

RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO A METAHEURÍSTICA GRASP

Marlon Oliveira

Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – Universidade Estadual Paulista
Departamento de Engenharia Elétrica - Campus III – Caixa Postal 31.
15.385-000 ILHA SOLTEIRA, SP, BRASIL.
marlonbco@aluno.feis.unesp.br

Marina Lavorato

Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – Universidade Estadual Paulista
Departamento de Engenharia Elétrica - Campus III – Caixa Postal 31.
15.385-000 ILHA SOLTEIRA, SP, BRASIL.
marina@dee.feis.unesp.br

Rubén Romero

Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – Universidade Estadual Paulista
Departamento de Engenharia Elétrica - Campus III – Caixa Postal 31.
15.385-000 ILHA SOLTEIRA, SP, BRASIL.
ruben@dee.feis.unesp.br

RESUMO

Neste trabalho o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica foi resolvido utilizando a metaheurística GRASP, tendo como objetivo a diminuição das perdas ativas do sistema. Foi considerado, na metodologia proposta, que todos os ramos do sistema possuem uma chave de interconexão que pode ser aberta ou fechada a qualquer momento, isso fez com que as possibilidades de melhorar a qualidade da função objetivo aumentassem. Para garantir a radialidade dos sistemas de distribuição foi desenvolvido um método que verifica a cada iteração da fase construtiva e de busca local a existência de laços na configuração corrente. Para testar a eficiência e robustez da metodologia proposta são utilizados os sistemas de 84, 119 e 136 barras.

PALAVRAS CHAVE. Sistemas de distribuição, Otimização de Sistemas Elétricos, GRASP.
EN - PO na Área de Energia.

ABSTRACT

In this paper the problem of reconfiguration of distribution systems of electric power has been solved using the GRASP, with the objective of reducing the loss of the active system. Was considered, the proposed methodology, that all branches of the system have a key connector that can be opened or closed at any time, it made the possibilities of improving the quality of the objective function increase. To ensure radial distribution systems has been developed a method that checks every iterations of the constructive phase of local search and the existence of ties in the current configuration. To test the effectiveness and robustness of the methodology proposed systems are used in 84, 119 and 136 bus.

KEYWORDS. Distribution Systems, Electric Systems Optimization, GRASP.
EN – OP of the Energy Area.

1. Introdução

A reconfiguração de um sistema de distribuição de energia elétrica consiste em modificar a topologia do sistema através da abertura ou fechamento das chaves de interconexão em pontos estratégicos. Este procedimento é normalmente utilizado para o isolamento de faltas, balanceamento de cargas entre alimentadores, melhoria dos níveis de tensão ou para minimização das perdas ativas do sistema.

A reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica é um problema combinatorial e que pode ser modelado como um problema de programação não linear inteiro misto, onde se deseja minimizar as perdas de potência ativa no sistema sujeito às restrições como limites de tensão nas barras do sistema, balanço de potência ativa e reativa, número de chaves de interconexão por ramo, etc. A dimensão do problema é diretamente associada ao número de chaves de interconexão que existem no sistema; logo, se um sistema possui C chaves, o número de topologias possíveis para este sistema é 2^C . A maioria dessas topologias não podem ser empregadas, por não satisfazerem as restrições de radialidade ou por conterem barras desconectadas (Schmidt, et al. 2005).

Há várias técnicas de solução para este problema entre estas estão as heurísticas construtivas (MERLIN e BACK, 1975), redes neurais artificiais (SALAZAR, GALLERO e ROMERO, 2006), e as metaheurísticas tais como: algoritmos genéticos (NARA, et al. 1992), *simulated annealing* (CHANG e KUO, 1994), busca tabu (GUIMARÃES, LORENZETI e CASTRO, 2004), colônia de formigas (C. F. CHANG, 2008) e também os métodos clássicos como algoritmo *branch-and-bound* (ABUR, 1996).

O objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia de solução eficiente para resolver o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando a metaheurística GRASP com uma análise da condição de radialidade do sistema a cada iteração. O algoritmo GRASP constrói uma solução passo a passo a partir dos dados iniciais do sistema e das restrições do problema, evitando assim encontrar soluções infactíveis. Não foram encontrados na literatura especializada trabalhos que resolvem o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição utilizando a metaheurística GRASP.

