

Fronteira de Eficiência para o Problema de Expansão de uma Rede Elétrica

Bernadete Maria Suaki Brandão

Universidade Estadual de Maringá – Departamento de Matemática
Campus Universitário, Maringá – PR
Doutoranda do PPGMNE – UFPR – Curitiba – PR
E-mail: bmsbrandao@uem.br

Neida Maria Patias Volpi

Universidade Federal do Paraná
Centro Politécnico – Curitiba – PR
PPGMNE – UFPR
E-mail: neida@ufpr.br

Resumo: Neste trabalho apresenta-se um modelo de programação multiobjetivo inteiro misto que considera duas funções objetivo conflitantes, relacionadas com custos e perdas elétricas, para o planejamento da expansão de redes de distribuição de energia elétrica. Restrições técnicas e operacionais são impostas para que as soluções atendam as especificidades das redes elétricas. O modelo permite determinar o tipo e a localização ótima de alimentadores e subestações considerando vários estágios de planejamento. A abordagem multiobjetivo fornece ao decisor a fronteira de eficiência que representa uma coleção de soluções de compromisso entre os objetivos fixados, dentre as quais ele pode optar pela execução daquela que mais se adapte às suas preferências e prioridades.

Introdução

O crescente aumento na demanda por energia elétrica torna necessária a expansão frequente dos sistemas de distribuição. A expansão de uma rede de distribuição tem como objetivo permitir que o sistema mantenha, ao longo do tempo, a qualidade do atendimento da demanda existente e esteja apto a atender novos consumidores. Por envolver obras que exigem grandes investimentos e também levam tempo na sua execução, faz-se necessário um planejamento a longo prazo que respeite a característica dinâmica da evolução da demanda bem como da disponibilidade de recursos financeiros.

Segundo Vaziri [15] o primeiro artigo sobre otimização no planejamento de distribuição é atribuído a Knight, publicado em 1960. A partir deste surgiram inúmeras publicações apresentando diferentes modelagens e técnicas de resolução para o problema. Um modelo de planejamento de expansão de distribuição através da Programação Linear Inteira Mista (PPLIM) é proposto em [1]. Os trabalhos [9,10] expandem esta metodologia para formulação multi-períodos. Algoritmos de *branch-and-bound* para o PPLIM são utilizados em [6,7,8,14]. Uma linearização por partes da função custo é empregada em [4] estabelecendo, desta forma, um modelo contínuo para o problema.

A dimensão dos casos reais e as características não lineares específicas das redes de energia elétrica agregam complexidade ao problema da expansão. Para contornar esta dificuldade, alguns autores fazem uso de metaheurísticas na busca de soluções suficientemente boas para o problema em discussão. A utilização de *Simulated Annealing* é a proposta de [11] para a resolução do problema de planejamento, os autores fazem uma análise sobre a influência dos parâmetros do algoritmo bem como do tamanho da rede estudada nos resultados obtidos. Colônia de Formigas é outra metaheurística que foi aplicada à resolução do problema em [5].

Planejamento energético é uma das áreas mais ativas e empolgantes para aplicação de metodologias multicritério [2]. Embora os custos continuem sendo a motivação maior, novos requisitos de confiabilidade, qualidade dos serviços e segurança do abastecimento estão em jogo, principalmente tendo em mente as atuais tendências para a liberalização do mercado da eletricidade. Desta forma, no momento de decisão, múltiplos objetivos conflitantes devem ser levados em consideração. Poucos trabalhos foram desenvolvidos utilizando metodologias multicritério. Podemos citar [12] que agrega ao *Simulated Annealing* a utilização de conjuntos *fuzzy* para captar as incertezas existentes no momento do planejamento e propõe um planejamento multicritério. O uso de um

algoritmo evolucionário para obter soluções que otimizam custos da expansão e confiabilidade da rede é apresentado em [13].

