subtensões e sobrecargas, que podem desencadear falhas em cascata devido a operação das proteções.

Em redes malhadas, o critério de perda parcial de continuidade (“PLOC-Partial Load Curtailment”) é mais adequado para análises de confiabilidade, pois considera condições operativas ineficazes mesmo sem perda total de conectividade. Para simplificar a complexidade computacional, são analisadas apenas contingências de primeira ordem (critério N-1), que possuem maior probabilidade de ocorrência. Essa abordagem mantém a precisão dos índices de confiabilidade, mesmo se forem excluídos os eventos de falha de alta ordem que possuem probabilidades muito baixas (inferiores a 10^{-8}).

Neste artigo, os índices de confiabilidade foram estimados com base em contingências N-1 e na curva de carga anual do sistema-teste IEEE RTS [2], que reflete variações sazonais e padrões de consumo ao longo de 8736 horas. A análise destacou períodos de maior consumo, associados a condições climáticas extremas e dias úteis, conforme apresentado na Fig. 1. Esta característica ressalta a influência das condições climáticas e dos padrões de atividade semanal sobre o uso de energia.

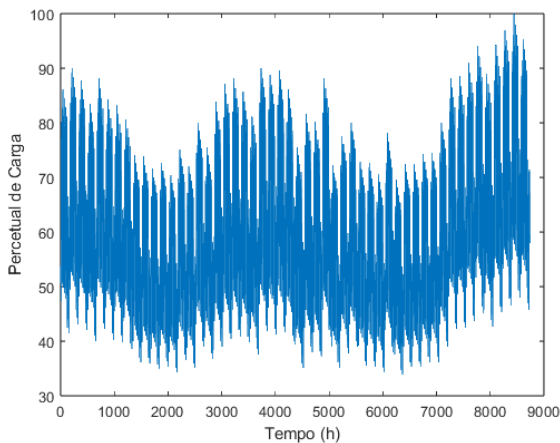


Fig. 1. Curva de carga IEEE RTS

A. Índices de confiabilidade em redes malhadas

Em redes de distribuição malhadas usando o critério de PLOC, pode-se estimar os índices de confiabilidade através do modelo de diagrama de estados apresentado na Fig 2. Esta figura ilustra o diagrama de estados associado ao evento de PLOC, no qual o estado 1 denota que o componente i está no seu estado de operação (em serviço/funcionamento). Por outro lado, o estado 2 é caracterizado pela ocorrência de uma contingência (falha) no componente i , situação em que a demanda de carga imposta pelo sistema excede a capacidade máxima de carga disponível. Neste cenário, o FPO executa o desligamento de carga necessário para preservar a integridade da rede elétrica de distribuição. Assim, evita-se a transgressão dos parâmetros operacionais estabelecidos e desligamentos de carga pela atuação das proteções. Portanto, um evento de PLOC ocorre quando a demanda de carga, de acordo com o comportamento da curva de carga do sistema (conforme mostrado na Fig. 1), ultrapassa a capacidade máxima de carga disponível a partir do corte de carga realizado pelo FPO.

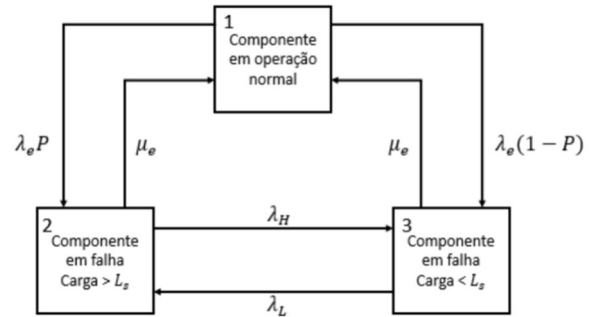


Fig. 2. Diagrama de estados PLOC

Onde:

λ_e é a taxa de falha do componente sob contingência.

μ_e é a taxa de reparo do componente sob contingência.

L_s é a carga máxima disponível na barra após o corte de carga ser realizado pelo FPO.

P é a probabilidade de a carga demandada ser maior do que a carga máxima disponível.

λ_H é a taxa de transição entre o estado de carga maior do que a oferta para o estado de carga menor do que a oferta.

λ_L é a taxa de transição entre o estado de carga menor do que a oferta para o estado de carga maior do que a oferta.

No estado 3 a contingência no componente i não resulta em um evento de PLOC, pois a carga demandada pelo sistema é menor do que a carga máxima disponível após o corte de carga realizado pelo FPO.

A Fig. 3 ilustra o caso particular do estado 2, onde a carga média desconectada corresponde à média da carga que excede o nível máximo L_s que pode ser sustentado. Isso é deduzido ao se avaliar a área sob a curva de duração de carga para níveis de carga que são maiores do que L_s . Isso é feito a fim de se determinar a energia que não pode ser fornecida dada a condição de contingência sob estudo e dividindo pelo tempo t_1 durante o qual a carga L_s é excedida.