2. Modelo Matemático do problema

O modelo matemático do problema de reconfiguração pode ser descrito de forma genérica, através da seguinte estrutura:

$$\text{Minimizar } P_{perdas} \quad (2.1)$$

s.a.

$$P_k - P_{S_k} + P_{D_k} = 0 \quad (2.2)$$

$$Q_k - Q_{S_k} + Q_{D_k} = 0 \quad (2.3)$$

$$V_{min} \leq V_k \leq V_{max} \quad (2.4)$$

$$S_{km} \leq S_{max} \quad (2.5)$$

$$\sum_{km \in \Omega_1} n_{km} \leq nb - 1 \quad (2.6)$$

$$n_{km} \in \{0,1\} \quad (2.7)$$

Onde P_{perdas} é o total de perdas ativas do sistema elétrico. $k = 1, \dots, nb$, sendo nb o número de barras do sistema. V_k é a magnitude da tensão da barra k . P_k é a potência ativa calculada na barra k , equação (3.2). P_{S_k} é a potência ativa gerada na barra k . P_{D_k} é a potência ativa demandada na barra k . Q_k é a potência reativa calculada na barra k , equação (3.3). Q_{S_k} é a potência reativa gerada na barra k . Q_{D_k} é a potência reativa demandada na barra k . V_{min} é a menor

tensão permitida do sistema. V_{max} é a maior tensão permitida do sistema. S_{km} é o fluxo de potência aparente do ramo km . S_{max} é o maior fluxo de potência aparente do sistema. n_{km} é a variável binária de decisão do problema e representa o ramo que liga as barras km . Ω_l é o conjunto dos ramos que ligam as barras km .

A equação (2.2) e (2.3) representam o balanço de potências ativa e reativa, respectivamente, da barra k do sistema. A equação (2.4) representa o limite de tensão da barra k do sistema. A equação (2.5) representa o limite de fluxo de potência aparente em um ramo km do sistema. A equação (2.6) representa a condição de radialidade do sistema e a equação (2.7) representa a integralidade da variável de decisão do problema.

O problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica é modelado neste trabalho como um problema de programação não linear binário misto, onde as variáveis de decisão binárias do problema são as chaves de interconexão que podem ser abertas ou fechadas no sistema. As variáveis contínuas do problema são as tensões e os ângulos de tensões das barras do sistema na fase construtiva e na fase de melhoria local as variáveis contínuas são as tensões de barras representadas por suas componentes reais e imaginárias.

3. Metaheurística GRASP

GRASP do inglês, *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*, é uma metaheurística baseada em um algoritmo heurístico construtivo do tipo guloso, porém utiliza uma componente aleatória e adaptativa. Esta metaheurística é utilizada para resolver problemas complexos e de grande porte. Ela foi apresentada por Thomas A. e Mauricio G. C. Resende em (FEO e RESENDE, 1989).

A metaheurística GRASP pode ser dividida nos seguintes passos principais: no primeiro passo é realizada a leitura dos dados do problema e são definidos o conjunto de variáveis e a solução incumbente inicial do problema; o segundo passo é a fase construtiva onde é realizada a construção de uma solução utilizando componentes aleatórios; o terceiro passo é fase de busca local onde é realizada uma melhoria da solução encontrada na fase construtiva; e o último passo é o critério de parada do algoritmo, que neste trabalho é um número máximo de iterações pré-estabelecido. A figura 1 apresenta o fluxograma com os principais passos realizados pelo GRASP.

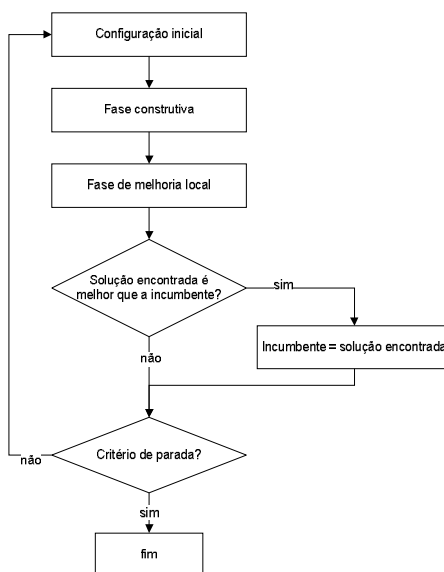


Figura1- Fluxograma da metaheurística GRASP

Neste trabalho para resolver o problema de reconfiguração do sistema de distribuição de energia elétrica, todas as chaves do sistema estão inicialmente fechadas. Com este cenário são

calculados os fluxos de potência aparente em cada ramo do sistema utilizando os resultados do fluxo de carga - método de Newton-Raphson. Estes fluxos são utilizados como indicadores de sensibilidade do algoritmo GRASP. A cada iteração da fase construtiva do GRASP uma chave do sistema é aberta, esta chave é escolhida aleatoriamente dentre as chaves que podem ser abertas dando prioridade para aquelas que possuem menor fluxo de potência aparente. Após a fase construtiva tem-se a fase de melhoria local na qual se realiza uma busca na vizinhança da solução corrente a procura de uma solução factível de melhor qualidade que a incumbente. Nesta fase foi utilizada uma heurística de melhoria proposta por (CARREÑO, MOREIRA e ROMERO, 2007) e a cada iteração desta fase é resolvido um fluxo de potência de varredura (SHIRMOHAMMADI, 1988).

