



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Novos Métodos para Reconfiguração das Redes de Distribuição a partir de Algoritmos de Tomadas de Decisão Multicriteriais

Dr. Daniel Pinheiro Bernardon	Dra. Luciane Neves Canha	Dra. Alzenira da Rosa Abaide
AES SUL	UFSM	UFSM
daniel.bernardon@aes.com	lncanha@ct.ufsm.br	alzenira@ufsm.br
M.Sc. Lorenzo Comassetto	M.Sc. André Leonardo König	
AES SUL	UFSM	
lorenzo.comassetto@aes.com	andrelk@celesc.com.br	

PALAVRAS-CHAVE

Análise multicriterial
Confiabilidade
Perdas elétricas
Reconfiguração elétrica
Redes de distribuição

RESUMO

A reconfiguração das redes elétricas tem como finalidade: reduzir as perdas de energia, melhorar o perfil de tensão para os consumidores, aumentar os níveis de confiabilidade ou restabelecer o fornecimento de energia em situações de contingência. Apesar da complexidade desse problema combinatorial de grandes dimensões, há todo um esforço, por parte dos pesquisadores, no sentido de buscar métodos eficazes de otimização, uma vez que os métodos clássicos apresentam dificuldades para sua resolução. Nele, propõe-se o desenvolvimento de novos métodos e de uma ferramenta computacional para reconfiguração das redes de distribuição a partir de métodos de tomada de decisão multicriteriais, visando ao processamento adequado das fontes de informação disponíveis nas concessionárias. Dentre as vantagens desse sistema em relação aos softwares convencionais, destacam-se as seguintes: representação da topologia elétrica das redes de distribuição, considerando somente a informação das ligações que existem de fato, dispensando o uso de matrizes; uso da confiabilidade dos dados iniciais para coordenação da carga dos transformadores de distribuição; aplicação de algoritmos de otimização e de análise multicriteriais para reconfiguração das redes; composição das funções objetivo e restrições. Como resultados são apresentados estudos de casos com dados reais das concessionárias de energia elétrica.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são, geralmente, configurados radialmente, porém apresentam possibilidades de alteração da topologia através da abertura ou fechamento dos equipamentos de manobra e/ou de proteção, que são localizados em pontos estratégicos.

A reconfiguração das redes elétricas, mantendo-se a radialidade, é realizada de modo a reduzir as perdas de energia nos alimentadores, a melhorar o perfil de tensão para os consumidores, a aumentar os níveis de confiabilidade ou a restaurar o fornecimento de energia em situações de contingência.

Esse tipo de problema é de difícil tratamento devido à sua natureza combinatorial e à dificuldade na formulação matemática. Em geral, a questão de reconfiguração não pode ser solucionada de forma otimizada, sem a análise dos seguintes problemas: modelagem adequada dos elementos pertencentes às redes de distribuição e das cargas elétricas; criação de algoritmo para representação da topologia das redes, que permita realizar rápidas alterações na configuração; cálculos do fluxo de potência; definição da composição e formas de apresentação para as funções objetivo e restrições; desenvolvimento de métodos de otimização e software para definir a configuração elétrica ideal.

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver métodos eficientes e ferramenta computacional para reconfiguração de sistemas de distribuição a partir de métodos de tomada de decisão multicriteriais. Para solucionar o problema abordado, este trabalho utiliza o método de Bellman-Zadeh [1], que se mostrou eficiente para a solução de questões envolvendo múltiplos critérios, além de permitir não apenas a análise de critérios quantitativos, mas também qualitativos.

As metodologias propostas foram customizadas de acordo com as necessidades das concessionárias, ajudando-as no processo de tomada de decisão. A ferramenta desenvolvida escolherá a opção que melhor atender as funções objetivo, sem apresentar restrições.

2. MODELAGEM DAS CARGAS ELÉTRICAS

No Brasil, as concessionárias de energia elétrica realizam a cobrança relativa ao fornecimento de energia elétrica baseada em medições de consumo mensal de energia. Esses dados são insuficientes para análise dos sistemas de distribuição, uma vez que não refletem o comportamento diário da energia, apenas indicam o montante consumido num determinado período. Assim, as concessionárias necessitam de metodologias para modelagem das cargas elétricas, as quais usualmente empregam curvas típicas de carga para sua representação. Este trabalho utiliza um método para construção das curvas típicas de carga que apresenta vantagens em relação aos métodos estatísticos tradicionais, tanto pela redução da influência de valores aleatórios quanto pela quantidade menor de medidas necessárias para formar uma amostra representativa dos tipos de carga. Em vez de utilizar a simples média para determinar os valores de potência ativa e reativa para uma ordenada da curva típica de carga, é utilizada a seguinte equação [2]:

$$X_t = \frac{1}{5} \cdot [2M\{X_t\} + 2Me\{X_t\} + Mo\{X_t\}] \quad (1)$$

Onde:

X_t - é o valor de potência ativa (P_t) ou reativa (Q_t) para a hora t da curva típica de carga;

$M\{X_t\}$ - média da amostra;

$Me\{X_t\}$ - mediana da amostra;

$Mo\{X_t\}$ - moda da amostra de valores.