A evolução dos estudos se deu na direção de que, independente da metodologia selecionada para a resolução do problema, este seja tratado de forma multiestágio. Desta forma o planejador terá conhecimento da melhor configuração para a rede e da quantidade de recursos necessários em cada estágio. Deseja-se com isso que, embora as obras sejam realizadas por etapas, desde o início leve-se em consideração todo o horizonte de planejamento, tentando evitar que obras desnecessárias sejam realizadas em etapas intermediárias.

A escolha da configuração da rede deve levar em consideração características específicas tais como configuração radial, limites de capacidades dos condutores e das subestações, limites de tensões nodais. Além disso, os fluxos nos ramos e as tensões nodais devem satisfazer as duas Leis de Kirchhoff.

Para fins de modelagem do problema de planejamento, uma rede primária de distribuição de energia elétrica pode ser considerada como um grafo orientado composto de n nós e k ramos. Cada nó representa uma subestação de distribuição (fonte de energia) ou um ponto de concentração de carga (nó de demanda). Os ramos representam os alimentadores que são os condutores que realizam a conexão entre os nós e fazem o transporte da energia elétrica.

O planejamento da expansão considera uma rede primária de distribuição existente operando em boas condições e previsões de aumento de carga ou surgimento de novos pontos de demanda para os diversos períodos do horizonte de planejamento. Assume o conhecimento prévio dos ramos que poderão ser adicionados à rede com as respectivas opções de bitolas bem como a definição dos nós nos quais é possível a instalação de subestações de distribuição.

O modelo proposto no presente trabalho foi inspirado no apresentado por [6]. Algumas adaptações foram feitas para uma abordagem multicritério do problema e outras com o objetivo de adaptá-lo para operar em redes administradas por uma concessionária do Paraná. Associa a cada ramo possível da rede, dois sentidos de percurso do fluxo, obtendo-se assim uma duplicação dos ramos. Além disso, o modelo entende, em qualquer um dos estágios do horizonte, como possíveis ações nos nós a ampliação de subestações existentes ou a instalação de novas subestações em nós previamente definidos. Nos ramos as ações permitidas em cada estágio são a instalação, alteração e remoção de trechos com opção por diferentes bitolas. As subestações de distribuição bem como os ramos da rede serão aqui tratados por facilidades. A cada ação possível associa-se um custo de investimento que representa o montante de recursos financeiros suficientes para a execução das obras que tornem possível a utilização, no período necessário, da facilidade na qual a ação deva ser realizada. A cada facilidade é associado um custo de operação/manutenção, que representa o montante de recursos financeiros suficientes para manter em funcionamento e em boas condições, a referida utilidade em cada um dos períodos.

É de interesse das concessionárias distribuidoras de energia que esta tarefa seja executada com os menores custos possíveis, para tanto o planejamento é realizado visando minimizar os custos de investimentos na expansão da rede bem como os custos de operação/manutenção da rede de distribuição em todos os estágios de funcionamento.

Embora os custos envolvidos na expansão de um sistema de distribuição continuem sendo a principal preocupação das concessionárias, as mudanças que tem acontecido no cenário mundial de energia e em particular, a reestruturação do setor no Brasil, exigem que outras preocupações estejam presentes no momento do planejamento. Em diversos trabalhos já citados, a preocupação com as perdas técnicas do sistema tem sido incorporada na função custo. Muitas outras pesquisas tem se dedicado à questão da redução de perdas através de uma reconfiguração posterior da rede. Além disso, no Brasil, o órgão regulador do setor, a ANEEL, na Nota Técnica n° 0035/2007-SRD/ANEEL, de 22/06/2007, caracteriza a quantidade de energia perdida no processo de distribuição como um indicador de qualidade de serviços prestados que, embora não esteja sujeito a penalidades, deve ser mantido sob controle. Considera-se então que trabalhar com uma função objetivo que quantifique as perdas técnicas nos condutores da rede já no momento do planejamento, de forma que esta preocupação interfira na escolha da configuração ótima da rede, pode resultar em redução de custos e