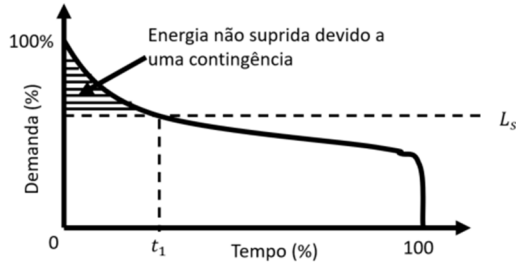


Fig. 3. Curva de duração de carga com PLOC

Ao analisar o diagrama de estado da Fig. 2, tem-se que a taxa de falha dos componentes proveniente de uma contingência é expressa pela taxa de entrada no estado 2, conforme equação (1) abaixo:

$$\lambda_i = \lambda_e P + \lambda_e (1 - P) \lambda_L \frac{r_e r_L}{r_e + r_L} \quad (1)$$

Onde:

λ_i é a taxa de falha da barra i para a contingência sob estudo.
 r_e é a duração média da falha do componente sob contingência, isto é, o inverso da taxa de reparo μ_e .
 r_L é a duração média do estado de carga menor do que a oferta. É o inverso da taxa de transição λ_L .

A duração média do evento, considerando que a carga é desconectada e reconectada sempre que ocorrer alguma transição do estado 2 para o estado 3 ou vice-versa, pode ser calculada pela equação (2):

$$r_i = \frac{r_e r_H}{r_e + r_H} \quad (2)$$

Onde:

r_H é a duração média no estado de carga inferior a máxima capacidade de carregamento, sendo o inverso de λ_H

Neste estudo, a duração média do evento é representada pela equação (3), na qual se presume que a carga excedente, uma vez desconectada, mantém-se assim até a finalização dos reparos.

$$r_i = r_e \quad (3)$$

Por fim, a indisponibilidade média do evento é determinada pela equação (4):

$$U_i = \lambda_i r_i \quad (4)$$

O sistema malhado do CIGRÉ [3] que é o sistema utilizado neste artigo não apresenta os dados dos números de consumidores em cada ponto de carga. O que impossibilita a utilização dos índices FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) [4]. Sendo assim, utilizou-se os índices ASIFI (*Average System Frequency Interruption Index*) e ASIDI (*Average System Interruption Duration Index*) [5], que utilizam a potência aparente em kVA em cada ponto de carga ao invés do número de consumidores. O ASIFI e o ASIDI são determinados matematicamente através das equações (5) e (6), respectivamente.

$$ASIFI = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} [\sum_{k=1}^n \lambda_k] S_i}{S_{tot}} \quad (5)$$

$$ASIDI = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} [\sum_{k=1}^n \lambda_k r_k] S_i}{S_{tot}} \quad (6)$$

Onde:

λ_k é a taxa de falha do ramo k .

r_k é a duração média de reparo do ramo k .

n é o número de contingências que afetaram o ponto de carga i .

N^{LP} é o número de pontos de carga do sistema.

S_i é a potência aparente conectada ao ponto de carga i .

$S_{tot} = \sum_{i=1}^{N^{LP}} S_i$ é a potência aparente total do sistema.

Outros índices determinados neste trabalho foram [2]:

a) CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*);

b) ENS (*Energy Not Supplied*);

c) AENS (*Average Energy Not Supplied*);

d) ASAI (*Average System Availability Index*);

e) ASUI (*Average System Unavailability Index*).

Esses índices fornecem uma visão abrangente da performance do sistema a partir dos cortes de carga resultantes da execução do FPO para as contingências nos equipamentos.

Para determinar os índices de confiabilidade considerando-se a variação anual da carga, é essencial extrair informações adicionais da curva de carga da rede. Desta forma se obtêm as contribuições de uma contingência em um componente quando o modelo Markoviano de dois estados deste componente é submetido a uma convolução com a curva de carga. Estas informações adicionais são geradas com base na carga máxima nodal L_s obtida pelo FPO após uma contingência e estão relacionadas com as seguintes taxas de transição e tempos de residência: λ_L , P e r_H . As taxas de transição λ_L e λ_H estão relacionadas entre si por meio da equação (7):

$$\lambda_L = \frac{P}{1-P} \lambda_H = \frac{P}{1-P} \times \frac{1}{r_H} \quad (7)$$

Os parâmetros P e r_H são obtidos diretamente através da análise da curva de carga e são expressos matematicamente através das equações (8) e (9), respectivamente.

$$r_H = \frac{n}{f} \quad (8)$$

$$P = n/T \quad (9)$$

Onde:

n é o número total de horas em que a carga demandada é maior do que L_s .

f é número de vezes que a demanda supera L_s .

T é o período total de análise em horas.

