

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**METODOLOGIA PARA TRAÇADO DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Saad do Carmo Pereira Habib

Belo Horizonte

2011

Saad do Carmo Pereira Habib

**METODOLOGIA PARA TRAÇADO DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Petr I. Ekel

Co-orientadora: Prof^a. Dr^a Roberta O. Parreiras

Belo Horizonte

2011

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

H116m Habib, Saad do Carmo Pereira
Metodologia para traçado de redes de distribuição de energia elétrica /
Saad do Carmo Pereira Habib. Belo Horizonte, 2011.
104f.: il.

Orientador: Petr Iakovlevitch Ekel
Co-orientadora: Roberta O. Parreiras
Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Energia elétrica – Distribuição -
Metodologia. 3. Energia elétrica – Distribuição – Estudo e ensino. I. Ekel, Petr
Iakovlevitch. II. Parreiras, Roberta O. III. Pontifícia Universidade Católica de
Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

SIB PUC MINAS

CDU: 621.315

Saad do Carmo Pereira Habib

**METODOLOGIA PARA TRAÇADO DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Prof. Dr. Petr Iakovlevitch Ekel (Orientador) - PUC Minas

Prof. Dra. Roberta O. Parreiras (Co-orientadora) – PUC Minas

Dr. Cleber Esteves Sacramento - CEMIG

Prof. Dr. José Celso Borges de Andrade (Suplente) - PUC Minas

Belo Horizonte, 11 de julho de 2011

A Deus, por iluminar meus caminhos.

Aos meus pais, Carmo e Sônia (in memoriam), por todo carinho e amor, pelos ensinamentos de vida e pelas condições dadas para que eu pudesse alcançar este feito.

À minha esposa, Tatiana, pela compreensão e incentivo durante esse período de dedicação.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, professor Petr, pela confiança e pelos ensinamentos que possibilitaram a realização deste trabalho.

À CEMIG, pela oportunidade oferecida.

Aos colegas de pesquisa, Berredo e Joel, pela participação e empenho ao longo do desenvolvimento do projeto.

Aos colegas do PPGEE da PUC-Minas, pelos momentos de estudo e diversão compartilhados ao longo do curso.

Aos colegas de trabalho, Ezequiel e Blúnio, pelas importantes contribuições dadas.

A todos os meus familiares, em especial aos meus irmãos, Neder e Habib, pela amizade e companheirismo.

A todos os meus amigos, em especial ao Ricardo, pelo incentivo nessa jornada e pelo exemplo de superação.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo apresentar uma proposta de método “leve” para o traçado de redes de distribuição de energia elétrica. As pesquisas permitiram desenvolver dois métodos de solução: Método Principal e Método Complementar. O Método Principal proposto utiliza, para avaliação das possibilidades de construção de rede, uma consideração especial das partes constantes de custos associados com a realização de obras de expansão no sistema de distribuição. Através de ligações sucessivas e de um indicador que contempla os principais custos associados com a nova rede, são avaliadas as possibilidades de construção dos ramos nas vizinhanças de cada nó de carga. O Método Complementar é aplicado, a partir da solução gerada pelo Método Principal, para analisar a viabilidade de criação de nós fictícios na rede que possibilitem a geração de caminhos alternativos com conseqüente redução no custo total da solução. Para avaliar os resultados gerados pelos métodos desenvolvidos é apresentado um estudo de caso aplicado sobre um conjunto de dados reais de uma distribuidora de energia elétrica. Nas análises, utiliza-se o Algoritmo de Prim como uma referência para comparações, uma vez que esse algoritmo é tradicionalmente utilizado em problemas de determinação de caminhos ótimos. Os resultados de aplicação dos métodos permitiram elaborar as recomendações relacionadas às áreas racionais da sua utilização e serviram para o desenvolvimento do correspondente software que faz parte da estrutura de ferramentas computacionais elaboradas no âmbito do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D 210 "Desenvolvimento de Modelos e Métodos para Otimização da Expansão do Sistema de Distribuição de Média Tensão", aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e financiado pela Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG.

Palavras Chave: Traçado de Redes, Distribuição de Energia Elétrica, Planejamento da Expansão.

ABSTRACT

The objective of this work is to present a proposal of a “light” method to electric energy distribution network tracing. The investigations have allowed the development of two solution methods: Main method and Complementing method. The proposed Main method uses, for evaluating the possibilities of network construction, a special consideration of the constant parts of costs associated with the expansion work accomplishment in a distribution system. Through of successive connections and of an indicator that contemplates the main cost components associated with a new network, the possibilities of constructing new branches at neighborhoods of each load bus are evaluated. The Complementing method is applied, starting from the solution generated by the Main method to analyze the rationality of creating fictitious buses in a network which permit one to introduce new alternative paths with consequent reduction in the total cost of the solution. To evaluate the results generated by the developed methods, an applied study case is presented on the basis of real data from an electric energy utility. In the analyses the Prim algorithm is used as a comparison reference, considering that it is traditionally used in problems of optimal paths determination. The results of applying the methods have allowed one to elaborate recommendations related to the rational areas of there use and have been used for the corresponding software development that is part of the structure of computational tools elaborated within the scope of the Research and Development Project - R&D 210 “Development of Models and Methods for Optimizing the Medium Voltage Distribution System Expansion”, approved by the National Electric Energy Agency (ANEEL) and financed by the Minas Gerais State Energy Company (CEMIG).

Keywords: Network Tracing, Electric Energy Distribution, Expansion Planning.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Planejamento e Operação: Atividades Básicas.....	20
Figura 2: Etapas Básicas de um Estudo de Planejamento da Expansão	22
Figura 3: Custos Fixos e Variáveis no planejamento multiestágio	29
Figura 4: Valor presente de um valor único V	32
Figura 5: Série uniforme de n custos.....	33
Figura 6: Valor presente de uma série crescente de n custos.....	33
Figura 7: Segmentos onde ocorrem perdas técnicas num sistema de distribuição...37	
Figura 8: Valor residual ao final do horizonte de planejamento.....	42
Figura 9: Curvas de custos para diferentes condutores - tensão de 13,8 kV	46
Figura 10: Curvas de custos para diferentes condutores - tensão de 34,5 kV	47
Figura 11: Aproximação Linear das curvas de custo considerando 34,5 kV.....	49
Figura 12: Fluxograma do Método Principal para traçado ótimo de redes	52
Figura 13: Estrutura radial inicialmente atribuída aos dados do exemplo	52
Figura 14: Resultado após a 1ª iteração do método	57
Figura 15: Resultado após a 2ª iteração do método.....	59
Figura 16: Resultado após a 3ª iteração do método	60
Figura 17: Resultado após a 4ª iteração do método	62
Figura 18: Resultado após a 5ª iteração do método	63
Figura 19: Traçado final do exemplo gerado pelo Método Principal.....	63
Figura 20: Determinação do nó fictício T , para três nós de carga que possuem ligação A, B, C.....	65
Figura 21: Método Complementar para traçado ótimo de redes	65
Figura 22: Nó fictício relativo ao triângulo formado pelos nós 0, 5 e 6.	67
Figura 23: Solução gerada pelo Método Complementar	68
Figura 24: Exemplo ilustrativo do funcionamento do Algoritmo de Prim	70
Figura 25: Visão georreferenciada do conjunto de cargas a ser atendido	72
Figura 26: Traçado gerado pelo Método Principal no cenário de cargas reduzidas..	74

Figura 27: Traçado gerado pelo Método Complementar para o cenário de cargas reduzidas.....	74
Figura 28: Traçado gerado pelo Algoritmo de Prim para o cenário de cargas reduzidas.....	75
Figura 29: Traçado gerado pelo Método Principal para o cenário de cargas aumentadas.....	77
Figura 30: Traçados gerados pelo Método Principal e Algoritmo de Prim para o cenário de cargas aumentadas.....	77

LISTA DE TABELAS

TABELA 1: Custos médios de construção de redes de MT rurais trifásicas CAA	35
TABELA 2: Resistências dos Condutores de Redes de MT - CAA	38
TABELA 3: Parametrização adotada para cálculo da Função Objetivo	44
TABELA 4: Coeficientes da função objetivo para tensão de 13,8 kV	45
TABELA 5: Coeficientes da função objetivo para tensão de 34,5 kV	45
TABELA 6: Dados de entrada - Coordenadas e Demanda das Cargas	55
TABELA 7: Distâncias dos nós de carga até a raiz	56
TABELA 8: Distâncias entre o nó 1 e seus nós vizinhos	56
TABELA 9: Distância entre o nó 2 e seus nós vizinhos	58
TABELA 10: Custos de atendimento ao nó 2	58
TABELA 11: Distância entre o nó 3 e seus nós vizinhos	59
TABELA 12: Custos de atendimento ao nó 3	60
TABELA 13: Distância entre o nó 4 e seus nós vizinhos	61
TABELA 14: Custos de atendimento ao nó 4	61
TABELA 15: Custos de atendimento ao nó 5	62
TABELA 16: Custo de atendimento aos nós 5 e 6 com e sem nó fictício	68
TABELA 17: Coordenadas geográficas das cargas	73
TABELA 18: Custos dos diferentes métodos - cenário de cargas reduzidas	76
TABELA 19: Custos do Método Principal e Algoritmo de Prim – cenário de cargas aumentadas	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AT- Alta Tensão

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BT- Baixa Tensão

CAA - Cabo de Alumínio com alma de aço

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

LD - Linha de Distribuição de energia elétrica

LT - Linha de Transmissão de energia elétrica

MT - Média Tensão

RD - Rede de Distribuição de energia elétrica

SE – Subestação

SD – Subestação de Distribuição

SEP - Sistema Elétrico de Potência

V - Volts

W - Watts

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Contexto da Pesquisa	13
1.2	Objetivos do trabalho.....	14
1.3	Revisão Bibliográfica	15
1.4	Organização do texto	18
2	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO – CONCEITOS BÁSICOS	20
2.1	Introdução	20
2.2	Atividades do Planejamento da Expansão.....	21
2.3	Modelos para Avaliação de Investimentos.....	24
3	CONSTRUÇÃO DA FUNÇÃO OBJETIVO	31
3.1	Introdução	31
3.2	Valor Presente - Definições	31
3.3	Componentes de custo	34
3.3.1	<i>Investimento</i>	34
3.3.2	<i>Perdas Elétricas</i>	35
3.3.3	<i>Operação e Manutenção</i>	41
3.3.4	<i>Depreciação</i>	41
3.3.5	<i>Valor Residual</i>	42
3.4	Função Objetivo.....	42
3.5	Aproximação Linear – Abordagem Opcional	47
4	MÉTODO PARA O TRAÇADO DE RD	50
4.1	Introdução	50
4.2	Método Principal.....	51
4.3	Método Complementar	64

4.4	Algoritmo de Prim.....	69
5	ESTUDO DE CASO: APLICAÇÃO DA METODOLOGIA SOBRE UM CONJUNTO REAL DE PONTOS DE CARGA	71
5.1	Introdução	71
5.2	Informações de entrada	71
5.3	Cenário 1: Cargas Reduzidas	73
5.4	Cenário 2: Cargas Aumentadas	76
6	CONCLUSÕES E PROPOSIÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	79
	REFERÊNCIAS.....	81
	ANEXO A – PERDAS POR SEGMENTO DO SISTEMA.....	87
	ANEXO B – ROTINA EM AMBIENTE MATLAB R12 PARA CÁLCULO DAS FUNÇÕES DE CUSTO	88
	ANEXO C – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL EM AMBIENTE MATLAB R14 PARA CÁLCULO DOS NÓS FICTÍCIOS.....	90
	ANEXO D – ESTUDO DE CASO: DADOS DO GRUPO DE CLIENTES E DA REDE ELÉTRICA EXISTENTE	101

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto da Pesquisa

A busca do aumento da eficiência no setor energético tem sido cada vez mais crescente em função de fatores importantes como o atual estágio de desenvolvimento da economia mundial, as restrições em termos de disponibilidade de recursos naturais e financeiros e o aumento do controle exercido pelos órgãos e agências reguladoras. Além desses fatores, o aumento da sensibilidade dos equipamentos e a dependência da sociedade da energia elétrica resultam na necessidade de melhoria da qualidade de fornecimento com redução de custos. Nesse sentido, a utilização de técnicas e modelos para otimização do planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica têm se apresentado como uma estratégia de grande relevância no auxílio à tomada de decisão.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica podem ser compreendidos como estruturas fundamentais na composição do setor energético sendo constituídos por linhas, redes e equipamentos cujas tensões nominais são inferiores a 230 kV (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011a). Os consumidores são classificados como clientes de alta tensão - AT (atendimento com tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV), clientes de média tensão - MT (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e clientes de baixa tensão - BT (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV). Normalmente, os sistemas de distribuição apresentam grande complexidade devido a diferentes fatores como variedade de consumidores existentes, características físicas das redes, existência de diferentes níveis de tensões de operação. O maior sistema de distribuição da América Latina, em termos de extensão de linhas e redes, é o da CEMIG, o qual está situado numa

área de concessão de 567.740 km². A extensão total de suas linhas de distribuição – LD (que suprem os clientes de AT e as subestações de distribuição – SD) é de 17.033 km, ao passo que a extensão total de suas redes de distribuição – RD (as quais atendem clientes de MT e BT) é de 443.525 km (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2010).

