

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - UNESP
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

PLANEJAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MÉDIA E BAIXA TENSÃO

Tese submetida à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP – como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Candidato : Antonio Marcos Cossi

Orientador : José Roberto Sanches Mantovani

Ilha Solteira - SP, outubro de 2008.

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

C836p Cossi, Antonio Marcos.
Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão /
Antonio Marcos Cossi. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2008
232 f. : il., (algumas color.)

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de
Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2008

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
Bibliografia: p. 189-194

1. Energia elétrica – Distribuição. 2. Sistemas de energia elétrica – Planejamento.
3. Busca tabu. 4. Algoritmos genéticos. 5. Fluxo de potência.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão

AUTOR: ANTONIO MARCOS COSSI

ORIENTADOR: Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR em ENGENHARIA ELÉTRICA pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. PAULO MORELATO FRANÇA
Departamento de Matemática, Estatística e Computação / Faculdade de Ciências e Tecnologia - UNESP/Campus de Presidente Prudente

Prof. Dr. ARIIVALDO VERANDIO GARCIA
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas

Data da realização: 20 de junho de 2008.

Presidente da Comissão Examinadora
Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Agradecimento

- A Deus, em primeiro lugar, que me deu força e vontade para superar os obstáculos e me fez chegar até o final deste trabalho.
- Ao meu orientador José Roberto Sanches Mantovani, um agradecimento em especial por toda a competência, disposição e atenção a mim prestado em todos os momentos deste trabalho, e também pela amizade e confiança em mim depositada.
- Aos professores Rubén Augusto Romero Lázaro e Antonio Padilha Feltrin pela colaboração na correção do texto e no desenvolvimento do trabalho.
- Ao professor Sérgio Azevedo de Oliveira pela colaboração na correção do texto.
- Aos professores Ariovaldo Verândio Garcia e Paulo Morelato França pela confiança e colaboração na fase final do desenvolvimento deste trabalho.
- A todos os docentes e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica – FEIS/UNESP, que diretamente ou indiretamente, colaboraram para a realização deste trabalho.
- A minha família, pelo apoio total, em especial aos meus Pais e minha esposa Liliane, sem os quais não seria possível ter chegado a mais uma etapa vencida em minha vida.
- Aos meus amigos de departamento e laboratório (*LaPSEE*) pela excelente convivência e pela amizade ao longo deste trabalho.
- Este trabalho contou com o apoio financeiro da FEPISA – Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão de Ilha Solteira e das Empresas Rede Energia através do projeto 002/2005.

Lista de Figuras

- Figura 1.1.** Procedimentos de planejamento de redes de *MT* e de *BT*.
- Figura 3.1.** Interpretação gráfica do método das Somas Ponderadas.
- Figura 3.2.** Interpretação gráfica do método das ε -restrições.
- Figura 3.3.** Estrutura do Algoritmo de Busca Local.
- Figura 3.4.** Uma Transição em *TS*.
- Figura 3.5.** Estrutura Básica do Algoritmo *TS*.
- Figura 3.6.** Implementação da Estratégia de Diversificação em *TS*.
- Figura 3.7.** Alimentador radial.
- Figura 3.8.** Rede de distribuição radial.
- Figura 3.9.** Seção de uma linha (ramo *l*).
- Figura 3.10.** Rede de distribuição fracamente malhada.
- Figura 3.11.** Representação dos “breakpoints” usando injeção de corrente nodal.
- Figura 4.1.** Diagrama ilustrativo dos modelos de planejamento e técnicas de solução empregadas.
- Figura 4.2.** Diagrama ilustrativo dos modelos de planejamento pseudo-dinâmico.
- Figura 4.3.** Metodologia proposta para solução do problema de planejamento de redes de *MT*.
- Figura 4.4.** Sistema de Codificação.
- Figura 4.5.** Técnica de troca de ramos – (a) Intrazona; (b) Interzona.
- Figura 4.6.** Algoritmo *RTS-MO*.
- Figura 4.7.** Topologia do sistema original com a melhor proposta de planejamento obtida - sistema I (teste 1).

- Figura 4.8.** Comportamento do Algoritmo *RTS* – (a) Tamanho da Lista Tabu vs. No. de iterações; (b) Melhor Vizinho vs. Mo. De iterações e Solução Incumbente vs. No. de iterações - sistema I (teste 1).
- Figura 4.9.** Topologia básica da rede - sistema atual em operação – sistema I (teste 2).
- Figura 4.10.** Proposta de planejamento dada pela solução *B* – Nova topologia e alocação de chaves de manobra – sistema I (teste 2).
- Figura 3.11.** Comportamento do Algoritmo *RTS* para o cálculo do custo de investimentos da solução *B*: (a) Tamanho da Lista Tabu de acordo com o nº de iterações; (b) Melhor Vizinho e Solução Incumbente de acordo com o nº de iterações – sistema I (teste 2).
- Figura 4.12.** Fronteiras ótimas de Pareto – sistema I (teste 2).
- Figura 4.13.** Configuração caso base e roteamentos de linhas e subestações potenciais – sistema II.
- Figura 4.14.** Configuração inicial fornecida para o algoritmo *RTS-MO* – sistema II.
- Figura 4.15.** Topologia e Alocação de Chaves da Proposta de Solução (solução *B*) – sistema II.
- Figura 4.16.** Fronteiras de Pareto - Conjunto de soluções ótimas de Pareto – sistema II.
- Figura 4.17.** Topologia básica do sistema elétrico de MT da cidade de Indiana-SP – sistema III.
- Figura 5.1.** Rede aérea de distribuição.
- Figura 5.2.** Configurações geométricas dos cabos em relação ao poste.
- Figura 5.3.** Algoritmo proposto para determinação do tipo de postes.
- Figura 5.4.** Algoritmo para gerar a configuração inicial.
- Figura 5.5.** Sistema de codificação.
- Figura 5.6.** Metodologia proposta para o planejamento e projetos de redes secundárias de distribuição.
- Figura 5.7.** (a) Configuração inicial obtida através da heurística construtiva; (b) Configuração final obtida através de *TS* – sistema I.
- Figura 5.8.** (a) Configuração inicial; (b) Configuração otimizada – sistema II.
- Figura 5.9.** Sistema atual em operação – sistema III.
- Figura 5.10.** (a) Circuito com previsão de novas cargas, (b) Circuitos 1 e 2 (Solução) – sistema III.
- Figura 6.1.** Sistema de Codificação
- Figura 6.2.** Opções de integração entre redes primárias e circuitos secundários.

- Figura 6.3.** Metodologia proposta para planejamento integrado de sistemas de distribuição de *MT* e de *BT*.
- Figura 6.5.** Propostas de roteamento para integração entre a rede primária e o circuito secundário.
- Figura 6.5.** Configuração solução da rede primária após o planejamento integrado.
- Figura 6.6.** Propostas de interconexões entre as redes de *MT* o circuito de *BT*.
- Figura 6.7.** Configuração solução da rede primária após o planejamento integrado.

Lista de Tabelas

- Tabela 4.1.** Comparação entre os mecanismos básicos de *RTS* e *RTS-MO*.
- Tabela 4.2.** Custos, recursos financeiros e parâmetros de controle utilizados no Teste 1 – sistema I (teste 1).
- Tabela 4.3.** Resultados da Nova Configuração – sistema I (teste 1).
- Tabela 4.4.** Parâmetros iniciais – sistema I (teste 2).
- Tabela 4.5.** Custos de chaveamento e de reparo – sistema I (teste 2).
- Tabela 4.6.** Dados do sistema atual em operação – sistema I (teste 2).
- Tabela 4.7.** Tipos de cabos selecionados – configuração proposta pela solução *B* – sistema I (teste 2).
- Tabela 4.8.** Custos das soluções *A*, *B* e *C* (Fronteira Ótima de Pareto) – sistema I (teste 2).
- Tabela 4.9.** Parâmetros iniciais – sistema II.
- Tabela 4.10.** Custos de chaveamento e de reparo – sistema II.
- Tabela 4.11.** Custos e perfil de tensão da configuração inicial – sistema II.
- Tabela 4.12.** Custos e perfil de tensão das soluções *A*, *B* e *C* (Fronteira Ótima de Pareto) – sistema II.
- Tabela 4.13.** Parâmetros da Simulação – sistema III.
- Tabela 4.14.** Dados de novas cargas para cada ano n do estágio de planejamento – sistema III.
- Tabela 4.15.** Dados de extensão de rede para conectar as novas cargas – sistema III.
- Tabela 4.16.** Perfil de tensão dos alimentadores 1 e 2 para cada ano de planejamento – sistema III.
- Tabela 4.17.** Custo dos investimentos realizados em cada um dos n anos do horizonte de planejamento – sistema III.

- Tabela 4.18.** Custos atualizados para o ano 0 dos investimentos no ano n – sistema III.
- Tabela 4.19.** Comparação entre os planejamentos mono e multi-objetivo.
- Tabela 5.1.** Estruturas básicas de um circuito secundário.
- Tabela 5.2.** Estruturas básicas de uma rede primária.
- Tabela 5.3.** Parâmetros utilizados na simulação – sistema I.
- Tabela 5.4.** Resultados da configuração inicial – sistema I.
- Tabela 5.5.** Resultados da configuração otimizada – sistema I.
- Tabela 5.6.** Valores de tensão das configurações – sistema I.
- Tabela 5.7.** Custos totais da configuração inicial e da solução otimizada – sistema I.
- Tabela 5.8.** Parâmetros utilizados na simulação – sistema II.
- Tabela 5.9.** Resultados da configuração inicial – sistema II.
- Tabela 5.10.** Resultados da configuração otimizada – sistema II.
- Tabela 5.11.** Valores de tensão das configurações – sistema II.
- Tabela 5.12.** Custos totais da configuração inicial e da configuração otimizada final – sistema II.
- Tabela 5.13.** Parâmetros utilizados na simulação – sistema III.
- Tabela 5.14.** Dados de linha do sistema em operação atual – sistema III.
- Tabela 5.15.** Valores de tensão para as cargas – sistema III.
- Tabela 5.16.** Dados de linha do circuito 1 (solução) – sistema III.
- Tabela 5.17.** Dados de linha do circuito 2 (solução) – sistema III.
- Tabela 5.18.** Valores de tensão e estruturas do circuito 1 (solução) – sistema III.
- Tabela 5.19.** Valores de tensão e estruturas do circuito 2 (solução) – sistema III.
- Tabela 5.20.** Custo total – sistema III.
- Tabela 6.1.** Custos do planejamento primário para cada opção de integração – sistema de integração I.
- Tabela 6.2.** Melhorias na rede secundária de acordo com as opções de planejamento integrado – sistema de integração I.
- Tabela 6.3.** Custo Total do Planejamento Integrado dos Subsistemas Primário e Secundário – sistema de integração I.
- Tabela 6.4.** Custos do planejamento do sistema de *MT* para cada opção de ligação com o circuito de *BT* – sistema de integração II.
- Tabela 6.5.** Melhorias na rede secundária de acordo com as opções de planejamento integrado – sistema de integração II.

Tabela 6.6. Custo Total do Planejamento Integrado dos Subsistemas Primário e Secundário – sistema de integração II.

Resumo

Neste trabalho apresentam-se os conceitos teóricos, modelos matemáticos, técnicas de solução e resultados de pesquisas desenvolvidas envolvendo o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de *MT* e planejamento e projeto de circuitos secundários de *BT*. O problema de planejamento de redes de *MT* e planejamento e projetos de circuitos de *BT*, é abordado através de uma modelagem completa e as propostas de solução são através de “meta heurísticas” mono e multi-objetivos. As restrições consideradas nestes modelos referem-se à radialidade dos sistemas planejados, suprimento da demanda nas barras de consumo em cada estágio do programa de planejamento, limites máximos de queda de tensão permitidos nos alimentadores restrições físicas de operação de equipamentos, condutores e restrições de natureza financeira. O modelo de planejamento de redes de *MT* é abordado como um problema de programação não linear inteiro misto (*PNLIM*) multi-objetivo. Os objetivos referem-se aos custos de investimentos e de confiabilidade da rede. Para solução do problema utiliza-se um algoritmo Tabu Search (*TS*) reativo em que os múltiplos objetivos são considerados através dos conceitos de fronteira ótima de Pareto. Para avaliar as propostas de soluções é utilizado como ferramenta auxiliar um algoritmo de fluxo de potência monofásico. No modelo que trata do problema de planejamento e projetos de circuitos secundários, são considerados tanto ações de planejamentos como de projetos. Para tal é proposta uma metodologia em três etapas sequenciais: a primeira refere-se ao balanceamento de cargas nas fases abc do circuito, a segunda à localização (Geralmente no centro de cargas), capacidade e quantidade de transformadores abaixadores na rede e a terceira define as rotas e o tipo de cabo dos alimentadores secundários. O modelo é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (*PNLIM*), e para sua solução propõe-se um algoritmo *TS*. Para avaliar as propostas de soluções é utilizado

como ferramenta auxiliar um algoritmo de fluxo de potência trifásico a quatro fios (três fases e neutro). O planejamento integrado de redes de *MT* e de *BT* é executado em duas etapas: (1) etapa construtiva; e, (2) Etapa de melhoramento (busca local). Para integrar o planejamento dos sistemas de *MT* e de *BT* propõe-se uma técnica heurística composta por um conjunto de regras que são encontradas na prática ao se fazer as conexões entre as redes de *MT* e *BT*. Para resolver o problema do planejamento integrado de sistemas de distribuição é utilizado um algoritmo de busca tabu (*TS*). O algoritmo *TS* foi desenvolvido para explorar as características específicas do problema de planejamento, obter confiabilidade dos resultados e eficiência computacional. Apresentam-se resultados para sistemas de distribuição reais e para outros sistemas testes encontrados na literatura.

Abstract

This work presents the theory, the mathematical model, the solution techniques and the results of the developed research dealing with MV (medium voltage) electrical energy distribution network planning and the secondary circuit project of LV (low voltage). The problem of planning MV networks and planning and project LV circuits is approached by a complete modeling and the solution proposals are effectuated by mono and multi objective meta heuristics. The restrictions considered in these models are referred to the radial form of the planned systems, demand supplying on the busses in each stage of the planning program, maximum limits of voltage drops allowed on the feeders, physical restrictions of operation on the equipments and financial restrictions.

The planning model of MV network is approached as a multi objective nonlinear integer mist programming problem (NLIMPP). The objectives are referred to the investment costs, and reliability costs. To solve the problem a reactive Tabu Search (*TS*) algorithm is used where the multiple objectives are considered by the optimal frontier Pareto concept. To evaluate the solution proposals a monophasic power flow algorithm is used as an auxiliary tool. The secondary circuit planning and project models consider as much as planning and project actions. For this a three stage methodology is proposed: the first is referred to load balancing on abc phases of the circuit; the second to the location (generally on the load center) capacity and quantity of lower transformers on the network, and the third defines the directions and the type of the secondary feeders. The model is formulated as a nonlinear integer mist programming problem (NLIMPP), and for the solution is proposed a TS algorithm. To evaluate the solution proposals a three phase power flow with four conductors (three phases and one neutral) is used as an auxiliary algorithm. The integrated planning of LV and MV networks is executed in two

steps: (1) constructive and, (2) Improving step (local search). To integrate the planning of MV and LV systems a heuristic technique is proposed, which is composed of a set of rules that are practical found making the connections with the LV and MV networks. To solve the problem of the integrated planning distribution system is used a TS (Tabu search) algorithm. The TS algorithm was developed to explore the specific characteristics of the planning problem, obtain reliability of the results and computational efficiency. Results are presented for real distribution systems and other systems found on the literature.

Sumário

<i>1. Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica</i>	17
1.1. Conclusões	23
1.2. Referências	24
<i>2. Revisão Bibliográfica</i>	25
2.1. Planejamento de Sistemas Primários de Distribuição (<i>MT</i>).....	25
2.2. Planejamento de Circuitos Secundários de Distribuição de Energia Elétrica.....	32
2.3. Planejamento Integrado de Redes de <i>MT</i> e de <i>BT</i>	34
2.4. Conclusões	35
2.5. Referências	36
<i>3. Metaheurísticas e Análise de Circuitos Elétricos</i>	39
3.1. Problemas de Otimização Multi-objetivo	39
3.1.1. Conjunto das Soluções Factíveis e Espaço Objetivo Factível.....	40
3.1.2. Fronteira Ótima de Pareto	40
3.1.3. Principais diferenças entre otimização multi-objetivo e mono-objetivo.....	41
3.1.4. Técnicas para Otimização Multi-objetivo	42
3.1.5. Métodos Tradicionais de Otimização Multi-objetivo	43
3.1.6. Vantagens e Desvantagens das Técnicas Tradicionais	46
3.2. Algoritmo Tabu Search (<i>TS</i>)	47
3.2.1. Espaço de Busca e Estrutura de Vizinhança	47
3.2.2. Os Algoritmos de Busca Locais e <i>TS</i>	48
3.2.3. Algoritmo <i>TS</i> Básico	50
3.2.4. Funções avançadas no algoritmo Tabu Search	55
3.3. Tabu Search Reativo (<i>RTS</i>).....	58
3.4. Tabu Search Reativo Multi-objetivo (<i>RTS-MO</i>)	59
3.5. Algoritmo Genético (<i>AG</i>).....	60
3.6. Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia.....	61
3.6.1. Fluxo de Potência Monofásico	61
3.6.2. Fluxo de Potência Trifásico a Quatro Fios.....	64

3.7. Conclusões	69
3.8. Referências	70
4. <i>Planejamento de Redes Primárias de Distribuição (MT)</i>.....	72
4.1. Formulação do Problema	75
4.1.1. Formulação Matemática	76
4.2. Técnica de Solução.....	85
4.2.1. Algoritmo <i>RTS-MO</i>	86
4.2.2. Algoritmo <i>AG</i>	94
4.2.3. Algoritmo <i>RTS</i> para solução do modelo de planejamento multi-estágios de redes de distribuição de <i>MT</i>	95
4.3. Testes e Resultados	96
4.3.1. Sistema I.....	97
4.3.2. Sistema II.....	106
4.3.3. Sistema III	110
4.3.4. Análise dos Resultados.....	114
4.4. Conclusões	115
4.5. Referências	116
5. <i>Planejamento e Projeto de Sistemas Secundários (BT)</i>.....	118
5.1. Formulação do Problema	119
5.1.1. Modelo Matemático	120
5.1.2. Cálculos Mecânicos e Definição das Estruturas	123
5.2. Técnica de Solução.....	128
5.2.1. Configuração Inicial	129
5.2.2. Sistema de Codificação	131
5.2.3. Avaliação das Configurações	132
5.2.4. Vizinhaça do Algoritmo Tabu Search	133
5.2.5. Lista Tabu e Critério de Aspiração	136
5.2.6. Critério de Parada.....	137
5.3. Testes e Resultados	139
5.3.1. Sistema I.....	140
5.3.2. Sistema II.....	145
5.3.3. Sistema III	151
5.3.4. Análise dos Resultados.....	160

5.4. Conclusões	161
5.5. Referências	161
6. Planejamento Integrado de Redes Primárias (MT) e Circuitos Secundários (BT)	163
6.1. Introdução.....	163
6.2. Modelo Matemático	165
6.3. Técnica de Solução.....	168
6.3.1. Planejamento de Redes Primárias (MT).....	169
6.3.2. Planejamento de Circuitos Secundários (BT).....	171
6.3.3. Planejamento Integrado.....	172
6.4. Testes e Resultados	176
6.4.1. Sistema de Integração I	176
6.4.2. Sistema de Integração II.....	179
6.4.3. Análise dos Resultados.....	182
6.5. Conclusões	183
6.6. Referências	184
7. Conclusões Gerais e Sugestões de Trabalhos Futuros	186
7.1. Sugestões de trabalhos futuros	188
8. Bibliografia.....	189
Apêndice A – Dados dos Sistemas Utilizados nos testes da metodologia do Planejamento Multiobjetivo de Redes Primárias	195
Apêndice B – Planejamento de Circuitos Secundários	219
Apêndice C – Planejamento Integrado	227

1. Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

O desenvolvimento de modelos matemáticos de otimização e técnicas de solução para o problema do planejamento da expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica é de grande importância para as empresas distribuidoras devido ao crescimento da demanda de energia elétrica e a necessidade de atender os consumidores com qualidade de fornecimento de energia, altos índices de confiabilidade e custos competitivos. Assim, altos custos de investimentos e de operação, somados ao fato que o sistema de distribuição é o que se conecta diretamente com os consumidores, ressaltam a importância do planejamento da expansão destes sistemas. Ferramentas computacionais desenvolvidas a partir de técnicas de otimização e heurísticas adotadas no processo de planejamento, podem acarretar ganhos substanciais nos custos de expansão e operação. Desta forma torna-se importante para os departamentos de planejamento das empresas do setor elétrico de distribuição o desenvolvimento destas ferramentas computacionais para análise e planejamento que contemplem a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica de maneira econômica, levando-se em consideração o montante dos investimentos a serem aplicados nos projetos de planejamento de redes de distribuição.

O planejamento de sistemas de distribuição pode ser genericamente estabelecido da seguinte forma: seja um sistema de distribuição de energia elétrica atendendo um número fixo de consumidores (nós de consumo). A demanda de consumo de energia elétrica desse sistema não é estática, e aumenta geográfica e temporalmente. O crescimento da demanda impõe a necessidade da expansão da rede: construção de novas linhas e/ou troca das linhas existentes por outras de

maior capacidade, construção de subestações e ampliação das existentes. Os custos relacionados com estes investimentos e de operação da rede, satisfazendo um conjunto de restrições operacionais, físicas e financeiras constituem o problema de planejamento.

No planejamento estático considera-se que as obras de construção de um sistema de *MT* pode ser realizadas em uma única etapa. Este tipo de planejamento pode ser realizado quando as obras a serem executadas são pequenas, ou seja, o montante dos recursos financeiros para investimentos é pequeno não necessitando de mais de uma fase para a construção de novos componentes no sistema. O planejamento de circuitos de *BT* também pode ser realizado num período de planejamento de cinco anos de forma estática.

Quando o planejamento é realizado a longo prazo e o horizonte de planejamento é dividido em vários estágios, os investimentos em construções, substituição e ampliação de linhas e subestações são realizados nos diferentes períodos do planejamento. Este tipo de planejamento é conhecido como planejamento multi-estágios, sendo o que representa melhor a realidade do comportamento das redes elétricas. O problema de quando têm que ser construídos os componentes do sistema é analisado simultaneamente com os requisitos quantitativos de todos os estágios que compõem o horizonte de planejamento. A solução do problema torna-se um planejamento dinâmico. Uma forma aproximada de resolver o planejamento multi-estágios, é considerar o problema como vários planejamentos estáticos consecutivos, assim cada estágio é resolvido como se fosse um único estágio. No estágio seguinte o planejamento é inicializado com o sistema que foi proposto no estágio anterior. Este método de planejamento é um planejamento consecutivo do sistema, sendo referenciado na literatura como pseudo-dinâmico.

O sistema de distribuição é subdividido em dois subsistemas, primário (média tensão - *MT*) e secundário (baixa tensão - *BT*) (GÖNEN, 1986). Normalmente, devido ao elevado grau de dificuldade imposto pela natureza combinatória do problema de planejamento desses dois sistemas, o problema de planejamento de redes de *MT* e circuitos de *BT* é realizado de forma separada. O planejamento simultâneo dos sistemas de *MT* e circuitos de *BT* envolve um número muito grande de variáveis de decisão, diferentes níveis de tensão, fazendo com que a maioria das ferramentas computacionais para análise e planejamento, trate os problemas do planejamento de redes *MT* e dos circuitos secundários de forma separada, reduzindo assim a dimensão do espaço de busca e a complexidade computacional do problema.

O planejamento de sistemas de distribuição de *MT* engloba duas fases: (1) Alocação e especificação de subestações, roteamento e determinação das bitolas de alimentadores principais e ramais laterais; (2) Alocação de dispositivos de controle e proteção para contemplar a confiabilidade da rede (BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996). No contexto geral dos

trabalhos sobre planejamento de sistemas de *MT* encontrados na literatura os modelos matemáticos desenvolvidos para efetuar o planejamento de redes de *MT* contemplam a alocação de novas subestações, repotencialização de subestações existentes, determinação e especificação dos cabos dos alimentadores e dos ramais de interconexão entre alimentadores para fins de restauração e reconfiguração da rede primária. Os aspectos relativos à confiabilidade da rede de *MT* são considerados após esta etapa de planejamento através do projeto do sistema de controle e proteção.

Com base no trabalho de pesquisa desenvolvido estabelecem alguns procedimentos para o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica que estão ilustrados na Figura 1.1. No planejamento de redes primárias de distribuição (*MT*) e secundárias de distribuição (*BT*), pode-se adotar algumas estratégias de acordo com as dimensões do sistema de distribuição sob análise, modelos matemáticos e técnicas de solução utilizadas e qualidade e confiabilidade das soluções que se deseja obter. Dentro destas condições verifica-se que:

- a) Na literatura a maioria das metodologias propostas para o planejamento de redes primárias é executado de forma independente do planejamento dos circuitos secundários. Os aspectos relacionados à confiabilidade da rede podem ser considerados durante a fase de planejamento: novas subestações, alimentadores e etc. através de um modelo de otimização multi-objetivo, obtendo-se propostas de planejamento com relações custos/benefícios mais realistas dos investimentos em confiabilidade e expansão da rede de distribuição. A dificuldade de adotar este tipo de abordagem é a complexidade do modelo matemático e da escolha da técnica de solução para este modelo. Para aplicar esta técnica de planejamento para sistemas reais de médio e de grande porte pesquisas devem ser realizadas com vistas a formular novos modelos matemáticos e desenvolver técnicas de soluções robustas e eficientes para estes modelos. Outra alternativa em que soluções de qualidade podem ser obtidas é resolver primeiro o problema de expansão da rede e numa etapa seguinte efetuar o projeto de confiabilidade com a alocação dos dispositivos de controle e proteção. Esta forma de abordar a solução do problema de planejamento de redes de *MT* é a mais comumente encontrada na literatura.

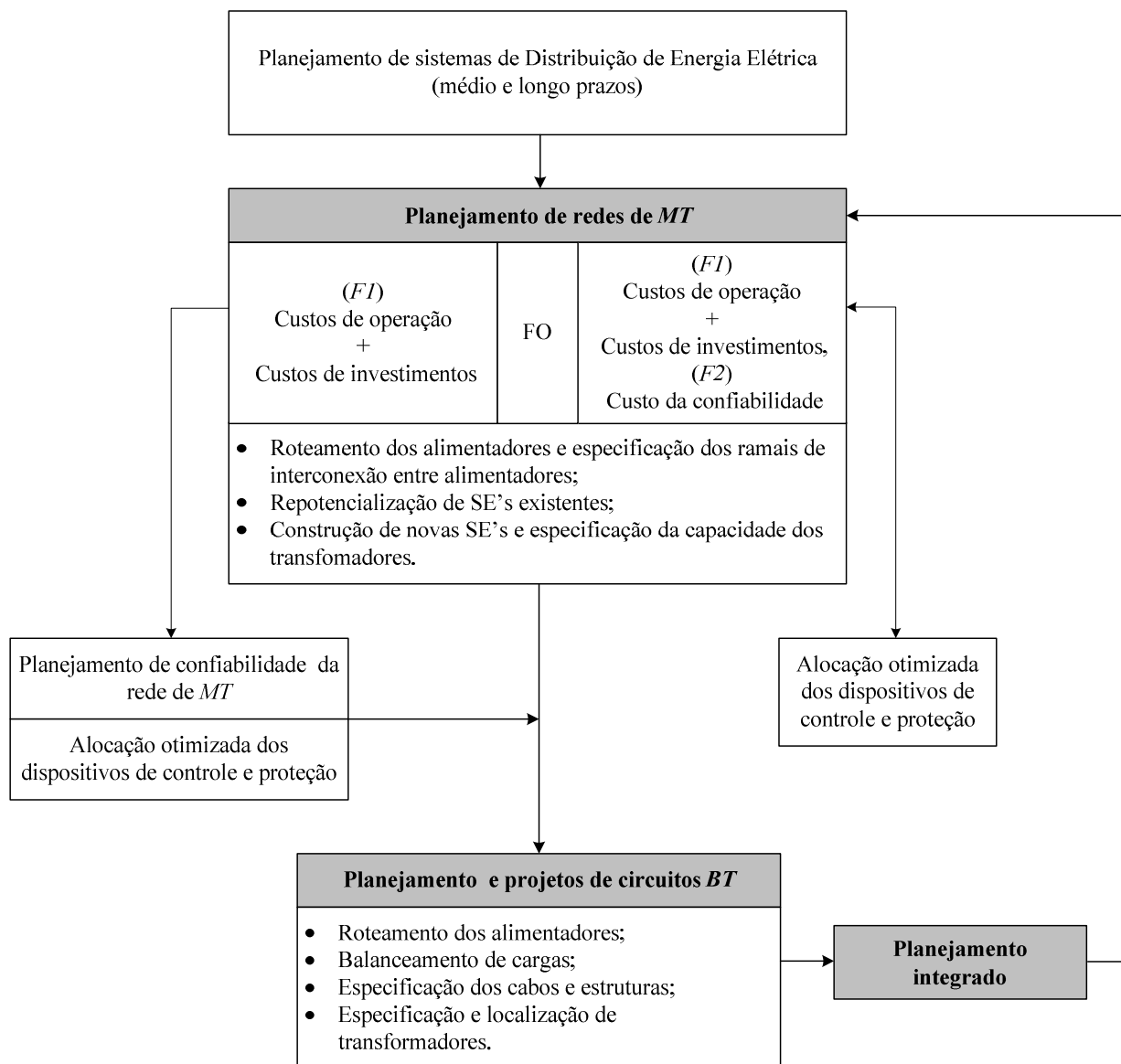


Figura 1.1. Procedimentos de planejamento de redes de *MT* e de *BT*.

b) O planejamento de circuitos secundários de distribuição consiste da construção de novos circuitos em função da criação de novas áreas residenciais comerciais e comerciais. O planejamento dos circuitos de *BT* depende da rede de *MT*, uma vez que estes dois subsistemas podem compartilhar as mesmas rotas de alimentadores. Devido a complexidade do modelo matemático de planejamento integrado e das técnicas de necessárias para resolver eficientemente este modelo, na literatura e também na prática o planejamento de circuitos secundário de distribuição é resolvido após o planejamento dos circuitos de *MT* e as rotas compartilhadas são consideradas durante o planejamento da rede primária. As propostas de planejamento obtidas através desta metodologia são de qualidade inferior limitando-se a ótimos locais. A abordagem através do planejamento integrado de redes de *MT* e de *BT* é muito pouco

desenvolvida na literatura. Em função das dimensões do sistema de distribuição em planejamento esta abordagem pode se tornar inviável principalmente se as duas redes com diferentes níveis de tensão forem consideradas simultaneamente.

Neste trabalho com base nestas considerações, tem-se por objetivos apresentar os conceitos teóricos, modelos matemáticos, técnicas de solução e resultados de pesquisas desenvolvidas envolvendo o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de *MT* e planejamento e projeto de circuitos secundários de *BT*. O problema de planejamento de redes primárias e planejamento e projeto de circuitos secundários de distribuição de energia elétrica, é abordado através de uma modelagem completa e as propostas de solução são através de metaheurísticas mono e multi-objetivos. As restrições consideradas nestes modelos referem-se à radialidade dos sistemas planejados, suprimento da demanda nas barras de consumo em cada estágio do programa de planejamento, limites máximos de queda de tensão permitidos nos alimentadores restrições físicas de operação de equipamentos, condutores e restrições de natureza financeira. Desta forma tem-se:

1. A análise e proposta de solução do modelo de planejamento integrado de redes de *MT* e de *BT* são executadas em duas etapas: construtiva e de melhoramento (busca local). Na primeira etapa é construída uma nova solução considerando três problemas separadamente: (1) Resolve-se o planejamento de redes primárias; (2) Resolve-se o planejamento de circuitos secundários; e, (3) Determinação dos possíveis roteamentos de integração de redes primárias e circuitos secundários. Para integrar o planejamento dos sistemas de *MT* e de *BT* propõe-se uma técnica heurística composta por um conjunto de regras que são encontradas na prática ao se fazer as conexões entre as redes de *MT* e *BT*. O planejamento integrado de sistemas de distribuição tem por objetivos obter resultados de forma conjunta, tanto na expansão quanto na operação do sistema como um todo, melhorando assim a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica a um custo total reduzido. Para isso, propõe-se um conjunto de alternativas que são analisadas interativa e hierarquicamente para interligar da melhor forma possível os subsistemas primário e secundário, e obter o planejamento otimizado do ponto de vista técnico e econômico dos sistemas de *MT* e de *BT*. Para resolver o problema do planejamento integrado de sistemas de distribuição é utilizado um algoritmo Tabu Search (*TS*). O algoritmo *TS* foi desenvolvido para explorar as características específicas do problema de planejamento, obter confiabilidade dos resultados e eficiência computacional.

2. Nas propostas de planejamento de redes primárias de forma isolada, considera-se a técnica clássica de planejamento mono-objetivo encontrada comumente na literatura e a natureza multi-objetivo do problema através de duas funções objetivo: custo de investimentos; e, custo de confiabilidade da rede. A função objetivo clássica relativa aos investimentos, reflete os custos na instalação de novas subestações, chaves de manobras, ramais de interconexão e alimentadores, e operação da rede baseada no cálculo das perdas técnicas. A função objetivo relacionada com a confiabilidade da operação do sistema é modelada baseada nos cálculos dos índices de corte de cargas e conectividade do sistema de energia elétrica. Desta forma o problema de planejamento de redes de distribuição é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (*PNLIM*) multi-objetivo. Para solução do problema utiliza-se um algoritmo de busca tabu reativa em que os múltiplos objetivos são considerados através dos conceitos de fronteira ótima de Pareto (BAYAKASOGLU; OWEN; GIDY, 1999).
3. No modelo que trata do problema de planejamento e projetos de circuitos secundários, são consideradas tanto ações de planejamento como de projeto. Para tal é proposta uma metodologia em três etapas seqüenciais: a primeira refere-se ao balanceamento de cargas nas fases *abc* do circuito, a segunda à localização do transformador abaixador na rede (geralmente no centro de cargas) e a terceira define as rotas e o tipo de cabo dos alimentadores secundários. O modelo é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (*PNLIM*), e para sua solução propõe-se um algoritmo *TS*.

Para testar a eficiência dos modelos e das técnicas de solução propostas para os problemas de planejamento de circuitos secundários, redes primárias e planejamento integrado apresentam-se resultados para sistemas de distribuição reais e para outros sistemas testes encontrados na literatura.

Esta tese está organizada em 7 Capítulos e nos Apêndices A, B e C. Neste capítulo introdutório foram abordados os principais aspectos envolvidos no planejamento de redes de *MT* e *BT*, e os objetivos deste trabalho.

No capítulo 2, encontra-se uma revisão bibliográfica de alguns trabalhos utilizados durante o desenvolvimento desta pesquisa.

No capítulo 3, apresentam-se os conceitos teóricos das técnicas de otimização e metaheurísticas utilizadas para desenvolver os modelos de planejamento dos subsistemas

primário e secundário, além dos conceitos teóricos dos modelos de análise de circuitos elétricos utilizados como ferramenta auxiliar para a avaliação das propostas de soluções para o problema de planejamento, obtidas através de metaheurísticas.

No capítulo 4, apresenta-se o modelo de planejamento de redes primárias de distribuição multi-objetivo (*MT*), utilizando como técnica de solução o algoritmo *RTS-MO*.

No capítulo 5, apresenta-se o modelo de planejamento e projetos de circuitos secundários de distribuição (*BT*) utilizando como técnica de otimização algoritmo *TS*.

No capítulo 6, apresenta-se o modelo de planejamento integrado de redes primárias e circuitos secundários através de um método heurístico desenvolvido para contemplar as possíveis opções de integração entre os subsistemas de *BT* e *MT*.

No capítulo 7, apresentam-se as conclusões do trabalho, comentando o estudo desenvolvido, os resultados obtidos e propostas para trabalhos futuros.

No apêndice A, apresentam-se os dados dos sistemas utilizados nos testes com a metodologia proposta e implementada para o planejamento multi-objetivo de redes primárias de distribuição.

No apêndice B, apresentam-se os dados dos sistemas utilizados nos testes com a metodologia proposta e implementada para o planejamento e projetos de circuitos secundários de distribuição.

No apêndice C, apresentam-se os dados dos sistemas utilizados nos testes com a metodologia proposta e implementada para o planejamento integrado de redes primárias e circuitos secundários de distribuição.

1.1. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os principais aspectos do planejamento de redes de *MT* e circuitos de *BT*. No desenvolvimento de técnicas e algoritmos para o planejamento de sistemas de *MT*, dependendo dos objetivos a serem alcançados e das dimensões físicas do sistema sob análise pode-se considerar apenas a alocação de novos alimentadores, subestações, recondução dos alimentadores existentes e repotencialização das subestações existentes. Neste cenário de planejamento o projeto de confiabilidade da rede com alocação de chaves de manobras e equipamentos de proteção é efetuado como uma etapa seguinte a este planejamento. Outra abordagem para o planejamento de circuitos de *MT* é incluir no modelo de planejamento a confiabilidade da rede de distribuição e trabalhando o problema de otimização resultante como um modelo multi-objetivo.

No planejamento de sistemas de distribuição de *BT* podem-se considerar modelos complexos que abrangem tanto as etapas de planejamento como de projeto destes sistemas. Embora o número de variáveis envolvidas seja elevado, normalmente a dimensão dos sistemas de *BT* não torna os modelos de planejamento e projetos proibitivos, tanto com relação à capacidade de processamento como com relação ao tempo computacional.

Uma opção mais complexa com relação ao planejamento de sistemas de distribuição é executar o planejamento integrado das redes de *MT* e de *BT*. Este tipo de abordagem está limitado às dimensões dos sistemas sob análise.

1.2. Referências

GÖNNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. New York: McGraw-Hill, 1986. 752p.

BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. Optimal switching device placement in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.11, n.3, p.1646-1651, 1996.

BAYKASOGLU, A.; OWEN, S.; GINDY, N. Solution of goal programming models using a basic taboo search algorithm. **Journal of Operational Research Society**, Nottingham, v.50, n.9, p.960-973, 1999.

2. Revisão Bibliográfica

Vários métodos têm sido empregados no estudo do planejamento otimizado de sistemas de distribuição, sistemas primários, secundários ou planejamento integrado (redes de *MT* e *BT*): técnicas analíticas – branch-and-bound, Modelos de Transportes e decomposição de Benders, Métodos Heurísticos (PONNAVAIKKO; RAO, 1987) e atualmente as Meta-Heurísticas – Algoritmos Evolutivos (COSSI; ROMERO; MANTOVANI, 2005, BERNAL AGUSTÍN; RAMIREZ ROSADO, 1998, PROENÇA, 1993), Simulated Annealing (JINXIANG ZHU, 1999), Tabu Search (BAZAN, 2003, BAYKASOGLU; OWEN; GINDY, 1999), Ant Colony System (GÓMEZ; KHODR; OLIVEIRA; OCQUE; YUSTA; VILLASANA; URDANETA, 2004), Algoritmos Evolutivos Multi-objetivo (MENDOZA; BERNAL; NAVARRO, 2006). Nesta capítulo discutem-se alguns modelos e técnicas de solução propostas por pesquisadores da área para o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição encontrados na literatura. Os trabalhos apresentados neste capítulo são separados em planejamento de sistemas primários de distribuição, circuitos secundários e o planejamento integrado de sistemas primários e circuitos secundários.

2.1. Planejamento de Sistemas Primários de Distribuição (MT)

O modelo matemático do planejamento da distribuição considerando-se de forma realista as características econômicas e físicas da operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica é um problema de programação não linear inteiro misto de grande porte. As técnicas clássicas de otimização aplicadas na solução deste tipo de problema podem levar a soluções ótimas locais e, dependendo das dimensões e dos modelos adotados para o problema sob estudo,

serem inviáveis de aplicar. As técnicas heurísticas são atraentes sob o aspecto computacional, geralmente não apresentam restrições com relação às dimensões e modelos dos sistemas, mas não garantem soluções ótimas para sistemas de médio e grande porte.

Para solução de problemas de planejamento as meta heurísticas têm se destacado como técnicas atraentes para problemas de grande e médio porte, permitindo encontrar soluções otimizadas de boa qualidade. A limitação deste tipo de técnica é o tempo computacional que para área de planejamento da expansão e com os atuais sistemas computacionais, não chega a ser um problema crítico. As meta-heurísticas, especialmente a busca tabu proposta neste trabalho para solução do planejamento da expansão da distribuição, representam uma vasta área de pesquisa para solução de problemas da vida real. Os trabalhos publicados apresentam vários aspectos referentes à melhoria dos modelos matemáticos e técnicas de solução dedicadas à solução do problema de planejamento de redes reais de MT, deixando aspectos físicos e metaheurísticos importantes para serem explorados e conseqüentemente melhorados.

Bazan (2003) apresenta uma metodologia para o planejamento de redes primárias de distribuição de energia elétrica, usando um modelo de otimização não-linear. A função objetivo é minimizar os investimentos da expansão do sistema com a construção de novas subestações e novos alimentadores (custos fixos) e com a redução das perdas (custos variáveis). Para tal, é utilizado como técnica de otimização algoritmo Tabu Search juntamente com uma técnica heurística referenciada na literatura como “Branch-exchange” para executar a vizinhança do algoritmo Tabu Search. As restrições consideradas para o problema são: atendimento da demanda, queda de tensão, capacidade de operação das subestações e do máximo fluxo de potência permitido nos alimentadores, além de manter a radialidade do sistema. Para a avaliação de cada configuração candidata à solução do problema, é processado um programa de fluxo de potência para redes de distribuição radiais. No modelo proposto contemplam-se os três tipos de planejamento: Estático, dinâmico e pseudo-dinâmico.

Khator e Leung (1997) realizam uma revisão de modelos matemáticos e técnicas de solução para o problema de planejamento de sistemas de distribuição. Apresentam a discussão e revisão de vários modelos encontrados na literatura empregados no planejamento da distribuição, sempre visando uma melhoria na solução do problema. Cada modelo é descrito com suas principais equações, particularidades, aplicações, técnicas de soluções propostas e autores que realizaram estes estudos. O trabalho de Khator e Leung (1997) é dividido em duas partes: planejamento em condições normais e planejamento em condições de emergência.

- Planejamento da distribuição em condições normais: devido à natureza do problema de expansão, os modelos são resolvidos predominantemente com métodos

matemáticos como programação linear, programação linear 0-1 e programação não linear. Discutem-se algumas heurísticas para solução do problema que foram desenvolvidas em função de aproximações efetuadas no modelo de planejamento (formulação do problema) e aproximações adotadas para elaboração desses modelos, e que são classificadas de acordo com as suas precisões. Os modelos de otimização são classificados em modelos de estágio simples e modelos de múltiplos estágios. Nos modelos de estágio simples, também conhecido como planejamento estático, a demanda das cargas nos nós de consumo é fixa. Os modelos de estágio simples foram divididos em modelos de alimentadores individuais, modelos de sistemas de alimentadores, modelos em duas fases e modelos subestações/alimentadores. Os modelos múltiplos estágios podem ser resolvidos como uma série de períodos simples, mas o resultado provavelmente não seja um ótimo global.

- Planejamento da distribuição para emergência, separados em duas categorias:
 - Único período: que inclui no modelo de planejamento as condições: (1) Manter o sistema apto para atender o consumo sob a ação de uma contingência; (2) Capacidade de efetuar realocação de cargas – reconfiguração;
 - Multi-período: incluir no modelo a construção de novos alimentadores para facilitar a realocação de cargas quando da incidência de contingências.

Neste trabalho também discutem-se futuras abordagens a serem dadas ao problema de planejamento, tais como aspectos relacionados com modelos de previsão de carga e formulação do problema utilizando lógica *fuzzy*.

Rosado e Agustin (1998) propõem uma solução para o problema de planejamento de sistemas de distribuição utilizando os algoritmos genéticos. Os modelos de planejamento abordados foram de estágio simples e múltiplos estágios. A função objetivo considera os custos de investimento das subestações e alimentadores futuros, assim também como os custos de operação do sistema. As restrições do problema são as tipicamente utilizadas no problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição: lei de Kirchhoff para corrente, limites permissíveis de fluxo nos alimentadores, limites de fornecimento de potência das subestações, queda de tensão nos alimentadores. A técnica de solução proposta é um Algoritmo Genético em que os operadores recombinação e mutação foram desenvolvidos para tentar encontrar soluções otimizadas de boa qualidade. Utilizam para representar o conjunto de configurações (população) uma codificação binária, permitindo maior flexibilidade para realizar os operadores genéticos devido à simplicidade da codificação. É permitido também utilizar condutores de diferentes bitolas, subestações de diferentes capacidades e alocação adequada de alimentadores visando

aumentar a confiabilidade do sistema. No processo de mutação e recombinação, alguns indivíduos são trocados por novos indivíduos na próxima geração obedecendo a dois critérios: *crossover relativo*, que consiste de uma baixa quantidade de indivíduos a serem recombinados através da roleta, o que conduz a uma baixa probabilidade de reposição de novos indivíduos na próxima geração; e *mutação relativa*, a qual define que se um indivíduo é mutado através do operador de mutação, deve ser substituído por um novo. Isto previne que algumas variáveis não se tornem muito parecidas com outras. Os autores também definem o termo “*proteção elitista*”, como uma técnica que armazena as melhores configurações para o sistema quando ocorre a passagem de uma geração para outra. Os algoritmos genéticos comuns possuem uma convergência muito rápida que dificulta descobrir uma solução ótima. Os autores definem outro operador, o “*fator de mutação*” para evitar encontrar a solução precoce através de múltiplas mutações, definido pelos autores como “*Epidemia*”. Esta técnica que utiliza o fator de mutação evita encontrar a solução ótima local muito rápido, ao invés de uma solução ótima global ou muito próxima da solução ótima. Esta técnica elimina todas as soluções exceto as melhores. As soluções eliminadas são substituídas por novas soluções. Assim com estas soluções de boa qualidade é reiniciado o processo, que farão parte da nova população inicial. Este algoritmo genético obteve configurações otimizadas de boa qualidade para sistemas de distribuição de dimensões reais, com tempos razoáveis de solução em comparação à dimensão de cada problema.

Proença (1993) utiliza como técnica de solução para resolver o problema da expansão de sistemas de distribuição um algoritmo genético. A função objetivo avalia os custos fixos, perdas no sistema proposto, confiabilidade do sistema, qualidade do perfil de tensão. As características típicas do problema de planejamento, como linhas existentes, linhas potenciais, horizontes de planejamento são consideradas no modelo. A codificação empregada procura manter a condição de radialidade do sistema, que é de difícil representação matemática. Para testar a metodologia e formulação proposta foi utilizado um sistema de 54 pontos de demanda, 16 alimentadores existentes e 45 futuros, 2 subestações existentes e 2 potenciais. Foram considerados três estágios de planejamento para este sistema. Nestes estágios buscam-se construir os alimentadores e as subestações e determinar em qual estágio isto ocorrerá. Os resultados obtidos foram satisfatórios pois atendem-se as demandas previstas em cada estágio do horizonte de planejamento com qualidade e economia. Os valores de tensão não ultrapassam os limites estabelecidos, as perdas foram baixas e os fluxos nos alimentadores permaneceram dentro dos limites permissíveis. Os resultados obtidos demonstram que o algoritmo genético é uma ferramenta viável para a solução de problema de planejamento. No sentido de demonstrar a flexibilidade do algoritmo, o autor

apresenta também uma aplicação ao planejamento de redes de gás. Basicamente o trabalho considera a otimização dinâmica, a inclusão de restrições de radialidade e utiliza também um análise multi-objetivo.

Ponnaivaikko (1987) formula o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição como um problema de programação quadrático inteiro misto. A função objetivo é representada pelos custos fixos das linhas e subestações e também pelo custo das perdas nos alimentadores. A técnica de solução do problema é através de uma heurística construtiva composta por duas fases: Na primeira fase a programação quadrática é resolvida através do método do gradiente reduzido de Wolfe, e as variáveis com valores inteiros e binários são tratadas como variáveis contínuas reais. Na segunda fase é proposto um procedimento heurístico construtivo para fazer o tratamento das variáveis inteiras. Na primeira fase, a partir da solução obtida pelo o método de Wolfe, são escolhidas as subestações que farão parte do sistema, sendo escolhidas aquelas cujo valor referente à suas variáveis binárias de decisão seja maior que meio. Assim, uma vez que decidido às subestações que devem ser alocadas no sistema, analisam-se as linhas que farão parte do sistema. As subestações representam os maiores investimentos na rede de distribuição e suas construções/repotencializações são definidas primeiro. Dessa forma é redefinido o problema com as subestações que foram escolhidas e os alimentadores que estão relacionados a elas. O problema é resolvido novamente usando o procedimento de Wolfe e usando a heurística construtiva para definir o roteamento dos novos alimentadores. O sistema utilizado para testar a metodologia foi um sistema simples com 8 nós de consumo, duas subestações potenciais e 15 alimentadores potenciais.

Kagan (1992) propõe resolver o problema da expansão de sistemas de distribuição como se fosse um problema de programação linear inteiro misto, considerando uma função multi-objetivo, que representa:

- Múltiplos estágios;
- Subestações existentes com expansão de novas unidades;
- Novas subestações durante o processo de previsão;
- Alimentadores existentes com possibilidade de decisão de recondutoramento;
- Alimentadores futuros com diferentes bitolas e tipos de cabos para cada caminho;
- Restrições de tensão e balanço de energia;
- Limites de queda de tensão;
- Restrições de radialidade e segurança.

A modelagem matemática proposta no trabalho de Kagan, é baseada nas seguintes hipóteses:

- Fator de potência constante para todos os estágios do período de planejamento;
- As curvas de carga não foram consideradas na formulação;
- As cargas são representadas por um modelo de corrente constante;
- O estudo de previsão de carga local é previamente avaliado e torna-se uma entrada para modelos de Planejamento da Expansão da Distribuição;
- Período de planejamento é dividido em vários estágios, onde cada um deles tem o mesmo tempo de duração.

A função objetivo é condicionada para o problema de expansão multi-objetivo, sendo utilizados também conceitos de lógica *fuzzy*. Para testar a metodologia proposta é empregado um sistema teste hipotético com duas subestações, uma existente e outra potencial, 14 linhas totais, 3 linhas existentes e 11 linhas potenciais. São considerados três estágios de planejamento.

Goswani (1997) desenvolveu um algoritmo baseado na técnica de troca de ramos para expansão da distribuição. A função objetivo avalia os custos fixos do sistema, as novas linhas e subestações que serão adicionadas, assim também avalia o custo das perdas originadas no sistema. O algoritmo é inicializado com uma configuração radial inicial, a qual não necessariamente tem de ser de boa qualidade, pois se permite ao algoritmo modificar essa configuração para outra melhor. O método de troca de ramos, basicamente consiste em adicionar um novo ramo ao sistema, convertendo-o em uma configuração não radial ou em um sistema malhado e em retirar outro ramo do sistema, tornando esta configuração novamente radial de forma a minimizar a função objetivo. Os autores definem dois tipos de troca de linhas. O procedimento chamado *branch exchange intrazone*, em que se procuram trocar elementos que estão em uma subestação, assim determina-se a configuração otimizada da rede que é fornecida por uma subestação. O outro tipo de troca de ramos é conhecida como *branch exchange interzone*, a qual muda linhas entre duas subestações adjacentes. Os critérios considerados para abrir um laço foram reduzir sobrecarga em uma linha, as quedas de tensão nos nós de consumo e reduzir o custo do sistema proposto. Como exemplo numérico foi utilizado um sistema teste com 15 linhas e duas subestações. A solução do problema de planejamento é efetuada sem considerar o crescimento vegetativo da carga (estático).

Sun et al. (1982) propõem para um horizonte de longo prazo o planejamento de alimentadores primários e subestações de distribuição, uma técnica de solução baseada no modelo de transportes e algoritmo de tipo *Branch and Bound*. Na primeira fase aplicam um

modelo estático para obter uma solução que satisfaça as condições correspondentes ao final do horizonte de planejamento, considerando todos os componentes da rede que seriam construídos durante o período do estudo. Na Segunda fase, o modelo estático é aplicado a cada rede intermediária expandida do estágio precedente, sendo escolhidos componentes da rede do conjunto que foi selecionado na primeira fase. O procedimento de planejamento é baseado num procedimento heurístico de otimização por concatenação, não se obtendo necessariamente a solução ótima.

Mendoza et al. (2006) formulam o planejamento de redes primárias de distribuição considerando duas funções objetivo de natureza diferente e conflitantes quando minimizadas: Os custos de expansão e operação da rede de distribuição e a energia não suprida que está relacionada com a confiabilidade da rede de distribuição na ocorrência de contingências (faltas permanentes na rede). Neste modelo quanto menor o custo da energia não suprida, maiores são os investimentos que devem ser previstos na expansão da rede de distribuição. Para solução do problema de natureza multi-objetivo são aplicados os algoritmos genéticos, um deles usa o conceito de soluções não dominadas e o outro algoritmo genético é baseado em um procedimento de ordenação de pontos candidatos a serem pontos eficientes da população na fronteira de Pareto, juntamente com um procedimento de inferência baseado na teoria de conjuntos fuzzy. A metodologia proposta é testada em um sistema de distribuição fictício de médio porte.

Gómez et al. (2004) formulam o modelo de planejamento de redes de *MT* como um problema de programação linear inteiro misto clássico (*PLIM*) com uma função objetivo que representa os custos em investimentos na expansão da rede – alimentadores, novas subestações e repotencialização das subestações existentes e os custos de operação da rede relativos às perdas. As restrições consideradas no modelo são o atendimento das demandas máximas das cargas, limites nas capacidades dos condutores e subestações, limites das magnitude das tensões de barras e restrição de radialidade dos alimentadores. Para solução deste modelo de *PLIM* é proposto um algoritmo baseado em colônia de formigas (Ant Colony System – *ACS*) e como ferramenta auxiliar para avaliar as propostas de planejamento fornecidas pelo *ACS*, um algoritmo de fluxo de potência monofásico convencional. A metodologia proposta é avaliada em testes com dois sistemas, um de pequeno porte aéreo de 34.5 kV, e outro de médio porte, subterrâneo de 10kV. Os resultados obtidos são comparados com uma implementação de algoritmo genético.

2.2. *Planejamento de Circuito Secundários de Distribuição de Energia Elétrica*

Existem poucos trabalhos que tratam de planejamento e projetos de redes secundárias de distribuição, quando comparados à rede primária. Dentre os artigos dedicados a este tema, encontram-se os trabalhos utilizando programação matemática inteira-mista.

Costa e França (2002), utilizam formulações matemáticas baseadas em modelos de otimização inteira-mista, visando contornar e resolver possíveis problemas das metodologias heurísticas que apresentam resultados sub-ótimos (ótimos locais). O modelo de função objetivo considera número, localização e o tipo dos transformadores, além da melhor conexão destes à rede primária e aos pontos de carga minimizando os custos totais. A minimização dos custos leva em consideração os custos próprios de instalação e operação das redes primária e secundária, bem como os custos dos diferentes tipos de transformadores. Além disso, são respeitadas as condições de radialidade da rede e os limites de queda de tensão. O planejamento da rede secundária é coordenado, através de técnicas heurísticas adequadas com a rede primária existente e/ou planejada. A adaptação proposta no presente trabalho consiste em uma busca local em torno da solução previamente obtida. Esta busca local é efetuada considerando-se o custo global procurando-se modificar a posição dos transformadores, onde as mudanças que diminuem tal custo são efetuadas.

Tsai-Hsiang e Jeng-Tyan (2000) desenvolveram uma metodologia onde se procura reduzir o desequilíbrio de cargas entre as fases e conseqüentemente reduzir as perdas do sistema, utilizando um algoritmo genético como método de otimização, para um alimentador de distribuição radial objetivando melhorar o perfil de tensão, reduzindo assim a corrente no condutor neutro. Para este problema a população inicial é gerada aleatoriamente e os genes traduzem os pontos de carga através de uma codificação binária. Caso haja algum ponto de carga equilibrado ou sem nenhuma carga, o gene correspondente a este ponto é removido da cadeia para evitar qualquer manipulação redundante. Para avaliar as soluções é utilizado um programa simplificado de fluxo de potência baseado no modelo iterativo de Gauss. O processo de recombinação adotado consiste em trocar parcelas entre os pares selecionados, gerando duas novas configurações ainda mais evoluídas. Na mutação ocorre a troca de um *bit* selecionado de forma aleatória. O processo é considerado convergido quando se atinge o número máximo de gerações preestabelecidas e a solução incumbente não melhora em relação ao seu valor atual.

Zhu (1999) trata do problema de desequilíbrio de cargas utilizando como método de otimização Simulated Annealing (SA) que é uma das técnicas que possui grandes vantagens para resolver problemas de programação inteiro não-linear. SA tem um grande potencial para evitar

ótimos locais e convergir para soluções ótimas globais. O problema do balanceamento das fases é tratado como um problema de programação inteiro não-linear e a função custo são para minimizar a perda de energia, onde cada solução candidata é avaliada de acordo com os resultados de um fluxo de potência implementado para investigar os efeitos da baixa tensão devido às perdas. As variáveis de controle do problema são as opções de balanceamento das fases para cada nó candidato. A cada balanceamento é gerado um sistema candidato, processa-se o fluxo de carga e avalia-se a função objetivo, onde SA decidirá se o sistema candidato é aceito ou descartado. O custo está relacionado diretamente ao número de fases balanceadas com os benefícios conquistados, que são a redução das perdas de energia melhorando a confiabilidade e a qualidade do serviço.

Cossi et al. (2005), formulam o problema de planejamento de circuitos secundários radiais ou fracamente malhados como um problema de programação não linear inteiro misto (*PNLIM*). Para a solução deste problema propôs-se a utilização de algoritmo genético. O problema consiste basicamente em atender as demandas dos consumidores procurando minimizar os custos de operação e, principalmente de investimentos, atendendo as seguintes restrições operacionais:

- Restrições Elétricas: Fluxo de potência, baseado nas leis de Kirchhoff (lei das correntes e das tensões), limite queda de tensão no circuito secundário e limite máximo de fluxo de potência nos condutores;
- Restrição física de operação dos equipamentos: Capacidade máxima de operação dos transformadores;
- Restrição Financeira: Recurso financeiro disponível para o planejamento e expansão dos circuitos.

A função objetivo envolve os custos de investimentos na instalação de novos elementos (cabos, transformadores abaixadores, etc.), e os custos de perda de potência necessária para operar o sistema. A proposta para se encontrar uma solução de boa qualidade limita-se a três fatores: (i) Balanceamento adequado das cargas entre as fases do circuito trifásico; (ii) Posicionamento do transformador o mais próximo possível do centro de cargas do circuito; (iii) Recondutoramento dos circuitos. Utiliza-se um programa de cálculo de fluxo de potência trifásico a quatro fios para avaliar o estado do circuito e verificar o atendimento das restrições.

Garcia et al. (2003) propõem um método *GRASP* (*Greed Randomized Adaptive Search Procedure*) para resolver o problema de planejamento a curto e longo prazo de redes secundárias de distribuição. A técnica proposta visa reduzir os custos de investimentos e custo de perdas, obedecendo as restrições do problema, que incluem capacidade de equipamentos, configuração

radial e limites de tensão, encontrando assim, a localização dos transformadores, o traçado dos circuitos secundários e primários. Adota-se também a decomposição do problema em subproblemas resolvidos de forma separadamente. Os três subproblemas são a localização dos transformadores p_1 , o roteamento da rede secundária p_2 e o roteamento da rede primária p_3 . O método *GRASP* concentra-se na resolução do problema com maior nível na hierarquia (p_1). Resolve o problema de localização/dimensionamento dos transformadores como um problema de *p-mediana não capacitado*, o qual consiste em encontrar p transformadores conectando cada carga ao transformador mais próximo e minimizando a soma dos momentos elétricos. Despreza-se a capacidade dos transformadores, pois o problema não-capacitado deve ser mais simples de resolver. A abordagem utilizada para a determinação do circuito secundário (p_2) é a do *problema de caminhos mínimos*, ou seja, tenta-se conectar cada nó de demanda ao transformador mais próximo. Para a determinação do circuito primário (p_3) deve-se minimizar a dimensão da rede, podendo-se desprezar as perdas. Para contornar a perda de qualidade introduzida pela decomposição do problema realiza-se uma busca local, atuando na mudança de posição das medianas e recalculando o custo global. Embora um pouco restritos, os estudos práticos mostraram a eficiência do método.

2.3. Planejamento Integrado de Redes de MT e de BT

Poucos trabalhos são encontrados na literatura que tratam do problema do planejamento de sistemas de distribuição contemplando de forma integrada os subsistemas primário e secundário. Tal abordagem é interessante sob os aspectos práticos e conceituais do problema, já que os resultados do planejamento do subsistema de *MT* influencia nos resultados do subsistema de *BT* e vice e versa, e quando estes dois subsistemas são considerados no modelo matemático e/ou na técnica de solução, tem-se como consequência um planejamento completo, ainda mais eficiente, com a redução dos custos totais e das perdas.

Silva (1990) apresenta uma nova proposta para o planejamento da expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Os problemas referentes à rede primária e secundária são tratados de forma hierárquica. As alternativas de expansão das redes são delineadas através da resolução de modelos matemáticos baseados na teoria de otimização de sistemas. O modelo da rede primária compreende simultaneamente os problemas de localizar e dimensionar as subestações e de rotear os alimentadores. Considerando-se os custos fixos das subestações e dos alimentadores novos, bem como de suas aplicações. O custo variável das perdas é tratado de forma quadrática. Um eficiente algoritmo de enumeração implícita é usado para resolver o

problema. A radialidade da rede é obtida por meio de heurísticas que trabalham com o custo real. Para a rede secundária é proposta uma metodologia em três etapas sequenciais: na primeira localizam-se transformadores, depois se definem as rotas dos alimentadores secundários e, por fim, decide-se à interligação entre as redes primária e secundária. Essas etapas são resolvidas de forma otimizada através da solução dos clássicos problemas das *p*-medianas, de localização quadrática e de Steiner, respectivamente.

Paiva et al. (2005) propõem um modelo para o planejamento integrado de redes primárias e secundárias considerando estes dois subsistemas como um sistema de distribuição único. Considerando-se na formulação do problema de planejamento de redes de distribuição as redes primárias e secundárias, garante-se a possibilidade de obter a solução otimizada do problema. O modelo de otimização proposto é do tipo linear inteiro misto. Uma característica importante considerada neste modelo é que tanto a rede primária (*MT*) como a rede secundária (*BT*) podem compartilhar as barras (postes) e rotas de alimentadores primários e circuitos secundários. Barras compartilhadas ocorrem nos pontos onde pode ser transferida potência da rede de *MT* para a rede de *BT*. Rotas compartilhadas são planejadas e um alimentador de *MT* e um circuito de *BT* podem compartilhar do mesmo caminho físico. O objetivo é minimizar os custos de investimentos e os custos de operação da rede (perdas técnicas). As restrições são as equações estáticas de fluxo de potência, restrições de capacidade física dos equipamentos, alimentadores e circuitos de distribuição e restrição de radialidade. O modelo de *PLIM* é resolvido através de um software comercial. A metodologia é testada através de testes em um sistema de distribuição de pequeno porte de uma área residencial.

2.4. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os principais trabalhos pesquisados durante todo o período de desenvolvimento desta tese. Os estudos citados neste capítulo referem-se a uma exaustiva busca na literatura especializada de inúmeros trabalhos que abordam o tema planejamento de redes de distribuição e de sistemas de controle e proteção. Esta revisão bibliográfica permite contextualizar o trabalho desenvolvido em nível de doutorado.

2.5. Referências

- BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. Optimal switching device placement in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.11, p.1646-1651, 1996.
- BAYKASOGLU, A.; OWEN, S.; GINDY, N. Solution of goal programming models using a basic taboo search algorithm. **Journal of Operational Research Society**, Nottingham, v.50, n.9, p.960-973, 1999.
- PONNAVAIKKO, M.; RAO, P. Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.2, n.4, p.1157-1163, 1987.
- COSSI, A. M.; ROMERO, R.; MANTOVANI, J. R. S. Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.20, n.1, p.205 - 213, 2005.
- BERNAL AGUSTÍN, J. L.; RAMIREZ ROSADO, I. J. Genetic algorithm applied to the design of large power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.13, n.2, p.696-703, 1998.
- PROENÇA, L. B. **Algoritmos genéticos no planejamento da expansão de distribuição de energia elétrica**. 1993. 170f. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Portugal, 1993.
- ZHU, J.; BILBRO, G.; MO-YUEN CHOW. Phase balancing using simulated annealing. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.14, n.4, p.1508-1513, 1999.
- BAZAN, L. F. A. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmo busca tabu**. 2003. 122f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003.
- GÓMEZ, J. F.; KHODR, H. M.; OLIVEIRA, P. M.; OCQUE, L.; YUSTA, J. M.; VILLASANA, R.; URDANETA, A. J. Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.19, n.2, p.996-1004, 2004.

MENDOZA, F.; BERNAL AGUSTÍN, J. L.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A. NSGA and SPEA applied to multiobjective design of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.21, n.4, p.1938-1945, 2006.

KHATOR, S. R.; LEUNG, L.C. Power distribution planning: a review of models and issues. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.12, n.4, p.1151-1158, 1997.

KAGAN, N. **Electrical distribution system planning using multi-objective and fuzzy mathematical programming**. 1992. 59f. Thesis (Ph.D.) – London: University of London, 1992.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.12, n. 2, p.718-723, 1997.

SUN, D. I.; FARRIS, D. R.; COTE, P. J.; SHOULTS, R. R.; CHEN, M. S. Optimal distribution substation and primary feeder via the fixed charge network formulation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v.101, n.3, p.602-609, 1982.

COSTA, A. M. **Otimização do Planejamento de redes secundárias de distribuição de energia elétrica**. 2002. 73f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

TSAI-HSIANG CHEN; JENG-TYAN CHERNG. Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.15, n.3, p.994-1000, 2000.

GARCIA, V. J.; FRANÇA, P. M.; GONZALEZ, J. F. V.; YOSHIMOTO, E.; LYRA FILHO, C.; CAVELLUCCI, C. GRASP para o problema de planejamento de redes secundárias de distribuição de energia elétrica. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 35, 2003, Natal. **Anais...** Natal: SBPO, 2003. p.1427-1437.

SILVA, M. C. **Planejamento a longo prazo em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1990. 193f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1990.

PAIVA, P. C.; KHODR, H. M.; DONÍGUEZ-NAVARRO, J. A.; YUSTA, J. M.; URDANETA, A. J. Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear

programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.20, n.2, p.1134-1143, 2005.

3. Metaheurísticas e Análise de Circuitos Elétricos

Neste capítulo, apresentam-se as ferramentas auxiliares utilizadas para solução dos modelos matemáticos de planejamento e projetos de sistemas de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão:

- Conceitos envolvidos na solução e formulação de problemas de otimização multi-objetivo;
- Fundamentos teóricos e estrutura da metaheurística Tabu Search (*TS*) e uma variante deste tipo de busca, referenciada na literatura como Tabu Search Reativo (Reactive Tabu Search - *RTS*) para a solução de problemas multi-objetivos (*RTS-MO*);
- Conceitos e os principais aspectos práticos para implementação de algoritmos genéticos, dedicados à solução de problemas físicos reais;
- Métodos para cálculo de fluxo de potência monofásico e trifásico a quatro fios para redes de distribuição radiais e ou fracamente malhadas. No desenvolvimento dos modelos de circuitos elétrico das cargas considera-se o modelo de potência constante.

3.1. Problemas de Otimização Multi-objetivo

O problema de otimização multi-objetivo requer otimizar simultaneamente um certo número de objetivos com diferentes soluções otimizadas individuais (ADIL; STEPHEN; NABIL, 1999). Esses objetivos são tais que nenhum deles pode ser melhorado sem a degradação de outro. Então ao invés de uma única solução otimizada, existe um conjunto de soluções compromissos entre os objetivos, que são as chamadas soluções ótimas de Pareto.

Matematicamente um problema de otimização multi-objetivo pode ser escrito como:

$$\begin{aligned}
\text{Min } \mathbf{y} = \mathbf{f}(\mathbf{x}) &= \{f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_M(\mathbf{x})\} \\
\text{s.a} \\
\mathbf{g}(\mathbf{x}) &= \{g_1(\mathbf{x}), g_2(\mathbf{x}), \dots, g_J(\mathbf{x})\} \leq 0 \\
\mathbf{h}(\mathbf{x}) &= \{h_1(\mathbf{x}), h_2(\mathbf{x}), \dots, h_K(\mathbf{x})\} = 0 \\
\mathbf{x} &= \{x_1, x_2, \dots, x_N\} \in X \\
\mathbf{y} &= \{y_1, y_2, \dots, y_M\} \in Y
\end{aligned} \tag{3.1}$$

Em que:

- x : vetor de decisão;
- y : vetor de objetivos;
- X : espaço de decisão;
- Y : espaço de objetivos.

A solução deste problema normalmente não é única, mas um conjunto de soluções eficientes e não dominadas conhecidas como conjunto ótimo de Pareto.

3.1.1. Conjunto das Soluções Factíveis e Espaço Objetivo Factível

O conjunto das soluções factíveis S^* do problema (3.1) é definido como o conjunto das variáveis de decisão \mathbf{x} que satisfazem às restrições de igualdade $g_i(\mathbf{x})$ e desigualdade $h_i(\mathbf{x})$.

$$S^* = \{\mathbf{x} \in \bar{S} \mid g(\mathbf{x}) = 0 \wedge h(\mathbf{x}) \leq 0\} \tag{3.2}$$

Qualquer ponto \mathbf{x} em S^* define uma *solução factível*. A imagem do conjunto das soluções factíveis S^* é denominada *Espaço Objetivo Factível*. Este espaço é representado por Z^* , e definido como:

$$Z^* = \mathbf{f}(S^*) = \{[f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_k(\mathbf{x})], \mathbf{x} \in S^*\} \tag{3.3}$$

3.1.2. Fronteira Ótima de Pareto

Num problema de otimização multi-objetivo, normalmente os objetivos são conflitantes, e não existe uma única solução que seja otimizada simultaneamente para todos os objetivos. Neste caso, tenta-se encontrar soluções que são bons compromissos (*trade-off*) ao invés de uma única solução otimizada de boa qualidade como no caso da otimização mono-objetivo.

