

MODELO DE OTIMIZAÇÃO MULTI OBJETIVO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO (MT)

Antonio Marcos Cossi

Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – FEIS/UNESP
Alameda Rio de Janeiro, nº 56, Centro, Ilha Solteira-SP, CEP: 15385-000
cossi@mat.feis.unesp.br

Luiz Gustavo Wesz da Silva

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – IFG, Campus de Itumbiara
Avenida de Furnas, nº 55, Village Imperial, Itumbiara-GO, CEP: 75524-010
lgwezs@gmail.com

RESUMO

Neste trabalho apresenta-se um modelo de planejamento multiobjetivo de redes de distribuição de energia elétrica de *MT* que considera duas funções objetivo: 1- custos de investimentos de expansão e operação das redes de *MT*; 2- custos da confiabilidade do sistema na ocorrência de contingências na rede. Para resolver o problema da expansão da rede é proposto um algoritmo Tabu Search Reativo Multiobjetivo. Os custos de confiabilidade da rede são obtidos através do cálculo da energia não fornecida devido às operações de reparos e chaveamentos da rede de distribuição, realizados para isolar e redistribuir as cargas das seções afetadas por faltas permanentes ou para manutenção do sistema. A alocação de chaves de manobra para restaurar a rede de distribuição e reduzir os custos da energia não fornecida é resolvido de forma simultânea com a expansão da rede por meio de um algoritmo genético dedicado.

PALAVRAS CHAVE. otimização multiobjetivo, tabu search reativo multiobjetivo e confiabilidade.

Área principal (EN - PO na Área de Energia, OC - Otimização Combinatória, MH - Metaheurísticas)

ABSTRACT

This work presents a multiobjective planning model for distribution networks for electricity *MT* considering two objective functions: 1 - cost of investments for expansion and operation of networks of *MT*; 2 - cost of system reliability in the event of contingencies in the network. To solve the problem of network expansion is an algorithm Multiobjective Reactive Tabu Search. The costs of network reliability are obtained by calculating the energy not supplied due to the repair operations and switching distribution network, performed to isolate and redistribute the loads of the sections affected by permanent faults or maintenance. The allocation of key to maneuver to restore the distribution network and reduce the cost of energy not supplied is solved simultaneously with the expansion of the network through a dedicated genetic algorithm.

KEYWORDS. multiobjective optimization, multiobjective reactive tabu search, and reliability.

1. Introdução

Neste trabalho, o modelo de otimização de redes distribuição de energia elétrica de média tensão (*MT*) considera dois objetivos: (1) - análise dos custos de investimentos referentes a expansão e operação da rede de acordo com as ações de planejamento a serem adotadas no período sob estudo (Gönen, 1986), e (2) - análise dos custos de energia não suprida no sistema, procurando minimizar a quantidade de consumidores que ficaria sem energia devido uma falha permanente na rede, através da instalação de chaves de manobras e ramais de interconexão entre alimentadores vizinhos para restaurar o sistema através do remanejamento de cargas (Billinton e Jonnavithula, 1996).

No planejamento de redes de *MT* determina-se onde, quando e quais os tipos de componentes devem ser instalados e/ou construídos dentro do período de planejamento a fim de satisfazer as necessidades dos serviços de distribuição de energia, com especificações técnicas e operacionais relativas à qualidade, continuidade do serviço de abastecimento e confiabilidade, bem como buscar o menor custo possível de operação e de investimentos (Gönen e Ramirez-Rosado, 1986). As principais dificuldades na resolução do planejamento de redes de *MT* estão relacionadas com a natureza combinatorial do modelo, que apresenta um grande espaço de busca de soluções, uma estrutura multimodal com vários ótimos locais e variáveis de decisão binárias. Vários métodos têm sido empregados em estudos de planejamento de redes de *MT*, como os de otimização clássica, métodos heurísticos, (Goswami, 1997) e, atualmente, as meta-heurísticas: algoritmos genéticos (Ramirez-Rosado e Bernal-Augustin, 2001), Tabu Search (Glover, 1995; Ramirez-Rosado e Domínguez-Navarro, 2004), entre outros.

Neste trabalho, propõe-se a resolver o problema de planejamento de redes de *MT* considerando a natureza multiobjetivo do problema por meio de duas funções objetivo: Custo de investimentos durante a fase de planejamento e o custo de confiabilidade da rede. A função objetivo relativa aos investimentos reflete os custos na instalação de novas subestações, chaves de manobras (*CHS*), ramais de interconexão e alimentadores, e a operação da rede com base no cálculo das perdas técnicas. A função objetivo relacionada com a confiabilidade é modelada baseada nos cálculos dos índices de corte de cargas e conectividade do sistema de energia elétrica. Para solução do problema utiliza-se um Algoritmo Tabu Search Reativo Multiobjetivo (*RTS-MO*), em que os objetivos são considerados através dos conceitos de fronteira ótima de Pareto (Baykasoglu, 1999). Este modelo de otimização proposto prevê a restauração da rede sob contingências, minimizando a energia não suprida, através da construção de alimentadores de reserva e alocação de *CHS* (Silva, 2004; Teng e Lu, 2002). Neste caso, para a alocação otimizada de *CHS* é utilizado um algoritmo genético (*AG*).

Para testar a eficiência computacional e robustez da metodologia proposta e implementada, apresentam-se resultados de testes para um sistema distribuição de *MT*, cujos dados podem ser encontrados em Ramirez-Rosado e Domínguez-Navarro (2004).