Tendo em vista a importância e a representatividade dos sistemas de distribuição, torna-se relevante atuar na melhoria dos parâmetros que refletem a eficiência e a qualidade de fornecimento de energia elétrica em seus vários segmentos (ARAUJO, 2005). A otimização do planejamento da expansão de sistemas de distribuição, através da construção de modelos e métodos apropriados, contribui, dentre outros aspectos, para:

- a) a realização de investimentos prudentes no sistema elétrico;
- b) o aumento da qualidade do fornecimento de energia elétrica;
- c) o estabelecimento de níveis adequados de perdas técnicas.

1.2 Objetivos do trabalho

As pesquisas associadas com a otimização do planejamento da expansão de sistemas de distribuição são, normalmente, direcionadas à modificação ou escolha de estruturas e parâmetros de elementos que minimizem um critério econômico, observando-se as correspondentes restrições técnicas. Vários trabalhos objetivam encontrar soluções que estejam o mais próximo o possível da solução ótima global. Entretanto, considerando que a incerteza das informações disponíveis cria regiões de incerteza das soluções, essa aspiração não é convincente. Levando isso em conta, é desejável ter métodos “leves” (com desempenho computacional satisfatório) que permitam a geração de muitas alternativas de solução racionais (alternativas que não possam ser distinguidas de ponto de vista do critério inicial).

Este trabalho tem como objetivo geral apresentar a proposta de métodos “leves” para desenvolvimento do traçado (ou rota) de novas RD. O desenvolvimento

da metodologia é feito em duas etapas, quais sejam, Método Principal e Método Complementar.

O Método Principal considera, para definição do melhor traçado de rede, uma função objetivo que contempla os principais componentes de custo das alternativas de expansão (investimentos em construção, custos das perdas elétricas, custos de operação e manutenção). Através da idéia de ligações sucessivas de nós de carga, os ramos que implicam em menor custo são escolhidos para composição da solução otimizada da rede.

O Método Complementar avalia, a partir da solução básica gerada pelo Método Principal, a possibilidade de inserção de nós fictícios na rede que permitam melhorar ainda mais a eficiência da solução inicialmente obtida.

Para avaliar os resultados gerados pelos métodos desenvolvidos nessa pesquisa, utiliza-se como referência o Algoritmo de Prim, o qual já encontrou aplicação na solução de problemas de determinação de caminhos de custo mínimo.

1.3 Revisão Bibliográfica

Neste item é apresentado um breve resumo dos trabalhos consultados no âmbito dessa pesquisa.

A diversidade de formulações de problemas de planejamento da expansão de sistemas de distribuição, correspondentes modelos e métodos da sua análise (localização e dimensionamento de subestações – SE e alimentadores, alocação de carga e distribuição de transformadores entre as SE etc.) são considerados em (GONEN, 1986; KHATOR, 1997; TEMRAZ, 1993). Esses trabalhos também abordam a distinção entre modelos de expansão estáticos e dinâmicos.

Em (KHATOR, 1997) são classificadas duas situações no planejamento de expansão: condições normais e condições de emergência. Além disso, é indicado que, levando em consideração a natureza das redes no planejamento de expansão,

os modelos de otimização predominantemente usados são modelos de programação matemática: programação linear, programação linear Booleana e programação não linear. Entretanto, considerando-se a alta dimensão de problemas reais, não é possível analisar esses modelos (exceto modelos de programação linear) em tempo razoável. Levando isso em consideração, foram desenvolvidos trabalhos baseados em abordagens heurísticas e também na utilização de técnicas de inteligência artificial.

Entre os resultados relacionados à aplicação de modelos de programação matemática, analisados em (KHATOR, 1997), percebe-se a existência de trabalhos destinados à consideração de problemas mais simples (PONNAVAIKKO, 1981), assim como aqueles direcionados aos problemas com formulação mais complexa (ROSADO, 1991). Nesses trabalhos, bem como na maioria dos trabalhos realizados nessa área, para a análise dos modelos construídos é aplicado o método "branch-and-bound". A referência (ALMEIDA; MANTOVANI; ROMERO, 2002) mostra os resultados de desenvolvimentos mais recentes associados com o método "branch-and-bound" no Brasil. Embora esse método possua grande aplicabilidade, sua capacidade computacional é limitada para a solução de problemas de reconstrução das redes de distribuição quando o número dos elementos novos não for alto (KAGAN, 1993).

O trabalho desenvolvido em (FARAG; EL-METWALLY; BAGES, 1999) aproxima o problema com base no modelo de programação linear especial ("separable linear programming") para a consideração computacionalmente efetiva das partes constantes do critério econômico.

Entre os resultados relacionados à aplicação de abordagens heurísticas, primeiramente, é necessário distinguir a série dos trabalhos (AOKI, 1990; NARA, 1992; KUWABARA, 1997) elaborados pelos pesquisadores japoneses. Esses trabalhos são baseados na noção de procedimento "branch-exchange". Os resultados são aplicáveis para os problemas de planejamento de expansão em diferentes formulações. Os trabalhos (PEPONIS, 1997; GOSWAMI, 1997; MIGUEZ, 2002) são destinados às tentativas de aperfeiçoamento da abordagem associada com o procedimento "branch-exchange".

O trabalho (GLAMOCANIN; FILLIPOVIC, 1993) inclui uma tentativa de desenvolvimento de um conjunto de regras heurísticas, as quais são usadas para a construção da solução inicial e também para a melhoria das soluções correntes relacionadas ao planejamento de expansão das redes urbanas. Uma abordagem voltada para escolha ótima do conjunto de condutores utilizados nos sistemas de distribuição é descrita em (MANDAL, 2002). Os autores dos trabalhos (OLIVEIRA, 1999; HAFFNER, 2004) também utilizam uma técnica heurística para tratamento do problema de otimização da expansão dos sistemas elétricos. Uma particularidade importante é a modelagem das incertezas associadas ao problema com base nos conjuntos Fuzzy. Entretanto essa modelagem não permite a obtenção do conjunto das soluções que geram a região de incerteza das soluções.

Os primeiros resultados associados com utilização de sistemas especialistas para o planejamento de expansão foram apresentados nos trabalhos (WANG, 1987; BRAUNER, 1994). Entretanto, é possível afirmar que essa linha de solução dos problemas de planejamento de expansão não recebeu um desenvolvimento amplo e profundo.

Embora seja muito relevante, deve ser ressaltado que a transição para o planejamento amplamente automatizado de sistemas de distribuição é complexa na visão de suas propriedades gerais, estruturais e operacionais (PRAKHOVNIK; EKEL; BONDARENKO, 1994). Outra dificuldade é a obtenção de informações confiáveis para a solução de diversos problemas em diferentes níveis hierárquicos.

Com relação ao planejamento do traçado (ou rotas) de novas redes elétricas, diferentes abordagens têm sido adotadas para resolução desse problema. Nesse sentido podem ser destacadas as estratégias associadas com programação dinâmica (BOULAXIS; PAPADOPOULOS, 2002), algoritmos evolucionários (DÍAZ-DORADO; CIDRÁS; MÍGUEZ, 2002), buscas heurísticas, conforme apresentado em Yehia e outros (2002) além de árvores geradoras mínimas e correspondente algoritmo de Prim (SEDGEWICK, 2002). Um aprimoramento dessa última estratégia é descrito em (DO FORTE, 2010) através da árvore geradora mínima de Steiner.

Alternativamente, trabalhos mais recentes têm apresentado soluções para o traçado de redes elétricas baseadas na aplicação de algoritmos genéticos como

pode ser visto em NAJAFI e outros (2009). Já em (JIMÉNEZ-ESTÉVEZ; VARGAS; MARIANOV; 2010) são utilizadas técnicas de clusterização combinadas com diagramas de Voronoi para tratamento do problema. O trabalho descrito em (KASAEI; GANDOMKAR, 2010) apresenta o uso da técnica de colônia de formigas para determinação da configuração ótima da rede elétrica bem como a alocação de fontes de potência reativa visando à minimização das perdas de potência.

Caracterizando todos os trabalhos discutidos acima, é necessário citar os autores do trabalho (KRISHANS; NEIMANE; ANDERSSON, 1999) os quais mostram que a história de desenvolvimento dos métodos de planejamento da expansão é uma história de conflito entre a precisão de modelos (o número e tipos de simplificações) e eficiência computacional de métodos para análise desses modelos. Considerando o exposto, é necessário indicar que modelos e métodos formalizados não têm capacidade de considerar todas as propriedades dos problemas de planejamento de expansão e não permitem garantir a solução de início até o fim. Por causa disso, eles devem ser considerados como elementos de no auxílio à tomada de decisão no processo de planejamento.

A destinação dos modelos e métodos formalizados (FUNDAÇÃO DE DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA, 2009) é a formação do conjunto das soluções racionais (soluções que pertencem à região de incerteza das soluções ou soluções que não podem ser distinguidas do ponto de vista do critério econômico). É natural que o conjunto das soluções racionais pode ser estudado com base em uma abordagem multicritério, pois a aplicação de critérios adicionais, incluindo os critérios qualitativos, pode se apresentar como um meio convincente para reduzir as correspondentes regiões de incerteza das soluções (PEDRYCZ; EKEL; PARREIRAS, 2011).

O que se pretende acrescentar às pesquisas citadas é o desenvolvimento de um método simples para traçado de redes e com desempenho computacional satisfatório, que permita a geração de muitas alternativas de solução racionais.

1.4 Organização do texto

Esta dissertação é composta por seis capítulos descritos de forma resumida a seguir.

O presente capítulo apresenta o contexto no qual essa pesquisa se insere, assim como os objetivos pretendidos. É feita também uma breve revisão das bibliografias consultadas.

No capítulo 2, são introduzidos os conceitos básicos relacionados com a expansão e com a operação de sistemas elétricos. Um detalhamento das principais atividades associadas com o planejamento da expansão é apresentado em seguida. Também são descritas algumas das principais formulações utilizadas para composição de um modelo de avaliação de investimentos em expansão.

O capítulo 3 trata da construção da função objetivo para incorporação à metodologia desenvolvida. Inicialmente é apresentada a conceituação de valor presente e, em seguida, são descritos os principais componentes de custo da função.

O detalhamento do método proposto para o traçado de novas RD é feito no capítulo 4. O desenvolvimento e os passos do Método principal são discutidos inicialmente. Em seguida, é descrito o Método Complementar que busca, a partir da solução gerada pelo Método Principal, inserir nós fictícios na rede na tentativa de melhorar a solução inicial.

No capítulo 5 é apresentado um estudo de caso, onde a metodologia desenvolvida é aplicada para um conjunto de cargas reais situadas na área de concessão da CEMIG.

As conclusões do trabalho, bem como as propostas e sugestões para desenvolvimentos futuros, são apresentadas no capítulo 6.

O trabalho tem seu texto concluído através da apresentação das referências e dos anexos. Essa dissertação constitui-se numa das etapas do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D 210: "Desenvolvimento de Modelos e Métodos para Otimização da Expansão do Sistema de Distribuição de Média Tensão", aprovado pela ANEEL e financiado pela CEMIG.