Geralmente, a solução de problemas multi-objetivo é caracterizada por um conjunto de pontos factíveis, que é denominado *conjunto eficiente* ou *Pareto-ótimo*. Este conjunto representa

uma curva de *trade-off* entre os objetivos, ou seja, todos os valores de função objetivo que fazem parte desta fronteira são soluções atraentes para o problema multi-objetivo sob análise, e compete ao tomador de decisões (*decision maker*) adotar a mais adequada para solução do problema.

O conceito de dominância pode ser descrito como segue:

Definição 1: Dominância

Seja um problema multi-objetivo com k funções objetivos para serem minimizados simultaneamente. Uma solução \mathbf{x}_1 domina uma solução \mathbf{x}_2 , se \mathbf{x}_1 é melhor que \mathbf{x}_2 em pelo menos um objetivo f_i , e não é pior que \mathbf{x}_2 para qualquer outro objetivo f_j , $j=1,2,\dots,K$:

\mathbf{x}_1 domina \mathbf{x}_2 se $f_i(\mathbf{x}_1) < f_i(\mathbf{x}_2)$ e $f_j(\mathbf{x}_1) \leq f_j(\mathbf{x}_2)$

Definição 2: Solução não-dominada ou ótima de Pareto

Uma solução $\mathbf{x}_1 \in P$, que domina qualquer outra solução $\mathbf{x}_2 \in P$ ($P \subseteq S$, sendo S o espaço de busca do problema), é chamada solução não dominada em P . As soluções que são não dominadas sobre todo o espaço S são chamadas de soluções ótimas de Pareto (critério de otimalidade de Pareto).

3.1.3. Principais diferenças entre otimização multi-objetivo e mono-objetivo

A otimização multi-objetivo diferencia da otimização mono-objetivo em três importantes aspectos:

1. Nos problemas de otimização mono-objetivo tem-se como objetivo encontrar uma solução otimizada de boa qualidade (máximo ou mínimo) enquanto nos problemas de otimização multi-objetivo pode existir mais de uma solução otimizada de boa qualidade. Na otimização multi-objetivo encontrar o conjunto de soluções da fronteira de Pareto é tão importante quanto preservar a diversidade neste conjunto. Desta forma um algoritmo eficiente para a otimização multi-objetivo deve considerar estes dois aspectos.
2. Nos problemas de otimização multi-objetivo trabalham-se com os espaços das variáveis e dos objetivos, enquanto os problemas com um objetivo trabalham unicamente no espaço das variáveis já que procuram apenas uma solução no espaço dos objetivos. Desta forma, manter a diversidade nos espaços das variáveis e dos objetivos torna a solução dos problemas multi-objetivo mais complicada, pois a proximidade de duas soluções no espaço das variáveis *não implica* proximidade no espaço dos objetivos.

3. Os métodos tradicionais de otimização multi-objetivo estão baseados em uma função simples a qual se pondera cada objetivo. Pode-se também tratar cada objetivo separadamente, utilizando os demais objetivos como restrições do problema. Portanto, um problema de otimização multi-objetivo pode ser convertido mediante técnicas e manipulações algébricas, em um problema de otimização mono-objetivo.

3.1.4. Técnicas para Otimização Multi-objetivo

A solução dos problemas de otimização multi-objetivo consiste em determinar no espaço objetivo factível o conjunto eficiente ou um subconjunto do conjunto eficiente ou ainda, um conjunto de soluções próximas da fronteira Pareto-ótima.

A maior dificuldade em otimização multi-objetivo é a existência de objetivos conflitantes, isto é, nenhuma das soluções factíveis otimiza simultaneamente todos os objetivos. As soluções otimizadas de boa qualidade são, geralmente, diferentes e não satisfazem as necessidades na tomada de decisões. Na solução dos problemas de otimização multi-objetivo podem-se destacar dois aspectos importantes:

- **Busca de soluções:** Este aspecto refere-se ao processo de otimização no qual a região factível é direcionada para as soluções Pareto-ótimas. Esta busca pode se tornar difícil devido a dimensão e a complexidade do espaço de busca, podendo inviabilizar o uso de métodos exatos.
- **Tomada de decisões:** A tomada de decisão envolve a seleção de um critério adequado para a escolha de uma solução do conjunto Pareto-ótimo. É necessário que faça uma ponderação (“trade-off”) dos objetivos conflitantes.

Baseado no ponto de vista da decisão a ser tomada, os métodos de otimização multi-objetivo podem ser classificados em três categorias, descritas a seguir:

- **Métodos *a priori*:** Estes métodos são caracterizados por intervenções (tomada de decisões antes do processo de busca de solução), isto é, antes de resolver o problema.
- **Métodos *a posteriori*:** Os métodos dessa classe são executados sem a intervenção, com o objetivo de gerar o conjunto de soluções aproximadas ou Pareto-ótimas. A partir deste conjunto, deve-se selecionar uma solução compromisso para o problema.

- **Métodos iterativos:** Nestes métodos, a intervenção ocorre durante o processo de otimização (busca da solução) articulando preferências e guiando a busca para regiões onde existam soluções de interesse.

Desde que o economista Vilfredo Pareto introduziu, em 1896, o conceito de “solução compromisso”, tem-se desenvolvido um grande número de técnicas de otimização multi-objetivo, tanto tradicionais como alternativas (Algoritmos Evolutivos, “Simulated Annealing”, “Tabu Search”, entre outras). Neste capítulo, abordam-se de forma resumida apenas algumas das poucas técnicas tradicionais.

3.1.5. Métodos Tradicionais de Otimização Multi-objetivo

A literatura referente aos métodos de otimização tradicionais utilizados para a solução dos problemas multi-objetivo é vasta. Para encontrar as soluções otimizadas de boa qualidade, alguns dos métodos clássicos convertem os problemas de otimização multi-objetivos (*MOOP*) original em um problema equivalente com um único objetivo, reduzindo a otimização vetorial a um problema de otimização escalar. O problema equivalente possui algumas restrições adicionais e para sua solução faz-se necessária a definição de alguns parâmetros. Estes parâmetros são definidos na apresentação a seguir, de dois métodos que têm sido muito aplicados para resolver os problemas de otimização multi-objetivo de diversas áreas.

3.1.5.1. Método da soma ponderada

Este método consiste na adição de todas as funções objetivo simultaneamente, utilizando diferentes coeficientes ponderados (parâmetros) para cada objetivo. Deste modo, o problema multi-objetivo original é transformado em um problema escalar mono-objetivo como:

$$\text{Min } \sum_{i=1}^k w_i f_i(x) \quad (3.4)$$

Sendo: $w_i \geq 0$ os coeficientes ponderados que representam a importância relativa dos objetivos f_i no problema de otimização sob estudo. Estes pesos, geralmente, são normalizados, tal que:

$$\sum_{i=1}^k w_i = 1 \quad (3.5)$$

A solução do novo problema corresponde, sob determinadas condições, aos pontos do conjunto Pareto-ótimo do problema multi-objetivo original. As condições suficientes para que a solução do problema equivalente seja Pareto-ótima são dadas pelos teoremas a seguir:

Teorema 1: Se S é um conjunto convexo e $f_i(x), i = 1, \dots, k$, são funções convexas definidas em S e x^* é um ponto Pareto-ótimo. Então, existe um vetor de pesos $w \in W = \left\{ w : w \geq 0 \text{ e } \sum_{i=1}^k w_i = 1 \right\}$ tal que x^* resolve o problema (equação 3.1).

Teorema 2: x^* é uma solução Pareto-ótimo para um *MOOP* convexo se existir um vetor de pesos $w \in W$ tal que x^* resolve o problema (3.1) e, pelo menos, uma das condições abaixo é satisfeita:

- i. $w_i > 0, i = 1, \dots, k$;
- ii. x^* é solução única do problema (equação 3.1).

O Teorema 2 garante que se um *MOOP* é convexo, então, qualquer solução Pareto-ótima pode ser encontrada através deste método. Para encontrar as soluções Pareto-ótimas, é necessário resolver iterativamente o problema, considerando $w_i > 0$ e diferentes valores para w_i . A definição dos pesos apropriados, de acordo com a importância dos objetivos, é uma tarefa do tomador de decisões (*decision maker*).

Seja um problema multi-objetivo com dois objetivos e um vetor de pesos $\mathbf{w} = (w_1, w_2)$ para minimizar a seguinte função:

$$y = w_1 f_1(x) + w_2 f_2(x) \quad x \in S \quad (3.6)$$

Dividindo a equação (equação 3.6) por w_2 define-se uma reta tangente (ou suporte) ao espaço objetivo factível em um ponto Pareto-ótimo. Esta reta é denominada L e descrita como segue:

$$f_2(x) = -\frac{w_1}{w_2} f_1(x) + \frac{y}{w_2} \quad (3.7)$$

Em que:

$-\frac{w_1}{w_2}$ a inclinação da reta L

$\frac{y}{w_2}$ a intersecção da reta L com o eixo f_2 no ponto $\frac{y}{w_2}$.

Resolver um problema multi-objetivo através do método da soma ponderada consiste em gerar diferentes retas suportes, definidas pelo vetor de pesos. Em geral, nem todos os pontos Pareto-ótimos admitem retas tangentes. Na Figura 3.1, ilustra-se um exemplo de um problema multi-objetivo não-convexo. Neste exemplo, a fronteira Pareto-ótima está dividida em três regiões (BD , DG e GH). Na região DG , os pontos C e F não possuem retas tangentes, i.e., estes pontos não podem ser encontrados pela minimização da função y (equação 3.7). Em outras palavras, pode-se dizer que para qualquer reta tangente a um ponto na região DG , existirá uma outra reta tangente às regiões BD ou GH com um valor menor para a função y .

A principal desvantagem deste método é que ele não consegue gerar todas as soluções Pareto-ótimas quando o espaço objetivo é não convexo, conforme ilustrado na Figura 3.1.

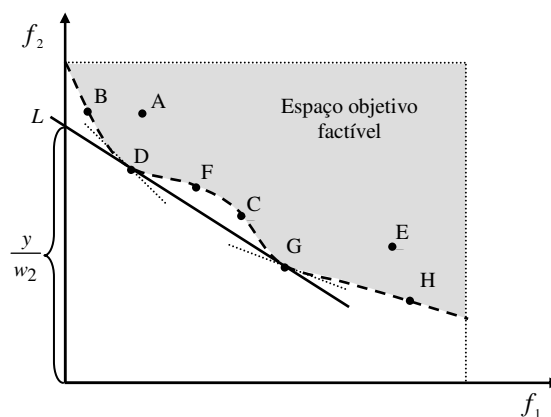


Figura 3.1. Interpretação gráfica do método das Somas Ponderadas.

3.1.5.2. Método das ϵ -restrições (ϵ -Constraint)

Chankong e Haimes (1983) sugeriram reformular um problema multi-objetivo considerando qualquer um dos objetivos, e mantendo restritos os demais objetivos com valores definidos pelo decisor, isto é, o método consiste na minimização do objetivo com maior prioridade sujeito à limitação dos demais objetivos. Sendo f_1 o objetivo de maior importância, o problema pode ser formulado como segue:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } f_1(x) \\
 & \text{s.a.} \\
 & f_i(x) \leq \epsilon_i \quad i = 2, \dots, k \\
 & x \in S^*
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

Em que:

ϵ_i os limitantes superiores dos objetivos i , $i = 2, \dots, k$.

Este método baseia-se nos Teoremas abaixo:

Teorema 3: Se x^* é uma solução Pareto-ótimo para um problema multi-objetivo, então, existem um inteiro $i=1,\dots,k$ e reais $\varepsilon_j, j=1,\dots,k$ e $j \neq i$, tais que x^* resolve o problema (equação 3.8).

Teorema 4: Se x^* é solução única de (3.8), para algum $i=1,\dots,k$, então, x^* é uma solução Pareto-ótima.

Teorema 5: Se x^* é Pareto-ótima, então, x^* resolve o problema (equação 3.8), $\forall i$.

Na Figura 3.2 ilustra-se um exemplo hipotético deste método considerando-se um problema com dois objetivos (f_1 e f_2). Neste exemplo, mostra-se a importância de uma seleção adequada do limitante superior. A reta $\varepsilon_2 = k$ limita o espaço das soluções e os pontos C, D, E, F, G e H são as soluções factíveis do problema.

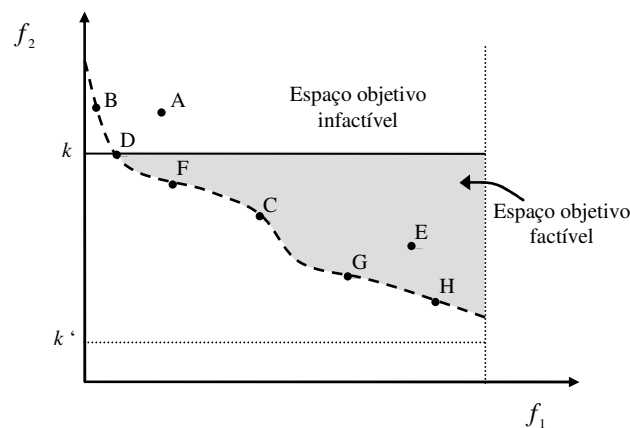


Figura 3.2. Interpretação gráfica do método das ε -restrições.

Na Figura 3.2 mostra-se claramente que se o limitante superior não é selecionado adequadamente ($\varepsilon_2 = k'$) o subespaço obtido pelas restrições pode ser vazio, isto é, o problema não possui solução.

3.1.6. Vantagens e Desvantagens das Técnicas Tradicionais

A principal vantagem das técnicas tradicionais são as provas de convergências que garantem encontrar as soluções Pareto-ótimas. Por outro lado, verifica-se que nos métodos apresentados nas seções anteriores, o problema multi-objetivo original é transformado em um problema de otimização mono-objetivo. Esta transformação é efetuada através da introdução de parâmetros adicionais que afetam diretamente os resultados obtidos. Além disso, uma

distribuição uniforme destes parâmetros adicionais não garante a diversidade das soluções Pareto-ótimas.

3.2. Algoritmo Tabu Search (TS)

TS é um algoritmo adequado para solução de problemas combinatórios (GLOVER, 1995, BAYKASOGLU; OWEN; GINDY, 1999). Basicamente é um procedimento metaheurístico usado para gerenciar um algoritmo heurístico de busca local, que usa estratégias adequadas para controlar ou sair de soluções ótimas locais. *TS* realiza um conjunto de transições através do espaço de busca do problema e, nesse processo de transições, deve-se passar pelas soluções otimizadas de boa qualidade de problemas complexos. Os dois elementos básicos da metaheurística *TS* são as definições de espaço de busca e estrutura de vizinhança.

3.2.1. Espaço de Busca e Estrutura de Vizinhança

O espaço de busca consiste de todas as soluções possíveis do problema sob estudo que podem ser visitadas durante a busca (GLOVER, 1995). O espaço de soluções possíveis para o problema pode envolver tanto soluções reais como inteiras. Na maioria das aplicações não é uma estratégia muito adequada restringir o espaço de busca apenas às soluções factíveis. Em muitos casos permitir o movimento da busca para soluções infactíveis pode ser extremamente conveniente e até necessário, pois considerar todas as restrições do problema na definição de espaço de busca, frequentemente restringe muito este espaço e pode levar a soluções de qualidade inferiores.

Relaxação das restrições é uma estratégia atrativa uma vez que esta estratégia cria um grande espaço de busca que pode ser explorado com simplicidade pela estrutura de vizinhança. A relaxação das restrições é facilmente implementada, deixando de considerar algumas restrições no espaço de busca do problema e adicionando à função objetivo penalizações ponderadas para cada restrição violada. Neste caso há o problema de encontrar as ponderações corretas para cada tipo de restrição violada. Uma forma de contornar este problema é através do uso de penalidades auto-ajustáveis, ou seja, as ponderações são ajustadas dinamicamente com base na história recente do processo de busca. As ponderações das restrições violadas são aumentadas se e somente se soluções infactíveis foram encontradas nas últimas poucas iterações, e reduzidas se todas as últimas soluções encontradas são factíveis. As ponderações de penalidades podem também ser modificadas sistematicamente para direcionar a busca através da fronteira de factibilidade do espaço de busca e então induzir a diversificação.

A definição de estrutura de vizinhança está relacionada com o espaço de busca. A cada iteração de *TS* as transformações locais que podem ser aplicadas à solução corrente representada por S , definem um conjunto de soluções vizinhas no espaço de busca, representado por $N(S)$ (a vizinhança de S). Formalmente, $N(S)$ é um subconjunto do espaço de busca definido como:

$$N(S) = \{\text{soluções obtidas pela aplicação de uma transformação local a } S\} \quad (3.9)$$

Em geral para cada problema específico há mais estruturas de vizinhança possíveis que espaços de busca. Isto decorre do fato que pode haver várias estruturas de vizinhança adequadas para uma dada definição de espaço de busca. Quando diferentes definições de espaço de busca são consideradas para um dado problema, as estruturas de vizinhança diferem consideravelmente.

Na *TS* convencional a função objetivo deve ser avaliada para todo elemento de $N(S)$ da solução corrente. Este procedimento pode acarretar em elevados custos computacionais. Uma alternativa seria considerar somente uma amostragem aleatória $N'(S) \subset N(S)$, reduzindo então significativamente o tempo computacional. Outro aspecto interessante desta abordagem é que o carácter aleatório dado à busca pode atuar como um mecanismo anti-ciclagem, e isto permitiria o uso de listas tabu de dimensão menor que seria necessária se uma exploração completa da vizinhança fosse realizada. Um aspecto negativo desta abordagem que deve ser observado é que há alguns casos que se pode perder excelentes soluções.

A escolha do espaço de busca e da estrutura de vizinhança são os passos mais críticos no desenvolvimento de algoritmos de *TS* para soluções de problemas da vida real, e neste caso deve-se usar todo o conhecimento que se tem do problema sob estudo para construir algoritmos de *TS* dedicados eficientes.

3.2.2. Os Algoritmos de Busca Locais e *TS*

TS é uma extensão dos métodos de busca locais (GLOVER, 1995). *TS* inicia a solução de problema de otimização por um processo similar a qualquer algoritmo heurístico de busca local. A partir de uma configuração S (solução factível ou infactível qualquer do problema), *TS* efetua as transições pela vizinhança de S , $N(S)$. No algoritmo de busca local, a partir da configuração corrente, passa-se para a configuração vizinha que leva ao melhor valor da função objetivo. Um procedimento repetitivo desta estratégia faz com que o algoritmo de busca local pare no momento em que não existe nenhuma configuração vizinha que produza uma diminuição da

função objetivo, o que significa que foi encontrado um ótimo local (A) como pode ser observado na Figura 3.3.

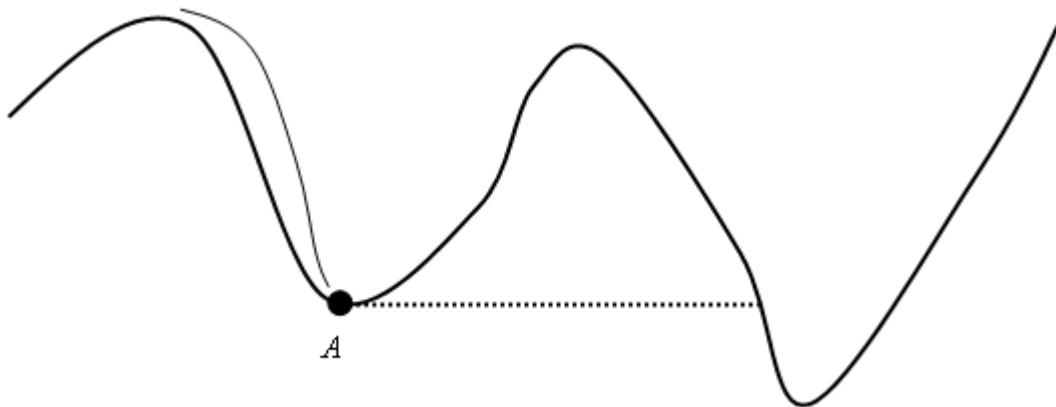


Figura 3.3. Estrutura do Algoritmo de Busca Local.

TS é diferente de um algoritmo de busca local em dois aspectos fundamentais:

1. A partir da configuração corrente, passa-se à melhor configuração vizinha ou a menos pior, o que implica que é permitida uma degradação da qualidade da função objetivo.
2. O conjunto de vizinhos de S não se caracteriza de maneira estática. Assim, TS define uma nova estrutura de vizinhança, $N^*(S)$ que varia dinamicamente em estrutura e dimensão durante todo o processo de otimização. Esta estratégia permite o TS realizar uma busca eficiente e inteligente. A Figura 3.4 mostra a relação entre $N(S)$ e $N^*(S)$. Os elementos de $N^*(S)$ são determinados de várias formas. Como ilustração, pode-se indicar as seguintes:

- Usando uma lista tabu que armazena atributos de configurações consideradas tabu (proibidas). Neste caso $N^*(S) \subset N(S)$, pois alguns vizinhos definidos pela estrutura de vizinhança e cujos atributos fazem parte da lista tabu estão proibidos. Esta estratégia evita retornar as configurações já visitadas e a ciclagem.
- Usando estratégias para diminuir a vizinhança ou a lista de configurações candidatas. Geralmente o número de configurações $S' \in N(S)$ pode ser muito grande e avaliar a função objetivo de todas essas configurações, para encontrar aquela que apresenta melhor desempenho, pode precisar de elevado esforço computacional.
- Usando configurações de elite e “path relinking” para caracterizar e encontrar novas configurações candidatas. Esta estratégia visa encontrar novas configurações de alta qualidade, que dificilmente seriam encontradas a partir da definição de $N^*(S)$. É fácil verificar que neste caso a relação $N^*(S) \subset N(S)$ já não é mais verdadeira. Redefinir o conjunto $N(S)$ durante o processo de otimização.

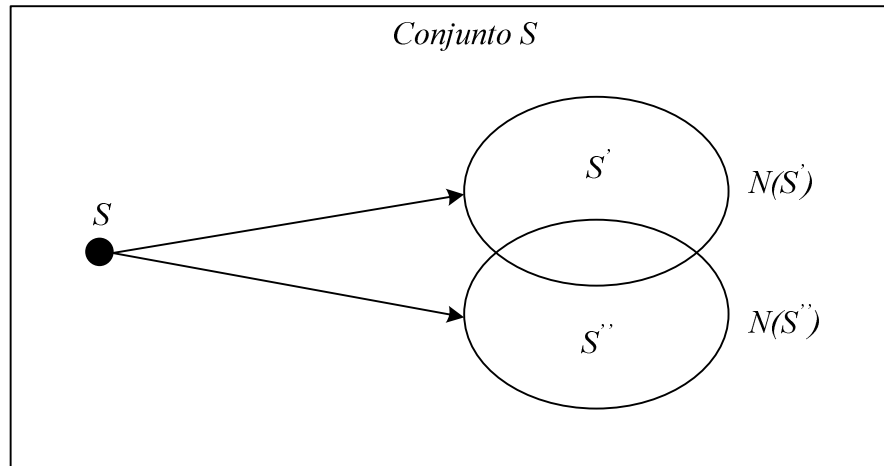


Figura 3.4. Uma Transição em TS.

3.2.3. Algoritmo TS Básico

Relacionados com TS (GLOVER, 1995), assim como no caso dos outros algoritmos combinatórios, existem alguns aspectos que influenciam na qualidade das soluções encontradas e no desempenho computacional do algoritmo que devem ser analisados, tais como a representação e a codificação do problema que permitem identificar, claramente, a forma e estrutura de uma solução ou configuração, e a possibilidade de aparecimento de configurações factíveis e infactíveis. Também, a representação e codificação determinam a forma em que deve ser determinada a função objetivo.

Dependendo do problema da vida real sob estudo, a função objetivo é muito custosa para avaliar. Quando este problema ocorre, a avaliação de movimentos pode se tornar proibitiva, mesmo se apenas uma amostragem do espaço de busca é utilizada. Uma possível técnica descrita na literatura para contornar este tipo de problema, consiste em avaliar configurações vizinhas usando a chamada função objetivo substituta (*surrogate objective*), que é uma função que está correlacionada à função objetivo verdadeira, mas demanda menor tempo computacional para identificar um conjunto de soluções candidatas promissoras. O valor da função objetivo verdadeira é então calculado para este pequeno conjunto de movimentos candidatos, e a configuração associada com o melhor deles é selecionada para se tornar a nova solução corrente. Relacionado com a avaliação da função objetivo, há um problema frequentemente encontrado que é o fato da função objetivo não fornecer informações suficientes para direcionar efetivamente a busca por regiões mais interessantes do espaço de busca. Em tais casos é absolutamente necessário definir uma função objetivo auxiliar para orientar o processo de busca. Esta função deve medir de alguma forma os atributos desejados da solução. Deve-se observar

que encontrar uma função objetivo auxiliar eficiente nem sempre é uma tarefa fácil e pode demandar um longo processo de tentativas e erros.

O algoritmo *TS* mais simples é o chamado algoritmo *TS* com memória de curto prazo e que usa uma lista de atributos proibidos e um critério de aspiração. Em *TS* como em qualquer outro algoritmo computacional também deve ser previsto um critério de parada. Considerando-se a estrutura básica de um algoritmo *TS*, na Figura 3.5 apresenta-se um diagrama de blocos ilustrando todas as suas etapas básicas. Uma outra categoria de algoritmos de *TS*, que utiliza conceitos estocásticos e listas tabus que variam dinamicamente foi desenvolvida mais recentemente, e será apresentada na próxima seção.

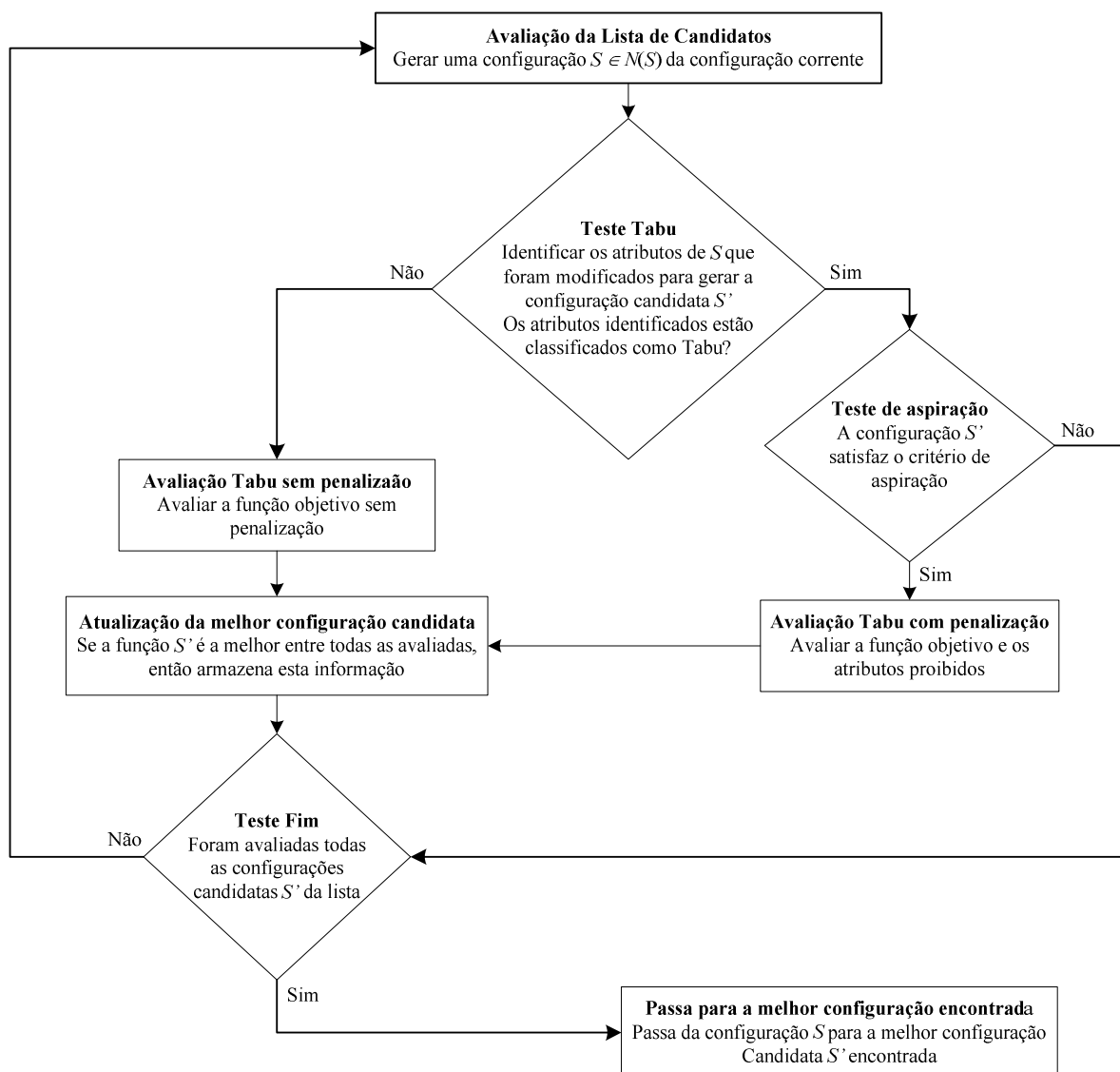


Figura 3.5. Estrutura Básica do Algoritmo *TS*.

3.2.3.1. Lista Tabu

Atributos considerados *tabus* são usados para prevenir ciclagem quando se movimenta de um ponto de ótimo local, para outros pontos do espaço de busca que não são direções de melhoria da função objetivo. Nessa situação deve-se tomar alguma medida para prevenir que a busca refaça os mesmos caminhos de onde ela foi iniciada. Esta medida consiste em declarar como sendo *tabu* os movimentos que possam anular os efeitos de movimentos recentes realizados pelo processo de busca. Movimentos tabus são também úteis para auxiliar o movimento de busca para outras partes não visitadas do espaço de busca e permitir uma exploração mais extensiva deste espaço.

Os atributos tabus são armazenados numa memória de curto prazo. A memória de curto prazo consiste em armazenar as informações do passado recente do processo, isto é, deve-se armazenar informações das últimas k transições. Neste contexto aparece um aspecto importante relacionado com o que significa armazenar informações do passado recente, como armazenar essas informações e para quê armazená-las. A forma mais elementar de armazenar informações recentes consiste em armazenar as informações completas das configurações visitadas. Esta proposta, embora seja interessante porque armazena as informações completas, praticamente não é usada porque leva a problemas de memória para o armazenamento de todos os atributos da configuração, e de esforço computacional elevado para analisar as informações armazenadas.

Portanto, a proposta mais viável consiste em armazenar os atributos das configurações visitadas no passado recente para evitar voltar a visitar essas configurações. O armazenamento das informações através de atributos apresenta a vantagem de pequena memória para armazenamento e facilidade de manipulação e verificação. Os atributos tabus mais comumente utilizados envolvem armazenar as últimas poucas transformações executadas na solução corrente e proibindo transformações reversas; outras são baseadas nas características chaves das próprias soluções ou movimentos.

O uso simultâneo de múltiplas listas tabu algumas vezes é aconselhável. Listas tabu padrões são normalmente implementadas como listas do tipo *first in first out (FIFO)* de comprimento fixo. Na literatura tem sido proposta a implementação de listas tabus de comprimento fixo, que nem sempre podem prevenir ciclagem, e alguns autores têm proposto listas tabus de comprimento variável durante a busca. Uma outra proposta encontrada na literatura consiste em gerar aleatoriamente o tempo de proibição de cada movimento, dentro de um intervalo de tempo específico de acordo com o problema sob análise. Esta abordagem requer um esquema adequado para armazenar os atributos tabus.

3.2.3.2. Critério de Aspiração

As proibições são essenciais para o algoritmo de *TS*, mas algumas vezes são muito poderosas. Apresentam a vantagem de que um atributo proibido evita retornar a uma configuração já visitada, mas também impede que seja visitado um conjunto de configurações que compartilham atributos proibidos com configurações já visitadas. Este fato é uma limitação porque algumas configurações de excelente qualidade podem estar temporariamente proibidas, porque compartilham atributos proibidos com configurações já visitadas. Por outro lado as proibições também podem provocar uma estagnação geral no processo de busca. Estes problemas são contornados de duas maneiras: (1) eliminando a proibição após k transições, mas criando um novo problema, tornando possível o fenômeno de ciclagem, visitando novamente configurações já visitadas, e (2) usando uma nova função ou estratégia *TS* chamada de critério de aspiração (GLOVER, 1995). Esta estratégia simplesmente estipula que se uma configuração vizinha é encontrada acionando um atributo proibido, mas essa configuração vizinha é de excelente qualidade então, deve-se eliminar a proibição. Compete a cada pesquisador, com base nas características físicas do problema sob análise, especificar o que significa configuração de excelente qualidade. Por exemplo, pode ser considerada uma configuração vizinha de excelente qualidade quando: (1) apresenta uma função objetivo melhor que a incumbente do processo *TS*, (2) apresenta um função objetivo melhor que as encontradas no processo *TS* com memória de curto prazo; (3) apresenta uma função objetivo de melhor qualidade dentre as últimas k_1 transições; ou, (4) a função objetivo foi reduzida em um valor previamente especificado. Cada estratégia escolhida leva, obviamente, a processos *TS* diferentes.

3.2.3.3. Intensificação

O conceito de intensificação (GLOVER, 1995) em *TS* é baseado na forma como um ser inteligente, provavelmente, faria para explorar mais intensamente as regiões do espaço de busca que se apresentam mais promissoras, com o objetivo de assegurar que as melhores soluções destas regiões sejam encontradas.

A intensificação pode ser realizada de tempos em tempos parando o processo de busca normal, e executando uma fase de intensificação. Em geral a intensificação é baseada em algum termo de memória intermediária, tal como uma *memória recente*, em que é registrado o número de iterações que os vários *componentes da solução* têm sido apresentados nas soluções atuais sem interrupção. Uma técnica típica para realizar a intensificação é reiniciar a busca a partir da melhor solução atual conhecida, e fixar os componentes da solução que estão se repetindo e que apresentam mais atrativos. Uma outra técnica frequentemente utilizada consiste em alterar a

estrutura de vizinhança para uma outra, permitindo maior diversificação ou poder dos mecanismos de transição. Intensificação é utilizada em muitas implementações de *TS*, mas não é sempre necessária.

3.2.3.4. Diversificação

Um dos principais problemas dos métodos de buscas locais e também de *TS* está relacionado com o fato que apesar dos benefícios dos atributos tabus no processo de busca, eles são muito localizados, e fazem com que a maioria do tempo computacional destinado à solução do problema, seja consumido em uma região restrita do espaço de busca. A consequência negativa deste fato é que apesar de que boas soluções possam ser obtidas, podem ocorrer falhas para explorar outras regiões importantes do espaço de busca e o processo convergir com soluções que estão ainda distantes da solução otimizada.

Diversificação (GLOVER, 1995) é um mecanismo algorítmico que procura contornar este problema, forçando com que a busca seja efetuada em regiões do espaço de busca que ainda não foram exploradas. A diversificação normalmente é baseada em uma *memória de longo prazo* do processo de busca, tal como *memória de frequência*, em que é armazenado o número iterações desde o início da busca, que vários componentes da solução (alguns atributos ou características específicos das soluções) têm estado presentes na solução atual, ou têm estado envolvidos nos mecanismos de transição. O mecanismo de diversificação também pode ser implementado usando *memórias de longo prazo* baseada em *frequência de permanência*.

Basicamente existem duas técnicas principais de diversificação. Um dela chamada de *diversificação de reinício* envolve forçar trocar o critério de vizinhança, incorporando vizinhos constituídos por atributos que foram pouco usados. Assim estes atributos são introduzidos nas configurações ao iniciar uma nova busca, e o algoritmo buscará soluções considerando novas regiões do espaço de busca. Outra forma de considerar diversificação chamada *diversificação contínua*, considera aspectos necessários para diversificar a exploração das regiões do espaço de busca, diretamente durante a busca regular. Este procedimento é realizado influenciando a avaliação de possíveis movimentos, adicionando à função objetivo um pequeno termo que está relacionado à componente de frequências que certos atributos ou soluções são encontrados durante a busca.

Um exemplo simples de diversificação que utiliza memória baseada em frequência, está ilustrado no diagrama da Figura 3.6.

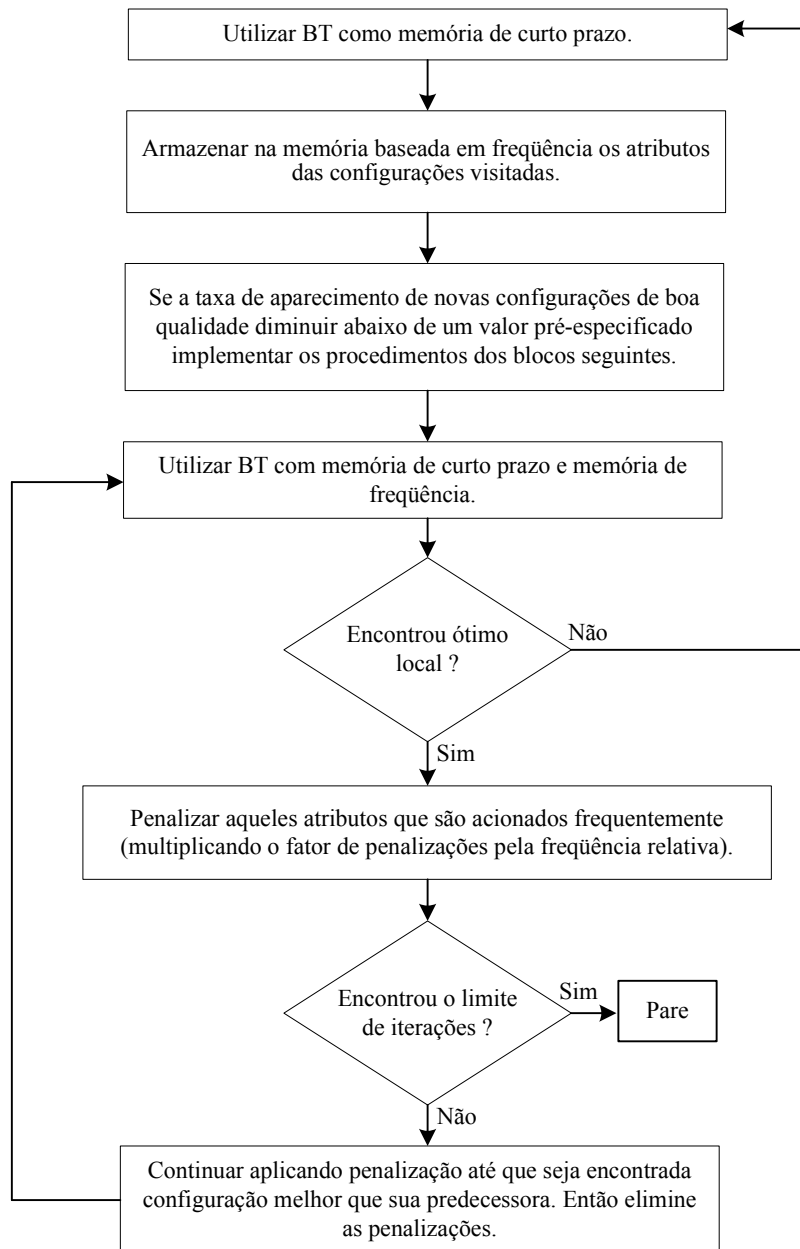


Figura 3.6. Implementação da Estratégia de Diversificação em *TS*.

3.2.4. Funções avançadas no algoritmo Tabu Search

3.2.4.1. Oscilação estratégica

A oscilação estratégica (GLOVER, 1995) visa à interação entre intensificação e diversificação. Esta técnica é utilizada quando se chega a um nível crítico, onde o algoritmo *TS* normalmente pararia. Assim em lugar de parar, buscam-se regras de escolha de vizinhança até sair do nível crítico e passar novamente para o critério de escolha de vizinhança normal. O procedimento repetitivo desta estratégia produz um movimento oscilatório em torno do nível crítico, daí o nome.

Estas trocas são características típicas da oscilação estratégica e proporcionam uma vitalidade heurística muito boa. Uma opção é aproximar e afastar-se da fronteira permanecendo no mesmo lado, isto é, sem cruzar. Assim garante-se que a busca não saia da região factível.

Um exemplo desta estratégia em planejamento de sistemas de distribuição é a seguinte : pode ser iniciado o processo a partir de uma configuração não factível e usar a estratégia de *TS* com memória de curto prazo até encontrar uma solução factível. Uma vez encontrada a configuração factível, pode-se realizar um processo de intensificação aceitando simplesmente configurações factíveis que permitam encontrar o ótimo local correspondente a essa região. Uma vez terminada a intensificação, pode-se implementar uma diversificação para entrar novamente na região não factível e reiniciar a estratégia de *BT* de curto prazo para voltar novamente a uma nova região factível e reiniciando a estratégia de busca oscilatória. Em cada parte do processo devem ser implementadas regras específicas para definir as configurações candidatas e evitar voltar a visitar regiões já visitadas.

3.2.4.2. “Path relinking”

A estratégia é utilizada para gerar configurações atrativas para depois iniciar um processo de intensificação ou diversificação. A estratégia de “path relinking” (GLOVER, 1995) permite gerar uma nova configuração utilizando como base algumas configurações de boa qualidade que foram armazenadas durante o processo (configurações de elite).

A estratégia busca conectar as soluções de elite para gerar novas soluções. A partir de uma destas soluções gera-se uma trajetória que leva a outra solução, conhecida como solução guia.

O “path relinking” é muito parecido com a recombinação dos algoritmos genéticos, mas existem diferenças. Uma delas é que no “path relinking” escolhem-se as configurações que serão utilizadas da lista de configurações de elite e nos algoritmos genéticos utilizam um critério de probabilidade e realizam um sorteio para escolher as configurações que serão utilizadas no processo de recombinação; a outra diferença é que a configuração formada pelo “path relinking” é formada pelos atributos das configurações geradoras e são escolhidas de maneira determinística, enquanto que nos algoritmos genéticos depende de uma probabilidade e de uma taxa de recombinação.

Um exemplo simples de implementação de “path relinking” seria copiando uma parcela dos atributos de uma configuração de elite em outra configuração de elite tendo cuidado com as infactibilidades que podem ser geradas. Assim nem todas as configurações obtidas utilizando “path relinking” são atrativas. As configurações obtidas por “path relinking” podem ser

utilizadas para iniciar o processo utilizando as estratégias de intensificação ou diversificação, dependendo da qualidade de atributos copiados e da estratégia de TS adotada.

3.2.4.3. Configurações de elite

Esta estratégia é iniciada construindo uma lista, na qual serão colocadas as melhores configurações encontradas no processo de busca. O número de soluções escolhidas pode variar entre 10 e 50, dependendo do problema e da quantidade de vizinhos. Estas configurações de elite são utilizadas de diferentes formas, tais como reiniciar o processo utilizando alguma delas, ou para efetuar os processos de diversificação, intensificação ou oscilação estratégica. Podem ser utilizadas também para gerar novas configurações utilizando “path relinking”.

Para que uma configuração consiga entrar na lista de configurações de elite, precisa ser avaliada de forma apropriada. Neste caso, alguma configuração que está na lista pode sair porque foi encontrada uma outra configuração com melhor valor de função objetivo, que substituirá a posição desta na lista elite. Assim para que uma configuração substitua uma configuração de elite terá que satisfazer (GLOVER, 1995):

- Possuir uma função objetivo de melhor qualidade que alguma já armazenada na lista elite;
- Possuir um número mínimo de atributos diferentes com relação a cada uma das configurações já armazenadas;
- A solução incumbente encontra-se dentro desta lista.

3.2.4.4. Critério de Parada

Sob o aspecto teórico o algoritmo *TS* poderia prosseguir no processo de busca indefinidamente, uma vez que a melhor solução para o problema sob análise não é conhecida *a priori*. Na prática, evidentemente, o procedimento de busca tem que ser interrompido de forma adequada dependendo do problema sob análise.

Os critérios de parada normalmente utilizados em implementações de *TS* são:

- Após um número fixo de iterações e/ou tempo de processamento (tempo de CPU);
- Após um número preestabelecido de iterações que a solução incumbente não apresenta melhorias – este critério é utilizado na maioria das implementações de *TS*;
- Depois que a função objetivo alcançar um valor preestabelecido.

Em esquemas complexos de implementação de *TS*, a busca é normalmente interrompida depois de completar uma seqüência de ciclos, e a duração de cada ciclo é determinada por algum desses critérios.

3.3. *Tabu Search Reativo (RTS)*

As estratégias utilizadas pelo algoritmo *TS* (GLOVER, 1995) mostram-se eficientes para contornar os obstáculos da maioria dos problemas de otimização combinatória, relacionando estratégia de busca baseada em um conjunto de movimentos elementares e heurísticos para evitar as paradas em pontos de ótimos locais e a ocorrência do fenômeno de ciclagem. Procura-se atingir esta meta usando uma lista tabu de dimensão finita para os movimentos proibidos. Desta forma algumas implementações de *TS* clássica estão baseadas no fato que os ciclos são evitados, se as repetições de configurações previamente visitadas são proibidas.

Um algoritmo *TS* rigoroso pode convergir muito lentamente para problemas onde a configuração de ótimos locais é cercada por curvas de níveis com valores muito grandes, isto é, por regiões que possuem pontos com grandes desníveis de subidas. Além disso, o ponto ótimo pode ficar inatingível devido à criação de barreiras que consistem de proibições na lista (memória) de pontos já visitados. Os esquemas de *TS* baseados em dimensão fixa da lista não são rigorosos, e então há a possibilidade que os ciclos permaneçam. A própria escolha da dimensão da lista tabu é crítica para o sucesso do algoritmo, embora para muitos problemas de interesse teórico os resultados não dependem muito dessa dimensão da lista. Esquemas de *TS* mais robustos são baseados em variações aleatórias do tamanho de lista, embora tenha-se que obedecer a limites pré-estabelecidos para esta variação.

O esquema de *RTS* (BATTITI; TECCHIOLLI, 1994) acrescenta ainda mais robustez ao processo de otimização, propondo um mecanismo simples chamado *reactive* para adaptar a dimensão da lista para o problema sob análise. As configurações visitadas durante a busca, e o número de repetições correspondentes são armazenadas numa outra lista (auxiliar), de forma que depois que, o último movimento é realizado, pode-se checar se ocorrem repetições das configurações e calcular o intervalo entre as duas visitas. O mecanismo *reactive* aumenta rapidamente a dimensão da lista quando as configurações estão se repetindo. Isto é acompanhado por um mecanismo de redução lento, de forma que a dimensão da lista é reduzida, se durante um longo período não ocorrem repetições.

Além do aumento imediato e dos mecanismos de redução lentos, há uma outra situação na qual ocorre a alteração do tamanho da lista. Durante a evolução do processo, se a dimensão da

lista tabu crescer muito fazendo com que todos os movimentos se tornem proibidos e nenhum critério de aspiração seja satisfeito, ocorre um mecanismo de *escape* diversificando o processo na busca por novas soluções. Este mecanismo consiste basicamente um procedimento de natureza aleatória, ou seja, quando o mecanismo de *escape* é acionado o processo é reiniciado através de uma configuração corrente obtida de maneira aleatória. São realizados sorteios entre os vários pontos do espaço de busca do problema sob estudo, tentando desta forma alterá-los e sendo assim distanciar a solução atual dos pontos de ótimo locais, que são os causadores do fenômeno de ciclagem.

3.4. *Tabu Search Reativo Multi-objetivo (RTS-MO)*

A filosofia de aplicar *RTS* (BAYKASOGLU; OWEN; GINDY, 1999, BATTITI; TECCHIOLLI, 1994) para problemas com múltiplos objetivos é baseada na sua estrutura de busca de soluções, que trabalha com mais de uma solução ao mesmo tempo. Para tornar o algoritmo *RTS* apto a trabalhar com mais de um objetivo, os estágios de *seleção* e *atualização* da *RTS* básica são redefinidos. Mais duas listas são definidas em adição à lista tabu (memória de curto prazo) e à lista de frequência (memória de longo prazo) do algoritmo *RTS*. A primeira lista é a *lista de Pareto* (ADIL; STEPHEN; NABIL, 1999) que coleciona soluções não dominadas encontradas e selecionadas pelo algoritmo. A segunda é a *lista candidata* que coleciona todas as outras soluções não dominadas que não são selecionadas como soluções de Pareto ótimas na iteração atual (ADIL; STEPHEN; NABIL, 1999). Estas soluções podem tornar soluções sementes (melhor solução vizinha encontrada) se elas mantiverem o *status* de não dominadas nas últimas iterações. A lista de candidatas fornece a oportunidade para diversificar a busca, servindo como um mecanismo de escape.

Relacionados com *RTS*, assim como no caso das outras metaheurísticas, existem alguns aspectos que influenciam na qualidade das soluções encontradas e no desempenho computacional do algoritmo que devem ser analisados, tais como a representação e a codificação do problema que permitem identificar, claramente, a forma e estrutura de uma solução ou configuração e a possibilidade de aparecimento de configurações factíveis e infactíveis. Também, a representação e codificação determinam a forma em que deve ser calculada a função adaptação. Um outro aspecto, mais delicado, é a definição e caracterização da vizinhança de uma configuração. Esses aspectos podem ser críticos na formulação de algoritmos *RTS* eficientes, e estão relacionados com as características físicas do problema real sob estudo.

No algoritmo *RTS* que permite resolver problemas multi-objetivo através dos conceitos de fronteira ótima de Pareto, utilizam-se quatro listas que armazenam informações sobre o espaço de busca que está sendo explorado. Uma memória de curto prazo conhecida como lista tabu (Tabu List - *TL*) de dimensão variada. Para avaliar simultaneamente múltiplos objetivos e determinar soluções de Pareto ótimas, utiliza-se a estratégia inteligente que trabalha com duas listas dinâmicas adicionais, denominadas *lista de Pareto* e *lista candidata*. A lista candidata que coleciona potenciais soluções ótimas de Pareto e seu *status* que é atualizado dinamicamente, habilita evitar abandonar o processo de busca prematuramente. Também diversifica a busca para evitar ficar preso em regiões de ótimos locais. A lista de Pareto coleciona as soluções sementes potenciais ótimas de Pareto e dinamicamente seu *status* é atualizado.

3.5. Algoritmo Genético (AG)

O Algoritmo Genético (*AG*) trabalha com um conjunto de indivíduos (soluções codificadas) que constituem uma população (MICHAEWICZ, 1994, PROENÇA, 1993). Cada uma dessas soluções são conhecidas como cromossomos. Tal população é capaz de evoluir devido à aplicação dos operadores genéticos: seleção, recombinação e mutação. Os indivíduos mais fortes sobrevivem durante o processo de otimização propiciando o surgimento de melhores configurações com indivíduos mais evoluídos, levando a soluções otimizadas de boa qualidade para o problema. As características específicas de um indivíduo determinam sua capacidade de sobrevivência e, em última instância, essa capacidade específica é determinada pelo seu conteúdo genético, isto é, pela sua unidade elementar chamada na biologia *gene*. A seleção natural leva à sobrevivência dos indivíduos melhores dotados e no processo de reprodução, esses indivíduos transmitem aos descendentes os melhores genes; por outro lado, os indivíduos menos dotados morrem no processo de competição por espaço, alimento, etc. Assim, o princípio da seleção natural permite gerar descendentes somente dos indivíduos melhores dotados. A evolução acontece fundamentalmente no processo de recombinação genética que acontece na duplicação e separação de células reprodutivas gerando uma metade de célula (por exemplo, espermatozóide), e na reprodução em que duas metades de células se juntam (espermatozóide e núcleo) formando o zigoto. Nesse processo ocorre uma troca de material genético, que pode levar à geração de um indivíduo muito bem dotado. Nos Algoritmos Genéticos todo o processo de otimização pode ser descrito como:

1. Representação em termos de cromossomo das propostas de soluções (configurações) assumidas para o problema em estudo;

2. Parâmetros de controle do algoritmo: tamanho da população, número de gerações, taxas relativas dos operadores genéticos, etc;
3. Geração da população inicial formada por indivíduos representando um conjunto de possíveis soluções (configurações) do problema;
4. Seleção das configurações candidatas a permanecerem na população: classificar cada configuração pelo valor de sua correspondente função de adaptação. Assim, os elementos melhores classificados neste processo têm maior chance de participar na geração dos elementos da nova população, que é gerada através da aplicação dos operadores de recombinação e mutação;
5. Operadores genéticos (recombinação e mutação) que gerem, produzam e/ou alterem a composição dos cromossomos durante a reprodução.

Existem na literatura inúmeras publicações abordando a teoria de algoritmos genéticos (MICHALEWICS, 1996).

3.6. Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia

Nesta seção apresentam-se os algoritmos de fluxo de potência de varredura monofásico e trifásico a quatro fios que são utilizados no planejamento de redes de distribuição de média e baixa tensão. Os algoritmos de fluxo de potência apresentados nesta seção são utilizados como ferramentas auxiliares de análise para planejamento de sistemas de distribuição através de técnicas heurísticas e metaheurísticas. Na literatura são encontrados vários algoritmos radiais monofásicos do tipo varredura para cálculo de fluxo de potência. Na seção 3.6.1 apresenta-se um destes algoritmos que foi implementado durante o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa.

3.6.1. Fluxo de Potência Monofásico

Para o cálculo do fluxo de potência monofásico para redes radiais é utilizado o método desenvolvido por Baran-Wu (1989). Este algoritmo de fluxo de potência é rápido e robusto, sendo bastante eficiente computacionalmente.

O processo de resolução é iniciado a partir da subestação considerando um valor aproximado da potência que sai da mesma, o que permite conhecer as tensões nas barras e outras grandezas desejadas. A estratégia então consiste em determinar um valor aproximado da potência que está saindo da subestação, e através de um processo iterativo, encontrar novos valores cada vez melhores das potências ativa (P) e reativa (Q). Assim, os novos valores encontrados para P_o e Q_o são encontrados resolvendo um sistema de duas equações com duas

incógnitas para o caso de um único alimentador. O processo converge quando a potência P_n e Q_n que está saindo da última barra (sem considerar a carga nesta barra) é igual a zero ou próxima de zero.

O algoritmo consiste em demonstrar que se em uma barra genérica k são conhecidos o módulo da tensão V_k e potências ativa P_k e reativa Q_k , que estão saindo da barra k , então é possível encontrar o módulo da tensão V_{k+1} , assim como as potências ativa e reativa P_{k+1} e Q_{k+1} na barra vizinha $k+1$ que está localizada na direção oposta à subestação. Portanto, se são conhecidos V_o , P_o e Q_o na barra da subestação então é possível encontrar a tensão e as potências ativa e reativa saindo de todas as barras do sistema encontradas em um processo iniciado a partir da subestação em direção à última barra (processo “forward”). Para demonstrar as relações matemáticas que traduzem o método, considere a Figura 3.7.

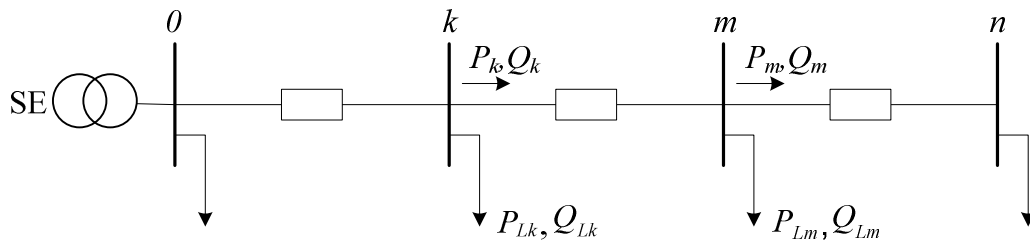


Figura 3.7. Alimentador radial.

Na Figura 3.7 ilustra-se um alimentador radial em que as novas tensões e potências ativa e reativa, calculados nas barras no processo *forward* podem ser determinadas através das seguintes equações:

$$P_m = P_k - r_m \frac{(P_k^2 + Q_k^2)}{V_k^2} - P_{Lm} \quad (3.10)$$

$$Q_m = Q_k - x_m \frac{(P_k^2 + Q_k^2)}{V_k^2} - Q_{Lm} \quad (3.11)$$

$$V_m^2 = V_k^2 - 2(r_m P_k + x_m Q_k) + \frac{1}{V_k^2} (r_m^2 + x_m^2) (P_k^2 + Q_k^2) \quad (3.12)$$

As perdas ativa e reativa nos ramos $k-m$ são dadas por:

$$r_m \frac{(P_k^2 + Q_k^2)}{V_k^2} \quad (3.13)$$

$$x_m \frac{(P_k^2 + Q_k^2)}{V_k^2} \quad (3.14)$$

O teste de convergência consiste em analisar:

- i.* Se a diferença das potências ativa e reativa de todas as barras i do alimentador na iteração $k+1$ em relação à iteração k for menor que a tolerância (ε) estabelecida, o processo é considerado convergido, ou seja:

$$\left| P_i^{k+1} - P_i^k \right| \leq \varepsilon \quad (3.15)$$

$$\left| Q_i^{k+1} - Q_i^k \right| \leq \varepsilon \quad (3.16)$$

- ii.* Caso contrário, deve-se atualizar o valor das potências ativa e reativa que sai da subestação (P_o, Q_o) para cada iteração k , da seguinte maneira:

1. Calcular o somatório das perdas nos ramos do alimentador:

$$Pe_j^k = \sum_{j=1}^{nl} \sum_{i=1}^{nb} r_j \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \quad (3.17)$$

$$Qe_j^k = \sum_{j=1}^{nl} \sum_{i=1}^{nb} x_j \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \quad (3.18)$$

2. Atualizar os valores de P_o e Q_o :

$$P_o = \sum_{i=1}^{nb} P_{Li} + Pe_j^k \quad (3.19)$$

$$Q_o = \sum_{i=1}^{nb} Q_{Li} + Qe_j^k \quad (3.20)$$

Algoritmo para o cálculo do fluxo de potência:

- i.* Assumir que a potência que está saindo da subestação é o somatório de todas as cargas do alimentador;
- ii.* Através das equações 3.10, 3.11 e 3.12 determinar os valores das potências ativa e reativa e das tensões em cada barra a partir da subestação até a barra final do alimentador (processo “forward”). No cálculo para cada barra subsequente do alimentador, utilizam-se os resultados encontrados para a barra anterior;
- iii.* Realizar o teste de convergência para cada barra i do alimentador de acordo com as equações 3.15 e 3.16:

- a. Se $P_i \leq \varepsilon$ e $Q_i \leq \varepsilon$, processo convergido.
- b. Se $P_i > \varepsilon$ ou $Q_i > \varepsilon$, Atualizar os valores das potências ativa e reativa que saem da subestação, de acordo com as equações 3.19 e 3.10, e voltar ao passo *ii*.

Quando existem circuitos laterais saindo do alimentador principal, aparecem duas novas variáveis no problema para cada circuito lateral e a complexidade da solução do problema também se incrementa. Assim, esta proposta para o cálculo de fluxo de potência válida para um único alimentador pode ser estendida para um sistema radial geral.

3.6.2. Fluxo de Potência Trifásico a Quatro Fios

No método utilizado para o cálculo do fluxo de potência trifásico para a solução de redes de distribuição radiais e/ou fracamente malhadas, usa formulações básicas das leis de Kirchhoff (CIRIC; FELTRIN; OCHOA, 2003, CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995). Este método apresenta características de convergência adequada para o problema sob estudo e é estável numericamente. A seguir, descreve-se o método do fluxo de potência utilizado para redes de distribuição radiais, e em seguida para redes de distribuição fracamente malhada.

3.6.2.1. Redes de Distribuição Radiais

Para facilitar a aplicação do método, os ramos são numerados começando pelo nó raiz e ordenados por camada, conforme ilustrado na Figura 3.8.

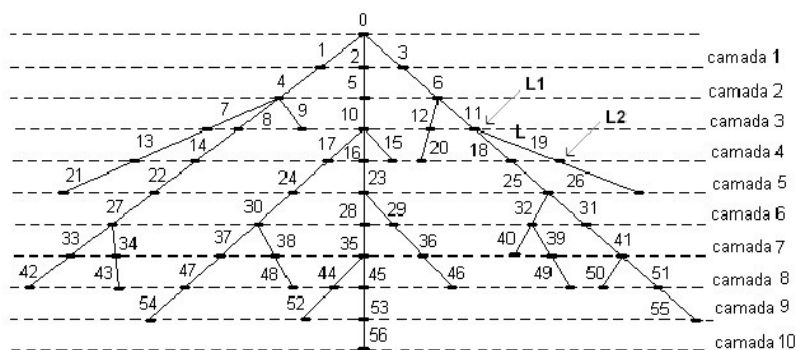


Figura 3.8. Rede de distribuição radial.

Em que:

- n : Número de nós;
- b : $n-1$ ramos;
- L : Ramo;
- $L1$: Nó inicial do ramo;
- $L2$: Nó final do ramo.

A Figura 3.9 representa a seção de uma linha (ramo l) em uma rede trifásica.

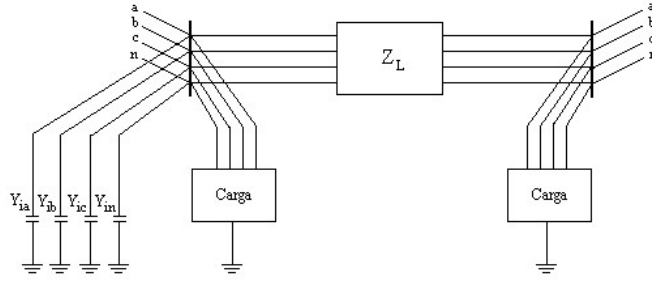


Figura 3.9. Seção de uma linha (ramo l).

A matriz de impedância série (\mathbf{Z}) para a seção da linha da Figura 3.5, pode ser representada por:

$$\mathbf{Z}_L = \begin{bmatrix} Z_{aa,L} & Z_{ba,L} & Z_{ca,L} & Z_{na,L} \\ Z_{ab,L} & Z_{bb,L} & Z_{cb,L} & Z_{nb,L} \\ Z_{ac,L} & Z_{bc,L} & Z_{cc,L} & Z_{nc,L} \\ Z_{an,L} & Z_{bn,L} & Z_{cn,L} & Z_{nn,L} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

O processo iterativo para o cálculo do fluxo de potência, consiste em adotar valores de tensão e ângulo para o nó de referência e atribuir valores de tensão para todos os outros nós do sistema. Todo o processo para o cálculo do fluxo de potência é descrito a seguir:

- i. O processo começa com o cálculo da injeção de corrente para cada nó da rede conforme equação 3.22.

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \end{bmatrix}^{(K)} = \begin{bmatrix} (S_{ia}/V_{ia}^{(K-1)})^* \\ (S_{ib}/V_{ib}^{(K-1)})^* \\ (S_{ic}/V_{ic}^{(K-1)})^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{ia}^* & & \\ & Y_{ib}^* & \\ & & Y_{ic}^* \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(K)} \quad (3.22)$$

$$[I_{in}]^{(K)} = -[(I_{ia} + I_{ib} + I_{ic})]^{(K)}$$

Em que:

$I_{i,abcn}$: Injeção de corrente no nó i ;

$S_{i,abcn}$: Injeção de potência especificada no nó i ;

$V_{i,abcn}$: Tensão no nó i ;

$Y_{i,abcn}$: Admitância de todos os elementos shunts conectados no nó i ;

K : Contador do número de iterações;

* : Operador complexo conjugado.

- ii. Em seguida, partindo dos ramos da última camada em direção às camadas conectadas ao nó de referência, calcula-se as correntes em cada ramo fazendo-se a soma da corrente do próprio nó com a corrente de todos os ramos que derivam até o mesmo nó, conforme equação 3.23.

$$\begin{bmatrix} J_{La} \\ J_{Lb} \\ J_{Lc} \\ J_{Ln} \end{bmatrix}^{(K)} = - \begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \\ I_{in} \end{bmatrix}^{(K)} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} J_{ma} \\ J_{mb} \\ J_{mc} \\ J_{mn} \end{bmatrix}^{(K)} \quad (3.23)$$

Em que:

$J_{L,abcn}$: Fluxos de corrente na respectiva seção da linha;

M : linhas da seção conectados ao nó J .

Obs: o sinal negativo na equação 3.23 é para ficar consistente com a injeção de corrente na equação 3.22.

- iii. Em seguida, partindo-se do nó de referência em direção às últimas camadas, calcula-se a nova tensão para cada nó de acordo com a tensão 2.24.

$$\begin{bmatrix} V_{Ja} \\ V_{Jb} \\ V_{Jc} \\ V_{Jn} \end{bmatrix}^{(K)} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \\ V_{in} \end{bmatrix}^{(K)} - \begin{bmatrix} Z_{aa,L} & Z_{ba,L} & Z_{ca,L} & Z_{na,L} \\ Z_{ab,L} & Z_{bb,L} & Z_{cb,L} & Z_{nb,L} \\ Z_{ac,L} & Z_{bc,L} & Z_{cc,L} & Z_{nc,L} \\ Z_{an,L} & Z_{bn,L} & Z_{cn,L} & Z_{nn,L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{La} \\ J_{Lb} \\ J_{Lc} \\ J_{Ln} \end{bmatrix}^{(K)} \quad (3.24)$$

Em que:

Z_{ii} : Impedância própria da fase i do ramo l ;

Z_{ji} : Impedância mútua entre as fases i e j do ramo l ;

$J_{L,abcn}$: Nó receptor e emissor do ramo l .

- iv. Por fim, utiliza-se como critério de convergência a variação das potências ativa e reativa dos nós da rede. As variações dos potências ativa e reativa em cada nó, para todas as fases e neutro, são calculadas de acordo com a equação 3.25.

$$\begin{aligned} \Delta S_{ia}^{(K)} &= V_{ia}^{(K)} \cdot \left(I_{ia}^{(K)} \right)^* - Y_{ia}^* |V_{ia}|^2 - S_{ia} \\ \Delta S_{ib}^{(K)} &= V_{ib}^{(K)} \cdot \left(I_{ib}^{(K)} \right)^* - Y_{ib}^* |V_{ib}|^2 - S_{ib} \\ \Delta S_{ic}^{(K)} &= V_{ic}^{(K)} \cdot \left(I_{ic}^{(K)} \right)^* - Y_{ic}^* |V_{ic}|^2 - S_{ic} \\ \Delta S_{in}^{(K)} &= V_{in}^{(k)} \cdot \left(I_{in}^{(K)} \right)^* - Y_{in}^* |V_{in}|^2 - S_{in} \end{aligned} \quad (3.25)$$

O processo retorna para o cálculo das injeções de corrente nos nós e todo o processo se repete até que $\Delta S_{i,abcn}^{(k)}$ esteja dentro de uma tolerância especificada.

3.6.2.2. Redes de Distribuição Fracamente Malhada

O algoritmo desenvolvido para redes radiais não pode ser aplicado diretamente para redes fracamente malhada, é necessário primeiramente transformá-la em uma configuração radial aplicando alguns conceitos da teoria de circuitos com vistas a quebrar as interconexões da rede, criando os chamados *breakpoints* (pontos de ruptura). As correntes dos ramos interrompidos pela criação desses *breakpoints* serão substituídas por injeções de correntes em ambos os seus nós finais, com polaridade oposta, sem afetar as condições de operação do sistema. A partir do cálculo das correntes dos *breakpoints* de cada malha, determinam-se a variação das tensões dos nós da abertura dos *breakpoints*, para cada iteração até a convergência, ou seja, até que a variação dessas tensões seja menor ou igual a uma tolerância preestabelecida.

Assim como para redes de distribuição radiais, para facilitar a aplicação do método os ramos de uma rede fracamente malhada são numerados começando pelo nó raiz e ordenados por camada, conforme ilustrado na Figura 3.10.

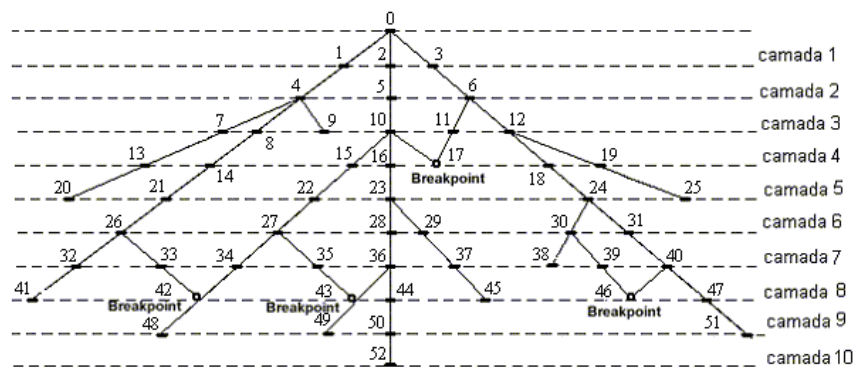


Figura 3.10. Rede de distribuição fracamente malhada.

Todo o processo para o cálculo do fluxo de potência para redes fracamente malhada é descrito a seguir:

- i. Quebrar laço, formando os chamados “breakpoints”: o sistema passa a ter a estrutura de uma rede radial;
- ii. Injetar corrente nos dois nós criados com a quebra do laço com polaridades opostas de acordo com as equações 3.26 e 3.27, como mostra a Figura 3.11. As correntes nas outras barras serão zero.

$$\begin{bmatrix} I_{j_{1a}} \\ I_{j_{1b}} \\ I_{j_{1c}} \end{bmatrix}^{(K)} = - \begin{bmatrix} J_{j_a} \\ J_{j_b} \\ J_{j_c} \end{bmatrix}^{(K)} \quad (3.26)$$

$$\begin{bmatrix} I_{j2a} \\ I_{j2b} \\ I_{j2n} \end{bmatrix}^{(K)} = \begin{bmatrix} J_{ja} \\ J_{jb} \\ J_{jc} \end{bmatrix}^{(K)} \quad (3.27)$$

Em que:

J_1 e J_2 : “breakpoints” (nós) criados com a quebra da interconexão do nó j ,

$j=1,2,\dots, np$;

I_{J_1abcn} e I_{J_2abcn} : injeção de corrente nos nós j_1 e j_2 , respectivamente;

J_j : corrente de “breakpoint”;

nb : número total de “breakpoints”.

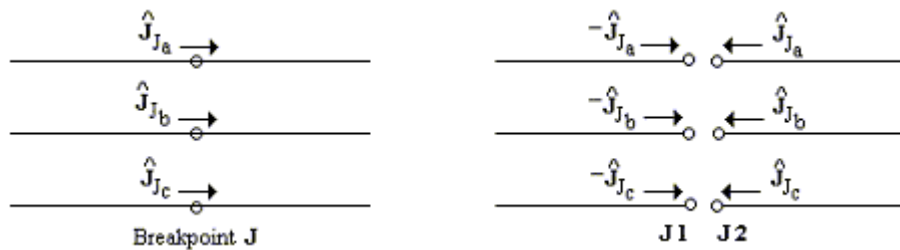


Figura 3.11. Representação dos “breakpoints” usando injeção de corrente nodal.