B. Metodologia para estimar os índices de confiabilidade em redes malhadas

Para obter os índices de confiabilidade em redes malhadas deve-se primeiramente selecionar/enumerar as contingências

de primeira ordem nos componentes. O passo seguinte envolve a avaliação destas contingências que é identificar se estas contingências causaram violações de tensão e/ou carregamento. Esta avaliação é realizada usando-se algoritmos de fluxo de potência projetados para redes em malha. Neste artigo, usou-se o algoritmo de Gauss-Zbus [6]. Este algoritmo tem custo computacional inferior ao Método de Newton-Raphson devido ao cálculo das tensões em cada iteração ser obtido através da solução de sistemas triangulares (inferior e superior) associados com os fatores LU da matriz Ybus. Se uma contingência causar violações nas restrições técnicas, emprega-se o FPO para determinar o corte de carga em cada ponto de carga requerido para eliminar estas violações. Essa etapa é essencial para otimizar a resposta do sistema na ocorrência de contingências, minimizando os seus impactos sobre os consumidores.

Os resultados obtidos são então armazenados em uma matriz que contém as potências de cada ponto de carga após o corte de carga. Com esses dados, procede-se à determinação dos parâmetros r_H e P , utilizando as equações (8) e (9), que se baseiam na curva de carga e nos resultados do corte de carga ótimo. O parâmetro λ_L e r_L são definidos com base na equação (7), que considera a frequência e a duração das falhas/contingências na rede. Com esses parâmetros, é possível calcular as taxas equivalentes usando-se as equações (1), (3) e (4). Finalmente, com todas as taxas equivalentes determinadas, os índices de confiabilidade são calculados conforme as equações (5) e (6). Estes índices são métricas sobre a confiabilidade do sistema com base na sua adequação, isto é, a identificação da existência de instalações com capacidade suficiente para suprir a demanda dentro de limites operacionais especificados. A Fig. 4 mostra o fluxograma para a determinação dos índices de confiabilidade em redes de distribuição malhadas.

A partir do fluxograma da Fig. 4, observa-se que os cortes de carga nodais associados com cada contingência são armazenados para o cálculo posterior dos índices de confiabilidade. Esta estratégia consome mais memória do que aquela na qual os índices de confiabilidade são atualizados dentro do laço de contingências e sem armazenamento. Contudo, esta estratégia possui menor tempo de CPU para a otimização da manutenção, pois neste estudo apenas as taxas de falha dos componentes são alteradas e o corte de carga associado a cada contingência não é modificado.

III. FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO - FPO

O FPO e os avanços das redes elétricas inteligentes são vitais para estabelecer estratégias proativas e reativas que preservem a integridade e a confiabilidade da rede elétrica diante de desafios operacionais. Adicionalmente, deve-se mencionar que a aplicação de redes malhadas tem sido motivada pelo advento das redes elétricas inteligentes devido aos seguintes fatores [7], [8] e [9]:

- Maiores níveis de confiabilidade devido ao aumento na redundância estrutural (caminhos alternativos entre a fonte e a carga);
- Mais eficiência energética devido à redução nas perdas causada pela existência de vários caminhos para a transferência de potência entre as fontes e as cargas;

- Maior capacidade de acomodação de geração distribuída;
- Mais flexibilidade para a adoção de estratégia de autorreparo (“self-healing”).

Portanto, é importante desenvolver métodos para estimar índices de confiabilidade em redes de distribuição com topologia malhada através da combinação de técnicas probabilísticas e algoritmos de FPO.

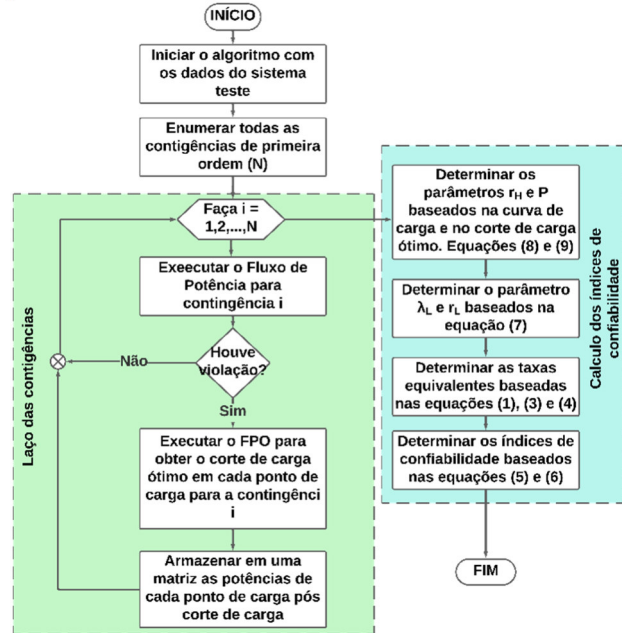


Fig. 4. Diagrama para a determinação dos índices de confiabilidade.