De acordo com os dados de consumo mensal de energia elétrica e atividade econômica desenvolvida, cada consumidor é associado a uma curva de carga típica, permitindo assim, também a definição do seu fator de carga (f_C). Com base nos valores de fator de carga e de consumo mensal de energia elétrica (W), calcula-se a demanda máxima para um grupo de consumidores k :

$$P_{Máxk} = \frac{W_k}{T \cdot f_{Ck}} \quad (2)$$

Como as curvas típicas utilizadas são normalizadas em relação à demanda ativa máxima, a construção da curva de carga para um grupo de consumidores k é realizada através da multiplicação de cada ordenada por esse valor:

$$P_{kUt} = P_{Máxk} \cdot P_{kUt}^*$$

$$P_{kSt} = P_{Máxk} \cdot P_{kSt}^*$$

$$P_{kDt} = P_{Máxk} \cdot P_{kDt}^* \quad (3)$$

$$Q_{kUt} = P_{Máxk} \cdot Q_{kUt}^*$$

$$Q_{kSt} = P_{Máxk} \cdot Q_{kSt}^*$$

$$Q_{kDt} = P_{Máxk} \cdot Q_{kDt}^* \quad (4)$$

Onde:

P_{kt}^* e Q_{kt}^* - valores de potência, ativa e reativa, normalizados para a ordenada t da curva típica k;
U, S ou D - dias úteis, sábados ou domingos.

A construção das curvas de carga integrais para dias úteis, sábados e domingos para o transformador de distribuição j é realizada através da soma das curvas de carga dos diversos grupos de consumidores i a ele conectado:

$$P_{jUt} = \sum_{i=1}^{N_k} P_{iUt} ; P_{jSt} = \sum_{i=1}^{N_k} P_{iSt} \text{ e } P_{jDt} = \sum_{i=1}^{N_k} P_{iDt} \quad (5)$$

$$Q_{jUt} = \sum_{i=1}^{N_k} Q_{iUt} ; Q_{jSt} = \sum_{i=1}^{N_k} Q_{iSt} \text{ e } Q_{jDt} = \sum_{i=1}^{N_k} Q_{iDt} \quad (6)$$

Assim, tem-se a possibilidade de analisar vários patamares de carga no software, de acordo com a necessidade da concessionária. Nos estudos de casos para reconfiguração das redes de distribuição, em regime normal de operação, utilizou-se o patamar de carga máxima.

3. REPRESENTAÇÃO DA TOPOLOGIA ELÉTRICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Os métodos usuais utilizam matrizes, porém não são os mais indicados para aplicações em sistemas de distribuição, pois normalmente apresentam dimensões bastante grandes, com poucos elementos diferentes de zero. Por isso, este trabalho propõe um método mais eficiente para representação de redes radiais, que considera apenas as informações sobre as ligações que existem de fato, dispensando o uso de matrizes.

São construídos dois conjuntos de dados: um contendo as informações dos nós e outro contendo as dos ramos. Também são atribuídas duas características aos elementos de cada conjunto, para representar as ligações existentes entre eles. Para o conjunto de nós: α_n (nível de informação sobre o nó) e β_n (nível de informação sobre o ramo que alimenta o nó considerado). E para o de ramos: α_r (nível de informação sobre o ramo) e β_r (nível de informação sobre o ramo que alimenta o ramo considerado).

Os parâmetros α_r e α_n servem apenas para identificar a ordem dos ramos e nós da rede, respectivamente. Optou-se pela ordem numérica crescente. O parâmetro β_r assume o valor do parâmetro α_r do ramo que está à montante do ramo considerado. Já o parâmetro β_n assume o valor do parâmetro α_r do ramo que tem o nó final igual ao nó considerado. Para a rede representada na Fig. 1, forma-se o seguinte conjunto de ramos:

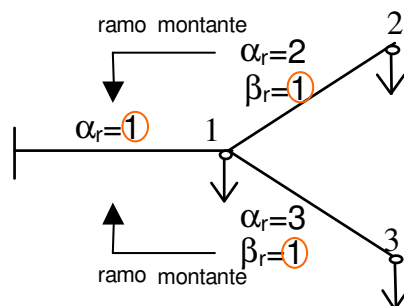


Fig. 1. Definição do parâmetro β_r .

Tabela 1 - Conjunto de ramos para a rede elétrica da Fig. 1.

Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r
0	1	1	-
1	2	2	1
1	3	3	1

A seguir, constrói-se o conjunto de nós:

Tabela 2 - Conjunto de nós para a rede elétrica da Fig. 1.

Nó	α_n	β_n
1	1	1
3	2	3
2	3	2

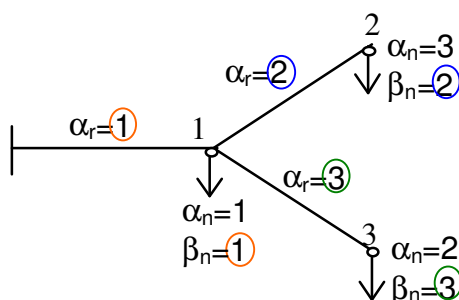


Fig 2. Definição do parâmetro β_n .