- iii. Formar matriz impedância dos “breakpoints” (Z_{abc}^B) de acordo com a equação 3.28. No algoritmo proposto, Z_{abc}^B é formado e construído no começo, antes de qualquer iteração.

$$\begin{bmatrix} V_1^B \\ V_2^B \\ \vdots \\ V_{nb}^B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{1j} & \cdots & Z_{1P} \\ Z_{j1} & \cdots & Z_{jj} & \cdots & Z_{jP} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Z_{P1} & \cdots & Z_{Pj} & \cdots & Z_{PP} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_1 \\ J_j \\ \vdots \\ J_P \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

- De acordo com a equação 3.22, a coluna J será igual ao vetor de tensão “breakpoint” para $J_j=1$ e $J_i = 0$, com $i = 1, 2, \dots, nb$ e $i \neq j$.
 - Isto corresponde à aplicação de 1 pu de corrente de “breakpoint” J com todas as cargas e fonte removidas, o que é equivalente a injeção de corrente de 1 pu com polaridade oposta nos dois nós do “breakpoint”, equações 3.26 e 3.27.
- iv. Processar fluxo de potência para uma rede radial: processa-se o fluxo de potência calculando as equações apresentadas para uma rede radial considerando todos os nós da rede, incluindo os “breakpoints”;

- v. Teste de convergência: além do teste de convergência normal para uma rede radial, para os “breakpoints” deve-se calcular também a variação das tensões ($\Delta V_{J1,2_{abc}}^B$) nos nós de cada “breakpoint”, como ilustra a equação 3.29.

$$\left[V_{J1,2_{abc}}^B \right]^{(K)} = \left[Z_{abc}^B \right] \cdot \left[J_{J_{abc}} \right]^{(K)} \quad (3.29)$$

Em que:

$\Delta V_{J1,2_{abc}}^B$: vetor das tensões da abertura dos “breakpoints” do circuito;

Z_{abc}^B : matriz não-esparsa das impedâncias de “breakpoints”;

J_{abc} : vetor das correntes de “breakpoints”.

Neste caso:

- Se $\Delta V_{J1,2_{abc}}^B \leq$ referência, processo convergido
- Caso contrário, atualizar as correntes dos “breakpoints” de acordo com as equações 3.30 e 3.31. Continuar o processo até que todas as variações das tensões dos “breakpoints” sejam menores que a tolerância preestabelecida.

$$I_{J1_{abc}} = I_{J1_{abc}} - J_{abc} \quad (3.30)$$

$$I_{J2_{abc}} = I_{J2_{abc}} + J_{abc} \quad (3.31)$$

3.7. Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as metaheurísticas Tabu Search (*TS*), Tabu Search Reativo (*RTS*) e Tabu Search Reativo Multi-objetivo (*RTS-MO*) que são exaustivamente utilizadas neste trabalho para o desenvolvimento de ferramentas computacionais para planejamento e projetos de redes de distribuição de média e baixa tensão. Para reduzir o esforço computacional do algoritmo de Tabu Search Reativo (*RTS*), que necessita para simulação de sistemas reais do processamento de milhares de programas de fluxo de potência, foram apresentados um método aproximado de fluxo de potência monofásico e outro trifásico a quatro fios que consideram o modelo de potência constante e as magnitudes da tensão para as cargas da rede de distribuição. Outros algoritmos de fluxo de potência encontrados na literatura podem ser utilizados como ferramentas auxiliares de análise para solução do problema de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Desta forma o algoritmo para cálculo de fluxo de potência monofásico apresentado neste trabalho pode ser substituído pelo algoritmo proposto em (SHIRMOHAMMADI; HONG; SEMLYEN; LUO, 1998) ou outros similares.

3.8. Referências

BAYKASOGLU, A.; OWEN, S.; GINDY, N. A taboo search based approach to find the pareto optimal set in multiple objective optimization. **Overseas Publishers Association**, Nottingham, v.31, n.6, p.731-748, 1999.

CHANKONG, V.; HAIMES, Y. Y. **Multiobjective decision making: theory and methodology**. New York: Elsevier Science, 1983. 406p.

GLOVER, F. **Tabu search fundamentals and uses**. Boulder: University of Colorado, 1995. 85p.

GLOVER, F.; LAGUNA, M. **Tabu search**. Boston: University of Colorado at Boulder, 1997. 312p.

BAYKASOGLU, A.; OWEN, S.; GINDY, N. Solution of goal programming models using a basic taboo search algorithm. **Journal of Operational Research Society**, Nottingham, v.50, n.9, p.960-973, 1999.

BATTITI R; TECCHIOLLI, G. The reactive tabu search. **ORSA Journal on Computing**, Baltimore, v.6, n.2, p.126-140, 1994.

MICHALEWICZ, Z. **Genetic algorithm + data Structures = evolution programs**. 2.ed. New York: Springer-Verlag, 1996. 387p.

PROENÇA, L. M. B. **Algoritmos genéticos no planejamento da expansão de distribuição de energia elétrica**. 1993. 170f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Portugal, 1993.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution system. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.4, n.1, p.725-734, 1989.

CIRIC, R. M.; FELTRIN, A. P; OCHOA, L. F. Power flow in four-wire distribution networks-general approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.18, n.4, p.1283-1290, 2003.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A. Three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.10, n.2, p.671-679, 1995.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.3, n.2, p.753-762, 1988.

4. Planejamento de Redes Primárias de Distribuição (MT)

Neste capítulo, apresenta-se uma proposta de solução para o problema de planejamento de redes primárias de distribuição – alimentadores e subestações, adotando uma modelagem completa para o problema em que as principais restrições a se considerar referem-se à radialidade do sistema projetado, suprimento da demanda em cada estágio do programa de planejamento e manter a magnitude das tensões nos pontos de consumo dentro de limites preestabelecidos (GÖNEN, 1986). O grau de complexidade do modelo matemático adotado para representar o modelo de planejamento de redes de *MT* depende das condições físicas que o sistema sob estudo apresenta, tais como dimensão e o estágio em que está sendo realizado o estudo de planejamento, ou seja, sistemas novos ou expansão da rede existente com a adição de novas linhas, construção e repotencialização de subestações. Outro aspecto que determina o uso de modelos completos ou modelos mais simplificados para o planejamento de redes de *MT* é a limitação de *hardware* disponível para simular o planejamento de sistemas de grande porte. Este tipo de problema tende a ser cada vez menos limitante na solução de problemas desta natureza, uma vez que há uma evolução rápida e constante tanto na área de desenvolvimento de *hardware* de alta velocidade de processamento e capacidade de memória, e também no desenvolvimento de técnicas de solução de problemas de otimização heurísticas e metaheurísticas, para problemas de grande porte como as que são propostas para serem utilizadas neste trabalho. Na Figura 4.1 apresenta-se um diagrama que ilustra os modelos de planejamento de redes de *MT* utilizados neste trabalho.

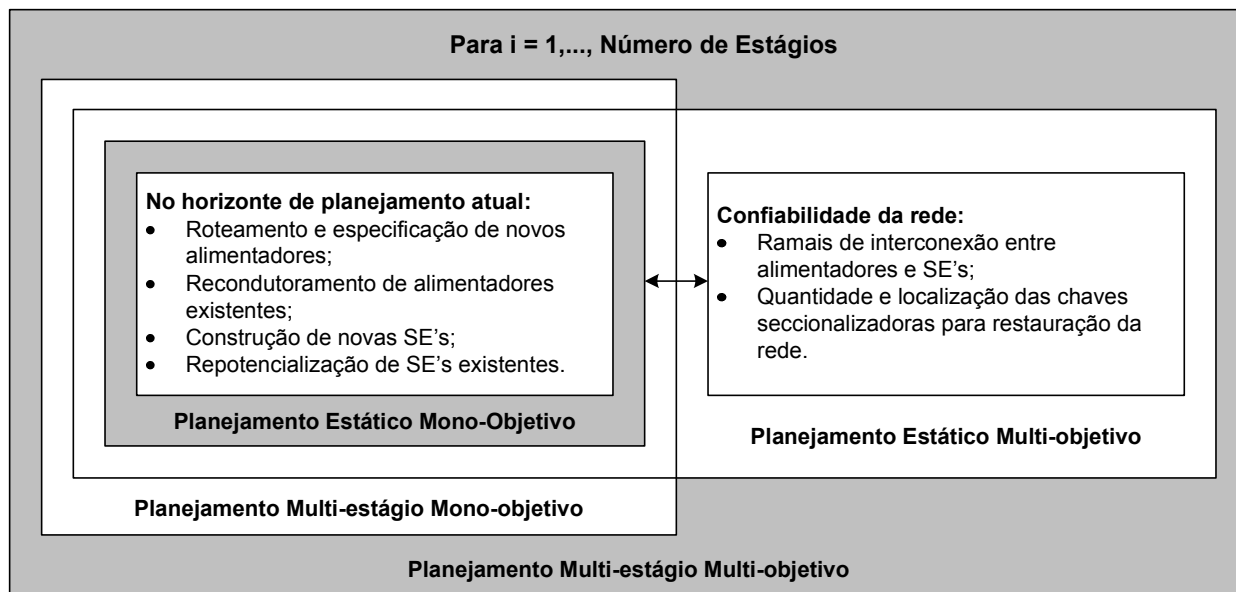


Figura 4.1. Diagrama ilustrativo dos modelos de planejamento e técnicas de solução empregadas.

No diagrama da Figura 4.1 definem-se:

Planejamento estático de redes de distribuição: Neste modelo de planejamento considera-se um único horizonte, normalmente 5 anos, e trata-se da expansão da rede de distribuição básica ou construção de uma nova rede, para atendimento da demanda prevista no período de estudo.

Planejamento estático multi-objetivo: Neste modelo contemplam-se os mesmos aspectos considerados no modelo estático e simultaneamente devem-se atender as necessidades de alocar chaves de manobras e ramais de interconexões entre alimentadores pertencentes à mesma subestação e de diferentes subestações para manter os níveis de confiabilidade preestabelecidos para a rede operando sob diferentes cenários. Trata-se de um modelo complexo e de difícil solução.

Planejamento multi-estágios: Neste modelo de planejamento considera-se um horizonte de planejamento de longo prazo composto por vários estágios de planejamento. Para solução deste problema pode ser utilizado um modelo de planejamento dinâmico em que todos os estágios do horizonte de planejamento são considerados simultaneamente, ou através de um modelo em que planejamento de longo prazo é considerado como vários problemas de planejamento estático consecutivos, assim cada estágio é resolvido como se fosse um único estágio. No estágio seguinte o planejamento é inicializado com o sistema que foi proposto no estágio anterior. Este modelo de planejamento consecutivo do sistema, é referenciado na literatura como pseudo- dinâmico (BAZAN, 2003). Este é o modelo de planejamento adotado neste trabalho. Como o planejamento é realizado em diferentes etapas, os custos dos investimentos têm os seus valores alterados nos diferentes horizontes de planejamento, sendo por

isto necessária a atualização destes custos, ou seja, os custos de investimento dos diferentes horizontes de planejamento têm que ser avaliados para um instante de tempo determinado, sendo afetados por uma taxa de atualização do capital.

No modelo geral de planejamento proposto neste trabalho, considera-se a natureza multi-objetivo do problema através de duas funções objetivo: custo de investimentos e operação, e o custo de confiabilidade da rede. A função objetivo relativa aos investimentos reflete os custos na instalação de novas subestações, chaves de manobras, ramais de interconexão e alimentadores, e operação da rede baseada no cálculo das perdas técnicas. A função objetivo relacionada com a confiabilidade da operação do sistema é modelada, baseada nos cálculos dos índices de corte de cargas e conectividade do sistema de energia elétrica. Desta forma o problema de planejamento de redes primárias de distribuição é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (*PNLIM*) multi-objetivo. Para obter cada um dos modelos especificados na Figura 4.1, devem-se fazer as simplificações pertinentes a cada um destes modelos no modelo geral que é proposto na seção 4.1.

Para solução dos diferentes modelos de planejamento, utiliza-se um algoritmo tabu search reativo (*RTS*) básico e outro que considera a natureza multi-objetivo do problema de planejamento de redes de *MT* (*RTS-MO*), em que os múltiplos objetivos são tratados neste algoritmo através dos conceitos de fronteira ótima de Pareto (BAYKASOGLU; OWEN; GINDY, 1999), cujos conceitos foram detalhados no Capítulo III.

Para testar a eficiência e desempenho da metodologia apresentada, apresentam-se resultados de testes para três sistemas. O sistema I é um sistema primário subterrâneo encontrado na literatura (BERNAL AGUSTIN; RAMIREZ ROSADO, 1998, BAZAN, 2002). Os testes com o planejamento estático mono-objetivo com este sistema visam analisar o comportamento da convergência do algoritmo *RTS* de acordo com a evolução do tamanho da lista tabu durante o processo iterativo. Estes testes também objetivam verificar o desempenho e a qualidade das soluções obtidas para o modelo de planejamento mono e multi-objetivo e da técnica de solução adotada. O sistema II também é um sistema primário encontrado na literatura (PONNAVAIKO; RAO, 1987). Os testes com este sistema, juntamente com o sistema I simulado através do modelo estático multi-objetivo, visam analisar a eficiência do algoritmo *RTS-MO* na busca por soluções que contemplem os dois objetivos considerados no modelo proposto neste trabalho: investimentos e confiabilidade de redes primárias de distribuição. O sistema III é um sistema primário real de médio porte da cidade de Indiana-SP. Trata-se de um sistema atendido de nível de tensão de 11,4 kV, composto por dois alimentadores que atendem consumidores urbanos (residenciais, comerciais e industriais) e rurais. Os testes realizados para este sistema, além de

- Planejamento no período t_{k+1} depende do período t_k ;
- Limites da magnitude de tensão nas barras;
- Máximo fluxo de corrente permitido nos alimentadores;
- Capacidade física (limites térmicos e potências nominais) dos equipamentos das subestações;
- Recursos financeiros disponíveis.

A seguir apresenta-se o modelo matemático geral do problema de planejamento multi-objetivo de redes primárias de distribuição: formulação matemática - funções objetivo e conjunto de restrições impostas para a solução problema.

4.1.1. Formulação Matemática

O problema de planejamento de redes de *MT* é dividido em vários cenários que identificam cada um dos períodos do horizonte de planejamento. O modelo matemático geral – funções objetivo e restrições, é desenvolvido a seguir para cada um desses estágios.

4.1.1.1. Custos de Expansão da Rede de Distribuição

Neste modelo de função objetivo consideram-se os custos fixos e variáveis dos elementos que compõem os sistemas primários de distribuição. Os custos fixos representam os investimentos na instalação de novos condutores e/ou da troca dos mesmos nos alimentadores existentes, alocação de chaves de manobras, ramais de interconexão (R_{int}) entre alimentadores e na construção de novas subestações. Os custos variáveis representam as perdas técnicas necessárias para operar a rede de distribuição.

$$\begin{aligned}
 F_1 = & \sum_{k \in C} \cdot \sum_{ij \in L} \left[CFC_k + CFCri_k + (C_{kWh}) \cdot (T) \cdot \left(R_{ij}^k \right) \cdot \left(|I_{ij}|^2 \right) \right] \cdot y_{k,ij} \\
 & + \sum_{k \in N} (CFS_k) \cdot ti + \sum_{ij \in L} (CFch_{ij}) \cdot fi \\
 & + \sum_{ij \in L} (C_{kWh}) \cdot (T) \cdot \left(R_{ij} \right) \cdot \left(|I_{ij}|^2 \right) \cdot \left(1 - \sum_{k \in C} y_{k,ij} \right)
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

Em que:

CFC_k : Custo fixo de novos cabos para o caso de recondutoramento nos alimentadores existentes;

- CFS_k : Custo fixo para construção de novas subestações e/ou repotencialização de subestações existentes;
- $CFCri_k$: Custo fixo dos cabos instalados nos ramais de interconexão entre alimentadores da mesma subestação ou de subestações diferentes;
- C_{kWh} : Custo do kWh em US\$;
- T : Número de horas compreendido no período de um ano de planejamento (8760 horas);
- R_{ij} : Resistência dos condutores no ramo existente $i-j$;
- R_{ij}^k : Resistência dos condutores no ramo $i-j$ a ser construído ou reconduzido;
- I_{ij} : Corrente no ramo $i-j$;
- $CFch_{ij}$: Custo fixo das chaves de manobra alocadas nos alimentadores do sistema;
- f_i : Variável de decisão para alocação de chaves de manobra (1) ou não (0) nos alimentadores do sistema;
- C : Conjunto formado pelos tipos de cabo que podem ser instalados na rede primária no caso de uma troca ou instalação de um novo alimentador;
- L : Conjunto formado pelos ramais existentes e futuros da rede primária;
- N : Conjunto que representa as subestações existentes e futuras da rede primária;
- $y_{k,ij}$: Variável de decisão para a troca (1) ou não (0) de cabo no ramo $i-j$;
- ti : Variável de decisão para construção (1) ou não (0) de subestações.

4.1.1.2. Função Objetivo Relativa à Confiabilidade da Rede – Custo da Energia Não Suprida (*CENC*)

As chaves de manobra e proteção são alocadas no sistema durante a fase de planejamento, para permitir uma estratégia otimizada de operação e fazer o restabelecimento do serviço de fornecimento de energia em condições de contingências. Seja uma configuração qualquer proposta para operar a rede e um alimentador genérico (i) de um sistema de distribuição, onde as chaves para restauração podem ser alocadas em qualquer um dos ramos (1, 2,..., nb) do alimentador. Sejam as chaves alocadas nos pontos 1, 2,..., K . Estas chaves definem seções 1, 2,..., L onde estão ligados os conjuntos de cargas residenciais, comerciais e industriais. A função que reflete a confiabilidade da rede de distribuição em termos de custos de energia não suprida para cada topologia da rede (ramais que alimentam cargas e ramais de interconexão entre alimentadores), consiste em efetuar a alocação de chaves, para que na incidência de uma contingência em qualquer ponto da rede, os custos financeiros e sociais de restauração do serviço

de fornecimento de energia sejam mínimos. Objetiva-se que o menor número possível de consumidores seja atingido, considerando as características sócio-econômicas de cada classe de consumidores – residenciais, comerciais, industriais, serviços públicos, escolas e hospitais. Por custo de restauração definem-se os custos operacionais e de interrupção do fornecimento de energia para efetuar o reparo da rede na região defeituosa e o remanejamento de cargas para alimentadores vizinhos. Desta forma, o modelo de função objetivo (*F2*) proposto, considera a minimização dos custos da energia não suprida (*CENS*) pelo sistema de distribuição operando sob condições de contingências. Neste modelo consideram-se os dados históricos dos índices de confiabilidade e informações relativas à experiência prática da operação de redes de distribuição (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004).

Matematicamente, o *CENS* para um alimentador *i* de sistemas do sistema de distribuição pode ser formulado como:

$$CENS_i = \sum_{u=1}^U CANI_u \quad (4.2)$$

Em que:

$CANI_u$: Custo anual de interrupção para uma contingência na seção *u*;

U : Número total de seções do alimentador, definido pela quantidade de chaves que é permitida alocar.

O custo anual de interrupção (*CANI*) para cada seção *u* do alimentador é composto pelas parcelas de custos de energia não suprida aos consumidores da seção onde ocorreu a contingência (*CP_u*), à montante da seção sob contingência (*CM_u*) e à jusante da seção onde ocorreu à contingência (*CJ_u*), modelados como:

$$CP_u = (LR_u * CRR + LC_u * CRC + LI_u * CRI) * LT_u \quad (4.3)$$

$$CM_u = \sum_{m=1}^{M_1} (LR_m * CCR + LC_m * CCC + LI_m * CCI) * LT_m \quad (4.4)$$

$$CJ_u = \begin{cases} \sum_{m=u+1}^{M_2} (LR_m * CCR + LC_m * CCC + LI_m * CCI) * LT_m \\ \quad \text{Se } \begin{matrix} RS > LT_m \\ RS \in \Omega_i \end{matrix} \\ \sum_{m=u+1}^{M_2} (LR_m * CRR + LC_m * CRC + LI_m * CRI) * LT_m \\ \quad \text{Se } \begin{matrix} RS < LT_m \\ RS \in \Omega_i \end{matrix} \end{cases} \quad (4.5)$$

Em que:

- $LR_{(.)}, LC_{(.)}, LI_{(.)}$: Porcentagem de cargas residenciais, comerciais e industriais, respectivamente, conectadas na seção (.);
- CRR, CRC, CRI : Custos de energia residencial, comercial e industrial em $US\$/kWh/ano$, respectivamente, não supridas por um determinado intervalo de tempo para que seja realizado reparo na seção (.);
- CCR, CCC, CCI : Idem, para que sejam efetuados os remanejamentos das cargas para outra(s) seção(es);
- $LT_{(.)}$: Carga total alimentada pela seção (.);
- M : Conjunto de seções à montante da seção l ;
- Ω_i : Alimentadores vizinhos do alimentador i , que possuem chaves de interconexão, alocadas para o planejamento da operação, e que permitem o remanejamento de cargas do alimentador i para estes vizinhos;
- RS : Capacidade de reserva dos alimentadores vizinhos de i (Ω_i).

Desta forma o $CANI$ para cada seção u do alimentador é dado por:

$$CANI_u = \lambda_u l_u (CP_u + CM_u + CJ_u) \quad (4.6)$$

Em que:

- λ_u : Taxa de falhas permanentes médias anuais da seção l (falha/km/ano);
- l_u : Comprimento da seção u (km).

Fisicamente as parcelas que compõem o *CANI* para qualquer seção genérica u do alimentador podem ser interpretadas como: CPu - para faltas na seção u , as cargas desta seção devem ser isoladas do sistema para que sejam efetuados os devidos reparos na mesma; CMu - para faltas na seção u , a carga a montante desta seção pode ser suprida normalmente, necessitando de uma pequena interrupção para que possam ser realizados os chaveamentos necessários para a restauração do serviço; CJu - Para faltas na seção u , a carga a jusante desta seção pode ser remanejada para um dos alimentadores vizinhos (Ω_i), caso haja capacidade de reserva (RS) suficiente nestes alimentadores. Neste caso ocorre uma pequena interrupção nesta seção para o remanejamento (chaveamento) da carga desta seção para os alimentadores vizinhos escolhidos. Não sendo possível o remanejamento de cargas, haverá a necessidade de uma interrupção maior na seção u até que sejam executados os devidos reparos. Os tempos de reparo e remanejamento considerados são tempos médios consumidos desde a interrupção do serviço até o seu completo restabelecimento.

Assim, o custo da energia não suprida ($CENS$) no horizonte de planejamento considerado pelo sistema nas condições de contingências é dado por:

$$F_2 = \sum_{i=1}^{NA} CENS_i \quad (4.7)$$

Em que:

NA : Número de alimentadores do sistema.

4.1.1.3. Restrições

As restrições físicas, financeiras, operacionais e de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica consideradas no modelo de planejamento multi-objetivo, para cada um dos cenários de planejamento são descritas a seguir:

$$G_l(P_D, Q_D, V_D, \theta_D) = 0 \quad l \in N \quad (4.8)$$

$$|f_{ij}| \leq f_{ij}^{\max} \quad (4.9)$$

$$\sum_{i \in NB} S_i^C + \sum_{ij \in L} S_{ij}^L \leq \sum_{i \in Nt} S_i^S \quad (4.10)$$

$$\sum_{k=1}^{NB_{ij}} C_{ijk} + \sum_{k=1}^{NR_{ij}} Pe_{ijk} \leq Cp_{ij} \quad \begin{matrix} i = 1, \dots, NSE \\ j = 1, \dots, NA_i \end{matrix} \quad (4.11)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i^{Cal} \leq V_i^{\max} \quad (4.12)$$

$$\sum_{ij \in L} \delta_{ij}^k = NT_k - SE_k \quad (4.13)$$

$$R_f \leq R_f^{\max} \quad (4.14)$$

$$\sum_{k \in C} y_{k,ij} \leq 1, \forall ij \in L \quad (4.15)$$

$$CapAlim_j \geq \sum_{k=1}^{NB_j} C \arg a_k \quad j = 1, \dots, NA \quad (4.16)$$

$$\sum_{j \in NA_i} CapA \lim_j \leq CapSub_i \quad i = 1, \dots, NSE \quad (4.17)$$

$$\sum_{j=1}^{NR_i} Y_j \leq NCH_i \quad j = 1, \dots, NA \quad (4.18)$$

$$NL_i = NCH_i + I \quad j = 1, \dots, NA \quad (4.19)$$

Em que:

- P_D e Q_D : Injeções líquidas de potências ativa e reativa em cada um das barras do sistema de distribuição;
- V_D e θ_D : Magnitude e ângulo das tensões nodais;
- N : Número de barras do sistema de distribuição de energia elétrica;
- f_{ij} : Fluxo calculado no ramo $i-j$;
- f_{ij}^{\max} : Fluxo máximo permitido no ramo $i-j$;
- S_i^C : Potência consumida na barra i ;
- S_{ij}^L : Perdas no ramo $i-j$;
- S_i^S : Capacidade da subestação;
- C_{ijk} : Carga da barra k do alimentador j pertencente à subestação i , que pode ser transferida para outro alimentador;
- Pe_{ijk} : Perdas no alimentador j pertencente à subestação i , que pode ser transferida para outro alimentador;
- Cp_{ij} : Capacidade limite de transferência de potência do alimentador j , da subestação i .
- NSE : Número de subestações;
- NA_i : Número de alimentadores pertencentes à subestação i ;
- V_i^{\min} : Limite da magnitude de tensão na barra i (mínima);
- V_i^{\max} : Limite da magnitude de tensão na barra i (máxima);
- V_i^{Cal} : Tensão calculada na barra i ;
- δ_{ij}^k : Variável de decisão para construção (1) ou não (0) do ramo $i-j$ pertencente ao circuito alimentado pela subestação k ;

NT_k	: Número total de nós pertencentes ao circuito alimentado pela subestação k ;
SE_k	: Subestação k , sendo $k \in N$;
R_f	: Custos dos novos investimentos;
R_f^{max}	: Máximo recurso financeiro disponível para novos investimentos;
$y_{k,ij}$:
$CapAlim_j$: Capacidade limite de transferência de potência pelo alimentador j ;
$Carga_k$: Carga na barra k ;
$CapSub_i$: Capacidade de limite de transferência de potência pela subestação i ;
NB_j	: Número de barras do alimentador j ;
Y_j	: Variável de decisão: (1) para alocar chave ramo j , (0) para não alocar chave no ramo j ;
NR_i	: Número total de ramos no alimentador i ;
NCH_i	: Número máximo de chaves que é permitido alocar no alimentador i ;
Ω_{SE_i}	: Conjunto de alimentadores conectados na subestação i .
NL_i	: Número máximo de seções definido pela quantidade de chaves que se pode alocar.

A equação 4.8 refere-se às restrições relacionadas com o atendimento das demandas de potências ativa e reativa para cada e nó do sistema de distribuição de energia elétrica (*leis de Kirchhoff*). A equação 4.9 assegura a capacidade de corrente nos alimentadores existentes ou futuros no período de planejamento e durante a operação do sistema. A equação 4.10 estabelece que a capacidade total das subestações deve ser suficiente para atender a demanda durante o período de planejamento. A equação 4.11 determina que o somatório das cargas das barras de um alimentador não deve exceder a capacidade limite de transferência de potência durante o planejamento. A equação 4.12 assegura que o perfil de tensão para cada nó do sistema seja mantido dentro de limites preestabelecidos, evitando grandes variações de tensões na rede. A equação 4.13 é uma condição necessária para manter a radialidade do sistema. A equação 4.14 assegura que o plano de expansão otimizado encontrado para o problema de planejamento deve estar dentro dos recursos financeiros disponível para os novos investimentos. A equação 4.15 estabelece que apenas um tipo de cabo pode ser escolhido para ser instalado ou trocado num possível recondutoramento nos ramais da rede primária.

As restrições 4.16 a 4.19 estão relacionadas com a alocação de chaves de manobras para melhorias dos índices de confiabilidade da rede para restauração em condições de contingências.

As restrições 4.16 e 4.17 contemplam a capacidade da subestação e alimentadores. O somatório das cargas de cada um dos alimentadores sob estudo não deve exceder a capacidade limite de suas transferência de potência estipulada com base na especificação dos disjuntores e do sistema de proteção. A restrição 4.18 limita o número máximo de chaves para restauração. Este número considerado fixo para cada alimentador e é determinado em função da carga instalada, número de consumidores, estudos dos índices de confiabilidade e fatores sócio-econômicos relacionados com os consumidores. A restrição 4.19 limita o número máximo de seções, que é determinado em função do número de chaves alocadas mais um.

4.1.1.4. Planejamento Estático Multi-objetivo

Para efetuar o planejamento estático multi-objetivo considera-se o modelo completo apresentado na seção anterior – funções objetivos (F_1) e (F_2) e todo o conjunto de restrições (equações 4.8 a 4.19). Trata-se de um modelo complexo que contempla tanto os aspectos econômicos envolvidos no planejamento dos sistemas de distribuição, como os aspectos de confiabilidade de operação da rede sob as condições de contingências.

4.1.1.5. Planejamento Multi-Estágios

O período de planejamento é geralmente dividido em vários estágios, por exemplo, períodos de um ano (BAZAN, 2003, ELETROBRÁS, 1982). Isto é normalmente realizado em modelos em que a demanda é considerada constante durante cada estágio. O problema de planejamento de sistemas de distribuição é tipicamente multi-estágios porque a expansão do sistema é uma função temporal. A construção de um sistema quando apenas um estágio é considerado, é um caso particular do problema de planejamento multi-estágios. O planejamento multi-estágios aumenta a dimensão do problema, e como consequência o esforço computacional.

O modelo de planejamento multi-estágios adotado neste trabalho é conhecido como modelo de planejamento pseudo-dinâmico. Este modelo de planejamento consiste em utilizar o planejamento estático tantas vezes quanto forem os estágios de planejamento, e está ilustrado no diagrama da Figura. 4.2.

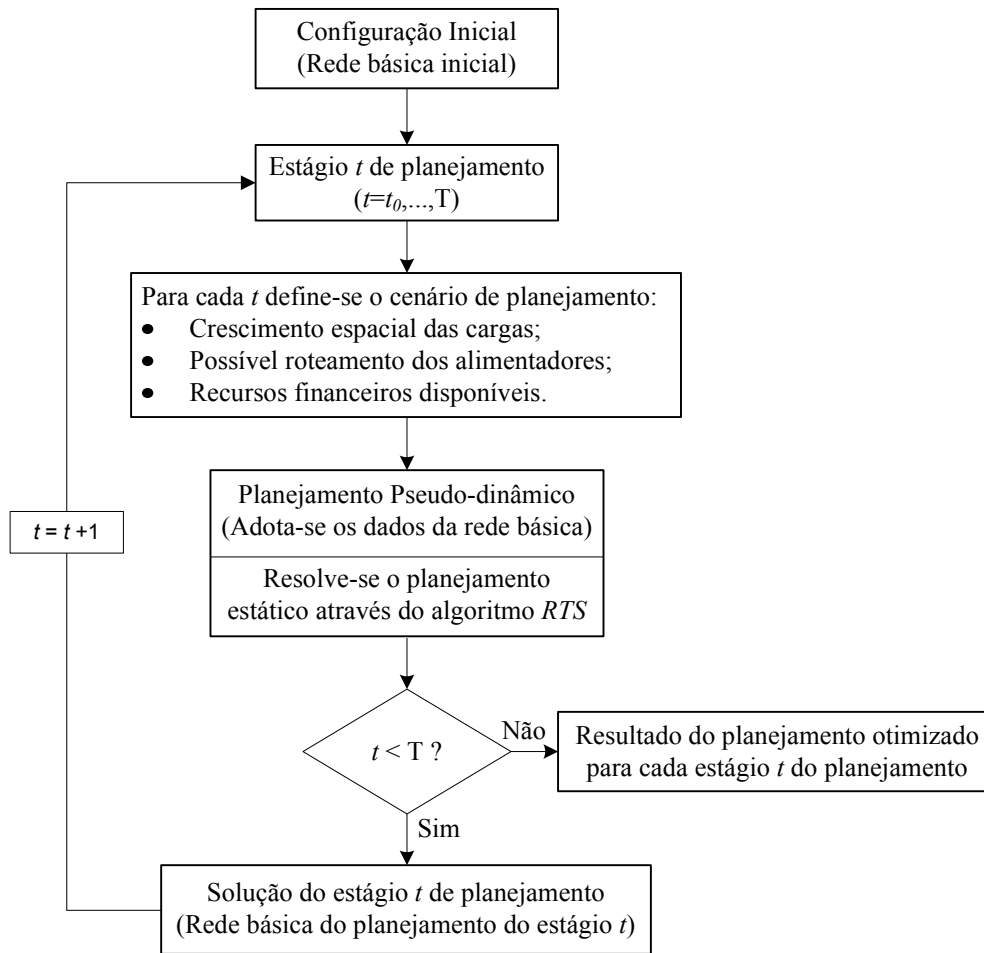


Figura 4.2. Diagrama ilustrativo dos modelos de planejamento pseudo-dinâmico.

Como o planejamento é realizado em diferentes etapas, os custos dos investimentos são alterados nos diferentes horizontes de planejamento, sendo necessária para análise das propostas de planejamento a atualização destes custos, ou seja os custos de investimento nos diferentes horizontes de planejamento têm que ser avaliados para um instante de tempo determinado, sendo afetados por uma taxa de atualização do capital.

No modelo de planejamento multi-estágios proposto neste trabalho, considera-se para cada estágio do horizonte de planejamento, a função mono-objetivo (equação 4.1) e o conjunto de restrições (equações 4.8 a 4.15). Em cada novo estágio t_{k+1} o processo é inicializado com o sistema resultante proposto pelo planejamento do estágio anterior t_k .

Uma vez conhecida a taxa de atualização, os investimentos e custos do projeto (montante e data), é possível transformar os investimentos e custos para o valor atual (VA) (ano T_0), e então, comparar as alternativas de planejamento. Somando-se os valores atuais de investimentos e os custos de operação, manutenção e perdas, o custo do total atual em cada estágio do período de planejamento é dado pela fórmula:

$$\text{Min} \sum_{t=T_0}^T I_t \cdot \left(\frac{1}{(1+i)^t} \right) + \sum_{t=T_0}^T (OM + P)_t \cdot \left(\frac{1}{(1+i)^t} \right) \quad (4.20)$$

Sujeito as seguintes restrições:

$$G_t(P_D, Q_D, V_D, \theta_D) = 0 \quad (4.21)$$

$$|f_{ij}|_t \leq f_{ij}^{\max} \quad (4.22)$$

$$\sum_{i \in NB} S_{i_t}^C + \sum_{ij \in L} S_{ij_t}^L \leq \sum_{i \in Nt} S_{i_t}^S \quad (4.23)$$

$$\sum_{k=1}^{NB_{ij}} C_{ijk_t} + \sum_{k=1}^{NR_{ij}} Pe_{ijk_t} \leq Cp_{ij_t} \quad \begin{matrix} i = 1, \dots, NSE \\ j = 1, \dots, NA_i \end{matrix} \quad (4.24)$$

$$V_{i_t}^{\min} \leq V_{i,t}^{Cal} \leq V_{i,t}^{\max} \quad (4.25)$$

$$\sum_{ij \in L} \delta_{ij_t}^k = NT_{k_t} - SE_{k_t} \quad (4.26)$$

$$R_{f_t} \leq R_{f_t}^{\max} \quad (4.27)$$

$$\sum_{k \in C} y_{k,ij_t} \leq 1, \forall ij \in L \quad (4.28)$$

$t = T_0, \dots, T$

Estas equações referem-se às restrições do planejamento mono-objetivo, e são inseridas no modelo para serem atendidas em cada um dos períodos $T = t_0, \dots, T$ do horizonte de planejamento.

Em que:

- In : Investimento realizado no ano t ;
- T : Ano-horizonte do planejamento;
- $(OM+P)_T$: Custo de operação, manutenção e perdas no ano t ;
- t : Ano do investimento;
- i : Taxa anual de juros;
- $\frac{1}{(1+i)^T}$: Fator de valor atual.

4.2. Técnica de Solução

A solução do problema de planejamento de redes de distribuição de média tensão é efetuada de forma iterativa através de algoritmos heurísticos para obtenção de uma configuração inicial de boa qualidade, algoritmo de cálculo de fluxo de potência monofásico (BARAN; WU,

1989) e um algoritmo de Tabu Search Reativo Mono objetivo (GLOVER, 1995) e uma outra versão Multi-objetivo (*RTS-MO*) (BAYKASOGLU; OWEN; GINDY, 1999). Na solução do problema multi-objetivo utiliza-se um Algoritmo Genético (*AG*) simples (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004). Os algoritmos *RTS* e *RTS-MO* são dedicados a resolver os problemas de operação e planejamento da expansão da rede. O *AG* resolve o problema de alocação otimizada de chaves de manobras (*CH*) para cada proposta de planejamento obtida durante a busca, visando a confiabilidade da rede com a alocação otimizada de chaves de manobras para efetuar o remanejamento da maior quantidade possível de cargas entre os alimentadores para minimizar os custos da energia não suprida no caso de contingências, e manter a continuidade do fornecimento de energia. Na Figura 4.3 ilustra-se de forma simplificada a estrutura da metodologia proposta neste trabalho para solução do problema de planejamento de redes de distribuição de *MT*.

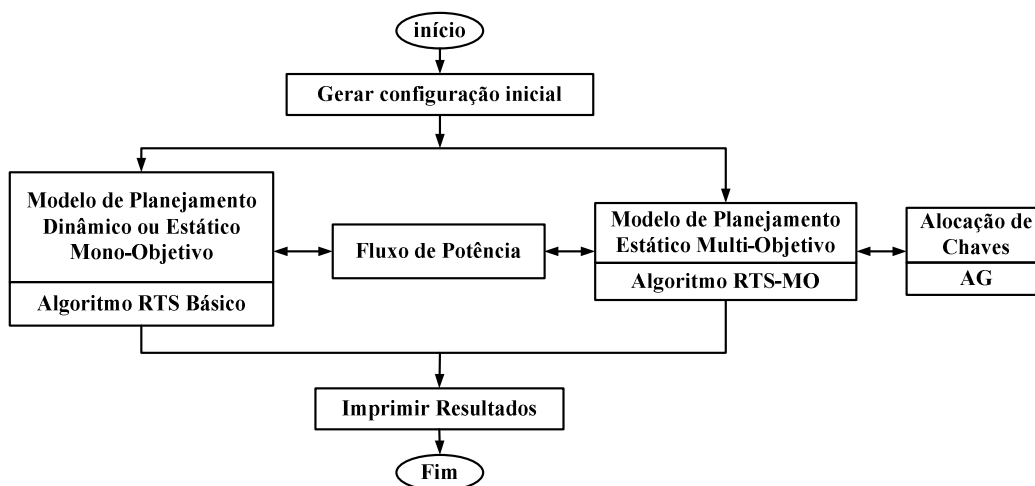


Figura 4.3. Metodologia proposta para solução do problema de planejamento de redes de *MT*.

Como resultado da solução do modelo multi-objetivo encontra-se um conjunto de soluções denominadas soluções ótimas de Pareto (soluções não dominadas). A seguir são descritos os algoritmos *RTS-MO* e *AG* desenvolvidos neste trabalho. No final desta seção descrevem-se as simplificações que são adotadas no algoritmo *RTS-MO* para ser considerado um algoritmo *RTS* básico conforme descrito no Capítulo 3 (seção 3.3). Este algoritmo *RTS* básico é utilizado para resolver o problema de planejamento multi-estágios de redes de distribuição *MT*.

4.2.1. Algoritmo *RTS-MO*

O algoritmo *RTS-MO* dedicado ao planejamento de sistemas de distribuição de *MT* é apresentado com detalhes nesta subseção. Neste mesmo algoritmo, através de algumas

simplificações, ele é utilizado no planejamento de redes de *MT* com um único objetivo, considerando-se a natureza dinâmica do problema de planejamento.

4.2.1.1. Configuração Inicial

Para gerar a configuração semente inicial é utilizada uma heurística construtiva que consiste em escolher, de acordo com um grafo pré-determinado, as conexões entre as subestações existentes e futuras, e as novas cargas que devem ser energizadas através da construção de novos alimentadores e ramais. Na construção dos novos ramais e alimentadores, subestações novas e repotencialização das existentes, consideram-se a capacidade de potência disponível das subestações, a radialidade do sistema, as propostas preestabelecidas para construção de ramais e alimentadores para energizar as novas cargas que devem ser ligadas no sistema.

Esta heurística construtiva consiste dos seguintes passos:

- i.* Escolher um nó de carga j para ser energizado;
- ii.* Escolher uma subestação S_i existente com capacidade de fornecimento de energia disponível e que ainda não foi analisada para energizar a carga j . Fazer $S \leftarrow S_i$ e ir ao passo *iii*;
- iii.* Verificar a capacidade de operação da subestação S com a adição do nó j :
 - a.* Se a capacidade de operação da subestação S não for ultrapassada, ligar a carga j através de um ramal no alimentador desta subestação mais próximo da carga j . A bitola do condutor deste ramal é especificada como sendo o cabo de menor bitola para ser especificado no planejamento da rede de distribuição. Ir para o passo *iv*;
 - b.* Caso contrário, retirar o nó j da subestação S e ir para o passo *v*.
- iv.* Verificar a radialidade do sistema devido à adição do nó j à subestação S :
 - a.* Se o sistema for radial, ir ao passo *vi*;
 - b.* Caso contrário, retirar o nó j da subestação S_i e voltar ao passo *ii*.
- v.* Verificar se existem subestações S_k com capacidade de potência disponível:
 - a.* Se existe subestação com capacidade de potência disponível, escolher a subestação S_k que possui alimentadores mais próximos do ponto de carga j . Fazer $S \leftarrow S_k$, voltar ao passo *iii*;
 - b.* Caso contrário, escolher dentre as subestações propostas para serem construídas ou repotencializadas, a subestação S_k de menor custo. Fazer $S \leftarrow S_k$ e retornar ao passo *iii*.
- vi.* Verificar se todos os nós de carga estão energizados:

- a. Se existir nós com carga desenergizados, ir ao passo *i*;
 - b. Caso contrário, ir para o passo *vii*.
- vii*. Construir o vetor codificação da topologia obtida para o sistema de distribuição inicial.

4.2.1.2. Sistema de Codificação

Para mapear as possíveis soluções do problema de planejamento de redes primárias utiliza-se uma codificação em base decimal inteira constituído pelo vetor P , como mostra a Figura 4.4.

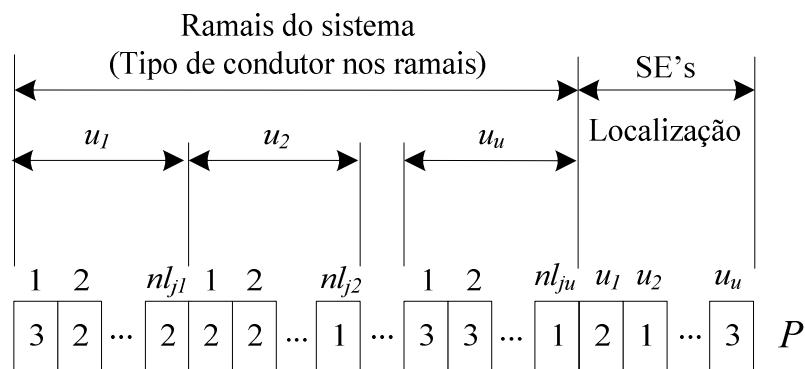


Figura 4.4. Sistema de Codificação.

Em que:

- P : Propostas de conexão dos ramais $l=1, \dots, nl$, pertencentes aos alimentadores $j=1, \dots, NA_u$ conectados à subestação u . Sendo: $1, 2, 3, \dots, N_{cabo}$ - tipo cabo alocado no ramo l da rede; 0 - ramo sem cabo alocado.
- nl : Número total de ramais pertencentes ao alimentador j da subestação u ;
- NA_u : Número total de alimentadores conectados à subestação u .
- N_{cabo} : Conjunto formado pelos tipos de cabos que podem ser instalados nos ramais l do sistema.

4.2.1.3. Estrutura de Vizinhaça

A estrutura de vizinhaça do algoritmo *RTS-MO* é construída através dos seguintes procedimentos:

1. Rota dos alimentadores: criação de rotas dos alimentadores baseada na técnica de troca de ramos (GOSWAMI, 1997) entre duas zonas (intrazona - realiza a troca de

ramos conectados a uma mesma subestação e interzona - realiza a troca de ramos conectados em subestações diferentes), conforme ilustra-se na Figura 4.5.

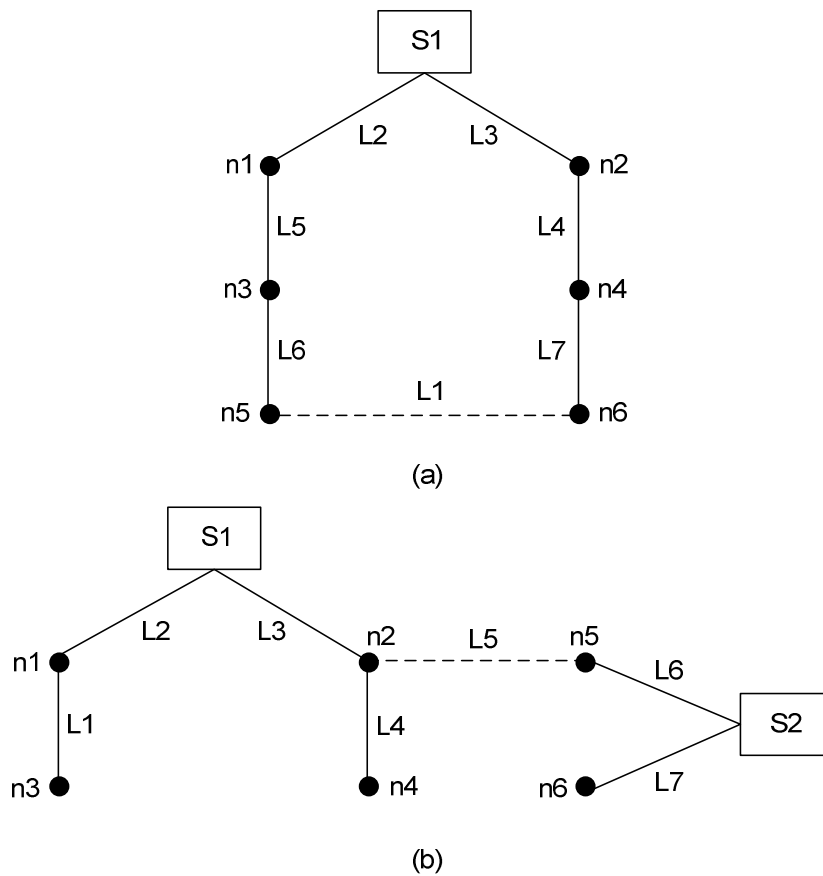


Figura 4.5. Técnica de troca de ramos – (a) Intrazona; (b) Interzona.

De acordo com a Figura 4.5, tem-se que:

- Em (a), se o ramo $L1$ fosse construído, o ramo retirado seria $L6$ ou $L7$ de forma a manter o sistema radial;
- Em (b), se o ramo $L5$ fosse construído, o ramo $L3$ ou $L6$ seria retirado de forma a manter o sistema radial.

2. Bitola do cabo: escolha da bitola do cabo a ser substituído (recondutorado) ou alocado no sistema. Essa escolha é feita através da avaliação das condições de fluxo para os condutores existentes na configuração sob estudo e para aqueles pertencentes ao conjunto de condutores candidatos a serem alocados. Esta avaliação é realizada através das seguintes equações:

$$|f_{ij}| \leq f_r \cdot f_{ij}^{Ce} \quad (4.26)$$

$$|f_{ij}| > f_{ij}^{Ce} \quad (4.27)$$

$$f_{ij}^{Cf} \geq f_a \cdot |f_{ij}| \quad (4.28)$$

Em que:

f_{ij}^{Ce} : Máximo fluxo permitido pelo cabo existente no ramo $i-j$;

f_{ij}^{Cf} : Máximo fluxo permitido pelo cabo a ser instalado no ramo $i-j$;

f_r : Fator de redução do máximo fluxo permitido pelo cabo instalado no ramo $i-j$;

f_a : Fator de acréscimo do fluxo calculado no ramo $i-j$;

De acordo com as equações utilizadas na avaliação das condições de fluxo dos condutores existentes e candidatos a serem alocados no sistema, tem-se que:

- Se o fluxo no ramo $i-j$ estiver abaixo do máximo fluxo permitido pela bitola do condutor existente multiplicado por um fator de redução, pode-se trocar a bitola do condutor por outra de menor valor (equação 4.26);
 - Se o fluxo no ramo $i-j$ estiver acima do máximo fluxo permitido pelo condutor existente, troca-se à bitola do condutor para outra de maior valor (equação 4.27);
 - No caso de ocorrer mudança da bitola do condutor no ramo $i-j$ (equação 4.26 e 4.27), é verificado se o máximo fluxo permitido pela bitola do condutor candidato a ser alocado é superior ao fluxo neste ramo multiplicado por um fator de acréscimo (equação 4.28).
3. Alocação de chaves de manobras (*CH*): posicionamento das chaves em cada um dos alimentadores, em função da configuração sob análise, obtida de forma otimizada através de um algoritmo genético (*AG*). A alocação adequada de chaves de manobras aumenta os índices de confiabilidade e melhora as condições de operação do sistema mantendo assim a qualidade do serviço para os consumidores.

4.2.1.4. Avaliação das Configurações

Para cada proposta de solução são calculadas duas funções de adaptação f_a que consideram os objetivos referentes aos custos de investimentos na rede mais os custos operacionais (F_1) e custos da energia não suprida devido às faltas permanentes na rede no horizonte de planejamento sob estudo (F_2). Sendo:

$$fa = (F_1, F_2) \quad (4.29)$$

Dada à natureza não linear do problema, cada um destas funções é modelada usando o conceito de penalizações das restrições violadas para cada um dos problemas de planejamento e de alocação otimizada de chaves de manobras para restauração da rede. Estas funções de adaptação são consideradas no modelo de planejamento multi-objetivo através do conceito de dominância de Pareto detalhado no Capítulo III.

4.2.1.5. 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 da rede de distribuição: Lista Tabu (*LT*) de dimensão variável que é a memória de curto prazo do algoritmo; Lista Tabu Auxiliar (*LTA*) que é memória de longo prazo do algoritmo, e as Listas de Candidatas (*LC*) e de Pareto (*LP*).

Lista Tabu (*LT*) e lista Tabu Auxiliar (*LTA*)

Na *LT* armazenam-se os atributos usados na troca de ramos. Estes atributos são compostos pelas propostas dos ramos que são adicionados e retirados da rede de distribuição para gerar as configurações vizinhas, tornando estes atributos proibidos durante um número de k_1 iterações. Os atributos das configurações proibidas são também armazenados numa lista auxiliar para controlar a frequência com que estes atributos podem ser utilizados para gerar as configurações do sistema. Este controle é realizado através da análise verificando se ocorrem repetições desses atributos durante um número de k_2 iterações preestabelecidas. O mecanismo reativo do algoritmo *TS* consiste em aumentar rapidamente a dimensão da *LT* quando ocorrem repetições de atributos na *LTA*. No entanto, se durante um certo número de iterações k_3 a *LT* não variar de dimensão, por não estar ocorrendo repetições de atributos para gerar as configurações vizinhas, ocorre à redução lenta da *LT*. Durante a evolução do processo, se o tamanho da lista tabu crescer muito fazendo com que todos os movimentos se tornem proibidos e nenhum critério de aspiração é satisfeito, ocorre um mecanismo chamado escape diversificando o processo na busca por novas soluções.

Lista Pareto (*LP*) e Lista Candidata (*LC*)

Na *LP* armazenam-se as soluções não dominadas encontradas e selecionadas pelo algoritmo. 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, podem ser encontradas uma ou mais soluções não dominadas. Caso seja encontrada apenas uma solução, esta é armazenada na *LP*. No entanto, se forem encontradas mais soluções, é escolhida aleatoriamente uma dela para ser armazenada na *LP* e consequentemente as outras são armazenadas na *LC*. As soluções da *LC* podem se tornar soluções sementes do algoritmo *TS* caso não haja nenhuma configuração vizinha com valores de funções objetivos melhores que a solução semente 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.

4.2.1.6. Mecanismo de Escape

Durante o processo *RTS-MO*, se a dimensão da *LT* crescer muito fazendo com que todos os movimentos se tornem proibidos e nenhum critério de aspiração seja satisfeito, ocorre o escape. O mecanismo de escape consiste em selecionar a solução que está há mais tempo na *LC* para ser a solução semente atual. Através deste mecanismo diversifica-se o processo de busca por novas soluções, distanciando dos pontos de ótimos locais e evitando o fenômeno de ciclagem.

A Figura 4.6 ilustra o diagrama de blocos do algoritmo *RTS-MO* desenvolvido para resolver o problema do planejamento redes primárias multi-objetivo. Neste diagrama utiliza-se a seguinte simbologia: *LT* - Lista Tabu, *LTA* - Lista Tabu Auxiliar, *LP* - Lista Pareto, *LC* - Lista Candidatas e *fa** - Solução incumbente.

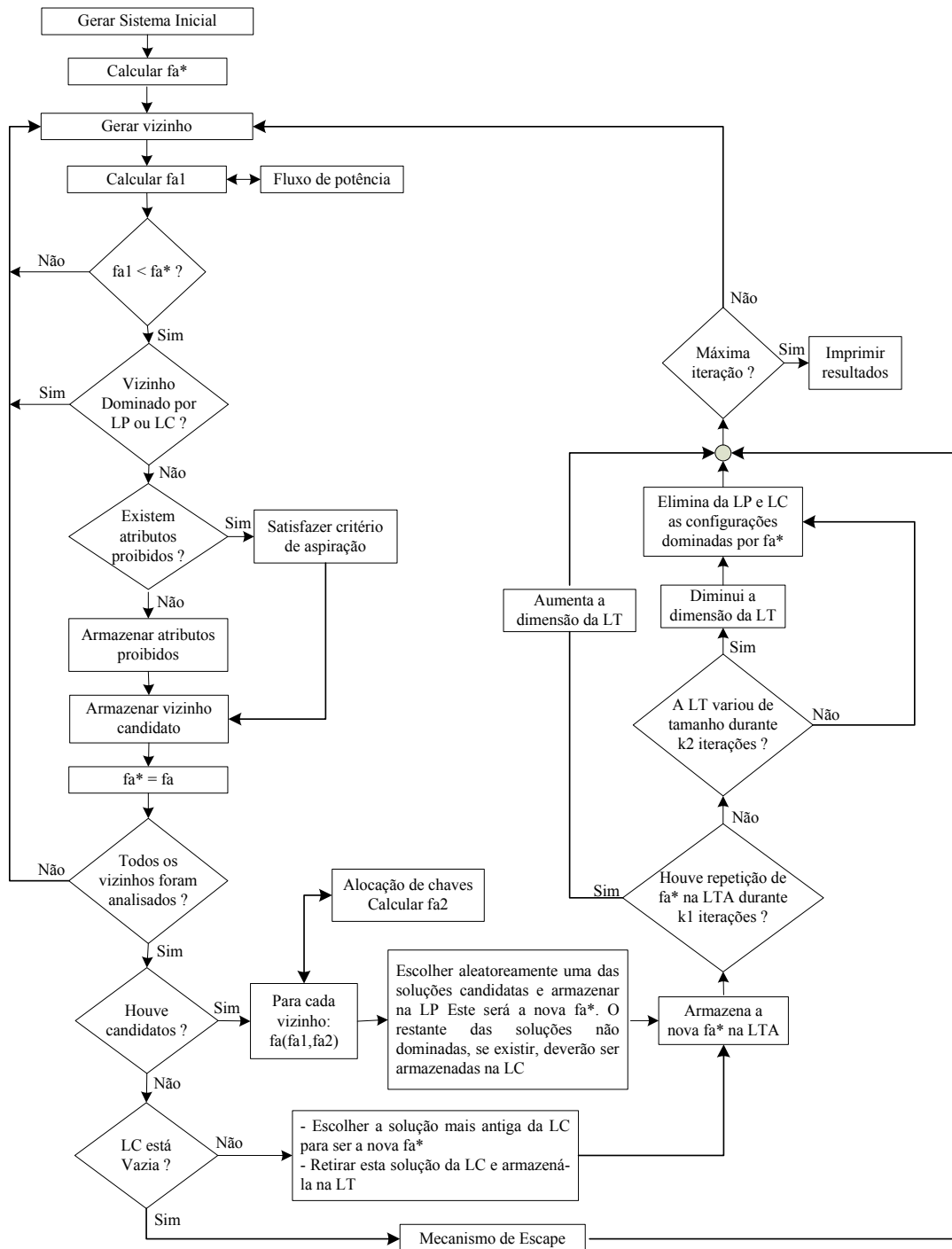


Figura 4.6. Algoritmo *RTS-MO*.

4.2.1.7. Critério de Aspiração

Se durante o processo de busca forem encontradas configurações de boa qualidade (configurações cuja função de adaptação seja melhor que as soluções da *LP* e *LC*), mas que compartilham atributos proibidos é satisfeito o critério de aspiração eliminando a proibição retirando estes atributos da *LT*.

4.2.1.8. Critério de Parada

O critério de convergência 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.

4.2.2. Algoritmo AG

O modelo de alocação otimizada de chaves de manobras nos alimentadores do sistema é resolvido através de um AG básico composto de um sistema de codificação binário que mapeia as possíveis propostas de alocação de chaves nos alimentadores, operadores genéticos de seleção, recombinação e mutação básicos e parâmetros de controle (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004).

Dentre as particularidades do AG proposto destacam-se:

- Para obter a população inicial, cada indivíduo é gerado através da alocação aleatória de chaves em pontos candidatos preestabelecidos nos alimentadores do sistema;
- Para avaliar cada proposta de solução é calculada uma função de adaptação W que considera o esquema de codificação, função objetivo e penalizações das restrições violadas (limitações da capacidade de fornecimento dos alimentadores, atendimento da demanda, fluxos de potência nos ramos dos alimentadores e perfil de tensão nas barras dos alimentadores).
- Na seleção das configurações que irão participar dos processos de recombinação e mutação, utilizou-se a técnica de torneio juntamente com elitismo, onde 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.
- Os parâmetros de controle adotados para o problema (número de gerações, tamanho da população, taxas de recombinação e mutação iniciais), foram selecionados de acordo com o número de barras e linhas de cada um dos alimentadores do sistema;
- Nas taxas de recombinação (tc) e mutação (tv), os valores são alterados de forma adaptativa durante o ciclo geracional do AG, através das seguintes equações:

$$tc_k = tc_{k-1} - \frac{[tc_0 - kc]}{nit}, \quad k = 1, \dots, nit \quad (4.30)$$

$$tv_k = tv_{k-1} - \frac{[kv - tv_0]}{nit}, \quad k = 1, \dots, nit \quad (4.31)$$

Em que:

tc_k : taxa de recombinação;

tv_θ : taxa de mutação;

nit : número de iterações.

- 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 a taxa de diversificação (Div) da população, calculada através da seguinte equação:

$$Div = 100 - \left(\frac{Ceq}{np} \right) \times 100 \quad (4.32)$$

Em que:

Div : taxa de diversificação da população (%);

Ceq : número máximo de configurações iguais na população;

np : número total de configurações da população.

- A taxa de diversificação é calculada em cada ciclo geracional do AG após a seleção. Caso esta taxa seja menor que um valor preestabelecido, atua-se aumentando o valor da taxa de mutação, para propiciar às novas populações saírem da saturação, manter a diversidade e explorar novos espaços de busca;
- O critério de convergência 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, o processo iterativo é considerado convergido.

4.2.3. Algoritmo *RTS* para solução do modelo de planejamento multi-estágios de redes de distribuição de *MT*.

A técnica de solução utilizada para o problema de planejamento multi-estágios de redes primárias de distribuição de energia elétrica é um algoritmo Tabu Search Reativo (*RTS*). O algoritmo *RTS* foi desenvolvido para explorar as características específicas do problema de planejamento e obter confiabilidade dos resultados e eficiência computacional. Na Tabela 4.1 apresenta-se uma análise comparativa entre os algoritmos *RTS* usado para solução do problema de planejamento multi-estágios e o *RTS-MO* apresentado anteriormente.

Tabela 4.1. Comparação entre os mecanismos básicos de *RTS* e *RTS-MO*.

<i>Mecanismos</i>	<i>Tabu Search Reativo (RTS)</i>	<i>Tabu Search Reativo Multi-objetivo (RTS - MO)</i>
Codificação	<p>Deve contemplar:</p> <ul style="list-style-type: none"> - As características físicas do conjunto de soluções do problema; - Permitir avaliar com eficiência e precisão a função objetivo; - Identificar as configurações factíveis e infactíveis do espaço de busca. 	<ul style="list-style-type: none"> - Igual do algoritmo <i>RTS</i>.
Função Objetivo	<ul style="list-style-type: none"> - Custos de investimentos e custos operacionais ($f1$). 	<ul style="list-style-type: none"> - Custos de investimentos e custos operacionais ($f1$) e custos da confiabilidade da rede de distribuição ($f2$).
Geração da configuração inicial	<ul style="list-style-type: none"> - Configuração inicial é gerada aleatoriamente; - Através de heurísticas construtivas baseadas nas características físicas do problema sob estudo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Igual do algoritmo <i>RTS</i> básico.
Mecanismos de transição	<ul style="list-style-type: none"> - Transição probabilística usando lista tabu de tamanho variável, lista auxiliar e mecanismo de escape que evitam o fenômeno de ciclagem. 	<ul style="list-style-type: none"> - Probabilística usando lista tabu de tamanho variável; - Uso de lista de candidatas (<i>LC</i>) que faz o papel de lista auxiliar de dimensão variável; - Uso da lista de Pareto (<i>LP</i>) com o conjunto de soluções não dominadas; - Lista auxiliar e mecanismo de escape que evita o fenômeno de ciclagem.
Parâmetros de Controle e Critério de Parada	<ul style="list-style-type: none"> - Estrutura e tipo de vizinhança; - Dimensão da lista tabu variável que depende da diversidade das soluções e intensidade que as mesmas se repetem durante o processo de transição; - Uso de operadores de diversificação e transição de configurações mais sofisticadas; - Critérios de parada variados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Estrutura e tipo de vizinhança; - Dimensão da lista tabu variável que depende da diversidade das soluções e intensidade que as mesmas se repetem durante o processo de transição; - Uso de operadores de diversificação e transição de configurações mais sofisticadas; - Número de configurações na lista se soluções candidatas (<i>LC</i>); - Uso do critério de dominância para construir a lista de Pareto (<i>LP</i>).
Infactibilidades das Restrições	<ul style="list-style-type: none"> - Permitir que o conjunto de restrições, ou um subconjunto do mesmo possa ser infactível. Considerar as restrições infactíveis através de técnicas de penalidades, com ajustes adequados dos fatores de penalidades. 	<ul style="list-style-type: none"> - Igual do algoritmo <i>RTS</i>.

4.3. Testes e Resultados

Nesta seção apresentam-se resultados de testes realizados para 3 sistemas, sendo os sistemas I, II encontrados na literatura e o sistema III um sistema real em operação. Os testes com esses sistemas visam mostrar a eficiência e as aplicações das metodologia propostas neste trabalho para o planejamento de redes de *MT*.

O sistema I é testado sob duas condições:

Teste 1: Mostrar o desempenho e o comportamento do algoritmo *RTS* proposto para resolver o problema de planejamento estático de redes de *MT*. Neste caso, o problema de planejamento envolve os custos referentes à possibilidade de construção de novas subestações, alimentadores, ramais e recondutoramento de ramais.

Teste 2: O sistema é planejado considerando-se o modelo multi-objetivo proposto. Verifica-se o comportamento e a eficiência do algoritmo *RTS-MO*. Neste caso, o modelo *RTS-MO* além de considerar a possibilidade de construção de novas subestações, alimentadores, ramais e o recondutoramento de ramais, considera a questão da alocação de chaves de manobras, cujo objetivo é minimizar os custos da energia não suprida.

O sistema II também é usado para testar a abordagem multi-objetivo do problema de planejamento proposta neste capítulo. As condições de testes realizadas com este sistema são as mesmas do Teste 2, realizadas para o sistema I.

Os testes com o sistema III visam mostrar a eficiência do modelo de planejamento multi-estágios mono-objetivo, em que os custos dos investimentos são atualizados para o ano inicial do investimento. Para o estudo, foi considerado um horizonte de planejamento de cinco anos.

Os resultados apresentados foram obtidos através da ferramenta computacional desenvolvida e implementada, utilizando a linguagem de programação *FORTRAN*. Os dados e parâmetros referentes aos sistemas encontram-se no Apêndice A. Trata-se de dados referentes às cargas das barras dos sistemas e impedância dos cabos que podem ser instalados nos ramais, além de dados de custos.

4.3.1. Sistema I

Teste 1: Planejamento estático mono-objetivo

Trata-se de um sistema primário subterrâneo encontrado na literatura (BERNAL AGUSTIN; RAMIREZ ROSADO, 1998, BAZAN, 2002). Os parâmetros adotados para a solução do problema se encontram na Tabela 4.2 e os dados referentes ao sistema em (BAZAN, 2002). Na Figura 4.7 ilustra-se a configuração obtida para a melhor proposta de planejamento para este sistema. Os resultados referentes aos valores das magnitudes de tensão mínima e máxima e os custos de investimentos e operação encontram-se na Tabela 4.3. Na Figura 4.8 ilustra-se o comportamento do algoritmo *RTS* durante o processo iterativo.

Tabela 4.2. Custos, recursos financeiros e parâmetros de controle utilizados no Teste 1.

Cabos		Custos (US\$)			Fator de Potência fp	Fatores de Penalidades			
Tipo 1	Tipo 2	kWh	R_f^{max}	Subestação		fp_v	fp_f	fp_{RF}	fp_{SP} e fp_{SQ}
100,0	200,0	0.32	400.000,0	100.000,0	0,92	100	100	1,5	100

Em que:

- fp_v : fator de penalidade para restrição de limites de queda de tensão, usada na avaliação da função F_1 .
- fp_f : fator de penalidade para restrição do máximo fluxo permitido nos alimentadores, usada na avaliação da função F_1 .
- fp_{RF} : fator de penalidade para restrição financeira, usada na avaliação da função F_1 .
- fp_{SP} e fp_{SQ} : fator de penalidade para capacidade de operação dos transformadores, usada na avaliação da função F_1 .

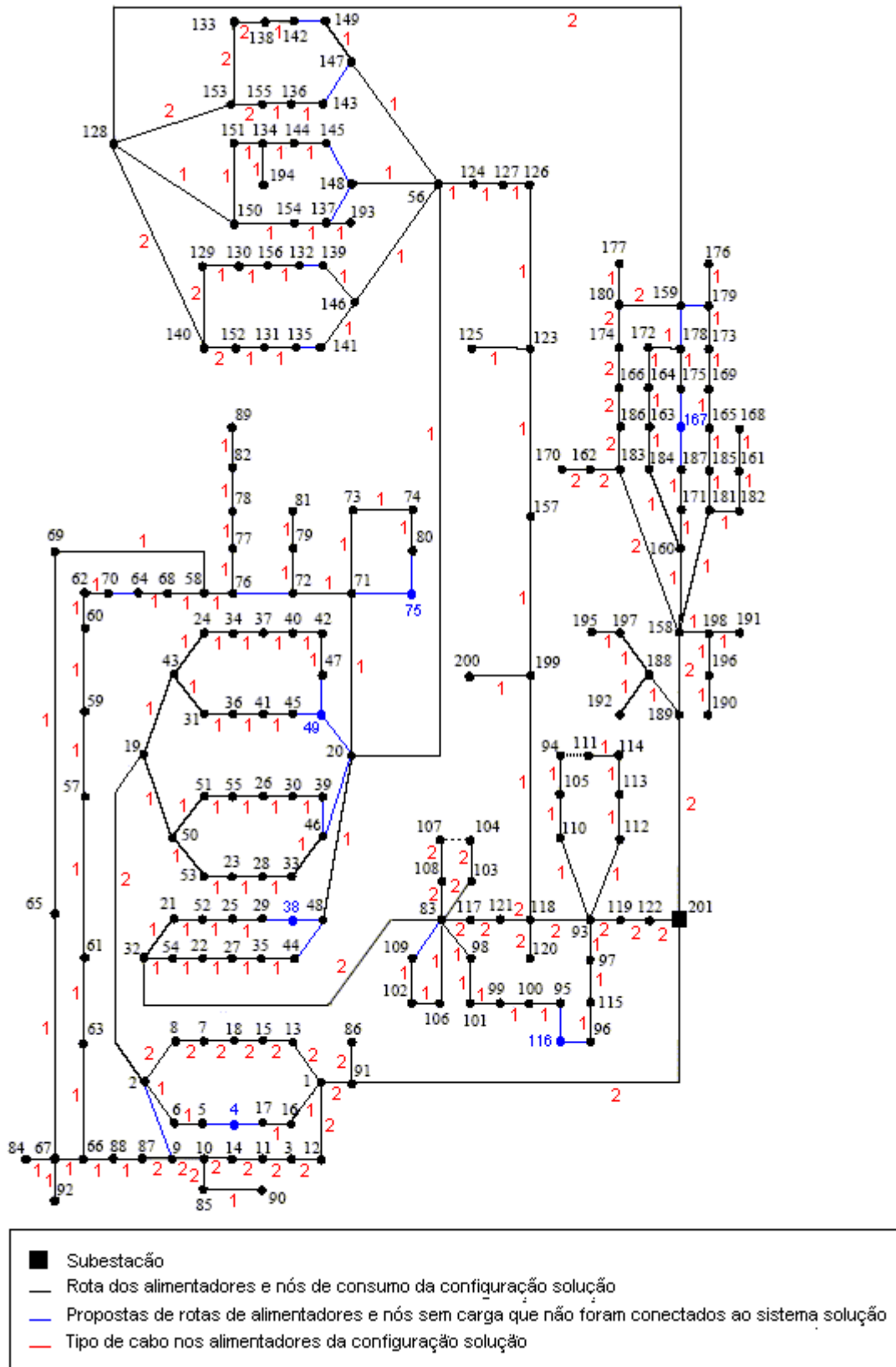


Figura 4.7. Topologia do sistema original com a melhor proposta de planejamento obtida.

Tabela 4.3. Resultados da Nova Configuração.