3.1. Fase construtiva do GRASP

Na fase construtiva do GRASP foi utilizado o algoritmo heurístico apresentado em (MERLIN e BACK, 1975). Nesta heurística inicia-se com todas as chaves seccionadoras do sistema de distribuição fechadas, transformando-o em um sistema com topologia malhada. De acordo com a topologia corrente do sistema são verificados quais os ramos que não podem ser retirados do sistema, pois causariam infactibilidades no problema. Em seguida, é calculado o fluxo de potência aparente de cada ramo e uma lista de ramos candidatos a serem abertos será montada. A dimensão desta lista depende do valor do parâmetro alfa escolhido e do tamanho do sistema.

A escolha do ramo que será retirado do sistema a cada iteração do algoritmo heurístico construtivo sempre será o que possuir o menor valor de fluxo de potência aparente e que pode ser retirado do sistema. Quando a heurística de (MERLIN e BACK, 1975) é aplicada na metaheurística GRASP, essa sofre uma pequena modificação no que diz respeito à escolha dos ramos que serão desconectados do sistema. No algoritmo desenvolvido neste trabalho uma lista de candidatos é criada com ramos que não possuem nenhum impedimento de serem retirados e que possuem o valor do fluxo de potência aparente dentro do intervalo descrito na inequação (3.1):

$$f^{min} \leq f_{ij} \leq f^{min} + \alpha(f^{max} - f^{min}) \quad (3.1)$$

onde:

- f^{min} é o menor fluxo de potência aparente da lista dos ramos que podem ser retirados;
- f^{max} é o maior fluxo de potência aparente da lista dos ramos que podem ser retirados;
- f_{ij} é o fluxo de potência aparente que sai do ramo ij que fará parte da lista de fluxos candidatos a serem retirados do sistema;
- α é um parâmetro que tem valores definidos no intervalo $[0;1]$.

O valor do parâmetro alfa é determinado de forma experimental a partir de simulações realizadas para diferentes valores do mesmo, desde valores próximos de zero que tornam a metaheurística mais gulosa, quanto valores próximos de um que a tornam mais aleatória.

A Figura 2 apresenta um sistema teste de 14 barras. De acordo com a topologia corrente do sistema, são verificados quais os ramos que não podem ser retirados, e para este sistema de 14 barras o ramo 7-10 não pode ser retirado, pois causaria problemas de ilhamento deixando a carga da barra 10 sem alimentação.

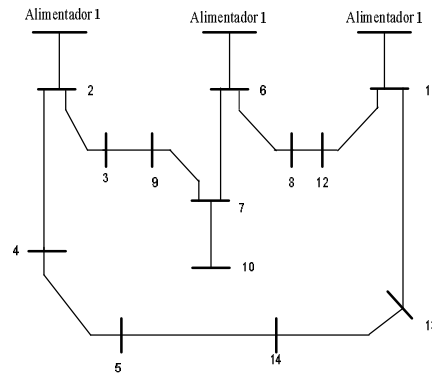


Figura 2 - Sistema malhado de 14 barras

A fase construtiva termina quando não há mais ramos que possam ser retirados do sistema e este se torne radial.

3.1.1. Fluxo de Carga – Método de Newton

Levando em consideração que na fase de construção o sistema possui topologia malhada, foi utilizado um fluxo de carga – método de Newton-Raphson, para calcular as tensões e ângulos do sistema e assim determinar o valor do fluxo de potência aparente nos ramos do sistema de distribuição. Este método é formulado a partir de duas equações para cada barra do sistema representando o balanço de potência nestas barras, (MONTICELLI, 1983). Isto significa que a Primeira Lei de Kirchhoff precisa ser satisfeita para cada uma destas barras, resultando nas equações (3.2) e (3.3).