No processo de construção dos conjuntos de ramos e de nós, não há limitação quanto ao número de alimentadores, estes são representados de forma independente, no qual a ordem dos elementos é arbitrária. Apenas a indicação do nó inicial e do nó final, no conjunto de ramos, deve ser obrigatoriamente no sentido da fonte (subestação) para carga. Por isso, quando houver a necessidade de alterar a topologia das redes, é necessário atualizar as direções dos ramos envolvidos, além de redefinir as características β_r e β_n . A definição dos parâmetros β_r e β_n é extremamente simples. Para determiná-los basta verificar qual trecho fornece energia para o ramo e o nó analisados, respectivamente.

Esse algoritmo foi implementado no programa desenvolvido, o qual interpreta as informações cadastrais da rede, criando automaticamente os conjuntos de ramos e de nós, além de representar graficamente a topologia elétrica. Para as alterações de topologia, o programa redefine automaticamente os conjuntos de ramos e de nós de forma ágil.

4. ALGORITMO PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA

Implementou-se para o cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição radiais, o algoritmo de somatório de correntes [3]. Como as cargas elétricas são definidas com um comportamento constante em função da tensão aplicada, isso resulta numa solução não trivial para o cálculo do fluxo de potência, uma vez que a corrente absorvida pelas cargas depende da tensão e esse valor não é conhecido. Dessa maneira, a solução é encontrada somente de forma iterativa, utilizando o seguinte procedimento:

- 1) Inicialmente, considera-se que a tensão em todos os pontos do alimentador é igual à tensão medida na barra da subestação, ou seja, neste primeiro momento, as quedas de tensão nos condutores primários são desprezadas. Esse dado pode ser recebido automaticamente através dos sistemas de medidas remotas instalados nas subestações.
- 2) Calculam-se as componentes, ativa e reativa, das correntes primárias absorvidas e/ou injetadas no sistema pelos elementos elétricos (transformadores de distribuição, consumidores primários, bancos de capacitores).
- 3) O procedimento para se obter as correntes em todos ramos da rede consiste em duas etapas. Na primeira, realiza-se um ciclo no conjunto de nós, acrescentando os valores de corrente no conjunto de

ramos segundo os valores de β_n , os quais indicam o ramo que alimenta cada nó considerado. Na segunda, acumula-se as correntes desde os trechos finais até a subestação de acordo com os valores de β_r , os quais informam o ramo que alimenta cada ramo considerado.

4) A seguir, determinam-se as respectivas quedas de tensão nos condutores primários.

5) Parte-se da barra da subestação e se obtém as quedas de tensão acumuladas em todos os trechos da rede primária e, conseqüentemente, os valores de tensão em qualquer ponto.

6) Verifica-se a diferença entre o novo valor de tensão para os todos nós da rede primária e o valor anteriormente utilizado. Se essa diferença for suficientemente pequena, a solução do cálculo do fluxo de potência foi encontrada e o sistema é dito convergente. Caso contrário, repete-se os passos anteriores a partir do item dois, utilizando as tensões calculadas para a obtenção dos valores de corrente. Realizam-se as iterações até que a diferença encontrada seja menor que o valor permissível, o qual foi estipulado em 0,1kV. Esse valor representa menos de 1% de diferença, resultando em valores precisos para as variáveis de estado, sem perder a rapidez de processamento do programa. No término desse processo, definem-se as potências ativa e reativa em todos os ramos do alimentador e, conseqüentemente, as perdas técnicas nos condutores primários.

4.1. Algoritmo para Coordenação de Carga

O método para a coordenação de carga consiste em ajustar dos valores de potência, ativa e reativa, dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários, em função dos valores reais medidos na subestação. Quando se realiza o cálculo do fluxo de potência num alimentador, são determinadas as potências estimadas na saída desse alimentador. Comparando esses valores com as medições disponíveis na subestação, para uma mesma condição de carga, verifica-se uma diferença.

Normalmente, os métodos tradicionais distribuem essa diferença sempre na mesma direção, ou seja, alteram para um nível maior ou menor as cargas. Isso nem sempre é justo, especialmente quando a diferença é pequena e o alimentador possui um grande número de transformadores de distribuição. O algoritmo proposto permite distribuir a diferença para os transformadores de distribuição e consumidores primários, levando em consideração dois fatores: os valores de carga e a confiabilidade dos dados iniciais. A vantagem deste método é que as cargas representadas com uma maior precisão devem ter uma menor alteração do que as menos precisas. Desse modo, a distribuição de carga é realizada por:

$$P_{j\text{tnovo}} = P_{jt} + \Delta P_t \cdot \left(\frac{K_{1Pt} + K_{2Pt}}{2} \right) \quad (7)$$

$$Q_{j\text{tnovo}} = Q_{jt} + \Delta Q_t \cdot \left(\frac{K_{1Qt} + K_{2Qt}}{2} \right) \quad (8)$$

sendo:

$$K_{1Pt} = \frac{P_{jt}}{P_{SE-1t}}, \quad K_{1Qt} = \frac{Q_{jt}}{Q_{SE-1t}} \quad (9)$$

$$K_{2Pt} = \frac{\sigma_{Pjt}^2}{\sum_j \sigma_{Pjt}^2}, \quad K_{2Qt} = \frac{\sigma_{Qjt}^2}{\sum_j \sigma_{Qjt}^2} \quad (10)$$