aumento de qualidade dos serviços prestados. Desta forma, optou-se por realizar o planejamento também objetivando a minimização das perdas técnicas no processo de distribuição. Para encontrar soluções de compromisso entre os dois objetivos, claramente conflitantes, aqui estabelecidos, optou-se pelo tratamento multicritério do problema de planejamento. Desta forma, o planejador terá várias soluções dentre as quais ele poderá escolher para execução aquela que melhor se adapte às suas preferências e prioridades do momento da decisão. Durante a escolha o planejador deve estar ciente de que cada uma das soluções obtidas é não-dominada, ou seja, para que uma delas seja estritamente mais eficiente que as demais soluções com relação a um dos critérios necessariamente apresentará resultados com qualidade inferiores para o outro critério.

Como resposta do planejamento deseja-se saber quais os investimentos necessários e qual a configuração adequada da rede em cada estágio para atingir os objetivos propostos. A estas decisões o modelo associa variáveis binárias que determinam se as facilidades, com suas respectivas características, devem ser selecionadas para utilização nos diversos estágios e também quais investimentos serão efetivados.

O modelo

Para a apresentação do modelo considerou-se a seguinte notação:

- R_{op} resistência/unidade de comprimento do condutor do tipo op , (Ω/Km);
- l_k comprimento do trecho k , (Km);
- $f_{k\ op\ t}$ corrente que flui pelo ramo k , instalado na opção op , no período t , (A);
- δ_t fatores de atualização financeira correspondente ao período t ;
- CEP valor monetário da energia perdida no processo de distribuição, ($\$/kW$);
- $O_{k\ op}$ custo de operação/manutenção do ramo k na opção op , ($\$$);
- $OS_{j\ cap}$ custo de operação/manutenção da subestação j instalada com capacidade cap , ($R\$$);
- $x_{k\ op\ t}$ variável binária associada à decisão de investimento no ramo k , na opção op no período t ;
- $y_{k\ op\ t}$ variável binária associada à utilização do ramo k , na opção op no período t ;
- $w_{j\ cap\ t}$ variável binária associada à decisão de investimento na subestação j , na capacidade cap no período t ;
- $z_{j\ cap\ t}$ variável binária associada utilização da subestação j , na capacidade cap no período t ;
- $CIR_{k\ op}$ custo de investimento/ Km para instalação do ramo k na opção op ;
- $CIS_{j\ cap}$ custo de investimento para construção da subestação j com capacidade cap no período t ;
- T número de períodos de planejamento;
- K número de possíveis ramos para a rede;
- S matriz de incidência da rede. $S_{ik} = -1$ significa que o ramo k tem extremidade no nó i e $S_{ik} = 1$ significa que o ramo k tem origem no nó i ;
- V_{ht} tensão no nó h no período t ;
- M número inteiro positivo suficientemente grande;
- r_{it} quantidade de energia não atendida no nó i no período t ;
- D_{it} previsão de demanda no nó i para o período t ;
- ND_t número de nós com demanda diferente de zero no período t ;
- $fMAX_{op}$ capacidade máxima de fluxo para o condutor do tipo op ;

A função *Custo* pode ser decomposta em duas partes onde a primeira, *custo_{inv}*, representa o valor presente do montante de investimento necessário para se ter a configuração desejada em cada período do horizonte de planejamento, refere-se à parte mais significativa dos valores envolvidos na expansão de uma rede de distribuição. A segunda parte, que chamou-se de *custo_{manut}*, representa o valor presente das despesas com manutenção e operação da rede nas configurações planejadas.