A. Formulação matemática

O problema de minimização do corte de carga para eliminar violações nas restrições operativas pode ser matematicamente formulado como:

$$\text{Min } \sum_{i=1}^{N^{\text{load}}} P d_{k_i} r_i \quad (10)$$

Sujeito a:

$$P(V, \theta) - M p^{\text{load}} r - M^{\text{sup}} P s = -P d \quad (11)$$

$$Q(V, \theta) - M q^{\text{load}} r - M^{\text{sup}} Q s = -Q d \quad (12)$$

$$(M^{\text{sup}})^T \theta = \theta^{\text{esp}} \quad (13)$$

$$(M^{\text{sup}})^T V = V^{\text{esp}} \quad (14)$$

$$I s q(V, \theta) \leq I s q^{\text{max}} \quad (15)$$

$$-\infty \leq \theta \leq \infty \quad (16)$$

$$V^{\text{min}} \leq V \leq V^{\text{max}} \quad (17)$$

$$\sigma^{\text{load}} \leq r \leq \mu^{\text{load}} \quad (15)$$

$$-\infty \leq P s \leq \infty \quad (18)$$

$$-\infty \leq Q s \leq \infty \quad (19)$$

Onde:

N^{load} é o número de pontos de carga.

r_i é a fração de corte de carga no ponto de carga i .

k_i é o índice do nó associado com o ponto de carga i .

$Pd_{k_i}(Qd_{k_i})$ é a carga ativa (reativa) conectada ao nó k_i .

N^{node} é número de nós da rede elétrica.

V_k e θ_k são o módulo e a fase da tensão no nó k , respectivamente.

V e θ são os vetores com dimensão $N^{node} \times 1$ que armazenam as magnitudes e fases das tensões nodais, respectivamente.

$P(V, \theta)$ é um vetor com dimensão $N^{node} \times 1$ que armazena as injeções de potência ativa nodais e cujos elementos são dados por:

$$P_k(\theta, V) = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad \forall k = 1, \dots, N^{node}$$

G_{km} e B_{km} são elementos das matrizes de condutância e susceptância nodais, respectivamente.

Ω_k é o conjunto de barras adjacentes ao nó k incluindo-se o nó terra.

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$$

$Q(V, \theta)$ é um vetor com dimensão $N^{node} \times 1$ que armazena as injeções de potência reativa nodais e cujos elementos são dados por:

$$Q_k(\theta, V) = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad \forall k = 1, \dots, N^{node}$$

$P_k(\theta, V)$ ($Q_k(\theta, V)$) é a injeção de potência ativa (reativa) no nó k .

r é um vetor com dimensão $N^{load} \times 1$ que armazena as frações de corte de carga nos pontos de demanda.

Mp^{load} é uma matriz com dimensão $N^{node} \times N^{load}$ que associa os cortes de carga nos pontos de demanda com as injeções de potência ativa nodais. Os elementos desta matriz são definidos como:

$$Mp_{ij}^{load} = \begin{cases} Pd_i & \text{se o ponto de carga } j \text{ está conectado ao nó } i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$\forall i = 1, \dots, N^{node}; \forall j = 1, \dots, N^{load}$$

Mq^{load} é uma matriz com dimensão $N^{node} \times N^{load}$ que associa os cortes de carga nos pontos de demanda com as injeções de potência reativa nodais. Os elementos desta matriz são definidos como:

$$Mq_{ij}^{load} = \begin{cases} Qd_i & \text{se o ponto de carga } j \text{ está conectado ao nó } i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$\forall i = 1, \dots, N^{node}; \forall j = 1, \dots, N^{load}$$

N^{sup} é o número de pontos de fornecimento da rede de distribuição, ou seja, o número de nós do tipo $V\theta$ no fluxo de potência.

Ps (Qs) é um vetor com dimensão $N^{sup} \times 1$ que armazena as potências ativas (reativas) geradas nos pontos de fornecimento da rede elétrica.

M^{sup} é uma matriz com dimensão $N^{node} \times N^{sup}$ que associa as potências geradas nos pontos de fornecimento com as injeções de potência ativa nodais. Os elementos desta matriz são definidos como:

$$M_{ij}^{sup} = \begin{cases} 1 & \text{se o ponto de fornecimento } j \text{ está conectado ao nó } i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$\forall i = 1, \dots, N^{node}; \forall j = 1, \dots, N^{sup}$$

Pd (Qd) são vetores com dimensão $N^{node} \times 1$ que armazenam as cargas ativas e reativas nodais.

O sobrescrito T , como em $(M^{sup})^T$, denota a transposta de uma matriz ou vetor.

$(M^{sup})^T$ é uma matriz com dimensão $N^{sup} \times N^{node}$ que corresponde a transposta da matriz M^{sup} . Esta matriz é usada para estabelecer as restrições de igualdade associadas com a especificação do módulo e da fase da tensão nos pontos de fornecimento, visto que os nós associados com estes pontos são do tipo $V\theta$.

θ^{esp} e V^{esp} são vetores com dimensão $N^{sup} \times 1$ que armazenam os valores especificados dos módulos e das fases das tensões, respectivamente, nos pontos de fornecimento.