2 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO – CONCEITOS BÁSICOS

2.1 Introdução

As atividades relacionadas ao sistema elétrico de potência - SEP, tradicionalmente, são caracterizadas com sendo de expansão e de operação. Enquanto as atividades de expansão estão relacionadas à inclusão de novas instalações no sistema, aquelas de operação são responsáveis pelo gerenciamento dos recursos já disponíveis. Ambas compreendem etapas de planejamento e de execução dos planos elaborados, conforme ilustra a Figura 1.

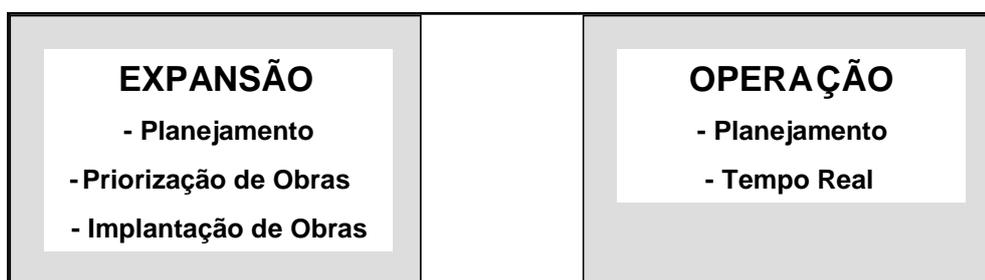


Figura 1: Planejamento e Operação: Atividades Básicas

Fonte: MENEZES, 2007

A seguir são descritas, de forma resumida, as principais tarefas associadas à expansão e à operação dos sistemas elétricos de distribuição.

O planejamento da expansão refere-se aos investimentos a serem feitos no sistema, tornando-o apto a atender o mercado futuro de energia com níveis de qualidade adequados e mínimo custo. As atividades envolvem basicamente estudos para definir as obras de expansão do sistema e para a conexão de novas usinas e

consumidores, montagem e priorização do programa de obras de expansão.

A etapa de priorização de obras está associada com a realização de ajuste e priorização do programa de expansão, reforços e reformas no sistema em função de restrição orçamentária, além do acompanhamento da execução do programa de obras para os sistemas de distribuição.

A etapa de implantação de obras diz respeito ao acompanhamento e suporte aos estudos de viabilidade técnica das obras, além do desenvolvimento de estudos de engenharia e apoio nas especificações de instalações e equipamentos do sistema.

O planejamento operativo é a etapa onde são estabelecidos os planos de gerenciamento dos componentes em serviço do sistema de distribuição, além de serem feitas análises de desempenho (controle de tensão, proteção etc) visando minimizar o risco de violação de critérios de qualidade e segurança.

A operação em tempo real, fundamentalmente, corresponde às atividades realizadas no instante de operação do sistema elétrico, como medição, controle, supervisão e coordenação das ações de operação.

2.2 Atividades do Planejamento da Expansão

O objetivo do planejamento da expansão dos sistemas de distribuição é definir as obras de reforço e expansão do sistema elétrico, incluindo as subestações - SE, as LD e as RD, compondo um conjunto de obras para atender ao crescimento da carga, decorrente das demandas dos consumidores existentes e novos, no horizonte de planejamento, observados os critérios técnicos de qualidade de energia elétrica, econômicos, de segurança e ambientais (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2007).

Do ponto de vista empresarial, a atividade de planejamento da expansão caracteriza-se como uma atividade estratégica, uma vez que as decisões nesta etapa desencadeiam uma série de outras ações que, de uma forma geral, resultam em necessidades de desembolsos financeiros e, portanto, impactam diretamente no fluxo de caixa e na rentabilidade das empresas.

O diagrama da Figura 2 apresenta as principais etapas que compõem a elaboração de um estudo de planejamento da expansão.

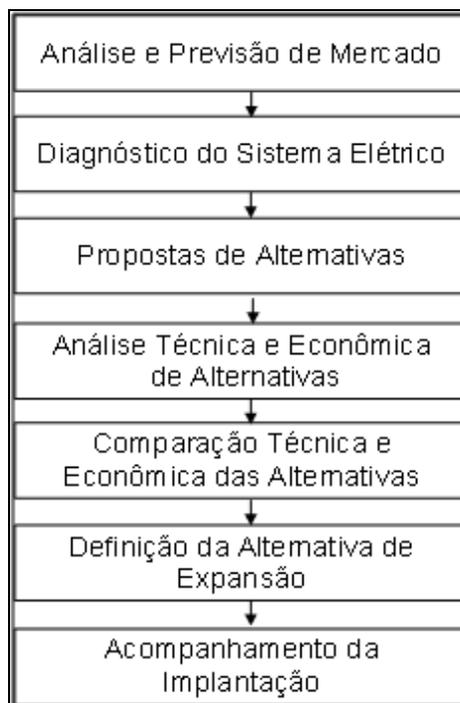


Figura 2: Etapas Básicas de um Estudo de Planejamento da Expansão

Fonte: MENEZES, 2007

A descrição das principais etapas que compõe o planejamento da expansão é feita a seguir.

Na etapa de análise e previsão de mercado é definido um mercado futuro de energia, normalmente considerando um período de 10 anos, a partir do qual são planejadas e definidas as obras para viabilizar o seu atendimento.

Em seguida é realizado o diagnóstico e prognóstico do sistema elétrico, onde

são identificados os problemas futuros do sistema elétrico, normalmente considerando um período de 10 anos. Tradicionalmente, utilizam-se os seguintes critérios técnicos: níveis de tensão e de carregamento das transformações nas SE, nível de curto-circuito nas SE, nível de carregamento e queda de tensão das LD e RD, perdas ôhmicas no sistema, comportamento de energia reativa. Os estudos realizados nesta etapa compreendem principalmente estudos de fluxo de potência, curto-circuito, confiabilidade, transitórios e estabilidade angular e de tensão.

Na etapa de proposição de alternativas são criadas as várias alternativas para a expansão do sistema elétrico. As alternativas de expansão envolvem um conjunto de obras de reforços no sistema para garantir o atendimento ao mercado futuro. As principais obras definidas são: novas LD e RD, recapacitação de LD e RD existentes, construção ou ampliação de SE, definição de novas fontes de suprimento, através de novas usinas ou através de interligações de sistemas, instalação de compensação reativa série ou *shunt* e, também, alterações da configuração existente.

Na sequência, as alternativas são analisadas do ponto de vista técnico e econômico. Para a avaliação técnica são utilizados os mesmos critérios técnicos e realizados os mesmos estudos da etapa do diagnóstico. O objetivo é apresentar o desempenho técnico das alternativas de expansão. Para a avaliação econômica, geralmente é utilizada a metodologia de fluxo de caixa. As principais variáveis de entrada, representadas como benefícios, são o ganho de mercado de energia, remuneração regulatória do investimento e a redução de perdas ôhmicas no sistema elétrico. As principais variáveis de saída, representadas como custos, são os próprios custos das obras de expansão e, em alguns casos, a antecipação de obras de reforços e, também, o aumento das perdas ôhmicas no sistema elétrico.

Todas as alternativas são comparadas do ponto de vista técnico e econômico, devendo atender os critérios técnicos previamente estabelecidos. Se os resultados econômicos forem parecidos, utilizam-se os critérios técnicos e qualitativos para a escolha da melhor alternativa. A melhor alternativa de expansão é definida e é feito o detalhamento das obras que compõe essa alternativa, os benefícios técnicos para o sistema e os respectivos benefícios econômicos.

2.3 Modelos para Avaliação de Investimentos

Os planejadores de sistemas elétricos devem assegurar que existe capacidade adequada das SE (capacidade dos transformadores), das LD e das RD (capacidade de distribuição) para atender as previsões de carga dentro do horizonte de planejamento (KHATOR; LEUNG, 1997) com níveis de qualidade adequados. Alternativas tais como selecionar transformadores, construir novas SE, novas LD e RD devem ser analisadas cuidadosamente. Em geral, as decisões no planejamento de sistemas elétricos incluem:

- a) ampliações e construções de novas SE;
- b) recondutoramento e construção de novas LD e RD;
- c) localização e dimensionamento de SE;
- d) localização e dimensionamento de RD (alimentadores).

Essas questões podem ser colocadas considerando um estágio (um único horizonte de planejamento) ou para um período de planejamento com vários estágios (quando se espera que ocorram mudanças na demanda de carga em cada estágio). No entanto, independentemente do contexto, a colocação dessas questões geralmente está associada com a modificação ou escolha da estrutura e de parâmetros dos elementos do sistema elétrico, de tal forma que se minimize um critério econômico, sem violar certas restrições técnicas. Devido à natureza dos sistemas de distribuição, os modelos elaborados para o planejamento de expansão normalmente baseiam-se (conforme já mencionado no item de revisão bibliográfica) em formulações de programação matemática: programação linear, programação booleana, programação mista, programação não linear e programação de fluxo em redes (KHATOR; LEUNG, 1997).

Conforme apresentado em Romero e outros (2002), verifica-se a existência de quatro tipos principais de modelos para avaliação de investimentos de expansão em AT considerando um único estágio: modelo DC, modelo de transporte, modelo

híbrido, modelo disjuntivo. Porém, os três últimos modelos podem ser vistos como adaptações ou simplificações do modelo DC, para viabilizar a solução de problemas reais, em tempo satisfatório. O modelo DC, aqui descrito de forma simplificada através das equações (1)-(6), considera somente a adição de linhas, redes e transformadores convencionais:

$$\min\{c_f(x) + c_v(g, r)\} \quad (1)$$

sujeito a:

$$Sf + g + r = d \quad (2)$$

$$Zf + S^T V = 0 \quad (3)$$

$$|f_i| \leq f_{maxi} \quad (4)$$

$$0 \leq g_l \leq g_{maxl} \quad (5)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (6)$$

Na equação (1), os custos monetários associados com a adição de circuitos ao sistema possuem dois componentes: um componente fixo $c_f(x)$, que corresponde aos custos que independem do fluxo de carga, e um componente variável $c_v(g, r)$, que corresponde aos custos que dependem do fluxo de carga. O custo fixo é um valor que é pago uma única vez no momento da instalação do circuito (custo de aquisição e instalação). O custo variável corresponde à soma de pagamentos realizados durante todos os anos de serviço (custo de operação e manutenção, custo de perdas de energia). O vetor x representa as variáveis de investimento; g e r são, respectivamente, os vetores com a geração (injeções de corrente nodais) e com

a geração artificial (injeções fictícias de corrente nodais, que correspondem a cortes de carga).

As restrições não lineares modeladas pelas equações (2) e (3) correspondem, respectivamente, às leis de Kirchhoff das correntes e das tensões para a rede equivalente DC. Em (2), S é a matriz de incidência nó-ramo transposta do sistema elétrico; f é o vetor com o fluxo de corrente total; d é o vetor de demandas de corrente nodais. Em (3), Z corresponde à matriz de impedâncias da rede e o sobrescrito T em S indica matriz transposta.

As demais restrições incluem limites operacionais dos equipamentos e de investimentos. A equação (4) impõe limites para o fluxo nas linhas e nos transformadores, sendo $f_{\max i}$ a capacidade máxima do fluxo de corrente no ramo i . As restrições (5) e (6) referem-se a limites de geração e pseudo-geração, sendo que $g_{\max l}$ corresponde à capacidade máxima de geração no nó l .

O modelo de transporte pode ser derivado do modelo DC pela simples relaxação da restrição descrita na equação (3). O problema resultante tende a ser resolvido mais facilmente. Porém, uma solução para o problema de transporte pode ser inviável, de acordo com o modelo DC. Em alguns casos, pode ser necessário fazer investimentos extras em alguns circuitos adicionais para satisfazer as restrições (3). Existem várias formas de se definir o modelo híbrido. Uma delas consiste em modificar a restrição (3) do modelo de transporte de modo que ela seja imposta apenas para os circuitos já existentes (não necessariamente os circuitos adicionais têm que satisfazê-la). A colocação dessa condição torna linear o modelo híbrido. O modelo disjuntivo, por sua vez, pode ser construído a partir do uso de variáveis binárias, que assumem o valor 1, quando os recursos disponíveis nos ramos da rede forem usados, e o valor 0, quando não forem usados. A vantagem desse modelo está no fato de que ele permite a solução do problema por técnicas de otimização binária e, além disso, pode ser estendido para modelos AC. Porém, essa última vantagem é relativa, uma vez que os modelos AC completos são considerados apenas em estágios mais avançados do processo de planejamento, quando as topologias mais atrativas já foram selecionadas. Por outro lado, esse

modelo tem como desvantagem o aumento do número de variáveis, devido ao uso de variáveis binárias.