Tensão (kV)		Custos (US\$)			
Máxima	Mínima	Perdas	Cabos	Subestação	Total
13,80	13,01	294.207,20	30.040,21	0.00	324.247,41

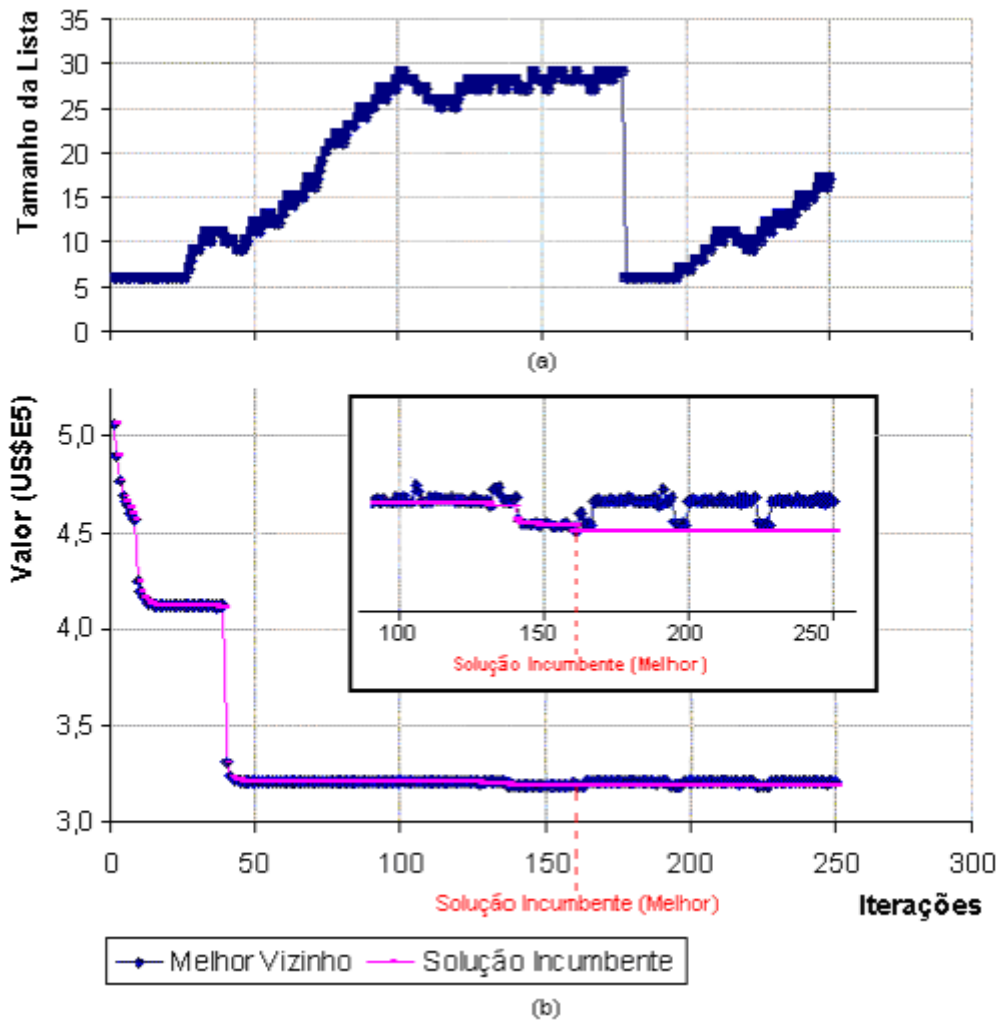


Figura 4.8. Comportamento do Algoritmo *RTS* - (a) Tamanho da Lista Tabu vs. nº. de iterações; (b) Melhor Vizinho vs. Mo. De iterações e Solução Incumbente vs. nº. de iterações.

Teste 2: Planejamento estático multi-objetivo

Nesta condição de teste considera-se o modelo de planejamento estático multi-objetivo e a solução através do algoritmo RTS-MO. O índice de faltas permanentes utilizado na simulação do modelo de alocação de chaves é $\lambda = 0,04$ faltas/Km por ano. Nas Tabelas 4.4 e 4.5 estão indicados os parâmetros adotados para a solução do problema multi-objetivo (custos de chaveamento e de reparo na rede por categoria de consumidores). Na Tabela 4.5 os símbolos CRr , CRc e Cri referem-se, respectivamente aos custos de reparo para consumidores residenciais, comerciais e industriais, e $CCRr$, $CCHc$ e $CCHi$ são os custos de chaveamento para consumidores residenciais, comerciais e industriais, respectivamente.

Na Tabela 4.6 encontram-se os valores de perdas ativas e magnitudes mínima e máxima de tensão do sistema atual em operação. Na Figura 4.9 ilustra-se a configuração do sistema em operação atual, e a Figura 4.10 a topologia obtida para o sistema planejado considerando-se a ligação das novas cargas previstas. Trata-se de uma solução intermediária escolhida dentre as diversas soluções da fronteira de Pareto obtida nas simulações que está ilustrada na Figura 4.11. Os resultados da proposta de planejamento do sistema solução *B*, representada na Figura 4.12, encontram-se nas Tabelas 4.7 e 4.8. A Figura 4.11 ilustra o comportamento do algoritmo *RTS* durante o processo iterativo.

Tabela 4.4. Parâmetros iniciais.

Custos (US\$/Unidade)				
Cabos		kWh	R_f^{\max}	CH
Tipo 1	Tipo 2	0,32	400.000,0	180,0
100,0	200,0			

Tabela 4.5. Custos de chaveamento e de reparo.

Custos (US\$/kWh/ano)					
CRr	CRc	Cri	$CCRr$	$CCHc$	$CCHi$
1,11	4,36	0,95	1,11	3,16	1,26

Tabela 4.6. Dados do sistema atual em operação.

Custos (US\$)		Tensão (kV)	
Perdas	108.039,01	Vmin	13,01
Total	108.039,01	Vmax	13,80

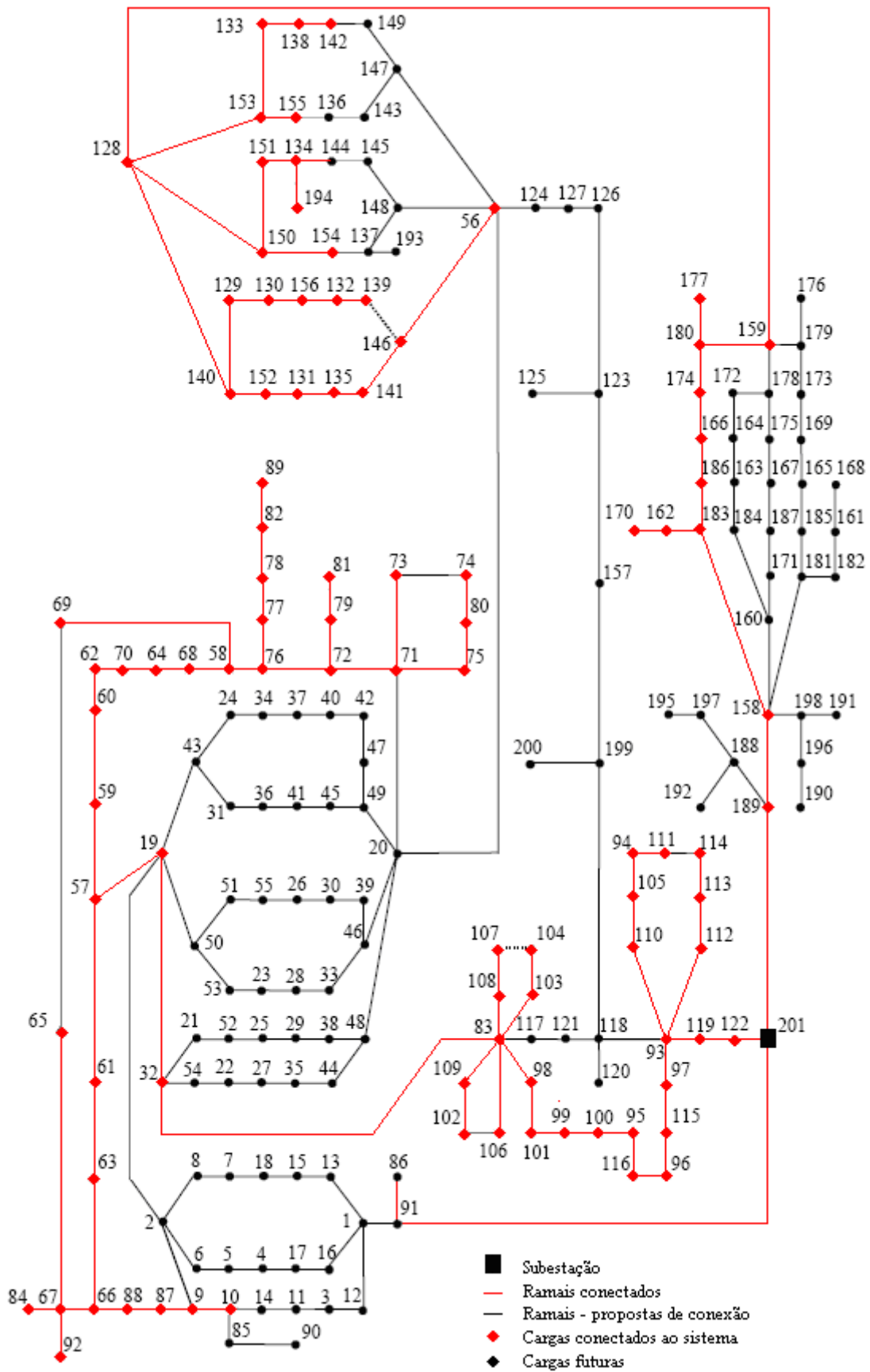


Figura 4.9. Topologia básica da rede - sistema atual em operação.

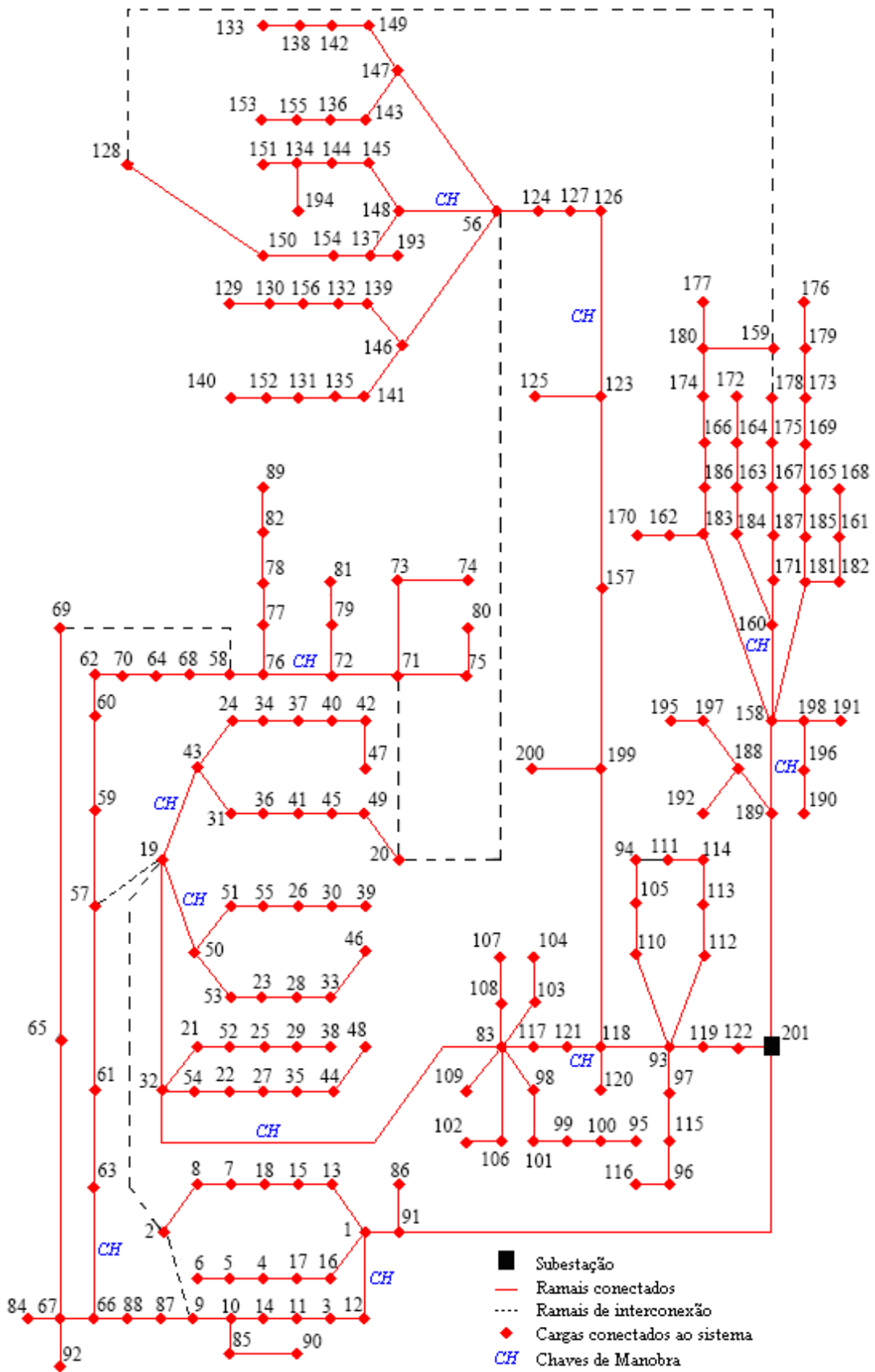


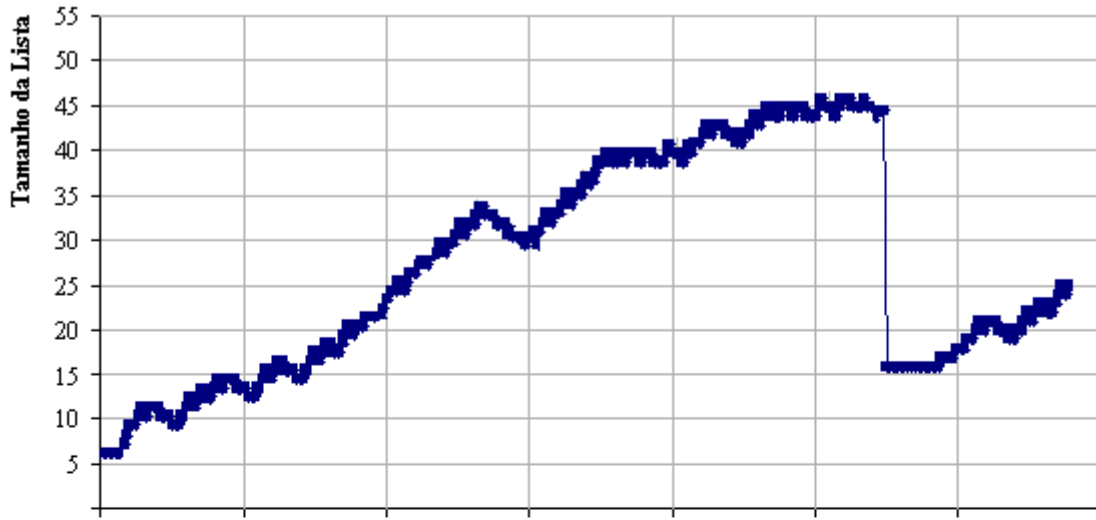
Figura 4.10. Proposta de planejamento dada pela solução B – Nova topologia e alocação de chaves de manobra.

Tabela 4.7. Tipos de cabos selecionados – configuração proposta pela solução B.

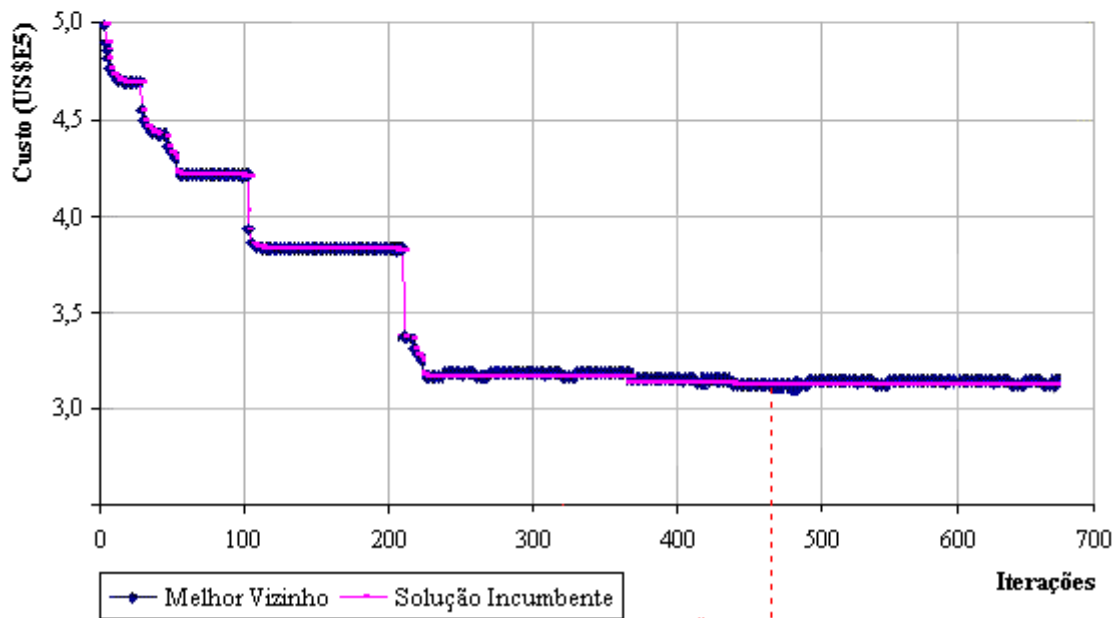
Ramo	Noi	Nof	Cabo	Ramo	Noi	Nof	Cabo	Ramo	Noi	Nof	Cabo	Ramo	Noi	Nof	Cabo
18	201	91	2	35	11	14	2	136	179	176	1	68	28	33	1
184	201	122	2	31	18	7	1	43	87	88	2	83	44	48	1
157	201	189	2	25	4	5	1	71	19	43	2	216	139	132	1
19	91	1	2	209	115	96	1	58	19	50	2	52	141	135	1
20	91	86	1	191	105	94	1	96	21	52	1	219	143	136	1
186	122	119	2	187	113	114	1	84	54	22	1	223	149	142	1
124	189	158	2	199	121	117	2	213	101	99	1	151	145	144	1
158	189	188	1	118	199	157	2	115	127	124	2	163	137	154	1
33	1	12	2	117	199	200	1	44	88	66	2	164	137	193	1
27	1	13	1	128	187	167	1	72	43	24	1	6	57	59	1
21	1	16	1	103	163	164	1	88	43	31	1	76	40	42	1
185	119	93	2	133	166	174	1	59	50	51	1	92	45	49	1
125	158	160	2	137	161	168	1	65	50	53	1	63	30	39	1
113	158	183	2	110	165	169	1	98	52	25	1	69	33	46	1
107	158	181	2	36	14	10	2	85	22	27	1	149	132	156	1
122	158	198	1	28	7	8	1	212	99	100	1	54	135	131	1
161	188	192	1	22	5	6	1	56	124	56	2	222	136	155	1
159	188	197	1	46	96	116	1	14	66	63	2	226	142	138	1
37	12	3	2	188	114	111	1	15	66	67	1	154	144	134	1
32	13	15	1	197	117	83	2	73	24	34	1	165	154	150	1
26	16	17	1	119	157	123	2	89	31	36	1	12	59	60	1
47	93	97	1	130	167	175	1	60	51	55	1	77	42	47	1
193	93	110	1	104	164	172	1	66	53	23	1	87	49	20	1
189	93	112	1	134	174	180	1	97	25	29	1	146	156	130	1
196	93	118	2	111	169	173	1	81	27	35	1	53	131	152	1
126	160	171	2	40	10	9	2	211	100	95	1	221	155	153	1
131	160	184	2	38	10	85	1	49	56	146	1	225	138	133	1
143	183	162	1	29	8	2	1	168	56	147	1	153	134	151	1
169	183	186	1	80	83	32	2	55	56	148	2	155	134	194	1
139	181	182	1	210	83	98	1	16	63	61	2	150	150	128	1
108	181	185	1	201	83	103	1	1	67	65	1	10	60	62	1
120	198	191	1	208	83	106	1	4	67	84	1	147	130	129	1
121	198	196	1	204	83	108	1	5	67	92	1	50	152	140	1
160	197	195	1	205	83	109	1	74	34	37	1	11	62	70	1
34	3	11	2	166	123	125	1	90	36	41	1	7	70	64	1
30	15	18	1	57	123	126	2	61	55	26	1	8	64	68	1
24	17	4	1	129	175	178	1	67	23	28	1	9	68	58	1
48	97	115	1	140	180	159	1	94	29	38	1	183	58	76	1
194	110	105	1	141	180	177	1	82	35	44	1	177	76	72	1
190	112	113	1	112	173	179	1	217	146	139	1	178	76	77	1
195	118	120	1	42	9	87	2	51	146	141	1	175	72	71	1
198	118	121	2	39	85	90	1	220	147	143	1	176	72	79	1
116	118	199	2	79	32	19	2	224	147	149	1	181	77	78	1
127	171	187	1	99	32	21	1	152	148	145	1	102	71	73	1
132	184	163	1	86	32	54	1	162	148	137	1	171	71	75	1
142	162	170	1	214	98	101	1	13	61	57	2	180	79	81	1
170	186	166	1	200	103	104	1	2	65	69	1	179	78	82	1
138	182	161	1	207	106	102	1	75	37	40	1	174	73	74	1
109	185	165	1	203	108	107	1	91	41	45	1	173	75	80	1
123	196	190	1	114	126	127	2	62	26	30	1	182	82	89	1

Tabela 4.8. Custos das soluções A, B e C (Fronteira Ótima de Pareto).

Custos (US\$)								
Solução A		Solução B		Solução C				
Planejamento	CENC	Planejamento	CENC	Planejamento	CENC			
Perdas	348.651,11	9897,50	Perdas	325.769,43	17.511,67	Perdas	295.333,07	26.021,02
Cabos	43.200,00		Cabos	36.200,00		Cabos	28.000,00	
R_{int}	1.164,00		R_{int}	1.164,00		R_{int}	1.164,00	
CH	2.700,00		CH	1.980,00		CH	900,00	
Total	395.715,11		Total	365.113,43		Total	325.397,07	
Perfil de Tensão (kV)								
Vmin =12,88	Vmax=13,80	Vmin=12,92	Vmax=13,80	Vmin=13,12	Vmax=13,80			



(a)



(b)

Figura 4.11. Comportamento do Algoritmo *RTS* para o cálculo do custo de investimentos da solução B – (a) Tamanho da Lista Tabu de acordo com o nº de iterações; (b) Melhor Vizinho e Solução Incumbente de acordo com o nº de iterações.

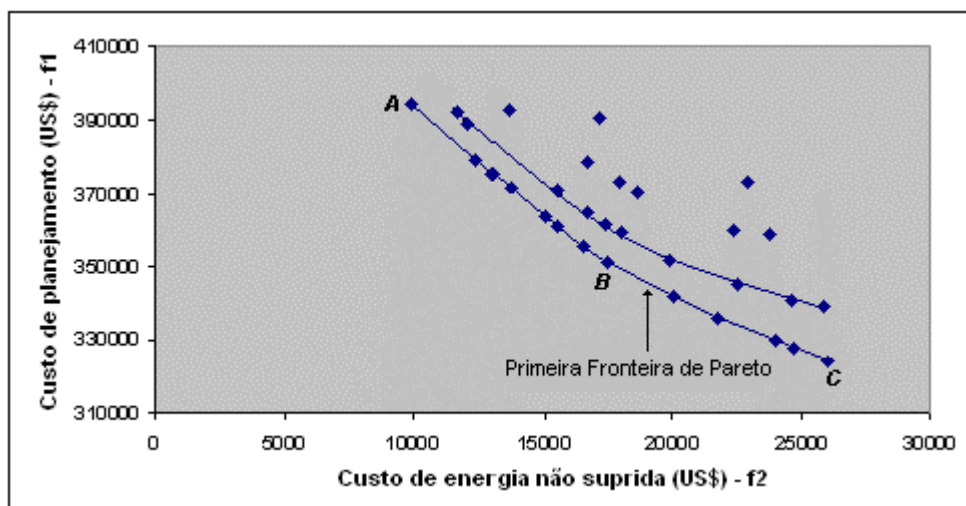


Figura 4.12. Fronteiras de Pareto – conjunto de soluções ótimas de Pareto.

4.3.2. Sistema II

Trata-se de um sistema da literatura (PROENÇA, 1993) constituído por 16 alimentadores existentes e 45 alimentadores potenciais, duas subestações existentes e duas futuras. As chaves de manobras e os ramais de interconexão devem ser previstos para aumentar os índices de confiabilidade da rede. Na Tabela 4.9 mostram-se os parâmetros adotados para a solução do problema multi-objetivo e na Tabela 4.10 os custos de chaveamento e de reparo na rede por categoria de consumidores. O índice de faltas permanentes adotado para todos os alimentadores é $\lambda = 0,04$ faltas/Km por ano. O custo referente à construção de uma nova subestação não é o valor real praticado no setor elétrico, é um valor com uma ordem de grandeza adequada, adotada para testar a metodologia proposta.

Tabela 4.9. Parâmetros iniciais.

<i>Custos (US\$/Unidade)</i>					
Cabos		SE	KWh	R_f^{max}	CH
Tipo 1	Tipo 2	10,000.0	0,113	20.000,0	180,0
90,0	110,0				

Tabela 4.10. Custos de chaveamento e de reparo.

<i>Custos (US\$/kWh/ano)</i>					
CRr	CRc	CRi	CCHr	CCHc	CCHi
1,11	4,36	0,95	1,11	3,16	1,26

Com o modelo de programação multi-objetivo resolvido através do algoritmo *RTS-MO* não se obtém uma única solução, e sim um conjunto de soluções (soluções ótimas de Pareto). Dentre as soluções que pertencem à fronteira de Pareto, a melhor solução a ser adotada para o problema depende de qual objetivo deve ser priorizado durante o planejamento. Na Figura 4.13 ilustra-se a topologia do sistema no caso base com as propostas de roteamento e construção de novas subestações que podem ser adotadas na obtenção da configuração solução para o problema. Na Figura 4.14 ilustra-se a configuração obtida através de técnicas heurística para ser usada como a configuração inicial pelo algoritmo *RTS-MO*.

Na Figura 4.15 representa-se o conjunto de soluções ótimas de Pareto encontrado no planejamento multi-objetivo. Para verificar a eficiência e validade do modelo multi-objetivo em encontrar soluções ótimas de Pareto, analisam-se detalhadamente sob os aspectos técnicos e econômicos as soluções assinaladas com *A*, *B* e *C*, de acordo com a Figura 4.16. Na Figura 4.15 apresenta-se a configuração da solução *B*, que é uma solução na posição intermediária na fronteira de Pareto, onde se contemplam com o mesmo grau de importância os custos de investimentos e os custos de confiabilidade da rede. Nas Tabelas 4.11 e 4.12 apresentam-se os resultados obtidos com as propostas de investimentos, custo operacional, perfil de tensão e custo da confiabilidade para as configurações *A*, *B* e *C* da fronteira de Pareto para a configuração inicial usada pelo algoritmo *RTS-MO*.

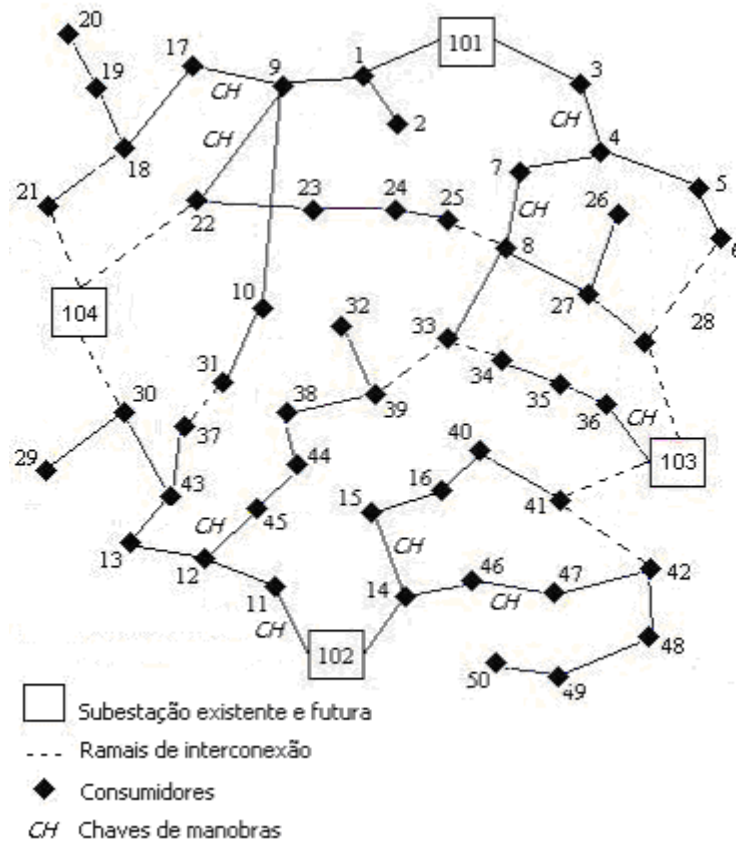


Figura 4.15. Topologia e Alocação de Chaves da Proposta de Solução – solução B.

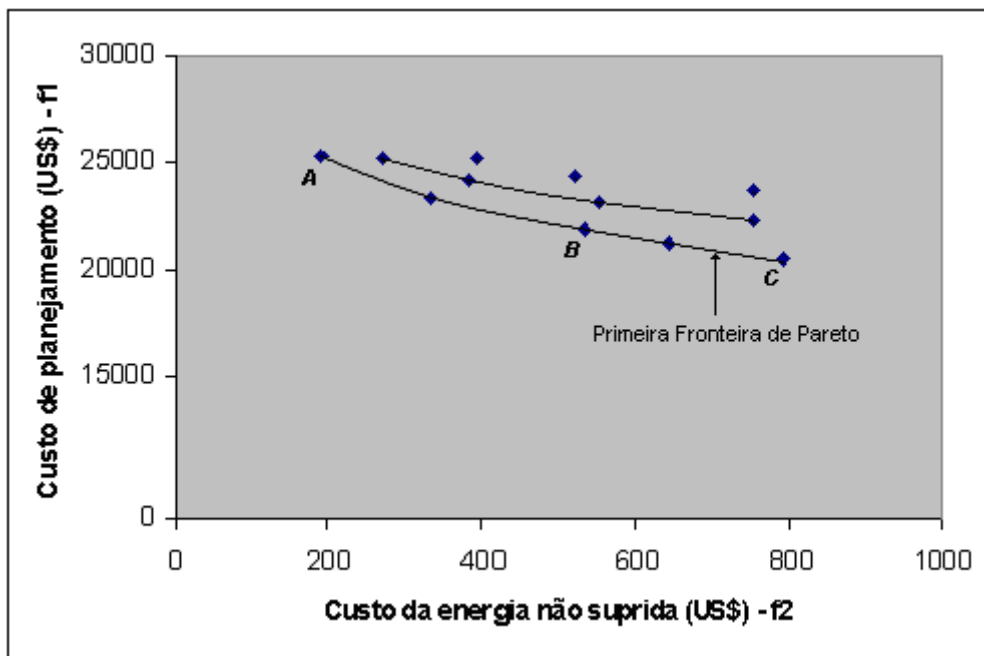


Figura 4.16. Fronteiras de Pareto - Conjunto de soluções ótimas de Pareto.

Tabela 4.11. Custos e perfil de tensão da configuração inicial.

Custos (US\$)		
Planejamento		CENC
Perdas	9.324,61	302,11
Cabos	5.000,00	
SE	20.000,00	
CH	2.520,00	
Total	26.844,61	
Perfil de Tensão (kV)		
Vmin = 13,21		Vmax = 13,80

Tabela 4.12. Custos e perfil de tensão das soluções A, B e C (Fronteira Ótima de Pareto).

Custos (US\$)											
Solução A		CENC	Solução B		CENC	Solução C					
Planejamento			Planejamento			Planejamento	CENC				
Perdas	6.237,68	189,51	Perdas	5.486,41	532,67	Perdas	5.037,68	791,54			
Cabos	6.050,00		Cabos	4.590,00		Cabos	4.400,00				
SE	10.000,00		SE	10.000,00		SE	10.000,00				
R_{int}	367,29		R_{int}	367,29		R_{int}	367,29				
CH	2.700,00		CH	1.800,00		CH	1.080,00				
Total	25354,97		Total	22.243,70		Total	20.884,97				
Perfil de Tensão (kV)											
Vmin = 13,47		Vmax = 13,80		Vmin = 13,31		Vmax = 13,80		Vmin = 13,25		Vmax = 13,80	

4.3.3. Sistema III

O sistema III é o sistema de distribuição cidade de Indiana-SP (SE Indiana - 11,4 kV), sendo composto por dois alimentadores A1 e A2, que atendem consumidores urbanos (residenciais, comerciais e industriais) e rurais. Na Figura 4.17 ilustra-se a topologia desse sistema. Na Tabela 4.13 estão os custos de cabos e perdas utilizados durante o planejamento, assim como os recursos financeiros, fator de potência mínimo e taxas de juros anuais. Na Tabela 4.14 estão representados os dados de cargas que deverão fazer parte do sistema em cada ano do período de planejamento. Na Tabela 4.15 estão os dados de extensão de rede para atender as novas cargas. Na Tabela 4.16 apresentam-se os resultados obtidos das magnitudes máxima e mínima das tensões no sistema em operação atual e para cada ano de planejamento durante o estágio de cinco anos. Na Tabela 4.17 estão os custos dos investimentos e das perdas elétrica obtidos para cada um dos n anos compreendidos no horizonte de planejamento. Na Tabela 4.18 encontram-se os custos destes investimentos atualizados para o ano inicial (Ano T_0). Para a simulação, o sistema foi considerado sendo trifásico equilibrado.

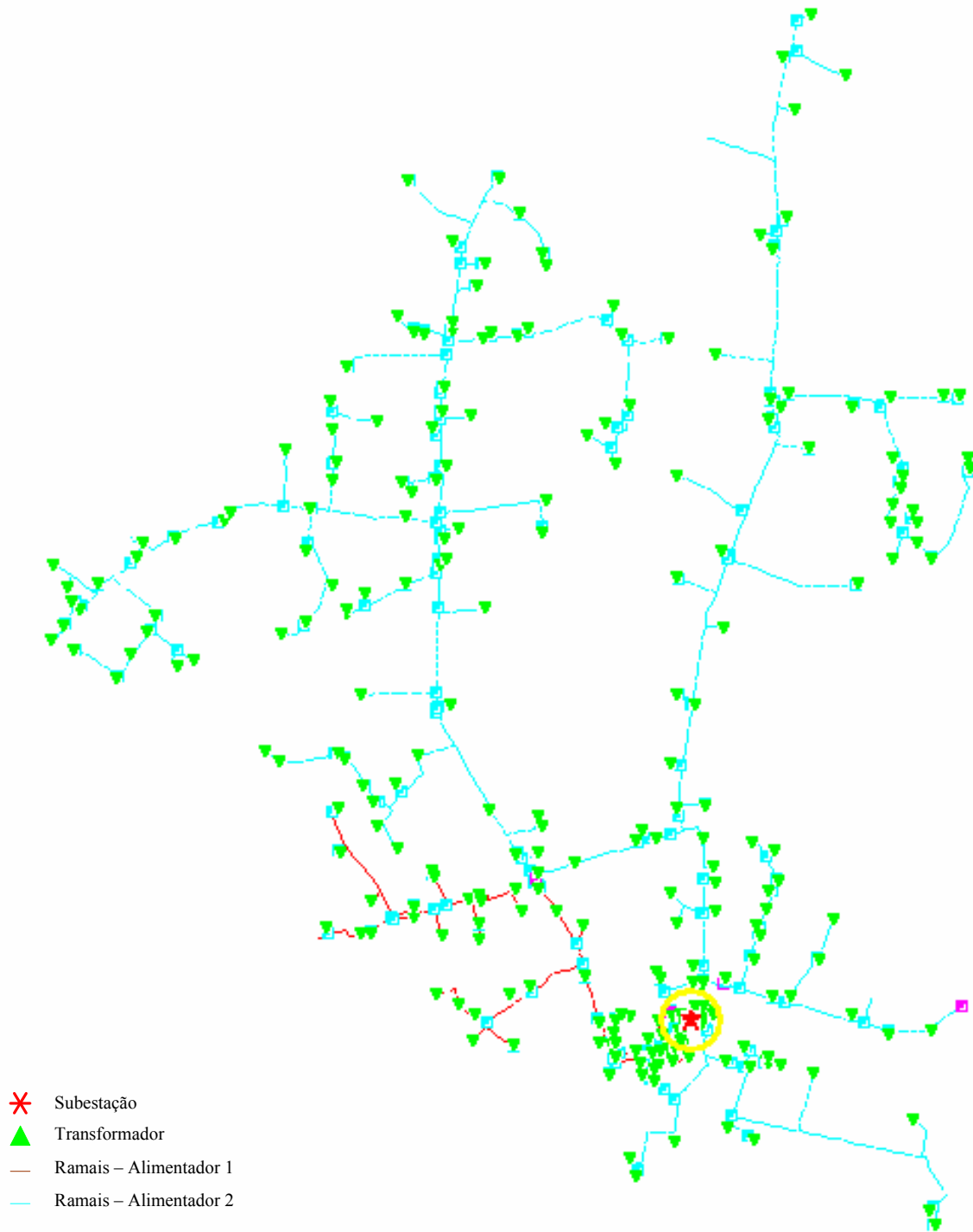


Figura 4.17. Topologia básica do sistema elétrico de MT da cidade de Indiana-SP.

Tabela 4.13. Parâmetros da Simulação.

Cabos		Custo kWh (R\$)	Recurso Financeiro	Fator de Potência	Taxa Anual de Juros
Tipo	Custo Unit. (R\$/m)				
2AA	9,572	0,26	120.000,00	0,92	0,8
4AA	16,280				

Tabela 4.14. Dados de novas cargas para cada ano n do estágio de planejamento.

Alimentador	Ano do Investimento									
	Ano 0		Ano 2		Ano 3		Ano 4		Ano 5	
	Barra	kVA	Barra	kVA	Barra	kVA	Barra	kVA	Barra	kVA
A1	605	55	609	9	612	61	614	70	617	49
	606	32	610	31	613	125	615	22	618	112
	607	21	611	46	---	---	616	13	---	---
	608	19	---	---	---	---	---	---	---	---
A2	1945	44	1948	64	---	---	1951	71	1953	41
	1946	37	1949	17	---	---	1952	25	1954	64
	1947	12	1950	11	---	---	---	---	1955	21

Tabela 4.15. Dados de extensão de rede para conectar as novas cargas.

Ano do Investimento	Alimentador							
	A1				A2			
	Noi	Nof	(m)	Cabo	Noi	Nof	(m)	Cabo
1° ano	36	605	35	2AA	85	1945	36	2AA
	104	606	30,4	2AA	365	1946	38,1	2AA
	153	607	32	2AA	424	1947	32,6	2AA
	570	608	28	2AA	---	---	---	---
2° ano	189	609	41,2	2AA	30	1948	30	2AA
	210	610	39	2AA	598	1949	33	2AA
	443	611	33,7	2AA	944	1950	32,6	2AA
3° ano	16	612	29	2AA	---	---	---	---
	318	613	28,4	2AA	---	---	---	---
4° ano	313	614	33	2AA	941	1951	27,4	4AA
	363	615	36,1	2AA	1594	1952	32	4AA
	601	616	30	2AA	---	---	---	---
5° ano	112	617	28,7	2AA	452	1953	44	4AA
	154	618	31	2AA	479	1954	41,3	4AA
	---	---	---	---	1203	1955	35	4AA

Tabela 4.16. Perfil de tensão dos alimentadores 1 e 2 para cada ano de planejamento.

Alimentador					
A1			A2		
Ano	Vabc (V)		Ano	Vabc (V)	
Atual	Min	10.761,89	Atual	Min	10.493,55
	Max	10.991,29		Max	10.995,15
0	Min	10.726,09	0	Min	10.485,74
	Max	10.990,01		Max	10.994,70
2	Min	10.698,12	2	Min	10.472,49
	Max	10.989,14		Max	10.994,25
3	Min	10.692,52	3	Min	---
	Max	10.987,30		Max	---
4	Min	10.690,75	4	Min	10.453,69
	Max	10.986,26		Max	10.993,78
5	Min	10.688,03	5	Min	10.428,90
	Max	10.984,66		Max	10.993,16

Tabela 4.17. Custo dos investimentos realizados em cada um dos n anos do horizonte de planejamento.

Custos (R\$)	Sistema atual	Ano 0	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Perdas	5.170,152	2.221,66	2.005,33	549,43	1.915,62	2.529,93
Cabos	---	13.027,87	31.248,67	24.529,75	72.700,99	104.883,50
Total	5.170,152	15.249,53	33.254,01	25.079,18	74.616,61	107.413,41

Tabela 4.18. Custos atualizados para o ano 0 dos investimentos no ano n .

Custo (R\$)	Ano 0	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Custo	15.249,53	28.509,95	19.908,67	54.845,44	73.103,76

4.3.4. Análise dos Resultados

A técnica *RTS* adotada é uma técnica simples em que o mecanismo reativo através da exploração baseada numa estrutura de memória de curto prazo e de escape, por sua vez, substitui as técnicas avançadas de Tabu Search intensificando ou diversificando o processo em busca das soluções de boa qualidade. De acordo com os testes 1 e 2 realizados para o sistema I, as soluções encontradas ilustram o comportamento da convergência do algoritmo *RTS* de acordo com a evolução do tamanho da lista tabu durante o processo iterativo. Neste caso, o Algoritmo *RTS* convergiu para solução que apresenta configuração com um perfil adequado de tensão para as cargas e custos reduzidos. As decisões dos investimentos adotados no sistema referem-se à construção de novas subestações e alimentadores (instalação de condutores), troca dos mesmos em alguns trechos da rede (recondutoramento) e a instalação de chaves de manobras, além da análise de perdas do sistema.

Para o teste 2 com o sistema I e os testes com o sistema II, onde se busca avaliar a eficiência do algoritmo *RTS-MO*, verifica-se claramente nas fronteiras de Pareto obtidas a natureza conflitante das funções objetivos envolvidas no modelo. De acordo com estas propostas de solução, o planejador (“decision maker”) pode tomar as decisões de planejamento. Desta forma podem ser selecionadas propostas com valores de função que priorizem altos investimentos na rede com a instalação de mais chaves *CH* permitindo uma estratégia maior de operação de modo a estabelecer o serviço de fornecimento de energia para os consumidores prejudicados caso ocorra uma falta permanente no sistema, tendo assim um baixo custo de energia não suprida. Por outro lado podem ser selecionadas soluções que priorizem propostas de planejamento com baixos valores de investimentos na rede com a instalação de poucas chaves *CH* permitindo uma estratégia reduzida de manobras, e conseqüentemente obtendo um custo de energia não suprida maior devido aos consumidores que ficarão desligados no caso de uma contingência. Uma solução intermediária dentre as soluções encontradas na fronteira de Pareto pode ser selecionada visando contemplar a minimização simultânea dos objetivos envolvidos. Neste caso, consegue-se um sistema planejado que opere dentro dos padrões técnicos com uma estratégia otimizada de operação e índice de confiabilidade aceitável, com investimentos reduzidos.

Na Tabela 4.19 ilustra-se a comparação entre os planejamentos mono e multi-objetivos, utilizando algoritmo *RTS* e *RTS-MO*, respectivamente.

Tabela 4.19. Comparação entre os planejamentos mono e multi-objetivo.

	Teste 1 Solução mono-objetivo	Teste 2 (solução B) Solução multi-objetivo
Custos (US\$)	Planejamento (<i>F1</i>)	Planejamento (<i>F1</i>)
	- Perdas = 294.207,20 - Cabos = 30.042,21 - R_{int} = não possui - CH = não possui	- Perdas = 325.769,43 - Cabos = 36.200,00 - R_{int} = 1.164,00 - CH = 1.980,00
	Confiabilidade (<i>F2</i>)	Confiabilidade (<i>F2</i>)
	Não possui	Energia não suprida = 17.511,67
Perfil de tensão (kV)	V_{min} = 13,01 V_{max} = 13,80	V_{min} = 12,92 V_{max} = 13,80
Tempo Computacional (min)	1,1	32,2

Para o sistema III, pode-se verificar a eficiência da ferramenta computacional em resolver problemas de planejamento multi-estágios, além de ser capaz de trabalhar com sistemas reais de médio e grande porte. O método utilizado para atualizar os investimentos futuros para um valor atual se faz importante para análise atual das diversas opções de investimento e conseqüentemente na tomada de decisões de curto, médio e longo prazos.

Os tempos computacionais das simulações não são proibitivos para ambos os modelos de planejamento, de acordo com os sistemas adotados para os testes. Para o planejamento estático multi-objetivo o tempo computacional de simulação é maior devido ao problema de alocação de chaves de manobras no sistema, exigindo um esforço computacional maior. Sendo, o tempo computacional de simulação para sistema II de 21,6 min (planejamento estático multi-objetivo) e para o sistema III de 1,43 min (planejamento multi-estágios mono-objetivo).

4.4. Conclusões

Neste capítulo o planejamento multi-objetivo de redes primárias de distribuição foi formulado como um *PNLIM*, incorporando-se a este modelo as restrições elétricas que devem ser atendidas durante o planejamento de sistemas reais. 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 multi-objetivo, e que utiliza um esquema reativo na formação da *LT* e conceitos de fronteira ótima de Pareto, juntamente com o algoritmo *AG* apresentou um desempenho muito bom na solução do problema. A limitação desta metodologia está na sua aplicação para resolver problemas de planejamento de sistemas de grande porte em que o *AG* necessita de grande capacidade de memória e tempo de processamento. 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 multi-estágios é muito importante para as empresas do setor elétrico, devido o crescimento vegetativo e dos investimentos que devem ser realizados na expansão do sistema por conta deste crescimento. Neste caso, pode-se comparar diversas alternativas de planejamento e adotar a que for mais conveniente para o momento.

4.5. Referências

GÖNNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. New York: McGraw-Hill, 1986. 752p.

BAZAN, L. F. A. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmo busca tabu**. 2003. 122f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual, Ilha Solteira, 2003.

BAYKASOGLU, A.; OWEN, S.; GINDY, N. A taboo search based approach to find the pareto optimal set in multiple objective optimization. **Overseas Publishers Association**, Nottingham, v.31, n.6, p.731-748, 1999.

BERNAL AGUSTÍN, J. L.; RAMIREZ ROSADO, I. J. Genetic algorithm applied to the design of large power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.13, n.2, p.696-703, 1998.

PONNAVAIKKO, M.; RAO, P. Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.2, n.4, p.1157-1163, 1987.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. **Electric Power Systems Research**, New York, v.69, n.1, p.77-84, 2004.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution system. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.4, n.1, p.725-734, 1989.

GLOVER, F. **Tabu search fundamentals and uses**. Bolder: University of Colorado, 1995. 85p.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.12, n.2, p.718-723, 1997.

PROENÇA, L. B. **Algoritmos genéticos no planejamento da expansão de distribuição de energia elétrica**. 1993. 170f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Portugal, 1993.

5. Planejamento e Projeto de Circuitos Secundários (BT)

Neste capítulo o problema de planejamento e projetos de circuitos secundários é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (*PNLIM*). Na função objetivo consideram-se os custos nos investimentos devido às trocas e instalações de cabos dos circuitos secundários, instalação dos cabos e estruturas primárias necessárias no circuito primário para fazer a conexão entre a rede de média tensão e o sistema secundário, instalação de postes, instalação de estruturas dos circuitos secundários, posicionamento, capacidade e quantidade dos transformadores e balanceamento das cargas entre as fases, além dos custos de operação relacionados com as perdas elétricas. As restrições são: o atendimento das demandas de potências ativas e reativas, manter o perfil da magnitude das tensões dentro de limites preestabelecidos, manter os limites de operação dentro dos limites das capacidade física dos transformadores e alimentadores, além de limitações de recursos financeiros para novos investimentos (GÖNEN, 1986). A especificação das estruturas alocadas na rede é efetuada através do cálculo de esforços mecânicos nestas estruturas em função das bitolas dos cabos especificados através dos cálculos elétricos efetuados durante a fase de planejamento. O estado da rede para avaliar cada proposta de solução é obtido via um programa de cálculo de fluxo de potência trifásico a quatro fios (CIRIC; FELTRIN; OCHOA, 2003), para um sistema de circuitos secundários de distribuição com n circuitos radiais ou fracamente malhados.

Para solução do *PNLIM* resultante da formulação do problema de planejamento e projeto de circuitos secundários é proposto um algoritmo tabu search (*TS*) (GLOVER, 1995), que utiliza uma estrutura de vizinhança que possibilita estudos de planejamento e projetos, tanto para redes radiais como para redes fracamente malhadas, com vistas a encontrar configurações otimizadas de boa qualidade sob os aspectos técnicos e econômicos. Apresentam-se os resultados obtidos

consumidores impostas para a solução problema, cálculos mecânicos e definição de estruturas, além do fluxo de potência trifásico a quatro fios utilizado para a avaliação das configurações candidatas à solução do problema.

5.1.1. Modelo Matemático

Matematicamente, o *PNLIM* do problema de planejamento e projetos de circuitos secundários de distribuição, pode ser formulado como:

$$W = \sum_{u \in NC} \left[\begin{aligned} & \sum_{k \in C} \sum_{ij \in L^u} \left[CFCS_k^u + C_{kWh} \cdot T \cdot R_{ij_{abcn}}^u \cdot \left| I_{ij_{abcn}}^u \right|^2 y_{k,ij} \right] \\ & + \sum_{ij \in L^u} \left[CFR_k^u + C_{kWh} \cdot T \cdot R_{ij_{abcn}}^u \cdot \left| I_{ij_{abcn}}^u \right|^2 \cdot \left(1 - \sum_{k \in C} y_{k,ij} \right) \right] \\ & + \sum_{k \in N} CFT_k^u \cdot ti + \sum_{k \in P^u} CFB_k^u \cdot pi + \sum_{k \in S} CFEP_k^u \cdot gi \\ & + \sum_{k \in M} CFES_k^u \cdot hi + \sum_{k \in R} CFCP_k^u \cdot fi \end{aligned} \right] \quad (5.1)$$

Sujeito a:

$$Z^u(P_{D_{i_{abc}}}^u, Q_{D_{i_{abc}}}^u, V_{i_{abcn}}^u, \theta_{i_{abcn}}^u) = 0 \quad (5.2)$$

$$V_{u,i_{abcn}}^{\min} \leq V_{u,i_{abcn}}^{Cal} \leq V_{u,i_{abcn}}^{\max} \quad (5.3)$$

$$\left| f_{ij_{abcn}}^u \right| \leq \bar{f}_{ij_{abcn}}^u \quad (5.4)$$

$$\sum_{i \in NB^u} P_{u,i_{abc}}^C + \sum_{ij \in L^u} P_{u,ij_{abcn}}^{LP} \leq \sum_{i \in Nt} P_{u,i_{abc}}^T \quad (5.5)$$

$$\sum_{i \in NB^u} Q_{u,i_{abc}}^C + \sum_{ij \in L^u} Q_{u,ij_{abcn}}^{LP} \leq \sum_{i \in Nt} Q_{u,i_{abc}}^T \quad (5.6)$$

$$RF \leq RF_{\max} \quad (5.7)$$

$$\sum_{k \in C} y_{k,ij} \leq 1, \forall ij \in L \quad (5.8)$$

Em que:

- W : Função objetivo;
- T : Número de horas compreendido no período de um ano de planejamento (8760 horas);
- C_{kWh} : Custo do kWh em US\$;
- NC : Conjunto formado pelos circuitos do sistema secundário:
 $NC = \{u_1, u_2, \dots, u_k, \dots, u_u\}$;
- u_k : k -ésimo circuito do sistema secundário;

C	: Conjunto formado pelos tipos de cabos disponíveis para planejamento e projeto de sistemas secundários;
L^u	: Conjunto de ramos existentes no circuito u ;
N	: Conjunto que representa os possíveis locais para a instalação dos transformadores no sistema secundário;
P_i^u	: Conjunto que representa as posições das cargas nas fases abc em cada barra i do circuito u ;
S	: Conjunto dos tipos de estruturas disponíveis para alocar no sistema secundário;
M	: Conjunto representando os tipos de estruturas do sistema primário;
U	: Conjunto dos tipos de cabos que podem ser instalado nos ramais do sistema primário;
$CFCS_k^u$: Custo fixo do condutor a ser instalado em um novo ramo do circuito u ;
CFR_k^u	: Custo fixo da troca de cabos para cada circuito u ;
CFT_k^u	: Custo fixo do transformador (troca de posição e capacidade) do circuito u ;
CFB_k^u	: Custo fixo do balanceamento das cargas entre as fases dos consumidores do circuito u ;
$CFEP_k^u$: Custo fixo da estrutura da rede primária existente no circuito u ;
$CFES_k^u$: Custo fixo da estrutura secundária do circuito u ;
$CFCP_k^u$: Custo fixo do condutor da rede primária existente no circuito u ;
$y_{k,ij}$: Variável de decisão para a troca (1) ou não (0) de cabo no ramo ij do sistema secundário;
ti	: Variável de decisão para mudança (1) ou não (0) transformador de posição nos circuitos do sistema secundário;
pi	: Variável de decisão para o balanceamento (1) ou não (0) de carga entre as fases do consumidor no sistema secundário;
gi	: Variável de decisão para a instalação (1) ou não (0) da estrutura primária;
hi	: Variável de decisão para a instalação (1) ou não (0) da estrutura secundária;
\tilde{f}^u	: Variável de decisão para a instalação (1) ou não do condutor da rede primária;
R_{ijabc}^u	: Resistência dos condutores no ramo ij nas fases abc e neutro nos ramais do circuito u ;
X_{ijabc}^u	: Reatância dos condutores no ramo ij nas fases abc e neutro nos ramais do circuito u ;
I_{ijabc}^u	: Corrente no ramo ij nas fases abc e neutro do circuito u ;
Z^u	: Equações do fluxo de potência para cada circuito u ;
$P_{D_{abc}}^u, Q_{D_{abc}}^u$: Demandas de potência ativa e reativa nas fases abc da barra i do circuito u ;
$V_{iabc}^u, \theta_{iabc}^u$: Magnitude de tensão e ângulo nas fases abc e neutro na barra i do circuito u ;
$V_{u,iabc}^{\min}, V_{u,iabc}^{\max}$: Limite da magnitude de tensão na barra i (máxima e mínima) do circuito u ;
$V_{u,iabc}^{cal}$: Tensão calculada no nó i , nas fases abc e neutro do circuito u ;
f_{ijabc}^u	: Fluxo de corrente no ramo ij nas fases abc e neutro do circuito u ;

$\overline{f}_{ij_{abcn}}^u$:	Máximo fluxo de corrente permitido no ramo ij nas fases abc e neutro do circuito u ;
Nt	:	Conjunto formado pelos tipos de transformadores;
NB^u	:	Conjunto formado pelas barras do circuito u ;
$P_{u,i_{abc}}^C, Q_{u,i_{abc}}^C$:	Potências ativa e reativa consumidas na barra i do circuito u ;
$P_{u,ij_{abcn}}^{LP}, Q_{u,ij_{abcn}}^{LP}$:	Perdas ativa e reativa no ramo ij das fases abc e neutro do circuito u ;
$P_{u,i_{abc}}^T, Q_{u,i_{abc}}^T$:	Potências ativa e reativa do transformador instalado na barra i do circuito u ;
RF	:	Recurso financeiro disponível para ser investido no planejamento e projeto de circuitos secundários;
RF_{\max}	:	Máximo recurso financeiro disponível para investimentos nos circuitos secundários;

Neste modelo matemático tem-se:

Função objetivo (equação 5.1): Envolve os custos fixos e variáveis dos elementos que compõem o sistema de distribuição (circuito BT) tanto na fase de projeto, quanto na operação e expansão durante o período de planejamento. A solução otimizada refere-se ao menor custo calculado para uma dada configuração da rede. Os custos fixos representam os investimentos na instalação de novos elementos (estruturas, postes, cabos, transformadores abaixadores, etc) no sistema. Os custos variáveis representam as perdas de potência nos circuitos para um condição de operação de carga média.

Restrições de fluxo de potência (equação 5.2): Este conjunto de restrições representado de forma compacta consiste em uma ferramenta matemática que permite a implementação de programas computacionais para análise de redes de distribuição. Com a solução deste conjunto de equações obtém-se diretamente o estado da rede em que as leis de Kirchhoff (lei das correntes e das tensões) asseguram o balanço de demanda para cada nó do circuito, fazendo com que o somatório do fluxo líquido de potência seja nulo em cada uma das barras (Capítulo 2 – seção 6).

Restrições de limites de queda de tensão (equação 5.3): Estas restrições impõem que o perfil de tensão para cada nó do circuito seja mantido dentro de limites preestabelecidos. Manter o perfil de tensão nas barras do sistema é de grande importância para a qualidade do serviço e conseqüentemente um aspecto importante a considerar na fase de projeto, no planejamento e na operação dos sistemas de distribuição.

Restrições do máximo fluxo de potência nos alimentadores (equação 5.4): Este conjunto de restrições permite estabelecer os limites da capacidade térmica dos alimentadores (existentes ou futuros), durante o período projeto e/ou planejamento. Esse máximo fluxo de potência chama-se intensidade máxima admissível e está associada à intensidade de corrente que circula pelos alimentadores sem que produza qualquer anomalia nos mesmos.

Restrições da capacidade de operação dos transformadores (equações 5.5 e 5.6):

Estas restrições asseguram que a capacidade nominal dos transformadores seja suficiente para atender a demanda durante o período de projeto e/ou planejamento. Os termos $P_{ij_{abcn}}^L$ e $Q_{ij_{abcn}}^L$ são dados pelas seguintes equações:

$$P_{ij_{abcn}}^L = R_{ij_{abcn}} \cdot |I_{ij_{abcn}}|^2 \quad (5.9)$$

$$Q_{ij_{abcn}}^L = X_{ij_{abcn}} \cdot |I_{ij_{abcn}}|^2 \quad (5.10)$$

Em que:

- $P_{u,i_{abc}}^C, Q_{u,i_{abc}}^C$: Potências ativa e reativa consumidas na barra i do circuito u ;
- $P_{u,ij_{abcn}}^{LP}, Q_{u,ij_{abcn}}^{LP}$: Perdas ativa e reativa no ramo ij das fases abc e neutro do circuito u ;
- $P_{u,i_{abc}}^T, Q_{u,i_{abc}}^T$: Potências ativa e reativa do transformador instalado na barra i do circuito u .

Restrição financeira (equação 5.7): Esta restrição assegura que a solução otimizada de boa qualidade encontrada na fase de projeto e/ou planejamento de circuitos secundários esteja dentro dos recursos financeiros disponíveis a serem utilizados.

Recondutoramento dos ramais (equação 5.8): Esta equação estabelece que apenas um tipo de cabo pode ser escolhido para ser instalado ou trocado num possível recondutoramento nos ramais do circuito.

5.1.2. Cálculos Mecânicos e Definição das Estruturas

Os tipos de estruturas que devem ser especificadas e alocadas durante a fase de projeto de redes aéreas de distribuição, são obtidos de acordo com critérios físicos e mecânicos que só podem ser aplicados após os cálculos do fluxo de potência. Os cálculos mecânicos são efetuados em função dos tipos de cabos que são determinados através de cálculos elétricos (fluxo de potência) para os cenários de operação da rede e as características físicas nominais dos postes que devem sustentar os esforços mecânicos solicitados pelos cabos da rede primária, sistema secundário e rede telefônica. Adicionalmente, para efetuar os cálculos mecânicos que definem os tipos de estruturas é necessário que sejam verificadas as seguintes condições físicas e operacionais do sistema secundário sob estudo:

- Dados geométricos e topológicos do sistema: Calcular os ângulos entre as referências horizontais e verticais formados pelos condutores que estão engastados em um mesmo poste k (Figura 5.1). Este ângulo é calculado tendo como referência o plano xy em relação ao solo. O eixo x é referenciado com relação ao eixo de simetria da

linha, na direção de um ramo conectado ao poste sob análise. Os dados geométricos para a rede primária são obtidos em função de sua topologia, e não são necessariamente iguais aos da rede secundária para um determinado poste k (Figura 5.2(b) e 4.2(c));

- Derivação de rede: derivação de um ramal $n+2$ a partir de outro ramal existente n num mesmo poste k do circuito (Figura 5.2(c));
- Identificar os cabos da rede secundária e primária (se existir) de cada ramo conectado à barra k : mudança de bitola do condutor primário e/ou secundário (recondutoramento);
- Final de linha: fim de um ramal n do circuito u (Figura 5.2(a));
- Comprimento nominal dos postes que tem influência nos cálculos e deverão suportar os esforços mecânicos devido a cabos da rede primária, secundária e telefônica (Figura 5.1);
- Estruturas de ancoragem: estruturas que servem de ancoragem no final da seção de um ramal do circuito ou apenas para dar continuidade ao ramal.

Os cálculos mecânicos que definem os tipos de estruturas utilizadas no projeto em redes aéreas de distribuição podem ser escritos matematicamente por:

$$F_{R_i}^u = F_{P_i}^u + \left(\frac{F_{S_i}^u \times H_{S_i}^u}{H_{i_{useful}}^u} \right) + \left(\frac{F_{T_i}^u \times H_{T_i}^u}{H_{i_{useful}}^u} \right) \quad (5.11)$$

Sendo:

$$H_{i_{useful}}^u = L_i^u - E_i^u - 0.20 \quad (5.12)$$

$$E_i^u = 0.10 \times L_i^u + 0.60 \quad (5.13)$$

Em que:

- $F_{R_i}^u$: Força resultante parcial devido ao esforço mecânico na barra i do circuito u ;
- $F_{P_i}^u$: Força de tração dos cabos da rede primária na barra i do circuito u ;
- $F_{S_i}^u$: Força de tração dos cabos do circuito secundário na barra i do circuito u ;
- $H_{S_i}^u$: Altura média de instalação do circuito u da rede secundária;
- $F_{T_i}^u$: Força de tração dos cabos da rede telefônica na barra i do circuito u ;
- $H_{T_i}^u$: Altura média de instalação da rede telefônica na barra i do circuito u ;
- $H_{i_{useful}}^u$: Altura útil do poste i do circuito u ;
- L_i^u : Engastamento do poste i do circuito u ;

E_i^u : Altura nominal do poste i do circuito u ;

A equação 5.11 refere-se ao cálculo do esforço parcial que cada ramo exerce sobre o poste em função do tipo de condutor e topologia da rede considerando que as forças estão em um mesmo sentido e/ou num mesmo plano. A equação 5.12 representa o cálculo da altura útil do poste, sendo 0,20 m a distância da rede primária ao topo do poste. A equação 5.13 indica o cálculo do engastamento do poste, considerando 10% do seu comprimento nominal mais 0,60 metros de profundidade no solo.

Os esforços mecânicos que os condutores exercem sobre o poste, podem ser calculados a partir das seguintes equações:

$$F_{X_k}^u = F_{R_i}^u \cdot \cos(\theta_i) + \dots + F_{R_m}^u \cdot \cos(\theta_m) \quad (5.14)$$

$$F_{Y_k}^u = F_{R_i}^u \cdot \sin(\theta_i) + \dots + F_{R_m}^u \cdot \sin(\theta_m) \quad (5.15)$$

$$F_k^u = \sqrt{(F_{X_j}^u)^2 + (F_{Y_j}^u)^2} \quad (5.16)$$

$$\theta = \arccos\left(\frac{d}{e}\right)$$

Em que:

$F_{X_k}^u$: Esforço mecânico resultante no poste k do circuito u , na direção x ;

$F_{Y_k}^u$: Esforço mecânico resultante no poste k do circuito u , na direção y ;

F_k^u : Esforço mecânico na barra j do circuito k ;

As equações 5.14 e 5.15 representam os esforços resultantes da projeção nos eixos x e y , respectivamente das forças de tração devido aos condutores do poste k . A equação 5.16 indica o esforço mecânico total resultante no poste k .

Na Figura 5.1 representa-se um poste com os pontos de sustentação dos cabos da rede primária e sistema secundário de distribuição, e da rede telefônica.

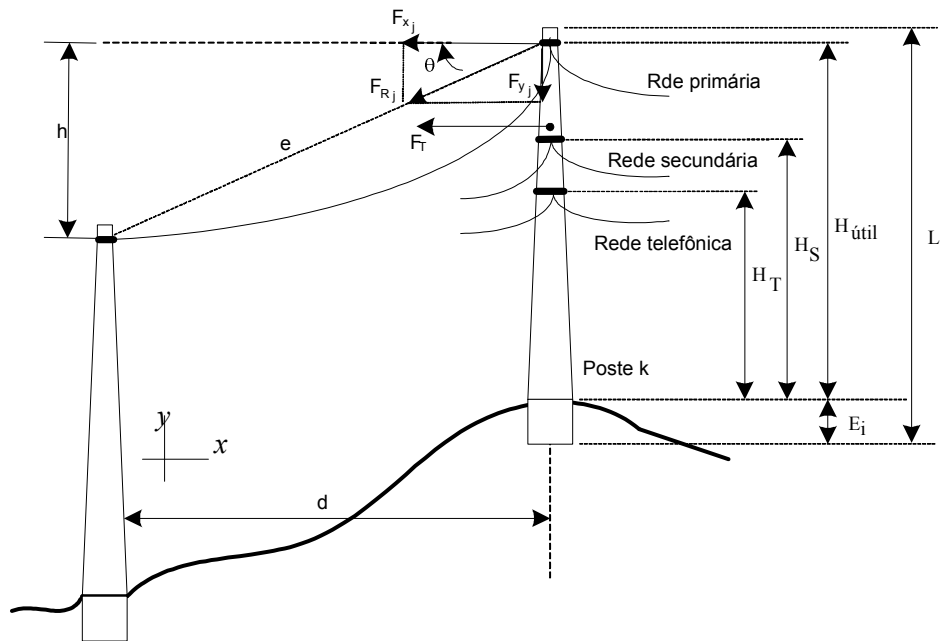


Figura 5.1. Rede aérea de distribuição.

Na Figura 5.2 ilustram-se as possíveis configurações geométricas dos condutores para um circuito u , em relação ao poste para um sistema aéreo de distribuição de energia elétrica.

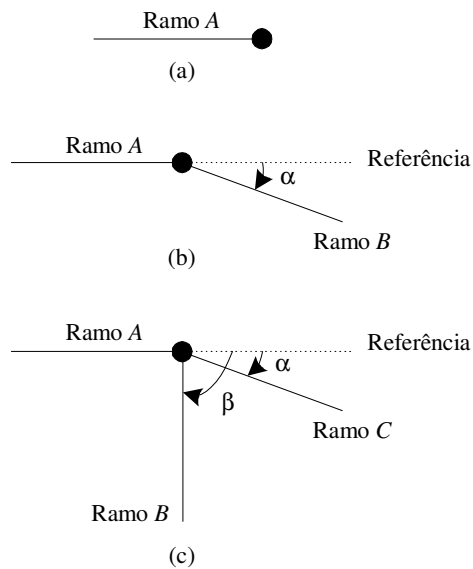


Figura 5.2. Configurações geométricas dos cabos em relação ao poste.

- No esquema de configurações geométricas ilustrado pela Figura 5.2, tem-se:
- Em (a), um poste representando o fim do ramal de um circuito secundário;
 - No caso (b), um poste no meio do circuito u , sem derivação de circuitos;
 - No caso (c), um poste no meio do circuito u , porém com derivação de circuito;

- Para os casos (b) e (c) existe a possibilidade de haver condutor de bitolas diferentes entre os ramais. Neste caso, a bitola do cabo do ramal n pode ser diferente da bitola do cabo do ramal $n+1$ e/ou diferente da bitola do cabo do ramo $n+2$.

Nas Tabelas 5.1 e 5.2 exemplificam-se alguns tipos de estruturas básicas para as redes secundária e primária, respectivamente, que podem ser especificadas no projeto.

Tabela 5.1. Estruturas básicas de um circuito secundário.

Código	Descrição	Código	Descrição
1	S21D	6	S2
2	S21DA	7	2S21C
3	2S2F	8	2S2DTO
4	2S2A	9	S21C
5	S32-S2	---	---

Tabela 5.2. Estruturas básicas de uma rede primária.

Código	Descrição	Código	Descrição
10	CE1-1	17	CESHN3-1
11	CE1A-1	18	CECC-1
12	CE2-1	19	CECECC-1
13	CE3-1	20	N3CECC-1
14	CE4-1	21	CEATT-1
15	CE3CE3-1	22	CE1TR-1
16	CE3C-1	23	CE3TR-1

Segundo orientação da (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS-ABNT, 1998), devem ser considerados para especificação dos postes os esforços nominais que os mesmos estão submetidos aplicados a 10 cm do topo. No entanto, de acordo com os padrões técnicos das concessionárias de energia elétrica, devido à montagem das estruturas, os esforços são aplicados a 20 cm do topo. Deve-se então referenciar todas as forças aplicadas ao poste para este ponto a fim de determinar o esforço total, dimensionando-o segundo as capacidades padronizadas conforme Tabela 5.1 (COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ-CPFL, 2004). Este método é chamado de “*método de transferência de esforços a 20cm do topo*” (CPFL, 2005, p.5).

Na Figura 5.3 ilustra-se o algoritmo proposto para a determinação do tipo de poste a ser instalado no sistema de distribuição aéreo.