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.2)$$

$$Q_k = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.3)$$

Em que, P_k é a geração líquida (geração menos carga) de potência ativa da barra k . Q_k é injeção líquida de potência reativa na barra k . P_{km} é o fluxo de potência ativa que sai da barra k em direção a barra m . Q_{km} é o fluxo de potência reativa que sai da barra k em direção a barra m . Ω_k é o Conjunto de barras vizinhas da barra k .

onde:

$$P_{km} = (V_k)^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k V_m b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (3.4)$$

$$Q_{km} = -(V_k)^2 b_{km} - V_k V_m b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k V_m g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (3.5)$$

O problema de fluxo de carga utilizando o método de Newton-Raphson consiste em resolver um sistema genérico linear do tipo $Ax = b$, que é dado por:

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{P}^v \\ \Delta \underline{Q}^v \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} H & N \\ M & L \end{pmatrix}^{(v)} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \underline{\theta}^v \\ \Delta \underline{V}^v \end{pmatrix} \quad (3.6)$$

Em que ΔV e $\Delta \theta$ são os resíduos de tensão e ângulo de tensão, respectivamente. As funções ΔP e ΔQ são dadas por:

$$\Delta \underline{P} = \underline{P}^{esp} - \underline{P}(\underline{V}, \underline{\theta}) \quad (3.7)$$

e

$$\Delta Q = Q^{esp} - Q(\underline{V}, \underline{\theta}) \quad (3.8)$$

P^{esp} e Q^{esp} são as potência ativa e reativa especificadas no sistema. As submatrizes da matriz de coeficientes do sistema A da equação (3.6) são dadas por:

$$H = \frac{\partial(P)}{\partial \theta}, \quad N = \frac{\partial(P)}{\partial V} \quad (3.9)$$

$$M = \frac{\partial(Q)}{\partial \theta} \quad \text{e} \quad L = \frac{\partial(Q)}{\partial V} \quad (3.10)$$

Ao final de cada iteração as variáveis V e θ são atualizadas como mostram as equações (3.11) e (3.12), respectivamente:

$$\underline{\theta}^{v+1} = \underline{\theta}^v + \Delta \underline{\theta}^v \quad (3.11)$$

$$\underline{V}^{v+1} = \underline{V}^v + \Delta \underline{V}^v \quad (3.12)$$

3.2. Fase de melhoria local do GRASP

A fase de melhoria local tem como objetivo encontrar uma melhor configuração dentro de uma vizinhança, para isto foi utilizada a heurística de busca apresentada em (CARREÑO, MOREIRA e ROMERO, 2007). Esta fase é constituída pelos seguintes passos:

- **1º passo:** Introduzir no sistema um dos ramos desconectados na fase construtiva e identificar o laço formado por este ramo.
- **2º passo:** Retirar um ramo que está diretamente conectado ao ramo que foi introduzido no sistema;
- **3º passo:** Calcular as perdas da nova configuração e comparar com o valor da incumbente, caso o novo valor seja menor, atualizar a incumbente e a configuração do sistema e ir ao **passo 4**, caso contrário ir ao **passo 2**;
- **Passo 4** Introduzir o último ramo que foi retirado e retirar o próximo ramo que está diretamente conectado ao ramo introduzido e voltar ao passo 3. Se todos os ramos do laço já foram retirados ir para o **passo 1**.

Este processo termina depois que todos os possíveis laços do sistema foram avaliados.

3.2.1. Fluxo de Carga – Método de Varredura

Para calcular as perdas ativas do sistema foi utilizado um fluxo de carga de varredura, (SHIRMOHAMMADI, 1988). O método é conhecido como varredura por ter um processo iterativo que faz um percurso das barras terminais em direção à barra de referência, e vice-versa.

O processo de resolução deste algoritmo inicia-se escolhendo um valor para os módulos das tensões nas barras que normalmente são iguais à tensão da barra de referência. Com isto todas as barras assumem a tensão $V_{ref} = V_{real} + jV_{imag}$. $\rightarrow V_{ref} = V_{real} + j0$, onde V_{ref} é o módulo da tensão da barra de referência. Como foram escolhidas as tensões para todas as barras, encontra-se a corrente de carga em todas as barras do sistema radial. Para encontrar as correntes das barras é realizada uma varredura das barras terminais até a barra de referência. Este processo é chamado de “backward”. De posse das correntes de todas as barras é possível calcular as perdas ativas e reativas do sistema.