Os modelos descritos anteriormente são utilizados na análise de investimentos em sistemas de transmissão (normalmente malhados). Esses modelos podem ser adaptados para uso na análise de investimentos em sistemas de distribuição (redes normalmente radiais). Nesse caso, os modelos podem ser simplificados, não sendo necessário considerar a restrição representada pela equação (3), associada com a Lei de Kirchhoff das tensões.

A necessidade de planejar a expansão dos sistemas de distribuição, levando-se em conta um horizonte de longo prazo, deu origem à formulação do problema em múltiplos estágios, em que os recursos necessários para o horizonte de planejamento podem ser distribuídos de acordo com as necessidades previstas para cada estágio. Enquanto os investimentos definidos para a etapa inicial são efetivamente executados, os investimentos definidos para as etapas subseqüentes são reavaliados no futuro, considerando previsões atualizadas. Assim, o horizonte de planejamento desloca-se dinamicamente, de modo que o estágio inicial sempre coincide com o período (mês ou ano) de execução. A figura 3 mostra os custos fixos e os custos variáveis ao longo do tempo. As equações (7)-(12) descrevem, de forma simplificada, o modelo disjuntivo utilizado para o planejamento multi-estágio conforme apresentado em Haffner e outros (2006) e (ROMERO; ROCHA, 2007):

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^T \delta_f^t c_f(x^t) + \delta_v^t c_v(g^t, r^t) \right\} \quad (7)$$

sujeito a:

$$S^t f^t + g^t + r^t = d^t, \forall t = 1, \dots, T \quad (8)$$

$$Zf^t + S^T V^t \leq M(1 - y^t), \forall t = 1, \dots, T \quad (9)$$

$$|f_i^t| \leq \sum_{i=1}^T (y_i^t f_{maxi}) \quad (10)$$

$$0 \leq g_l^t \leq g_{maxl^t} + \sum_{\tau=1}^t x_l^\tau g_{maxl^A} \quad (11)$$

$$0 \leq r^t \leq d^t, \forall t = 1, \dots, T \quad (12)$$

Em (7), na definição da função objetivo, os parâmetros δ_f^t e δ_v^t correspondem a fatores de desconto para determinar o valor presente do investimento a ser feito no estágio t . Assumindo-se que $p(t)$ é o número de períodos de tempo a partir de um mês ou ano de referência até o estágio t e que $\Delta p(t)$ é a duração em períodos de tempo do estágio t (conforme mostra a figura 3), dada a taxa anual de desconto d , o valor presente do investimento para o ano base t_0 , com um horizonte de T anos, é dado por:

$$c_f = \delta_f^{t_1} c_f^{t_1} + \delta_f^{t_2} c_f^{t_2} + \dots + \delta_f^{t_T} c_f^{t_T} \quad (13)$$

e

$$c_v = \delta_v^{t_1} c_v^{t_1} + \delta_v^{t_2} c_v^{t_2} + \dots + \delta_v^{t_T} c_v^{t_T} \quad (14)$$

onde:

$$\delta_f^t = \frac{1}{(1+d)^{p(t)}} \quad (15)$$

e

$$\delta_v^t = \sum_{p=p(t)}^{p(t)+\Delta p(t)-1} \frac{1}{(1+d)^p} \quad (16)$$

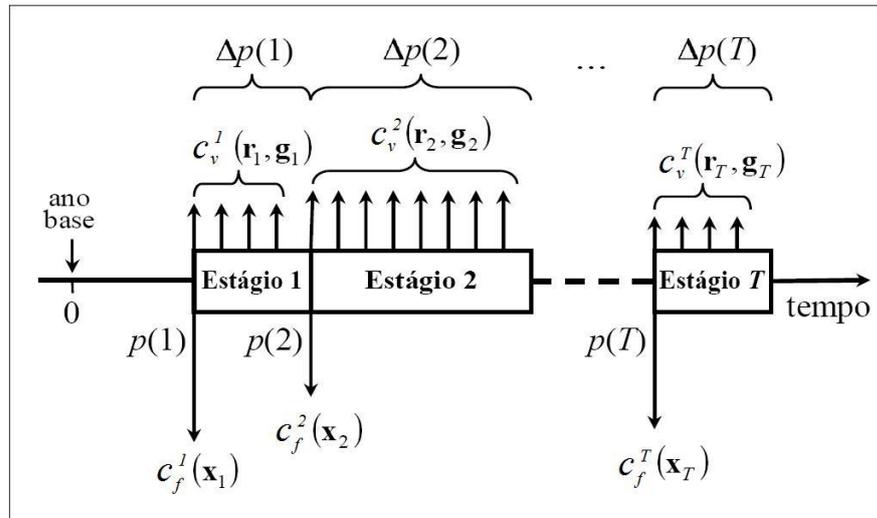


Figura 3: Custos Fixos e Variáveis ao longo do tempo no planejamento multiestágio

Fonte: Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa, 2009

Em (9), quando a variável y assume valor nulo, a restrição é relaxada, pois M é um número grande o bastante para que as desigualdades sejam satisfeitas para os possíveis valores de V^t . Os limites de injeção dependem da capacidade disponível e dos investimentos em adição e ampliação realizados até cada estágio. Em (11), g_{\max}^l é a capacidade máxima do nó l , associada com a instalação ou ampliação de subestações. Conforme mencionado anteriormente, no caso de análise de investimentos em sistemas de distribuição, o modelo torna-se mais simples e a restrição contida na equação (9) não é considerada.

Nas equações (7)-(12), as demais variáveis são as mesmas do modelo estático, porém com a adição do índice t , que indica o estágio do planejamento. Como se pode observar, as restrições (10) e (11) são as únicas que relacionam diferentes estágios do planejamento. Essas restrições impedem o desacoplamento do planejamento multi-estágio em T problemas independentes.

Embora os modelos apresentados nesse capítulo sejam amplamente utilizados na otimização do planejamento da expansão de sistemas de AT, no caso da construção de novas RD é necessário considerar especificidades do problema,

criando adaptações e contemplando as variáveis de interesse no modelo. A seguir, no capítulo 3, é apresentada a abordagem adotada nessa pesquisa para modelagem da função objetivo considerada no método de traçado de novas RD.

3 CONSTRUÇÃO DA FUNÇÃO OBJETIVO

3.1 Introdução

Para a composição do método de traçado de novas RD é necessária a construção de uma função objetivo que contemple os principais componentes de custo associados com as alternativas geradas. Conforme apresentado no capítulo 2, essa função de custo é composta por uma parcela que independe do carregamento da rede e de outra que depende desse carregamento. Inicialmente, neste capítulo, são apresentados o conceito de valor presente e os principais parâmetros que compõem a função objetivo. Na seqüência, é sintetizada a equação geral da função objetivo, expressa em termos do valor presente. Ao final do capítulo, tem-se uma abordagem opcional para aproximação linear da função de custo que objetiva fornecer rapidez para o método desenvolvido principalmente para redes de 34,5 kV.

3.2 Valor Presente - Definições

Os investimentos, as despesas e os benefícios que compõe a função de custo ocorrem de maneira distribuída ao longo de vários anos (horizonte de planejamento). Dessa forma, para possibilitar a comparação das alternativas de expansão de RD, é utilizado o valor presente, no qual todos os componentes de custos são trazidos para um mesmo ano base considerando-se uma taxa de desconto previamente definida (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 1983).

Para trazer um valor V , associado com custos ocorridos no ano n para um ano base (como ilustra a figura 4), multiplica-se este valor V pela taxa de desconto d , conforme mostra a equação (17):

$$V_p = \frac{V}{(1+d)^n} \quad (17)$$

onde:

V_p : valor presente no ano base;

V : custos ocorridos no ano n ;

d : taxa anual de desconto;

n : ano de ocorrência dos custos.



Figura 4 : Valor presente de um valor único V

Fonte: Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa, 2009

Quando um valor se repete ao longo do horizonte de planejamento como uma série uniforme de n custos (figura 5), o valor presente correspondente a essa série pode ser obtido através da seguinte equação:

$$V_{ps} = V \left[\frac{(1+d)^n - 1}{d(1+d)^n} \right] \quad (18)$$

onde:

V_{ps} : valor presente de uma série uniforme de n custos;

V : custo anual;

d : taxa anual de desconto;

n : número de anos do horizonte de planejamento.



Figura 5 : Série uniforme de n custos

Fonte: Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa, 2009

No caso da ocorrência de custos crescentes ao longo dos anos, que aumentam segundo uma taxa j (figura 6), como é o caso do componente de perdas elétricas, o valor presente pode ser obtido pela seguinte equação:

$$V_{pc} = V \left[\frac{1 - \left(\frac{1+j}{1+d} \right)^n}{(d-j)} \right] \quad (19)$$

onde:

V_{pc} : valor presente de uma série crescente de custos;

V : custo do primeiro ano;

d : taxa anual de desconto;

j : taxa de crescimento do custo;

n : número de anos da série de custos.

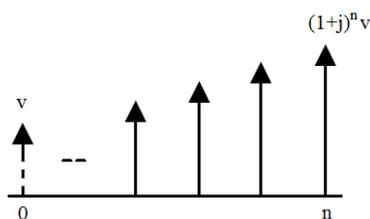


Figura 6 : Valor presente de uma série crescente de n custos

Fonte: Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa, 2009

3.3 Componentes de custo

A função objetivo deve conter os principais parâmetros que representem os investimentos, as despesas e os benefícios associados com as alternativas de expansão. Basicamente, a função construída nesse trabalho considera a soma de cinco componentes principais:

- a) investimento para construção das novas redes;
- b) custos decorrentes das perdas elétricas;
- c) despesas associadas com operação e manutenção;
- d) depreciação dos ativos;
- e) valor residual de equipamentos.

Nas seções seguintes é apresentado um detalhamento de cada um desses componentes de custo, sendo que operação e manutenção, depreciação e valor residual tem sua consideração feita de acordo com (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 1983).

3.3.1 Investimento

Esse componente corresponde ao recurso financeiro necessário para a construção das novas redes. O valor total do investimento (I) normalmente é calculado utilizando-se o valor do custo por extensão (R\$/km) para cada tipo de rede (condutor), sendo seu desembolso considerado uma única vez no início do horizonte de planejamento (planejamento estático). A tabela 1 apresenta um resumo contendo os custos médios de construção de redes convencionais de MT padronizadas na CEMIG, estratificados conforme a bitola dos cabos. Nos custos médios já estão

contemplados os gastos com as estruturas (postes, conectores etc) assim como os gastos de mão-de-obra para construção das novas redes.

TABELA 1
Custos médios de construção de redes de MT rurais trifásicas CAA¹

Bitola	Custo (R\$/km)
#4	15.567,29
#2	17.268,63
#1/0	22.368,96
#4/0	36.390,32
#336	47.016,30

Fonte: Companhia Energética de Minas Gerais, 2010b

3.3.2 Perdas Elétricas

Outro parâmetro importante para a composição da função objetivo refere-se às perdas elétricas. As concessionárias de energia têm trabalhado cada vez mais com o objetivo de reduzir os seus níveis de perdas, tendo em vista a possibilidade de obtenção dos seguintes benefícios:

- a) postergação de investimentos para aumento da capacidade de geração, transmissão e distribuição;
- b) contribuição para modicidade tarifária;
- c) redução de custos com compra de energia;
- d) diminuição do impacto ambiental e emissão de poluentes produzidos pela construção de novas usinas hidrelétricas e termelétricas.

¹ Condutores de alumínio com alma de aço

² Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

As perdas elétricas são classificadas conforme a sua natureza, origem, localização e segmento (MÉFFE, 2001). Com relação à natureza, as perdas podem ser classificadas em perdas de demanda e perdas de energia. A perda de demanda é a diferença entre a demanda de entrada e a demanda de saída num componente do sistema elétrico num dado instante. A perda de energia é a diferença entre a energia de entrada e a energia de saída num componente, num dado intervalo de tempo.