$$Custo = \sum_t \delta_t \cdot (custo_{inv_t} + custo_{manut_t})$$

onde

$$\begin{cases} custo_{inv_t} = \sum_k \sum_{op} CIR_{k\ op} \cdot l_k \cdot x_{k\ op\ t} + \sum_j \sum_{cap} CIS_{j\ cap} \cdot w_{j\ cap\ t} \\ custo_{manut_t} = \sum_k \sum_{op} O_{k\ op} \cdot y_{k\ op\ t} + \sum_j \sum_{cap} OS_{j\ cap} \cdot z_{j\ cap\ t} \end{cases}$$

A função *Perdas* calcula a quantidade de energia perdida durante o processo de distribuição em todos os estágios do horizonte de planejamento.

$$Perdas = \sum_t \sum_k \sum_{op} R_{op} \cdot l_k \cdot f_{k\ op\ t}^2$$

O fluxo nos ramos e as tensões nodais são controlados pelas duas Leis de Kirchhoff que podem descritas pela exigência de que em todos os períodos *t* deve-se ter, para cada nó *i* de demanda

$$\left(\sum_k \left(S_{ik} \cdot \sum_{op} f_{k\ op\ t} \right) \right) - r_{it} + D_{it} = 0$$

e para todos os ramos *k* em qualquer opção *op*

$$R_{op} \cdot l_k \cdot f_{k\ op\ t} - \sum_h S_{hk} \cdot V_{ht} \leq M \cdot (1 - y_{k\ op\ t})$$

A configuração radial da rede e o atendimento adequado de todos os pontos com demanda são garantidos exigindo que em cada período *t* se tenha $\sum_k \sum_{op} y_{k\ op\ t} \geq ND_t$ e para todo nó *i* com

demanda não nula $\sum_{S_{ik}=-1}^k \sum_{op} y_{k\ op\ t} = 1$.

Limites operacionais dos equipamentos devem ser respeitados, para as subestações e para os condutores.

As variáveis associadas aos investimentos devem estar relacionadas à necessidade de utilização da facilidade correspondente e estar sujeitas a condições que não permitam investimentos repetidos ou obsoletos. Para isso deve-se ter, para os ramos *k* da rede que estiverem instalados na opção *op* na rede inicial em todo período *t*, $x_{k\ op\ t} = 0$. Se no primeiro período do planejamento existe a necessidade de utilização do ramo *k*, o investimento deve ser realizado, logo $x_{k\ op\ 1} = y_{k\ op\ 1}$ e nos períodos seguintes o investimento nesse ramo será necessário caso não tenha sido feito anteriormente para esta mesma opção ou para opções superiores. Restrições análogas são impostas às variáveis de investimento associadas às subestações.

Algumas restrições lógicas foram incluídas no modelo para garantir que, em qualquer período, sejam escolhidas, no máximo uma capacidade para cada subestação, $\sum_{cap} z_{j\ cap\ t} \leq 1$, e também no máximo uma opção de condutor para cada ramo, $\sum_{op} y_{k\ op\ t} \leq 1$. Para garantir a qualidade do serviço, as

tensões em todos os nós da rede devem ser mantidas dentro de limites previamente estabelecidos, $V_{\min} \leq V_{it} \leq V_{\max}$.

O modelo multicritério quadrático inteiro misto assim obtido para a otimização do planejamento multiestágio da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica pode ser resolvido aplicando-se técnicas de programação matemática. A determinação das soluções não-dominadas pode ser feita através do método dos pesos onde cada um dos problemas mono-objetivo obtidos pode ser resolvido utilizando técnicas do tipo *branch-and-bound*.

Resultados obtidos

A validação da modelagem matemática apresentada foi feita através da aplicação na rede trifásica fictícia apresentada em [6], composta por 18 nós (2 subestações e 16 nós de demanda) e 24 ramos, operando em 13800 V.

Realizou-se o planejamento em três estágios, sendo os dois primeiros com duração de um ano cada e o terceiro de dois anos. Para os três estágios de planejamento considerados este problema de otimização possui 1188 variáveis das quais 642 são binárias e um total de 1303 restrições.