2. Formulação do Problema

No modelo de planejamento multiobjetivo de redes de *MT*, propõe-se uma função objetivo em que se consideram os custos de investimentos na expansão da rede para atender a demanda dos consumidores com qualidade de fornecimento de energia, e uma função objetivo relacionada com a confiabilidade da operação do sistema de distribuição (Billinton e Jonnavithula, 1996). O modelo de planejamento considerado é estático com um único horizonte de planejamento.

2.1. Custos de Investimentos (*CI*)

A função objetivo referente aos custos de investimentos considera os custos fixos e variáveis dos elementos que compõem os sistemas de distribuição de *MT*. Os custos fixos representam os investimentos a serem feitos na rede de *MT* durante o período de planejamento, e os custos variáveis representam as perdas técnicas de energia necessárias para operar a rede de

distribuição. Assim, o modelo geral da função objetivo referente aos custos de expansão e operação das redes de *MT* pode ser escrito da seguinte forma:

$$\text{Minimizar } CI \left\{ \begin{array}{l} \text{Custos de investimentos na fase de planejamento (construção de} \\ \text{subestações, instalação/troca de condutores, instalação de} \\ \text{transformadores de distribuição, instalação de chaves de manobras)} \\ \\ + \\ \text{Custos operacionais (perdas elétricas do sistema)} \end{array} \right.$$

2.2. Custo de Energia Não Suprida (*CENS*)

A função objetivo relacionada com a confiabilidade do sistema é modelada baseada nos cálculos dos índices de corte de carga e conectividade do sistema de energia elétrica, e busca reduzir a quantidade de cargas que são desenergizadas na incidência de faltas permanentes na rede. O modelo geral da função objetivo referente aos custos de energia não suprida (*CENS*) no horizonte de planejamento considerado para o sistema nas condições de contingências, pode ser escrito da seguinte forma:

$$\text{Minimizar } CENS \left\{ \text{Custos de energia não suprida - } CENS \text{ (custo de confiabilidade)} \right.$$

Esta função reflete a confiabilidade das redes de distribuição de *MT* em termos de custo de energia não suprida para cada topologia da rede (ramais que alimentam as cargas) e consiste na análise da alocação de *CHS* e construção de ramais laterais de interligação entre alimentadores vizinhos, para que na incidência de uma falta permanente em qualquer ponto da rede ou para manutenção, o sistema de distribuição possa operar sob contingência, e que os custos de restauração do serviço de fornecimento de energia sejam mínimos (Silva, 2004; Teng e Lu, 2002; Billinton e Jonnavithula, 1996). Assim, o objetivo é que o menor número possível de consumidores seja afetado pela interrupção do fornecimento de energia, considerando as características socioeconômicas de cada classe de consumo: residencial, comercial e industrial, de serviços públicos, escolas e hospitais. Neste modelo considera-se dados históricos dos índices de confiabilidade e informações sobre o funcionamento das redes de distribuição (Silva, 2004; Tippachon e Rerkpreedapong, 2009; Billinton e Wang, 1999). Além disso, o custo anual de interrupção para cada seção do alimentador é composto pelas parcelas dos custos de energia não suprida aos consumidores na seção em que ocorreu a contingência, à montante da seção sob contingência e à jusante da seção onde ocorreu a contingência.

2.3. Restrições

As restrições físicas, financeiras, operacionais e de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica consideradas no modelo de planejamento multiobjetivo de redes de *MT*, são as seguintes:

- *Fluxo de potência*: São equações algébricas não-lineares (*Leis de Kirchhoff*) para determinar o estado da rede e calcular as demandas de potências ativa e reativa em todas as barras do sistema, e o cálculo do fluxo de potência nas linhas (Shirmohammadi, 1988).
- *Magnitudes de tensão*: Garante que o perfil de tensão para cada barra do sistema seja mantido dentro de limites preestabelecidos, conforme padrão ANSI C84.1, evitando grandes variações de tensão na rede.
- *Máximo fluxo de corrente permitido nos ramais*: Assegura que a capacidade de fluxo de corrente nos ramais existentes e planejados da rede deve ser mantido dentro de seus limites físicos de operação durante o período de planejamento, operando em condições normais ou sob contingências.

- Capacidade de operação das subestações: Determina que a capacidade de energia disponível da subestação deve ser suficiente para atender a demanda nas condições de funcionamento normal ou sob contingências durante o período de planejamento.
- Capacidade de operação dos transformadores de distribuição: Estabelece que a capacidade do transformador de distribuição deve ser suficiente para atender a demanda durante o período de planejamento.
- Capacidade de operação dos alimentadores: Determina que o somatório das cargas mais as perdas de um alimentador, não deve exceder a capacidade máxima desse alimentador quando operando sob diferentes cenários.
- Instalação e/ou troca de condutores: Estabelece que apenas um tipo de condutor pode ser escolhido para ser instalado ou substituído nos ramais da rede, durante a fase de planejamento.
- Radialidade do sistema: Segundo a teoria de grafos, deve assegurar que cada alimentador da rede de distribuição de MT funcione de acordo com uma topologia que forma uma árvore.
- Recursos financeiros disponíveis: Garante que os investimentos para o plano de expansão/melhorias na rede deve estar dentro dos recursos financeiros disponíveis no período considerado.
- Alocação de chaves de manobra (CHS): Limita o número máximo de CHS que podem ser alocadas em cada alimentador para promover a restauração do sistema.