Quanto à origem, a perda pode ser classificada em perda técnica e perda não técnica. A perda técnica é a energia ou demanda que se perde durante seu transporte, inerente ao processo e caracterizada por ocorrer antes do ponto de entrega. A perda não técnica é a energia ou demanda efetivamente entregue ao consumidor, ao consumo próprio ou a outra concessionária, mas que, por algum motivo, não foi computada nas vendas.

Com relação à localização, as perdas podem ser classificadas em perdas globais, perdas na transmissão e perdas na distribuição. As perdas globais são o somatório de perdas da concessionária: perdas nos sistemas de geração, transmissão e distribuição. As perdas na transmissão são as perdas nos sistemas de geração e de transmissão. As perdas na distribuição são as perdas que ocorrem somente no sistema de distribuição.

As perdas técnicas num sistema de distribuição ocorrem em diferentes segmentos, conforme mostra o diagrama da figura 7. A participação de cada segmento no total de perdas técnicas de um sistema de distribuição pode ser vista no anexo A.

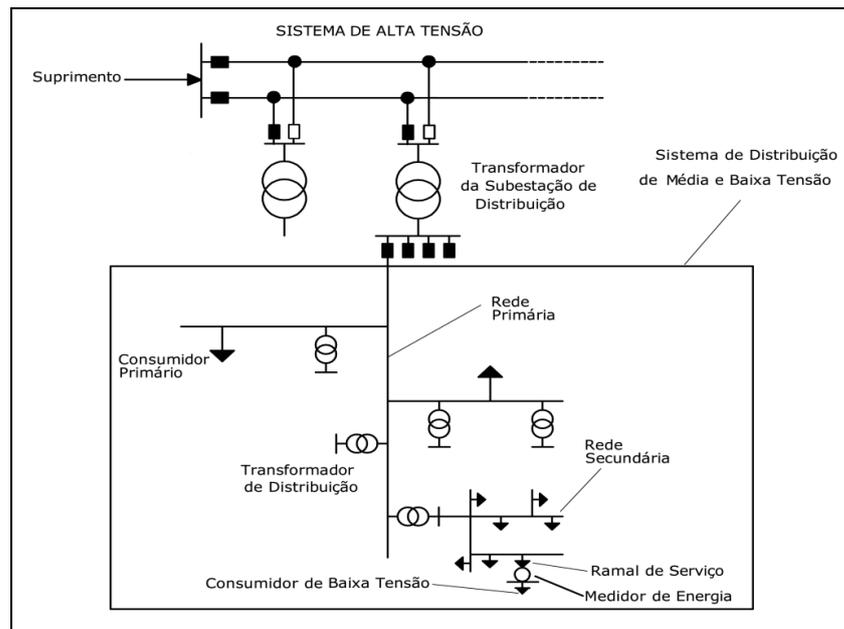


Figura 7 : Segmentos onde ocorrem perdas técnicas num sistema de distribuição

Fonte: Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica, 2005

Nessa pesquisa, para composição da função de custo, são consideradas as perdas técnicas de energia nos condutores de MT (rede primária), as quais são valoradas pelo preço médio de compra de energia. As perdas de demanda não são levadas em conta uma vez que sua quantificação normalmente é feita pelo uso da tarifa de demanda (ponta e fora de ponta) e isso pressupõe a utilização dessa capacidade adicional, o que não é necessariamente verdadeiro.

As perdas técnicas de energia nos condutores ocorrem principalmente devido ao efeito Joule. Dessa forma, essas perdas variam em função da resistência do condutor e do carregamento da rede. Para cada trecho trifásico de MT, num dado período de tempo, as perdas podem ser calculadas de acordo com a equação (20):

$$P_e = \frac{3Ri^2 f_p n}{10^6} \quad (20)$$

onde:

- P_e : perdas de energia (MWh/km);
 R : resistência do condutor (Ω /km);
 i : corrente máxima (A);
 f_p : fator de perdas;
 n : número de horas do período analisado.

A tabela 2 mostra os valores das resistências ôhmicas dos condutores apresentados na tabela 1, calculadas para uma temperatura de 55° centígrados.

TABELA 2
 Resistências dos Condutores de Redes de MT - CAA

Bitola	Resistência (Ω /km)
#4	1,6397
#2	1,0323
#1/0	0,6500
#4/0	0,3257
#336	0,2035

Fonte: Companhia Energética de Minas Gerais, 2007

O fator de perdas contido na equação (20) é utilizado para transformar a perda de demanda máxima em perda de demanda média. Esse fator pode ser interpretado como o fator de carga das perdas, ou seja, corresponde à relação entre a perda média e a perda máxima de demanda da rede (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). O fator de perdas de uma rede normalmente é calculado utilizando-se o fator de carga, conforme a equação (21):

$$f_p = kf_c + (1-k)f_c^2 \quad (21)$$

onde:

f_p : fator de perdas;

f_c : fator de carga;

k : constante que varia entre 0,15 e 0,30.

A equação de cálculo de perdas (20) pode também ser escrita em função da demanda ativa e da tensão da rede, conforme mostra a equação (22):

$$P_e = \frac{RP^2 f_p n}{(V \cos \phi)^2} \quad (22)$$

onde:

P_e : perdas de energia num trecho da rede (MWh/km);

R : resistência dos condutores (Ω /km);

P : demanda máxima (MW);

f_p : fator de perdas da rede;

n : número de horas analisado;

V : tensão de linha (kV);

$\cos \phi$: fator de potência.

Uma vez feito o cálculo das perdas da rede, é possível considerá-la na função de custo através da sua ponderação pelo custo médio de compra de energia, conforme a equação (23):

$$C_p = P_e w \quad (23)$$

onde:

C_p : custo das perdas de energia no trecho de rede (R\$/km);
 P_e : perdas de energia no período analisado (MWh/km);
 w : preço médio de compra de energia (R\$/MWh).

O valor utilizado para essa ponderação não deve ser o valor da tarifa, visto que essa simplificação pressupõe a possibilidade de vender a energia dissipada em perdas, o que usualmente não ocorre. Essas perdas implicam na geração de energia elétrica adicional. No caso de uma empresa que supre seu mercado com geração própria, o custo das perdas de energia varia a cada ano: em anos hidrológicamente favoráveis o custo da energia é pequeno; o contrário ocorre em anos hidrológicamente desfavoráveis. Por outro lado, no caso de empresas que mantêm contrato de compra de energia elétrica com outras empresas, as perdas significam um custo adicional de compra. Para quantificação das perdas é utilizado o custo médio de compra de energia elétrica 140,00 R\$/MWh, obtido a partir do site da CCEE².

Considerando que as perdas de energia são parcelas que crescem anualmente, torna-se necessário referi-las ao ano base do estudo utilizando-se o valor presente de uma série crescente de custos (item 3.2). A taxa de crescimento considerada, a cada ano, é uma função da taxa de crescimento da demanda (MANDAL, 2002), conforme mostra a equação (24):

$$j = m^2 + 2m \quad (24)$$

onde:

j : taxa de crescimento anual das perdas (%);
 m : taxa de crescimento anual da demanda (%).

² Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

3.3.3 Operação e Manutenção

As despesas associadas com a operação e com a manutenção das redes de distribuição ($\rho_{o\&m}$) envolvem custos indiretos, obtidos através de valores percentuais advindos de atividades de controle, supervisão e administração e custos diretos, como mão de obra envolvida em serviços de operação e manutenção, ferramentas, equipamentos e uniformes, transporte, etc. Usualmente é aceitável desprezar os custos indiretos e estabelecer, com base no custo direto, um valor anual para as despesas de operação e manutenção. Esse valor normalmente é considerado como um percentual dos investimentos realizados no sistema elétrico (para redes de MT normalmente 5%), o qual se repete a cada ano ao longo da vida útil da rede. Destaca-se também a existência de outros componentes importantes de custo associados com a operação e manutenção, de difícil quantificação (não considerados na função objetivo desse trabalho):

- a) multas por violação de limites de continuidade e tensão;
- b) energia não suprida devido a interrupções e baixos níveis de tensão;
- c) ressarcimento aos consumidores devido à queima de equipamentos.

3.3.4 Depreciação

A depreciação (ρ_{dep}) da RD é considerada como um percentual do investimento realizado, ocorrendo de forma constante ao longo dos anos. No caso da escolha de cabos, este percentual é definido de modo que ao fim de sua vida útil de 20 anos, tenha sido acumulado o valor necessário para substituí-los. Portanto, é aconselhável usar uma taxa de depreciação ligeiramente superior ($\rho_{dep}=1/19$) para que no vigésimo ano já seja possível instalar os novos cabos.

3.3.5 Valor Residual

Com relação à vida útil dos recursos materiais, é importante indicar que, se ela for superior ao horizonte de planejamento proposto, torna-se necessário estimar o valor residual dos equipamentos ou instalações (ρ_{vr}) antes do término de sua vida útil (possibilidade de benefício de venda da rede como sucata). Para realizar essa estimativa, considera-se o decréscimo linear do valor do equipamento, com base no investimento inicial e no valor residual do mesmo, conforme ilustra a figura 8. O valor residual corresponde a diferença entre o investimento realizado e a depreciação total acumulada no horizonte de planejamento.

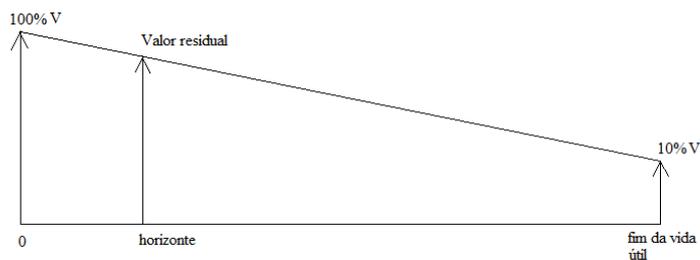


Figura 8 : Valor residual ao final do horizonte de planejamento

Fonte: Companhia Energética de Minas Gerais, 1983

3.4 Função Objetivo

A função objetivo utilizada no método do traçado de novas redes, contendo todos os componentes de custos descritos no item precedente deste capítulo, é sintetizada através da equação (25):

$$Z_k = I + V_{pc}(C_p) + V_{ps}(\rho_{o\&m}I) + V_{ps}(\rho_{dep}I) - V_p(\rho_{vr}I) \quad (25)$$

onde:

Z_k : função objetivo de custo total da nova rede (R\$/km);

k : tipo de rede.

Para cada tipo de rede k (ou bitola) pode ser determinada uma função objetivo de acordo com os parâmetros inicialmente estabelecidos (horizonte de planejamento, taxa de desconto etc). Desenvolvendo-se a equação (25), é possível redefinir o valor presente de Z_k em função da demanda a ser atendida pela nova rede (curva quadrática) conforme mostra a equação (26):

$$Z_k = a_k + b_k P^2 \quad (26)$$

onde:

a_k e b_k : coeficientes da função objetivo;

P : demanda máxima a ser atendida (MW).

Os coeficientes a_k e b_k são calculados, respectivamente, através das equações (27) e (28):

$$a_k = I \left\{ 1 + \left[\frac{(1+d)^n - 1}{d(1+d)^n} \right] (\rho_{o\&m} + \rho_{dep}) - \frac{\rho_{vr}}{(1+d)^h} \right\} \quad (27)$$

$$b_k = \frac{Rf_p nw}{(V \cos \phi)^2} \left[\frac{1 - \left(\frac{1+j}{1+d} \right)^n}{(d-j)} \right] \quad (28)$$

A parametrização estabelecida para determinação das funções de custo dos diferentes tipos de rede é apresentada na tabela 3. Os coeficientes a_k e b_k calculados podem ser vistos nas tabelas 4 e 5 para as tensões de 13,8 kV e de 34,5 kV, respectivamente. O cálculo foi feito através de um procedimento implementado no ambiente de programação Matlab R12, o qual consta no anexo B desse trabalho. A taxa de desconto d de 12% corresponde a um valor médio utilizado para balizamento das análises econômicas de projetos da CEMIG. A taxa de depreciação de 5,21% ao ano e o horizonte de planejamento de 20 anos resultaram num valor residual de rede igual a zero. A taxa de crescimento de perdas j foi obtida considerando-se uma taxa média de crescimento anual de carga de 3,00% ao ano. O fator de perdas f_p foi calculado considerando-se o fator de carga médio das RD da CEMIG de 0,64 e uma constante k igual a 0,10.