Os resultados foram obtidos utilizando o *solver* LINGO 9.0 executado em um computador com processador AMD Turion(tm) 64 Mobile, Thecnology MK-38, 2.20 GHz, 1.93GB de RAM e sistema operacional Windows XP Professional, Versão 2002, Service Pack 3.

Para as análises iniciais procuraram-se as soluções ótimas de cada objetivo individualmente. As soluções obtidas apresentaram características bastante coerentes com o esperado de acordo com a natureza de cada objetivo investigado. Uma dificuldade observada em modelos anteriormente tratados era a formação de ciclos na rede, a inclusão de restrições que garantem o atendimento de cada nó com demanda por um único ramo da rede fizeram com que todas as soluções viáveis obtidas não apresentassem ciclos.

A solução ótima para a função custos caracteriza-se pela utilização maciça de cabos com bitolas inferiores, cujos custos são menores embora sem preocupações com perdas, o uso de bitolas maiores se restringe aos casos necessários devido aos limites de fluxo máximo por opção de condutor. Outra característica é a concentração de cargas em uma das subestações evitando que, apesar do aumento das demandas no decorrer dos períodos, haja a necessidade de ampliação das duas subestações. A Figura 1 apresenta um diagrama do último estágio da solução ótima para o problema de minimizar custos na expansão da rede.

A solução ótima para a função perdas utiliza a substituição de alguns cabos por outros de bitolas superiores, que provocam menores perdas devido a resistências inferiores. Os alimentadores se apresentam mais curtos, o que resulta em fluxos menores em cada ramo, especialmente nos mais próximos das subestações e também em maior número de ramos instalados saindo das subestações. O diagrama do último estágio da solução ótima para o problema de minimizar perdas técnicas na expansão da rede é apresentado na Figura 2.

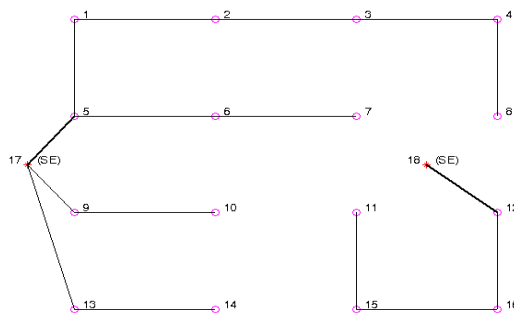


Figura 1: Solução final da expansão com objetivo de minimizar custos.

Custos = \$ 2.959,16 Perdas = 1.253.412,00W

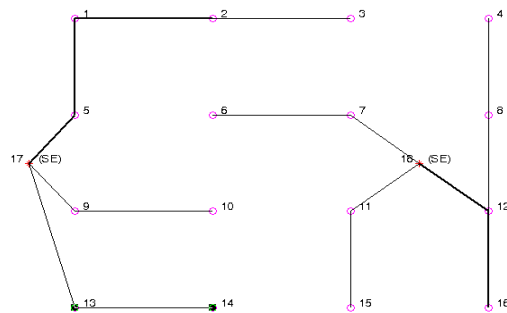


Figura 2: Solução final da expansão com objetivo de minimizar perdas.

Custo = \$ 14.363,98 Perdas = 591.449,40 W.

O método dos pesos para resolução de problemas multiobjetivo permite obter pontos da fronteira de Pareto do problema através de diferentes escolhas de parâmetros positivos de ponderação das funções objetivo.