A corrente injetada no sistema pela barra k é dada pela equação (3.13):

$$I_k = \frac{(P_k V_{kr} + Q_k V_{ki}) + j(P_k V_{ki} - Q_k V_{kr})}{(V_{kr}^2 + V_{ki}^2)} \quad (3.13)$$

Com todas as correntes de barras calculadas no processo de “backward”, pode-se estimar a corrente que está saindo da barra de referência. Usando esta corrente da barra de referência e as correntes das demais barras será realizado um cálculo das novas tensões de todas as barras do sistema. Inicializa-se este processo a partir da barra de referência e caminha até os ramos terminais. Este procedimento é conhecido como “forward”. Para o cálculo da tensão das barras é utilizada a equação (3.14):

$$V_{kr} + jV_{ki} = V_{mr} + jV_{mi} + (r_{km} I_{kmr} - x_{km} I_{kmi}) + j(x_{km} I_{kmr} + r_{km} I_{kmi}) \quad (3.14)$$

Como foram obtidos novos valores de tensões de todas as barras, então são calculados os valores da corrente nos ramos da seguinte forma, $I_{km} = I_{kmr} + jI_{kmi}$ onde I_{kmr} e I_{kmi} são as componentes real e imaginária da corrente no ramo km , respectivamente. E com esses novos valores de corrente calculam-se as perdas ativas e reativas do ramo que liga a barra k à barra m :

$$P_{kmp} = r_{km} I_{km}^2 \quad (3.15)$$

$$Q_{kmp} = x_{km} I_{km}^2 \quad (3.16)$$

Com as expressões descritas acima, pode-se calcular o somatório das perdas ativas e reativas do sistema elétrico conforme equações (3.17) e (3.18).

$$P_{total} = \sum_{(k,m) \in \Omega} r_{km} I_{km}^2 \quad (3.17)$$

$$Q_{total} = \sum_{(k,m) \in \Omega} x_{km} I_{km}^2 \quad (3.18)$$

Neste algoritmo, o critério de parada é a variação das perdas ativas entre duas iterações consecutivas. Esta variação das perdas ativas em duas iterações, que é expressa por ΔP_{ativa} , tem que ser menor ou igual a uma tolerância especificada, isto é, $\Delta P_{ativa} \leq \varepsilon$, (BRANDINI, 2000).

3.3. Algoritmo que verifica a radialidade do problema

Para garantir a radialidade de um sistema de distribuição é necessário satisfazer duas condições: a) O número de ramos do sistema deve ser igual ao número de nós menos um; equação (3.19); e b) O sistema tem que ser conexo, (OLIVEIRA, 2010).

$$NRS = n_b - 1 \quad (3.19)$$

Onde NRS é número de ramos do sistema, n_b é o número de barras do sistema.

O algoritmo que verifica as duas condições necessárias de radialidade possui 3 passos principais:

1º. Passo É realizada a leitura dos dados de ramos do sistema e que são armazenados nos vetores **ma** e **mb**, onde **ma** é o vetor que contem as barras de saída dos fluxos de potência e **mb** as barras de entrada dos fluxos de potência;

2º. Passo É realizada a identificação dos conjuntos de barras do sistema que são armazenados no vetor **mr** cuja dimensão corresponde ao número de barras do sistema. Em outras palavras é identificado a qual conjunto cada barra pertence;

3º. Passo São contabilizadas pelo contador **mar** quantas barras pertencem a um mesmo conjunto. O valor de **mar** é comunicado à fase construtiva do GRASP onde é avaliado se **mar** = NRS, neste caso o sistema é radial, caso contrário existe laços no sistema. Por sua vez, ao final do processo iterativo o vetor **mr** fornece as barras que fazem parte dos conjuntos detectados.

4. Resultados

A metodologia proposta foi escrita na linguagem de programação FORTRAN 90 e todas as simulações foram feitas utilizando um processador Intel® Core 2 Duo de 1,86 GHz e 2 GB de memória RAM. Os testes computacionais foram realizados utilizando-se os sistemas de 84, 119 e 136 barras, disponíveis na literatura (CHIOU, CHANG e SU, 2005), (ZHANG, FU e ZHANG, 2007) e (CARREÑO, ROMERO e FELTRIN, 2008), respectivamente.

4.1. Sistema de 84 barras

Este sistema possui 84 barras e 96 ramos, tendo como tensão base 11,4 kV e potência base de 100 MVA e as condições de carga total ativa e reativa são 28.350,0 kW e 20.700,0 kVAr. Este sistema possui 83 chaves de interconexão normalmente fechadas e 13 chaves abertas.

Os resultados para o sistema de 84 barras foram obtidos utilizando um parâmetro $\alpha = 0,1$ na metodologia proposta. A Tabela 1 apresenta os resultados encontrados neste trabalho para a topologia inicial do sistema de 84 barras e para a topologia obtida após a reconfiguração do mesmo sistema, além do resultado encontrado na literatura especializada.