TABELA 3
Parametrização adotada para cálculo da Função Objetivo

Tipo	Parâmetro	Valor
Custo	d	12,00%
	$\rho_{o\&m}$	5,00%
	ρ_{dep}	5,21%
	ρ_{vr}	0,00%
	w	140,00
Técnico	$\cos \emptyset$	0,92
	H	20 anos
	j	6,00%
	f_p	0,43

TABELA 4
Coeficientes da função objetivo para tensão de 13,8 kV

Condutor	a_k	b_k
#4	27.278	74.430
#2	30.259	46.746
#1/0	39.196	29.450
#4/0	63.765	14.977
#336	82.385	9.077

TABELA 5
Coeficientes da função objetivo para tensão de 34,5 kV

Condutor	a_k	b_k
#4	27.278	11.909
#2	30.259	7.479
#1/0	39.196	4.719
#4/0	63.765	2.396
#336	82.385	1.452

Os resultados das tabelas 4 e 5 mostram que quanto maior a bitola do condutor (de cima para baixo) maior é o coeficiente que representa a parcela de custos fixos com a carga (a_k) e menor o coeficiente que representa os custos variáveis (b_k). Os custos fixos aumentam uma vez que os melhores condutores possuem maior capacidade de corrente e menor resistência sendo, portanto, mais

caros. Em contrapartida, os custos variáveis diminuem, uma vez que a parcela associada com as perdas elétricas sofre redução. Comparando os dados da tabela 4 com os da tabela 5, observa-se diferença apenas nos coeficientes b_k uma vez que esses dependem do valor da tensão para o seu cálculo, o que não ocorre com os coeficientes (a_k). Para a tensão de 34,5 kV, o impacto na parcela de corrente faz com que os coeficientes b_k sejam menores do que no caso de 13,8 kV.

As figuras 9 e 10 apresentam as curvas de custo dos diferentes tipos de rede, em função da demanda, para tensão de 13,8 kV e 34,5 kV, respectivamente. Verifica-se que cada tipo de condutor é mais viável para uma determinada faixa de demanda. Com relação ao nível de tensão, para 13,8 kV o impacto das perdas no custo total é maior do que 34,5 kV, o que faz com que os cabos inicialmente mais caros (4/0 e 336), apresentem viabilidade financeira de uso já a partir de uma carga relativamente pequena (1,5 MW).

Deve ser observado que cada curva só é viável até que se alcance a carga máxima ou a queda de tensão máxima admissível. O ponto de interseção entre a curva de um condutor e a curva do próximo condutor com diâmetro maior representa o limite de carga para aquele condutor do ponto de vista econômico, pois a partir daquele ponto, torna-se mais lucrativo selecionar o condutor de bitola maior.

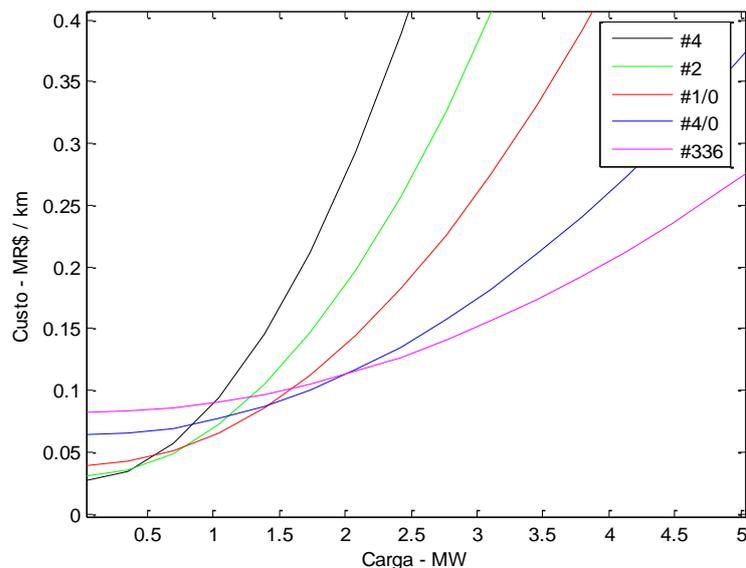


Figura 9 : Curvas de custos para diferentes condutores - tensão de 13,8 kV

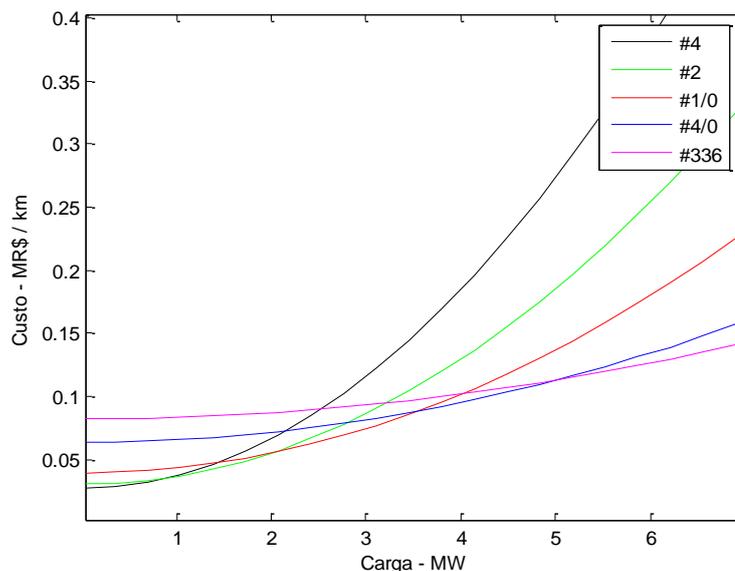


Figura 10 : Curvas de custos para diferentes condutores - tensão de 34,5 kV

3.5 Aproximação Linear – Abordagem Opcional

Nesta seção é apresentada uma forma para aproximar as funções de custo dos diferentes tipos de rede por uma função linear, com o objetivo de melhorar a eficiência do método desenvolvido.

Considera-se a idéia de que o conjunto de condutores que apresenta a menor área abaixo das curvas de custos totais, no intervalo entre a carga mínima e a carga máxima, é o que possui menor custo médio para diferentes cargas.

A aproximação das curvas de custos totais de redes por uma reta é feita através do método de mínimos quadrados. Inicialmente, é estabelecido o número de pontos s usados na aproximação linear, e a partir desse número são definidos valores de demanda P_j uniformemente espaçados. Em seguida, são calculados os valores de custo de cada curva (tipo de rede) para cada P_j previamente definido. Obtém-se então o custo mínimo em cada ponto de demanda definido através da equação (29):

$$Z_{\min}(P_j) = \min\{Z_1(P_j), \dots, Z_m(P_j)\} \quad (29)$$

onde:

Z_{\min} : custo mínimo para o ponto de carga P_j ;

P_j : valores de carga previamente definidos;

$Z_1(P_j), \dots, Z_m(P_j)$: custos dos diferentes tipos de rede para a carga P_j ;

m : número de tipos de redes.

Após a determinação do conjunto de pontos mínimos realiza-se a aproximação linear, pelo método dos mínimos quadrados, utilizando-se as equações (30) a (34):

$$f(P) = a + bP \quad (30)$$

$$a = Z_{\min} - b\bar{P} \quad (31)$$

$$b = \frac{\sum_{j=1}^s (P_j - \bar{P})(Z_{\min}(P_j) - \bar{Z})}{\sum_{j=1}^s (P_j - \bar{P})^2} \quad (32)$$

sendo:

$$\bar{P} = \frac{\sum_{j=1}^s P_j}{s} \quad (33)$$

$$\bar{Z} = \frac{\sum_{j=1}^s Z_i(P_j)}{s} \quad (34)$$

onde:

a, b : coeficientes da aproximação linear;

s : número de pontos usados na aproximação linear;

Z_{min} : custo mínimo associado a um ponto de carga;

P_j : valores de carga previamente definidos.

O método de aproximação linear descrito nesta seção foi aplicado aos tipos de rede considerados nesse trabalho, para as tensões de 13,8 kV e 34,5 kV. No caso da tensão de 13,8 kV não foram obtidos resultados satisfatórios em função da forte variação das curvas de custo nas menores faixas de demanda e também do pequeno número de tipos de redes (cabos) considerados. Já no caso da tensão de 34,5 kV, a aproximação apresentou bons resultados conforme mostra a figura 11. Os coeficientes a e b obtidos (equação 30) foram $a= 20.646$ e $b= 18.275$. Foram realizados vários testes com diferentes números de pontos s (de 30 pontos a 1.000 pontos) e o erro associado apresentou pequenas variações, sendo o erro médio próximo de MR\$/km 0,003 (três mil reais por quilometro) e o erro máximo próximo de MR\$/km 0,006 (seis mil reais por quilometro).

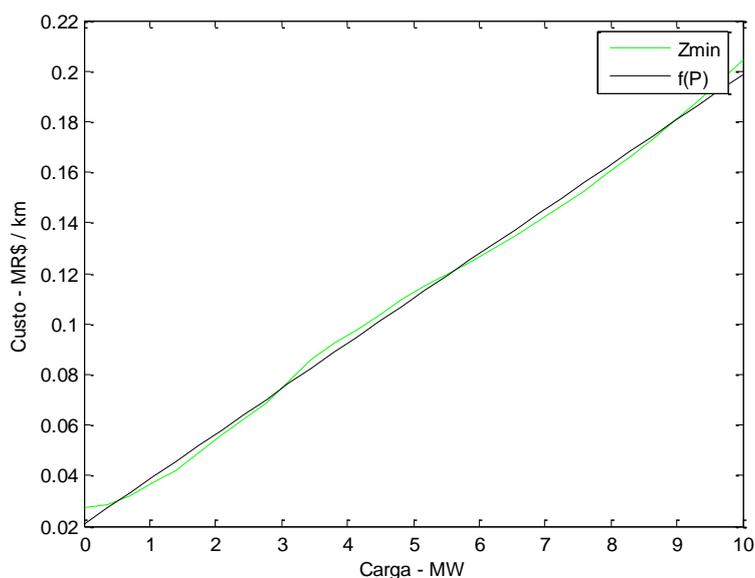


Figura 11 : Aproximação Linear das curvas de custo considerando 34,5 kV

4 MÉTODO PARA O TRAÇADO DE RD

4.1 Introdução

Os métodos de otimização têm encontrado grande aplicação na resolução de problemas relacionados ao planejamento da expansão dos sistemas elétricos. Classicamente, esses métodos buscam minimizar ou maximizar uma função objetivo sujeita a um conjunto de restrições previamente estabelecidas. Entretanto, verifica-se a existência de diferentes estratégias as quais podem ser aplicadas de acordo com as especificidades de cada problema, conforme citado em Kagan e outros (2009):

- a) *programação linear*: tem por objetivo a maximização ou minimização de uma função linear sujeita a restrições representadas por equações e inequações lineares;
- b) *programação inteira*: utilizada em problemas de otimização nos quais todas as variáveis são inteiras;
- c) *programação linear inteira mista*: utilizada em problemas de programação linear em que parte das variáveis são inteiras e parte são contínuas;
- d) *programação não linear*: tem por objetivo a maximização ou minimização de uma função não linear sujeita a restrições lineares ou não lineares;
- e) *programação dinâmica*: tem por objetivo o tratamento de problemas de otimização com múltiplos estágios.

As estratégias de otimização descritas anteriormente podem ser utilizadas individualmente ou combinadas para resolução de problemas associados ao planejamento dos sistemas elétricos. Elas também podem ser combinadas com métodos heurísticos, que consistem em técnicas eficientes de busca, permitindo a

incorporação de aspectos particulares nos modelos de otimização e a redução do esforço computacional.

Neste capítulo, é descrito o método desenvolvido para realização do traçado de RD. Inicialmente é apresentado o Método Principal (consistindo numa heurística), baseado na idéia de ligações sucessivas, o qual permite a partir da criação de um grafo e da definição de uma função objetivo de custo, a construção gradativa da solução.

Na seqüência, é apresentado o Método Complementar que, a partir da solução inicial gerada pelo Método Principal, avalia a viabilidade de criação de nós fictícios para passagem da rede e conseqüente melhoria do custo da solução final.