V^{min} e V^{max} são os vetores com dimensão $N^{node} \times 1$ que armazenam os limites mínimos e máximos, respectivamente, para as tensões nodais.

N^{bran} é o número de ramos da rede de distribuição.

Isq^{max} é um vetor com dimensão $N^{bran} \times 1$ que armazena os quadrados dos limites máximos para os fluxos de corrente nos circuitos. As correntes nos circuitos e os seus respectivos limites são elevados ao quadrado para facilitar o cálculo das derivadas parciais usadas pelo método de solução do problema de otimização (10) a (19). Este procedimento é equivalente a restrição original, pois a desigualdade se mantém mesmo quando ambos os membros são elevados ao quadrado.

$Isq(V, \theta)$ é um vetor com dimensão $N^{bran} \times 1$ que armazena os quadrados dos fluxos de corrente nos circuitos. Os elementos deste vetor são dados por:

$$Isq_j(V, \theta) = \frac{1}{|z_j^{ser}|^2} [V_{k_j}^2 - 2V_{k_j}V_{m_j} \cos(\theta_{k_j} - \theta_{m_j}) + V_{m_j}^2]$$

z_j^{ser} é a impedância série do ramo j .

$Isq_j(V, \theta)$ é o quadrado do módulo da corrente no ramo j .

k_j e m_j são os nós inicial e final, respectivamente, associados com o ramo j .

$\sigma^{load}(\mu^{load})$ é um vetor nulo (unitário) com dimensão $N^{load} \times 1$.

A função objetivo (10) expressa o corte de carga total nos pontos de demanda da rede elétrica.

As restrições de (11) a (14) são associadas com o balanço de potência nodal, isto é, as equações de fluxo de potência.

A restrição (12) define os limites de fluxo de corrente nos circuitos.

As restrições de canalização (17) e (18) modelam os limites nas magnitudes das tensões e na fração de corte de carga.

As seguintes variáveis são ilimitadas: θ , P_s e Q_s .

Utilizou-se a Programação Quadrática Sequencial (PQS), uma técnica avançada de otimização, para resolver problemas de programação não-linear que incluem restrições de igualdade e desigualdade no contexto do FPO.

IV. RESULTADOS

A. Definição do sistema-teste

Para a análise da rede com topologia malhada, adotou-se o sistema-teste proposto pelo CIGRÉ [3]. Este sistema é caracterizado pela presença de dois alimentadores, operando em tensão de 20 kV, os quais são alimentados por transformadores independentes conectados à rede de subtransmissão de 110 kV. A estrutura da rede compreende 15 barras, 15 ramos e 2 transformadores, além de três chaves seccionadoras. Quando estas chaves são fechadas, a configuração da rede se transforma, assumindo uma configuração malhada, conforme indicado na Fig. 5 que apresenta uma visualização mais detalhada da estrutura do sistema teste CIGRÉ.

O sistema utiliza linhas aéreas com condutores de alumínio tipo A1 (63 mm²) e cabos subterrâneos NA2XS2Y (120 mm²), uma subcategoria de cabos XLPE, caracterizados por maior segurança e durabilidade devido à blindagem e instalação em valas protegidas [3]. As cargas do sistema são modeladas como potência constante, equilibrada entre as fases, representando consumidores residenciais, comerciais e industriais, cada qual com seu fator de potência específico. A análise de fluxo de potência avalia violações técnicas, corrigidas por cortes de carga.

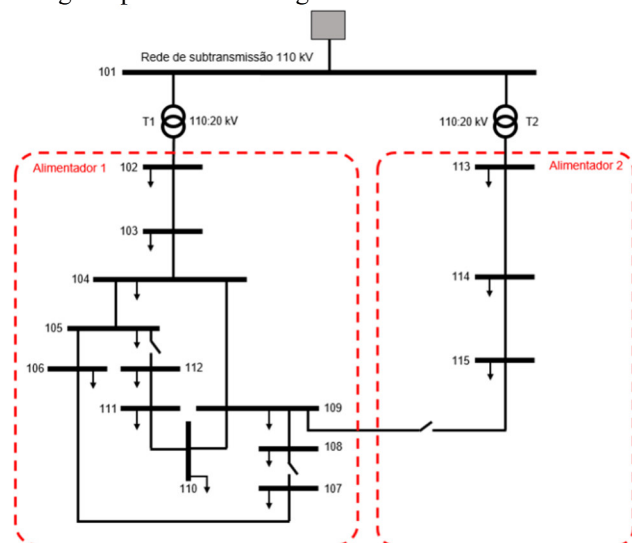


Fig. 5. Sistema teste CIGRÉ

O intervalo admissível para as tensões consideradas na solução do FPO é $[0.95, 1.05]$, enquanto os limites de corrente são baseados nas características dos condutores. O condutor

aéreo A1 possui limite de 282 A, com resistência de 0,4245 Ω/km a 20 °C, valores semelhantes ao condutor Aster [10]. Já o cabo subterrâneo NA2XS2Y, com resistência de 0,3432 Ω/km a 90 °C, possui limite de 325 A, conforme descrito por [11]. Esses limites são fundamentais para identificar sobrecargas e desvios de tensão, orientando ações corretivas e assegurando a operação adequada e eficaz da rede.