Tabela 1 - Resultados obtidos para o sistema de 84 barras.

Configurações	Chaves Abertas	Perdas Ativas (kW)
Caso base	84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95 e 96	531,81
Resultado final	7, 13, 34, 39, 42, 55, 62, 72, 83, 86, 89, 90 e 92	469,88
(WANG e CHENG 2008)	7, 13, 34, 39, 42, 55, 62, 72, 83, 86, 89, 90 e 92	469,88

Uma análise do valor da constante alfa foi feita neste sistema para definir qual o melhor alfa a ser utilizado. Nota-se que o valor de alfa interfere no número de iteração gasto pelo algoritmo podendo aumentar ou diminuir seu tempo computacional. Por exemplo, se é escolhido um $\alpha=0,3$ o número de iterações gasto para garantir uma melhor solução para o problema é igual a 80 iterações, porém se o $\alpha=0,1$ somente seriam gastas 15 iterações para garantir que a solução encontrada seja de boa qualidade. Os resultados dessa análise são mostrados na tabela 2:

Tabela 2 - Análise do parâmetro alfa (α)

Valor do Alfa	Tempo computacional	Iterações
0,5	167,12	550
0,4	56,03	200
0,3	22,50	80
0,2	6,7	20
0,1	4,34	15

Se o alfa for igual a zero o algoritmo GRASP se torna um algoritmo heurístico construtivo com uma fase de melhoria local, pois sempre irá escolher o ramo com o menor fluxo de potência aparente para ser retirado do sistema, encontrando assim a mesma solução em todas

as iterações. Esta análise mostra que o alfa de melhor qualidade para este sistema é o alfa igual a 0,1, pois encontra o mesmo resultado que um alfa maior, porém com menos iterações. A tabela 3 apresenta o número de elementos que entram na lista de ramos que podem ser escolhidos na primeira iteração da fase construtiva do algoritmo GRASP. A lista mencionada é uma lista formada pelos ramos que podem ser desconectados do sistema e que estiverem dentro do intervalo imposto pela inequação (3.1).

Tabela 3 - Quantidade de ramos escolhidos

Valor do alfa	Números de Ramos
0,5	60
0,4	52
0,3	41
0,2	35
0,1	26
0,05	17
0,025	7

A topologia encontrada para o sistema de 84 barras, utilizando o método proposto é compatível com a topologia encontrada na literatura como pode ser comprovada em (CHANG e KUO 1994) e (WANG e CHENG 2008). O tempo computacional gasto pelo método proposto para este sistema foi de 4,34 segundos. O valor das perdas ativas da topologia encontrada também é compatível com os disponíveis na literatura comprovando a eficiência do método proposto.

A configuração encontrada melhora o perfil de tensão do sistema, já que após a reconfiguração o menor valor de tensão encontrado no sistema foi de 0,95542 p.u. na barra 10. Na configuração final as tensões variam dentro dos limites permitidos por norma, já a configuração inicial que varia entre 0,9277 p.u. a 1,00 p.u., possui queda de tensão maior que 7%, o que está fora dos limites permitidos pela (ANEEL, 2010).

4.2. Sistema de 119 barras

O sistema de 119 barras possui 118 barras de carga, 1 subestação e 133 ramos. A tensão base é de 11,0 kV e as condições de carga total ativa e reativa são de 22.709,72 kW e 17.041,07 kVAr. Este sistema possui 15 chaves de interconexão inicialmente abertas. A Tabela 4.4 apresenta as chaves que foram abertas no sistema de 119 barras e os valores das perdas de potência ativa existentes na configuração inicial deste sistema e na configuração final que é encontrada pela metodologia proposta, além do melhor resultado encontrado na literatura especializada.

Tabela 4 - Resultado obtido para o sistema de 119 barras.

Configurações	Chaves Abertas	Perdas Ativas (KW)
Caso base	119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132 e 133.	1.294,63
Resultado final	24, 26, 35, 40, 43, 51, 59, 72, 75, 96, 98, 110, 122, 130 e 131.	853,65
(OLIVEIRA, 2010)	24, 26, 35, 40, 43, 51, 59, 72, 75, 96, 98, 110, 122, 130 e 131	853,65
(ZHANG, FU e ZHANG, 2007)	24, 27, 35, 40, 43, 53, 59, 72, 75, 96, 98, 110, 123, 130 e 131	865,86

O resultado encontrado para o sistema de 119 barras, utilizando o método proposto neste trabalho é de melhor qualidade que o encontrado em (Zhang, Fu e Zhang, 2007) e igual ao encontrado em (OLIVEIRA, 2010). Na configuração final as tensões variam no intervalo de

0,9338 p.u. a 1,00 p.u., tendo uma menor variação em relação a configuração inicial que é de 0,8688 p.u. a 1,00 p.u., esta última possui valor mínimo menor que o permitido pela (ANEEL, 2010). O tempo computacional gasto pelo método proposto para este sistema foi de 82,92 segundos.