Onde:

P_{jt} e Q_{jt} - potências, ativa e reativa, do transformador de distribuição ou consumidor primário localizado no nó j do alimentador, para o instante de tempo t ;

ΔP_t e ΔQ_t - diferença entre as potências, ativa e reativa, medidas e estimadas para a saída do alimentador no instante de tempo t ;

K_{1Pt} e K_{1Qt} - fatores de ajuste com relação aos valores de carga;

K_{2Pt} e K_{2Qt} - fatores de ajuste com relação à confiabilidade dos dados iniciais;

P_{SE-1t} e Q_{SE-1t} - são potências, ativa e reativa, estimadas para a saída do alimentador no instante t ;

σ_{Pjt}^2 e σ_{Qjt}^2 - valores de variância para as potências, ativa e reativa, do transformador de distribuição ou consumidor primário localizado no nó j do alimentador, para o instante de tempo t ;

$\sum_j \sigma_{pj}^2$ e $\sum_j \sigma_{Qj}^2$ - somatório dos valores de variância para as potências, ativa e reativa, dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários do alimentador, para o instante de tempo t .

5. RECONFIGURAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

5.1. *Formulação do Problema*

Em geral, pode-se dizer que o problema da reconfiguração de redes de distribuição consiste em buscar uma estratégia ótima de operação, cuja solução envolve a seleção da melhor configuração, dentre todas as possíveis. Esse tipo de problema é de difícil tratamento devido à sua natureza combinatorial e à dificuldade na formulação matemática.

A solução eficiente para o problema da reconfiguração implica a seleção daquela que melhor atender às funções objetivo previamente definidas, sem violar as restrições. Isso requer uma busca exaustiva, análise de todas as alternativas de configuração possíveis, o que torna o processo oneroso para sistemas reais, pois o número de configurações factíveis geradas pelo chaveamento cresce exponencialmente com a quantidade e a disposição das chaves no sistema. O fato do crescimento exponencial do número de possibilidades é denominado explosão combinatoria [4].

Por essa razão, este trabalho propõe um algoritmo heurístico para a solução do problema de reconfiguração de redes de distribuição, que emprega métodos eficientes de otimização e de tomada de decisão multicritério. Como resultado, a configuração definida proporciona a operação das redes de distribuição, com perdas mínimas, com melhores níveis de tensão para os consumidores, além de aumentar os níveis de confiabilidade dos alimentadores. Essa metodologia também usa uma estratégia para eliminar as configurações menos promissoras, de modo a reduzir o número de possibilidades. Os critérios de otimização e de restrição devem ser definidos de acordo com as características do problema e com os interesses estratégicos das concessionárias de energia elétrica.

5.2. *Funções Objetivo e Restrições*

As funções objetivo podem ser de vários tipos, sendo a mais tradicional, para reconfiguração das redes, em regime normal de operação, a redução das perdas de potência elétrica. Outra função importante é o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição, que está fortemente relacionado com os indicadores de continuidade, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) [5]. Já a restrição mais típica é a operação dos sistemas sem sobrecarga. Normalmente, essa restrição é rígida, não é permitido nenhum percentual de sobrecarga nos elementos da rede, para reconfiguração em regime normal de operação, e flexível em situações de contingência, ou seja, ela não é desejável, mas até certo nível pode ocorrer. Outra restrição utilizada é a operação das redes sem violar a queda máxima de tensão permitida, que está relacionada à qualidade de energia elétrica [6].

De acordo com essas considerações, definiram-se as seguintes funções objetivo e restrições a serem utilizadas no programa, para a reconfiguração das redes em regime normal de operação:

Funções Objetivo:

- reduzir as perdas técnicas de potência elétrica;
- reduzir o número de consumidores interrompidos ano.

Restrições:

- não permitir sobrecarga nos elementos pertencentes às redes elétricas (trechos de rede, chaves, reguladores de tensão, entre outros);
- não permitir violação da queda de tensão admissível nas redes primárias.

As perdas de potência elétrica nas redes de distribuição são obtidas através do processo de cálculo de fluxo de potência. Já o número de consumidores interrompidos ano é obtido com a aplicação das equações clássicas de confiabilidade [7], durante o processo de cálculo de fluxo de potência. Ressalta-se que essa função objetivo está fortemente relacionada com o indicador de continuidade FEC.

As restrições de não permitir sobrecarga nos elementos pertencentes às redes elétricas e violação da queda de tensão admissível nos alimentadores são rígidas, visto que se trata da escolha da configuração que é usada em regime normal de operação. Assim, a configuração selecionada não pode violar essas restrições. A verificação destas condições é realizada durante o processo de cálculo de fluxo de potência, para as diferentes topologias analisadas.

Salienta-se que essas funções objetivo e restrições satisfazem as necessidades das concessionárias, priorizando seus focos estratégicos.

5.3. Método Proposto para Seleção das Configurações

Para a obtenção da configuração das redes, em regime normal de operação, optou-se por usar a técnica de buscas, baseadas em heurísticas, do tipo “branch-exchange”, ou seja, parte-se de uma configuração radial e uma alteração elementar no sistema consiste na abertura de uma chave e fechamento de uma outra, escolhidas convenientemente de modo a manter sempre a radialidade do sistema.