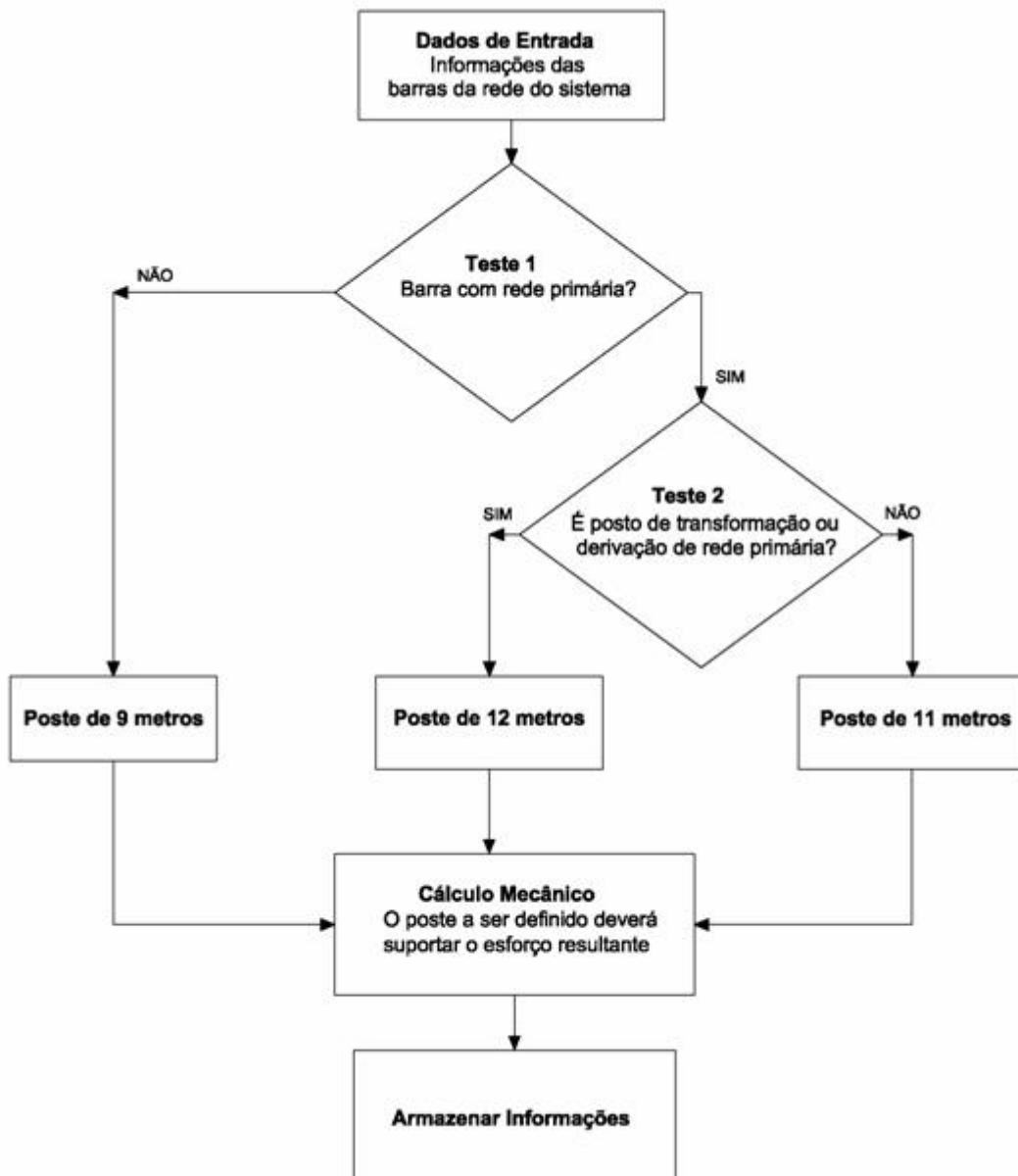


Figura 5.3. Algoritmo proposto para determinação do tipo de postes.

5.2. Técnica de Solução

Nesta seção é apresentado o algoritmo *TS* dedicado à solução do problema de planejamento e projetos de circuitos secundários de distribuição de energia elétrica: configuração inicial, sistema de codificação, vizinhança do *TS*, lista tabu, critério de aspiração e critério de parada, capaz de explorar o problema com vistas a obter eficiência e buscar adequadamente as possíveis soluções.

5.2.1. Configuração Inicial

Para gerar a configuração inicial para o algoritmo de busca tabu é utilizada uma heurística construtiva que consiste basicamente em criar as conexões do circuito secundário através da adição sucessiva de ramais de circuitos (BAZAN, 2003). Os circuitos secundários são derivados da rede primária, e a especificação e localização das estruturas de sustentação dos postes dos circuitos secundários depende das condições físicas e operacionais existentes e da posição geográfica entre o circuito secundário sob análise e a rede primária existente. A cada carga ou bloco de cargas adicionado ao circuito verificam-se os seguintes critérios físicos e operacionais: magnitude mínima de tensão nas barras, corrente máxima admissível no condutor e radialidade do sistema. A heurística adotada para gerar cada configuração inicial é constituída dos seguintes passos:

- i.* Construir um circuito secundário:
 - a. Identificar através da proximidade geométrica e com base no estudo de carregamento dos circuitos primários mais próximos do sistema secundário sob estudo os locais mais adequados para alocar o transformador de média para baixa tensão.
 - b. Escolher para atender a demanda do circuito o transformador de menor potência nominal dentre os existentes para serem instalados. Os menores valores de potência nominal para os transformadores permitem operar os sistemas elétricos, com fator de potência adequado e menores valores de perdas técnicas tanto nas condições de cargas pesadas como leves;
 - c. Dentre os possíveis locais candidatos a alocar transformadores determinar a posição (poste) onde será alocado o transformador no circuito. Este ponto deve ser de fácil acesso para ligação do sistema secundário sob análise à rede primária de distribuição. Outro critério adotado para escolha dos locais para alocar transformadores é alocá-los próximos às cargas de potência maiores e ou prioritárias.
- ii.* Escolher um nó com carga que ainda não está sendo alimentado e adicioná-lo ao circuito;
- iii.* Verificar a capacidade de operação do transformador:
 - a. Se atingir a capacidade de operação do transformador, retirar o nó analisado do circuito e voltar ao passo *i*;
 - b. Caso contrário, ir para o passo *iv*.
- iv.* Verificar o critério de radialidade do circuito:

- a. Se o circuito não for radial, retirar o nó analisado do circuito e voltar ao passo *ii*;
- b. Se o circuito for radial ir para o passo *v*;
- v. Processar fluxo de potência;
- vi. Verificar o critério de queda de tensão:
 - a. Se atender o critério de queda de tensão, voltar ao passo *ii*;
 - b. Caso contrário, retirar o nó analisado do circuito e ir para o passo *vii*.
- vii. Verificar se todos os nós de carga estão sendo energizados através dos circuitos propostos:
 - a. Se houver nó de carga a ser energizado, voltar ao passo *i*,
 - b. Caso contrário, ir para passo *viii*.
- viii. Verificar se os nós do sistema secundário que não são de carga foram conectados:
 - a. Se existirem nós que continuam desconectados, conectá-los ao circuito mais próximo, de preferência um que opere com folga e ir para o passo *ix*;
 - b. Caso contrário, ir para o passo *ix*.
- ix. Construir o vetor codificação do sistema secundário inicial para otimização através do algoritmo *TS* dedicado.

Esta heurística encontra-se ilustrada na Figura 5.4.

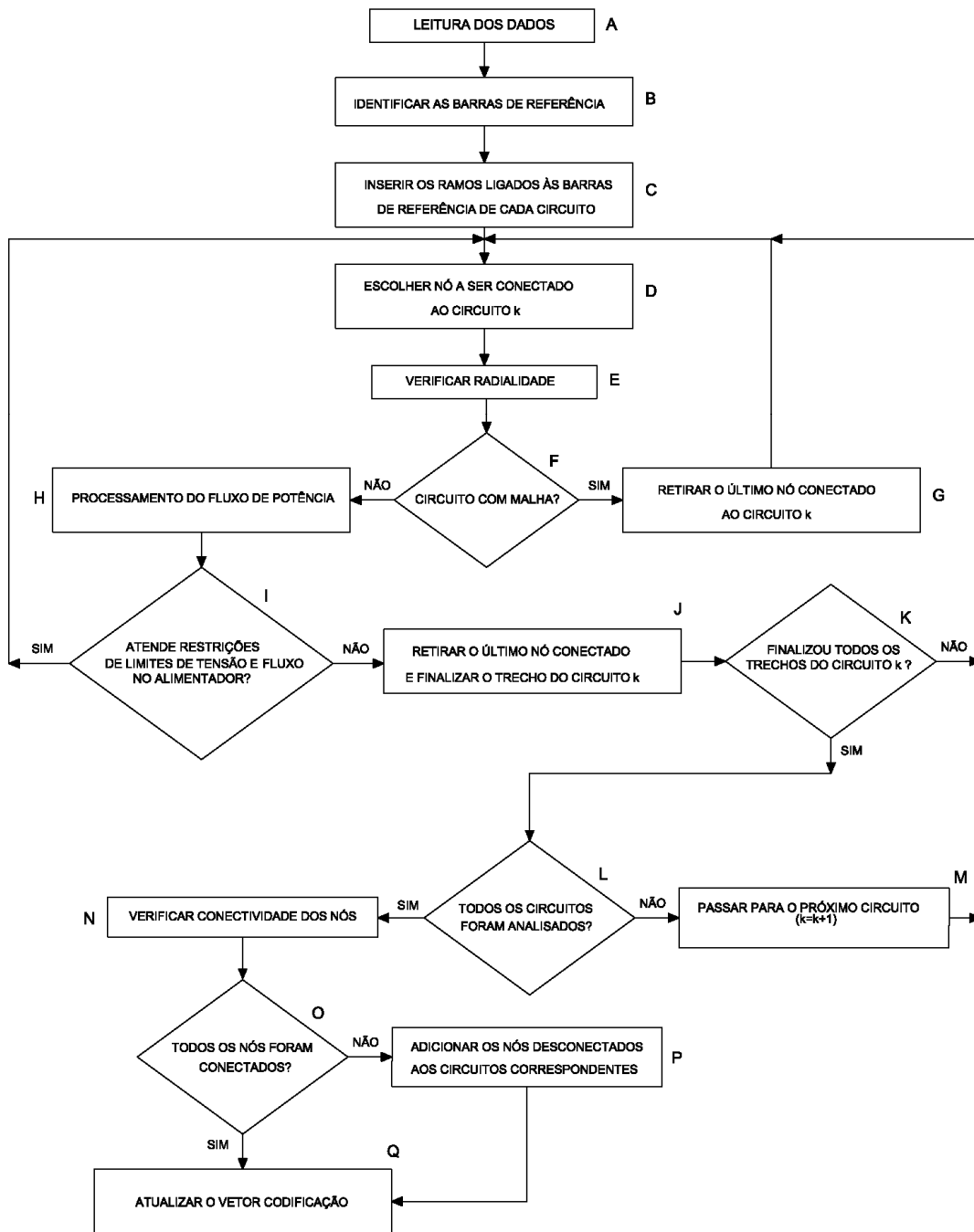


Figura 5.4. Algoritmo para gerar a configuração inicial dos circuitos BT.

5.2.2. Sistema de Codificação

Para representar as possíveis soluções do problema do planejamento e projetos de circuitos secundários utiliza-se um vetor de dimensão $(NL+4NB)$ com variáveis em base decimal inteira. Na Figura 5.5 ilustra-se o sistema de codificação adotado para o problema. Neste esquema de codificação tem-se:

- O primeiro subconjunto do vetor codificação, corresponde às ligações das cargas em cada fase da rede para as barras de $k=1, \dots, nb$ de cada um dos circuitos u . Este

- subconjunto representa a proposta de ligações das cargas ativa e reativa nas fases abc para cada barra k dos circuitos u_1, \dots, u_n ;
- O subconjunto seguinte, corresponde às conexões entre os pontos de cargas e as fontes de energia (transformadores) através dos ramos $L=1, \dots, nl$ de cada circuito u . Representa as propostas de topologia dos circuitos secundários com a especificação da bitola dos condutores em cada um dos ramos de cada um dos circuitos secundários;
 - A última parcela indica a posição e a capacidade (tipo) dos transformadores a serem alocados em cada circuito u do sistema secundário.

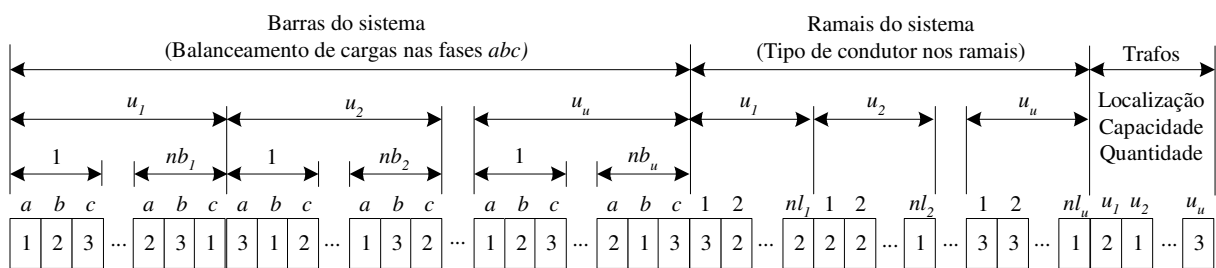


Figura 5.5. Sistema de codificação.

5.2.3. Avaliação das Configurações

Para cada topologia vizinha da configuração corrente, é calculada uma função de adaptação que considera a função objetivo W e o conjunto de restrições do $PNLIM$: restrição financeira (RF) para novos investimentos, magnitude de tensão nas barras nas fases abc e neutro do circuito, máximo fluxo permitido nos alimentadores e capacidade de operação dos transformadores para o atendimento das demandas. Desta forma, a função de adaptação (fa) relativa ao $PNLIM$, pode ser escrita matematicamente como:

$$\begin{aligned}
fa = & \quad \quad \quad W \\
& + fp_{RF} \left\{ \begin{array}{ll} RF & \text{if } RF \geq RF_{\max} \\ 0 & \text{if } RF < RF_{\max} \end{array} \right\} \\
& + \sum_{i \in NB} fp \left\{ \begin{array}{ll} \|V_{u,i_{abcn}}^{\min} - V_{u,i_{abcn}}^{cal}\| & \text{if } V_{u,i_{abcn}}^{\min} > V_{u,i_{abcn}}^{cal} > V_{u,i_{abcn}}^{\max} \\ 0 & \text{if } V_{u,i_{abcn}}^{\min} < V_{u,i_{abcn}}^{cal} < V_{u,i_{abcn}}^{\max} \end{array} \right\} \\
& + fp_f \sum_{ij \in L} \left\{ \begin{array}{ll} |f_{ij_{abcn}}^u| & \text{if } |f_{ij_{abcn}}^u| \geq \bar{f}_{ij_{abcn}}^u \\ 0 & \text{if } |f_{ij_{abcn}}^u| \leq \bar{f}_{ij_{abcn}}^u \end{array} \right\} \\
& + \sum_{u \in NC} + fp_p \left\{ \begin{array}{ll} \left\| \sum_{i \in NB} P_{u,i_{abc}}^C + \sum_{ij \in L} P_{u,i_{abc}}^{LP} \right\| & \text{if } \sum_{i \in NB} P_{u,i_{abc}}^C + \sum_{ij \in L} P_{u,i_{abc}}^{LP} \geq \sum_{i \in Nt} P_{u,i_{abc}}^T \\ 0 & \text{if } \sum_{i \in NB} P_{u,i_{abc}}^C + \sum_{ij \in L} P_{u,i_{abc}}^{LP} < \sum_{i \in Nt} P_{u,i_{abc}}^T \end{array} \right\} \\
& + fp_q \left\{ \begin{array}{ll} \left\| \sum_{i \in NB} Q_{u,i_{abc}}^C + \sum_{ij \in L} Q_{u,i_{abc}}^{LP} \right\| & \text{if } \sum_{i \in NB} Q_{u,i_{abc}}^C + \sum_{ij \in L} Q_{u,i_{abc}}^{LP} \geq \sum_{i \in Nt} Q_{u,i_{abc}}^T \\ 0 & \text{if } \sum_{i \in NB} Q_{u,i_{abc}}^C + \sum_{ij \in L} Q_{u,i_{abc}}^{LP} < \sum_{i \in Nt} Q_{u,i_{abc}}^T \end{array} \right\}
\end{aligned} \tag{5.17}$$

Em que:

- fp_{RF} : Fator de penalidade para restrição financeira;
- fp : Fator de penalidade para restrição de limites de queda de tensão;
- fp_f : Fator de penalidade para restrição do máximo fluxo permitido nos alimentadores;
- $fp_p ; fp_q$: Fator de penalidade para capacidade de operação dos transformadores.

Para avaliar o estado do circuito de acordo com as restrições impostas ao problema através do cálculo das demandas de potências ativa e reativa nos nós e ramais do circuito, utiliza-se um algoritmo de fluxo de potência trifásico a quatro fios. Trata-se de um de fluxo de potência desenvolvido para a solução de redes de distribuição radiais e/ou fracamente malhadas, usando formulações básicas das leis de Kirchhoff (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995, CIRIC; FELTRIN; OCHOA, 2003).

5.2.4. Vizinhança do Algoritmo Tabu Search

A estrutura de vizinhança do algoritmo *TS* para o problema de planejamento e projetos de circuitos secundários é dividida em cinco partes, que são descritas a seguir.

5.2.4.1. Rota dos Alimentadores

A criação de rotas dos alimentadores é baseada na técnica de troca de ramos realizada em duas zonas (GOSWAMI, 1997, BAZAN, 2003): *intrazona* - realiza a troca de ramos conectados a uma mesmo transformador e *interzona* - realiza a troca de ramos conectados em transformadores 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 de planejamento. 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.

5.2.4.2. Balanceamento de Cargas

Para considerar o balanceamento de cargas nas fases de cada barra do sistema, é estabelecido inicialmente que os números 1, 2 e 3 representam as cargas instaladas nas fases *a*, *b* e *c*, respectivamente (COSSI; ROMERO; MANTOVANI, 2005, TSAI-HSIANG; JENG-TYAN, 2000). Neste sistema de vizinhança, para cada barra do sistema geram-se de forma aleatória os números 1, 2 ou 3 para representar as cargas ligadas nas fases *a*, *b* e *c* do circuito, sem que haja a repetição destes números. Neste caso, se a seqüência de números gerados para representar as fases *a*, *b* e *c* de cada barra do sistema for diferente da seqüência 1, 2 e 3 estabelecida inicialmente, significa que houve troca das cargas ligadas entre as fases *a*, *b* e *c* da barra sob análise. As cargas monofásicas e bifásicas são facilmente representadas através deste esquema.

5.2.4.3. Instalação de Cabos e/ou Recondutoramento dos Ramais

A escolha da bitola do cabo a ser substituído (recondutorado) ou alocado em cada um dos ramais do circuito secundário do sistema é feita através da avaliação das condições de fluxo nos condutores na configuração corrente sob estudo. Esta avaliação é feita através das seguintes equações:

$$\left| f_{ij,abcn}^u \right| \leq f_r \cdot \bar{f}_{ij,abcn}^u \quad (5.18)$$

$$\left| f_{ij,abcn}^u \right| > \bar{f}_{ij,abcn}^u \quad (5.19)$$

$$f_{u,ij,abcn}^{Cf} \geq f_a \cdot \left| f_{ij,abcn}^u \right| \quad (5.20)$$

De acordo com estas equações tem-se que:

- Se o fluxo no ramo ij estiver abaixo do máximo fluxo permitido pela bitola do condutor existente multiplicado por um fator de redução, pode-se trocar o condutor por outra de bitola de menor valor (equação 5.18);
- Se o fluxo no ramo ij estiver acima do máximo fluxo permitido pelo condutor existente, troca-se o condutor por outro de bitola de maior valor (equação 5.19);
- No caso de ocorrer mudança da bitola do condutor no ramo ij (equações 5.18 e 5.19), é verificado se o máximo fluxo permitido pela bitola do condutor candidato a ser alocado é superior ao fluxo neste ramo multiplicado por um fator de acréscimo (equação 5.20).

5.2.4.4. Posicionamento do Transformador

A busca de uma posição adequada para o transformador no circuito secundário é realizada através do cálculo do momento elétrico para cada barra do circuito com relação à barra que o transformador está instalado. O objetivo é calcular o somatório do momento elétrico das cargas que estiverem à jusante e a montante do ponto onde se encontra o transformador. Este cálculo é feito através das seguintes equações:

$$M_{e_{mte}}^u = \sum_{i=1}^n D_i^u x_i^u \quad (5.21)$$

$$M_{e_{jte}}^u = \sum_{i=1}^n D_i^u x_i^u \quad (5.22)$$

Em que:

- $M_{e_{mte}}^u$: Momento elétrico calculado à montante da barra do transformador do circuito u ;
- $M_{e_{jte}}^u$: Momento elétrico calculado à jusante da barra do transformador do circuito u ;
- D_i^u : Demanda instalada na barra i do circuito u ;
- x_i^u : Distância entre a barra i e a do transformador do circuito u .

Neste esquema de vizinhança, a posição do transformador é alterada uma barra adjacente na direção do lado do circuito (montante ou jusante) que sofrer maior momento elétrico.

5.2.4.5. Capacidade e Quantidade de Transformadores

A cada troca de ramos, além de se procurar o posicionamento adequado para a instalação dos transformadores, é avaliada a capacidade dos mesmos para alimentar as cargas de cada

circuito secundário e a viabilidade de reduzir ou aumentar a quantidade de circuitos (aumentando ou reduzindo o número de transformadores). Para tal é analisado um conjunto de alternativas durante o planejamento. Estas alternativas associam a quantidade de circuitos com a capacidade dos transformadores para o atendimento das demandas, e permitem avaliar a possibilidade de adotar uma delas como possível solução para o problema. Desta forma, após analisar a demanda instalada de cada circuito pode-se verificar as seguintes alternativas para determinar o número de circuitos secundários e a potência dos transformadores de cada um dos circuitos durante o planejamento:

- Trocar o transformador de cada circuito por outro de potência nominal inferior e de menor custo, sem alterar o número de circuitos;
- Remanejar cargas de um circuito vizinho para outro, formando um único circuito, sem alterar a potência do transformador deste circuito;
- Remanejar cargas de um circuito vizinho para outro formando um único circuito, mas aumentando a potência do transformador desse circuito;
- Dividir um circuito em dois ou mais circuitos, reduzindo a potência nominal dos transformadores de cada circuito.

Após verificar todas as alternativas, pode-se analisar qual é a mais viável dos pontos de vista técnico e econômico e adotá-la como possível solução para o problema de planejamento e projetos de circuitos secundários.

5.2.5. Lista Tabu e Critério de Aspiração

No problema de planejamento e projetos de circuitos secundários, a lista tabu do algoritmo *TS* armazenam-se os atributos usados na troca de ramos (ramos que saem e entram no sistema) para gerar as configurações vizinhas, tornando estes atributos proibidos durante um número de k iterações. Esta estratégia evita que o processo de busca por soluções para o problema retorne a visitar configurações já analisadas.

O critério de aspiração utilizado consiste em aceitar configurações de boa qualidade mesmo que possuam atributos proibidos. Se durante o processo de busca, são encontradas configurações de boa qualidade (configurações cuja função de adaptação seja melhor que a incumbente), mas que compartilham atributos proibidos, estas configurações são aceitas no procedimento *TS*.

5.2.6. Critério de Parada

O critério de parada consiste em analisar a solução incumbente durante o processo iterativo. Se a solução incumbente não apresenta melhoria durante um número preestabelecido de iterações o processo é considerado convergido.

Na Figura 5.6 ilustra-se o algoritmo Busca Tabu implementado para o planejamento e projetos de circuitos secundários de distribuição.

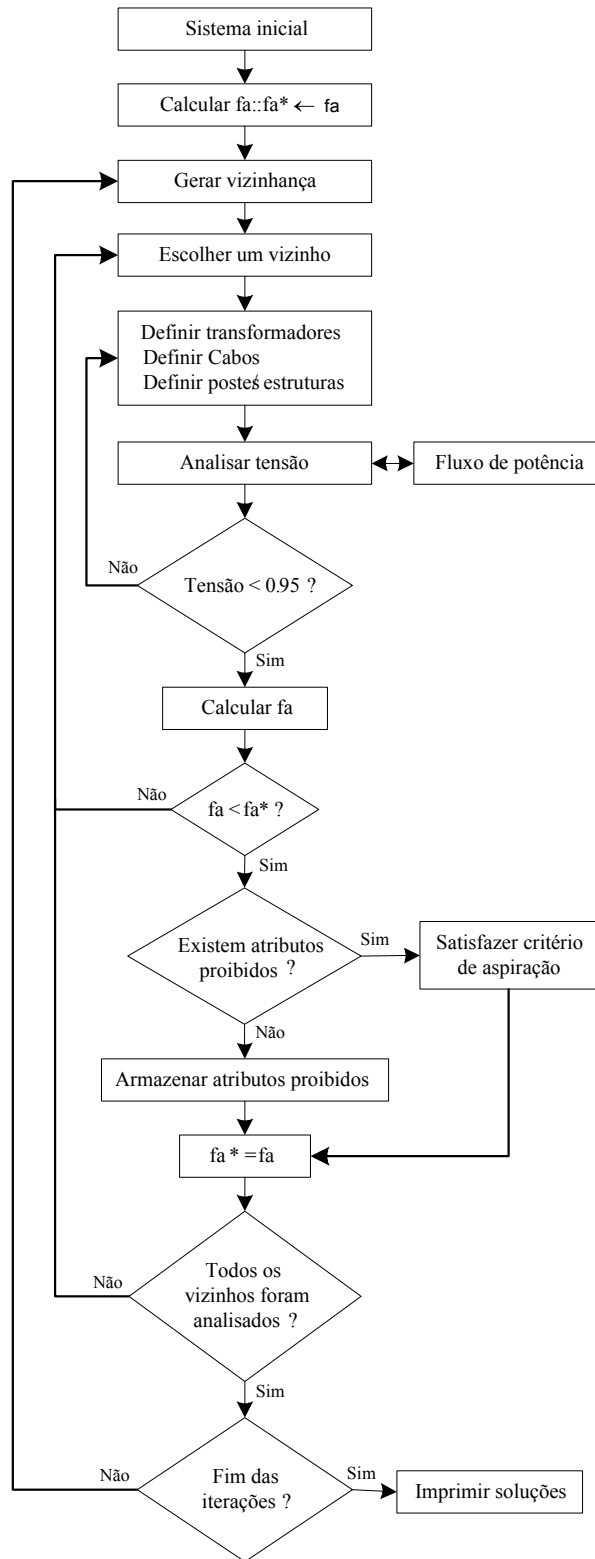


Figura 5.6. Técnica de solução proposta para o planejamento e projetos de redes secundárias de distribuição.

5.3. *Testes e Resultados*

Nesta seção apresentam-se os resultados obtidos através da implementação computacional da metodologia proposta neste capítulo. Apresentam-se os diagramas unifilares mostrando a topologia final proposta para os circuitos e os parâmetros utilizados durante os testes para três sistemas reais de distribuição. Os sistemas I e II são loteamentos novos e todos os seus circuitos devem ser planejados e projetados. O sistema III é um sistema secundário real que se encontra em operação e que necessita da ligação de novos consumidores.

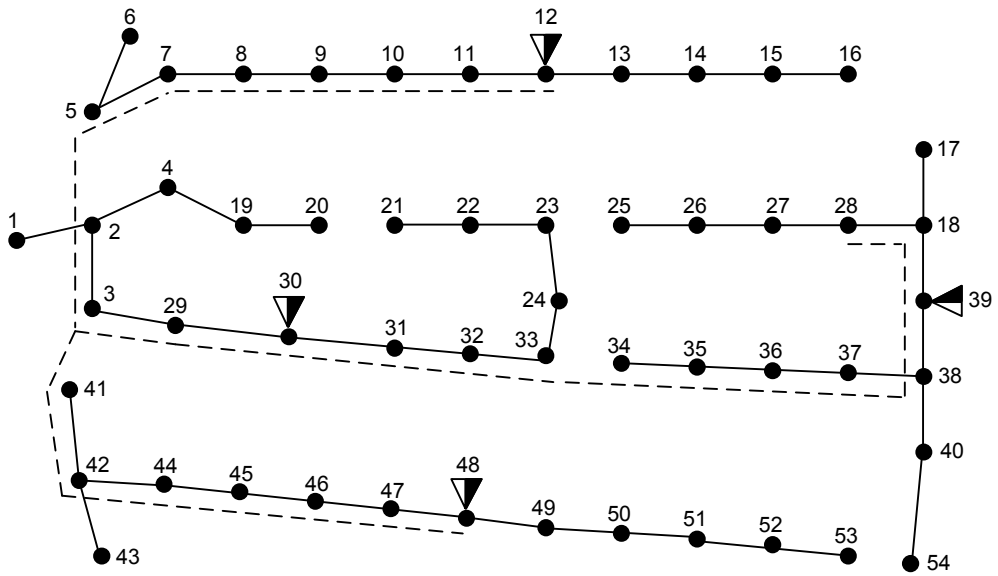
Nas simulações dos sistemas a serem construídos, considera-se a possibilidade da escolha de cabos adequados para os ramais e a localização, quantidade e capacidade dos transformadores dos circuitos secundários. Para o sistema em operação, considera-se a possibilidade de um balanceamento adequado das cargas instaladas nas fases *abc* do circuito secundário, a troca de cabos nos ramais (recondutoramento), a mudança de posição do transformador no circuito, o aumento da quantidade (divisão do circuito) e/ou capacidade do transformador para atender a nova demanda devido ao acréscimo de carga. Os custos da operação de cada sistema (perdas) foram calculados considerando um estágio de um ano. Nos resultados apresentados para os sistemas I e II comparam-se as topologias obtidas através da heurística construtiva para gerar as configuração inicial e a obtida através da solução do algoritmo *TS*. Esta análise tem como objetivo verificar a evolução do algoritmo *TS* na busca por soluções de boa qualidade a partir de uma proposta inicial de boa qualidade construída com base nas características do problema de planejamento e projetos de circuitos secundários. Os resultados dos testes com o sistema III, permitem verificar o desempenho da ferramenta computacional na obtenção de soluções que melhorem o desempenho de sistemas secundários que se encontram em operação e que prevêm acréscimos de carga.

Os dados dos sistemas, juntamente com os dados de materiais e equipamentos com os seus respectivos custos, como: estruturas utilizadas em sistemas primários e secundários, tipos de postes e transformadores que podem ser escolhidos para serem instalados, encontram-se especificados no apêndice A. Estes custos são valores reais que foram utilizados para mostrar a robustez e eficiência da metodologia proposta. Os dados das cargas dos consumidores considerados nos testes são obtidos através dos cálculos do kVA estatístico.

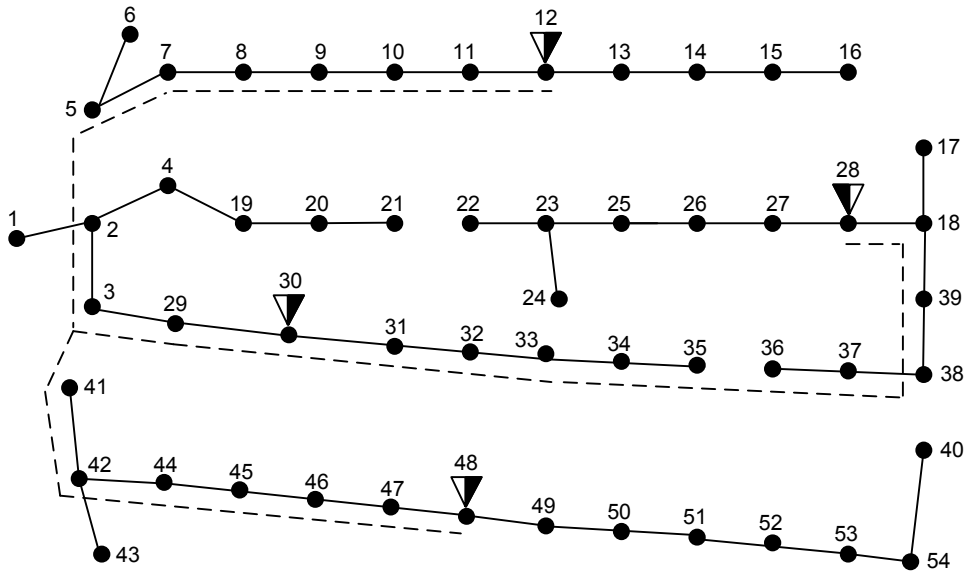
Os resultados foram obtidos através da ferramenta computacional desenvolvida e implementada neste trabalho utilizando a linguagem de programação *FORTRAN*.

5.3.1. Sistema I

Este sistema trata-se de um loteamento no município de São José do Rio Preto-SP. O loteamento possui 201 lotes (características dos lotes: área média de 300m², ligação bifásica, consumo médio de 292kWh/mês), uma área de lazer com demanda de 5kVA, um reservatório elevado com motor trifásico de 15cv. Na Figura 5.7(a) ilustra-se a topologia do sistema obtida através da técnica heurística construtiva, e na Figura 5.7(b) encontra-se a topologia do sistema obtida através da solução do problema através do algoritmo *TS*. Os parâmetros utilizados nos testes encontram-se na Tabela 5.3. Nas Tabelas 5.4, 5.5 e 5.6 ilustram-se os resultados da configuração inicialmente proposta e da configuração solução para o problema. Na Tabela 5.7 ilustram-se os custos totais dos sistemas.



(a)



(b)

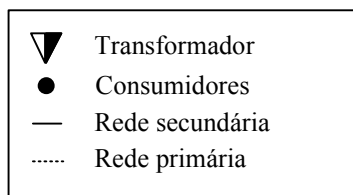


Figura 5.7. (a) Configuração inicial obtida através da heurística construtiva;

(b) Configuração final obtida através de *TS*.

Tabela 5.3. Parâmetros utilizados na simulação.

Parâmetros	Valor
Fator de potência	0,92
Tensão nominal do circuito (Volts)	127
Limites de variação de magnitude de tensão (%)	± 5
Fator de penalidade (limites tensão) fpv	150
Fator de penalidade (fluxo potência nos alimentadores dos circuitos) fpf	100
Fatores de penalidade de (carregamento dos trafos) fpp e fpq	1000
Restrição financeira (US\$)	40.000,00

Tabela 5.4. Resultados da configuração inicial

Dados de Linha			Dados de Barra				Tipo de Transformador	
Noi	Nof	Tipo de Cabo	Barra	Poste (m/daN)	Estrutura			
					Primária	Secundária		
12	11	3	12	12/400	CE1TR-1	S21D	4	
12	13	3	11	11/600	CE3TR-1	2S2A		
11	10	3	13	9/200	--	S21D		
13	14	3	10	11/200	CE1-1	S21D		
10	9	3	14	9/400	--	2S2F		
14	15	2	9	11/200	CE1-1	S21D		
9	8	3	15	9/200	--	S21D		
15	16	2	8	11/200	CE1-1	2S2F		
8	7	2	16	9/400	--	2S2A		
7	5	2	7	11/600	CE4-1	S21DA		
5	6	1	5	11/600	CE4-1	2S21C		
			6	9/400	--	2S2A		
30	29	3	30	12/400	CE1TR-1	2S2A		4
30	31	3	29	11/200	CE1A-1	S21DA		
29	3	3	31	11/200	CE1-1	S21D		
31	32	3	3	11/600	CESHN3-1	2S21C		
3	2	2	32	11/200	CE1-1	S21D		
32	33	3	2	11/600	CESC-1	2S21C		
2	1	1	33	11/400	CE1-1	2S21C		
2	4	2	1	11/1000	N3CECC-1	S32-S2		
33	24	2	4	9/200	--	S21D		
4	19	2	24	9/200	--	S21D		
24	23	2	19	9/200	--	S21D		
19	20	2	23	9/400	--	2S21C		
23	22	2	20	9/400	--	2S2A		
22	21	2	22	9/200	--	S21D		
			21	9/400	--	2S2A		
39	18	3	39	12/600	CE3TR-1	2S2A	4	
39	38	3	18	9/400	--	2S21C		
18	17	1	38	11/1000	CE3CE3-1	2S21C		
18	28	3	17	9/400	--	2S2A		

Tabela 5.4. Resultados da configuração inicial - continuação

Dados de Linha			Dados de Barra				Tipo de Transformador	
Noi	Nof	Tipo de Cabo	Barra	Poste (m/daN)	Estrutura			
					Primária	Secundária		
38	37	3	28	9/200	--	S21D		
38	40	1	37	11/200	CE1-1	S21D		
28	27	3	40	9/200	--	S21D		
37	36	3	27	9/200	--	S21D		
40	54	1	36	11/200	CE1-1	S21D		
27	26	3	54	9/400	--	2S2A		
36	35	3	26	9/200	--	S21D		
26	25	3	35	11/200	CE1-1	S21D		
35	34	3	25	9/400	--	2S2A		
			34	11/400	CE1-1	2S2A		
48	47	3	48	12/600	CE3TR-1	2S2A		4
48	49	3	47	11/200	CE1-1	S21D		
47	46	3	49	9/200	--	S21D		
49	50	3	46	11/200	CE1-1	S21D		
46	45	3	50	9/200	--	S21D		
50	51	3	45	11/200	CE1-1	S21D		
45	44	3	51	9/200	--	S21D		
51	52	3	44	11/200	CE1-1	S21D		
44	42	3	52	9/200	--	S21D		
52	53	3	42	11/1000	CE3CE3-1	2S21C		
42	41	1	53	9/400	--	2S2A		
42	43	1	41	11/200	CE1A-1	2S2A		
			43	9/400	--	2S2A		

Tabela 5.5. Resultados da configuração otimizada

Dados de Linha			Dados de Barra				Tipo de Transformador	
Noi	Nof	Tipo de Cabo	Barra	Poste (m/daN)	Estrutura			
					Primária	Secundária		
12	11	3	12	12/400	CE1TR-1	S21D	4	
12	13	3	11	11/600	CE3TR-1	2S2A		
11	10	3	13	9/200	--	S21D		
13	14	3	10	11/200	CE1-1	S21D		
10	9	3	14	9/400	--	2S2F		
14	15	2	9	11/200	CE1-1	S21D		
9	8	3	15	9/200	--	S21D		
15	16	2	8	11/200	CE1-1	2S2F		
8	7	2	16	9/400	--	2S2A		
7	5	2	7	11/600	CE4-1	S21DA		
5	6	1	5	11/600	CE4-1	2S21C		
			6	9/400	--	2S2A		
30	29	3	30	12/400	CE1TR-1	2S2A		4
30	31	3	29	11/200	CE1A-1	S21DA		
29	3	3	31	11/200	CE1-1	S21D		
31	32	3	3	11/600	CESHN3-1	2S21C		
3	2	3	32	11/200	CE1-1	S21D		
32	33	3	2	11/600	CESC-1	2S21C		
2	1	1	33	11/200	CE1-1	S21D		
2	4	3	1	11/1000	N3CECC-1	S32-S2		
33	34	3	4	9/200	--	S21D		
4	19	2	34	11/200	CE1-1	S21D		
34	35	3	19	9/200	--	S21D		
19	20	2	35	11/400	CE1-1	2S2A		
20	21	2	20	9/200	--	S21D		
			21	9/400	--	2S2A		
28	18	3	28	12/600	CE3TR-1	2S2A	4	
28	27	3	18	9/400	--	2S21C		
18	17	1	27	9/200	--	S21D		
18	39	3	17	9/400	--	2S2A		
27	26	3	39	9/200	--	S21D		
39	38	3	26	9/200	--	S21D		
26	25	3	38	11/400	CE1-1	2S21C		
38	37	3	25	9/200	--	S21D		
25	23	2	37	11/200	CE1-1	S21D		
37	36	2	23	11/1000	CE3CE3-1	2S21C		
23	22	2	36	11/400	CE1-1	2S2A		
23	24	2	22	9/400	--	2S2A		
			24	9/400	--	2S2A		
48	47	3	48	12/600	CE3TR-1	2S2A		4
48	49	3	47	11/200	CE1-1	S21D		
47	46	3	49	9/200	--	S21D		
49	50	3	46	11/200	CE1-1	S21D		
46	45	3	50	9/200	--	S21D		

Tabela 5.5. Resultados da configuração otimizada - continuação

Dados de Linha			Dados de Barra				
Noi	Nof	Tipo de Cabo	Barra	Poste (m/daN)	Estrutura		Tipo de Transformador
					Primária	Secundária	
50	51	3	45	11/200	CE1-1	S21D	
45	44	3	51	9/200	--	S21D	
51	52	3	44	11/200	CE1-1	S21D	
44	42	3	52	9/200	--	S21D	
52	53	3	42	11/1000	CE3CE3-1	2S21C	
42	41	1	53	9/200	--	S21D	
42	43	1	41	11/200	CE1A-1	2S2A	
53	54	3	43	9/400	--	2S2A	
54	40	1	54	11/400	CE1-1	2S21C	
			40	9/400	--	2S2A	

Tabela 5.6. Valores de tensão das configurações.

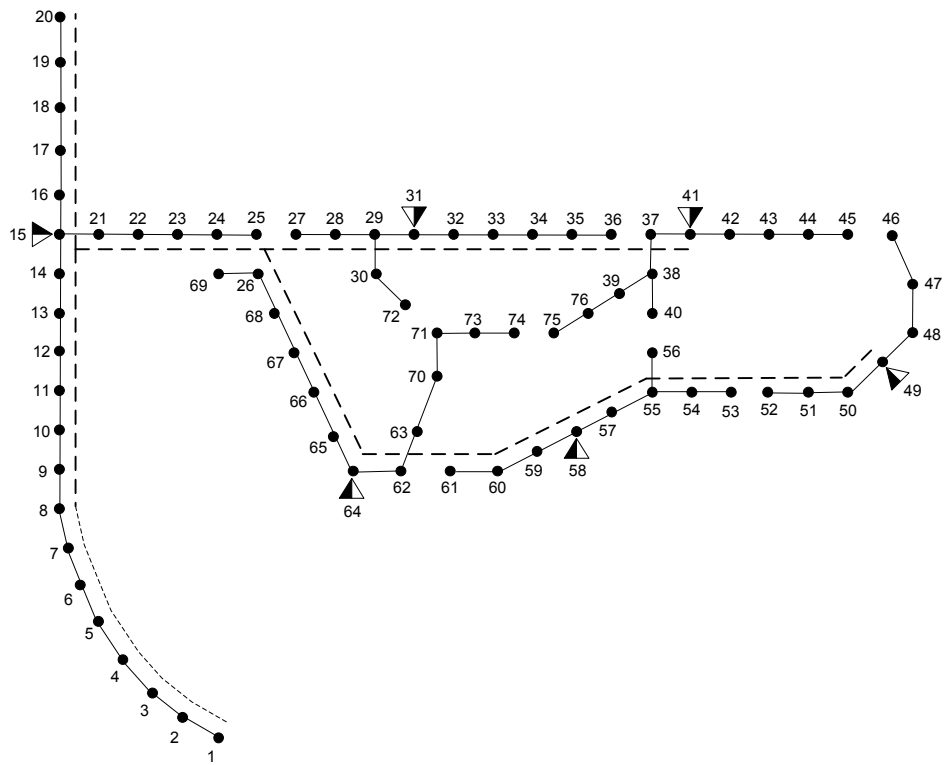
Tensão (V)			
Configuração Inicial		Configuração Solução	
Vmin	Vmax	Vmin	Vmax
117,58	127,00	120,25	126,89

Tabela 5.7. Custos totais da configuração inicial e da solução otimizada.

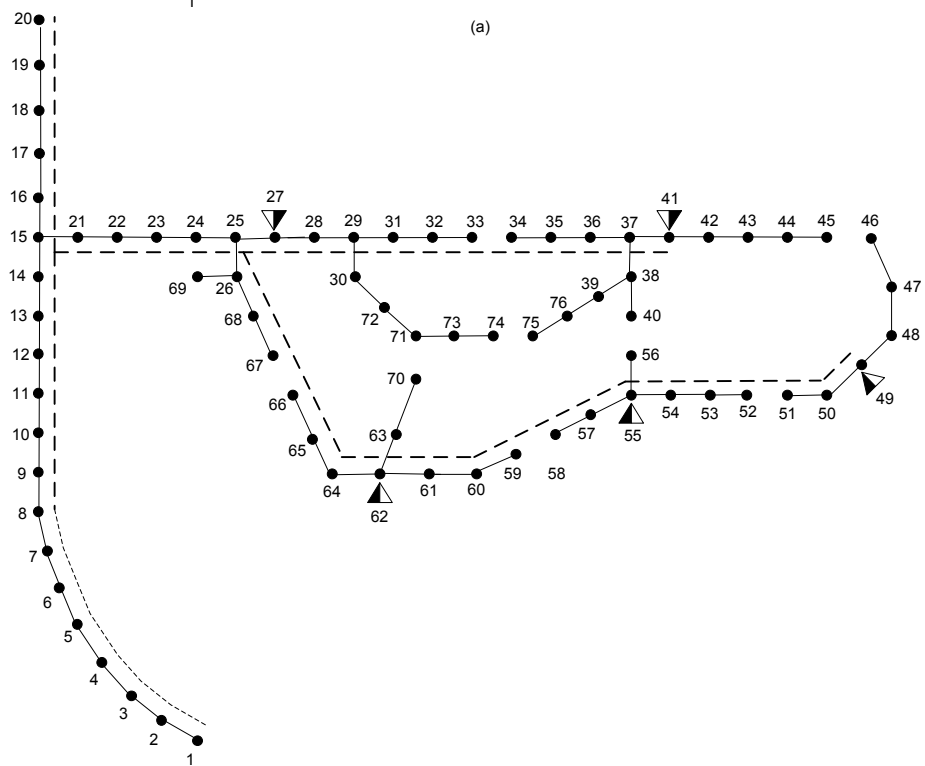
Custo (US\$)	Configuração Inicial	Configuração Proposta
Operação	2.590,00	1.993,40
Postes e Estruturas	18.672,51	19.055,11
Transformadores	11.644,84	11.644,84
Condutores	198,42	215,35
Total	33.105,77	32.908,7

5.3.2. Sistema II

Este sistema consiste de um loteamento situado no município de Guapiaçú-SP. O loteamento possui 167 lotes (características dos lotes: área média de 480m², ligação bifásica, consumo médio de 292kWh/mês), uma área de lazer com demanda de 5kVA, um reservatório elevado com motor trifásico de 15cv e uma estação de tratamento de esgoto com motor de 5 cv. Adotou-se uma demanda média de 1,78kVA por consumidor. Na Figura 5.8(a) ilustra-se a topologia do sistema inicial obtido através da heurística construtiva proposta e na Figura 5.8(b) encontra-se a topologia do sistema obtida através do algoritmo *TS*. Os parâmetros utilizados nos testes encontram-se na Tabela 5.8. As Tabelas 5.9, 5.10 e 5.11 ilustram os resultados do configuração inicial e da configuração otimizada adotada como a solução para o problema. Na Tabela 5.12 ilustram-se os custos referentes aos sistemas inicialmente proposto pela heurística construtiva e da solução otimizada encontrada para o problema através de *TS*.



(a)



(b)

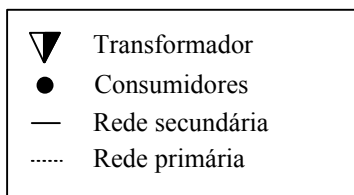


Figura 5.8. (a) Configuração inicial; (b) Configuração otimizada.

Tabela 5.8. Parâmetros utilizados na simulação.

Parâmetros	Valor
Fator de potência	0,92
Tensão nominal do circuito (Volts)	127
Limites de variação de magnitude de tensão (%)	± 3,5
Fator de penalidade (limites tensão) fpv	500
Fator de penalidade (fluxo potência nos alimentadores dos circuitos) fpf	150
Fatores de penalidade de (carregamento dos trafos) fpp e fpq	1000
Restrição financeira (US\$)	55.000,00

Tabela 5.9. Resultados da configuração inicial.

Dados de Linha			Dados de Barra				Tipo de Transformador
Noi	Nof	Tipo de Cabo	Barra	Poste (m/daN)	Estrutura		
					Primária	Secundária	
15	14	2	15	12/600	CE3TR-1	2S21C	1
15	16	2	14	11/200	CE1-1	S21D	
15	21	2	16	11/200	CE1-1	S21D	
14	13	2	21	11/1000	CE3CE3-1	S21C	
16	17	2	13	11/200	CE1-1	2S2F	
21	22	2	17	11/200	CE1-1	S21D	
13	12	2	22	11/1000	CE3CE3-1	S21C	
17	18	2	12	11/200	CE1-1	S21D	
22	23	2	18	11/200	CE1-1	S21D	
12	11	2	23	11/200	CE1-1	S21D	
18	19	1	11	11/200	CE1-1	S21D	
23	24	1	19	11/200	CE1-1	S21D	
11	10	1	24	11/200	CE2-1	S21DA	
19	20	1	10	11/200	CE1-1	S21D	
24	25	1	20	11/1000	CE3-1	2S2A	
10	9	1	25	11/200	CE1-1	2S2A	
9	8	1	9	11/200	CE1A-1	S21D	
8	7	1	8	11/200	CE2-1	S21D	
7	6	1	7	11/200	CE2-1	S21D	
6	5	1	6	11/200	CE2-1	S21D	
5	4	1	5	11/200	CE2-1	S21D	
4	3	1	4	11/200	CE2-1	S21D	
3	2	1	3	11/200	CE2-1	S21D	
2	1	1	2	11/200	CE2-1	S21D	
			1	11/1000	CE3-1	2S2A	
31	29	2	31	12/600	CE3TR-1	2S2A	3
31	32	2	29	11/200	CE1-1	2S2F	
29	28	2	32	11/200	CE1-1	S21D	
29	30	2	28	11/200	CE1-1	S21D	
32	33	2	30	9/200	-----	S21DA	
28	27	2	33	11/200	CE1-1	S21D	
30	72	2	27	11/200	CE1-1	S21DA	
33	34	2	72	9/200	-----	2S2A	
34	35	2	34	11/200	CE1-1	S21D	

Tabela 5.9. Resultados da configuração inicial - continuação

Dados de Linha			Dados de Barra				Tipo de Transformador	
Noi	Nof	Tipo de Cabo	Barra	Poste (m/daN)	Estrutura			
					Primária	Secundária		
35	36	2	35	11/200	CE1-1	S21D	4	
			36	11/200	CE1-1	2S2A		
41	37	2	41	12/600	CE3TR-1	2S2A		
41	42	2	37	11/200	CE1-1	S21C		
37	38	2	42	9/200	-----	S21D		
42	43	2	38	9/400	-----	2S2DTO		
38	39	2	43	9/200	-----	S21D		
38	40	2	39	9/200	-----	S21D		
43	44	2	40	9/200		2S2A		
39	76	2	44	9/200	-----	S21D		
44	45	2	76	9/200	-----	S21D		
76	75	2	45	9/200	-----	2S2A		
			75	9/200	-----	2S2A		
49	48	2	49	12/600	CE3TR-1	2S2A	3	
49	50	2	48	9/400	-----	S21C	4	
48	47	2	50	11/200	CE1-1	S21D		
50	51	2	47	9/400	-----	S21C		
47	46	2	51	11/200	CE1-1	S21D		
51	52	2	46	9/200	-----	2S2A		
			52	11/200	CE1-1	2S2A		
58	57	2	58	12/400	CE1TR-1	2S2A		
58	59	2	57	11/200	CE1-1	S21D	3	
57	55	2	59	11/200	CE1-1	S21D		
59	60	2	55	11/200	CE1-1	2S2DTO		
55	54	2	60	11/200	CE1-1	S21D		
55	56	2	54	11/200	CE1-1	S21D		
60	61	2	56	9/200	-----	2S2A		
54	53	2	61	11/200	CE1-1	2S2A		
			53	11/200	CE1-1	2S2A		
64	62	2	64	12/400	CE1TR-1	2S2A		4
64	65	3	62	11/1000	CE4-1	S21C		4
62	63	2	65	11/200	CE1-1	S21D		
65	66	3	63	9/200	-----	S21D		
63	70	2	66	11/200	CE1-1	S21D		
66	67	3	70	9/400	-----	S21C		
70	71	2	67	11/200	CE1-1	2S2F		
67	68	2	71	9/400	-----	2S2A		
71	73	2	68	11/200	CE1-1	S21D		
68	26	2	73	9/200	-----	S21D		
73	74	2	26	11/1000	CE4-1	S21D		
26	69	2	74	9/200	-----	2S2A		
			69	9/400	-----	2S2A		

Tabela 5.10. Resultados da configuração otimizada.

Dados de Linha			Dados de Barra				
Noi	Nof	Tipo de Cabo	Barra	Poste (m/daN)	Estrutura		Tipo de Transformador
					Primária	Secundária	
27	25	3	27	12/400	CE1-1	2S21C	4
27	28	3	25	11/400	CE1-1	2S21C	
25	24	3	28	11/200	CE1-1	S21D	
25	26	3	24	11/200	CE2-1	S21DA	
28	29	3	26	9/600	-----	S21C	
24	23	3	29	11/400	CE1-1	2S2A	
26	68	2	23	11/200	CE1-1	S21D	
26	69	3	68	9/200	-----	S21D	
29	30	2	69	9/400	-----	2S2A	
29	31	1	30	9/200	-----	S21DA	
23	22	3	31	11/200	CE1-1	S21D	
68	67	2	22	11/1000	CE3CE3-1	S21C	
30	72	1	67	9/200	-----	2S2A	
31	32	3	72	9/200	-----	S21D	
22	21	2	32	11/200	CE1-1	S21D	
72	71	2	21	11/1000	CE3CE3-1	S21C	
32	33	2	71	9/400	-----	S21DA	
21	15	2	33	11/200	CE1-1	2S2A	
71	72	2	15	11/200	CE1A-1	S21D	
15	14	2	72	9/200	-----	S21D	
73	74	1	14	11/1000	CESC-1	2S2DTO	
14	13	2	74	9/200	-----	2S2A	
14	16	2	13	11/200	CE1-1	S21D	
13	12	1	16	11/200	CE1-1	S21D	
16	17	2	12	11/200	CE1-1	S21D	
12	11	1	17	11/200	CE1-1	S21D	
17	18	2	11	11/200	CE1-1	S21D	
11	10	2	18	11/200	CE1-1	S21D	
18	19	1	10	11/200	CE1-1	S21D	
10	9	2	19	11/200	CE1-1	S21D	
19	20	1	9	11/200	CE1A-1	S21D	
9	8	1	20	11/1000	CE3-1	2S2A	
8	7	2	8	11/200	CE2-1	S21D	
7	6	1	7	11/200	CE2-1	S21D	
6	5	2	6	11/200	CE2-1	S21D	
5	4	1	5	11/200	CE2-1	S21D	
4	3	1	4	11/200	CE2-1	S21D	
3	2	1	3	11/200	CE2-1	S21D	
2	1	1	2	11/200	CE2-1	S21D	
			1	11/1000	CE3-1	2S2A	
41	37	4	41	12/600	CE3TR-1	2S2A	4
41	42	4	37	11/1000	CESC-1	2S2DTO	
37	36	3	42	9/200	-----	S21D	
37	38	3	36	11/200	CE1-1	S21D	

Tabela 5.10. Resultados da configuração otimizada – continuação.

Dados de Linha			Dados de Barra				
Noi	Nof	Tipo de Cabo	Barra	Poste (m/daN)	Estrutura		Tipo de Transformador
					Primária	Secundária	
42	43	2	38	11/400	CE1-1	2S2DTO	
36	35	2	43	9/200	-----	S21D	
38	39	2	35	11/200	CE1-1	S21D	
38	40	2	39	9/200	-----	2S2F	
43	44	2	40	11/200	CE1-1	2S2A	
35	34	2	44	9/200	-----	S21D	
39	76	2	34	11/200	CE1-1	2S2A	
44	45	2	76	9/200	-----	S21D	
76	75	2	45	9/200	-----	2S2A	
			75	9/200	-----	S21D	
49	48	3	49	12/600	CE3TR-1	2S2A	
49	50	3	48	9/600	-----	S21C	
48	47	2	50	11/200	CE1-1	S21D	
50	51	2	47	9/400	-----	S21C	
47	46	2	51	11/200	CE1-1	2S2A	
			46	9/400	-----	2S2A	
55	54	3	55	12/600	CE3TR-1	2S2DTO	2
55	56	3	54	11/400	CE1TR-1	2S2A	
55	57	3	56	11/200	CE1A-1	2S2A	
54	53	2	57	11/200	CE1-1	S21D	
57	58	2	53	11/200	CE1-1	S21D	
53	52	2	58	11/200	CE1-1	2S2A	
			52	11/200	CE1-1	2S2A	
62	61	3	62	12/600	-----	2S2DTO	3
62	63	3	61	11/400	CE3TR-1	2S2A	
62	64	3	63	9/200	-----	S21D	
61	60	2	64	9/200	-----	S21D	
63	70	2	60	11/200	CE1-1	S21D	
64	65	2	70	9/400	-----	2S2A	
60	59	2	65	9/200	-----	S21D	
65	66	2	59	11/200	CE1-1	2S2A	
			66	9/200	-----	2S2A	

Tabela 5.11. Valores de tensão das configurações.

Tensão (V)			
Configuração Inicial		Configuração Solução	
Vmin	Vmax	Vmin	Vmax
120,59	127,00	122,73	127,02

Tabela 5.12. Custos totais da configuração inicial e da configuração otimizada final.

Custo (US\$)	Configuração Inicial	Configuração Proposta
Operação	991,82	872,54
Postes e Estruturas	24.520,01	26.012,2
Transformadores	13.573,86	10.965,74
Condutores	7.223,99	8.114,96
Total	46.309,68	45.965,44

5.3.3. Sistema III

Este sistema é um ramal secundário da cidade de Bragança Paulista-SP, constituído por 29 nós potenciais em operação e 7 nós de novos consumidores a serem ligados ao circuito. Na Figura 5.9 ilustra-se a configuração do circuito em operação atual. Na Figura 5.10(a) ilustra-se o circuito com a entrada de novas cargas e na Figura 5.10(b) ilustram-se os circuitos que foram obtidos para a solução do problema. Na Tabela 5.13 encontram-se os parâmetros utilizados na simulação. Nas Tabelas 5.14 e 5.15 estão os dados do circuito atual em operação e nas Tabelas 5.16, 5.17, 5.18 e 5.19 estão os resultados obtidos considerando-se esta nova condição com o acréscimo de carga através da ligação dos novos consumidores. Os custos totais obtidos para ambos os circuitos encontram-se na Tabela 5.20.

Tabela 5.13. Parâmetros utilizados na simulação.

Parâmetros	Valor
Fator de potência	0,92
Tensão nominal do circuito (volts)	127
Limites de variação de magnitude de tensão (%)	± 5
Fator de penalidade (limites tensão) fpv	150
Fator de penalidade (fluxo de potência nos alimentadores dos circuitos) fpf	100
Fatores de penalidade de (carregamento dos trafos) fpp e fpq	1000
Restrição financeira (US\$)	30.000,00

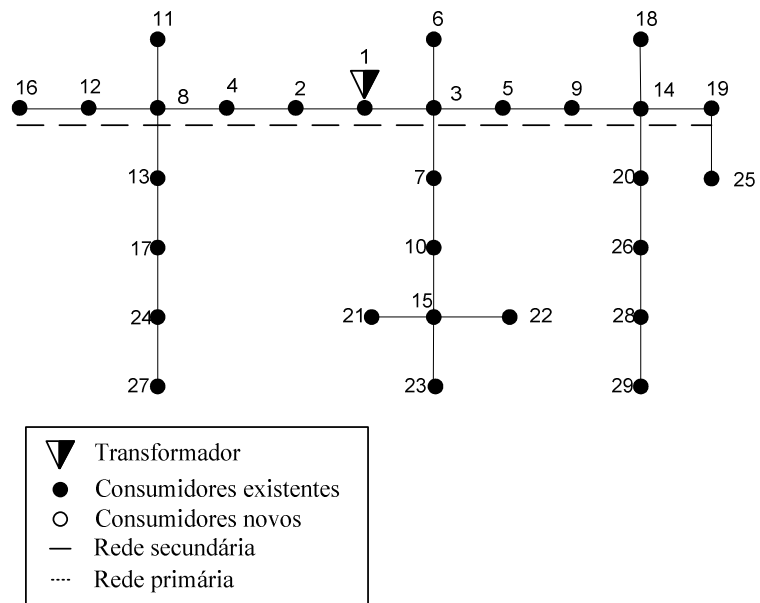


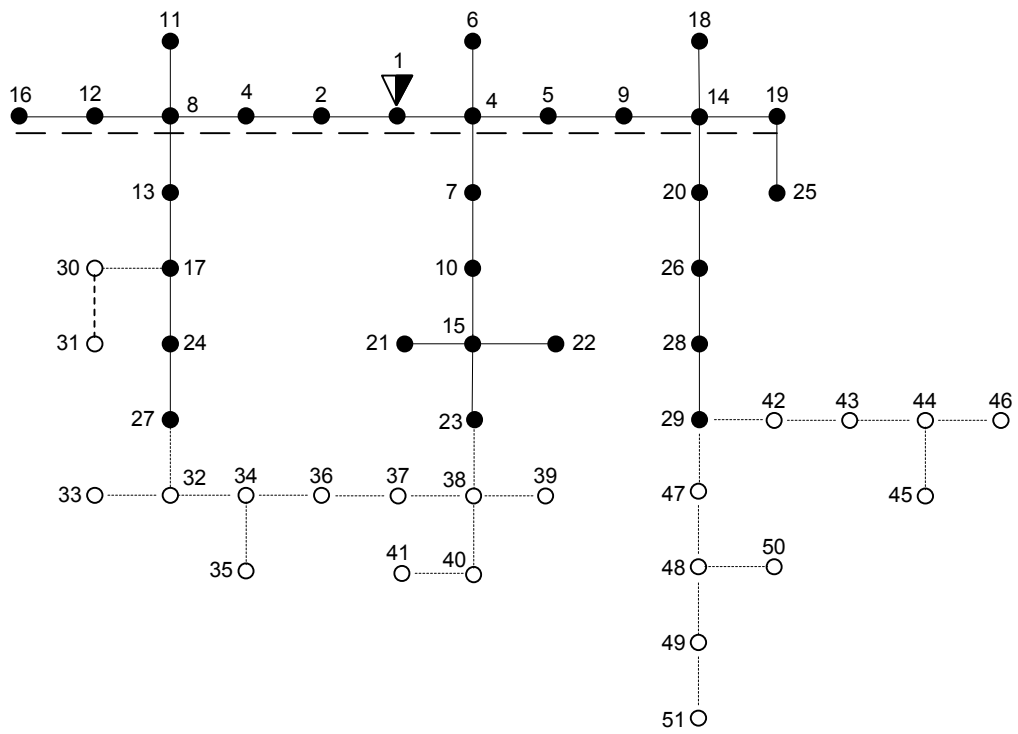
Figura 5.9. Sistema atual em operação

Tabela 5.14. Dados de linha do sistema em operação atual.

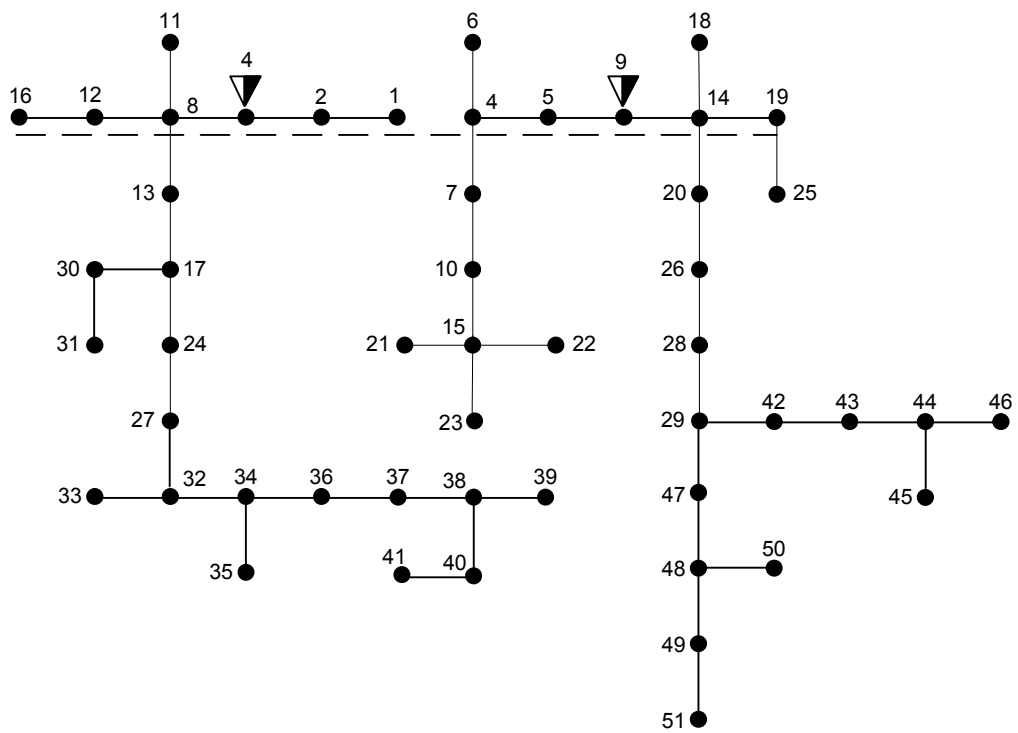
Dados de Linha			
Ramais		Tipo de Cabo	Tipo de Transformador
Noi	Nof		
1	2	4	1
1	3	4	
2	4	4	
4	8	3	
8	12	2	
8	11	1	
8	13	3	
3	7	4	
3	6	2	
3	5	4	
12	16	2	
13	17	3	
7	10	3	
5	9	4	
17	24	3	
10	15	2	
9	14	3	
24	27	2	
15	21	2	
15	23	2	
15	22	1	
14	19	3	
14	18	1	
14	20	3	
19	25	2	
20	26	3	
26	28	2	
28	29	1	

Tabela 5.15. Valores de tensão para as cargas.

Tensão (V)			
Poste	Va	Vb	Vc
1	127,00	127,00	127,00
2	126,05	126,16	126,06
3	125,95	126,27	125,76
4	125,10	125,32	125,12
8	124,90	125,60	124,67
12	125,01	125,27	124,98
11	125,10	125,32	125,12
13	124,23	124,54	124,33
7	124,59	125,34	124,28
6	124,78	125,55	124,64
5	124,26	125,25	123,99
16	124,93	125,23	124,94
17	123,49	123,95	123,70
10	124,28	125,15	123,99
9	123,63	124,90	123,31
24	122,86	123,52	123,18
15	124,02	125,05	123,74
14	123,13	124,67	122,74
27	122,61	123,41	123,00
21	123,95	125,05	123,66
23	123,84	124,95	123,67
22	124,00	125,05	123,65
19	123,00	124,67	122,52
18	123,13	124,63	122,74
20	122,75	124,47	122,40
15	122,91	124,67	122,33
26	122,43	124,28	122,11
28	122,21	124,19	121,99
29	122,17	124,15	121,99



(a)



(b)

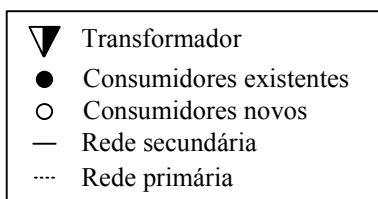


Figura 5.10. (a) Circuito com previsão de novas cargas, (b) Circuitos 1 e 2 – Solução.

Tabela 5.16. Dados de linha do circuito 1 – solução.

Dados de Linha			
Ramais		Tipo de Cabo	Tipo de Transformador
Noi	Nof		
4	2	2	1
4	8	3	
2	1	1	
8	11	1	
8	12	2	
8	13	3	
12	16	1	
13	17	3	
17	24	3	
17	30	2	
24	27	3	
30	31	1	
27	32	2	
32	33	1	
32	34	2	
34	35	1	
34	36	2	
36	37	2	
37	38	2	
38	39	1	
38	40	2	
40	41	1	

Tabela 5.17. Dados de linha do circuito 2 – solução.

Dados de Linha			
Ramais		Tipo de Cabo	Tipo de Transformador
Noi	Nof		
9	5	3	1
9	14	3	
5	3	3	
14	18	1	
14	19	2	
14	20	3	
3	6	1	
3	7	3	
19	25	1	
20	26	3	
7	10	2	
26	28	3	
10	15	2	
28	29	3	
15	21	1	
15	22	1	
15	23	1	
29	42	2	
29	47	2	
42	43	2	
47	48	2	
43	44	2	
48	49	2	
48	50	1	
44	45	1	
44	46	1	
49	51	1	

Tabela 5.18. Valores de tensão e estruturas do circuito 1 – solução.

Tensão (V)						
Poste	Va	Vb	Vc	Poste	Estrutura Primária	Estrutura Secundária
4	127,00	127,00	127,00	12/600	CE3TR-1	2S2A
2	126,96	126,86	126,98	11/400	CE1TR-1	2S2A
8	126,03	126,18	126,03	11/400	CE3TR-1	2S2A
1	126,93	126,73	126,96	11/200	CE1-1	2S2A
11	126,03	126,18	126,03	9/200	-----	S21D
12	125,76	125,96	125,82	11/200	CE1-1	S21D
13	125,33	125,58	125,28	9/400	-----	2S2A
16	125,54	125,78	125,62	11/200	CE1-1	2S2A
17	124,69	125,05	124,59	9/200	---	2S2F
24	124,19	124,57	123,97	9/200	-----	2S2A
30	124,57	124,99	124,53	9/200	-----	2S2A
27	123,70	124,10	123,34	9/200	-----	2S2A
31	124,46	124,93	124,48	9/200	-----	S21D
32	123,27	123,69	122,82	9/200	---	2S2F
33	123,22	123,69	122,71	9/200	-----	S21D
34	122,89	123,31	122,45	9/200	---	2S2F
35	122,83	123,29	122,42	9/200	-----	S21D
36	122,65	123,08	122,21	9/200	-----	2S2A
37	122,41	122,86	121,98	9/200	-----	2S2A
38	122,20	122,63	121,80	9/200	---	2S2F
39	122,17	122,57	121,77	9/200	-----	S21D
40	122,12	122,52	121,68	9/200	-----	S21D
41	122,12	122,48	121,63	9/200	---	2S2F

Tabela 5.19. Valores de tensão e estruturas do circuito 2 – solução.

Tensão (V)						
Poste	Va	Vb	Vc	Poste	Estrutura Primária	Estrutura Secundária
9	127,00	126,93	126,85	12/600	CE3TR-1	2S2A
5	126,71	126,66	126,71	11/400	CE1TR-1	2S2A
14	125,85	125,92	125,92	11/400	CE3TR-1	2S2A
3	126,46	126,39	126,45	11/200	CE1-1	2S2F
18	125,75	125,83	125,84	9/200	-----	S21D
19	125,63	125,84	125,75	11/200	CE1-1	2S2F
20	125,01	125,01	125,10	9/400	-----	2S2A
6	126,46	126,31	126,44	9/200	-----	S21D
7	126,20	126,25	126,30	9/400	-----	2S2A
25	125,59	125,84	125,71	9/200	-----	S21D
26	124,22	124,11	124,34	9/200	-----	2S2A
10	125,95	126,11	126,15	9/200	-----	2S2A
28	123,50	123,20	123,71	9/200	-----	2S2A
15	125,77	126,00	126,02	9/200	-----	2S2A
29	122,92	122,33	123,17	9/200	---	2S2F
21	125,64	125,93	125,97	9/200	-----	2S2A
22	125,76	126,00	125,95	9/200	-----	2S2A
23	125,75	125,98	126,02	9/200	-----	2S2A
42	122,66	121,87	122,92	9/200	-----	2S2A
47	122,63	121,94	122,89	9/200	-----	2S2A
43	122,49	121,50	122,75	9/200	-----	2S2A
48	122,47	121,63	122,67	9/200	---	2S2F
44	122,40	121,28	122,59	9/200	---	2S2F
49	122,34	121,44	122,54	9/200	-----	2S2A
50	122,44	121,55	122,63	9/200	-----	S21D
45	122,40	121,25	122,59	9/200	-----	S21D
46	122,40	121,23	122,55	9/200	-----	S21D
51	122,25	121,28	122,42	9/200	-----	S21D

Tabela 5.20. Custo total.