3. Técnica de Solução

3.1. Algoritmo RTS-MO

3.1.1. Configuração Inicial

Um algoritmo heurístico construtivo (AHC) é usado para gerar a configuração inicial do algoritmo RTS-MO (Cossi, 2009). O AHC consiste basicamente em criar conexões entre as subestações existentes e/ou futuras e as novas cargas a serem energizadas através de novos ramais. Para cada carga ou grupo de cargas adicionado ao sistema através de novos ramais, os seguintes critérios físicos e operacionais são verificados: magnitudes de tensão nas barras do sistema, capacidade da subestação e dos condutores, e a radialidade do sistema.

3.1.2. Sistema de Codificação

Para mapear as possíveis soluções para o problema de planejamento de redes de distribuição de MT considerando um sistema de distribuição genérico, é utilizada uma codificação em base decimal inteira como mostrado na Figura 1. Nesse sistema de codificação para cada proposta de solução (vizinhança do algoritmo RTS-MO), estão representados os ramais (l) e seus respectivos condutores (c), pertencentes aos alimentadores (a) das subestações (s).

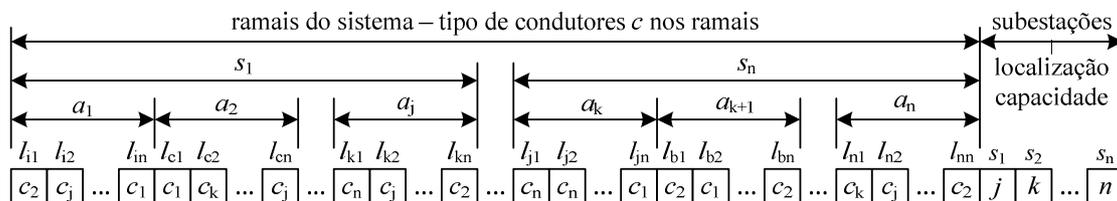


Figura 1: Sistema de codificação

3.1.3. Vizinhança do Algoritmo RTS-MO

A vizinhança do algoritmo RTS-MO proposta para o problema de planejamento tem a seguinte estrutura:

- a. Rota dos alimentadores: A criação de rotas dos alimentadores é baseada na técnica de troca de ramos considerando-se a definição de duas zonas (Billinton e Jonnavithula, 1996): intrazona – realiza-se a troca de ramos conectados a uma mesma subestação; e interzona – realiza-se a troca de ramos conectados em subestações diferentes. Esta técnica consiste em adicionar ramos que não fazem parte da configuração corrente formando uma nova topologia (árvore) como proposta de solução para o problema. Para manter a radialidade do sistema, um outro ramo (aresta) é retirado desta configuração proposta, diferentemente daquele que foi adicionado. Assim, um vizinho de uma configuração corrente é qualquer sistema que seja radial e diferente em um ramo desta configuração.
- b. Instalação e/ou substituição de condutores: A escolha da bitola do condutor a ser substituído (recondutorado) ou alocado em cada um dos ramais do sistema é feita através da avaliação das condições de fluxo de corrente nos condutores e da queda de tensão nas barras da configuração corrente sob estudo. Neste caso, o condutor pode ser substituído por outro de maior ou menor capacidade (Cossi, 2009).
- c. Alocação e/ou realocação de CHS nos ramais do sistema: A estrutura de vizinhança consiste em alocar, através de um algoritmo genético AG, um conjunto de CHS nos alimentadores do sistema de forma otimizada, ou seja, a cada nova topologia de rede, determinada pela estrutura de vizinhança do algoritmo RTS-MO, as CHS são realocadas pelo AG de forma otimizada.

3.1.4. Avaliação das Configurações

Para cada proposta de solução, é calculada uma função de adaptação (fa), a qual é composta por dois termos: 1- Função objetivo referente aos custos de investimentos na rede (CI) mais as penalizações das restrições impostas ao problema; 2 – Custo de energia não suprida ($CENS$) para faltas permanentes na rede durante o período de planejamento sob estudo. Um algoritmo de fluxo de potência monofásico, baseado na metodologia desenvolvida por Shirmohammadi (1988) é usado para avaliar o estado da rede considerando o conjunto de restrições impostas ao problema. A função de adaptação (fa) é descrita da seguinte forma:

$$fa = (CI, CENS) \quad (1)$$

3.1.5. Listas de Controle do Algoritmo RTS-MO

No algoritmo RTS-MO utilizam-se três listas principais e uma lista auxiliar para controlar a busca de propostas otimizadas para o planejamento de redes de distribuição de MT: Lista Tabu (LT), de dimensão variável, que é a memória de curto prazo do algoritmo; Lista Auxiliar (LA) que é memória de longo prazo do algoritmo; Lista Candidata (LC) e Lista Pareto (LP) que realizam o controle do algoritmo RTS-MO para resolver o problema de otimização multiobjetivo.