A técnica de seleção das configurações visa estabelecer um critério para determinar a opção que melhor atender às funções objetivo, sem violar as restrições. Além disso, também são eliminadas as alternativas menos promissoras, reduzindo o conjunto de configurações a serem examinados e, conseqüentemente, diminuindo o espaço de busca. O critério proposto neste trabalho é baseado na análise das interligações entre alimentadores, as quais são realizadas por chaves normalmente abertas (NA).

Para cada interligação, é examinada a melhor configuração da rede entre os dois alimentadores envolvidos. Depois de analisada uma determinada interligação, retorna-se à configuração original das redes elétricas e testa-se uma nova interligação. Assim, são definidas as configurações ideais para cada interligação de maneira independente e de acordo com as funções objetivo e restrições estabelecidas.

A seguir, é apresentado o detalhamento do algoritmo, que define a melhor configuração para cada interligação:

1) primeiramente, altera-se a configuração da rede, fechando uma chave de interligação NA e abrindo uma chave NF de qualquer um dos dois alimentadores envolvidos, porém deve ser a primeira chave a montante da chave de interligação. Segue para “2”;

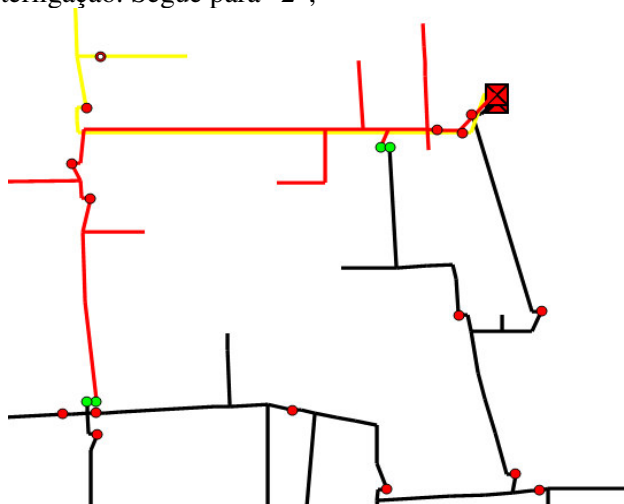


Fig. 3: Configuração original.

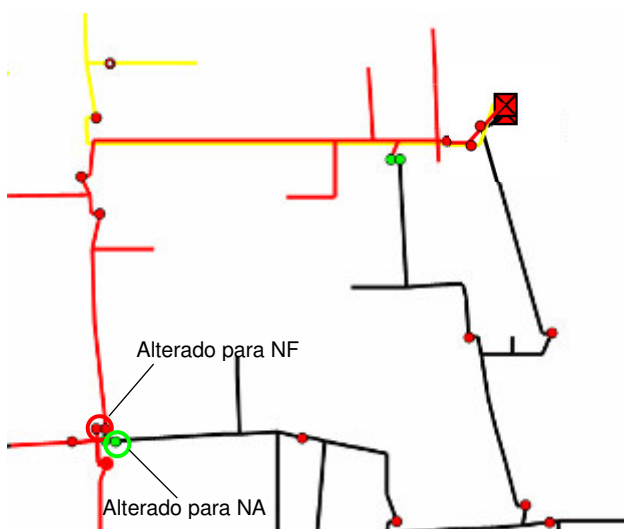


Fig. 4: Primeira reconfiguração.

2) realiza-se o cálculo do fluxo de potência para esta nova configuração e verifica-se se as funções objetivo são atendidas, sem violar as restrições. Caso seja sim, segue para “3”; caso contrário, para “4”;

3) se for atendido o item 2, altera-se novamente a configuração da rede, fechando a chave de interligação da configuração atual NA e abrindo a primeira chave NF a montante da chave NA, mas no mesmo sentido (alimentador) que foi aberta a chave na iteração anterior. Segue para “5”;

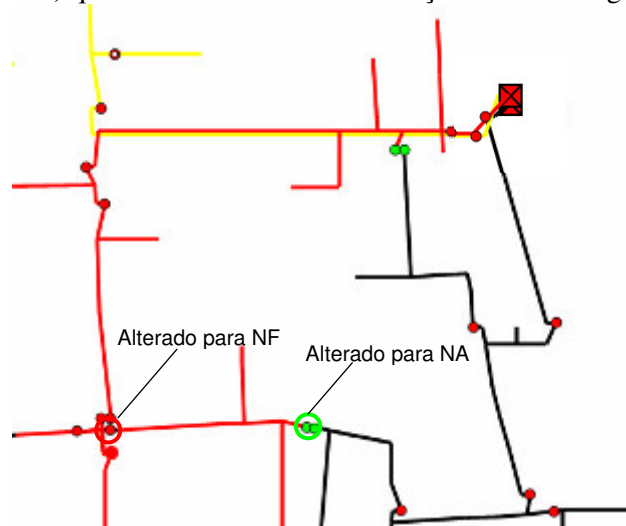


Fig. 5: Segunda reconfiguração.