Os dados de confiabilidade incluem taxas de falha (λ) e tempos médios de reparo (r) para os componentes: linhas aéreas (0,065 falhas/ano, 5h de reparo), cabos subterrâneos (0,040 falhas/ano, 30h de reparo) e transformadores (0,010 falhas/ano, 15h de reparo). As grandezas do sistema foram transformadas para o sistema por unidade com base nos seguintes valores: tensão de base de 20 kV, potência de base de 1000 kVA, corrente de base de 50 A e impedância de base de 400 Ω . Esses parâmetros são fundamentais para a análise de fluxo de potência e avaliação de confiabilidade do sistema.

B. Resultado do FPO para rede malhada

O FPO é aplicado para realizar os cortes de carga nos 13 pontos de carga do sistema CIGRÉ para as contingências nos 17 ramos deste sistema. Este processo é detalhado na Tabela I, que apresenta a resposta do FPO, especificando os cortes de carga para cada ponto. Este algoritmo é projetado para identificar a estratégia de corte de carga mais eficiente, assegurando a factibilidade operacional da rede elétrica e minimizando o impacto sobre os consumidores.

Na Tabela I, os itens marcados em azul referem-se a uma contingência específica: uma falha no ramo que liga a barra 101 à barra 102. Esta tabela detalha os cortes de carga, expressos em quilowatts (kW), para os 13 pontos de carga do sistema. Para esta situação de contingência, o ponto de carga na barra 102 sofrerá um corte significativo de 19.837,37 kW.

A análise da Fig. 5 revela que o ramo 101/102 corresponde a um dos transformadores de força da subestação do sistema CIGRÉ e que supre toda a carga do alimentador 1. O FPO gera uma solução com cortes de carga em todos os pontos de demanda ligados ao alimentador 1. Contudo, os pontos de carga associados ao alimentador 2 não foram afetados e permaneceram sem cortes de carga. Este efeito é devido ao fato de que após a contingência no ramo 101/102, todas as barras do alimentador 1 são supridas através do alimentador 2. Consequentemente, as cargas do alimentador 1 tendem a experimentar violações de tensão mais severas do que exigem maiores montantes de corte de carga.

A Tabela II apresenta o total de corte de carga acumulado para cada uma das 17 contingências do sistema teste. Observa-se, na Tabela II, que os ramos 101/102 e 101/113 são os que apresentam os maiores cortes de carga. Essa situação decorre da conexão direta desses ramos com o ponto de fornecimento principal do sistema. Portanto, uma falha em qualquer um desses ramos resulta na perda do transformador de força para todos os pontos de carga conectados a este alimentador específico. Essa condição destaca a importância crítica desses ramos para a confiabilidade da rede de distribuição de energia. Os impactos das contingências nestes ramos críticos do sistema enfatizam a necessidade de uma atenção especial na manutenção e monitoramento dos ativos para assegurar a continuidade do fornecimento de energia.

Para analisar as violações dos limites de tensão e carregamento nos ramos, a contingência 102/103 foi selecionada como um caso de estudo. A Tabela III mostra os

níveis de tensão nos barramentos antes e após a implementação do FPO. Esta contingência específica leva a violações significativas nos barramentos, como indicado na Tabela III (destacado em vermelho), nos barramentos 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 114 e 115. Todos

estes barramentos apresentam níveis de tensão fora dos limites normativos, que variam entre 0,95 pu e 1,05 pu.