- Lista Tabu (LT) e Lista Auxiliar (LA): Na LT armazenam-se os atributos usados na troca de ramos compostos pelas propostas dos ramais que são adicionados e retirados da rede de MT para gerar as configurações vizinhas, tornando estes atributos proibidos durante k_1 iterações. Os atributos das configurações proibidas são também armazenados na LA para controlar a frequência com que estes atributos podem ser utilizados para gerar as configurações do sistema. Este controle é realizado para verificar se ocorrem repetições desses atributos durante k_2 iterações preestabelecidas. O mecanismo reativo do algoritmo RTS consiste em aumentar rapidamente a dimensão da LT quando ocorrem repetições de atributos na LA . No entanto, se durante k_2 iterações a LT não variar de dimensão, por não estar ocorrendo repetições de atributos para gerar as configurações vizinhas, ocorre a redução lenta da LT . Se a dimensão da LT crescer muito, tornando todos os atributos proibidos, este problema é contornado utilizando um mecanismo de escape.
- Lista Pareto (LP) e Lista Candidata (LC): Na LP armazenam-se as soluções não dominadas encontradas e selecionadas pelo algoritmo RTS-MO. Na LC armazenam-se todas as outras

soluções não dominadas que não são selecionadas como soluções de Pareto. Na análise de cada configuração obtida através da estrutura de vizinhança, pode ser encontrada uma ou mais soluções não dominadas. Caso seja encontrada apenas uma solução, esta é armazenada na *LP*. No entanto, se for encontrada mais de uma solução, é escolhida aleatoriamente uma delas para ser armazenada na *LP*, e conseqüentemente as outras são armazenadas na *LC*. As soluções da *LC* podem se tornar soluções correntes do algoritmo *RTS-MO* caso não haja nenhuma configuração vizinha com valor de função objetivo melhor que a solução corrente e mantiver o status de não dominada por outras soluções da *LC*. Neste caso, a *LC* fornece a oportunidade para diversificar a busca, servindo como mecanismo de escape.

- **Mecanismo de Escape:** Se durante o processo de busca por novas soluções, a *LT* começar a crescer muito ou se as soluções começarem a se repetir, é acionado o mecanismo de escape. O mecanismo de escape consiste em selecionar da *LC*, de forma aleatória, uma nova solução inicial para o problema, diversificando o processo, distanciando a busca dos pontos de ótimos locais e evitando o fenômeno de ciclagem.
- **Critério de Aspiração:** O critério de aspiração consiste em aceitar configurações de boa qualidade (configurações cuja função de adaptação seja melhor que as da *LP* e *LC*), mesmo que tenham atributos proibidos. Se durante o processo de busca, forem encontradas soluções de boa qualidade cuja função de adaptação seja melhor que a incumbente, mas que possuem atributos proibidos, estas configurações serão aceitas durante o processo do algoritmo *RTS-MO*, eliminando-se assim tal proibição.

3.1.6. Critério de Parada

O critério de parada consiste em analisar a solução incumbente durante o processo iterativo. Se a solução incumbente não apresenta (possui status de dominada) melhoria com relação às soluções não dominadas da *LP* e da *LC* durante um certo número de iterações, o processo é considerado convergido.

3.2. Algoritmo Genético (AG)

3.2.1. Configuração Inicial

Para obter a população inicial, cada indivíduo é gerado considerando uma quantidade fixa de *CHS* que é determinada em função da carga instalada, do número de consumidores, dos índices de confiabilidade e de fatores sócio-econômicos relacionados aos consumidores ligados em cada um dos alimentadores. A alocação de *CHS* é feita de forma aleatória nos pontos candidatos à alocação das chaves de manobras. Os pontos candidatos são determinados seguindo regras, determinadas pelos setores de planejamento e operação das empresas distribuidoras de energia elétrica.

3.2.2. Sistema de Codificação

Para mapear as possíveis soluções para o problema de alocação otimizada de *CHS* nos alimentadores da rede de *MT*, utiliza-se um sistema de codificação binário, conforme ilustrado na Figura 2. Nesta proposta de codificação tem-se que: (1) indica os ramais escolhidos para alocação de *CHS*; (0) ramais não escolhidos para alocação de *CHS*.

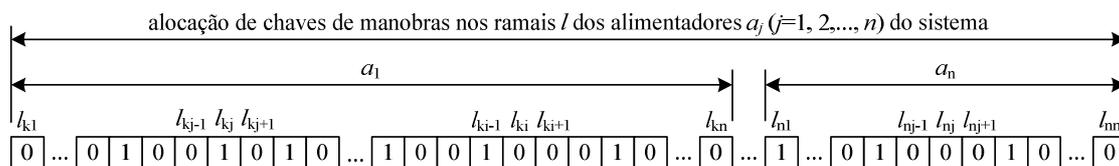


Figura 2: Sistema de codificação

3.2.3. Avaliação das Configurações

Cada proposta de solução é avaliada de acordo com uma função de adaptação que procura minimizar os custos de energia não suprida (*CENS*) no sistema elétrico sob estudo devido à instalação das *CHS*, sujeita às restrições técnicas e operativas do sistema.

3.2.4. Seleção, Recombinação e Mutação

Na seleção das configurações que irão participar dos processos de recombinação e mutação, utilizou-se a técnica de torneio juntamente com elitismo, em que $x\%$ das melhores configurações são consideradas elite e as demais, não-elite. As configurações não-elite são escolhidas utilizando a técnica do torneio. Neste caso, são realizados n jogos, sendo n o tamanho da população das configurações que não são de elite e que posteriormente irão se recombinar com as configurações de elite. Em cada jogo são selecionadas três configurações diferentes e escolhida aquela com melhor valor de função de adaptação.

A recombinação é de um único ponto para cada indivíduo mapeado de acordo com a estrutura do cromossomo. O processo de mutação utilizado é uma mutação simples para cada ponto candidato à alocação de *CHS*. Os valores das taxas de recombinação e mutação são alterados de forma adaptativa durante o ciclo geracional do *AG*.