No problema multicritério em questão, as duas funções objetivo possuem unidades e grandezas bastante distintas, devido a isso, para a utilização do método dos pesos na busca de soluções não-dominadas considerou-se duas situações. A primeira obtida atribuindo-se um valor monetário para a energia perdida durante a distribuição em todos os períodos, igualando assim as unidades das funções objetivo. Com isso, no problema mono objetivo associado, cuja função objetivo resulta da ponderação das funções custo de investimentos/manutenção e custo das perdas elétricas, tem-se uma função onde a ordem de grandeza da parcela referente a perdas elétricas é bastante inferior a dos custos de investimentos/manutenção. Devido a esse desequilíbrio, observou-se a predominância da função custo de investimento/manutenção na decisão, obtendo-se soluções sempre bastante próximas da solução ótima global da função custos, independente das escolhas dos parâmetros de ponderação.

A segunda situação considerada foi obtida ao se fazer uso de uma constante que equilibrasse a ordem de grandeza individual das duas funções objetivo. Desta forma, no problema mono objetivo associado, no qual as parcelas da função objetivo possuíam grandezas equilibradas, percebeu-se que a variação dos parâmetros de ponderação resultava em soluções diferentes entre si. Obtendo-se pontos mais distribuídos na fronteira de Pareto procurada.

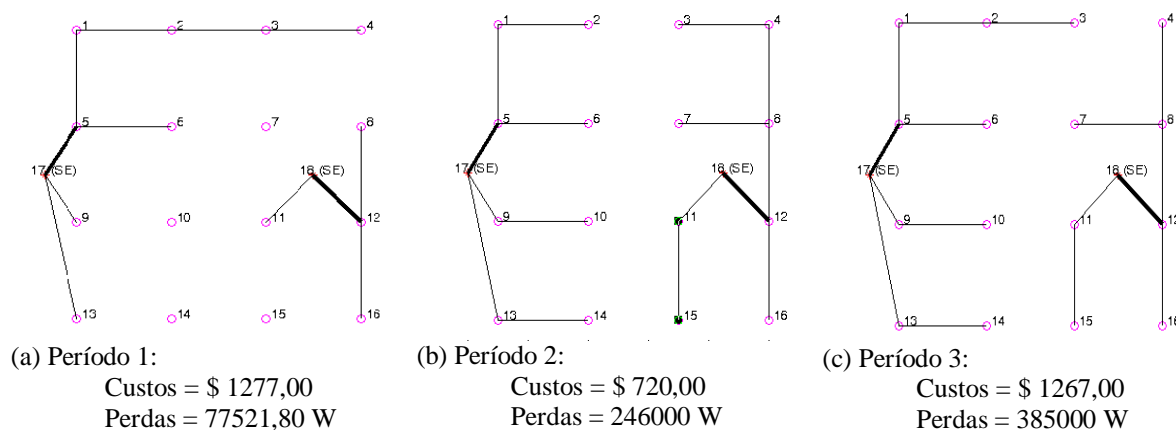


Figura 3: Solução ótima para a expansão com o objetivo de minimizar a função ponderada para uma escolha de parâmetros. Custo total = \$ 3143,20. Perdas total = 708521,70W.

A Figura 4 apresenta alguns pontos da fronteira de eficiência do modelo multiobjetivo formulado neste trabalho aplicado à rede primária de distribuição de energia elétrica aplicado à rede fictícia apresentada em [6].

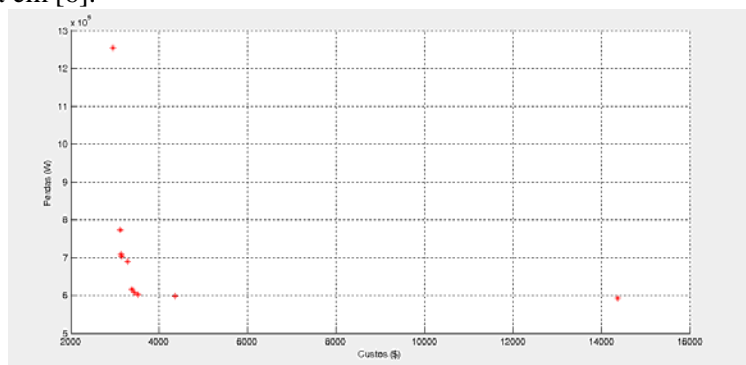


Figura 4: Fronteira de eficiência para o problema de expansão da rede elétrica fictícia apresentada em [6].