Custo Total (US\$)			
Circuito	Custo		Total
Circuito 1 - Solução	Operação	17.324,67	24.872,90
	Balanceamento de fases	60,00	
	Transformador	1.251,40	
	Cabo	72,83	
	Postes e Estruturas	6,164,00	
Circuito 2 - Solução	Operação	18,192,13	26.215,29
	Balanceamento de fases	50,00	
	Transformador	1.251,40	
	Cabo	88,47	
	Postes e Estruturas	6.633,29	

5.3.4. Análise dos Resultados

De acordo com os testes realizados para os sistemas I, II e III, verifica-se a eficiência do algoritmo *TS* na busca por soluções que contemplem tanto a questão de projetos quanto de planejamento de sistemas secundários de distribuição.

Para os sistemas I e II, obteve-se como solução uma configuração que melhorou pouco em relação à configuração inicial. Neste caso a heurística construtiva foi eficiente para gerar uma configuração inicial factível de muito boa qualidade. No entanto, verifica-se a eficiência do algoritmo *TS* com relação ao sistema de vizinhança implementado: mudança do transformador de lugar, alteração na capacidade e quantidade de transformadores para alimentarem os circuitos secundários (redução do número de circuitos), escolha do tipo dos cabos a serem instalados nos ramais dos circuitos e escolha de postes e estruturas adequadas para os circuitos. A solução encontrada para o sistema II prevê a redução do número de circuitos e conseqüentemente aumento da capacidade do transformador. Esta ação, resultou na redução dos custos mantendo o circuito em níveis adequados de tensão.

Para o sistema III, verifica-se a capacidade do algoritmo *TS* em encontrar soluções que melhorem o desempenho de sistemas que já estão em operação e que necessita da ligação de novas cargas. Nestas condições obtém-se uma condição de planejamento otimizada de sistemas secundários através de um balanceamento adequado das cargas dos circuitos, mudança de posição do transformador de lugar buscando o centro de carga dos circuitos, instalação/troca (recondutoramento) de cabos nos ramais, alteração da capacidade e quantidade do número de transformadores para alimentar os circuitos (aumento/redução do número de circuitos) e escolha de postes/estruturas para serem instaladas nos circuitos. A solução encontrada para o sistema III, propõe a divisão do circuito em dois, alimentados por trafos de 30 kVA e com níveis adequados de tensão, recondutoramento e balanceamento de cargas nas fases *abc* dos circuitos. No entanto, verificou-se a possibilidade de aumentar a capacidade do transformador, continuando com apenas um circuito. Neste caso, esta solução obteve níveis inadequados de tensão e foi penalizada. Nas Tabelas 5.20 e 5.21 as linhas sombreadas indicam as barras do circuito existente que ocorreram balanceamento de cargas entre as fases.

Em todos os testes para os sistemas I, II e III, as soluções encontradas atenderam às restrições de recursos financeiros impostas para investimentos tanto na questão de planejamento como de projetos. Os tempos computacionais não são proibitivos para a modelo a metodologia desenvolvida, sendo: 3,4 min para o sistema I, 4,1 min para o sistema II e de 3 min para o sistema III.

5.4. Conclusões

Neste capítulo o planejamento e projetos de circuitos secundários de distribuição foi formulado como um *PNLIM*, incorporando-se a este modelo as restrições elétricas e mecânicas que devem ser atendidas durante o planejamento e o projeto de sistemas reais. Estas restrições afetam diretamente os custos de investimentos, ou seja, possibilidades de ligações de novos consumidores com o dimensionamento adequado dos condutores (troca e instalação de cabos dos circuitos secundários), determinação dos tipos e características dos postes e estruturas de sustentação dos circuitos secundário e primário, posição, capacidade e quantidade de transformadores e balanceamento das cargas entre as fases dos circuitos, além dos custos de operação relacionados com as perdas elétricas. Dada às características dos circuitos secundários onde estão presentes os menores níveis de tensão do sistema elétrico e conseqüentemente as maiores perdas técnicas de energia, a análise simultânea da realização destes procedimentos permite obter uma proposta de construção e/ou reforma de rede com menores custos de investimento e operação.

O algoritmo *TS* dedicado juntamente com o algoritmo de fluxo de potência trifásico e o algoritmo para cálculos mecânicos para a determinação dos tipos de estruturas primárias e secundárias forneceu soluções de qualidade técnica e econômica excelentes. O sistema de codificação e a estrutura de vizinhança proposta para o algoritmo *TS* dedicado permitiram agilidade e eficiência deste algoritmo na determinação da solução do problema.

5.5. Referências

GÖNNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. New York: McGraw-Hill, 1986. 752p.

CIRIC, R. M.; FELTRIN, A. P; OCHOA, L. F. Power flow in four-wire distribution networks-general approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.18, n.4, p.1283-1290, 2003.

GLOVER, F. **Tabu search fundamentals and uses**. Bolder: University of Colorado, 1995. 85p.

COSSI, A. M.; ROMERO, R.; MANTOVANI, J. R. S. Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.20, n.1, p.205-213, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 8451**: postes de concreto armado para redes de distribuição de energia elétrica: especificação, São Paulo, 1998. 22p.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **GED 1347**: poste de concreto circular, 2004. 3p. Disponível: <http://agencia.cpfl.com.br/portal-servicos/paulista/inf_publicacao_especificacoes.asp>. Acessado em: 23 jun. 2006.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **GED 3648**: projeto de rede de distribuição – cálculo mecânico. 2005. 27p. Disponível: <http://agencia.cpfl.com.br/portal-servicos/paulista/inf_publicacao_normas.asp>. Acessado em: 23 jun. 2006.

BAZAN, L. F. A. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmo busca tabu**. 2003. 122f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A. Three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.10, n.2, p.671-679, 1995.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.12, n.2, p.718-723, 1997.

TSAI-HSIANG CHEN; JENG-TYAN CHERNG. Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.15, n.3, p.994-1000, 2000.

6. Planejamento Integrado de Redes Primárias (MT) e Circuitos Secundários (BT)

Neste capítulo é proposto um método heurístico para o planejamento integrado de redes primárias e circuitos secundários de distribuição de energia elétrica. Nos modelos de planejamento de redes primárias e circuitos secundários utiliza-se como técnica de solução um algoritmo Tabu Search (*TS*), desenvolvido no *Capítulo 5* deste trabalho. A integração do planejamento entre os sistemas primário e secundário é efetuada através de uma heurística construtiva em que se considera um conjunto de alternativas de integração entre estes sistemas que são tratadas de forma hierárquica, resolvendo-se o planejamento dos sistemas primários e circuitos secundários e avaliando os efeitos destas alternativas nos custos de expansão dos dois sistemas simultaneamente. Para avaliar esta metodologia foram realizados testes em um sistema de distribuição de energia elétrica real, composto de rede primária e circuitos secundários.

6.1. Introdução

O problema do planejamento da expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica é de grande importância para as empresas distribuidoras devido ao crescimento do consumo de energia elétrica e a necessidade de atender aos consumidores com qualidade de fornecimento de energia, altos índices de confiabilidade e custos competitivos. Assim, altos custos de investimentos e de operação, somados ao fato que o sistema de distribuição é o que se conecta diretamente com os consumidores, ressaltam a importância do planejamento da expansão destes sistemas. Ações desenvolvidas a partir de técnicas de otimização e heurísticas adotadas no processo de planejamento, podem acarretar ganhos substanciais nos custos de expansão e operação. Isto justifica o desenvolvimento de programas computacionais como ferramenta de

análise e planejamento que promovam a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica de maneira econômica, levando-se em consideração o montante dos investimentos a serem aplicados nos projetos de planejamento de redes de distribuição.

O sistema de distribuição é subdividido em dois subsistemas, primário (média tensão) (BAZAN, 2003) e secundário (baixa tensão) (COSSI, 2005). Devido ao elevado grau de dificuldade imposto pela natureza combinatória do problema de planejamento destes dois subsistemas, a maioria das ferramentas computacionais para análise e planejamento trata o problema do planejamento de redes primárias separadamente do planejamento dos circuitos secundários de distribuição, reduzindo assim a dimensão do espaço de busca do problema. Poucos trabalhos são encontrados na literatura que tratam do problema do planejamento de sistemas de distribuição contemplando de forma integrada os subsistemas primário e secundário. Tal abordagem é de grande importância já que os resultados do planejamento de um subsistema influencia nos resultados do outro, tendo como consequência um planejamento completo, ainda mais eficiente, com a redução dos custos totais e das perdas.

Vários métodos têm sido empregados no estudo do planejamento otimizado de sistemas de distribuição, sistemas primários, secundários ou planejamento integrado (redes de *MT* e *BT*): técnicas analíticas – branch-and-bound, Modelos de Transportes e decomposição de Benders, Métodos Heurísticos (REEVES, 1993) e atualmente as metaheurísticas (GLOVER; KOCHENBERGER, 2002) – Algoritmos Evolutivos (COSSI, 2005, RAMÍREZ-ROSADO; BERNAL-AGUSTÍN, 1998), Simulated Annealing e Busca Tabu (COSSI; ROMERO; FELTRIN; MANTOVANI, 2005, BAZAN, 2003).

Neste capítulo os problemas de planejamento de redes primárias e circuitos secundários de distribuição são formulados como problemas de programação não linear inteiro mistos (*PNLIM*) (COSSI, 2005). Para integrar o planejamento dos sistemas de *MT* e de *BT* propõe-se uma técnica heurística composta por um conjunto de regras que são encontradas na prática ao se fazer as conexões entre as redes de *MT* e *BT*. O planejamento integrado de sistemas de distribuição tem por objetivos obter resultados de forma conjunta, tanto na expansão quanto na operação do sistema como um todo, melhorando assim a qualidade técnica do serviço de fornecimento de energia elétrica a um custo total reduzido. Para isso, propõe-se um conjunto de alternativas que são analisadas interativa e hierarquicamente para interligar da melhor forma possível os subsistemas primário e secundário, e obter o planejamento otimizado do ponto de vista técnico e econômico dos sistemas de *MT* e de *BT*.

Para testar a eficiência do modelo de planejamento integrado, apresentam-se resultados de testes realizados em dois sistemas de integração. O sistema de Integração I consiste em um

sistema primário e secundário real (UNESP-FEIS: www.dee.feis.unesp.br/lapsee). O sistema de integração II consiste em um sistema primário encontrado na literatura (PROENÇA, 1993) e o circuito secundário um sistema real (loteamento). Estes sistemas referem-se aos sistemas utilizados nos testes do planejamento de redes de *MT* e de *BT*.

6.2. Modelo Matemático

O planejamento da expansão de sistemas primário de distribuição de energia elétrica pode ser formulado como um problema de otimização não linear inteiro misto (PNLIM) de grande porte, da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 Min \ W = & \sum_{k \in C_p} \cdot \sum_{ij \in L_p} \left[CFC_k^P + (C_{kWh}) \cdot (T) \cdot (R_{k,ij}^P) \cdot \left(|I_{ij}^P|^2 \right) \right] \cdot y_{k,ij}^P \\
 & + \sum_{k \in N_p} (CFS_k) \cdot ti + \sum_{ij \in L_p} (C_{kWh}) \cdot (T) \cdot (R_{ij}^P) \cdot \left(|I_{ij}^P|^2 \right) \cdot \left(1 - \sum_{k \in C_p} y_{k,ij}^P \right)
 \end{aligned} \tag{6.1}$$

Em que:

- W : Função objetivo do planejamento de redes primárias;
- C_{kWh} : Custo do kWh em US\$;
- T : Número de horas para o período de um ano de planejamento (8760 horas);
- C_p : Conjunto formado pelos tipos de cabo que podem ser instalados na rede primária.
- L_p : Conjunto formado pelos ramais existentes na rede primária.
- N_p : Conjunto que representa as subestações existentes e futuras;
- CFC_k^P : Custos fixos para troca de cabos na rede primária;
- CFS_k : Custos fixos para construção e/ou repotencialização de subestações;
- $y_{k,ij}^P$: Variável de decisão para alterar (1) ou não (0) a bitola do cabo no ramo $i-j$ da rede primária.
- ti : Variável de decisão para construção (1) ou não (0) de subestações na rede primária;
- $R_{k,ij}^P$: Resistência dos condutores no ramo $i-j$ a ser construído ou reconduzido na rede primária;
- I_{ij}^P : Corrente no ramo $i-j$ da rede primária.

A equação 6.1 envolve os custos em investimentos na rede (construção de novas subestações e alimentadores e troca de cabos), além dos custos operacionais (perdas elétricas).

O planejamento de circuitos secundários de distribuição também pode ser formulado como um modelo de programação não linear inteiro misto (PNLIM), escrito matematicamente da

seguinte maneira:

$$\begin{aligned}
 \text{Min } Z = & \sum_{ij \in L_S} (C_{kWh}) \cdot (T) \cdot (R_{ij}^S) \cdot \left(|I_{ij}^S|^2 \right) \cdot \left(1 - \sum_{k \in C_S} y_{k,ij}^S \right) \\
 & + \sum_{k \in C_S} \sum_{ij \in L_S} \left[CFC_k^S + (C_{kWh}) \cdot (T) \cdot (R_{k,ij}^S) \cdot \left(|I_{ij}^S|^2 \right) \right] \cdot y_{k,ij}^S \\
 & + \sum_{k \in N_S} (CFT_k) \cdot li + \sum_{k \in P_S} (CFB_k) \cdot fi
 \end{aligned} \tag{6.2}$$

Em que:

- Z : Função objetivo do planejamento de circuitos secundários;
- C_{kWh} : Custo do kWh em US\$;
- T : Número de horas para o período de um ano de planejamento (8760 horas);
- C_S : Conjunto formado pelos tipos de cabo que podem ser instalados na rede secundária;
- L_S : Conjunto formado pelos ramais existentes na secundária;
- N_S : Conjunto que representa os possíveis locais para a instalação do transformador no circuito secundário;
- P_S : Conjunto de números que representa as posições das cargas nas fases do circuito secundário;
- CFC_k^S : Custos fixos para troca de cabos no circuito secundário;
- CFT_k : Custo da troca do transformador de poste no circuito secundário;
- CFB_k : Custo do balanceamento das cargas nas fases do circuito secundário;
- $y_{k,ij}^S$: Variável de decisão para alterar (1) ou não (0) a bitola do cabo no ramo $i-j$ do circuito secundário;
- li : Variável de decisão para mudança (1) ou não (0) do transformador de posição no circuito secundário;
- fi : Variável de decisão para o balanceamento (1) ou não (0) das cargas no circuito secundário;
- R_{ij}^S : Resistência dos condutores no ramo $i-j$ a ser construído ou reconduzido no circuito secundário;
- I_{ij}^S : Corrente no ramo $i-j$ do circuito secundário.

Na equação 6.2 minimizam-se os custos em investimentos no circuito (balanceamento de fases, instalação e/ou troca de condutores, repotencialização e posicionamento adequado de transformadores no circuito) e os custos operacionais (perdas técnicas).

As restrições físicas, operacionais e de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica consideradas nos modelos de planejamento de redes primárias e circuitos secundários, podem ser representadas matematicamente como:

$$g(P_D^P, Q_D^P, V^P, \theta^P) = 0 \quad (6.3)$$

$$g(P_{D_{abcn}}^S, Q_{D_{abcn}}^S, V_{abcn}^S, \theta_{abcn}^S) = 0 \quad (6.4)$$

$$V_i^{P_{min}} \leq V_i^{P_{cal}} \leq V_i^{P_{max}} \quad (6.5)$$

$$V_{i_{abcn}}^{S_{min}} \leq V_{i_{abcn}}^{S_{cal}} \leq V_{i_{abcn}}^{S_{Max}} \quad (6.6)$$

$$|f_{ij}^P| \leq \bar{f}_{ij}^P \quad (6.7)$$

$$|f_{ij_{abcn}}^S| \leq \bar{f}_{ij_{abcn}}^S \quad (6.8)$$

$$\sum_{i \in NB_p} P_i^{P_C} + \sum_{ij \in L_p} P_{ij}^{P_L} \leq \sum_{i \in Nt_p} P_i^{P_T} \quad (6.9)$$

$$\sum_{i \in NB_p} Q_i^{P_C} + \sum_{ij \in L_p} Q_{ij}^{P_L} \leq \sum_{i \in Nt_p} Q_i^{P_T} \quad (6.10)$$

$$\sum_{i \in NB_s} P_{i_{abc}}^{S_C} + \sum_{ij \in L_s} P_{ij_{abcn}}^{S_L} \leq \sum_{i \in Nt_s} P_{i_{abc}}^{S_T} \quad (6.11)$$

$$\sum_{i \in NB_s} Q_{i_{abc}}^{S_C} + \sum_{ij \in L_s} Q_{ij_{abcn}}^{S_L} \leq \sum_{i \in Nt_s} Q_{i_{abc}}^{S_T} \quad (6.12)$$

$$\sum_{k \in C_p} y_{k,ij}^P \leq 1, \forall ij \in L_p \quad (6.13)$$

$$\sum_{k \in C_s} y_{k,ij}^S \leq 1, \forall ij \in L_s \quad (6.14)$$

Em que:

- P_D^P, Q_D^P : Demandas de potências ativa e reativa na rede primária;
- V^P, θ^P : Magnitude e ângulo de tensão nodal na rede primária;
- $P_{D_{abcn}}^S, Q_{D_{abcn}}^S$: Demanda de potências ativa e reativa no circuito secundário;
- $V_{abcn}^S, \theta_{abcn}^S$: Magnitude e ângulo de tensão nodal no circuito secundário;
- $V_i^{P_{min}}, V_i^{P_{max}}$: Limite da magnitude de tensão na barra i (mínima e máxima) da rede primária;
- $V_{i_{abcn}}^{S_{min}}, V_{i_{abcn}}^{S_{Max}}$: Limite da magnitude de tensão na barra i (mínima e máxima) do circuito secundário;
- $V_i^{P_{cal}}, V_{i_{abcn}}^{S_{cal}}$: Tensão calculada na barra i da rede primária e do circuito secundário, respectivamente;
- $f_{ij}^P, f_{ij_{abcn}}^S$: Fluxos calculados nos ramos $i-j$ da rede primária e do circuito secundário, respectivamente;
- $\bar{f}_{ij}^P, \bar{f}_{ij_{abcn}}^S$: Máximos fluxos permitidos nos ramos $i-j$ da rede primária e do circuito secundário, respectivamente;
- $P_i^{P_C}, Q_i^{P_C}$: Potências ativa e reativa consumidas na barra i da rede primária;

$P_{ij}^{P_L}, Q_{ij}^{P_L}$: Perdas ativa e reativa no ramo i - j da rede primária;
$P_i^{P_T}, Q_i^{P_T}$: Capacidade da subestação – Potências ativa e reativa;
$P_{i_{abc}}^{S_C}, Q_{i_{abc}}^{S_C}$: Potências ativa e reativa consumidas na barra i do circuito secundário;
$P_{ij_{abcn}}^{S_L}, Q_{ij_{abcn}}^{S_L}$: Perdas ativa e reativa no ramo i - j do circuito secundário;
$P_{i_{abc}}^{S_T}, Q_{i_{abc}}^{S_T}$: Capacidade dos transformadores do circuito secundário – Potências ativa e reativa;
CP	: Conjunto de propostas de interligações entre os sistemas de MT e de BT ;
$y_{k,ij}^P, y_{k,ij}^S$: Variável de decisão para alterar (1) ou não (0) a bitola do cabo no ramo i - j da rede primária e do circuito secundário, respectivamente.

Através da solução das equações 6.3 e 6.4 verifica-se diretamente o estado da rede primária e dos circuitos secundários, respectivamente, em que a lei de Kirchhoff (lei das correntes e das tensões) assegura o balanço de demanda para cada nó do circuito, fazendo com que o somatório do fluxo líquido de potência seja nulo. As equações 6.5 e 6.6 impõem que o perfil de tensão da rede primária e dos circuitos secundários seja mantido dentro de limites preestabelecidos, evitando grandes variações de tensões. As equações 6.7 e 6.8 asseguram o atendimento do limite da capacidade de operação dos alimentadores da rede primária e circuitos secundários (existentes ou futuros), durante o período de planejamento. Nas equações 6.9 e 6.10 assegura-se que a capacidade total das subestações seja suficiente para atender à demanda durante o período de planejamento. As equações 6.11 e 6.12 garantem que a capacidade total dos transformadores seja suficiente para atender a demanda e as perdas técnicas nos circuitos secundários durante o período de planejamento. As equações 6.13 e 6.14 estabelecem que apenas um tipo de cabo pode ser escolhido para ser instalado ou trocado num possível recondutoramento dos ramais da rede primária e dos circuitos secundários, respectivamente.

6.3. Técnica de Solução

A técnica de solução adotada para o planejamento integrado consiste de um procedimento iterativo em que no primeiro nível, para cada uma das propostas de interligação entre as redes de MT e BT , é resolvido o planejamento do circuito de MT através de um algoritmo de busca tabu dedicado. No segundo nível, considerando-se os resultados obtidos no primeiro nível é efetuado o planejamento do circuito de BT . As propostas de interligação entre os circuitos de MT e de BT consistem de um conjunto de possibilidades para integrar o circuito de MT com os circuitos de BT . Estas possibilidades são estabelecidas de forma heurística baseadas nas condições geográficas, físicas e elétricas existentes entre o circuito de MT e os circuitos de BT .

6.3.1. Planejamento de Redes Primárias (MT)

Para resolver o problema do planejamento de redes primárias de distribuição de energia elétrica é utilizado um algoritmo *RTS* (COSSI; ROMERO; FELTRIN; MANTOVANI, 2005, BAZAN, 2003, GLOVER; KOCHENBERGUER, 2003, REEVES, 1993). O algoritmo *TS* foi desenvolvido para explorar as características específicas do problema de planejamento, obter confiabilidade dos resultados e eficiência computacional. Para mapear as possíveis soluções para o problema é utilizada uma codificação em base decimal inteira que determina as propostas de conexão dos alimentadores e o tipo de cabo a ser instalado e/ou trocado, obedecendo à restrição de radialidade imposta ao problema. Este sistema de codificação está ilustrado na Figura 6.1.

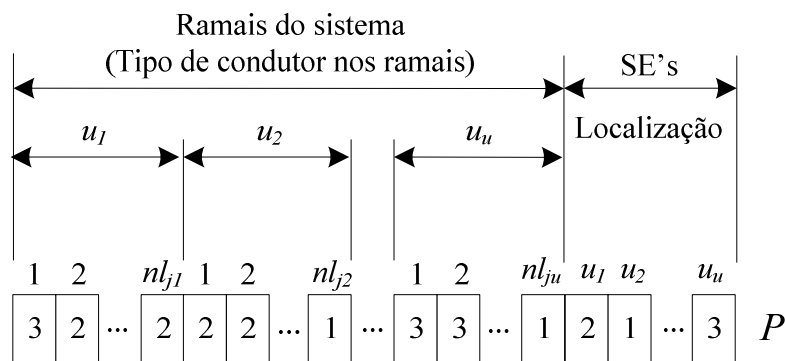


Figura 6.1. Sistema de Codificação.

Em que:

P : Propostas de conexão dos alimentadores no sistema (1,2,3,..., N_{cabo} - tipo cabo alocado no ramo L da rede, para $L=1, \dots, NL$; 0 - ramo sem cabo alocado).

Neste esquema de codificação e na transição entre configurações vizinhas, deve ser obedecida a restrição de radialidade.

O algoritmo *TS* parte de uma configuração inicial com o conjunto de vizinhos conhecidos. Para gerar a configuração semente inicial é utilizada uma heurística construtiva que consiste em criar conexões entre as subestações existentes e futuras e as novas cargas que devem ser energizadas, através da construção de novos alimentadores e ramais. Na construção dos novos ramais e alimentadores, subestações novas e repotencialização das existentes, considera-se a capacidade de potência disponível das subestações, a radialidade do sistema, as propostas preestabelecidas para construção de ramais e alimentadores para energizar as novas cargas que devem ser ligadas no sistema. Esta heurística consiste dos seguintes passos:

- i. Escolher um nó de carga j para ser energizado;

- ii.* Escolher uma subestação S_i existente com capacidade de fornecimento de energia disponível e que ainda não foi analisada para energizar a carga j . Fazer $S \leftarrow S_i$ e ir ao passo *iii*;
- iii.* Verificar a capacidade de operação da subestação S com a adição do nó j :
 - a.* Se a capacidade de operação da subestação S não for ultrapassada, ligar a carga j através de um ramal no alimentador desta subestação mais próximo da carga j . A bitola do condutor deste ramal é especificada como sendo o cabo de menor bitola para ser especificado no planejamento da rede de distribuição. Ir para o passo *iv*;
 - b.* Caso contrário, retirar o nó j da subestação S e ir para o passo *v*.
- iv.* Verificar a radialidade do sistema devido à adição do nó j à subestação S :
 - a.* Se o sistema for radial, ir ao passo *vi*;
 - b.* Caso contrário, retirar o nó j da subestação S_i e voltar ao passo *ii*.
- v.* Verificar se existem subestações S_k com capacidade de potência disponível. Se existe subestação com capacidade de potência disponível, escolher a subestação S_k que possui alimentadores mais próximos do ponto de carga j . Fazer $S \leftarrow S_k$, voltar ao passo *iii*. Caso contrário, escolher dentre as subestações propostas para serem construídas ou repotencializadas, a subestação S_k de menor custo. Fazer $S \leftarrow S_k$ e retornar ao passo *iii*.
- vi.* Verificar se todos os nós de carga estão energizados:
 - a.* Se existir nós com carga desenergizados, ir ao passo *i*;
 - b.* Caso contrário, ir para o passo *vii*.
- vii.* Construir o vetor codificação da topologia obtida para o sistema de distribuição inicial.

A estrutura de vizinhança é dividida em duas partes. A primeira, referente à criação de rotas dos alimentadores, é baseada na técnica de troca de ramos (GOSWAMI, 1997) realizada em duas zonas: intrazona - realiza a troca de ramos conectados a uma mesma subestação e interzona - realiza 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 de planejamento. 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 diferente em um ramo desta configuração, conservando a sua radialidade. A segunda estrutura de vizinhança refere-se à escolha da bitola do cabo a ser substituído (recondutorado) ou alocado no sistema. Essa escolha é feita através da avaliação das condições de fluxo para os condutores existentes na configuração sob estudo e para aqueles pertencentes ao conjunto de condutores candidatos a serem alocados.

Cada proposta de planejamento obtida para cada vizinhança do *TS* é avaliada através de uma função de adaptação fa_1 que considera a função objetivo (equação 6.1) e violações do conjunto de restrições do *PNLIM*, que são consideradas através de penalizações. O estado operacional da rede para avaliar o conjunto de restrições é obtido através do processamento de um fluxo de potência monofásico (BARAN; WU, 1989). Este algoritmo de fluxo de potência monofásico é adequado para o planejamento de redes primárias por ser rápido e eficiente e também porque as redes primárias podem ser consideradas durante a fase de planejamento equilibradas ou com muito pouco desequilíbrio. No procedimento de planejamento das redes primárias através da metodologia proposta há a necessidade de resolver uma grande quantidade de problemas de fluxo de potência.

6.3.2. Planejamento de Circuitos Secundários (*BT*)

A técnica de solução proposta para o planejamento de circuitos secundários de distribuição é o algoritmo *TS* dedicado à solução do problema de planejamento e projetos de circuitos secundários, discutido no *Capítulo 5* (seção 4.2) deste trabalho, que contempla: configuração inicial, sistema de codificação, vizinhança do *TS*, lista tabu, critério de aspiração e critério de parada, capaz de explorar o problema com vistas a obter eficiência e buscar adequadamente as possíveis soluções.

Cada proposta de planejamento obtida para cada vizinhança do *TS* é avaliada através de uma função de adaptação fa_2 que considera a função objetivo (equação 6.2) e violações do conjunto de restrições do *PNLIM*, que são consideradas através de penalizações. O estado operacional da rede para avaliar o conjunto de restrições é obtido através do processamento de um fluxo de potência trifásico a quatro fios (CIRIC; FELTRIN; OCHOA, 1989). Este algoritmo de fluxo de potência a quatro fios (três fases e neutro), utiliza formulações básicas das leis de kirchhoff e pode ser adotado para solução de redes de distribuição radial e/ou fracamente malhada. Este método apresenta características de convergência adequada e é estável numericamente.

6.3.3. Planejamento Integrado

No planejamento integrado, procura-se verificar a influência entre os resultados do planejamento dos subsistemas primário e secundário, de forma a minimizar os custos totais de investimentos e operação do sistema de distribuição como um todo. Desta forma no planejamento integrado se considera as alternativas de planejamento de cada subsistema, primário e secundário, além das restrições dos modelos de planejamento de cada um dos subsistemas.

No desenvolvimento do algoritmo para efetuar o planejamento integrado, devem ser previstas algumas condições que contemplem a estrutura física, geográfica e topológica das redes existentes e as necessidades de expansão do sistema.

A integração entre os sistemas primários e circuitos secundários é realizada através dos alimentadores primários que deverão possuir os possíveis pontos para a instalação dos transformadores abaixadores e derivação dos circuitos de *BT*. Para tal, deve-se conhecer o roteamento dos alimentadores primários e os possíveis pontos e ramais de interconexão com os circuitos secundários. A seleção desses pontos de derivação dos circuitos secundários pode ser considerada então como uma expansão do subsistema primário.

Para o planejamento integrado, os valores de demanda podem ser determinados através do *kVAS-kVA* estatístico dos transformadores de distribuição provindo de uma relação que associa o kWh faturado com o *kVA* máximo medido (KERSTING, 2002, CIPOLI, 1993). Uma outra maneira consiste em determinar a máxima demanda medida no alimentador (*MFMD – Metered Feeder Maximum Demand*) (KERSTING, 2002), com a determinação do fator de alocação baseado na demanda trifásica total medida (kW ou kVA) e o somatório dos kVA de todos os transformadores de distribuição ligados no circuito. Esta técnica para determinar as cargas do circuito fornece resultados realistas das condições de operação.

Na Figura 6.3 mostram-se possíveis situações que podem acontecer durante a fase de planejamento da rede primária, mas considerando a rede secundária existente, ou seja, para obter soluções que consideram a integração entre os subsistemas primário e secundário.

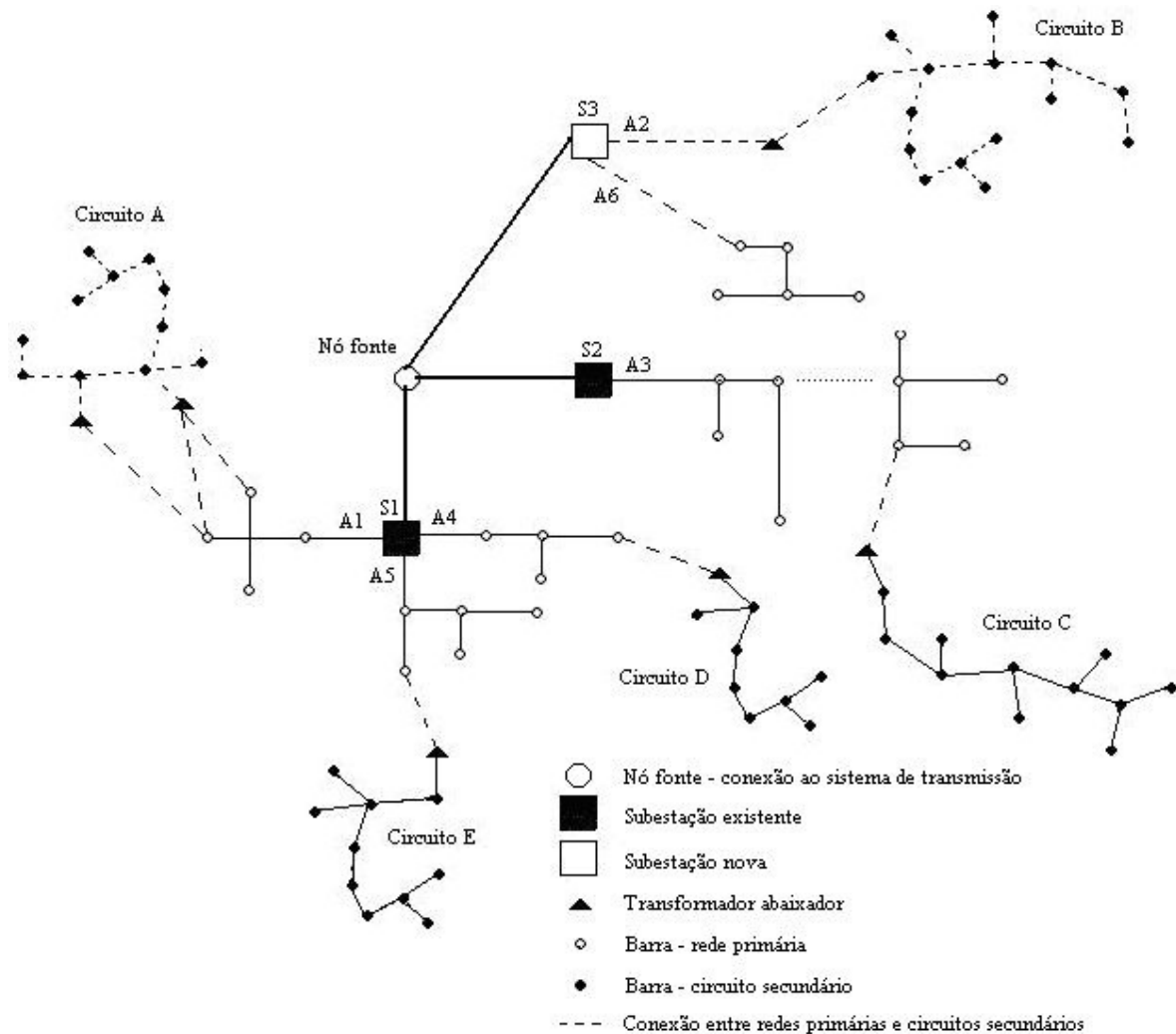


Figura 6.2. Opções de integração entre redes primárias e circuitos secundários.

Neste trabalho considera-se que o planejamento integrado é efetuado da seguinte forma:

- (1) Resolve-se o planejamento da rede primária considerando uma proposta de interconexão com o circuito secundário, de acordo com uma lista de propostas, e com base no crescimento de carga do sistema (expansão ou construção de um novo circuito secundário);
- (2) Resolve-se o planejamento do circuito secundário de acordo com a proposta de integração adotada no planejamento primário;
- (3) Com base nos resultados de ambos os planejamentos, a avaliação do custo global do planejamento para cada proposta de integração, através de uma função de adaptação fa , definida como:

$$fa = fa_1 + fa_2 \quad (6.15)$$

Em que:

- fa : Função de adaptação do planejamento integrado;
- fa_1 : Função de adaptação do planejamento de redes primárias;
- fa_2 : Função de adaptação do planejamento de circuitos secundários.

A melhor solução é aquela que contempla a integração com um menor custo de planejamento, mas de forma que obedeça aos critérios técnicos de operação da rede. Na Figura 6.4 ilustra-se o diagrama de blocos do modelo de planejamento integrado entre os sistemas de *MT* e de *BT*.

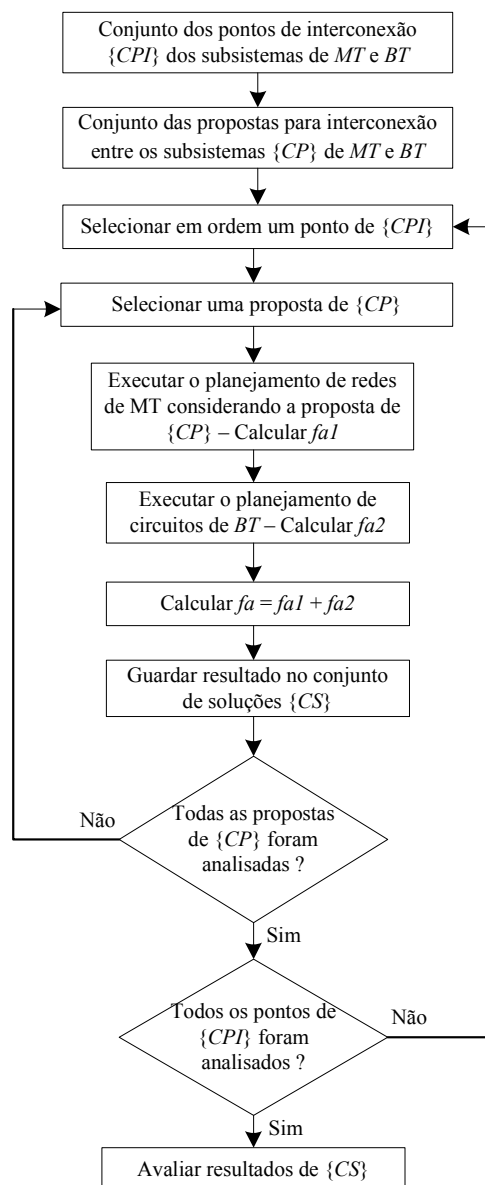


Figura 6.3. Metodologia proposta para planejamento integrado de sistemas de distribuição de *MT* e de *BT*.

A heurística para efetuar este planejamento integrado, considerando os aspectos técnicos e econômicos dos subsistemas de *MT* e *BT* é composta dos seguintes passos:

- i.* Conhecer o roteamento dos alimentadores primários e secundários do sistema com base nos índices de crescimento de cargas e fatores sócio-econômicos e ambientais;
- ii.* Realizar o planejamento integrado (buscar pelas melhores soluções para um planejamento integrado de redes primárias e circuitos secundários):
 - a. Com base em uma lista de propostas para a interconexão entre os subsistemas primário e secundário, adotar uma proposta de acordo com a ordem das mesmas para realizar o planejamento primário (previsão de cargas);
 - b. Promover o planejamento primário, considerando o crescimento de carga do sistema (expansão ou construção de um novo circuito secundário). Neste caso, cada proposta de interconexão entre estes subsistemas consiste em executar as seguintes ações:
 1. Construir novos alimentadores primários conectando o circuito secundário diretamente à subestação, e/ou;
 2. Conectar o circuito secundário através da expansão de alimentadores primários existentes;
 3. Avaliar a capacidade da subestação: caso a subestação esteja operando em sua máxima capacidade, avaliar a possibilidade de repotencialização da mesma. Caso não seja possível, avaliar a viabilidade de construção de uma nova.
 - c. Para cada proposta de interconexão entre os subsistemas primário e secundário adotado no planejamento primário, efetuar o planejamento do circuito secundário e analisar possíveis ações como:
 1. Balanceamento de cargas nas fases;
 2. Recondutoramento dos ramais secundários;
 3. Troca do transformador abaixador: caso o transformador esteja operando em sua máxima capacidade, promover a troca do transformador por outro de maior potência;
 4. Localização do transformador: analisar a mudança do transformador abaixador de posição de acordo com a proposta adotada no planejamento primário para a interconexão entre os subsistemas primário e secundário;
 5. Remanejamento de cargas: analisar a possibilidade de remanejamento de cargas de um circuito secundário para outro circuito adjacente, caso seja necessário.

- d. Verificar o critério de parada:
 - 1. Se todas as propostas de interconexão entre os subsistemas primário e secundário foram analisadas, ir para o passo *iii*.
 - 2. Caso contrário, guardar os resultados e voltar ao item a do passo *ii*.
- iii*. Avaliar o custo total do planejamento integrado para cada proposta de interconexão entre os subsistemas primário e secundário analisadas no passo *ii*, considerando as ações de planejamento adotado em cada um destes subsistemas;
- iv*. Imprimir resultados.

No planejamento integrado, devido às várias opções a serem executadas para promover a interconexão entre os subsistemas primário e secundário, não se obtém apenas uma única solução, mas um conjunto de soluções em que a escolha da solução mais conveniente a ser adotada depende das condições de projetos que sejam mais viáveis tecnicamente.

6.4. Testes e Resultados

Para testar o sistema computacional implementado em linguagem de programação *FORTRAN* a partir da metodologia proposta, foram simulados o planejamento integrado de dois sistemas primários e secundários de distribuição.

6.4.1. Sistema de Integração I

O sistema primário é um sistema real em expansão constituído por 84 barras, 62 ramais existentes e 97 propostos para atender novos consumidores, incluindo as opções de roteamento para a integração dos sistemas primário e secundário (UNESP-FEIS, disponível em: <<http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee>>). O circuito secundário também constitui um sistema real com 72 barras e 71 ramais (UNESP-FEIS, disponível em: <<http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee>>). Na Figura 6.4 ilustram-se as propostas de integração entre o sistema primário e o circuito secundário, onde os alimentadores ilustrados na cor vermelha indicam os possíveis pontos adotados para a interligação entre o sistema primário e o circuito secundário. Na Figura 6.5 ilustra-se a configuração solução para ligação entre os subsistemas, apresentando o menor custo global para o planejamento integrado. Para esta configuração, o menor valor da magnitude de tensão nas barras do circuito secundário é de 122,81 (V). Na Tabela 6.1 encontram-se os custos obtidos através da metodologia proposta do planejamento da rede primária para cada opção de ligação com o circuito secundário. Na Tabela 6.2 estão os custos para as melhorias propostas na

rede secundária, considerando-se as opções de alocação do transformador nas barras de integração com a rede primária, sendo a barra 1 (85 da rede primária) onde o transformador abaixador se encontra instalado. Na Tabela 6.3 estão os custos totais para cada proposta de planejamento integrado entre os subsistemas primário e secundário.

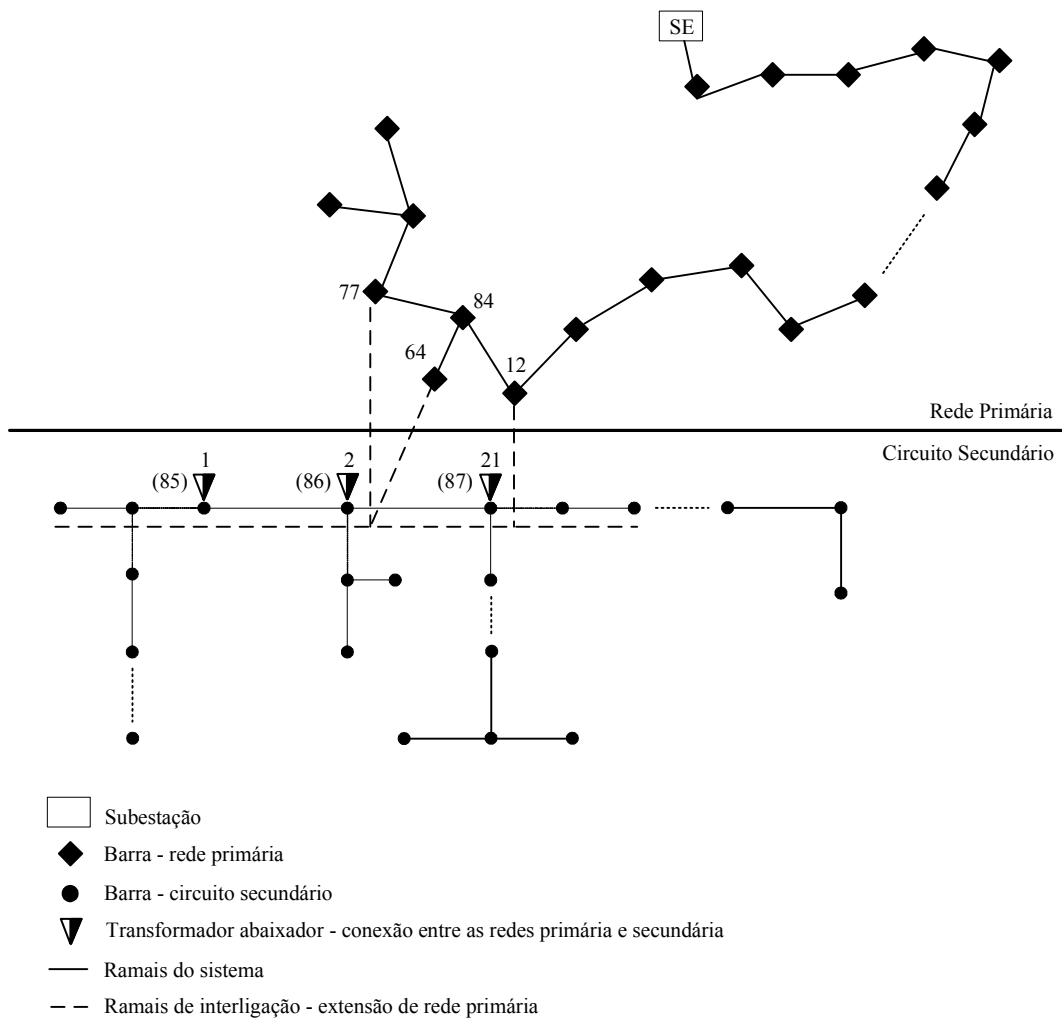


Figura 6.4. Propostas de roteamento para integração entre a rede primária e o circuito secundário.

Tabela 6.1. Custos do planejamento primário para cada opção de integração.

Barras Integração	Distância (km)	Custos fa_1 (US\$)		
		Perdas	Cabos	Total
77-85 (1)	0,185	8.028,05	7.988,80	16.016,85
77-86 (2)	0,105	7.800,09	7.828,80	15.628,89
77-87(21)	0,180	8.011,13	7.978,80	15.989,93
64-85 (1)	0,155	8.002,82	7.928,80	15.931,62
64-86 (2)	0,070	7.754,88	7.758,80	15.513,68
64-87(21)	0,150	7.952,61	7.918,80	15.871,41
12-85 (1)	0,215	8.122,31	8.048,80	16.171,11
12-86 (2)	0,130	7.880,46	7.878,80	15.759,26
12-87 (21)	0,060	7.720,60	7.738,80	15.459,40
Tensão (V)		Vmin		12,93
		Vmax		13,75

Tabela 6.2. Melhorias na rede secundária de acordo com as opções de planejamento integrado.

Custos fa_2 (US\$)	Sistema atual	Configurações Propostas			
		Trafo Barra 1 (85)	Trafo Barra 2 (86)	Trafo Barra 21 (87)	
Operação	3.890,22	2.022,87	2.238,49	2.351,97	
Balanceamento de cargas	0,00	37,55	37,55	42,25	
Realocação do transformador	0,00	0,00	80,00	80,00	
Troca de cabos	0,00	159,43	159,43	169,55	
Total	3.890,22	2.219,85	2.515,47	2.643,77	
Tensão (V)	Vmin	120,87	122,81	121,92	121,03
	Vmax	127,0	127,00	127,00	127,00

Tabela 6.3. Custo Total do Planejamento Integrado dos Subistemas Primário e Secundário.

Barras de Integração	Custos (US\$)		
	fa_1	fa_2	fa
77-85 (1)	16.016,85	2.220,85	18.237,70
77-86 (2)	15.628,89	10.435,47	26.064,36
77-87(21)	15.989,93	10.563,77	26.553,70
64-85 (1)	15.931,62	2.220,85	18.152,47
64-86 (2)	15.513,68	10.435,47	25.949,15
64-87(21)	15.871,41	10.563,77	26.435,18
12-85 (1)	16.171,11	2.220,85	18.391,96
12-86 (2)	15.759,26	10.435,47	26.194,73
12-87 (21)	15.459,40	10.563,77	26.023,17

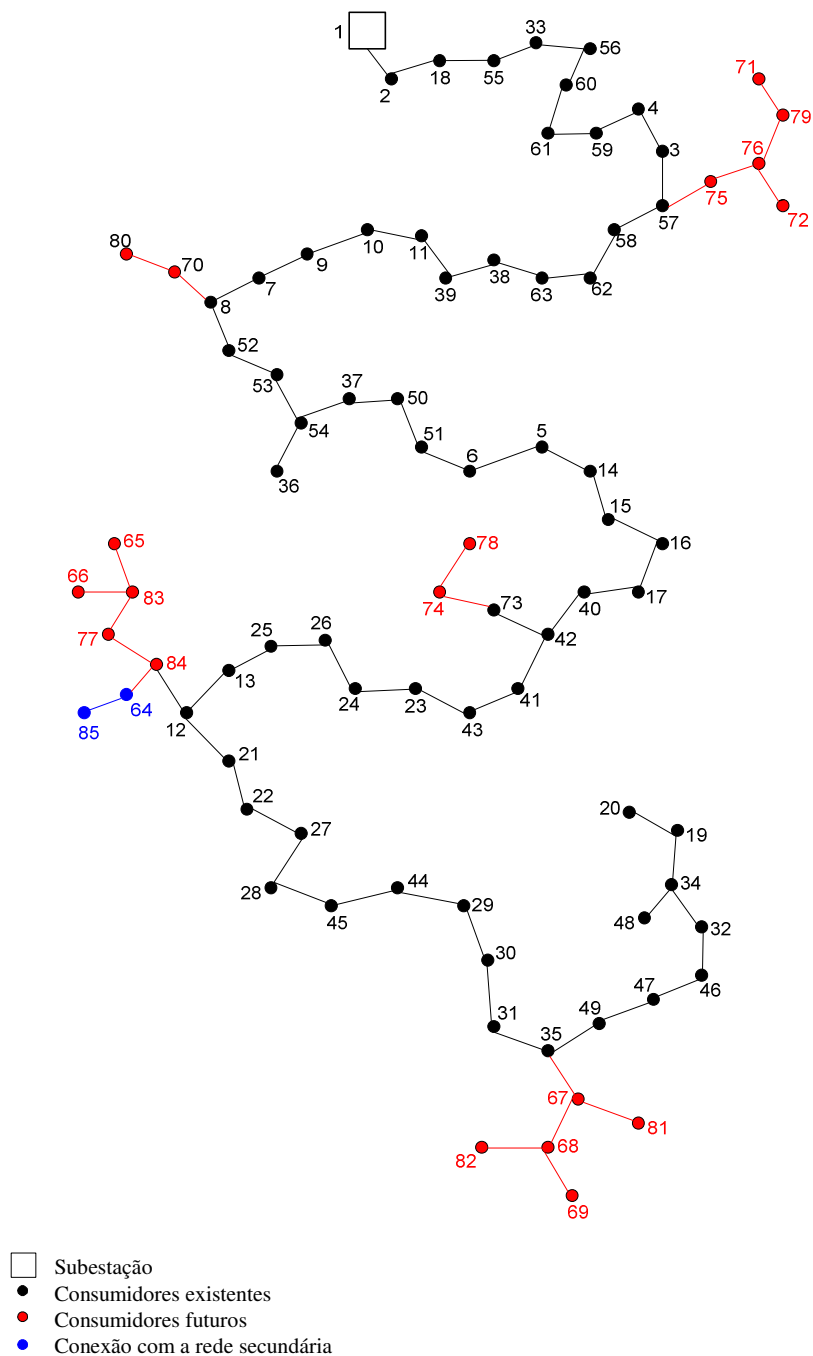


Figura 6.5. Configuração solução da rede primária após o planejamento integrado.

6.4.2. Sistema de Integração II

O sistema primário trata-se da configuração solução do sistema I apresentado no *Capítulo 4* (PROENÇA, 1993). O circuito secundário é um dos circuitos obtido como solução do sistema I do *Capítulo 5*. Na Figura 6.6 ilustram-se as propostas de integração entre o sistema primário e o circuito secundário, onde os alimentadores que estão na cor vermelha indicam os possíveis pontos adotados para a ligação entre a rede de *MT* e o circuito de *BT*. Na Figura 6.7 ilustra-se a configuração obtida através da metodologia proposta para integração entre os subsistemas de *MT*

e *BT*, apresentando o menor custo global para o planejamento integrado obedecendo os aspectos operacionais da rede elétrica. Para esta configuração, o menor valor da magnitude de tensão nas barras do circuito secundário de distribuição é de 121,72 (V). Na Tabela 6.4 encontram-se os custos de planejamento da rede primária para cada opção de ligação para integrar com o circuito secundário e a magnitude de tensão máxima e mínima da configuração obtida como solução do planejamento integrado. Na Tabela 6.5 encontram-se os custos para as melhorias propostas na rede secundária, considerando-se as opções de alocação do transformador nas barras de integração com a rede primária, sendo a barra 12 (52 da rede primária) onde o transformador abaixador se encontra instalado. Na Tabela 6.6 apresentam-se os custos totais obtidos através das simulações para cada proposta de planejamento integrado entre os subsistemas primário e secundário.

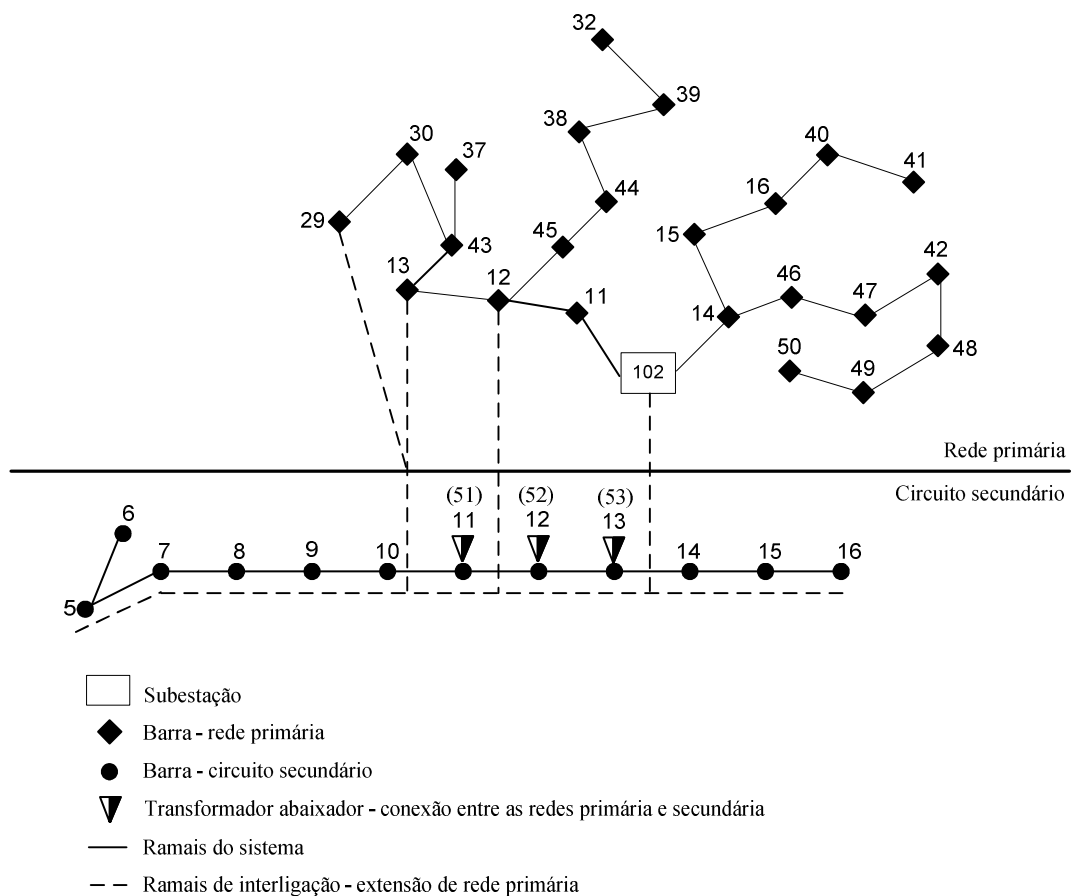


Figura 6.6. Propostas de interconexões entre as redes de *MT* o circuito de *BT*.

Tabela 6.4. Custos do planejamento do sistema de *MT* para cada opção de ligação com o circuito de *BT*.

Barras Integração	Distância (km)	Custos fa_1 (US\$)		
		Perdas	Cabos	Total
29-51 (11)	33	5531,16	219,12	5750,28
29-52 (12)	31	5501,01	205,84	5706,85
29-53 (13)	34	5546,09	225,76	5771,85
13-51 (11)	29	5490,18	192,56	5682,74
13-52 (12)	30	5494,91	199,20	5694,11
13-53 (13)	31	5501,01	205,84	5706,85
12-51 (11)	35	5562,11	232,40	5794,51
12-52 (12)	33	5531,16	219,12	5750,28
12-53 (13)	32	5520,04	212,48	5732,52
102-52 (12)	50	5693,23	332,00	6025,23
102-52 (13)	47	5648,87	312,08	5960,95
Tensão (V)		Vmin		12,89
		Vmax		13,80

Tabela 6.5. Melhorias na rede secundária de acordo com as opções de planejamento integrado.

Custos fa_2 (US\$)	Sistema atual	Configurações Propostas		
		Trafo Barra 11(51)	Trafo Barra 12 (52)	Trafo Barra 13 (53)
Operação	664,46	665,21	664,46	665,87
Balanceamento de cargas	00,00	00,00	00,00	00,00
Realocação do transformador	00,00	80,00	00,00	80,00
Troca de cabos	00,00	00,00	00,00	00,00
Total	664,46	745,21	664,46	745,87
Tensão (V)	Vmin	120,32	120,54	121,72
	Vmax	126,02	126,12	126,70

Tabela 6.6. Custo Total do Planejamento Integrado dos Subistemas Primário e Secundário.

Barras de Integração	Custos (US\$)		
	fa_1	fa_2	fa
29-51 (11)	5750,28	745,21	6495,49
29-52 (12)	5706,85	664,46	6371,31
29-53 (13)	5771,85	745,87	6517,72
13-51 (11)	5682,74	745,21	6427,95
13-52 (12)	5694,11	664,46	6358,57
13-53 (13)	5706,85	745,87	6452,72
12-51 (11)	5794,51	745,21	6539,72
12-52 (12)	5750,28	664,46	6414,74
12-53 (13)	5732,52	745,87	6478,39
102-52 (12)	6025,23	664,46	6689,69
102-52 (13)	5960,95	745,87	6706,82

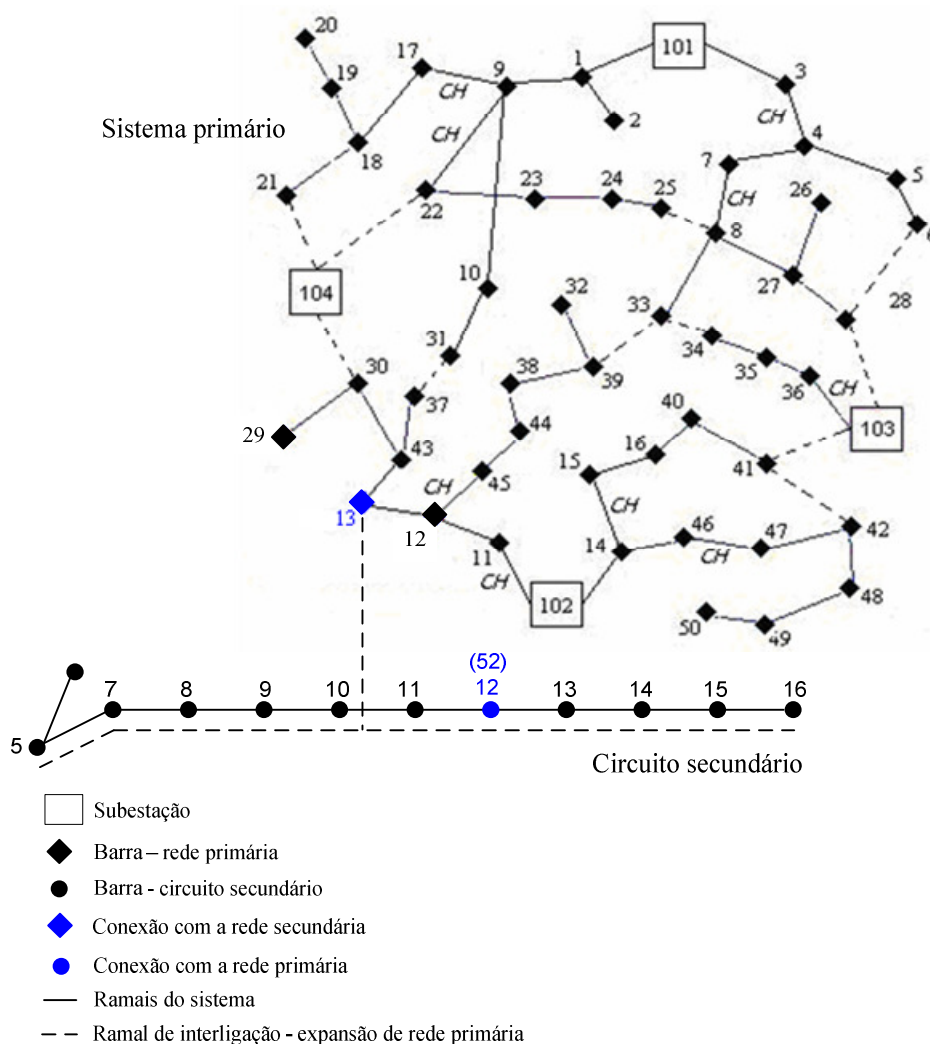


Figura 6.7. Configuração solução da rede primária após o planejamento integrado.

6.4.3. Análise dos Resultados

Para o caso do Sistema de Integração I, analisando-se os resultados do planejamento da rede primária na Tabela 6.1, conclui-se que a melhor opção para ligação entre o sistema de *MT* e o circuito de *BT*, sob o aspecto econômico é através das barras 12 e 87 (barra 21 do circuito secundário) conforme ilustrado na Figura 6.5, pois esta é a opção que possui a menor distância entre as redes, sendo estes os melhores pontos adjacentes para a ligação do circuito secundário. No circuito secundário a melhor opção para integrá-lo com a rede primária é através da barra 1 (barra 85 da rede primária), pois nos outros casos os investimentos realizados não compensam os benefícios, como mostra a relação custo/benefício para cada opção de integração com a rede primária na Tabela 6.2. Fazendo-se uma análise do custo total, obtido para cada proposta de integração dos subsistemas, conforme Tabela 6.3, a melhor opção de integração é através das barras 64 e 85 (barra 1 do circuito secundário). Esta configuração que é solução escolhida para o problema está ilustrada na Figura 6.6. Neste caso, além de não precisar mudar o transformador

de posição no circuito secundário, evitando assim o aumento de custos, o sistema opera com níveis de perdas mais baixos e custos reduzidos quando comparado com as outras opções de integração. No entanto, dependendo das condições de projeto pode-se adotar outra solução dentre as fornecidas pelo programa de planejamento. Na Tabela 6.3 verificam-se diferentes propostas com custos atraentes para interconexão entre os subsistemas primário e secundário que podem ser adotadas dependendo das condições de projeto para a rede de distribuição.

Para o Sistema de Integração II, analisando os resultados do planejamento da rede primária na Tabela 6.4, conclui-se que a melhor opção para integração, do ponto de vista econômico é através das barras 13 conforme ilustrado na Figura 6.6. Esta é a opção que possui a menor distância entre as redes, configurando-se como os melhores pontos adjacentes para a ligação do circuito secundário. No circuito secundário a melhor opção para integrá-lo com a rede primária é através da barra 12 (barra 52 da rede primária), pois nos outros casos os investimentos realizados não compensam os benefícios, como mostra a relação custo/benefício para cada opção de integração com a rede primária na Tabela 6.5. Fazendo-se uma análise do custo total, obtido para cada proposta de integração dos subsistemas, conforme mostra a Tabela 6.6, a melhor opção de integração é através das barras 13 e 52 (barra 12 do circuito secundário), conforme solução ilustrada na Figura 6.8. Neste caso, além de não precisar mudar o transformador de posição no circuito secundário, evitando assim o aumento de custos, o sistema opera com níveis de perdas mais baixos e custos reduzidos quando comparado com as outras opções de integração. No entanto, dependendo das condições de projeto pode-se adotar outra solução dentre as fornecidas pelo programa de planejamento. Na Tabela 6.3 verificam-se diferentes propostas com custos atraentes para interconexão entre os subsistemas primário e secundário que podem ser adotadas dependendo das condições de projeto para a rede de distribuição.

Os tempos computacionais para os testes são: 3,4 min para o sistema de integração I e 2,8 min para o sistema de integração II.

6.5. Conclusões

Os resultados dos testes realizados mostram que a metodologia proposta permite obter soluções otimizadas para o problema de planejamento de redes primárias e de circuitos secundários. A qualidade destas soluções depende do conjunto de opções possíveis para integrar a rede primária e os circuitos secundários de distribuição que são construídos com base na experiência do planejador e nas condições geográficas, elétricas e físicas do sistema sob estudo.

Para solução dos modelos de planejamento das redes de *MT* e de *BT* podem ser utilizadas qualquer uma das metaheurísticas encontradas na literatura.

6.6. Referências

BAZAN, L. F. A. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmo busca tabu**. 2003. 122f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003.

COSSI, A. M.; ROMERO, R.; MANTOVANI, J. R. S. Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.20, n.1, p.205-213, 2005.

SILVA, M. C. **Planejamento a longo prazo em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1990. 153f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1990.

REEVES, C. R. **Modern Heuristic techniques for combinatorial problems**. Inland: Library of Congress Catalogin-in-publication Data, 1993. 320p.

GLOVER, F.; KOCHENBERGER, G. A. **Handbook of metaheuristics**. New York: Springer, 2003. 570p.

BERNAL AGUSTÍN, J. L.; RAMIREZ ROSADO, I. J. Genetic algorithm applied to the design of large power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.13, n.2, p.696-703, 1998.

COSSI, A. M.; ROMERO, R.; FELTRIN, A. P.; MANTOVANI, J. R. S. Planejamento de redes primárias de distribuição através de um modelo de programação não linear inteiro misto e busca tabu reativa. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 37, 2005, Gramado. **Anais...** Gramado: SBPO, 2005. p.1418-1429.

PLANNING and projects of secondary electric power distribution systems, guapiaçu data: testsystems, available. Ilha Solteira: UNESP-FE, 2008. 3p. Disponível: <www.dee.feis.unesp.br/lapsee>. Acessado em: 12 mai. 2008.

PROENÇA, L. B. **Algoritmos genéticos no planejamento da expansão de distribuição de energia elétrica**. 1993. 170f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 1993.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.12, n.2, p.718-723, 1997.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution system. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.4, n.1, p.725-734, 1989.

CIRIC, R. M.; FELTRIN, A. P; OCHOA, L. F. Power flow in four-wire distribution networks-general approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.18, n.4, p.1283-1290, 2003.

CIPOLI, J. A. **Engenharia de distribuição**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1993. 340p.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. Boca Raton: CRC Press, 2002. 314p.

7. Conclusões Gerais e Sugestões de Trabalhos Futuros

Neste trabalho foram desenvolvidos modelos matemáticos e técnicas de solução para os problemas de planejamento de redes de *MT*, planejamento e projetos de circuitos de *BT* e planejamento integrado de redes de *MT* e circuitos de *BT*. Os modelos matemáticos e as técnicas de solução apresentadas são adequadas e tecnicamente viáveis para serem aplicadas em sistemas de distribuição reais de energia elétrica. Os resultados obtidos através de testes realizados usando as metodologias propostas nas simulações de sistemas testes e reais de *MT* e *BT* comprovam a robustez destas metodologias.

A implantação das metodologias propostas para realizar o planejamento de sistemas de distribuição (*MT* e *BT*) em empresas de energia elétrica depende das seguintes condições:

- Disponibilidade de uma base atualizada e precisa de dados elétricos, estruturais e topológicos dos sistemas de distribuição da empresa;
- Previsão de crescimento espacial das cargas nos horizontes de planejamento considerados para estudos.

No planejamento de redes *MT* podem ser utilizados modelos matemáticos de planejamento multi-estágios ou estático considerando-se um objetivo (custos de investimentos), ou com dois ou mais objetivos (custos de investimentos, custos de energia não suprida, etc). A adoção de um destes modelos depende das disponibilidades de hardware e softwares existentes na empresas, da base de dados disponível e dos interesses dos profissionais do setor de planejamento sobre o tipo de estudo de planejamento que é mais adequado.

Para solução do modelo de planejamento multi-estágios com apenas um único objetivo é proposta como técnica de solução um algoritmo *RTS*. O algoritmo *RTS* é adequado para simular

o planejamento multi-estágios de sistemas de grande porte, pois apresenta robustez, alta eficiência computacional e não necessita de grande capacidade de memória para simular sistemas reais. Para o planejamento com dois objetivos é proposto um algoritmo genético simples para resolver o problema de alocação de chaves de manobras e um algoritmo *RTS-MO* que utiliza o esquema *RTS* e conceitos de fronteira ótima de Pareto, para solução do problema de planejamento da expansão de redes de distribuição de *MT*. Esta metodologia que utiliza a abordagem multi-objetivo para solução do problema de planejamento considerando a confiabilidade de redes de *MT* apresenta excelentes resultados de planejamento para sistemas reais e testes de pequeno e médio porte. Para sistemas de grande porte, necessita que sejam realizadas pesquisas para propor melhorias tanto no modelo matemático como na técnica de solução. A maior limitação encontrada para aplicar esta técnica de solução para o planejamento de sistemas reais de grande porte está no uso do *AG* para resolver o problema de alocação de chaves. Este *AG* consome elevado tempo computacional e exige grande capacidade de memória.

Na metodologia proposta para realizar o planejamento e projetos de circuitos secundários contempla-se não somente a análise física das grandezas elétricas envolvidas nos circuitos secundários, mas também os aspectos das grandezas mecânicas, contemplando a especificação de postes e estruturas da rede. Nesta metodologia utiliza-se como técnica de solução um algoritmo *RTS* com uma estrutura de vizinhança que permite analisar um sistema de *BT* composto por vários circuitos secundários. Os resultados obtidos nos testes demonstram a eficiência do modelo na busca por soluções que contemplam tanto a questão do planejamento como de projeto. Os resultados dos testes realizados com a metodologia para planejamento e projetos de redes de *BT* foram obtidos considerando-se o kVA estatístico para as cargas. Para obter-se resultados mais realistas para as perdas no sistema deveria ser usado um modelo de curvas de cargas para a classe de consumidores alimentados em *BT* do sistema secundário sob estudos.