Os parâmetros de controle do *AG* utilizados nos testes como taxa de recombinação (t_c), taxa de mutação (t_m), número de iteração (n_{iter}) e tamanho da população (n_{pop}) estão ilustrados na Tabela 1. Os ajustes dos valores dos parâmetros de controle do *AG* foram escolhidos através da análise de alguns testes práticos levando em conta o tamanho do sistema elétrico sob estudo.

3.2.5. Diversificação da População

Para resolver problemas de ótimos locais provocados por uma população submetida a mecanismos de seleção, propõe-se o controle da diversidade da população, efetuado de acordo com uma taxa de diversificação da população, calculada em cada ciclo geracional do *AG* após a seleção.

3.2.6. Critério de Parada

O critério de parada consiste em verificar a variação da solução incumbente através do ciclo geracional do *AG*. Se a solução incumbente não apresenta melhoria durante um número especificado de iterações (n_{cp}), o processo iterativo é considerado convergido.

Na Figura 3 apresenta-se o diagrama de blocos do algoritmo *RTS-MO* proposto para resolver o problema de planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de *MT*.

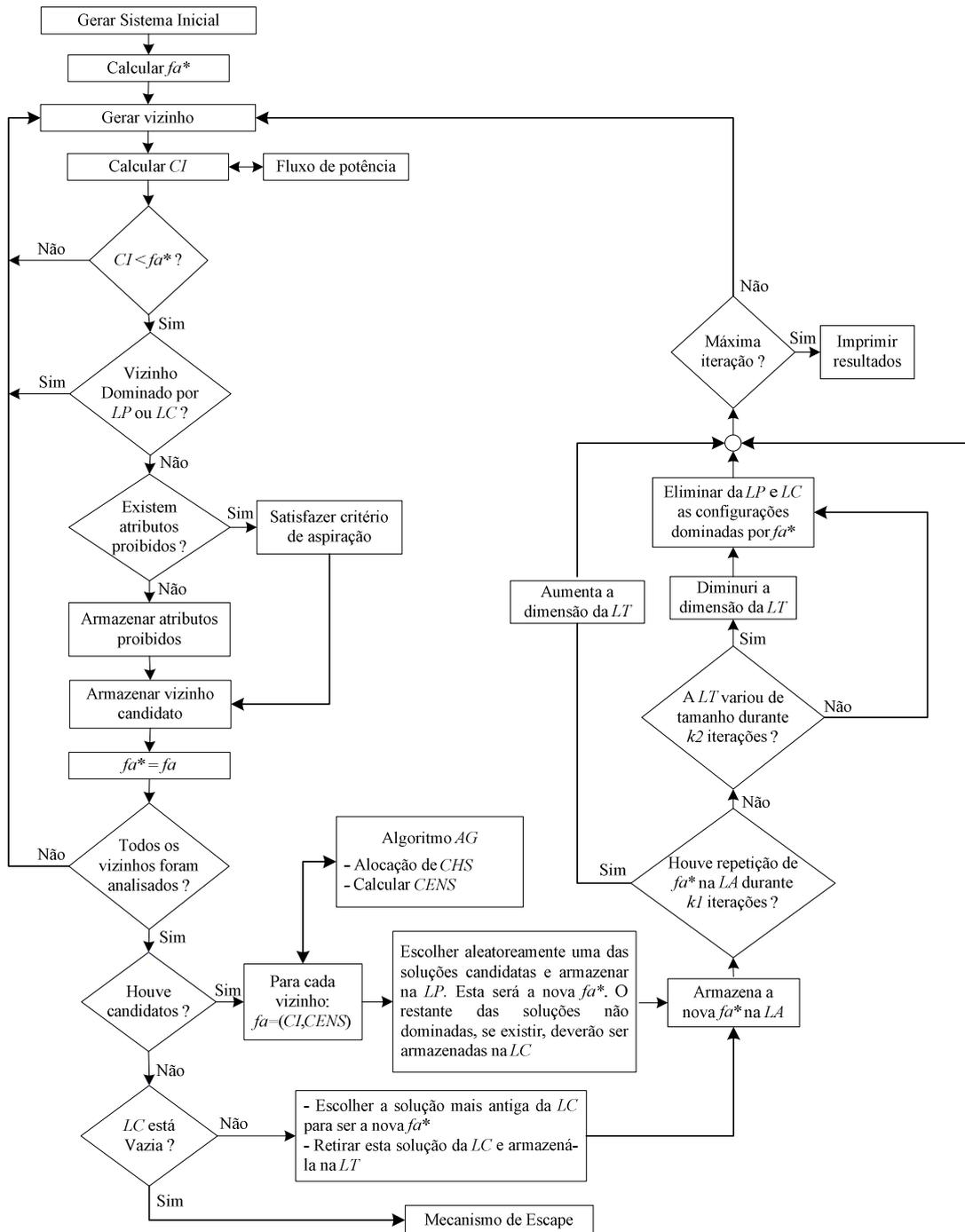


Figura 3: Algoritmo RTS-MO

4. Testes e Resultados

O algoritmo RTS-MO proposto para o problema de planejamento multiobjetivo foi implementado e testado utilizando-se um sistema de MT, cujos dados (topologia, condutores e demandas) encontram-se em Ramirez-Rosado (2001). O índice de faltas permanentes, utilizado na simulação do modelo de alocação de chaves é $\lambda=0,04$ faltas/Km/ano. A Tabela 1 ilustra os custos e parâmetros iniciais adotados para a solução do problema multiobjetivo e os custos de chaveamento e de reparo na rede por categoria de consumidores (residenciais, comerciais e industriais). Os resultados das propostas das soluções A, B e C da Figura 6 encontram-se na Tabela 2. Estas soluções foram escolhidas para priorizar um ou outro objetivo (solução A