TABELA I. RESPOSTA DO FPO AS CONTINGÊNCIAS DO SISTEMA CIGRÉ

Ramo	Ponto de Carga												
	102	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115
101/102	19837,37	501,70	412,66	727,50	527,97	76,50	0,00	573,75	543,30	302,79	0,00	0,00	0,00
101/113	0,00	501,70	0,00	526,85	548,05	76,50	96,18	573,75	543,30	100,46	20010,00	34,00	540,05
102/103	0,00	501,70	411,42	727,50	527,82	76,50	0,00	573,75	543,30	302,59	0,00	0,00	0,00
103/104	0,00	501,70	411,42	727,50	527,82	76,50	0,00	573,75	543,30	302,59	0,00	0,00	0,00
104/105	0,00	0,00	431,65	727,50	281,69	76,50	0,00	573,75	507,90	0,00	0,00	0,00	0,00
105/106	0,00	292,13	0,00	727,50	430,89	76,50	0,00	573,75	347,59	0,00	0,00	0,00	0,00
106/107	0,00	501,70	0,00	483,31	412,09	76,50	0,00	573,75	379,10	0,00	0,00	0,00	0,00
107/108	0,00	501,70	0,00	465,73	548,05	76,50	0,00	573,75	277,82	0,00	0,00	0,00	0,00
108/109	0,00	501,70	0,00	465,73	548,05	76,50	0,00	573,75	277,82	0,00	0,00	0,00	0,00
109/110	0,00	501,70	0,00	442,07	306,20	76,50	0,00	573,75	543,30	3,56	0,00	0,00	0,00
110/111	0,00	501,70	0,00	442,07	306,20	76,50	0,00	573,75	543,30	3,56	0,00	0,00	0,00
111/112	0,00	501,70	0,00	484,75	415,90	76,50	0,00	573,75	322,39	52,34	0,00	0,00	0,00
112/105	0,00	501,70	0,00	250,41	382,61	76,50	0,00	573,75	543,30	107,20	0,00	0,00	0,00
104/109	0,00	501,70	0,00	304,91	536,71	76,50	0,00	573,75	437,00	0,00	0,00	0,00	0,00
113/114	0,00	501,70	0,00	526,85	548,05	76,50	96,18	573,75	543,30	100,46	0,00	34,00	540,05
114/115	0,00	501,70	0,00	526,85	548,05	76,50	96,18	573,75	543,30	100,46	0,00	0,00	540,05
115/109	0,00	501,70	0,00	526,85	548,05	76,50	96,18	573,75	543,30	100,46	0,00	0,00	0,00

TABELA II. CORTE DE CARGA ACUMULADO

Número do Ramo	Corte de Carga (kW)	Número do Ramo	Corte de Carga (kW)
101/182	23503,54	109/118	2447,07
101/113	23550,84	110/111	2447,07
102/10	3664,59	111/112	2427,34
103/104	3664,59	112/105	2435,48
104/185	2598,99	104/109	2430,57
105/106	2448,36	113/114	3540,84
106/187	2426,45	114/115	3506,84
107/108	2443,55	115/109	2966,79
108/109	2443,55		

Contudo, após a aplicação dos cortes de carga efetuados pelo FPO, observa-se que todos os barramentos afetados são trazidos de volta para dentro dos limites de tensão aceitáveis. Este resultado demonstra a eficácia do FPO em situações de contingência, garantindo a conformidade do sistema em relação aos padrões de tensão estabelecidos.

A Tabela IV fornece detalhes sobre o carregamento dos ramos após a ocorrência da contingência 102/103. A análise dessa tabela revela que todos os ramos mantêm seus carregamentos dentro dos limites aceitáveis, com o carregamento atingindo, no máximo, aproximadamente metade da capacidade máxima de condução dos circuitos.

Os resultados da Tabela IV indicam uma margem de capacidade de carregamento considerável e demonstram a eficiência da rede em manter os fluxos de corrente nos ramos bem abaixo de seus limites críticos, mesmo em situações de contingência. Esta condição é fundamental para a integridade e confiabilidade do sistema de distribuição de energia, assegurando que há capacidade suficiente para lidar com saídas de serviço forçadas ou aumentos súbitos na demanda sem comprometer a adequação da rede.

TABELA III. TENSÕES NAS BARRAS ANTES E APÓS O FPO

Ponto de carga	Tensão antes do FPO (pu)	Tensão depois do FPO (pu)
101	1,0000	1,0000
102	0,9715	0,9715
103	0,8689	0,9500
104	0,8689	0,9500
105	0,8682	0,9500
106	0,8677	0,9500
107	0,8686	0,9500
108	0,8689	0,9500
109	0,8720	0,9501
110	0,8707	0,9501
111	0,8689	0,9500
112	0,8685	0,9500
113	0,9572	0,9680
114	0,9137	0,9580
115	0,8875	0,9521

TABELA IV. CARREGAMENTO DOS RAMOS

Ramo	Carregamento (%)	Ramo	Carregamento (%)
101/102	48,43	109/110	0,30
101/113	52,18	110/111	0,30
102/103	0,00	111/112	0,30
103/104	0,00	112/105	0,00
104/105	0,22	104/109	0,22
105/106	0,00	113/114	12,20
106/107	0,00	114/115	11,83
107/108	0,22	115/109	6,31
108/109	0,22		

Os resultados acima demonstram que o FPO é uma ferramenta eficaz para a restauração da factibilidade (eliminação de violações nas restrições) de redes de distribuição malhadas em estados de contingência. Desta forma, a restauração da factibilidade através do corte de carga permite mapear os impactos das contingências (sobrecargas e subtensões) em índices de perda (interrupção) de carga nodais que são combinados com dados de falha dos equipamentos (taxas de falha dos equipamentos e tempos de reparo) para fornecer índices de confiabilidade. A aplicação do FPO em redes de distribuição é coerente com a sua realidade operativa, pois o advento das redes elétricas inteligentes permite a realização de programas de gerenciamento pelo lado da demanda através de medidores inteligentes (“smart meters”).