4) se não for atendido o item 2, retorna-se à configuração original e altera-se a topologia da rede, fechando a chave de interligação NA e abrindo a chave NF a montante da chave de interligação, entretanto no alimentador em que não pertence a chave que foi aberta no item 1. Segue para “5”;

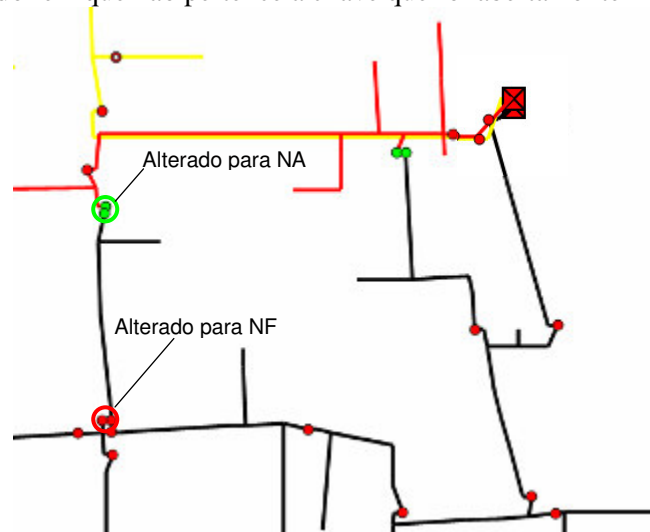


Fig. 6: Primeira reconfiguração (sentido contrário).

5) enquanto as funções objetivo são atendidas, sem violar as restrições, executa-se o item 3. O processo é finalizado quando as funções objetivo não são atendidas ou o sistema violar as restrições. Nesse caso, retorna-se para a configuração da iteração anterior, sendo esta a selecionada como a ideal para a interligação analisada.

Para definir a configuração ideal de outra interligação, realiza-se o mesmo processo, no entanto partindo da configuração original.

5.4. Algoritmo de tomada de decisão multicriterial

Neste item é apresentado o algoritmo proposto para definição da configuração dos sistemas de distribuição, a partir de análises multicriteriais. A proposta é definir a seqüência de alterações

das redes de distribuição, em função dos resultados obtidos da análise de cada interligação de maneira independente. Desse modo, o algoritmo é aplicado nas interligações, seguindo a ordem dos melhores resultados, porém sem retornar à configuração original.

O desafio é definir quais interligações apresentam os melhores resultados, visto que são duas funções objetivo. Por exemplo, uma determinada interligação pode possuir o maior valor de redução de perdas; a outra, de consumidores interrompidos ano. Nesse caso, é necessária a aplicação de um método de tomada de decisão multicriterial, para a escolha da solução ótima.

O método escolhido foi o algoritmo de Bellman e Zadeh, que se mostrou eficiente para a solução desses problemas, além de permitir não apenas a análise de critérios quantitativos, mas também qualitativos. Com dessa abordagem, inicialmente alteram-se todas as funções objetivo pelas funções objetivo fuzzy, apresentadas na forma de conjuntos fuzzy. As funções de pertinência podem ser construídas a partir das Equações 11 e 12:

$$\mu_{A_j}(x) = \frac{F_j(x)}{\max_{x \in D_x} F_j(x)} \quad (11)$$

, para funções objetivo que devem ser maximizadas.

$$\mu_{A_j}(x) = \frac{\min_{x \in D_x} F_j(x)}{F_j(x)} \quad (12)$$

, para funções objetivo que devem ser minimizadas.

De acordo com o método de Bellman e Zadeh, considera-se como solução ótima à que apresenta o valor máximo da intersecção das funções de pertinência (Eq. 13).

$$\max_{x \in D_x} \mu_D(x) = \max_{x \in D_x} \min_{j=1, \dots, n} \mu_{A_j}(x) \quad (13)$$

Essa abordagem pode ser ilustrada através do exemplo apresentado na Fig. 7.

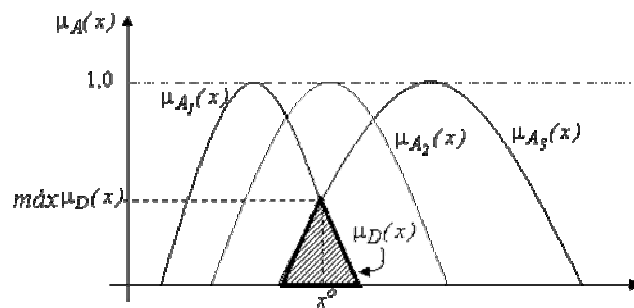


Fig 7: Interseção das funções de pertinência e definição da área de soluções.

As Tabelas 3 e 4 ilustram a aplicação do algoritmo de Bellman–Zadeh para seleção da configuração de uma rede de distribuição que possui cinco interligações entre alimentadores.

Tabela 3 – Resultados da análise de cada interligação.

Análise da Interligação	Valores	
	Redução das Perdas de Potência (kW)	Redução do Número de Consumidores Interrompidos
1	ΔP_1	C1
2	ΔP_2	C2
3	ΔP_3	C3
4	ΔP_4	C4
5	ΔP_5	C5
Base	(valor máximo)	(valor máximo)

Os valores relativos às funções de pertinência das soluções fuzzy, para cada interligação, são obtidos com a aplicação da Equação 11 e estão representados na tabela a seguir:

Tabela 4 - Funções pertinência das soluções fuzzy.