A tabela 5 apresenta o número de elementos que entram na lista de ramos candidatos na primeira iteração da fase construtiva do algoritmo GRASP para diferentes valores de alfa. O resultado obtido para o sistema de 119 barras através da metodologia proposta utiliza um $\alpha = 0,03$.

Tabela 5 - Quantidade de ramos que entrará na lista.

Valor do alfa	Números de Ramos na lista
0,3	113
0,2	104
0,1	77
0,07	62
0,05	42
0,035	30
0,03	28
0,01	8

4.3. Sistemas de 136 Barras.

Este sistema possui 136 barras e 156 ramos e é um sistema de distribuição real localizado em uma cidade de porte médio no Brasil, tendo como tensão base 13,8 kV, a potência base de 100 MVA, as condições de carga total ativa e reativa são 18.313,809 kW e 9.384,827 kVAr, respectivamente. Este sistema possui 21 circuitos com chaves de interconexão inicialmente abertas. Os resultados obtidos para o sistema de 136 barras encontrado na literatura e utilizando a metodologia proposta neste trabalho são dados pela tabela 6. Os resultados foram encontrados neste trabalho utilizando um $\alpha = 0,109$.

Tabela 6 - Resultado obtido para o sistema de 136 barras.

Configurações	Chaves Abertas	Perdas Ativas (kW)
Caso base	136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155 e 156	320,24
Resultado final	7, 35, 51, 90, 96, 106, 118, 126, 135, 137, 138, 141, 142, 144, 145, 146, 147, 148, 150, 151 e 155	280,16
(CARREÑO, ROMERO e FELTRIN, 2008)	7, 35, 51, 90, 96, 106, 118, 126, 135, 137, 138, 141, 142, 144, 145, 146, 147, 148, 150, 151 e 155	280,16

O resultado encontrado para o sistema de 136 barras, utilizando o método proposto é compatível com o melhor resultado encontrado na literatura como pode ser comprovado em (CARREÑO, ROMERO e FELTRIN, 2008). Após a reconfiguração a menor tensão encontrada no sistema foi de 0,9589 p.u. na barra 106, acima da queda de tensão mínima permitida. Em relação à configuração inicial a menor tensão encontrada foi de 0,9326 p.u., pode-se considerar assim que a reconfiguração do sistema melhorou o perfil de tensão existente no mesmo.

A tabela 7 apresenta o número de elementos que entram na lista de ramos candidatos na primeira iteração da fase construtiva do algoritmo GRASP para diferentes valores de alfa.

Tabela 7 - Quantidade de ramos que entram na lista

Valor do alfa	Números de Ramos
0,5	81
0,4	70
0,3	63
0,2	52
0,15	45
0,109	35
0,1	32
0,05	19

Nota-se que com uma pequena alteração do parâmetro alfa tem-se uma grande diferença na quantidade de elementos que irão entrar na lista, portanto é importante encontrar um valor de alfa que minimize a quantidade de iterações e encontre um bom resultado para o problema.

O tempo computacional gasto pelo método proposto para este sistema foi de 138,5 segundos. A Figura 3 ilustra a evolução da solução incumbente na metodologia proposta em relação a cada iteração.

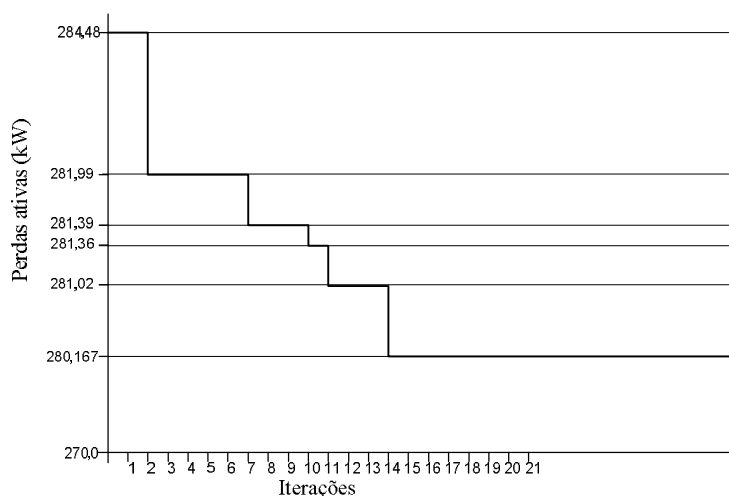


Figura 3 - Desempenho do método no sistema de 136 barras.