O modelo de planejamento integrado permite analisar diversas opções de integração entre os subsistemas primário e secundário através de uma heurística construtiva desenvolvida especificamente para o problema. Neste caso podem-se obter diversas soluções e adotar aquela que for mais conveniente dos pontos de vista técnico e econômico. O sistema computacional implementado e desenvolvido a partir da metodologia proposta para ambos os planejamentos é uma ferramenta de análise extremamente útil, tanto para o setor de planejamento das empresas distribuidoras como para as empresas que desenvolvem projetos para o setor.

7.1. *Sugestões de trabalhos futuros*

Para desenvolvimentos futuros deste trabalho, dentre outros aspectos, propõe-se que sejam pesquisados e abordados os seguintes aspectos:

- Propor e desenvolver técnicas de otimização clássica tipo métodos de pontos interiores para solução do problema de planejamento multi-estágios de redes de *MT*;
- Desenvolver um modelo matemático que contemple simultaneamente o planejamento de redes de *MT* e de *BT*, e propor técnicas de solução eficientes para este modelo. No modelo de planejamento de redes de *MT* incluir novas ações de planejamento de curto prazo de redes de *MT*, destacando-se as seguintes: (a) Instalação de Reguladores de Tensão em pontos críticos de queda de tensão; (b) Instalação de Banco de Capacitores em pontos de carga com valores elevados de potência reativa indutiva; (c) Instalação de diferentes tipos de transformadores (fazendo-se uma análise econômica de alternativas) em novas subestações (planejamento a longo prazo);
- Desenvolver modelo matemático multio-objetivo e multi-estágios para o problema de planejamento de redes de *MT* considerando o projeto de confiabilidade da rede com alocação de dispositivos de controle e proteção. Para esta abordagem do problema de planejamento devem ser pesquisadas e desenvolvidas técnicas de solução heurística e ou metaheurísticas que consideram tanto a natureza dinâmica como a natureza multi-objetivo do problema. Durante o desenvolvimento destas técnicas de solução deve ser dada ênfase para projetar algoritmo de solução que necessitam de capacidade de memória e tempos de computacionais compatíveis com os problemas de planejamento de redes reais de *MT*;
- Desenvolver um modelo matemático multi-objetivo para o planejamento de circuitos secundário. Dentre os objetivos a considerar nesse modelo pode-se destacar o desvio mínimo da magnitude de queda de tensão das barras do sistema com relação à tensão de referência, redução de perdas e custo dos investimentos;
- No modelo de planejamento integrado de redes de *MT* e *BT* incluir nas possibilidades que permitem escolher o ponto mais adequado da rede de *AT* para interligar esses dois sistemas, a opção de existência de controle dos *taps* dos transformadores de distribuição.

8. Bibliografia

AMASIFEN, J. C. C. **Algoritmo evolutivo dedicado á solução do problema de reconfiguração de sistemas de distribuição radiais**. 2003. 90f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 8451**: postes de concreto armado para redes de distribuição de energia elétrica - Especificação, São Paulo, 1998. 22p.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution system. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.4, n.1, p.725-734, 1989.

BATTITI R; TECCHIOLLI, G. The reactive tabu search. **ORSA Journal on Computing**, Baltimore, v.6, n.2, p.126-140, 1994.

BAYKASOGLU, A.; OWEN, S.; GINDY, N. A taboo search based approach to find the pareto optimal set in multiple objective optimization. **Overseas Publishers Association**, Nottingham, v.31, n.6, p.731-748, 1999.

BAYKASOGLU, A.; OWEN, S.; GINDY, N. Solution of goal programming models using a basic taboo search algorithm. **Journal of Operational Research Society**, Nottingham, v.50, n.9, p.960-973, 1999.

BAZAN, L. F. A. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmo busca tabu**. 2003. 122f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003.

BERNAL AGUSTÍN, J. L.; RAMIREZ ROSADO, I. J. Genetic algorithm applied to the design of large power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.13, n.2, p.696-703, 1998.

BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. Optimal switching device placement in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.11, n.3, p.1646-1651, 1996.

CELLI, G.; PILO, F. Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.14, n.3, p.1167-1172, 1999.

CIRIC, R. M.; FELTRIN, A. P; OCHOA, L. F. Power flow in four-wire distribution networks-general approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.18, n.4, p.1283-1290, 2003.

CHANKONG, V.; HAIMES, Y. Y. **Multiobjective decision making: theory and methodology**. New York: Elsevier Science, 1983. 406p.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A. Three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.10, n.2, p.671-679, 1995.

CIPOLI, J. A. **Engenharia de distribuição**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1993. 340p.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **GED 1347**: poste de concreto circular. Campinas, 2004. 3p. Disponível: <http://agencia.cpfl.com.br/portal-servicos/paulista/inf_publicacao_especificacoes.asp>. Acessado em: 23 jun. 2006.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **GED 3648**: projeto de rede de distribuição – cálculo mecânico. Campinas, 2005. 27p. 2005. Disponível: <http://agencia.cpfl.com.br/portal-servicos/paulista/inf_publicacao_normas.asp>. Acessado em: 23 jun. 2006.

COSSI, A. M.; ROMERO, R.; MANTOVANI, J. R. S. Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.20, n.1, p.205-213, 2005.

COSTA, A. M. **Otimização do Planejamento de redes secundárias de distribuição de energia elétrica**. 2002. 73f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

ESCOBAR, A. **Planeamiento dinámico de la expansión de sistemas de transmisión usando algoritmos combinatoriales**. 2002. 120f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Tecnológica de Pereira, Colômbia, 2002.

GARCIA, V. J.; FRANÇA, P. M.; GONZALEZ, J. F. V.; YOSHIMOTO, E.; LYRA FILHO, C.; CAVELLUCCI, C. GRASP para o problema de planejamento de redes secundárias de distribuição de energia elétrica. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 35, 2003, Natal. **Anais...**, Natal: SBPO, 2003. p.1427-1437.

GLOVER, F.; KOCHENBERGER, G. A. **Handbook of metaheuristics**. New York: Springer, 2003. 570p.

GLOVER, F. **Tabu search fundamentals and uses**. Bolder: University of Colorado, 1995. 85p.

GLOVER, F.; LAGUNA, M. **Tabu search**. Colorado: University of Colorado at Boulder, Kluwer, 1997. 312p.

GÓMEZ, J. F.; KHODR, H. M.; OLIVEIRA, P. M.; OCQUE, L.; YUSTA, J. M.; VILLASANA, R.; URDANETA, A. J. Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.19, n.2, p.996-1004, 2004.

GÖNNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. New York: McGraw-Hill, 1986. 752p.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.12, n.2, p.718-723, 1997.

KAGAN, N. **Electrical distribution system planning using multi-objective and fuzzy mathematical programming**. 1992. 59f. Thesis (Ph.D.) – University of London, London, 1992.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. Boca Raton: CRC Press, 2002. 314p.

KHATOR, S. R.; LEUNG, L.C. Power distribution planning: a review of models and issues. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.12, n.3, p.1151-1158, 1997.

LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, New York, v.31, n.2, p.97-102, 1994.

MENDOZA, F.; BERNAL AGUSTÍN, J. L.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A. NSGA and SPEA applied to multiobjective design of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.21, n.4, p.1938-1945, 2006.

MICHALEWICZ, Z. **Genetic algorithm + data Structures = evolution programs**. 2.ed. New York: Springer-Verlag, 1996. 387p.

OCHOA, L. F. P. **Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios**. 2003. 68f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003.

PAIVA, P. C.; KHODR, H. M.; DONÍGUEZ-NAVARRO, J. A.; YUSTA, J. M.; URDANETA, A. J. Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.20, n.2, p.1134-1143, 2005.

PIRES, D. F.; MARTINS A. G. A multiobjective model for var planning in radial distribution networks based on tabu search. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.20, n.2, p.1089-1094, 2005.

PLANNING and projects of secondary electric power distribution systems, guapiaçu data: testsystems, available. Ilha Solteira: UNESP-FE, 2008. 3p. Disponível: <www.dee.feis.unesp.br/lapsee>. Acessado em: 12 mai. 2008.

PONNAVAIKKO, M.; RAO, P. Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.2, n.4, p.1157-1163, 1987.

PROCEDIMENTOS de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIDT. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2006. 236p.

PROENÇA, L. B. **Algoritmos genéticos no planejamento da expansão de distribuição de energia elétrica.** 1993. 170f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Portugal, 1993.

REEVES, C. R. **Modern Heuristic techniques for combinational problems.** Inland: Library of Congress Catalogin-in-publication Data, 1993. 320p.

SILVA, L. G. W. **Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção, previsão de carga em sistemas de energia elétrica em sistemas de distribuição de energia elétrica.** 2002. 84f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2002.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. **Electric Power Systems Research**, New York, v.69, n.1, p.77-84, 2004.

SILVA, M. C. **Planejamento a longo prazo em sistemas de distribuição de energia elétrica.** 1990. 195f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1990.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.3, n.2, p.753-762, 1988.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal trade-offs in distribution protection design. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.16, n.2, p.292-296, 2001.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimized distribution protection using binary programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.13, n.1, p.218-224, 1998.

SUN, D. I.; FARRIS, D. R.; COTE, P. J.; SHOULTS, R. R.; CHEN, M. S. Optimal distribution substation and primary feeder via the fixed charge network formulation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v.101, n.3, p.602-609, 1982.

TENG, J-H.; LIU, Y-H. A novel acs-based optimum switch relocation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.18, n.1, p.113-120, 2003.

TSAI-HSIANG CHEN; JENG-TYAN CHERNG. Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.15, n.3, p.994-1000, 2000.

ZHU, J.; BILBRO, G.; MO-YUEN CHOW. Phase balancing using simulated annealing. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.14, n.4, p.1508-1513, 1999.

Apêndice A – Dados dos Sistemas Utilizados nos Testes da Metodologia do Planejamento Multiobjetivo

Neste Apêndice encontram-se os dados de barra e linha dos sistemas utilizados nos testes para analisar a metodologia proposta e implementada para o planejamento multiobjetivo de redes primárias de distribuição.

A1. Dados do Sistema I

Tabela A1.1. Dados de linha do sistema.

Ramo	Noi	Nof	d (m)	Ramo	Noi	Nof	d (m)	Ramo	Noi	Nof	d (m)	Ramo	Noi	Nof	d (m)
18	201	91	1064,00	16	61	63	165,00	86	32	54	120,00	153	151	134	210,00
19	91	1	933,00	17	57	19	1620,00	87	20	49	100,00	154	134	144	390,00
20	91	86	44,00	21	1	16	240,00	88	31	43	700,00	155	134	194	25,00
33	1	12	110,00	22	5	6	110,00	89	36	31	290,00	156	150	151	150,00
37	12	3	155,00	23	6	2	142,00	90	41	36	185,00	158	189	188	200,00
34	3	11	230,00	24	17	4	335,00	91	45	41	70,00	159	188	197	300,00
35	11	14	360,00	25	4	5	135,00	92	45	49	100,00	160	197	195	100,00
36	14	10	455,00	26	16	17	320,00	93	20	48	370,00	161	188	192	64,00
38	10	85	120,00	27	1	13	45,00	94	38	29	320,00	162	148	137	350,00
40	10	9	160,00	28	7	8	260,00	95	48	38	240,00	163	137	154	290,00
42	9	87	375,00	29	8	2	40,00	96	52	21	110,00	164	137	193	35,00
184	201	122	70,00	30	15	18	430,00	97	29	25	150,00	165	154	150	190,00
186	122	119	1250,00	31	18	7	60,00	98	25	52	275,00	166	125	123	80,00
185	119	93	1076,00	32	13	15	270,00	99	21	32	120,00	168	147	56	400,00
196	93	118	290,00	39	85	90	260,00	100	20	56	590,00	171	75	71	150,00
195	118	120	35,00	41	2	9	295,00	101	20	71	530,00	172	74	80	230,00
198	118	121	140,00	43	87	88	220,00	102	71	73	60,00	173	80	75	145,00
199	121	117	550,00	44	88	66	295,00	103	163	164	90,00	174	73	74	290,00
197	117	83	110,00	45	2	19	1670,00	104	164	172	380,00	175	71	72	270,00
80	83	32	115,00	46	116	96	110,00	105	172	178	310,00	176	72	79	200,00
201	83	103	200,00	47	97	93	110,00	106	178	159	190,00	177	72	76	210,00
204	83	108	130,00	48	115	97	170,00	107	158	181	280,00	178	76	77	140,00
200	103	104	170,00	49	56	146	430,00	108	181	185	250,00	179	78	82	660,00
203	108	107	170,00	51	146	141	290,00	109	185	165	160,00	180	81	79	200,00
157	201	189	600,00	52	141	135	220,00	110	165	169	160,00	181	77	78	60,00
124	189	158	1000,00	53	131	152	240,00	111	169	173	100,00	182	82	89	331,00
113	158	183	620,00	54	135	131	410,00	112	173	179	270,00	183	76	58	1060,00
143	183	162	260,00	55	56	148	190,00	114	127	126	740,00	187	113	114	130,00
142	162	170	220,00	56	56	124	250,00	115	124	127	60,00	188	114	111	110,00
169	183	186	120,00	57	126	123	80,00	116	199	118	210,00	189	93	112	90,00
170	186	166	290,00	58	19	50	240,00	117	199	200	20,00	190	112	113	210,00
133	166	174	310,00	59	50	51	190,00	118	157	199	60,00	191	105	94	230,00
134	174	180	290,00	60	51	55	320,00	119	123	157	280,00	192	94	111	90,00
140	180	159	250,00	61	55	26	260,00	120	198	191	40,00	193	93	110	180,00
144	159	128	780,00	62	26	30	280,00	121	198	196	190,00	194	110	105	180,00
145	128	140	110,00	63	30	39	290,00	122	158	198	740,00	205	109	83	120,00
218	128	153	120,00	64	39	46	250,00	123	196	190	30,00	206	102	109	210,00
148	140	129	160,00	65	50	53	150,00	125	158	160	230,00	207	106	102	150,00
50	140	152	250,00	66	53	23	200,00	126	160	171	240,00	208	83	106	180,00
167	153	133	270,00	67	23	28	260,00	127	171	187	250,00	209	96	115	120,00
221	153	155	110,00	68	28	33	315,00	128	187	167	250,00	210	83	98	360,00
225	133	138	410,00	69	33	46	475,00	129	175	178	180,00	211	100	95	290,00
1	65	67	180,00	70	46	20	230,00	130	167	175	310,00	212	99	100	160,00
2	69	65	175,00	71	19	43	40,00	131	160	184	360,00	213	101	99	150,00
3	58	69	147,00	72	43	24	350,00	132	184	163	250,00	214	98	101	140,00
4	67	84	80,00	73	24	34	350,00	135	159	179	120,00	215	95	116	215,00
5	67	92	230,00	74	34	37	220,00	136	179	176	150,00	216	132	139	290,00
6	59	57	30,00	75	37	40	285,00	137	168	161	210,00	217	139	146	420,00
7	64	70	195,00	76	40	42	320,00	138	161	182	230,00	219	136	143	260,00
8	68	64	85,00	77	42	47	220,00	139	182	181	90,00	220	143	147	260,00
9	58	68	58,00	78	47	49	200,00	141	180	177	160,00	222	155	136	230,00
10	62	60	300,00	79	19	32	180,00	146	130	156	100,00	223	142	149	270,00
11	70	62	62,00	81	27	35	250,00	147	129	130	150,00	224	149	147	60,00
12	60	59	120,00	82	35	44	360,00	149	156	132	310,00	226	138	142	170,00
13	57	61	354,00	83	48	44	120,00	150	128	150	90,00				
14	63	66	123,00	84	54	22	210,00	151	144	145	90,00				
15	66	67	236,00	85	22	27	190,00	152	145	148	150,00				

Tabela A1.2. Dados de barra do sistema.

Barra	P (kVA)	Q (kVA)	Barra	P (kVA)	Q (kVA)	Barra	P (kVA)	Q (kVA)	Barra	P (kVA)	Q (kVA)
1	0	0	52	121,5	58,85	103	77,4	37,49	154	194,4	94,15
2	121,5	58,85	53	0	0	104	194,4	94,15	155	55,8	27,03
3	0	0	54	42,3	20,49	105	121,5	58,85	156	121,5	58,85
4	0	0	55	121,5	58,85	106	54,9	26,59	157	0	0
5	114,3	55,36	56	11,7	5,67	107	37,8	18,31	158	2,7	1,31
6	51,3	24,85	57	77,4	37,49	108	21,6	10,46	159	0,9	0,44
7	82,8	40,1	58	49,5	23,97	109	0	0	160	52,2	25,28
8	0	0	59	0	0	110	77,4	37,49	161	194,4	94,15
9	121,5	58,85	60	60,3	29,2	111	121,5	58,85	162	9,9	4,79
10	121,5	58,85	61	71,1	34,44	112	37,8	18,31	163	127,8	61,9
11	77,4	37,49	62	121,5	58,85	113	121,5	58,85	164	16,2	7,85
12	49,5	23,97	63	77,4	37,49	114	27	13,08	165	36,9	17,87
13	67,5	32,69	64	95,4	46,2	115	63,9	30,95	166	153,9	74,54
14	71,1	34,44	65	120,6	58,41	116	0	0	167	0	0
15	0	0	66	77,4	37,49	117	0	0	168	20,7	10,03
16	0	0	67	102,6	49,69	118	0	0	169	78,3	37,92
17	77,4	37,49	68	52,2	25,28	119	0	0	170	20,7	10,03
18	29,7	14,38	69	56,7	27,46	120	79,2	38,36	171	27	13,08
19	11,7	5,67	70	171	82,82	121	246,6	119,43	172	102,6	49,69
20	0,9	0,44	71	120,6	58,41	122	0	0	173	121,5	58,85
21	194,4	94,15	72	38,7	18,74	123	49,5	23,97	174	72	34,87
22	77,4	37,49	73	118,8	57,54	124	49,5	23,97	175	49,5	23,97
23	77,4	37,49	74	48,6	23,54	125	49,5	23,97	176	121,5	58,85
24	77,4	37,49	75	0	0	126	49,5	23,97	177	194,4	94,15
25	121,5	58,85	76	49,5	23,97	127	49,5	23,97	178	0	0
26	104,4	50,56	77	44,1	21,36	128	77,4	37,49	179	77,4	37,49
27	0	0	78	81	39,23	129	121,5	58,85	180	81,9	39,67
28	77,4	37,49	79	132,3	64,08	130	62,1	30,08	181	53,1	25,72
29	243	117,69	80	194,4	94,15	131	105,3	51	182	121,5	58,85
30	77,4	37,49	81	20,7	10,03	132	121,5	58,85	183	63,9	30,95
31	77,4	37,49	82	121,5	58,85	133	77,4	37,49	184	86,4	41,85
32	45	21,79	83	2,7	1,31	134	77,4	37,49	185	81,9	39,67
33	120,6	58,41	84	52,2	25,28	135	0	0	186	0	0
34	194,4	94,15	85	102,6	49,69	136	84,6	40,97	187	167,4	81,08
35	121,5	58,85	86	20,7	10,03	137	8,1	3,92	188	0	0
36	77,4	37,49	87	20,7	10,03	138	121,5	58,85	189	0	0
37	0	0	88	20,7	10,03	139	35,1	17	190	131,4	63,64
38	0	0	89	4,5	2,18	140	54,9	26,59	191	20,7	10,03
39	96,3	46,64	90	20,7	10,03	141	153	74,1	192	20,7	10,03
40	121,5	58,85	91	0	0	142	315,9	153	193	20,7	10,03
41	70,2	34	92	20,7	10,03	143	105,3	51	194	20,7	10,03
42	57,6	27,9	93	18	8,72	144	19,8	9,59	195	20,7	10,03
43	0	0	94	121,5	58,85	145	94,5	45,77	196	0	0
44	121,5	58,85	95	116,1	56,23	146	37,8	18,31	197	20,7	10,03
45	121,5	58,85	96	7,2	3,49	147	82,8	40,1	198	0	0
46	121,5	58,85	97	63,9	30,95	148	50,4	24,41	199	0	0
47	86,4	41,85	98	48,6	23,54	149	77,4	37,49	200	52,2	25,28
48	77,4	37,49	99	16,2	7,85	150	121,5	58,85	201	0	0
49	0	0	100	77,4	37,49	151	101,7	49,26			
50	121,5	58,85	101	118,8	57,54	152	60,3	29,2			
51	121,5	58,85	102	71,1	34,44	153	77,4	37,49			

Tabela A1.3. Dados dos cabos utilizados no sistema.

Cabo	I (A)	R (pu/km)	X (pu/Km)
1	315	0,206	0,11
2	540	0,07502	0,09614

A2. Dados do Sistema II

Tabela A2.1. Dados de linha do sistema.

Ramo	Noi	Nof	Ligado	d (Km)	Ramo	Noi	Nof	Ligado	d (Km)
4	1	101	1	0.281	35	28	6	0	0.500
5	3	101	1	0.218	36	30	104	0	0.281
6	4	3	1	0.312	37	29	30	0	0.312
7	7	4	1	0.250	38	43	30	0	0.406
8	5	4	1	0.312	39	37	43	0	0.250
9	8	7	1	0.312	40	31	37	0	0.187
10	6	5	1	0.250	41	10	31	0	0.312
11	9	1	1	0.343	42	43	13	0	0.375
12	2	1	1	0.312	43	45	12	0	0.250
13	10	9	1	0.718	44	44	45	0	0.218
14	14	102	1	0.375	45	38	44	0	0.312
15	15	14	1	0.375	46	39	38	0	0.343
16	16	15	1	0.281	47	32	39	0	0.406
17	11	102	1	0.281	48	33	39	0	0.281
18	12	11	1	0.312	49	8	33	0	0.468
19	13	12	1	0.437	50	34	33	0	0.187
20	20	19	0	0.312	51	35	34	0	0.218
21	19	18	0	0.250	52	36	35	0	0.218
22	18	17	0	0.406	53	36	103	0	0.250
23	17	9	0	0.430	54	28	103	0	0.312
24	21	18	0	0.312	55	41	103	0	0.312
25	21	104	0	0.250	56	40	41	0	0.375
26	22	104	0	0.375	57	16	40	0	0.250
27	22	9	0	0.468	58	42	41	0	0.375
28	23	22	0	0.343	59	48	42	0	0.250
29	24	23	0	0.281	60	49	48	0	0.375
30	25	24	0	0.218	61	50	49	0	0.218
31	8	25	0	0.281	62	47	42	0	0.312
32	27	8	0	0.375	63	46	47	0	0.312
33	26	27	0	0.343	64	14	46	0	0.343
34	28	27	0	0.312					

Tabela A2.2. Dados de barra do sistema.

Barra	P (pu)	Q (pu)	Barra	P (pu)	Q (pu)
101	33.400	100.00	24	0.0045	0.0022
102	30.000	80.000	25	0.0081	0.0039
103	22.000	200.00	26	0.0108	0.0052
104	22.000	240.00	27	0.0135	0.0066
1	0.0378	0.0184	28	0.0063	0.0030
2	0.0135	0.0066	29	0.0126	0.0061
3	0.0063	0.0030	30	0.0234	0.0114
4	0.0099	0.0048	31	0.0063	0.0030
5	0.0234	0.0114	32	0.0153	0.0074
6	0.0063	0.0030	33	0.0261	0.0127
7	0.0090	0.0044	34	0.0108	0.0052
8	0.0171	0.0083	35	0.0081	0.0039
9	0.0108	0.0052	36	0.0027	0.0013
10	0.0261	0.0127	37	0.0189	0.0092
11	0.0027	0.0013	38	0.0099	0.0048
12	0.0162	0.0079	39	0.0090	0.0044
13	0.0099	0.0048	40	0.0126	0.0061
14	0.0090	0.0044	41	0.0081	0.0039
15	0.0126	0.0061	42	0.0108	0.0052
16	0.0171	0.0083	43	0.0117	0.0057
17	0.0063	0.0030	44	0.0126	0.0061
18	0.0108	0.0052	45	0.0072	0.0035
19	0.0126	0.0061	46	0.0162	0.0079
20	0.0072	0.0035	47	0.0090	0.0044
21	0.0162	0.0079	48	0.0072	0.0035
22	0.0099	0.0048	49	0.0045	0.0022
23	0.0090	0.0044	50	0.0072	0.0035

Tabela A2.3. Dados dos cabos utilizados no sistema.

Cabo	I (A)	R (pu/km)	X (pu/Km)
1	90.00	0.365469	0.252047
2	110.00	0.292060	0.246586

A3. Dados do Sistema III

Tabela A3.1. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A1).

Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)	Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)	Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)
AL	N/E	1	2	---	CP	2-AA	32	34	31,5	TR	N/E	114	241	---
CP	2-AA	76	50	35	CP	2-AA	42	43	32,3	TR	N/E	239	240	---
CP	2-AA	79	46	33	CP	4-AA	93	94	40,2	CH	N/E	237	238	---
CP	2-AA	196	13	27	CP	4-AA	94	95	31	CH	N/E	236	111	---
CP	2-AA	158	156	31	CP	4-AA	95	96	27	TR	N/E	234	235	---
CP	2-AA	157	172	42	CP	4-AA	96	98	29,4	TR	N/E	228	233	---
CP	2-AA	169	12	40	CP	6-AA	238	115	28	FT	N/E	232	231	---
CP	2-AA	73	59	36	CP	6-AA	111	237	29	TR	N/E	216	227	---
CP	2-AA	149	151	36	CP	4-AA	120	121	31,5	TR	N/E	6	226	---
CP	2-AA	150	152	29	CP	2-AA	54	171	31	CH	N/E	202	201	---
CP	2-AA	201	69	31,5	CP	2-AA	170	56	33	CH	N/E	200	199	---
CP	2-AA	140	141	32,3	CP	2-AA	157	154	27	CH	N/E	197	196	---
CP	2-AA	139	140	40,2	CP	2-AA	231	64	31	TR	N/E	33	187	---
CP	2-AA	17	139	31	CP	2-AA	21	242	42	TR	N/E	31	186	---
CP	2-AA	16	17	27	CP	2-AA	5	146	40	TR	N/E	100	192	---
CP	2-AA	15	16	29,4	CP	2-AA	243	229	36	TR	N/E	97	191	---
CP	2-AA	9	198	28	TR	N/E	105	185	---	TR	N/E	92	190	---
CP	2-AA	232	230	35	TR	N/E	108	184	---	TR	N/E	41	189	---
CP	2-AA	20	234	33	TR	N/E	110	183	---	TR	N/E	134	188	---
CP	2-AA	242	75	27	TR	N/E	118	182	---	TR	N/E	36	133	---
CP	2-AA	5	145	31	TR	N/E	126	181	---	TR	N/E	195	178	---
CP	2-AA	147	62	42	CH	N/E	8	9	---	TR	N/E	210	177	---
CP	2-AA	216	21	40	CH	N/E	145	144	---	TR	N/E	48	176	---
CP	2-AA	6	14	36	TR	N/E	139	142	---	TR	N/E	208	175	---
CP	2-AA	14	215	36	CH	N/E	151	150	---	TR	N/E	90	174	---
CP	2-AA	198	6	29	DJ	N/E	2	149	---	TR	N/E	130	194	---
CP	2-AA	215	214	31,5	TR	N/E	159	160	---	TR	N/E	106	193	---
CP	2-AA	214	213	32,3	FT	N/E	158	157	---	CP	2-AA	72	245	29,4
CP	2-AA	218	219	40,2	CH	N/E	172	173	---	NA	N/E	245	244	---
CP	2-AA	47	48	31	FT	N/E	171	170	---	CH	N/E	101	256	---
CP	2-AA	170	57	27	TR	N/E	166	168	---	CH	N/E	42	255	---
CP	2-AA	171	55	29,4	TR	N/E	165	167	---	CH	N/E	89	247	---
CP	2-AA	162	54	28	TR	N/E	24	163	---	TR	N/E	252	250	---
CP	2-AA	71	72	29	TR	N/E	57	161	---	TR	N/E	251	257	---
CP	2-AA	53	162	31,5	TR	N/E	49	132	---	TR	N/E	248	246	---
CP	4-AA	164	165	32,3	TR	N/E	65	66	---	TR	N/E	259	258	---
CP	4-AA	164	166	40,2	TR	N/E	63	68	---	CP	2-AA	260	261	27
CP	2-AA	223	74	31	TR	N/E	61	131	---	CP	2-AA	261	32	29,4
CP	2-AA	73	58	27	TR	N/E	59	67	---	NA	N/E	152	264	---
CP	2-AA	77	51	29,4	FT	N/E	74	73	---	CP	2-AA	152	202	29,4
CP	2-AA	78	49	28	FT	N/E	76	77	---	CP	4-AA	262	265	28
CP	6-AA	82	83	35	FT	N/E	79	78	---	CP	4-CA	328	323	35
CP	6-AA	88	89	33	FT	N/E	242	5	---	CP	4-CA	328	322	33
CP	6-AA	89	91	27	CH	N/E	75	4	---	CP	4-AA	148	329	27
CP	6-AA	225	138	31	FT	N/E	3	243	---	CP	2-AA	78	330	31
CP	6-AA	91	23	42	TR	N/E	137	179	---	CH	N/E	325	326	---
CP	2-AA	25	26	29	TR	N/E	136	180	---	CH	N/E	314	315	---

Tabela A3.1. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A1) - Continuação.

Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)	Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)	Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)
CP	2-AA	279	278	36	CP	2-AA	287	349	31,5	FT	N/E	349	348	---
CP	2-AA	280	279	29	CP	2-AA	348	346	32,3	FT	N/E	340	341	---
CP	2-AA	281	280	31,5	CP	2-AA	347	343	40,2	SJ	N/E	46	283	---
CP	2-AA	274	273	32,3	CP	2-AA	346	345	31	SJ	N/E	357	169	---
CP	2-AA	364	363	40,2	CP	2-AA	345	344	27	FT	N/E	329	328	---
CP	2-AA	365	364	27	CP	2-AA	341	338	29,4	TR	N/E	404	405	---
CP	2-AA	366	275	29,4	CP	2-AA	341	197	28	TR	N/E	371	372	---
CP	2-AA	366	365	28	CP	2-AA	340	358	35	TR	N/E	373	368	---
CP	2-AA	273	367	36	CP	2-AA	11	340	33	TR	N/E	204	416	---
CP	2-AA	367	272	29	CP	2-AA	338	339	27	TR	N/E	422	423	---
CP	2-AA	270	269	31,5	CP	2-AA	337	336	31	TR	N/E	426	425	---
CP	4-AA	323	321	32,3	CP	2-AA	13	337	42	CP	2-AA	385	386	35
CP	4-AA	326	148	40,2	CP	2-AA	336	44	40	CP	2-AA	386	387	33
FT	N/E	367	366	---	CP	2-AA	44	287	36	CP	2-AA	387	388	27
CP	2-AA	320	309	35	CP	2-AA	286	45	36	CP	2-AA	388	389	31
CP	2-AA	320	308	33	CP	2-AA	285	284	29	CP	2-AA	391	370	42
CP	2-AA	354	319	27	CP	2-AA	45	285	31,5	CP	2-AA	392	391	40
CP	2-AA	319	143	31	CP	2-AA	284	79	32,3	CP	2-AA	70	392	36
CP	2-AA	318	314	42	CP	2-AA	283	274	36	CP	2-AA	153	424	36
CP	2-AA	318	316	40	CP	2-AA	143	295	36	CP	2-AA	4	407	29
CP	2-AA	343	317	36	CP	2-AA	199	294	29	CP	2-AA	407	408	31,5
CP	2-AA	317	342	36	CP	2-AA	294	293	31,5	CP	2-AA	213	404	32,3
CP	2-AA	315	164	29	CP	2-AA	293	222	32,3	CP	2-AA	404	406	40,2
CP	2-AA	52	313	31,5	CP	2-AA	292	291	35	CP	2-AA	408	409	31
CP	2-AA	313	281	32,3	CP	2-AA	222	292	33	CP	2-AA	409	3	27
CP	2-AA	312	52	40,2	CP	2-AA	291	223	27	CP	2-AA	228	410	29,4
CP	2-AA	77	312	31	CP	2-AA	290	289	31	CP	2-AA	410	411	28
CP	2-AA	311	63	27	CP	2-AA	289	288	42	CP	2-AA	411	20	35
CP	2-AA	310	311	29,4	CP	2-AA	288	10	40	CP	2-AA	19	412	33
CP	2-AA	62	310	28	CP	2-AA	10	360	36	CP	2-AA	399	400	27
CP	2-AA	309	147	35	CP	2-AA	359	158	36	CP	2-AA	400	232	31
CP	2-AA	307	61	33	CP	2-AA	334	359	29	CP	2-AA	231	401	42
CP	2-AA	306	307	27	CP	2-AA	358	155	31,5	CP	2-AA	401	65	40
CP	2-AA	60	306	31	CP	2-AA	173	357	32,3	CP	2-AA	402	399	36
CP	2-AA	305	60	42	CP	2-AA	155	334	40,2	CP	2-AA	243	403	36
CP	2-AA	224	305	40	CP	2-AA	333	76	31	CP	2-AA	403	402	29
CP	2-AA	303	304	36	CP	2-AA	332	333	36	CP	2-AA	413	228	31,5
CP	2-AA	304	296	36	CP	2-AA	331	332	36	CP	2-AA	3	413	32,3
CP	2-AA	302	303	29	CP	2-AA	330	331	29	CP	2-AA	417	207	35
CP	2-AA	301	302	31,5	TR	N/E	44	361	---	CP	2-AA	418	203	33
CP	2-AA	300	301	32,3	TR	N/E	296	356	---	CP	2-AA	418	204	27
CP	2-AA	299	298	35	TR	N/E	297	355	---	CP	2-AA	204	419	31
CP	2-AA	298	297	33	TR	N/E	334	335	---	CP	2-AA	419	205	42
CP	2-AA	296	224	27	TR	N/E	321	324	---	CP	2-AA	205	420	40
CP	2-AA	353	354	31	TR	N/E	269	271	---	CP	2-AA	420	421	36
CP	2-AA	74	352	42	TR	N/E	278	282	---	CP	2-AA	421	206	36
CP	2-AA	360	351	40	FT	N/E	319	320	---	CP	2-AA	393	19	29
CP	2-AA	351	11	36	FT	N/E	317	318	---	CP	2-AA	394	353	31,5
CP	2-AA	348	350	36	SJ	N/E	350	347	---	CP	2-AA	144	394	32,3
CP	2-AA	349	286	29	SJ	N/E	342	53	---	CP	2-AA	412	395	40,2

Tabela A3.1. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A1) - Continuação.

Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)	Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)	Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)
CP	2-AA	395	417	31	NA	N/E	447	446	---	NA	N/E	141	18	---
CP	2-AA	206	396	27	CP	2-AA	12	71	29	CH	N/E	482	483	---
CP	2-AA	396	397	29,4	CH	N/E	448	450	---	NA	N/E	265	266	---
CP	2-AA	397	398	28	CP	4-AA	449	451	32,3	CP	2-AA	482	277	27
CP	2-AA	398	422	35	TR	N/E	451	452	---	CP	2-AA	278	482	31
CH	N/E	7	383	---	CP	4-AA	444	453	31	CP	2-AA	483	80	42
FT	N/E	417	418	---	CP	4-AA	458	454	36	CP	2-AA	483	276	40
SJ	N/E	234	393	---	CP	4-AA	454	456	36	SJ	N/E	115	484	---
SJ	N/E	415	414	---	CP	4-AA	456	455	35	CP	4-AA	485	118	36
FT	N/E	370	369	---	TR	N/E	456	457	---	CH	N/E	117	485	---
CP	2-AA	383	384	36	CH	N/E	453	458	---	CP	6-AA	486	117	31,5
CP	2-AA	384	385	36	CP	4-AA	464	459	31	CP	6-AA	116	486	32,3
CP	2-AA	414	15	29	CP	4-AA	459	460	42	CP	6-AA	487	116	36
CP	2-AA	369	8	31,5	CP	2-AA	28	462	40	CP	6-AA	484	487	36
CP	2-AA	369	415	32,3	CP	2-AA	461	29	36	CP	6-AA	488	120	29
CP	2-AA	370	7	36	CP	4-AA	460	259	36	CP	6-AA	489	488	31,5
CP	2-AA	375	374	36	TR	N/E	462	463	---	CP	6-AA	119	489	32,3
CP	2-AA	376	375	29	CH	N/E	26	464	---	CP	6-AA	490	119	35
CP	2-AA	377	376	31,5	CH	N/E	263	260	---	CP	6-AA	491	490	33
CP	2-AA	378	371	32,3	CP	2-AA	465	263	40,2	CP	6-AA	115	491	27
CP	2-AA	379	380	35	SJ	N/E	262	465	---	SJ	N/E	120	492	---
CP	2-AA	380	211	33	CP	4-AA	466	33	27	CP	4-AA	493	123	42
CP	4-AA	211	381	27	CH	N/E	32	466	---	CP	4-AA	494	493	40
CP	2-AA	389	428	31	CP	4-AA	35	467	28	CP	4-AA	495	494	36
CP	2-AA	429	218	42	CP	4-AA	468	35	35	CP	4-AA	122	495	36
CP	2-AA	430	432	40	SJ	N/E	34	468	---	CP	4-AA	496	122	29
CP	2-AA	69	434	36	CP	4-AA	469	36	27	CP	4-AA	497	496	31,5
TR	N/E	406	435	---	CP	4-AA	467	469	31	CP	4-AA	121	497	32,3
FT	N/E	428	429	---	CP	2-AA	470	38	42	CP	4-AA	498	135	40,2
SJ	N/E	217	433	---	CP	2-AA	37	470	40	SJ	N/E	123	498	---
CP	2-AA	433	216	32,3	SJ	N/E	38	471	---	CP	4-AA	499	136	36
FT	N/E	434	430	---	CP	4-AA	38	472	36	CH	N/E	135	499	---
CP	2-AA	434	153	31	CP	4-AA	473	134	29	CP	4-AA	500	125	29
CP	2-AA	430	431	36	CP	4-AA	472	473	31,5	CP	4-AA	501	500	31,5
CP	2-AA	429	217	36	CP	2-AA	474	39	32,3	CP	4-AA	502	501	32,3
CP	2-AA	428	390	29	CP	2-AA	471	474	35	CP	4-AA	124	502	36
TR	N/E	431	436	---	CP	2-AA	475	40	33	CP	4-AA	503	124	36
NA	N/E	277	276	---	SJ	N/E	39	475	---	CP	4-AA	504	503	29
CP	2-AA	437	220	36	CP	4-AA	476	41	31	CP	4-AA	123	504	31,5
CP	2-AA	219	437	36	SJ	N/E	40	476	---	CH	N/E	125	505	---
CH	N/E	438	225	---	CP	2-AA	477	42	40	CP	4-AA	505	137	35
CP	4-AA	439	47	31,5	CP	2-AA	40	477	36	CP	4-AA	507	130	33
CP	4-AA	329	439	32,3	CP	4-AA	478	93	36	CP	4-AA	506	507	27
CP	2-AA	440	441	35	CP	4-AA	255	478	29	CH	N/E	129	506	---
CP	2-AA	441	442	33	CP	4-AA	479	97	31,5	CP	4-AA	128	508	42
CP	2-AA	443	440	27	CH	N/E	96	479	---	CP	4-AA	509	129	40
CH	N/E	71	443	---	CP	4-AA	480	99	40,2	CP	4-AA	508	509	36
CP	2-AA	442	444	42	CP	4-AA	98	480	31	SJ	N/E	510	128	---
TR	N/E	444	445	---	CP	4-AA	481	100	27	CP	4-AA	511	510	29
CP	4-AA	129	447	36	CH	N/E	99	481	---	SJ	N/E	127	511	---

Tabela A3.1. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A1) - Continuação.

Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)	Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)	Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)
CP	2-AA	512	127	32,3	CP	6-AA	83	544	27	CP	6-AA	492	570	32,3
CP	4-AA	513	114	40,2	CP	6-AA	545	82	31	CP	6-AA	570	571	36
CH	N/E	113	513	---	CP	6-AA	81	545	42	CP	6-AA	571	126	36
CP	2-AA	112	514	36	CP	6-AA	138	546	40	CP	2-AA	113	572	29
CP	2-AA	514	113	36	CP	6-AA	546	81	36	CP	4-AA	450	449	31,5
CP	2-AA	515	112	31,5	SJ	N/E	252	547	---	CP	2-AA	561	573	32,3
CP	2-AA	111	515	32,3	CP	6-AA	548	208	29	CP	4-AA	84	574	35
CH	N/E	109	516	---	SJ	N/E	86	548	---	CP	4-AA	574	85	33
CP	2-AA	109	517	31	CP	6-AA	549	88	32,3	CP	6-AA	85	575	27
CP	2-AA	517	518	36	CP	6-AA	87	549	40,2	CP	6-AA	575	86	31
CP	2-AA	518	519	36	CP	6-AA	550	87	31	CP	4-AA	576	252	42
CP	2-AA	519	520	29	CP	6-AA	86	550	36	CH	N/E	575	576	---
CP	2-AA	520	236	31,5	SJ	N/E	91	551	---	CP	4-AA	577	254	36
CP	2-AA	102	521	32,3	CP	6-AA	552	24	31,5	CP	4-AA	557	577	36
CP	2-AA	522	109	36	CP	6-AA	23	552	32,3	CP	4-AA	578	90	29
CP	2-AA	521	522	36	CP	6-AA	553	22	40,2	CH	N/E	577	578	---
CP	4-AA	524	108	29	CP	6-AA	551	553	31	CP	6-AA	579	253	32,3
CP	4-AA	525	524	31,5	CP	6-AA	22	554	36	CP	6-AA	254	579	40,2
CP	4-AA	107	525	32,3	CP	6-AA	555	209	36	CP	6-AA	580	248	31
CP	4-AA	526	107	35	CP	6-AA	554	555	29	CH	N/E	253	580	---
CP	4-AA	523	526	33	CP	6-AA	556	210	31,5	CP	6-AA	581	249	36
CP	2-AA	527	102	27	CH	N/E	209	556	---	CP	6-AA	253	581	32,3
CP	4-AA	528	103	31	CP	6-AA	247	558	36	CP	6-AA	249	582	35
CP	4-AA	529	104	42	SJ	N/E	558	557	---	CP	6-AA	582	251	33
CP	4-AA	103	529	40	CP	2-AA	80	559	29	CP	2-AA	573	583	27
CP	4-AA	530	105	36	CP	2-AA	559	560	31,5	CP	2-AA	583	448	31
CH	N/E	104	530	---	CP	2-AA	562	438	32,3	CP	2-AA	584	562	42
CP	4-AA	104	531	29	CP	2-AA	560	561	35	CP	2-AA	448	584	40
CP	2-AA	101	527	31,5	CP	4-AA	256	528	33	CP	2-AA	539	585	36
CP	4-AA	532	106	32,3	CP	2-AA	269	268	27	CP	2-AA	585	30	36
CH	N/E	531	532	---	CP	2-AA	327	325	31	CP	2-AA	34	586	29
CP	2-AA	533	101	31	SJ	N/E	268	327	---	CP	2-AA	586	37	31,5
CP	2-AA	534	533	36	FT	N/E	563	564	---	CH	N/E	102	523	---
CP	2-AA	535	534	36	CP	2-AA	363	563	36	CP	2-AA	587	239	40,2
CP	2-AA	43	535	31,5	CP	2-AA	563	362	36	CH	N/E	572	587	---
CP	4-AA	536	92	32,3	CP	2-AA	564	267	29	FT	N/E	589	588	---
CH	N/E	43	536	---	CP	2-AA	564	270	31,5	CP	2-AA	588	427	36
CP	4-AA	537	31	31	FT	N/E	566	565	---	CP	2-AA	588	426	31,5
CH	N/E	30	537	---	CP	2-AA	565	379	40,2	CP	4-AA	381	589	32,3
CP	2-AA	538	27	36	CP	2-AA	565	382	31	CP	4-AA	589	212	40,2
CP	2-AA	26	538	29	CP	2-AA	566	373	36	CP	2-AA	30	590	31
SJ	N/E	462	461	---	CP	2-AA	374	566	36	CP	2-AA	591	262	36
CP	2-AA	540	539	32,3	FT	N/E	567	568	---	CH	N/E	590	591	---
CP	2-AA	29	540	36	CP	2-AA	567	70	32,3	CH	N/E	592	221	---
CP	2-AA	541	28	36	CP	2-AA	424	567	40,2	CP	2-AA	295	592	31,5
CP	2-AA	542	541	29	CP	2-AA	568	377	31	FT	N/E	594	593	---
CP	2-AA	27	542	31,5	CP	2-AA	568	378	36	CP	2-AA	593	300	36
CP	2-AA	543	25	32,3	SJ	N/E	352	290	---	CP	2-AA	593	299	36
CP	2-AA	438	543	35	CP	2-AA	569	159	29	CP	2-AA	594	200	29
CP	6-AA	544	84	33	CP	2-AA	220	569	31,5	CP	2-AA	592	594	31,5

Tabela A3.1. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A1) - Continuação.

Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)	Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)	Tipo	Cabo	No i	No f	d (m)
CH	N/E	221	595	---	CH	N/E	596	598	---	TR	N/E	601	602	---
BC	N/E	595	604	---	CP	2-AA	572	599	40,2	CP	4-AA	516	603	42
CP	4-AA	72	597	40,2	CP	2-AA	599	512	31	CP	4-AA	603	110	40
CP	4-AA	597	596	29	CP	2-AA	600	601	36					
CP	4-AA	598	195	31,5	SJ	N/E	599	600	---					

Tabela A3.2. Dados de barra do sistema Indiana-SP (Alimentador A1).

Barra	kVA	Barra	kVA
10	45	226	10
66	45	227	15
67	45	233	30
68	45	235	10
131	75	241	5
132	45	246	45
142	45	250	10
160	75	258	10
161	45	271	10
167	45	280	10
168	75	282	10
174	45	324	30
176	75	335	30
177	45	355	15
178	75	356	15
179	75	361	5
180	45	368	10
181	75	372	75
182	75	375	10
183	45	405	10
184	75	416	10
185	45	421	10
186	30	423	75
187	112,5	425	10
188	50	435	15
189	45	436	5
190	30	441	15
191	30	452	15
192	15	457	425
193	15	561	10
194	15	463	75
222	10		

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2).

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
AL	N/E	1	2	---	CP	4-AA	76	78	36	TR	N/E	192	294	---
CP	2-AA	585	27	33	CP	4-AA	78	80	36	TR	N/E	200	293	---
CP	2-AA	320	29	27	CP	4-AA	147	148	29	TR	N/E	185	292	---
CP	2-AA	230	227	31	CP	4-AA	149	150	31,5	TR	N/E	151	291	---
CP	2-AA	224	226	42	CP	4-AA	157	158	32,3	TR	N/E	145	290	---
CP	2-AA	223	225	40	CP	4-AA	184	185	40,2	TR	N/E	288	289	---
CP	2-AA	231	233	36	CP	4-AA	190	191	31	TR	N/E	166	312	---
CP	2-AA	226	231	36	CP	4-AA	191	192	27	TR	N/E	135	311	---
CP	2-AA	229	228	29	CP	4-AA	190	193	29,4	TR	N/E	54	310	---
CP	2-AA	217	218	31,5	CP	4-AA	194	195	28	TR	N/E	52	309	---
CP	4-AA	30	31	32,3	CP	4-AA	196	197	35	TR	N/E	216	308	---
CP	2-AA	37	38	40,2	CP	4-AA	197	198	33	TR	N/E	48	307	---
CP	2-AA	39	40	31	CP	4-AA	206	208	27	TR	N/E	215	306	---
CP	2-AA	566	567	27	CP	4-AA	208	209	31	TR	N/E	42	305	---
CP	4-AA	557	555	29,4	CP	4-AA	210	211	42	TR	N/E	59	304	---
CP	4-AA	583	584	28	CP	4-AA	86	87	40	TR	N/E	65	303	---
CP	4-AA	173	175	35	CP	4-AA	90	91	36	TR	N/E	70	302	---
CP	4-AA	180	181	33	CP	4-AA	94	95	36	TR	N/E	68	71	---
CP	4-AA	183	428	27	CP	4-AA	103	105	29	TR	N/E	73	301	---
CP	4-AA	424	425	31	CP	4-AA	105	107	31,5	TR	N/E	75	300	---
CP	4-AA	436	439	42	CP	4-AA	111	112	32,3	TR	N/E	77	299	---
CP	4-AA	445	446	40	CP	4-AA	121	122	35	TR	N/E	79	298	---
CP	4-AA	450	451	36	CP	4-AA	123	124	33	CH	N/E	24	23	---
CP	4-AA	451	453	36	CP	4-AA	124	125	27	CH	N/E	21	20	---
CP	4-AA	477	478	29	CP	4-AA	125	126	31	CH	N/E	591	590	---
CP	4-AA	485	487	31,5	CP	4-AA	126	127	42	CH	N/E	587	588	---
CP	4-AA	457	458	32,3	CP	4-AA	127	130	40	CH	N/E	370	26	---
CP	4-AA	463	464	35	CP	4-AA	132	133	36	FT	N/E	585	586	---
CP	4-AA	464	465	33	CP	4-AA	522	523	36	CH	N/E	233	234	---
CP	4-AA	465	466	27	CP	4-AA	533	536	29	FT	N/E	230	229	---
CP	4-AA	468	469	31	CP	4-AA	536	537	31,5	CH	N/E	225	224	---
CP	4-AA	352	353	42	CP	4-AA	547	548	32,3	DJ	N/E	2	223	---
CP	4-AA	588	354	40	CP	4-AA	558	557	40,2	TR	N/E	502	248	---
CP	4-AA	361	363	36	CP	4-AA	422	423	31	TR	N/E	499	247	---
CP	4-AA	375	377	36	CP	4-AA	445	449	27	CH	N/E	44	43	---
CP	4-AA	398	399	29	CP	4-AA	456	457	29,4	CH	N/E	146	147	---
CP	4-AA	397	325	31,5	CP	4-AA	458	460	28	CH	N/E	153	154	---
CP	4-AA	421	316	32,3	CP	4-AA	495	496	35	TR	N/E	349	333	---
CP	2-CN	595	3	40,2	CP	4-AA	371	372	42	TR	N/E	357	334	---
CP	4-AA	592	35	31	CP	4-AA	390	391	40	TR	N/E	359	335	---
CP	4-AA	161	163	27	CP	4-AA	394	397	36	TR	N/E	362	336	---
CP	4-AA	167	135	29,4	CP	2-AA	226	230	36	TR	N/E	365	337	---
CP	4-AA	140	17	28	CP	2-AA	229	321	29	TR	N/E	369	338	---
CP	4-AA	47	49	35	CP	2-AA	29	585	31,5	TR	N/E	376	339	---
CP	4-AA	51	53	35	CP	4-AA	160	591	32,3	TR	N/E	378	340	---
CP	4-AA	139	55	33	CP	4-AA	590	589	40,2	TR	N/E	385	341	---
CP	4-AA	67	68	27	CP	4-AA	23	22	31	TR	N/E	387	249	---
CP	4-AA	67	69	31	TR	N/E	212	297	---	TR	N/E	38	250	---
CP	4-AA	66	72	42	TR	N/E	205	296	---	TR	N/E	381	19	---
CP	4-AA	72	74	40	TR	N/E	198	295	---	TR	N/E	13	14	---

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
TR	N/E	131	15	---	TR	N/E	96	283	---	CP	4-AA	643	621	29,0
TR	N/E	519	6	---	TR	N/E	98	282	---	CP	4-AA	596	600	31,5
TR	N/E	538	7	---	TR	N/E	102	281	---	TR	N/E	599	613	---
TR	N/E	152	8	---	TR	N/E	106	280	---	TR	N/E	601	612	---
TR	N/E	396	9	---	TR	N/E	104	279	---	TR	N/E	610	611	---
TR	N/E	10	11	---	TR	N/E	418	332	---	TR	N/E	608	603	---
TR	N/E	4	5	---	TR	N/E	416	331	---	TR	N/E	605	602	---
TR	N/E	3	594	---	TR	N/E	412	330	---	TR	N/E	620	625	---
TR	N/E	92	284	---	TR	N/E	407	329	---	TR	N/E	647	624	---
TR	N/E	159	285	---	TR	N/E	420	328	---	TR	N/E	621	623	---
TR	N/E	88	286	---	TR	N/E	395	327	---	TR	N/E	645	622	---
TR	N/E	82	287	---	TR	N/E	325	326	---	TR	N/E	626	641	---
CH	N/E	17	18	---	TR	N/E	399	324	---	TR	N/E	631	633	---
TR	N/E	140	16	---	TR	N/E	389	323	---	TR	N/E	630	632	---
TR	N/E	317	322	---	TR	N/E	109	278	---	TR	N/E	634	636	---
CH	N/E	321	320	---	TR	N/E	114	277	---	TR	N/E	615	616	---
CH	N/E	401	402	---	TR	N/E	527	276	---	CH	N/E	648	649	---
TR	N/E	367	368	---	TR	N/E	523	524	---	CH	N/E	57	652	---
CH	N/E	345	346	---	TR	N/E	531	275	---	CH	N/E	34	592	---
TR	N/E	518	342	---	TR	N/E	535	274	---	CH	N/E	394	657	---
TR	N/E	516	517	---	TR	N/E	549	273	---	TR	N/E	654	655	---
TR	N/E	513	514	---	TR	N/E	548	272	---	TR	N/E	651	650	---
TR	N/E	511	512	---	TR	N/E	551	271	---	CP	2-AA	653	593	40,2
TR	N/E	507	508	---	TR	N/E	496	270	---	CP	4-AA	658	94	31,0
CH	N/E	476	477	---	TR	N/E	489	269	---	TR	N/E	660	659	---
CH	N/E	449	450	---	TR	N/E	486	268	---	CP	2-AA	664	670	31,5
TR	N/E	447	448	---	TR	N/E	484	267	---	CP	2-AA	661	675	32,3
CH	N/E	441	440	---	TR	N/E	471	266	---	TR	N/E	673	667	---
CH	N/E	578	579	---	TR	N/E	472	265	---	CP	2-AA	679	671	31,0
CH	N/E	573	572	---	TR	N/E	467	264	---	TR	N/E	669	678	---
TR	N/E	128	129	---	TR	N/E	462	263	---	TR	N/E	674	666	---
TR	N/E	119	120	---	TR	N/E	455	262	---	FT	N/E	665	679	---
TR	N/E	116	117	---	TR	N/E	452	261	---	FT	N/E	664	663	---
CH	N/E	207	206	---	TR	N/E	444	260	---	FT	N/E	662	661	---
TR	N/E	203	204	---	TR	N/E	438	259	---	TR	N/E	681	680	---
CH	N/E	187	188	---	TR	N/E	427	258	---	TR	N/E	684	683	---
TR	N/E	475	246	---	TR	N/E	429	257	---	TR	N/E	373	685	---
TR	N/E	504	245	---	TR	N/E	563	241	---	CP	4-AA	80	25	31,0
TR	N/E	168	244	---	TR	N/E	565	240	---	TR	N/E	690	689	---
TR	N/E	582	243	---	TR	N/E	575	239	---	CP	4-AA	160	692	40,0
TR	N/E	553	242	---	TR	N/E	576	238	---	TR	N/E	694	693	---
TR	N/E	559	315	---	TR	N/E	347	237	---	CP	4-AA	704	697	36,0
TR	N/E	556	314	---	TR	N/E	344	236	---	CP	4-AA	698	704	29,0
TR	N/E	162	313	---	TR	N/E	343	235	---	CP	4-AA	700	698	31,5
TR	N/E	179	256	---	CP	4-AA	614	615	42,0	CP	4-AA	699	700	32,3
TR	N/E	176	255	---	CP	4-AA	637	638	40,0	CP	4-AA	695	694	40,2
TR	N/E	174	254	---	CP	4-AA	627	642	36,0	CP	4-AA	703	695	31,0
TR	N/E	171	253	---	CP	4-AA	644	645	40,0	CP	4-AA	696	703	27,0
TR	N/E	571	252	---	CP	4-AA	646	647	36,0	CP	4-AA	702	696	29,4
TR	N/E	569	251	---	CP	4-AA	618	619	36,0	CP	4-AA	701	702	28,0

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
CP	4-AA	697	701	35	FT	N/E	760	759	---	NA	N/E	813	801	---
CP	2-AA	38	707	33	SJ	N/E	747	746	---	CP	4-AA	812	813	42
TR	N/E	706	705	---	CP	2-AA	773	673	29	CH	N/E	814	93	---
CH	N/E	393	710	---	CP	2-AA	774	773	31,5	CH	N/E	815	816	---
CP	4-AA	393	398	42	CP	2-AA	775	662	32,3	TR	N/E	818	819	---
CP	2-AA	711	713	40	CP	2-AA	776	775	35	CP	4-AA	821	822	29
CP	2-AA	711	714	36	CP	2-AA	777	776	33	TR	N/E	822	823	---
CP	2-AA	712	715	36	CP	2-AA	778	777	27	CP	4-AA	824	505	32,3
CP	2-AA	679	712	29	CP	2-AA	663	778	31	TR	N/E	827	828	---
FT	N/E	712	711	---	CP	2-AA	779	664	42	CH	N/E	830	835	---
CP	4-AA	716	500	32,3	CP	2-AA	663	780	40	CP	4-AA	833	152	29
CP	4-AA	720	718	35	CP	2-AA	780	781	36	CP	4-AA	835	834	31,5
CP	4-AA	726	720	33	CP	2-AA	781	665	36	CP	4-AA	834	836	32,3
CP	4-AA	721	726	27	CP	2-AA	665	782	29	CP	4-AA	836	831	40,2
CP	4-AA	725	721	31	CP	2-AA	713	783	31,5	CP	4-AA	831	838	31
CP	4-AA	722	725	42	CP	2-AA	746	676	32,3	CP	4-AA	838	832	27
CP	4-AA	724	722	40	CP	2-AA	586	745	40,2	CP	4-AA	832	837	29,4
CP	4-AA	723	724	36	CP	2-AA	751	752	31	TR	N/E	837	839	---
TR	N/E	719	717	---	CP	2-AA	752	753	27	CH	N/E	845	840	---
NA	N/E	727	232	---	CP	2-AA	757	756	29,4	CP	4-AA	198	845	31
CP	2-AA	231	727	31,5	CP	2-AA	749	757	28	CP	4-AA	840	846	27
CP	4-AA	692	729	32,3	CP	2-AA	759	749	35	CP	4-AA	846	841	29,4
TR	N/E	731	730	---	CP	2-AA	759	758	42	CP	4-AA	841	847	28
CP	4-AA	734	733	31	CP	2-AA	218	760	40	CP	4-AA	847	848	35
CP	4-AA	544	734	27	CP	2-AA	760	219	36	TR	N/E	848	842	---
CP	4-AA	735	644	29,4	CP	4-AA	787	558	36	CP	4-AA	843	849	33
CP	4-AA	642	643	28	TR	N/E	786	785	---	CH	N/E	850	843	---
CP	4-AA	643	736	35	CP	2-AA	788	750	31,5	CP	4-AA	852	115	42
CH	N/E	736	735	---	CP	2-AA	789	790	32,3	CP	4-AA	849	851	40
TR	N/E	738	737	---	CP	2-AA	791	755	40,2	CP	4-AA	851	853	36
NA	N/E	741	740	---	CP	2-AA	756	791	31	CP	4-AA	853	852	36
CP	4-AA	617	741	31	FT	N/E	791	788	---	TR	N/E	852	844	---
CH	N/E	672	744	---	SJ	N/E	755	789	---	CP	4-AA	855	860	31,5
TR	N/E	783	784	---	CP	2-AA	788	751	28	CP	4-AA	860	856	32,3
CP	2-AA	234	747	36	CP	4-AA	795	793	35	CP	4-AA	856	857	40,2
CP	2-AA	661	766	36	CP	4-AA	794	795	35	CP	4-AA	857	854	31
CP	2-AA	766	767	29	CP	4-AA	800	796	33	CH	N/E	861	858	---
CP	2-AA	768	674	31,5	CP	4-AA	799	797	27	TR	N/E	854	859	---
CP	2-AA	767	768	32,3	CP	4-AA	798	479	42	TR	N/E	881	882	---
CP	2-AA	662	769	40,2	CP	4-AA	797	800	40	CH	N/E	866	883	---
CP	2-AA	769	770	31	CP	4-AA	796	794	36	TR	N/E	869	868	---
CP	2-AA	771	672	27	TR	N/E	793	792	---	CP	4-AA	871	870	40
CP	2-AA	770	771	29,4	CP	4-AA	802	607	29	CP	4-AA	873	863	36
CP	2-AA	761	762	28	CP	2-AA	803	804	31,5	CP	4-AA	872	873	36
CP	2-AA	762	669	35	CP	2-AA	804	805	32,3	CP	4-AA	863	864	29
CP	2-AA	669	763	33	CP	2-AA	806	807	40,2	CP	4-AA	864	874	31,5
CP	2-AA	763	764	27	CP	2-AA	807	808	31	CP	4-AA	874	875	32,3
CP	2-AA	764	779	31	TR	N/E	809	810	---	CP	4-AA	875	876	40,2
CP	2-AA	586	765	42	CP	4-AA	811	51	29,4	CP	4-AA	876	865	31
CP	2-AA	765	217	40	CP	4-AA	50	811	28	CP	4-AA	877	871	29

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
CP	4-AA	0	999	32,3	CP	4-AA	37	1038	27	SJ	N/E	75	677	---
CP	4-AA	500	1000	40,2	CP	4-AA	490	1039	29,4	TR	N/E	71	1076	---
SJ	N/E	500	1001	---	CP	4-AA	39	1040	28	CP	2-AA	77	1070	33
CP	4-AA	1	1002	36	CP	4-AA	41	491	35	CP	2-AA	677	1077	27
CH	N/E	2	723	---	CP	4-AA	40	1041	35	SJ	N/E	75	1073	---
CP	4-AA	3	719	31,5	CP	4-AA	42	488	33	CP	4-AA	78	447	42
CP	4-AA	718	1003	32,3	SJ	N/E	487	1042	---	CH	N/E	446	1078	---
CP	4-AA	4	716	40,2	CP	4-AA	488	1043	31	SJ	N/E	451	1079	---
CP	4-AA	5	1004	31	CP	4-AA	44	489	42	CP	4-AA	79	1080	36
CP	4-AA	6	1005	29	CH	N/E	43	1044	---	CP	4-AA	80	452	29
CP	4-AA	498	1006	31,5	CH	N/E	485	1045	---	CP	4-AA	453	454	31,5
CP	4-AA	7	499	32,3	CP	4-AA	45	1046	36	CP	4-AA	81	455	32,3
CH	N/E	498	1007	---	CP	4-AA	47	486	29	CH	N/E	454	1081	---
CP	4-AA	8	498	31	CP	4-AA	46	1047	31,5	CP	4-AA	454	1082	31
CP	4-AA	497	1008	27	CP	4-AA	48	485	32,3	CP	4-AA	82	1083	27
CP	4-AA	9	497	29,4	CP	4-AA	483	1048	40,2	CP	4-AA	83	1084	29,4
CP	4-AA	10	1009	42	SJ	N/E	483	1049	---	CP	4-AA	84	1085	28
CP	4-AA	494	1010	40	CP	4-AA	49	1050	27	CP	4-AA	86	456	35
SJ	N/E	494	1011	---	CP	4-AA	51	484	29,4	CP	4-AA	85	1086	35
CH	N/E	12	495	---	CH	N/E	50	1051	---	CP	4-AA	87	459	33
CP	4-AA	11	1013	32,3	CP	4-AA	52	482	35	CP	4-AA	88	461	27
CP	4-AA	14	1012	40,2	CP	4-AA	53	1052	33	CP	4-AA	460	1088	31
CP	4-AA	13	1014	31	CP	4-AA	481	1053	27	SJ	N/E	461	1089	---
CP	4-AA	493	1015	27	CP	4-AA	54	481	31	CP	4-AA	89	1090	40
CP	4-AA	15	1016	29,4	CP	4-AA	55	1054	42	CP	4-AA	90	1091	36
CP	4-AA	17	494	28	CP	4-AA	56	1055	40	CP	4-AA	92	462	36
CP	4-AA	16	1017	35	CP	4-AA	57	1056	36	CH	N/E	91	1092	---
CP	4-AA	491	1018	33	CP	4-AA	58	1057	36	SJ	N/E	457	1087	---
CP	4-AA	19	493	27	CP	4-AA	60	1059	29	CP	4-AA	93	463	32,3
CP	4-AA	18	1019	31	CP	4-AA	61	1060	31,5	CP	4-AA	94	1093	40,2
SJ	N/E	491	1020	---	CP	4-AA	479	1062	32,3	CP	4-AA	461	1094	31
CP	4-AA	21	492	40	CP	4-AA	62	480	35	CP	4-AA	95	815	27
CP	4-AA	22	1021	36	CP	4-AA	480	1061	33	SJ	N/E	464	1095	---
CP	4-AA	23	1022	36	CP	4-AA	59	1058	31,5	CP	4-AA	96	474	28
CP	4-AA	24	1023	29	CP	4-AA	478	1063	32,3	CP	4-AA	97	1096	35
CP	4-AA	25	1024	31,5	CP	4-AA	63	1064	40,2	CP	4-AA	98	1097	33
CP	4-AA	26	1025	32,3	CP	4-AA	65	798	31	CP	4-AA	99	1098	27
CP	4-AA	27	1026	35	CP	4-AA	64	1065	27	CP	4-AA	473	1099	31
CP	4-AA	28	1027	33	CP	4-AA	66	799	29,4	CP	4-AA	100	473	42
CP	4-AA	29	1028	27	SJ	N/E	798	1066	---	CP	4-AA	101	1100	40
CP	4-AA	30	1029	31	CP	4-AA	482	1067	35	CP	4-AA	816	1101	36
CP	4-AA	31	1030	42	CP	4-AA	67	483	33	CH	N/E	474	1102	---
CP	4-AA	32	1031	40	CP	4-AA	68	476	27	CP	4-AA	817	818	29
CP	4-AA	33	1032	36	CP	4-AA	69	1068	31	SJ	N/E	103	817	---
CP	4-AA	20	1033	36	SJ	N/E	69	445	---	CP	4-AA	103	1104	32,3
CP	4-AA	492	1034	29	CP	2-AA	72	1071	40	CP	4-AA	104	503	35
CP	4-AA	487	1035	31,5	CP	2-AA	73	761	36	CP	4-AA	105	1103	33
CP	4-AA	35	1036	32,3	CP	2-AA	74	1072	36	CP	4-AA	474	1105	31,5
CP	4-AA	36	1037	40,2	CH	N/E	70	1074	---	CH	N/E	503	1106	---
CP	4-AA	38	490	31	CP	2-AA	676	1075	31,5	CH	N/E	506	1108	---

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
CH	N/E	510	1110	---	CH	N/E	428	1176	---	CP	4-AA	144	1143	42
CP	4-AA	106	504	27	CH	N/E	183	1177	---	CP	4-AA	145	1144	40
CP	4-AA	826	827	29,4	CH	N/E	437	1158	---	CP	4-AA	425	1146	36
CP	4-AA	825	824	28	CH	N/E	426	1147	---	CP	4-AA	146	1145	36
CP	4-AA	107	506	35	CP	4-AA	160	434	36	CP	4-AA	147	427	29
CP	4-AA	108	507	33	CP	4-AA	434	1161	36	CH	N/E	186	1187	---
SJ	N/E	825	826	---	CP	4-AA	161	1162	29	CP	4-AA	181	180	32,3
SJ	N/E	505	1107	---	CP	4-AA	162	1163	31,5	CP	4-AA	178	1182	40,2
SJ	N/E	509	1109	---	CP	4-AA	163	1164	32,3	CP	4-AA	182	1181	31
CH	N/E	515	1113	---	CP	4-AA	164	1165	35	CP	4-AA	183	1184	27
CP	4-AA	111	515	36	CP	4-AA	165	1166	33	CP	4-AA	184	1185	29,4
CP	4-AA	112	1111	36	CP	4-AA	166	435	31,5	CP	4-AA	185	1186	28
CP	4-AA	113	516	29	CP	4-AA	435	1167	32,3	CP	4-AA	187	179	35
CH	N/E	466	1119	---	CP	4-AA	167	436	40,2	CP	4-AA	188	1183	33
CH	N/E	468	1126	---	CP	4-AA	168	431	31	SJ	N/E	182	1153	---
CH	N/E	470	1128	---	CP	4-AA	170	1169	27	SJ	N/E	178	1188	---
CP	4-AA	117	825	33	CP	4-AA	171	1170	29,4	CH	N/E	200	1201	---
CP	4-AA	503	1118	27	CP	4-AA	172	1171	28	CH	N/E	173	1202	---
CP	4-AA	118	1117	31	CP	4-AA	173	1172	35	CP	4-AA	202	174	36
CP	4-AA	109	1115	42	CP	4-AA	428	1174	33	CP	4-AA	203	1198	36
CP	4-AA	115	510	40	CP	4-AA	174	1173	27	CP	4-AA	204	173	29
CP	4-AA	119	467	36	CP	4-AA	175	429	31	CP	4-AA	205	1204	31,5
CP	4-AA	466	1120	36	CP	4-AA	176	1175	42	CP	4-AA	172	1206	32,3
CP	4-AA	120	1121	29	CP	4-AA	177	422	40	CP	4-AA	206	1205	35
CP	4-AA	121	1122	31,5	CP	4-AA	135	1155	36	CP	4-AA	207	172	33
CP	4-AA	122	1123	32,3	CP	4-AA	155	1156	36	CP	4-AA	208	1207	32,3
CP	4-AA	123	1124	40,2	CP	4-AA	156	1157	29	CP	4-AA	209	1208	40,2
CP	4-AA	124	1125	31	CP	4-AA	157	437	31,5	CP	4-AA	170	1210	31
CP	4-AA	125	468	27	CP	4-AA	158	438	32,3	CP	4-AA	210	1209	27
CP	4-AA	126	472	29,4	CP	4-AA	159	1160	35	CP	4-AA	189	178	29,4
CP	4-AA	469	1127	28	CP	4-AA	148	183	33	CP	4-AA	190	1189	28
CP	4-AA	127	470	35	CP	4-AA	149	1148	27	CP	4-AA	191	1190	35
CP	4-AA	128	471	35	CP	4-AA	150	1149	31	CP	4-AA	177	1192	33
CP	4-AA	506	1114	33	CP	4-AA	151	1150	42	CP	4-AA	192	1191	27
CP	4-AA	114	509	27	CP	4-AA	182	1152	40	CP	4-AA	193	177	31
CP	4-AA	510	1116	31	CP	4-AA	152	1151	36	CP	4-AA	194	1193	42
CP	4-AA	116	513	42	CP	4-AA	181	1154	36	CP	4-AA	195	1194	40
CH	N/E	69	1129	---	CP	4-AA	154	182	29	CP	4-AA	196	1195	36
CH	N/E	442	1131	---	CP	4-AA	423	1178	31,5	CP	4-AA	175	1197	36
CP	4-AA	133	441	36	CP	4-AA	178	1179	32,3	CP	4-AA	197	1196	29
CP	4-AA	130	1069	29	CP	4-AA	179	1180	40,2	CP	4-AA	198	1199	31,5
CP	4-AA	442	1130	31,5	CP	4-AA	180	1136	31	CP	4-AA	199	1200	32,3
CP	4-AA	131	443	32,3	CP	4-AA	136	1137	27	CP	4-AA	201	176	35
CP	4-AA	132	444	40,2	CP	4-AA	137	1138	29,4	SJ	N/E	175	1203	---
CP	4-AA	439	1133	31	CP	4-AA	138	1139	28	CH	N/E	170	1212	---
CP	4-AA	134	442	27	CP	4-AA	139	1140	35	CP	4-AA	212	1211	32,3
CP	4-AA	440	1134	29,4	CP	4-AA	140	424	35	CP	4-AA	213	170	40,2
SJ	N/E	436	1135	---	CP	4-AA	141	426	33	CP	4-AA	169	1214	31
SJ	N/E	443	1132	---	CP	4-AA	142	1141	27	CP	4-AA	214	1213	27
CH	N/E	430	1168	---	CP	4-AA	143	1142	31	CP	4-AA	215	169	29,4