priorizando o objetivo referente aos custos de investimentos e a solução *C* priorizando os custos de energia não suprida), além da solução *B* que é uma solução intermediária priorizando os dois objetivos ao mesmo tempo. A Figura 4 ilustra o sistema solução *B*, obtido para o problema de planejamento multiobjetivo, considerando-se a ligação de novas cargas previstas e a alocação de *CHS*. Trata-se de uma solução intermediária escolhida dentre as diversas soluções da fronteira de Pareto. A Figura 5 ilustra o comportamento do algoritmo *RTS* durante o processo iterativo na obtenção das soluções referentes aos custos de investimentos (*CI*). A Figura 6 ilustra o conjunto de soluções ótimas de Pareto, determinada pelo algoritmo *RTS-MO*.

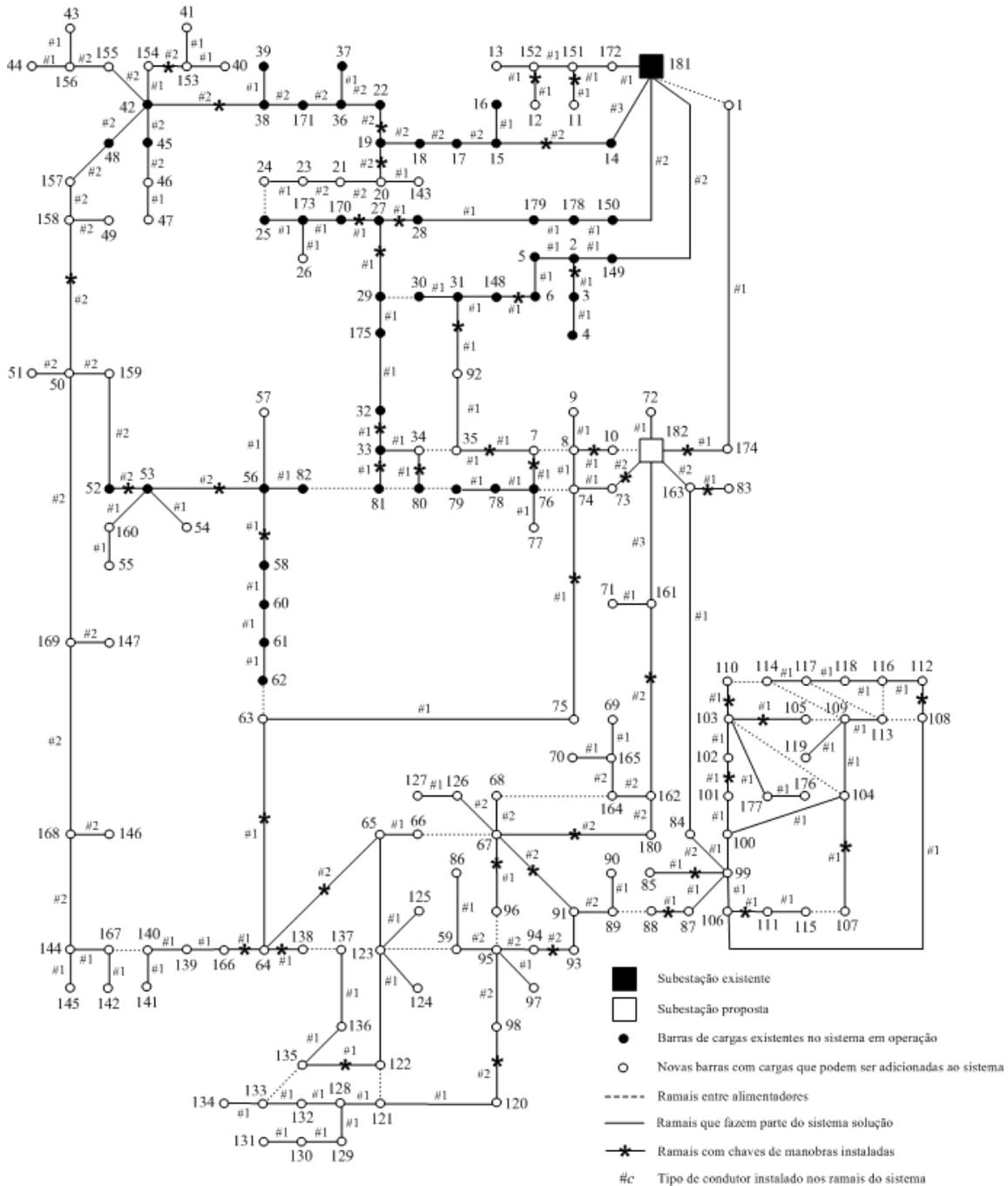


Figura 4: Sistema de MT (proposta de solução *B*)