Análise da Interligação	Funções Pertinência das Soluções Fuzzy		Intersecção das Funções de Pertinência
	Redução das Perdas de Potência (normalizado)	Redução do Número de Consumidores Interrompidos (normalizado)	
1	$\mu_{\Delta P_1}(x)$	$\mu_{C_1}(x)$	$\min \mu_{\Delta P_1}(x), \mu_{C_1}(x)$
2	$\mu_{\Delta P_2}(x)$	$\mu_{C_2}(x)$	$\min \mu_{\Delta P_2}(x), \mu_{C_2}(x)$
3	$\mu_{\Delta P_3}(x)$	$\mu_{C_3}(x)$	$\min \mu_{\Delta P_3}(x), \mu_{C_3}(x)$
4	$\mu_{\Delta P_4}(x)$	$\mu_{C_4}(x)$	$\min \mu_{\Delta P_4}(x), \mu_{C_4}(x)$
5	$\mu_{\Delta P_5}(x)$	$\mu_{C_5}(x)$	$\min \mu_{\Delta P_5}(x), \mu_{C_5}(x)$

De acordo com o método proposto, considera-se como melhor solução à interligação que apresentar o valor máximo da intersecção das funções de pertinência, conforme Equação 13. A partir dessa análise, define-se qual é a seqüência de interligações em que o algoritmo de reconfiguração será aplicado, ou seja, segue a ordem dos melhores resultados, sem retornar a configuração original, quando for analisar a próxima interligação.

No final deste processo é definida a configuração que proporciona a operação das redes com menores perdas e índices maiores de confiabilidade, sem violar as restrições (não permitir sobrecarga e queda de tensão). Para comprovar a eficiência do algoritmo proposto testou-se sua performance em uma rede de médio porte, sendo encontrada a solução ótima, a qual era conhecida por busca exaustiva.

Já para sistemas reais não se tem a garantia que a solução ótima foi obtida, uma vez que ela não é conhecida, porém o método apresentou-se eficiente com resultados satisfatórios.

6. RESULTADOS PRÁTICOS

Para uma avaliação real do desempenho das metodologias e da ferramenta computacional propostas, foram realizados estudos de casos com dados reais das concessionárias de energia elétrica. Para isto, aplicou-se o algoritmo de reconfiguração com análise multicriterial nas redes de distribuição da Fig. 8, que possui 5 alimentadores.

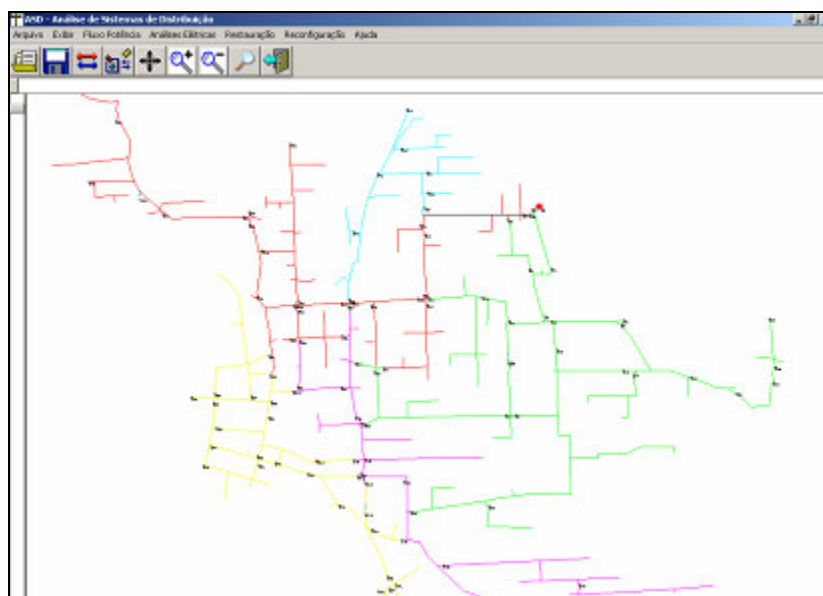


Fig. 8: Configuração proposta.

A Fig. 9 apresenta os resultados alcançados a partir da análise individual de cada interligação e conjunta das chaves.