O número de iterações definido para o GRASP é de 200 iterações. Na Figura 3 pode-se notar que na décima quarta iteração o algoritmo encontra a mesma solução apresentada na literatura e este valor não é alterado até a última iteração.

5. Conclusões

Neste trabalho o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica foi resolvido utilizando a metaheurística GRASP, tendo como objetivo a diminuição das perdas ativas do sistema. O algoritmo GRASP apresentado neste trabalho é de fácil aplicação e encontra sempre configurações factíveis para o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Os resultados encontrados através da metodologia proposta neste trabalho para os sistemas de 84, 119 e 136 barras são iguais aos encontrados na literatura. Assim pode-se afirmar que a metodologia utilizada obteve resultados de boa qualidade para o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Referências

- ABUR, A.** (1996) Determining the optimal radial network topology within the line flow constraints, *IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, 673-676.
- ANEEL.**, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). "Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2010 <http://www.rge-rs.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=x07aQ2s5cj4%3D&tabid=256&mid=652&language=en-US>, 2011.
- BRANDINI, A. C.**, Análise Crítica de Algoritmos de Fluxo de Carga Usados em Sistemas de Distribuição Radial, Dissertação do Mestrado em Engenharia Elétrica, UNESP-FEIS - Faculdade de Engenharia de Ilha Sotera, 2000, http://www.dee.feis.unesp.br/pos/teses/arquivos/103-dissertacao_luis_uchoa_pizzali.pdf, 2011.
- CARREÑO, E. M., MOREIRA, N. e ROMERO, R.** (2007), Distribution network reconfiguration using an efficient evolutionary algorithm, *IEEE PES General Meeting*, 24-28.
- CARREÑO, E., ROMERO, R. e FELTRIN, A. P.** (2008), An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem, *IEEE Transactions on Power Systems*, 1542-1551.
- CHANG, C. F.** (2008), Reconfiguration and Capacitor Placement for Loss Reduction of Distribution Systems by Ant Colony Search Algorithm, *IEEE Transactions. Power Systems*, 1747-1755.
- CHANG, H. C. e KUO, C. C.** (1994), Network reconfiguration in distribution systems using simulated annealing, *Electric Power Systems Research*, 227-238.
- CHIOU, J. P., CHANG, C. F. e SU, C. T.** (2005), Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, 668-674.
- FEO, T. A. e RESENDE, M. G. C.** (1989), A probabilistic heuristic for a computationally difficult set covering problem, *Elsevier science publishers*, 67-71.
- GUIMARÃES, M. A. N., LORENZETI, J. F. C. e CASTRO, C. A.** (2004), Reconfiguration of Distribution System for Voltage Stability margin Enhancement Using Tabu Search, *POWERCON 2004*, 1556-1561.
- MERLIN, A. e BACK, H.**, (1975), Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system, *Power System Computation Conference*, 1-18.
- MONTICELLI, A. J.** *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*, Edgard Blucher Ltda, São Paulo, 1983.
- NARA, K., SHIOSE, A., KITAGAWA, M. e ISHIHARA, T.** (1992), Implementation of Genetic Algorithm for Distribution Systems Loss Minimum Reconfiguration, *IEEE Transactions. Power Systems*, 1044 - 1051.
- OLIVEIRA, M. L.**, Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, 2010, <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000769849&fd=y>, 2011.
- SALAZAR, H., GALLEGGO, R. e ROMERO, R.** (2006), Artificial Neural Networks and Clustering Techniques Applied in the Reconfiguration of Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1735 - 1742.
- SCHMIDT, H. P., IDA, N., KAGAN, N. e GUARALDO, J. C.** (2005), Fast Reconfiguration of Distribution Systems Considering Loss Minimization, *IEEE Transactions on Power Systems*, 1311 - 1319.
- SHIRMOHAMMADI, D., HONG, H. W., SEMLYEN, A. AND LUO, G. X.** (1988), A Compensation Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 753-762.
- WANG, C. e CHENG, H. Z.** (2008), Optimization of Network Configuration in large Distribution Systems Using Plant Growth Simulation Algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems*, 119-126.
- ZHANG, D.; FU, Z.; ZHANG, L.** (2007) An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems, *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 5-6, pp. 685-694.