Tabela 1. Custos e parâmetros iniciais

Custos										
Parâmetros iniciais (US\$/Unidade)				Chaveamento e reparo (US\$/kWh/ano)						
Condutores		kWh	R_f^{max}	CH	CRr	CRc	CRi	CCHr	CCHc	CCHi
Tipo 1	Tipo 2	0.32	400,000.0	180.0	1.11	4.36	0.95	1.11	3.16	1.26
100.0	200.0									
Parâmetros do AG										
t_c	t_m	n_{iter}			n_{pop}			n_{cp}		
0,7	0,05	400			60			50		

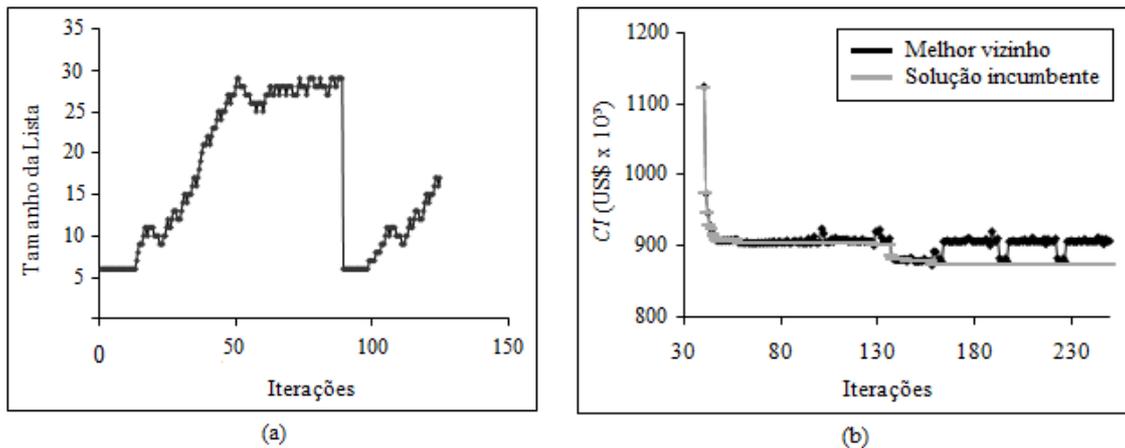


Figura: 5. Comportamento do algoritmo RTS para o cálculo dos custos de investimentos da solução B – (a) Tamanho da lista LT de acordo com o nº de iterações; (b) Melhor vizinho e solução incumbente de acordo com o nº de iterações

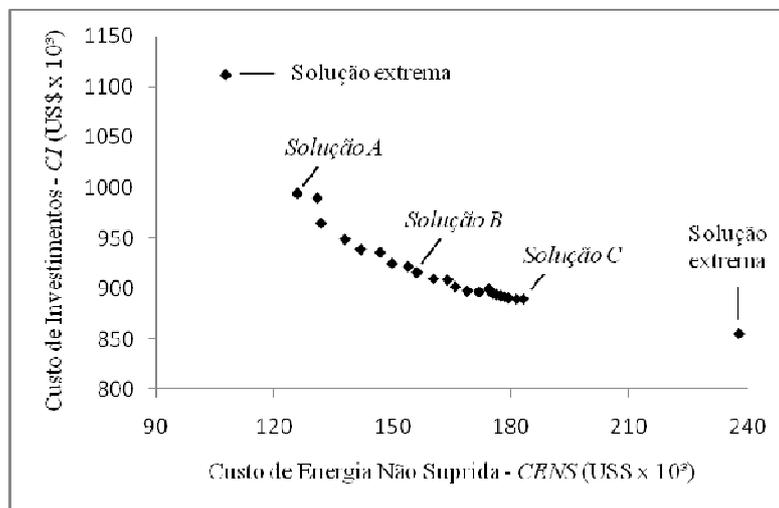


Figura 6: Fronteira ótima de Pareto (conjunto de soluções ótimas de Pareto)

Tabela 2. Custos das soluções A, B e C e valor de tensão mínimo

Custos (US\$)				
	Parâmetros	Solução A	Solução B	Solução C
Investimentos (CI)	Perdas (sistema + trafos)	56,012.86	130,700.55	163,903.08
	Trafos (unidade)	231,318.68	231,318.68	231,318.68
	Condutores	182,186.81	76,263.74	48,618.13
	Ramais de interligação	56,730.77	33,219.78	19,258.24
	Chaves de manobras (CHS)	86,310.00	63,020.00	45,210.00
	Subestação (SE)	250,000.00	250,000.00	250,000.00
	Total	994,292.36	916,255.99	890,041.37
Confiabilidade	CENS	125,943.96	156,189.84	183,265.05
Tensão (pu)	V_{min}	0.972	0.961	0.954

4.1. Comentários dos Testes

Nos testes, onde a eficiência do algoritmo *RTS-MO* foi avaliado, a natureza contraditória das funções objetivo no modelo pode ser vista claramente nas fronteiras de Pareto (Figura 6). No entanto, não se pode afirmar que as soluções não dominadas da fronteira de Pareto são ótimas, pois não se pode garantir que todo o espaço de busca por soluções tenha sido percorrido durante o processo iterativo quando se utiliza metaheurísticas na busca por soluções.