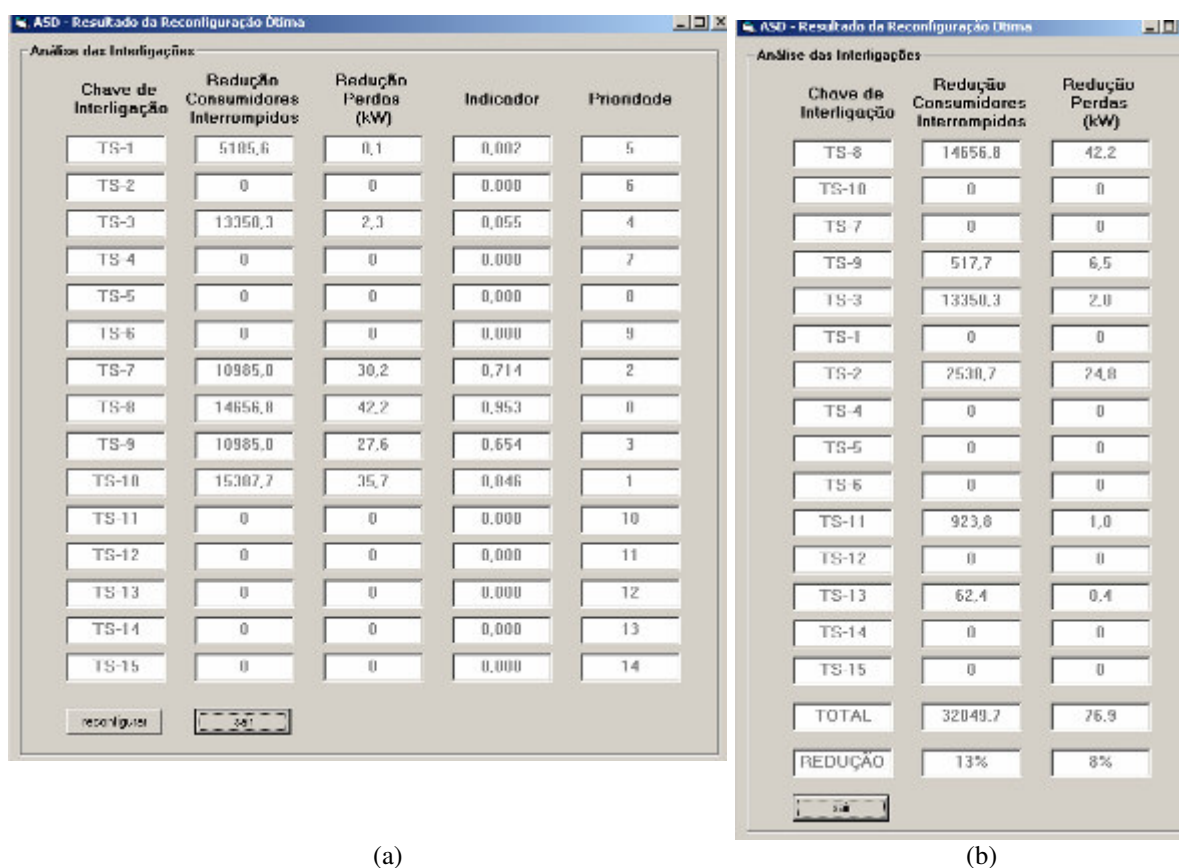


Fig. 9: Resultados (a) análise individual (b) análise conjunta.

A Tabela 5 apresenta os resultados obtidos, comparando os valores da configuração original.

Tabela 5 – Resultados da reconfiguração.

Configuração	Perdas Totais	Consumidores Interrupidos Ano
Original	988,84kW	255.930,4
Proposta	911,94kW	223.880,7
Redução	7,8%	12,5%

Verifica-se na tabela acima que a configuração proposta apresenta uma redução de 7,8% e 12,5% nas perdas de potência e no número de consumidores interrompidos ano, respectivamente, em comparação a configuração original. Para verificar se a configuração escolhida é a ótima, aplicou-se novamente o algoritmo na configuração proposta. Como não houve redução de perdas e nem do número de consumidores interrompidos ano, conclui-se que as redes já estão na configuração ideal para as funções objetivo definidas, comprovando a eficiência do algoritmo. Outro ponto positivo foi o pequeno tempo de processamento das soluções, sendo em média de 03min40s.

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O objetivo principal do trabalho consistiu em desenvolver algoritmos e programa computacional para reconfiguração das redes de distribuição, resultando em uma ferramenta útil, confiável e de fácil aplicação para as concessionárias. Além disso, a flexibilidade das metodologias empregadas proporciona uma maior abrangência do sistema computacional desenvolvido. Para uma avaliação real do desempenho do software, realizaram-se estudos de casos com dados reais das concessionárias, os quais se apresentaram satisfatórios.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] EKEL, P.; PEDRYCZ, W.; POPOV, V.A.; JUNGES, M.; MOREAS, M. *Models and Methods of Multicriteria Decision Making in a Fuzzy environment and their application*. Proceedings of the Seventh International Fuzzy System Association World Congress, Prague, 1997, V. 3, pp. 89-94.
- [2] POPOV, V.A.; EKEL, P.; ANSUJ, S. *Node Load Modeling and Distribution System State Estimation using the Heuristic Approach*. Proceedings of the International Symposium on Electrical Power Engineering, Stockholm Power Tech, p.294-299, jun. 1995.
- [3] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B.; EL HAGE, F.S. et al. *Desenvolvimento de Ferramenta Automatizada para Estimação da Qualidade de Fornecimento das Redes de Distribuição*. V SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Aracaju, v.1, p.139-144, ago. 2003.
- [4] SCHMIDT, H.P. *Reconfiguração de Redes de Distribuição através de Programação Não-Linear Inteira Mista*. Tese (Título de Professor Livre Docente) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução ANEEL N° 024*. Diário Oficial, jan. 2000.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução ANEEL N° 505*. Diário Oficial, nov. 2001.
- [7] ABAIDE, A.R. *Desenvolvimento de Métodos e Algoritmos para Avaliação e Otimização da Confiabilidade em Redes de Distribuição*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2005.