Ao final do capítulo, é apresentada uma breve descrição do Algoritmo de Prim, o qual é utilizado nesse trabalho como uma referência para comparação dos resultados gerados pela metodologia proposta (capítulo 5).

4.2 Método Principal

A determinação do traçado das RD é feita através de um método que se baseia na idéia de "ligação" sucessiva de nós elétricos, avaliando-se a viabilidade da alimentação através de nós mais próximos ou de um nó fonte, por exemplo, um nó que represente a saída da SE (FUNDAÇÃO DE DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA, 2009).

Levando em conta a função objetivo definida no capítulo 3 (equação 26), tem-se que, para qualquer ramo a ser construído, o valor presente dos custos totais incluem uma parte constante e uma parte que varia com a demanda a ser atendida. Em uma análise generalizada, para nós de carga pequena, a maior contribuição para o valor total da função de custo vem da sua parte constante. Por causa disso, para esses nós existe uma tendência de ligação aos nós mais próximos e a configuração é construída primeiramente do ponto de vista das distâncias mais

curtas. Por outro lado, para nós de carga maior, a maior contribuição para o valor total da função de custo vem da sua parte variável. Por causa disso, para esses nós existe uma tendência de atendimento da carga de forma radial. (FUNDAÇÃO DE DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA, 2009).

Basicamente, o Método Principal para traçado de RD pode ser sintetizado através dos passos do fluxograma mostrado na figura 12. Inicialmente é feito um carregamento dos dados das cargas e dos condutores. Em seguida a partir do conhecimento das coordenadas geográficas, são calculadas as distâncias entre os nós de carga e o nó fonte, montando-se uma rede inicial. Por fim, são realizados os cálculos dos custos de atendimento, a partir do nó mais remoto, e é feita a construção do traçado da rede. O detalhamento dos 8 passos que compõe o método é feito a seguir.

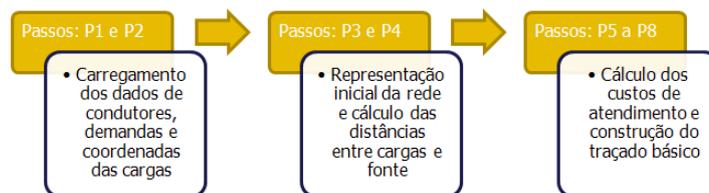


Figura 12: Fluxograma do Método Principal para traçado de redes

P1: Carregar os dados dos condutores que se deseja considerar no projeto. Construir a função objetivo obtendo os parâmetros a e b (equação 26). Caso seja viável, considerar a aproximação linear.

P2: Carregar as demandas (P_i) e as coordenadas geográficas (x_i, y_i) das cargas a serem atendidas.

P3: Atribuir à rede a ser construída, inicialmente, uma estrutura radial. Na representação por meio de um grafo, cada terminal de carga é representado como um nó e o terminal fonte (SE) corresponde à raiz do grafo. É necessário associar a

cada nó uma lista com os nós ligados diretamente a ele. Inicialmente, exceto pela raiz, que está ligada a todos os nós da rede, a lista de todos os outros nós deve estar vazia.

P4: Calcular todas as distâncias d_{i0} da raiz até o i-ésimo nó de carga.

P5: Selecionar um nó i ligado à raiz e calcular a distância d_{ij} entre ele e os seus nós vizinhos.

P6: Verificar o que é mais eficiente do ponto de vista econômico: ligar o nó i selecionado diretamente à raiz ou alimentá-lo através de algum outro nó vizinho. Isso exige que sejam feitos os cálculos dos custos de atendimento através das equações (35) e (36). Apenas por simplicidade, nessas equações é considerada a aproximação linear da função de custo. A escolha do condutor a ser utilizado no trecho (coeficientes a e b) depende do valor da carga acumulada no nó em análise, conforme já foi apresentado na seção 3.4 (Função objetivo).

Avaliação para ligação diretamente à raiz:

$$Z_{i0} = (a + bP_i)d_{i0} + (a + bP_j)d_{j0} \quad (35)$$

Avaliação para todas as outras possíveis ligações:

$$Z_{ij} = (a + bP_i)d_{ij} + \{a + b(P_i + P_j)\}d_{j0} \quad (36)$$

onde:

Z_{i0} : custo de atendimento do i-ésimo nó diretamente pelo nó fonte (SE);

Z_{ij} : custo de atendimento do i-ésimo nó passando pelo j-ésimo nó.

Não é necessário avaliar todas as possibilidades de ligação. Basta considerar os nós vizinhos ao nó i , que estão a uma distância inferior a um raio previamente

especificado como parâmetro de entrada para o algoritmo. Este raio deve ser determinado pelo projetista, baseado no comprimento máximo admissível para os ramos neste projeto.

P7: Se for mais eficiente alimentar o i -ésimo nó através do j -ésimo nó, ou seja, se $Z_{i0} > Z_{ij}$, fazer as seguintes alterações no grafo:

- a) somar a carga do i -ésimo nó à carga do j -ésimo nó;
- b) inserir o i -ésimo nó na lista de nós ligados ao j -ésimo nó;
- c) eliminar da lista de nós ligados à raiz o i -ésimo nó.

P8. Verificar se ainda existe algum nó a ser analisado na lista de nós ligados à raiz. Se ainda houver algum nó, voltar para o passo 5. Caso contrário, finalizar o algoritmo.

A seguir, é apresentado um exemplo didático para ilustrar o funcionamento do Método Principal.

Exemplo de aplicação do Método Principal

P1, P2: Carregamento dos dados de entrada: É considerado um conjunto de condutores que resulte numa aproximação linear da função de custo (equação 30) com constantes $a= 2,00$ e $b=0,01$. As coordenadas geográficas (x_i, y_i) e as demandas (P_i) dos terminais de carga a serem atendidos são apresentados na tabela 6 (em unidades de comprimento e de potência a título de simplificação). O nó com numeração igual a zero corresponde à raiz da rede ou nó fonte.

TABELA 6

Dados de entrada - Coordenadas e Demanda das Cargas

Nó i	(x_i, y_i)	P_i
0	3,7	-
1	5,2	20
2	3,2	15
3	4,3	20
4	2,4	10
5	2,5	15
6	4,6	20

P3: Representação inicial: É atribuída ao conjunto de terminais de carga uma estrutura inicialmente radial, como pode ser visto na figura 13.

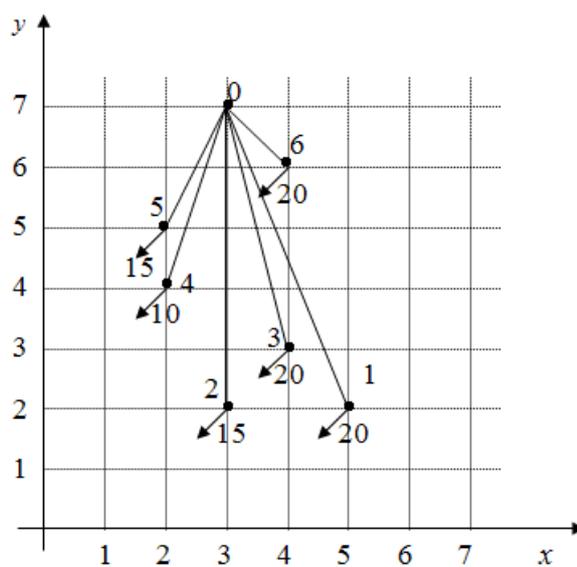


Figura 13 : Estrutura radial inicialmente atribuída aos dados do exemplo

P4: As distâncias calculadas d_{i0} dos nós de carga até a raiz são apresentadas na tabela 7.

TABELA 7
Distâncias dos nós de carga até a raiz

Nó i	0	1	2	3	4	5	6
d_{i0}	-	5,39	5,00	4,12	3,16	2,24	1,41

P5: Seleciona-se inicialmente o nó 1. As distâncias calculadas entre ele e seus nós vizinhos (nós 2, 3 e 6) são exibidas na tabela 8.

TABELA 8
Distâncias entre o nó 1 e seus nós vizinhos

Distância	
d_{12}	2,00
d_{13}	1,41
d_{16}	4,12

P6: Verifica-se o que é mais eficiente do ponto de vista econômico: ligar o nó 1 e os seus vizinhos diretamente à raiz ou ligar o nó 1 indiretamente à raiz através do nó 2, 3 ou 6:

$$Z_{1,2-\text{Direto}} = (2,00 + 0,01 \times 20)5,39 + (2,00 + 0,01 \times 15)5,00 = 22,61 \quad (37)$$

$$Z_{1,2-\text{Indireto}} = (2,00 + 0,01 \times 20)2,00 + (2,00 + 0,01 \times 35)5,00 = 16,15 \quad (38)$$

$$Z_{1,3-\text{Direto}} = (2,00 + 0,01 \times 20)5,39 + (2,00 + 0,01 \times 20)4,12 = 20,92 \quad (39)$$

$$Z_{1,3-\text{Indireto}} = (2,00 + 0,01 \times 20)1,41 + (2,00 + 0,01 \times 40)4,12 = 12,99 \quad (40)$$

$$Z_{1,6-\text{Direto}} = (2,00 + 0,01 \times 20)5,39 + (2,00 + 0,01 \times 20)1,41 = 15,24 \quad (41)$$

$$Z_{1,6-\text{Indireto}} = (2,00 + 0,01 \times 20)4,12 + (2,00 + 0,01 \times 40)1,41 = 12,45 \quad (42)$$

Os custos das diferentes possibilidades de atendimento ao nó 1, demonstram que o atendimento feito de forma indireta, seja pelo nó 2, nó 3 ou nó 6 é mais

econômico do que o atendimento direto. A maior eficiência é obtida quando o nó 1 é atendido indiretamente através do nó 6.

P7: Considerando que o atendimento do nó 1 é mais eficiente quando é feito através do nó 6, devem ser feitas as seguintes alterações no grafo que representa a rede:

- a carga do nó 1 é incorporada à carga do nó 6 (passando de 20 para 40);
- na lista dos nós ligados ao nó 6 é acrescentado o nó 1;
- na lista dos nós ligados ao nó fonte (raiz) exclui-se o nó 1.

O resultado obtido após a primeira iteração do método pode ser visto na figura 14.

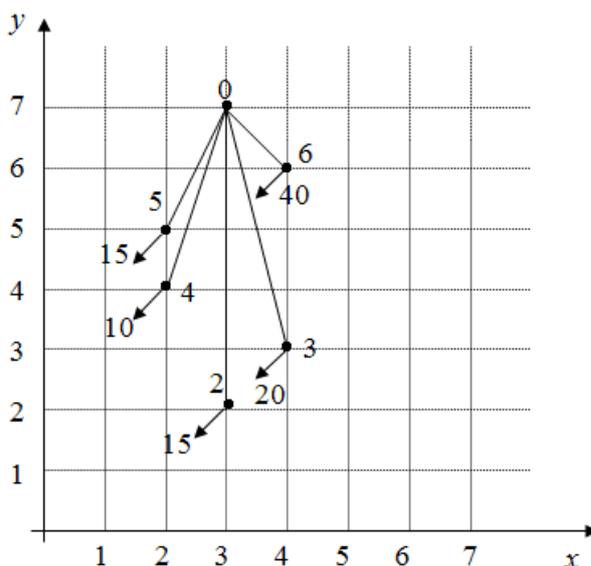


Figura 14 : Resultado após a 1ª iteração do método

P8: Verifica-se que ainda existem nós passíveis de análise. O nó 2 é selecionado e volta-se, então, ao passo 5 do algoritmo.

P5: As distâncias calculadas entre o nó 2 e seus nós vizinhos 3 e 4 são exibidas na tabela 9.

TABELA 9
Distância entre o nó 2 e seus nós vizinhos

Distância	
d_{23}	1,41
d_{24}	2,24

P6: Verifica-se o que é mais eficiente do ponto de vista econômico: ligar o nó 2 e os seus vizinhos diretamente à raiz ou alimentá-lo via nó 3 ou 4. Os custos calculados de atendimento do nó 2 direta e indiretamente são apresentados na tabela 10.

TABELA 10
Custos de atendimento ao nó 2

Possibilidade de ligação	Custo atendimento direto	Custo atendimento indireto
Z_{23}	19,81	12,71
Z_{24}	17,39	11,93

O atendimento ao nó 2 feito de forma indireta, seja pelo nó 3 ou nó 4 é mais econômico do que o atendimento direto. A maior eficiência é obtida quando o nó 2 é atendido via nó 4.