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
CP	4-AA	216	1215	28	CP	4-AA	240	706	42	SJ	N/E	31	1276	---
CP	4-AA	580	1216	35	CP	4-AA	577	1241	40	SJ	N/E	38	1271	---
CP	4-AA	211	171	33	CP	4-AA	241	564	36	SJ	N/E	787	1283	---
CP	4-AA	218	581	27	SJ	N/E	249	1250	---	CH	N/E	552	1299	---
SJ	N/E	580	1217	---	SJ	N/E	564	1238	---	CP	4-AA	294	1295	35
SJ	N/E	580	1218	---	CH	N/E	269	1268	---	CP	4-AA	295	1296	33
CH	N/E	584	1219	---	CP	4-AA	258	575	32,3	CP	4-AA	296	1297	27
CH	N/E	581	1234	---	CP	4-AA	255	1259	40,2	CP	4-AA	298	552	31
CP	4-AA	562	1232	36	CP	4-AA	259	1260	31	CP	4-AA	297	1298	42
CP	4-AA	232	1233	29	CP	4-AA	260	1261	32,3	CP	4-AA	299	553	40
CP	4-AA	233	563	31,5	CP	4-AA	261	576	35	CP	4-AA	268	1300	36
CP	4-AA	217	1220	32,3	CP	2-AA	570	1263	33	CP	2-AA	707	1301	36
CP	4-AA	220	1221	35	CP	2-AA	263	1262	32,3	CP	2-AA	301	348	29
CP	4-AA	221	583	33	CP	2-AA	264	570	36	CP	4-AA	286	1288	31,5
CP	4-AA	579	1222	27	CP	2-AA	265	1264	29	CP	4-AA	288	1289	32,3
CP	4-AA	222	580	31	CP	2-AA	567	1266	31,5	CP	4-AA	289	1290	35
CP	2-AA	223	578	42	CP	2-AA	266	1265	32,3	CP	4-AA	290	1291	33
CP	2-AA	224	560	40	CP	2-AA	267	1248	36	CP	4-AA	292	554	27
CP	2-AA	561	1225	36	CP	4-AA	552	1269	29	CP	4-AA	291	1292	31
CP	2-AA	227	1223	36	CP	4-AA	574	1257	31,5	CP	4-AA	293	992	42
CP	2-AA	228	1226	29	CP	4-AA	257	1256	32,3	CP	4-AA	554	1293	40
CP	2-AA	229	1228	31,5	CP	4-AA	256	1258	35	CP	4-AA	991	1294	36
CP	2-AA	230	1229	32,3	SJ	N/E	262	1267	---	SJ	N/E	300	160	---
CP	2-AA	231	1230	40,2	SJ	N/E	574	1255	---	TR	N/E	896	1302	---
CP	4-AA	234	582	31	CH	N/E	37	1273	---	NA	N/E	28	220	---
CP	4-AA	219	168	27	CH	N/E	40	1272	---	NA	N/E	772	748	---
SJ	N/E	562	1231	---	CH	N/E	558	1284	---	CH	N/E	303	1304	---
SJ	N/E	226	561	---	CH	N/E	555	1285	---	CH	N/E	307	1308	---
SJ	N/E	560	1227	---	CH	N/E	278	1279	---	NA	N/E	350	351	---
CH	N/E	249	1251	---	CP	2-AA	346	37	29	NA	N/E	729	728	---
CP	4-AA	242	577	27	CP	2-AA	36	1274	31,5	CP	2-AA	303	772	28
CP	4-AA	243	1242	31	CP	4-AA	35	1275	32,3	CP	2-AA	304	748	35
CP	4-AA	244	1243	42	CP	4-AA	275	36	40,2	CP	2-AA	304	221	35
CP	4-AA	245	1244	40	CP	4-AA	276	34	31	CP	2-AA	305	28	33
CP	4-AA	246	1245	36	CP	4-AA	31	1277	32,3	CP	2-AA	305	1303	27
CP	4-AA	247	571	36	CP	6-CN	279	344	35	CP	2-AA	753	1306	31
CP	4-AA	249	1246	29	CP	4-AA	270	568	33	CP	2-AA	306	754	42
CP	4-AA	248	1249	31,5	CP	2-AA	271	39	32,3	CP	4-AA	348	1307	40
CP	4-AA	250	573	32,3	CP	2-AA	272	566	35	CP	4-AA	307	350	36
CP	4-AA	251	1247	35	CP	2-AA	273	347	33	CP	4-AA	308	351	36
CP	4-AA	252	574	33	CP	4-AA	222	1280	27	CP	4-AA	308	352	29
CP	4-AA	253	1252	32,3	CP	2-AA	560	1281	31	FT	N/E	306	1305	---
CP	4-AA	572	1254	36	CP	2-AA	281	648	42	SJ	N/E	221	222	---
CP	4-AA	254	1253	29	CP	4-AA	649	1282	40	CH	N/E	363	1319	---
CP	2-AA	235	562	31,5	CP	4-AA	282	787	36	CP	4-AA	364	1324	31
CP	2-AA	236	1235	32,3	CP	4-AA	283	786	36	CP	4-AA	324	366	27
CP	2-AA	564	1236	35	CP	4-AA	285	556	29	CP	4-AA	325	367	29,4
CP	4-AA	237	565	33	CP	4-AA	287	1286	31,5	CP	4-AA	366	1326	28
CP	4-AA	238	1237	27	CP	4-AA	555	1287	32,3	CP	4-AA	326	1325	35
CP	4-AA	239	1240	31	CP	4-AA	280	30	40,2	CP	4-AA	309	357	33

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
CP	4-AA	355	1310	27	CP	4-AA	387	742	31	SJ	N/E	398	1331	---
CP	4-AA	310	356	31	CP	4-AA	743	1388	27	SJ	N/E	419	1333	---
CP	4-AA	354	1311	42	CP	4-AA	388	389	29,4	SJ	N/E	386	1373	---
CP	4-AA	311	355	40	CP	4-AA	357	1358	28	SJ	N/E	32	1387	---
CP	4-AA	312	587	36	CP	4-AA	358	1359	35	SJ	N/E	389	390	---
CP	4-AA	313	951	36	CP	4-AA	359	379	42	SJ	N/E	372	1340	---
CP	4-AA	952	1313	29	CP	4-AA	379	1360	40	CP	4-AA	409	1420	40,2
CP	4-AA	314	950	31,5	CP	4-AA	360	1361	36	CP	4-AA	420	1421	31
CP	4-AA	356	1315	32,3	CP	4-AA	361	1362	36	CP	4-AA	421	1422	27
CP	4-AA	315	1314	35	CP	4-AA	362	1363	29	CP	4-AA	422	1423	29,4
CP	4-AA	360	1316	33	CP	4-AA	363	380	31,5	CP	4-AA	423	1424	42
CP	4-AA	316	1317	27	CP	4-AA	370	1356	32,3	CP	4-AA	424	1425	40
CP	4-AA	317	975	31	CP	4-AA	365	370	40,2	CP	4-AA	425	413	36
CP	4-AA	321	364	42	CP	4-AA	26	371	31	CP	4-AA	426	415	36
CP	4-AA	322	1321	40	CP	4-AA	353	1339	29	CP	4-AA	427	414	29
CP	4-AA	319	1323	36	CP	4-AA	380	1366	31,5	CP	4-AA	428	1427	31,5
CP	4-AA	323	1322	36	CP	4-AA	366	382	32,3	CP	4-AA	419	1429	32,3
SJ	N/E	353	1312	---	CP	4-AA	364	1367	40,2	CP	4-AA	429	1428	40,2
SJ	N/E	361	1318	---	CP	4-AA	367	381	31	CP	4-AA	414	1430	31
CH	N/E	391	1334	---	CP	4-AA	369	384	27	CP	4-AA	430	416	27
CP	4-AA	390	1389	40,2	CP	4-AA	370	1369	29,4	CP	4-AA	404	1401	29,4
CP	4-AA	400	1327	31	CP	4-AA	382	1371	32,3	CP	4-AA	401	1402	28
CP	4-AA	327	1390	27	CP	4-AA	371	1370	40,2	CP	4-AA	402	1403	35
CP	4-AA	328	400	29,4	CP	4-AA	372	385	31	CP	4-AA	403	1404	42
CP	4-AA	329	1328	28	CP	4-AA	373	388	27	CP	4-AA	404	1405	40
CP	4-AA	331	1330	35	CP	4-AA	337	1336	29,4	CP	4-AA	405	1406	36
CP	4-AA	330	1329	42	CP	4-AA	338	1337	28	CP	4-AA	406	1407	36
CP	4-AA	419	1332	40	CP	4-AA	339	1338	35	CP	4-AA	407	1408	29
CP	4-AA	332	420	36	CP	4-AA	340	1341	35	CP	4-AA	408	1409	31,5
CP	4-AA	392	393	36	CP	4-AA	341	373	33	CP	4-AA	409	408	32,3
CP	4-AA	334	392	29	CP	4-AA	318	1342	27	CP	4-AA	408	1410	40,2
CP	4-AA	335	419	31,5	CP	4-AA	342	362	42	CP	4-AA	410	1411	36
CP	4-AA	375	1374	32,3	CP	4-AA	372	1343	40	CP	4-AA	411	1412	36
CP	4-AA	384	1376	40,2	CP	4-AA	343	1344	36	CP	4-AA	412	1413	29
CP	4-AA	376	1375	31	CP	4-AA	344	1345	36	CP	4-AA	413	1414	31,5
CP	4-AA	374	1377	27	CP	4-AA	345	374	29	CP	4-AA	414	1415	32,3
CP	4-AA	377	386	29,4	CP	4-AA	374	1346	31,5	CP	4-AA	415	1416	40,2
CP	4-AA	386	1378	28	CP	4-AA	346	1347	32,3	CP	4-AA	416	1417	31
CP	4-AA	378	387	35	CP	4-AA	347	375	40,2	CP	4-AA	417	409	29
CP	4-AA	379	812	35	CP	4-AA	348	1349	31	CP	4-AA	418	410	31,5
CP	4-AA	380	1379	33	CP	4-AA	349	376	27	CP	4-AA	389	401	32,3
CP	4-AA	388	1381	27	CP	4-AA	978	1350	29,4	CP	4-AA	401	1335	40,2
CP	4-AA	381	1382	42	CP	4-AA	350	976	28	CP	4-AA	402	1391	31
CP	4-AA	382	1380	40	CP	4-AA	352	1351	35	CP	4-AA	391	1392	27
CP	2-AA	744	1383	36	CP	4-AA	353	1352	42	CP	4-AA	392	1393	29,4
CP	2-AA	384	668	36	CP	4-AA	351	1354	40	CP	4-AA	393	1394	42
CP	2-AA	383	1385	29	CP	4-AA	354	378	36	CP	4-AA	394	1395	40
CP	2-AA	385	1384	31,5	CP	4-AA	355	1353	36	CP	4-AA	395	403	36
CP	2-AA	668	1386	32,3	CP	4-AA	377	1355	29	CP	4-AA	403	1396	40
CP	2-AA	386	32	40,2	CP	4-AA	356	1357	31,5	CP	4-AA	396	1397	36

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
CP	4-AA	397	1398	36	CP	4-AA	471	164	36	CH	N/E	158	1505	---
CP	4-AA	398	1399	29	CP	4-AA	163	1471	29	CP	4-AA	505	1504	27
CP	4-AA	399	404	31,5	CP	4-AA	472	1473	31,5	CP	4-AA	25	153	31
SJ	N/E	413	1419	---	CP	4-AA	474	165	32,3	CP	4-AA	506	157	42
SJ	N/E	409	1418	---	CP	4-AA	473	1474	40,2	CP	4-AA	507	1506	40
SJ	N/E	404	1400	---	SJ	N/E	165	1475	---	CP	4-AA	508	1507	36
CH	N/E	443	1445	---	CP	4-AA	476	1472	36	CP	4-AA	509	1508	36
CP	2-CN	318	1433	29,4	SJ	N/E	164	1476	---	CP	4-AA	510	1509	29
CP	2-CN	433	1434	28	CH	N/E	477	167	---	CP	4-AA	156	1510	31,5
CP	2-CN	434	1435	35	CP	4-AA	478	1477	32,3	CP	4-AA	511	156	32,3
CP	2-CN	435	1436	42	CP	4-AA	475	1478	40,2	CP	4-AA	512	1511	40,2
CP	2-CN	436	1437	40	CP	4-AA	164	1479	31	CP	4-AA	513	1512	31
CP	2-CN	437	319	36	CP	4-AA	480	690	29	CP	4-AA	514	1513	27
CP	2-CN	319	1438	36	SJ	N/E	136	1480	---	CP	4-AA	155	1514	29,4
CP	2-CN	438	1439	29	CP	4-AA	481	136	32,3	CP	4-AA	515	155	28
CP	2-CN	439	1440	31,5	CP	4-AA	479	1481	40,2	CP	4-AA	516	1515	35
CP	2-CN	440	1441	32,3	CP	4-AA	137	1483	31	CP	4-AA	517	1516	35
CP	2-CN	441	1442	40,2	CP	4-AA	484	137	27	CP	4-AA	518	1517	33
CP	2-CN	10	1444	36	CP	4-AA	485	1484	29,4	CP	4-AA	154	1518	27
CP	2-AA	32	1431	36	CP	4-AA	136	1485	42	CP	4-AA	519	89	31
CP	2-AA	432	318	29	CP	4-AA	483	1486	40	CP	4-AA	153	1519	42
CP	4-AA	446	1447	31,5	CP	4-AA	487	138	36	CP	4-AA	520	90	40
CP	4-AA	447	1448	32,3	CP	4-AA	486	1487	35	CP	4-AA	89	1520	36
CP	4-AA	448	1449	40,2	CP	4-AA	488	139	33	CP	4-AA	521	814	36
CP	4-AA	450	595	31	CP	4-AA	489	1488	27	SJ	N/E	91	1521	---
CP	4-AA	451	1446	29	CP	4-AA	490	1489	31	SJ	N/E	658	1522	---
CP	4-AA	452	1451	31,5	CP	4-AA	138	1490	42	CP	4-AA	93	1523	32,3
CP	4-AA	33	1453	32,3	SJ	N/E	139	1482	---	CP	4-AA	524	658	40,2
SJ	N/E	595	1454	---	CP	4-AA	491	166	36	CP	4-AA	523	1524	31
CP	4-AA	449	1450	31	CP	4-AA	165	1491	36	CP	4-AA	90	1525	27
CP	2-AA	454	1455	27	SJ	N/E	380	1364	---	CH	N/E	525	1526	---
CP	2-AA	455	1456	29,4	CP	2-AA	492	803	31,5	CP	4-AA	527	92	28
CP	2-AA	456	1457	42	CH	N/E	802	1492	---	CP	4-AA	526	1527	35
CP	2-AA	457	656	40	CP	4-AA	493	688	40,2	CP	4-AA	528	97	33
CP	2-AA	12	1458	36	CP	4-AA	494	687	31	CP	4-AA	91	1528	27
CP	2-AA	462	653	40	CP	4-AA	494	686	27	CH	N/E	97	1529	---
CP	2-AA	461	1462	36	NA	N/E	688	686	---	CH	N/E	95	1530	---
CP	2-AA	463	654	36	CH	N/E	493	1494	---	CP	4-AA	531	96	40
SJ	N/E	653	1463	---	CH	N/E	495	1496	---	CP	4-AA	530	1531	36
CH	N/E	593	1464	---	CH	N/E	537	1497	---	CP	2-AA	460	1461	36
CP	2-AA	465	4	32,3	CH	N/E	540	1498	---	CP	2-AA	459	1460	29
CP	2-AA	464	1465	40,2	CP	4-AA	499	699	31	CP	2-AA	458	1459	31,5
CP	4-AA	466	161	31	CH	N/E	60	1499	---	CP	4-AA	97	1532	32,3
CP	4-AA	589	1466	27	CP	4-AA	500	86	40	CP	4-AA	533	99	35
CH	N/E	161	1467	---	CP	4-AA	501	1500	36	CP	4-AA	532	1533	33
CP	4-AA	467	1468	28	CP	4-AA	502	88	36	CP	4-AA	534	100	27
CP	4-AA	469	162	35	CH	N/E	87	1502	---	CP	4-AA	99	1534	31
CP	4-AA	468	1469	42	CP	4-AA	503	1501	31,5	SJ	N/E	100	1535	---
CP	4-AA	470	684	40	SJ	N/E	157	1503	---	CP	4-AA	536	103	40
CH	N/E	163	1470	---	CP	4-AA	504	159	35	CP	4-AA	537	1536	36

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
CP	4-AA	100	1537	36	CP	4-AA	575	63	32,3	CP	4-AA	84	1608	32,3
CH	N/E	103	1538	---	CP	4-AA	62	1575	40,2	CP	4-AA	610	186	40,2
CP	4-AA	539	106	31,5	CP	4-AA	63	1576	31	SJ	N/E	185	1609	---
CH	N/E	105	1539	---	CP	4-AA	577	64	27	CH	N/E	185	1610	---
CP	4-AA	540	24	40,2	CP	4-AA	576	1577	29,4	CP	4-AA	612	1611	29,4
CP	4-AA	107	1540	31	CP	4-AA	578	60	32,3	CP	4-AA	613	1612	28
CP	4-AA	22	1541	27	CP	4-AA	58	1578	40,2	CP	4-AA	609	1613	35
CP	4-AA	541	1542	29,4	SJ	N/E	58	1579	---	CP	4-AA	614	200	42
CH	N/E	108	1543	---	CP	4-AA	580	1493	27	CH	N/E	199	1614	---
CP	4-AA	101	1544	35	SJ	N/E	80	1580	---	CP	4-AA	616	1615	36
CP	4-AA	101	1545	42	CP	4-AA	581	57	28	CP	4-AA	617	1616	36
CP	4-AA	535	1546	40	CP	4-AA	56	1581	35	CP	4-AA	185	1617	29
CP	4-AA	547	101	36	CP	4-AA	582	56	35	CP	4-AA	619	201	31,5
CP	4-AA	101	1548	36	CP	4-AA	55	1582	33	CP	4-AA	618	1619	32,3
CP	4-AA	548	1549	29	CP	4-AA	584	1583	27	CP	4-AA	620	202	40,2
CP	4-AA	549	1550	31,5	CP	4-AA	585	1584	42	CP	4-AA	621	1620	36
CP	4-AA	551	102	32,3	CP	4-AA	586	1585	40	CP	4-AA	622	1621	36
CP	4-AA	550	1551	40,2	CP	4-AA	482	1586	36	CP	4-AA	201	1622	29
CP	4-AA	552	1547	31	CP	4-AA	583	1587	36	CP	4-AA	625	210	31,5
CH	N/E	546	1552	---	SJ	N/E	587	140	---	CH	N/E	211	1626	---
CH	N/E	78	1553	---	CP	4-AA	588	81	31,5	CP	4-AA	627	1495	40,2
CP	4-AA	554	77	28	CP	4-AA	687	1588	32,3	CP	4-AA	496	1628	31
CH	N/E	76	1554	---	CP	4-AA	589	82	40,2	CP	4-AA	628	1629	29
CP	4-AA	74	1555	35	CH	N/E	81	1589	---	CP	4-AA	629	1630	31,5
CP	4-AA	556	76	33	CP	4-AA	590	83	27	CP	4-AA	630	1631	32,3
CP	4-AA	555	1556	27	CP	4-AA	591	1590	29,4	CP	4-AA	632	110	40,2
CP	4-AA	557	75	42	CP	4-AA	592	1591	28	CP	4-AA	631	1632	31
CH	N/E	74	1557	---	CP	4-AA	81	1592	35	CP	4-AA	110	1633	27
CP	4-AA	558	73	36	SJ	N/E	84	1593	---	CP	4-AA	633	1634	29,4
CH	N/E	72	1558	---	CP	4-AA	594	84	40	CP	4-AA	634	1635	42
CP	4-AA	559	21	29	CP	4-AA	595	1594	36	CP	4-AA	636	111	40
SJ	N/E	66	1559	---	CP	4-AA	596	1595	36	CP	4-AA	635	1636	36
CP	4-AA	64	1561	32,3	CP	4-AA	597	1596	29	SJ	N/E	112	1637	---
CP	4-AA	561	1562	40,2	CP	4-AA	598	1597	31,5	CP	4-AA	638	113	36
CP	4-AA	562	1563	31	CP	4-AA	599	1598	32,3	CP	4-AA	637	1638	36
CP	4-AA	563	1564	27	CP	4-AA	83	1599	40,2	CP	4-AA	639	114	29
CP	4-AA	565	66	29,4	CP	4-AA	600	85	31	CP	4-AA	495	1640	31,5
CP	4-AA	564	1565	28	CP	4-AA	601	1600	29	CP	4-AA	640	850	32,3
CH	N/E	64	1560	---	CP	4-AA	602	1601	31,5	CP	4-AA	850	520	40,2
CP	4-AA	567	1566	42	CP	4-AA	593	1602	32,3	CP	4-AA	641	1642	31
CP	4-AA	568	1567	40	CP	4-AA	603	288	40,2	CP	4-AA	643	521	27
CP	4-AA	569	1568	36	CH	N/E	85	1603	---	CP	4-AA	642	1643	29,4
CP	4-AA	570	1569	36	CP	4-AA	604	144	27	CP	4-AA	644	1641	28
CP	4-AA	571	1570	29	CP	4-AA	85	1604	29,4	SJ	N/E	520	1644	---
CP	4-AA	560	1571	31,5	CP	4-AA	605	146	42	CP	4-AA	645	1646	42
CP	4-AA	572	61	32,3	SJ	N/E	144	1605	---	SJ	N/E	646	522	---
CP	4-AA	60	1572	40,2	CP	4-AA	144	1606	36	CH	N/E	521	1645	---
CP	4-AA	61	1573	31	CP	4-AA	607	145	36	CP	4-AA	647	682	36
CP	4-AA	574	62	29	CH	N/E	606	1607	---	CP	4-AA	521	1647	29
CP	4-AA	573	1574	31,5	CP	4-AA	608	184	31,5	CP	4-AA	648	681	31,5

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
CH	N/E	682	1648	---	CP	4-AA	684	1683	31	CP	4-AA	541	1717	31,5
CP	4-AA	649	525	40,2	CP	4-AA	685	1684	27	CP	4-AA	498	13	32,3
CP	4-AA	682	1649	36	CP	4-AA	686	1685	29,4	CP	4-AA	715	540	40,2
CP	4-AA	650	527	36	CP	4-AA	732	1686	42	CP	4-AA	718	542	31
CH	N/E	526	1650	---	CP	4-AA	545	1687	40	CP	4-AA	663	1718	27
CP	4-AA	651	526	31,5	CP	4-AA	688	546	36	CP	4-AA	719	1672	29,4
CP	4-AA	525	1651	32,3	CP	4-AA	687	1688	31,5	SJ	N/E	718	1719	---
CP	4-AA	652	530	40,2	CP	4-AA	689	549	32,3	CH	N/E	113	1639	---
CP	4-AA	653	1652	31	CP	4-AA	546	1690	40,2	CH	N/E	660	1661	---
CP	4-AA	654	1653	29	CP	4-AA	691	1689	31	CP	4-AA	720	519	27
SJ	N/E	529	1654	---	SJ	N/E	690	1691	---	CH	N/E	134	1720	---
CP	4-AA	655	531	32,3	CP	4-AA	692	547	29,4	CH	N/E	127	1721	---
CH	N/E	530	1655	---	CH	N/E	546	1692	---	CP	4-AA	131	901	40
CP	4-AA	656	532	31	SJ	N/E	733	1680	---	CP	4-AA	130	1722	36
CP	4-AA	529	1656	27	CP	4-AA	693	116	33	SJ	N/E	722	131	---
CP	4-AA	657	533	29,4	CH	N/E	115	1693	---	CP	4-AA	133	1723	29
CP	4-AA	532	1657	42	CP	4-AA	694	119	31	CP	4-AA	724	134	31,5
CP	4-AA	534	1658	40	CH	N/E	118	1694	---	CP	4-AA	723	1724	32,3
CP	4-AA	658	1659	36	CP	4-AA	695	118	40	CP	4-AA	725	123	35
CP	4-AA	659	1660	40	CP	4-AA	696	1695	36	CP	4-AA	726	1725	33
CP	4-AA	661	535	36	CP	4-AA	697	1696	36	CP	4-AA	122	1726	31,5
CP	4-AA	662	534	36	CP	4-AA	698	1697	29	TR	N/E	433	1727	---
CH	N/E	533	1662	---	CP	4-AA	115	1698	31,5	CP	2-AA	225	1224	40,2
CP	4-AA	539	1663	31,5	CP	4-AA	699	141	32,3	SJ	N/E	348	1728	---
CP	4-AA	664	539	32,3	CP	4-AA	700	1699	35	CP	4-AA	728	1729	27
CP	4-AA	537	1664	40,2	CP	4-AA	18	1700	33	CP	4-AA	730	349	29,4
CP	4-AA	665	543	31	SJ	N/E	143	1701	---	CH	N/E	729	1730	---
CP	4-AA	542	1665	27	CP	4-AA	702	143	31	CP	4-AA	731	1372	35
SJ	N/E	543	1666	---	CP	4-AA	703	1702	42	CH	N/E	384	1731	---
CP	4-AA	667	541	28	CP	4-AA	705	1704	40	CH	N/E	375	1348	---
CP	4-AA	668	1667	35	CP	4-AA	141	1705	36	CP	4-AA	529	1732	31
CP	4-AA	670	1669	42	CP	4-AA	706	41	36	CP	4-AA	732	98	42
CP	4-AA	671	1670	40	CP	4-AA	143	1706	29	CP	4-AA	10	1733	40
CP	4-AA	672	1671	36	SJ	N/E	41	1707	---	CP	4-AA	736	1734	36
CP	4-AA	669	1673	36	CP	4-AA	41	1708	32,3	CH	N/E	733	1736	---
SJ	N/E	673	1668	---	CP	4-AA	709	42	40,2	TR	N/E	735	1737	---
CP	4-AA	674	550	31,5	CH	N/E	708	1709	---	CP	4-AA	734	1738	31,5
CP	4-AA	675	1674	32,3	CP	4-AA	707	44	27	CP	4-AA	738	1735	32,3
CP	4-AA	676	1675	40,2	CP	4-AA	820	821	29,4	CP	2-AA	782	774	35
CP	4-AA	677	1676	36	CP	4-AA	704	142	28	CP	4-AA	216	886	33
CP	4-AA	543	1677	36	CP	4-AA	710	528	35	CP	4-AA	49	216	27
CP	4-AA	678	551	29	CP	4-AA	739	1710	35	CP	4-AA	739	47	31
CH	N/E	550	1678	---	CP	4-AA	711	529	33	CP	4-AA	46	1740	42
CP	4-AA	666	1679	32,3	CP	4-AA	712	1711	27	CP	4-AA	740	1739	40
CP	4-AA	679	544	40,2	CP	4-AA	713	1712	31	CP	4-AA	45	1741	36
CP	4-AA	680	732	31	CP	4-AA	528	1713	42	CP	4-AA	741	46	36
CP	4-AA	681	731	29	CP	4-AA	714	738	40	CP	4-AA	742	45	29
CH	N/E	732	1681	---	SJ	N/E	739	1714	---	CP	4-AA	43	1743	31,5
CP	4-AA	682	545	32,3	CP	4-AA	716	1715	36	CP	4-AA	743	1742	32,3
CP	4-AA	683	1682	40,2	CP	4-AA	717	1716	29	CP	4-AA	701	1744	40,2

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
CP	4-AA	744	50	31	CP	4-AA	775	149	31,5	CP	4-AA	803	365	40,2
CP	4-AA	53	1746	27	CP	4-AA	148	1776	32,3	CH	N/E	364	1320	---
CP	4-AA	746	1747	29,4	CP	4-AA	776	1775	35	CP	4-AA	804	417	27
CP	4-AA	747	1745	28	CP	4-AA	110	1777	33	CP	4-AA	415	1805	29,4
CP	4-AA	745	54	35	CP	4-AA	777	511	27	CP	4-AA	805	1804	28
CP	4-AA	54	1748	35	CP	2-AA	509	861	31	CP	4-AA	806	418	35
CP	4-AA	142	1703	33	CP	2-AA	861	1112	42	CH	N/E	417	1806	---
CP	4-AA	579	1749	27	CP	4-AA	858	855	40	CH	N/E	414	1426	---
CP	4-AA	750	1751	31	CP	4-AA	515	1778	36	CP	4-AA	923	921	31
CP	4-AA	751	59	42	CP	4-AA	778	1779	36	CP	4-AA	657	1807	42
CP	4-AA	566	65	40	CP	4-AA	779	1780	29	CP	4-AA	807	1808	40
CP	4-AA	20	1752	36	CP	2-AA	780	880	31,5	CP	4-AA	808	917	36
CP	4-AA	752	709	36	CP	4-AA	880	518	32,3	SJ	N/E	917	923	---
CP	4-AA	709	1753	29	CP	4-AA	867	872	40,2	CP	4-AA	917	1809	29
CP	4-AA	754	67	31,5	CP	4-AA	870	879	31	CP	4-AA	809	1810	31,5
CP	4-AA	753	1754	32,3	CP	4-AA	781	866	27	CP	4-AA	810	396	32,3
CP	4-AA	129	1755	40,2	CP	4-AA	782	1781	29,4	CP	4-AA	811	918	35
CP	4-AA	755	1756	31	CP	4-AA	883	869	28	CP	4-AA	812	1811	33
CP	4-AA	757	1750	27	CP	4-AA	878	881	35	CH	N/E	810	1812	---
CH	N/E	749	1757	---	CP	4-AA	783	317	35	CP	4-AA	813	394	31
CP	4-AA	758	215	28	CH	N/E	316	1783	---	CP	4-AA	814	1813	42
CH	N/E	45	1758	---	CP	4-AA	784	421	27	CP	4-AA	710	1814	40
CP	4-AA	759	48	33	CP	4-AA	333	1785	31	CP	4-AA	815	1278	36
CH	N/E	47	1759	---	CP	4-AA	785	1784	42	CP	4-AA	277	1815	36
CH	N/E	142	820	---	CP	4-AA	786	660	40	CP	4-AA	193	1816	29
CP	4-AA	756	1760	42	CP	4-AA	787	1788	36	CP	4-AA	816	194	31,5
CP	4-AA	760	708	40	CH	N/E	788	1786	---	CP	4-AA	817	190	32,3
CP	4-AA	979	1761	36	CP	4-AA	790	1789	29	CP	4-AA	189	1818	40,2
CP	4-AA	761	1762	36	CP	4-AA	791	1790	31,5	CP	4-AA	818	1817	31
CP	4-AA	762	898	29	CP	4-AA	153	1792	32,3	CP	4-AA	819	189	27
CP	4-AA	763	899	31,5	CP	4-AA	792	1791	40,2	CP	4-AA	820	1819	29,4
CH	N/E	898	1763	---	CP	4-AA	793	1159	31	CP	4-AA	821	343	28
CP	4-AA	553	1764	35	CP	4-AA	169	1793	27	CH	N/E	815	1821	---
CP	4-AA	764	1765	33	CP	4-AA	793	430	29,4	CP	4-AA	284	1822	35
CP	4-AA	765	79	31,5	CP	4-AA	431	1794	28	CP	4-AA	822	559	33
CP	4-AA	94	1766	32,3	CP	4-AA	794	1795	35	CP	2-AA	274	1823	27
CP	4-AA	766	651	40,2	CP	4-AA	795	1796	33	CP	2-AA	823	345	31
CP	4-AA	767	104	31	CP	4-AA	796	1797	27	TR	N/E	823	1824	---
CP	4-AA	768	1767	27	CP	4-AA	797	432	31	CP	4-AA	368	1825	40
CP	4-AA	769	1768	29,4	CP	4-AA	432	1798	42	CP	4-AA	825	1826	36
CP	4-AA	538	1770	28	CP	4-AA	798	1799	40	CP	4-AA	826	1827	36
CP	4-AA	770	1769	35	CP	4-AA	799	1800	36	CP	4-AA	827	1828	29
CP	4-AA	829	1771	33	CP	4-AA	800	1801	36	CP	4-AA	828	383	31,5
CH	N/E	771	833	---	CP	4-AA	801	433	29	CH	N/E	382	1368	---
CP	4-AA	150	1772	31	CP	4-AA	568	1802	31,5	CP	4-AA	829	1627	40,2
CP	4-AA	830	829	42	CP	4-AA	802	569	32,3	CP	4-AA	542	1829	31
CP	4-AA	773	830	40	CH	N/E	567	1270	---	CP	4-AA	543	109	27
CP	4-AA	772	1773	36	CH	N/E	577	1239	---	CP	4-AA	108	739	29,4
CP	4-AA	774	151	36	CH	N/E	356	1309	---	CP	4-AA	520	108	28
CH	N/E	150	1774	---	CP	4-AA	320	1803	32,3	CP	4-AA	497	1830	35

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
CP	4-AA	830	538	33	SJ	N/E	963	1859	---	CP	4-AA	884	214	36
CP	4-AA	102	1831	27	CP	4-AA	860	970	27	CP	4-AA	213	1885	29
CP	4-AA	832	475	31	SJ	N/E	968	1860	---	CP	4-AA	885	1886	31,5
CH	N/E	831	1832	---	CP	4-AA	972	973	42	CP	4-AA	886	1887	32,3
CP	4-AA	400	1833	40	CP	4-AA	861	965	40	CP	4-AA	887	614	36
CP	4-AA	833	405	36	SJ	N/E	960	1861	---	CP	4-AA	214	1888	29
CP	4-AA	405	1834	36	CP	4-AA	965	966	36	SJ	N/E	888	213	---
CP	4-AA	834	1835	29	CP	4-AA	863	646	29	CP	4-AA	626	212	32,3
CP	4-AA	835	406	31,5	SJ	N/E	862	1863	---	CP	4-AA	209	1889	35
CP	4-AA	406	1836	32,3	CP	4-AA	864	1862	32,3	SJ	N/E	889	1624	---
CP	4-AA	836	1837	35	CP	4-AA	865	1864	40,2	CP	4-AA	624	1890	27
CP	4-AA	837	1838	33	CH	N/E	644	1865	---	SJ	N/E	890	1625	---
CP	4-AA	838	407	32,3	CP	4-AA	866	620	27	CP	4-AA	614	1891	42
CP	2-CN	839	1443	40,2	CP	4-AA	619	1867	29,4	CP	4-AA	891	1892	40
CP	2-CN	840	1839	31	CP	4-AA	867	1866	28	CP	4-AA	892	1893	36
CP	4-AA	841	10	27	CP	4-AA	868	618	35	CP	4-AA	893	1894	36
CP	4-AA	842	1841	29,4	CH	N/E	646	1868	---	CP	4-AA	894	1895	29
CP	4-AA	445	1842	28	CP	2-AA	805	1869	27	CP	4-AA	895	637	31,5
CP	4-AA	336	1843	35	CP	2-AA	869	806	31	CP	4-AA	635	634	32,3
CP	4-AA	843	1365	33	CP	4-AA	988	986	42	CP	4-AA	637	1896	40,2
CP	4-AA	844	369	27	CP	2-AA	870	809	40	CP	4-AA	897	1898	31
CH	N/E	843	1844	---	SJ	N/E	808	1870	---	CP	4-AA	899	639	32,3
CP	4-AA	845	52	42	CP	4-AA	615	935	36	SJ	N/E	898	1899	---
CP	4-AA	51	1846	40	CP	4-AA	935	1618	29	SJ	N/E	639	1900	---
CH	N/E	846	1845	---	CP	4-AA	871	930	31,5	CP	4-AA	639	1901	32,3
CP	4-AA	742	743	36	SJ	N/E	929	1871	---	CP	4-AA	901	1902	36
CP	2-CN	442	1847	29	CP	4-AA	872	1787	35	CP	4-AA	902	640	29
SJ	N/E	847	33	---	SJ	N/E	789	1872	---	CP	4-AA	903	626	31,5
CP	4-AA	848	1782	32,3	CP	4-AA	809	395	32,3	CH	N/E	640	1903	---
SJ	N/E	879	1848	---	SJ	N/E	656	12	---	CP	4-AA	205	207	35
CP	4-AA	721	1849	33	SJ	N/E	431	1432	---	CP	4-AA	623	1904	33
CP	4-AA	849	1850	31,5	CH	N/E	453	1452	---	SJ	N/E	904	205	---
CP	4-AA	850	128	32,3	CH	N/E	873	691	---	CP	4-AA	203	1623	31
CP	4-AA	851	913	40,2	CP	4-AA	873	58	35	CP	4-AA	905	203	42
SJ	N/E	901	1851	---	CP	4-AA	652	1873	33	SJ	N/E	202	1905	---
CP	4-AA	852	907	27	CP	2-CN	874	1840	27	CH	N/E	691	1906	---
SJ	N/E	906	1852	---	CP	2-CN	453	1874	31	BC	N/E	906	1945	---
CP	4-AA	853	908	28	CP	4-AA	410	1875	42	CP	4-AA	907	629	29
SJ	N/E	907	1853	---	CP	4-AA	875	1876	40	CP	4-AA	628	1908	31,5
CP	4-AA	854	909	33	CP	4-AA	876	1877	36	CP	4-AA	908	1907	32,3
SJ	N/E	908	1854	---	CP	4-AA	877	411	36	CP	4-AA	909	628	40,2
CP	4-AA	855	902	31	CP	4-AA	411	1878	29	CP	4-AA	910	1909	31
SJ	N/E	911	1855	---	CP	4-AA	878	1879	31,5	CP	4-AA	627	1911	32,3
CP	4-AA	856	903	40	CP	4-AA	879	412	32,3	CP	4-AA	911	1910	35
SJ	N/E	902	1856	---	SJ	N/E	880	617	---	CP	4-AA	912	627	33
CP	4-AA	857	943	36	CP	4-AA	881	1880	31	CP	4-AA	640	1912	32,3
SJ	N/E	904	1857	---	CP	4-AA	614	1882	32,3	CP	4-AA	900	1913	36
CP	4-AA	858	947	31,5	CP	4-AA	882	1881	35	CP	4-AA	628	1914	36
SJ	N/E	942	1858	---	CP	4-AA	211	1883	33	CP	4-AA	914	631	29
CP	4-AA	859	964	35	CP	4-AA	883	1884	32,3	CP	4-AA	915	630	31,5

Tabela A3.3. Dados de linha do sistema Indiana-SP (Alimentador A2) - Continuação.

Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)	Tipo	Cabo	Bi	Bf	d (m)
SJ	N/E	629	1915	---	CP	4-AA	607	1926	29	CP	4-AA	938	598	32,3
CP	4-AA	913	1916	40,2	CP	4-AA	926	1925	31,5	SJ	N/E	597	1938	---
CP	4-AA	916	1917	31	CP	4-AA	927	610	32,3	CP	4-AA	939	599	33
CP	4-AA	917	1918	32,3	CH	N/E	609	1927	---	CH	N/E	598	1939	---
CP	4-AA	919	604	35	CP	4-AA	609	1928	33	CP	4-AA	940	1937	36
CP	4-AA	918	1919	33	CP	4-AA	928	1929	27	CH	N/E	596	1940	---
CP	4-AA	920	605	32,3	CP	4-AA	929	1930	31	CP	4-AA	195	1941	29
CH	N/E	604	1920	---	CP	4-AA	931	596	42	SJ	N/E	941	196	---
CP	4-AA	604	1921	32,3	CP	4-AA	930	1931	40	CP	4-AA	942	1897	32,3
CP	4-AA	921	606	40,2	CP	4-AA	932	601	36	CH	N/E	638	1942	---
CP	4-AA	922	802	31	SJ	N/E	600	1932	---	SJ	N/E	637	635	---
SJ	N/E	606	1922	---	CP	4-AA	933	597	29	CP	4-AA	611	1943	32,3
CP	4-AA	923	608	35	CP	4-AA	934	1933	31,5	CP	4-AA	187	199	35
SJ	N/E	607	1923	---	CP	4-AA	935	1934	32,3	CP	4-AA	943	187	33
CP	4-AA	924	609	32,3	CP	4-AA	936	1935	40,2	CP	4-CA	188	1944	32,3
CP	4-AA	925	1924	36	CP	4-AA	937	1936	31	CP	4-AA	944	1820	32,3

Tabela A3.4. Dados de barra do sistema Indiana-SP (Alimentador A2).

Barra	kVA	Barra	kVA	Barra	kVA	Barra	kVA
5	30	315	10	268	5	666	10
6	10	322	30	269	75	667	10
7	20	323	30	270	15	678	10
8	150	324	15	271	15	680	10
9	15	326	10	272	15	683	10
11	15	327	10	273	15	685	10
14	15	328	10	274	10	689	30
15	10	329	10	275	10	693	5
19	15	330	10	276	30	705	15
71	15	331	15	277	10	717	10
117	15	332	15	278	15	730	15
120	5	333	15	279	15	737	15
129	75	334	15	280	45	784	5
204	75	335	10	281	15	785	15
235	10	336	15	282	15	792	10
236	15	337	15	283	15	810	10
237	10	338	10	284	10	823	30
238	10	339	15	286	15	828	10
239	30	340	15	287	30	839	15
240	10	341	15	289	25	842	10
241	10	342	15	290	10	844	10
242	10	368	30	291	75	859	10
243	45	448	15	292	30	868	10
244	10	508	15	293	10	874	5
245	15	512	15	294	10	882	15
246	15	514	10	295	45	892	5
247	15	517	10	296	30	900	15
248	15	524	45	297	45	912	10
249	10	594	15	298	10	919	10
250	15	602	15	299	5	920	30
251	15	603	15	300	15	937	10
252	30	611	30	301	10	939	10
253	10	612	15	302	15	958	15
254	10	613	15	303	15	967	5
255	10	616	10	304	10	974	30
256	15	622	10	305	10	977	45
257	10	623	10	306	5	982	10
258	15	624	10	307	10	990	5
259	15	625	10	308	30	993	10
260	15	632	10	309	10	996	10
261	15	633	10	310	15	1302	5
262	15	636	10	311	10	1727	10
263	5	641	10	312	10	1737	10
264	45	650	10	313	15	1824	10
265	15	655	10	314	15		
267	10	659	10				

Apêndice B – Planejamento de circuitos Secundários

Neste apêndice apresentam-se os tipos de materiais e equipamentos utilizados no planejamento e projetos de circuitos secundários de distribuição e seus respectivos custos de aquisição, além dos dados referentes aos sistemas utilizados nos testes.

B1. Materiais e Equipamentos

Tabela B1.1. Custos de investimentos das estruturas da rede primária.

Descrição	Custo fixo (US\$)
CE1-1	44,51
CE1A-1	53,15
CE2-1	146,87
CE3-1	338,93
CE4-1	321,43
CE3CE3-1	350,86
CESC-1	788,57
CESHN3-1	721,48
CECC-1	498,36
CECECC-1	500,50
N3CECC-1	677,81
CEATT-1	164,85
CE1TR-1	600,18
CE3TR-1	625,78

Tabela B1.2. Custos de investimentos das estruturas da rede secundária.

Descrição	Custo fixo (US\$)
S21D	19,51
S21DA	20,46
2S2F	41,44
2S2A	37,12
S32-S2	43,29
S2	17,55
2S21C	49,74
2S2DTO	24,10
S21C	42,13

Tabela B1.3. Características do postes de distribuição.

Comprimento (m)	Capacidade (daN)	Custo (US\$)
9	200	118,69
9	400	176,64
9	600	207,94
9	1000	278,04
11	200	171,03
11	400	252,34
11	600	296,29
11	1000	457,94
12	400	267,29
12	600	332,71
12	1000	469,21

Tabela B1.4. Características dos cabos da rede secundária.

Tipo	Seção (mm ²)	R (Ω/m)	X (Ω/m)	I _{max} (A)	Esforço (daN)	Custo (US\$/m)
1	3x1x35(35)	1,01x10 ⁻³	1,138x10 ⁻⁴	129	135	1,99
2	3x1x50(50)	7,44x10 ⁻⁴	1,092x10 ⁻⁴	168	160	3,53
3	3x1x70(70)	5,68x10 ⁻⁴	9,450x10 ⁻³	227	240	4,60
4	3x1x120(70)	2,94x10 ⁻⁴	9,420x10 ⁻³	311	366	6,64

Tabela B1.5. Características dos transformadores de distribuição.

Tipo	Potência	Custo fixo (US\$)
1	30kVA	1251,40
2	45kVA	1488,32
3	75kVA	2166,68
4	112,5kVA	2911,21

B2. Dados do Sistema I

Tabela B2.1. Dados de linha do sistema.

Ramo	Noi	Nof	Distância (m)	ramo	Noi	Nof	Distância (m)
1	1	2	30.00	30	11	12	37.50
2	2	3	30.00	31	23	24	37.50
3	2	4	28.00	32	23	25	37.50
4	2	5	30.00	33	34	35	37.50
5	3	29	30.00	34	47	48	37.50
6	3	41	30.00	35	12	13	37.50
7	4	19	22.00	36	25	26	33.50
8	5	6	22.00	37	35	36	24.90
9	5	7	34.00	38	48	49	30.00
10	29	30	32.50	40	13	14	37.50
11	41	42	33.00	41	26	27	37.50
12	7	8	30.00	42	36	37	37.50
13	19	20	18.00	43	49	50	37.50
14	30	31	40.00	44	14	15	37.50
15	42	43	32.50	45	27	28	38.00
16	42	44	32.50	46	37	38	40.00
17	8	9	32.50	47	50	51	36.00
18	20	21	31.60	48	15	16	37.50
19	31	32	26.00	49	28	18	37.50
20	44	45	21.00	50	38	39	37.50
21	9	10	30.00	51	38	40	30.00
22	21	22	28.00	52	51	52	30.00
23	32	33	34.60	53	16	17	30.00
24	45	46	31.70	54	18	17	21.00
25	10	11	37.50	55	18	39	30.00
26	22	23	37.50	56	40	54	30.00
27	33	24	37.50	57	52	53	30.00
28	33	34	28.70	58	54	53	37.50
29	46	47	37.50				

Tabela B2.2. Dados de barra do sistema.

Barra	Cargas (kVA)			Barra	Cargas (kVA)			Barra	Cargas (kVA)		
	a	b	c		a	b	c		a	b	c
1	0,095	0,095	0,000	19	1,845	1,845	1,750	37	3,240	2,525	2,525
2	0,970	0,000	0,970	20	1,845	1,750	1,845	38	2,995	2,900	2,995
3	0,970	1,875	0,970	21	1,750	1,845	1,845	39	2,525	1,620	2,525
4	0,000	0,970	0,970	22	1,750	0,970	0,870	40	0,810	0,095	0,905
5	1,770	1,770	1,675	23	1,845	1,845	1,750	41	2,465	3,160	2,465
6	0,885	0,000	0,885	24	0,095	0,000	0,095	42	1,675	1,675	1,580
7	2,465	2,465	1,580	25	2,525	3,240	2,525	43	0,885	0,095	0,790
8	3,255	3,255	3,160	26	3,335	3,240	3,335	44	0,790	0,885	0,095
9	3,255	3,160	3,255	27	3,240	3,335	3,335	45	2,465	2,465	3,160
10	3,160	3,255	3,255	28	2,525	1,620	2,525	46	3,255	3,160	3,255
11	3,950	4,045	4,835	29	1,845	1,750	1,845	47	3,160	3,255	3,255
12	3,255	3,160	3,255	30	12,155	12,155	11,465	48	3,950	4,835	4,045
13	3,255	3,160	3,255	31	1,845	1,845	1,750	49	3,255	3,255	3,160
14	1,580	2,465	2,465	32	1,750	1,845	1,845	50	3,160	3,255	3,255
15	3,255	3,255	3,160	33	1,845	1,750	1,845	51	3,255	3,160	3,255
16	2,465	2,465	1,580	34	3,335	3,335	3,240	52	1,675	1,770	1,770
17	0,095	0,095	0,000	35	3,335	3,335	3,240	53	1,675	1,580	1,675
18	0,095	0,000	0,095	36	3,240	3,335	3,335	54	0,095	0,000	0,095

Tabela B2.3. Dados dos cabos utilizados no sistema.

Cabo	R_{abc} (Ω/m)	X_{abc} (Ω/m)
1	0,744000	0,109000
2	0,568000	0,000095
3	0,294000	0,000094

B3. Dados do Sistema II

Tabela B3.1. Dados de linha do sistema.

Ramo	Noi	Nof	Distância (m)	ramo	Noi	Nof	Distância (m)
1	1	2	30.00	42	42	43	37.50
2	2	3	30.00	43	43	44	37.50
3	3	4	28.00	44	44	45	37.50
4	4	5	30.00	45	45	46	38.00
5	5	6	30.00	46	46	47	40.00
6	6	7	30.00	47	47	48	36.00
7	7	8	22.00	48	48	49	37.50
8	8	9	22.00	49	49	50	37.50
9	9	10	34.00	50	50	51	37.50
10	10	11	32.50	51	51	52	30.00
11	11	12	33.00	52	52	53	30.00
12	12	13	30.00	53	53	54	30.00
13	13	14	18.00	54	54	55	21.00
14	13	15	40.00	55	55	56	30.00
15	15	16	32.50	56	55	57	30.00
16	16	17	32.50	57	56	40	30.00
17	17	18	32.50	58	57	58	37.50
18	18	19	31.60	59	58	59	37.50
19	19	20	26.00	60	59	60	37.50
20	15	21	21.00	61	60	61	37.50
21	21	22	30.00	62	61	62	29.00
22	22	23	28.00	63	62	63	35.30
23	23	24	34.60	64	62	64	35.00
24	24	25	31.70	65	64	65	18.20
25	25	26	37.50	66	65	66	37.00
26	25	27	37.50	67	66	67	23.50
27	27	28	37.50	68	67	68	37.40
28	28	29	28.70	69	68	26	36.20
29	29	30	37.50	70	26	69	36.20
30	29	31	37.50	71	62	63	36.20
31	31	32	37.50	72	63	70	36.20
32	32	33	37.50	73	70	71	37.50
33	33	34	37.50	74	71	72	37.50
34	34	35	37.50	75	71	73	37.50
35	35	36	37.50	76	72	30	37.50
36	36	37	33.50	77	73	74	38.60
37	37	38	24.90	78	74	75	33.60
38	37	41	30.00	79	75	76	23.50
40	38	40	37.50	80	76	39	37.40
41	41	42	37.50	81	39	40	36.20

Tabela B3.2. Dados de barra do sistema.

Barra	Cargas (VA)					
	Pa	Qa	Pb	Qb	Pc	Qc
1	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00
2	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01
3	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01
4	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00
5	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01
6	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01
7	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00
8	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01
9	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01
10	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00
11	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01
12	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01
13	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00
14	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01
15	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01
16	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00
17	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01
18	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01
19	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00
20	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01
21	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01
22	1.5333E+03	6.5317E+02	1.5333E+03	6.5317E+02	1.5333E+03	6.5317E+02
23	1.4260E+02	6.0745E+01	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00
24	1.4260E+02	6.0745E+01	0.0000E+00	0.0000E+00	1.4260E+02	6.0745E+01
25	8.1880E+02	3.4879E+02	8.1880E+02	3.4879E+02	0.0000E+00	0.0000E+00
26	8.4870E+02	3.6153E+02	1.6974E+03	7.2306E+02	8.4870E+02	3.6153E+02
27	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02
28	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02
29	2.5013E+03	1.0655E+03	2.5013E+03	1.0655E+03	1.6675E+03	7.1032E+02
30	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02
31	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02
32	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02
33	8.4870E+02	3.6153E+02	1.6974E+03	7.2306E+02	8.4870E+02	3.6153E+02
34	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02
35	1.6974E+03	7.2306E+02	8.4870E+02	3.6153E+02	8.4870E+02	3.6153E+02
36	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02
37	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02
38	5.9800E+01	2.5474E+01	5.9800E+01	2.5474E+01	0.0000E+00	0.0000E+00
39	8.4870E+02	3.6153E+02	8.4870E+02	3.6153E+02	1.6974E+03	7.2306E+02
40	0.0000E+00	0.0000E+00	5.9800E+01	2.5474E+01	5.9800E+01	2.5474E+01
41	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03
42	3.3230E+03	1.4155E+03	2.4923E+03	1.0617E+03	2.4923E+03	1.0617E+03
43	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03
44	2.5013E+03	1.0655E+03	2.5013E+03	1.0655E+03	1.6675E+03	7.1032E+02

Tabela B3.2. Dados de barra do sistema- Continuação

Barra	Cargas (VA)					
	Pa	Qa	Pb	Qb	Pc	Qc
45	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03
46	2.4923E+03	1.0617E+03	2.4923E+03	1.0617E+03	3.3230E+03	1.4155E+03
47	5.9800E+01	2.5474E+01	5.9800E+01	2.5474E+01	0.0000E+00	0.0000E+00
48	3.2108E+03	1.3677E+03	3.2108E+03	1.3677E+03	3.2108E+03	1.3677E+03
49	1.6675E+03	7.1032E+02	2.5013E+03	1.0655E+03	2.5013E+03	1.0655E+03
50	2.4923E+03	1.0617E+03	3.3230E+03	1.4155E+03	2.4923E+03	1.0617E+03
51	2.4923E+03	1.0617E+03	2.4923E+03	1.0617E+03	3.3230E+03	1.4155E+03
52	3.3230E+03	1.4155E+03	2.4923E+03	1.0617E+03	2.4923E+03	1.0617E+03
53	2.4923E+03	1.0617E+03	3.3230E+03	1.4155E+03	2.4923E+03	1.0617E+03
54	2.5013E+03	1.0655E+03	1.6675E+03	7.1032E+02	2.5013E+03	1.0655E+03
55	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02
56	5.9800E+01	2.5474E+01	0.0000E+00	0.0000E+00	5.9800E+01	2.5474E+01
57	2.5013E+03	1.0655E+03	1.6675E+03	7.1032E+02	2.5013E+03	1.0655E+03
58	2.4923E+03	1.0617E+03	2.4923E+03	1.0617E+03	3.3230E+03	1.4155E+03
59	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03
60	2.5013E+03	1.0655E+03	2.5013E+03	1.0655E+03	1.6675E+03	7.1032E+02
61	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03
62	4.6000E+03	1.9595E+03	5.4786E+03	2.3338E+03	5.4786E+03	2.3338E+03
63	5.9800E+01	2.5474E+01	5.9800E+01	2.5474E+01	0.0000E+00	0.0000E+00
64	3.3230E+03	1.4155E+03	2.4923E+03	1.0617E+03	2.4923E+03	1.0617E+03
65	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03	3.3151E+03	1.4121E+03
66	1.6675E+03	7.1032E+02	2.5013E+03	1.0655E+03	2.5013E+03	1.0655E+03
67	2.4923E+03	1.0617E+03	3.3230E+03	1.4155E+03	2.4923E+03	1.0617E+03
68	2.4923E+03	1.0617E+03	2.4923E+03	1.0617E+03	3.3230E+03	1.4155E+03
69	0.0000E+00	0.0000E+00	5.9800E+01	2.5474E+01	5.9800E+01	2.5474E+01
70	5.9800E+01	2.5474E+01	0.0000E+00	0.0000E+00	5.9800E+01	2.5474E+01
71	8.4870E+02	3.6153E+02	1.6974E+03	7.2306E+02	8.4870E+02	3.6153E+02
72	1.6974E+03	7.2306E+02	8.4870E+02	3.6153E+02	8.4870E+02	3.6153E+02
73	8.4870E+02	3.6153E+02	8.4870E+02	3.6153E+02	1.6974E+03	7.2306E+02
74	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02
75	8.4870E+02	3.6153E+02	1.6974E+03	7.2306E+02	8.4870E+02	3.6153E+02
76	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02	1.6775E+03	7.1456E+02

Tabela B3.3. Dados dos cabos utilizados no sistema.

Cabo	Rabc (Ω/m)	Xabc (Ω/m)
1	0,744000	0,109000
2	0,568000	0,000095
3	0,294000	0,000094

B.4. Dados do Sistema III

Tabela B4.1. Dados dos cabos utilizados no sistema.

Impedâncias/Representação dos cabos		
R (pu)	X (pu)	Representação
50,43	45,97	1
47,84	45,37	2
35,36	33,53	3
31,20	29,59	4
22,88	21,70	5
16,64	15,78	6

Tabela B4.2. Dados de carga nas barras do sistema.

Cargas por Fase (VA)			
Poste	A	B	C
0	220,7	819,4	131,2
1	0,0	0,0	0,0
2	501,5	233,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0
5	0,0	20,1	365,7
6	0,0	0,0	0,0
7	713,0	442,1	561,0
8	209,1	298,6	0,0
9	184,4	108,0	388,1
10	0,0	0,0	0,0
11	291,7	158,2	133,5
12	362,7	490,0	368,1
13	163,6	344,9	141,2
14	419,0	387,3	448,3
15	1160,5	1317,1	1133,5
16	0,0	0,0	0,0
17	1080,4	235,5	800,0
18	367,3	625,0	838,0
19	0,0	263,1	240,0
20	345,7	604,9	260,8
21	327,2	66,4	0,0
22	125,0	125,0	0,0
23	126,5	0,0	0,0
24	0,0	189,8	189,8
25	634,3	304,0	0,0
26	564,0	323,3	381,2
27	160,5	407,4	632,7
28	131,2	131,2	0,0

Apêndice C – Planejamento Integrado

Neste Apêndice apresentam-se os dados de linha e barra dos sistemas utilizados nos testes com a metodologia proposta e implementada para efetuar o planejamento integrado de redes primárias e circuitos secundários de distribuição.

C1. Dados do Sistema I

Tabela C1.1. Dados de Linha do sistema primário.

Noi	Nof	Distância (km)	Cabo	Noi	Nof	Distância (km)	Cabo
1	2	32,31	1	57	44	32,31	1
67	3	32,31	1	79	45	30,68	1
67	4	33,62	1	79	46	36,40	1
74	5	31,95	1	79	47	17,46	1
74	6	33,24	1	2	48	33,62	1
2	7	28,79	1	67	49	38,08	1
74	8	20,12	1	79	50	15,81	1
77	9	34,54	1	2	51	34,54	1
76	10	36,77	1	2	52	36,77	1
76	11	26,00	1	2	53	26,00	1
57	12	32,31	1	2	73	36,77	1
78	13	30,68	1	65	81	31,32	1
78	14	36,40	1	62	72	30,68	1
78	15	31,95	1	72	79	34,18	1
78	16	33,24	1	59	83	32,70	1
78	17	28,79	1	79	80	32,31	1
78	18	20,12	1	80	60	32,31	1
81	19	32,31	1	81	78	33,62	1
81	20	32,31	1	78	57	31,95	1
81	21	33,62	1	77	76	33,24	1
81	22	31,95	1	76	56	33,62	1
81	23	33,24	1	83	55	28,79	1
2	24	31,95	1	55	58	20,12	1
2	25	33,24	1	75	70	34,54	1
73	26	33,62	1	68	75	36,77	1
73	27	28,79	1	74	69	26,00	1
71	28	20,12	1	67	77	32,31	1
63	29	34,54	1	66	74	30,68	1
79	30	36,77	1	73	71	36,40	1
79	31	32,31	1	54	82	17,46	1
72	32	32,31	1	84	61	33,62	1
79	33	32,31	1	71	63	38,08	1
80	34	33,62	1	54	84	15,81	1
80	35	31,95	1	55	54	34,18	1
80	36	33,24	1	71	62	32,70	1
77	37	31,32	1	2	66	36,40	1
78	38	30,68	1	69	68	31,95	1
67	39	34,18	1	68	67	33,24	1
76	40	32,70	1	2	65	28,79	1
57	41	33,62	1	60	59	20,12	1
79	42	31,95	1	63	64	32,70	1
73	43	26,00	1				

Tabela C1.2. Dados de Barra do sistema primário.

Barra	Sa (pu)	Sb (pu)	Sc (pu)	Barra	Sa (pu)	Sb (pu)	Sc (pu)
1	0,00000	0,00000	0,00000	43	0,00000	0,00000	0,00000
2	0,03634	0,01635	0,01992	44	0,00000	0,00000	0,00000
3	0,00000	0,00000	0,00000	45	0,00000	0,00000	0,00000
4	0,00000	0,00000	0,00000	46	0,00000	0,00000	0,00000
5	0,00000	0,00000	0,00000	47	0,00000	0,00000	0,00000
6	0,00000	0,00000	0,00000	48	0,00000	0,00000	0,00000
7	0,00000	0,00000	0,00000	49	0,00000	0,00000	0,00000
8	0,00000	0,00000	0,00000	50	0,00000	0,00000	0,00000
9	0,00000	0,00000	0,00000	51	0,00000	0,00000	0,00000
10	0,00000	0,00000	0,00000	52	0,00000	0,00000	0,00000
11	0,00000	0,00000	0,00000	53	0,00000	0,00000	0,00000
12	0,00000	0,00000	0,00000	54	0,00000	0,00000	0,00000
13	0,00000	0,00000	0,00000	55	0,00000	0,00000	0,00000
14	0,00000	0,00000	0,00000	56	0,00000	0,00000	0,00000
15	0,00000	0,00000	0,00000	57	0,01286	0,01289	0,01314
16	0,00000	0,00000	0,00000	58	0,00000	0,00000	0,00000
17	0,00000	0,00000	0,00000	59	0,00000	0,00000	0,00000
18	0,00000	0,00000	0,00000	60	0,00000	0,00000	0,00000
19	0,00000	0,00000	0,00000	61	0,00000	0,00000	0,00000
20	0,00000	0,00000	0,00000	62	0,00000	0,00000	0,00000
21	0,00000	0,00000	0,00000	63	0,00568	0,00223	0,00523
22	0,00000	0,00000	0,00000	64	0,00000	0,00000	0,00000
23	0,00000	0,00000	0,00000	65	0,00000	0,00000	0,00000
24	0,00000	0,00000	0,00000	66	0,00000	0,00000	0,00000
25	0,00000	0,00000	0,00000	67	0,01855	0,00819	0,01424
26	0,00000	0,00000	0,00000	68	0,00000	0,00000	0,00000
27	0,00000	0,00000	0,00000	69	0,00000	0,00000	0,00000
28	0,00000	0,00000	0,00000	70	0,00000	0,00000	0,00000
29	0,00000	0,00000	0,00000	71	0,00882	0,00376	0,00000
30	0,00000	0,00000	0,00000	72	0,00622	0,00244	0,00572
31	0,00000	0,00000	0,00000	73	0,01169	0,00728	0,01102
32	0,00000	0,00000	0,00000	74	0,02490	0,00976	0,02291
33	0,00000	0,00000	0,00000	75	0,00000	0,00000	0,00000
34	0,00000	0,00000	0,00000	76	0,02586	0,01257	0,00520
35	0,00000	0,00000	0,00000	77	0,01085	0,00633	0,00636
36	0,00000	0,00000	0,00000	78	0,05182	0,02167	0,02318
37	0,00000	0,00000	0,00000	79	0,03515	0,01727	0,03579
38	0,00000	0,00000	0,00000	80	0,02726	0,01068	0,02508
39	0,00000	0,00000	0,00000	81	0,05226	0,02167	0,02800
40	0,00000	0,00000	0,00000	82	0,00000	0,00000	0,00000
41	0,00000	0,00000	0,00000	83	0,00000	0,00000	0,00000
42	0,00000	0,00000	0,00000	84	0,00000	0,00000	0,00000

Tabela C1.3. Dados dos cabos utilizados no sistema primário.

Cabo	I (A)	R (pu/km)	X (pu/km)
1	90.00	0.7441	0.1525
2	110.00	0.5894	0.3282
3	140.00	0.3710	0.3282
4	170.00	0.2943	0.1362
5	190.00	0.2334	0.3282
6	240.00	0.1870	0.1308
7	270.00	0.1482	0.3282
8	310.00	0.1188	0.1275

Tabela C1.4. Dados de linha do sistema secundário.

Noi	Nof	Distância (m)	Cabo	Noi	Nof	Distância (m)	Cabo
1	2	0	1	13	38	0,00	1
14	13	38,45	1	13	39	0,00	1
16	17	29,00	1	2	40	0,00	1
17	18	27,58	1	2	41	0,00	1
19	20	36,16	1	24	42	0,00	1
6	7	36,56	1	24	43	0,00	1
22	23	0,00	1	24	44	0,00	1
26	27	0,00	1	24	45	0,00	1
12	11	0,00	1	28	46	0,00	1
15	16	0,00	1	28	47	0,00	1
4	3	44,20	1	25	48	0,00	1
22	4	30,14	1	7	49	0,00	1
21	22	5,82	1	7	50	0,00	1
23	14	24,05	1	2	51	0,00	1
23	15	9,17	1	18	52	0,00	1
2	21	37,62	1	18	53	0,00	1
2	24	22,20	1	17	54	0,00	1
24	26	22,30	1	17	55	0,00	1
26	25	7,16	1	4	56	0,00	1
27	5	22,90	1	4	57	0,00	1
27	6	5,70	1	4	58	0,00	1
25	28	29,80	1	4	59	0,00	1
9	8	31,69	1	3	60	0,00	1
11	9	24,10	1	3	61	0,00	1
11	10	8,80	1	9	62	0,00	1
18	12	10,79	1	9	63	0,00	1
12	19	26,25	1	19	64	0,00	1
5	29	0,00	1	19	65	0,00	1
5	30	0,00	1	20	66	0,00	1
14	31	0,00	1	19	67	0,00	1
14	32	0,00	1	9	68	0,00	1
14	33	0,00	1	20	69	0,00	1
14	34	0,00	1	2	70	0,00	1
14	35	0,00	1	4	71	0,00	1
14	36	0,00	1	8	72	0,00	1
14	37	0,00	1				

Tabela C1.5. Dados de barra do sistema secundário.

Barra	Sa (pu)	Sb (pu)	Sc (pu)	Barra	Sa (pu)	Sb (pu)	Sc (pu)
1	0,00000	0,00000	0,00000	37	0,00000	0,00000	0,00000
2	0,18208	0,18246	0,18255	38	0,00000	0,00000	0,00000
3	0,01730	0,00678	0,01591	39	0,00000	0,00000	0,00000
4	0,03116	0,01919	0,02935	40	0,00000	0,00000	0,00000
5	0,00596	0,00234	0,00549	41	0,00000	0,00000	0,00000
6	0,00000	0,00000	0,00000	42	0,00000	0,00000	0,00000
7	0,00382	0,00152	0,00352	43	0,00000	0,00000	0,00000
8	0,03280	0,03280	0,03280	44	0,00000	0,00000	0,00000
9	0,00606	0,00335	0,00773	45	0,00000	0,00000	0,00000
10	0,00000	0,00000	0,00000	46	0,00000	0,00000	0,00000
11	0,00000	0,00000	0,00000	47	0,00000	0,00000	0,00000
12	0,00000	0,00000	0,00000	48	0,00000	0,00000	0,00000
13	0,00051	0,00119	0,00129	49	0,00000	0,00000	0,00000
14	0,03325	0,02802	0,03236	50	0,00000	0,00000	0,00000
15	0,00000	0,00000	0,00000	51	0,00000	0,00000	0,00000
16	0,00000	0,00000	0,00000	52	0,00000	0,00000	0,00000
17	0,00399	0,00381	0,00666	53	0,00000	0,00000	0,00000
18	0,01455	0,00614	0,01342	54	0,00000	0,00000	0,00000
19	0,02491	0,03181	0,03537	55	0,00000	0,00000	0,00000
20	0,00751	0,01763	0,01917	56	0,00000	0,00000	0,00000
21	0,00000	0,00000	0,00000	57	0,00000	0,00000	0,00000
22	0,00000	0,00000	0,00000	58	0,00000	0,00000	0,00000
23	0,00000	0,00000	0,00000	59	0,00000	0,00000	0,00000
24	0,02584	0,02356	0,02559	60	0,00000	0,00000	0,00000
25	0,00883	0,00346	0,00812	61	0,00000	0,00000	0,00000
26	0,00000	0,00000	0,00000	62	0,00000	0,00000	0,00000
27	0,00000	0,00000	0,00000	63	0,00000	0,00000	0,00000
28	0,01877	0,01877	0,01877	64	0,00000	0,00000	0,00000
29	0,00000	0,00000	0,00000	65	0,00000	0,00000	0,00000
30	0,00000	0,00000	0,00000	66	0,00000	0,00000	0,00000
31	0,00000	0,00000	0,00000	67	0,00000	0,00000	0,00000
32	0,00000	0,00000	0,00000	68	0,00000	0,00000	0,00000
33	0,00000	0,00000	0,00000	69	0,00000	0,00000	0,00000
34	0,00000	0,00000	0,00000	70	0,00000	0,00000	0,00000
35	0,00000	0,00000	0,00000	71	0,00000	0,00000	0,00000
36	0,00000	0,00000	0,00000	72	0,00000	0,00000	0,00000

Tabela C1.6. Dados dos cabos utilizados no sistema secundário.

Cabo	I (A)	Rabcn (pu)	Xabcn (pu)
1	140	6,5654	4,4743
2	185	4,2460	4,4401
3	240	2,7585	4,3117
4	275	2,2479	4,2708
5	285	2,2558	4,3180
6	310	2,0293	4,2467
7	360	1,6653	4,2050
8	380	1,5211	4,2363
9	420	1,3793	4,1445

C2. Dados do Sistema II

Os dados dos sistemas primário e secundário utilizados no planejamento integrado encontram-se nos Apêndices A e B, respectivamente.