O FPO demonstrou ser eficaz na restauração da factibilidade do sistema, eliminando violações de tensão e carregamento através de cortes de carga otimizados. Esses cortes de carga foram usados para calcular índices de confiabilidade, como ASIFI, ASIDI, ENS, AENS, CAIDI, ASAI e ASUI, que fornecem uma visão abrangente do impacto das contingências e da confiabilidade do sistema, conforme índices apresentados na Tabela V.

Os índices de confiabilidade calculados a partir dos cortes de carga do FPO mostram que o sistema possui alta disponibilidade (ASAI próximo de 1), mas ainda enfrenta desafios em termos de energia não fornecida (ENS elevado) e duração média das interrupções (CAIDI). Esses resultados destacam a importância de priorizar a manutenção e o monitoramento dos ramos críticos, como 101/102 e 101/113, para reduzir o impacto das contingências e melhorar os índices de confiabilidade.

TABELA V. ÍNDICES DE CONFIABILIDADE RESULTADO FPO

Índice de Confiabilidade	Valor
ASIFI	0.159463
ASIDI	2.175157
ENS	226355995.35
AENS	8844.69
CAIDI	13.640546
ASAI	0.999752
ASUI	0.000248

V. CONCLUSÃO

Este artigo introduziu uma metodologia baseada no FPO não-linear para estimar índices de confiabilidade em redes de distribuição com topologia malhada. A aplicação do FPO permitiu o mapeamento das violações nos estados de contingências para montantes de corte de carga nodais que são usados para estimar índices de confiabilidade. A integração da modelagem probabilística da curva de carga do sistema com os modelos de falhas nos equipamentos resultou em uma técnica com características mais realistas, considerando variações na demanda de carga, em vez de uma carga máxima constante, o que reflete mais acuradamente as condições reais de operação. Os resultados dos testes com o modelo de ACP, baseado no

FPO, para redes de distribuição com topologia malhada demonstram que:

1) O FPO é uma ferramenta eficaz para a eliminação de violações nas restrições;

2) Permite o mapeamento dos impactos das contingências, que associados com dados de falha dos equipamentos, fornece índices de confiabilidade.

Os resultados obtidos com o sistema Cigré motivam a expansão do modelo proposto para incorporar os seguintes aspectos associados com redes elétricas inteligentes:

1) Modelagem do despacho de geradores distribuídos na minimização do corte de carga.

2) Inclusão da atuação dos taps dos transformadores de força das subestações de distribuição de distribuição no FPO.

3) Modelagem de cargas com dependência da tensão na minimização do corte de carga.

4) Representação da geração distribuída fotovoltaica e dispositivos de armazenamento de energia na estimação dos índices de confiabilidade.

A aplicação da técnica proposta em sistemas reais é viável devido a existência de uma infraestrutura de tecnologias de telecomunicação e de informação para a implementação de redes elétricas inteligentes e grande capacidade de processamento das instalações computacionais atuais. Desta forma, as pesquisas futuras associadas com a metodologia proposta serão orientadas para a estimação de índices de confiabilidade em redes reticuladas (“spot networks”) que são usadas no Brasil e no exterior para fornecer altos níveis de confiabilidade em áreas com densidade de carga elevada, tais como grandes centros comerciais urbanos.

REFERÊNCIAS

- [1] BILLINTON, R.; Li, W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. Springer, New York (1994).
- [2] BILLINTON, R.; ALLAN, R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Plenum Press, New York (1996).
- [3] TASK FORCE C6.04.02. Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources. Paris: CIGRÉ (2014).
- [4] ANEEL. Resolução Normativa no 846 de 11 de junho de 2019. [Online] disponível em: <https://agrese.se.gov.br/wp-content/uploads/2022/01/2035.pdf> (Acesso em: 15 de outubro de 2023).
- [5] CHEN, T.H.; CHEN, M. S.; HWANG, K. J.; KOTAS, P.; CHEBLI, E. A. Distribution Systems Power Flow Analysis - A Rigid Approach. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 6, n. 3, p. 1146-1152, July 1991, doi: 10.1109/61.85860.
- [6] RITTER, D.; FRANCO, J.F.; ROMERO, R. Analysis of the radial operation of distribution systems considering operation with minimal losses. Int. J. Electr. Power Energy Syst., 67, 453-461 (2015). doi: 10.1016/j.ijepes.2014.12.018
- [7] HEYDT, G.T. The next generation of power distribution systems. IEEE Trans. Smart Grid, 1(3), 225-235 (2010). doi: 10.1109/TSG.2010.2080328.
- [8] DUGAN, R.C.; ARMITT, R.F.; MCDERMOTT, T.E., et al. Distribution system analysis to support the smart grid. Proc. 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Providence, RI, USA, 25-29 July 2010, pp. 1-8. doi: 10.1109/PES.2010.5589539.
- [9] MAMEDE FILHO, J. Manual de Equipamentos Elétricos, Vol. 2, 2ª Ed., LTC-Livros Técnicos e Científicos Editora SA (1994).
- [10] SHORT, T.A. Electric power distribution handbook. CRC Press (2003).