De acordo com a Figura 6, as soluções não dominadas de Pareto delimitadas pelas soluções A e C foram obtidas considerando as restrições de máximo recurso financeiro (RF^{max}) disponível para investimentos na rede sob estudo e da quantidade de chaves de manobras (CHS) que podem ser alocadas em cada alimentador do sistema. No entanto, a solução extrema referente ao máximo investimento (CI) e menor custo de energia não suprida (CENS), foi obtida desconsiderando-se a restrição financeira (RF^{max}) e a limitação da quantidade de chaves de manobras (CHS) que podem ser instaladas nos alimentadores do sistema. Neste caso, percebe-se uma redução nos custos de energia não suprida (CENS) em relação à solução A e um aumento no custo de investimentos (CI), ambos devidos o aumento da quantidade de chaves de manobras (CHS) instaladas e da melhoria dos condutores instalados nos ramais do sistema. No entanto, o valor do custo (CI) limita-se pelo fato de que aumentando os investimentos, há uma diminuição das perdas elétricas do sistema. A solução extrema referente ao menor custo de investimentos (CI) e maior custo de energia não suprida (CENS) foi obtida limitando-se em uma quantidade mínima de chaves de manobras (CHS) que podem ser alocadas nos alimentadores do sistema (uma chave por alimentador). Neste caso, verifica-se um aumento considerável no custo de energia não suprida (CENS) em relação à solução C, devido à grande quantidade de consumidores que ficariam sem energia no caso de uma falta permanente. No entanto, o custo de investimentos (CI) não se distancia de forma considerável em relação ao custo apresentado pela solução C devido à influência dos custos com transformadores (aquisição e perdas) e construção de subestação, além do fato que se reduzindo os investimentos na rede tem-se um aumento das perdas elétricas no sistema.

5. Conclusões

Neste trabalho o problema de otimização multiobjetivo de redes de distribuição de MT, consiste em resolver o planejamento dessas redes incorporando-se a este modelo as restrições elétricas que devem ser atendidas durante a aplicação de recursos financeiros para novos investimentos. Estas restrições afetam diretamente os custos de investimentos (custos com subestações, condutores, equipamentos, chaves de manobra, etc.) e da energia não suprida devido a um defeito na rede. O algoritmo *RTS-MO* utilizado para resolver o modelo de planejamento multiobjetivo, e que utiliza um esquema reativo na formação da LT e conceitos de fronteira de Pareto, juntamente com o algoritmo AG, apresentou um desempenho excelente na solução do problema. Os resultados obtidos permitem a avaliação de soluções com dois objetivos (custos de

investimentos e de energia não suprida) obtendo configurações com um maior índice de confiabilidade e de boa qualidade dos pontos de vista técnico e econômico. Neste caso, pode-se obter mais de uma solução priorizando um ou outro objetivo, além de soluções intermediárias. A análise de um planejamento multiobjetivo é muito importante para as empresas do setor elétrico, devido o crescimento vegetativo e dos investimentos que devem ser realizados na expansão do sistema. Neste caso, podem-se comparar diversas alternativas de planejamento e adotar a que for mais conveniente para resolver o problema sob análise.

Agradecimentos

Os autores agradecem a FAPESP (Processo 2009/15925-4) pelo apoio financeiro durante o desenvolvimento deste projeto de pesquisa.

Referências Bibliográficas

- Baykasoglu, A., Owen, S. e Gindy, N.**, *A Taboo Search Based Approach to Find the Pareto Optimal Set in Multiple Objective Optimization*, Overs. Publish. Associat., 731-748, 1999.
- Billinton, R. e Jonnavithula, S.** (1996), Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, 11, 1646-1651.
- Billinton, R. e Wang, P.** (1999), Reliability Worth of Distribution System Network Reinforcement Considering Dispersed Customer Cost Data, *IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, 146, 318-324.
- Cossi, A.M., Romero, R. e Mantovani, J. R. S.** (2009), Planning and Projects of Secondary Electric Power Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, 24, 1599-2009.
- Glover, F.**, *Tabu Search Fundamentals and Uses*, University of Colorado, Bolder-Colorado, 1995.
- Gönen, T. e Ramirez-Rosado, I. J.** (1986), Review of Distribution Systems Planning Models: A Model for Multistage Planning, *IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, 133, 397-408.
- Gönen, T.**, *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill, 1986.
- Goswami, S. K.** (1997), Distribution System Planning Using Branch Exchange Technique, *IEEE Transactions on Power Systems*, 12, 718-723.
- Khator, S. R. e Leung, L. C.** (1997), Power Distribution Planning: A Review of Models and Issues, *IEEE Transactions on Power Systems*, 12, 1151-1158.
- Ramirez-Rosado, I. J. e Bernal-Augustin, J. L.** (2001), Reliability and Costs Optimization for Distribution Networks Expansion Using and Evolutionary Algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems*, 16, 111-118.
- Ramirez-Rosado, I. J. e Domínguez-Navarro, J. A.** (2004), Possibilist Model Based on Fuzzy Sets for the Multiobjective Optimal Planning of Power Electric Distribution Networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, 19, 1801-1810.
- Shirmohammadi, D. A. Hong, H. W., Semlyen, A., e Luo, G. X.** (1988), A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, 3, 753-762.
- Silva, L. G. W, Pereira, R. A. F. e Mantovani, J. R. S.** (2004), Allocation of Protective Devices in Distribution Circuits Using Nonlinear Programming Models and Genetic Algorithms, *Electric Power Systems Research*, 69, 77-84.
- Teng, J. H. e Lu, C. N.** (2002), Feeder-Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17, 254-259.
- Tippachon, W. e Rerkpreedapong, D.** (2009), Multiobjective Optimal Placement of Switches and Protective Devices in Electric Power Distribution Systems Using Ant Colony Optimization, *Electric Power Systems Research*, 79, 1171-1178.