Conclusões

A proposta de usar um modelo exato para resolver o problema de expansão da rede primária de distribuição de energia elétrica foi bem sucedida quando aplicada a uma rede fictícia de pequeno porte. Observou-se que o tempo computacional necessário para obter as soluções globais exatas de cada problema mono objetivo resultante da aplicação do método dos pesos foi relativamente grande. Este fato se apresenta como restritivo quando da aplicação do presente modelo para redes reais devido à dimensão das mesmas. Acredita-se que, com o mesmo modelo aplicado a redes reais, podem-se obter bons resultados desde que seja utilizado um algoritmo de resolução baseado em alguma metaheurística escolhida de forma adequada. Neste caso o modelo se apresenta com uma ferramenta exata que pode ser usada para validar tal ferramenta heurística. A validação é feita em problemas de porte menor onde ambas as metodologias, exata e aproximada, possam ser empregadas.

Referências

1. Aoki, K. et al. New approximate optimization method for distribution systems planning. IEEE Trans. on Power Systems, v. 5, No.1, pp. 126-132, (1990).
2. Diakoulaki, D.; Henggeler Antunes, C.; Gomes Martins, A., MCDA and energy planning, em: "Multiple criteria decision analysis: state of the art surveys" (Figueira, J.; Greco, S.; Ehrgott, M., eds.), pp. 859-897, Boston: Springer Science, 2005.
3. Diaz-Dorado, E.; Cidrás, J.; Miguez, E. Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage. IEEE Transactions on Power Systems, v. 17 no. 3, pp. 879-884, (2002).
4. Farrag, M. A.; El-Metwally, M. M.; El-Bages, M. S. A new model for distribution systems planning. Electrical Power and Energy Systems, v. 21, pp. 523-531, (1999).
5. Gómez, J. F. et al. Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits. IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 2, pp. 996- 1004, (2004).
6. Haffner, S. et al. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation – Part I: Problem formulation. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 23, n. 2, pp. 915-923, (2008a).
7. Haffner, S. et al. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation – Part II: Numerical results. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 23, n. 2, pp. 915-923, (2008b).
8. Almeida, M. S., Mantovani, J. R. S., Romero, R. A., Alocação ótima de subestações e alimentadores em sistemas de distribuição de energia elétrica usando um algoritmo de branch-and-bound; Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática; Natal – RN , Brasil, 2002.
9. Nara, K., et. al., Multi-year expansion planning for distribution systems. IEEE Trans. PWR 6 (3), 952-958, (1991).
10. Nara, K., et. al., Distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange, IEEE Trans.on Power Systems, Vol. 7, No. 1, pp. 208-214, (1992).
11. Parada, V. et al. Optimization of electrical distribution feeders using Simulated Annealing. IEEE Trans. on Power Delivery, v.19, n. 3, pp. 1135-1141, (2004).
12. Ponce De Leão, M. T.; Matos, M. A., Multicriteria distribution network planning using simulated annealing. International Transactions in Operational Research, v. 6, pp. 377–391, (1999).
13. Ramírez-Rosado, I. J.; Bernal-Augustín, J. L. Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm, IEEE Transactions on Power Systems, v. 16, n. 1, pp. 111-118, (2001).
14. Vaziri, M.; Tomsovic, K.; Bose, A., A direct graph formulation of the multistage distribution expansion problem. IEEE Trans. on Power Delivery, v. 19, n.3, pp. 1335-1341, (2004a).
15. Vaziri, M.; Tomsovic, K.; Gonen, T. Distribution expansion problem revisited: Part 1 Categorical analysis and future directions. In: International Conference on Power and Energy Systems, 4, 2000, Marbella, Spain. Proceedings.