P7: Devem ser feitas as seguintes alterações no grafo que representa a rede:

- a carga do nó 2 é incorporada à carga do nó 4 (total de 25);
- na lista dos nós ligados ao nó 4 é acrescentado o nó 2;
- na lista dos nós ligados ao nó fonte (raiz) exclui-se o nó 2.

O resultado obtido após a segunda iteração do método é exibido na figura 15.

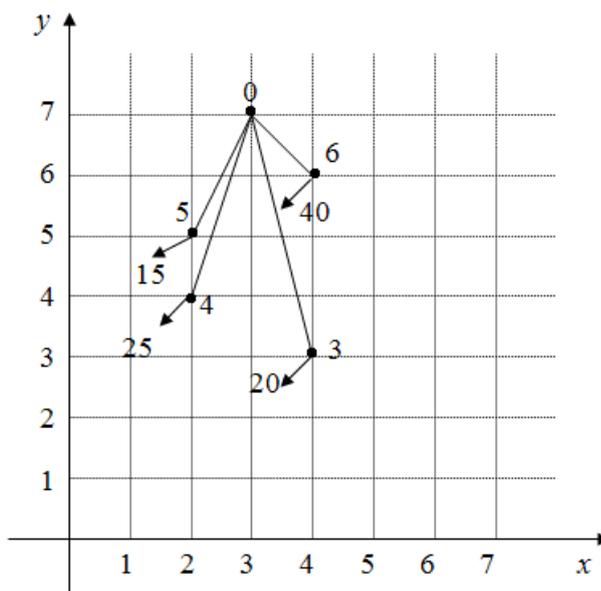


Figura 15 : Resultado após a 2ª iteração do método

P8: Verifica-se que ainda existem nós passíveis de análise. O nó 3 é selecionado e volta-se, então, ao passo 5 do algoritmo.

P5: As distâncias calculadas entre o nó 3 e seus nós vizinhos 4 e 6 são exibidas na tabela 11.

TABELA 11

Distância entre o nó 3 e seus nós vizinhos

Distância	
d_{34}	2,24
d_{36}	3,00

P6: Verifica-se o que é mais eficiente do ponto de vista econômico: ligar o nó 3 selecionado e os seus vizinhos diretamente à raiz ou alimentá-lo via nó 4, ou 6. Os custos de atendimento ao nó 3 direta e indiretamente são apresentados na tabela 12.

TABELA 12
Custos de atendimento ao nó 3

Possibilidade de ligação	Custo atendimento direto	Custo atendimento indireto
Z_{34}	16,17	12,67
Z_{36}	12,45	10,27

Os custos das possibilidades de atendimento ao nó 3, demonstram que o atendimento feito de forma indireta através do nó 6 é mais eficiente.

P7: Devem ser feitas as seguintes alterações no grafo que representa a rede:

- a carga do nó 3 é incorporada à carga do nó 6 (total de 60);
- na lista dos nós ligados ao nó 6 é acrescentado o nó 3;
- na lista dos nós ligados ao nó fonte (raiz) exclui-se o nó 3.

O resultado obtido após a terceira iteração do método pode ser visto na figura

16.

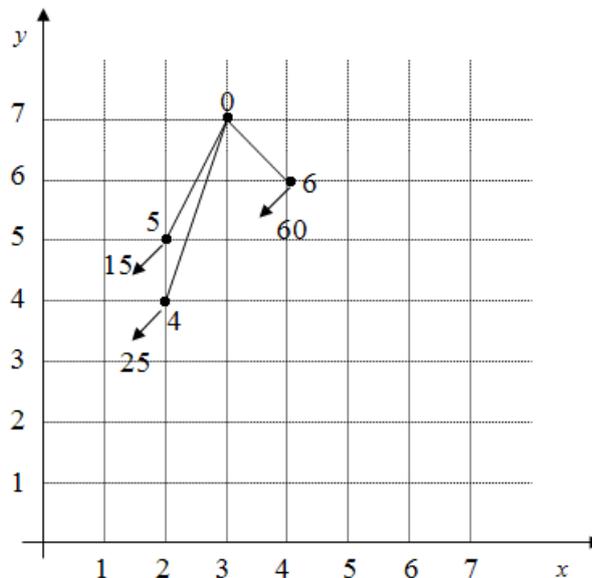


Figura 16: Resultado após a 3ª iteração do método

P8: Verifica-se que ainda existem nós passíveis de análise. O nó 4 é selecionado e volta-se, então, ao passo 5 do algoritmo.

P5: As distâncias calculadas entre o nó 4 e seus nós vizinhos 5 e 6 são exibidas na tabela 13.

TABELA 13
Distância entre o nó 4 e seus nós vizinhos

Distância	
d_{45}	1,00
d_{46}	2,82

P6: Verifica-se o que é mais eficiente do ponto de vista econômico: ligar o nó 4 selecionado e os seus vizinhos diretamente à raiz ou alimentá-lo via nó 5, ou 6. Os custos de atendimento ao nó 4 direta e indiretamente são apresentados na tabela 14.

TABELA 14
Custos de atendimento ao nó 4

Possibilidade de ligação	Custo atendimento direto	Custo atendimento indireto
Z_{45}	11,93	7,61
Z_{46}	10,78	10,36

Os custos de atendimento ao nó 4 demonstram que o atendimento feito de forma indireta através do nó 5 é mais eficiente.

P7: Devem ser feitas as seguintes alterações no grafo que representa a rede:

- a carga do nó 4 é incorporada à carga do nó 5 (total de 40);
- na lista dos nós ligados ao nó 5 é acrescentado o nó 4;
- na lista dos nós ligados ao nó fonte (raiz) exclui-se o nó 4.

O resultado obtido após a quarta iteração do método pode ser visto na figura 17.

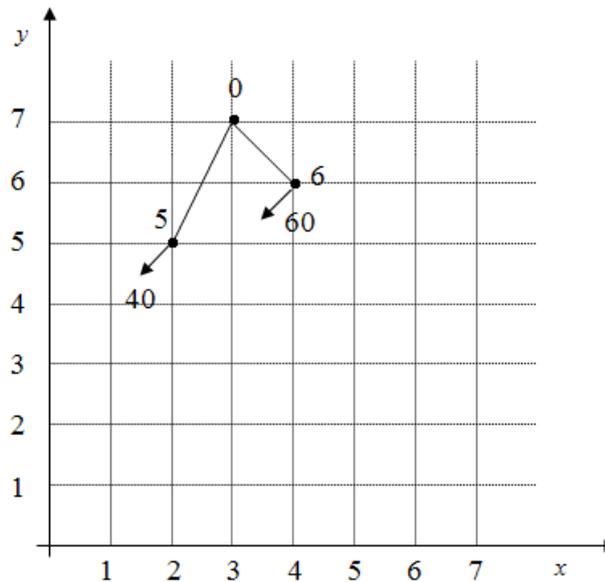


Figura 17 : Resultado após a 4ª iteração do método

P8: Por fim realiza-se a análise do nó 5.

P5: A distância calculada entre o nó 5 e o nó 6 é $d_{56} = 2,24$.

P6: Verifica-se o que é mais eficiente do ponto de vista econômico: atender os nós 5 e 6 diretamente ou ligar o nó 5 através do nó 6. Os custos de atendimento são apresentados na tabela 15.

TABELA 15
Custos de atendimento ao nó 5

Possibilidade de ligação	Custo atendimento direto	Custo atendimento indireto
d_{56}	9,04	9,61

Verifica-se que é mais viável economicamente atender os nós 5 e 6 de forma direta pelo nó fonte (individualmente).

P7: Não é necessário fazer alterações no grafo que representa a rede.

P8: Como não existem mais nós para análise, o método é finalizado. O resultado obtido após a quinta iteração é apresentado na figura 18.

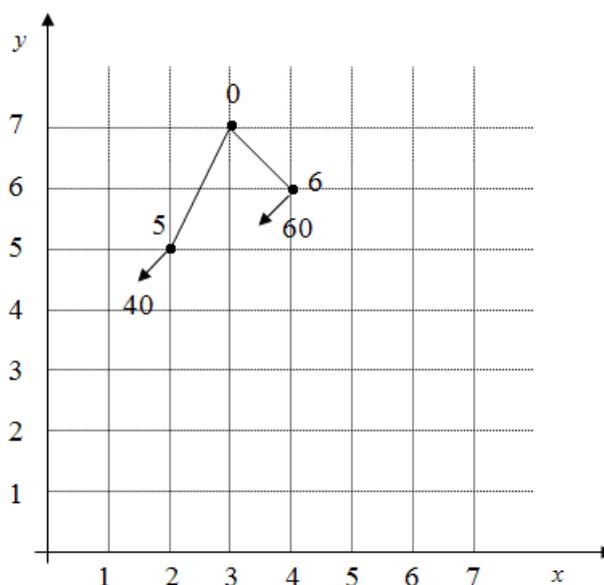


Figura 18: Resultado após a 5ª iteração do método

O traçado (topologia) final obtido para a rede exemplo, após a aplicação do Método Principal (5 iterações) é apresentado na figura 19.

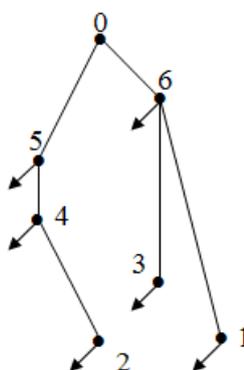


Figura 19: Traçado final do exemplo gerado pelo Método Principal

4.3 Método Complementar

O Método Complementar tem como objetivo avaliar, a partir da solução básica gerada pelo Método Principal, a viabilidade de criação de nós fictícios (com carga nula) na rede que possibilite gerar caminhos alternativos com redução no custo da solução inicialmente gerada.

Para cada conjunto de três nós de carga da solução básica que possuem ligação é determinado um nó fictício. Esse nó é definido como o ponto de Torricelli do triângulo formado pelos três nós de carga – é o nó cuja soma de sua distância aos outros três nós é mínima (DO FORTE, 2010).

A determinação do nó fictício T a partir de um conjunto de três nós conhecidos (A, B, C) pode ser feita a partir da interseção de três circunferências, as quais circunscrevem três triângulos equiláteros, formados externamente a cada lado do triângulo construído com os três nós conhecidos (vértices), conforme ilustra a figura 20. Outra forma de calcular o nó fictício T consiste em determinar a interseção dos três segmentos de reta que unem os vértices externos de cada triângulo equilátero, aos respectivos vértices opostos ao triângulo ABC. Esses segmentos são conhecidos como segmentos de Simpson (DO FORTE, 2010). No entanto, existem exceções onde a solução geométrica proposta por Torricelli não corresponde ao ponto que minimiza as distâncias (DO FORTE, 2010). Isso ocorre quando um dos ângulos do triângulo é maior ou igual a 120° , o que corresponde dizer que o nó fictício não pertence mais ao interior do triângulo que tem como vértices os três nós conhecidos. Logo, o ponto que minimiza a soma das distâncias nesse caso é o próprio nó (vértice) desse ângulo.

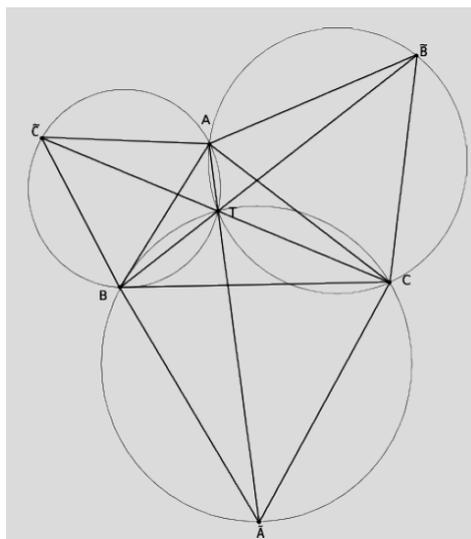


Figura 20 : Determinação do nó fictício T, para três nós de carga que possuem ligação A, B, C.
Fonte: DO FORTE, 2010

A figura 21 apresenta, de forma sintetizada, os principais passos do Método Complementar.

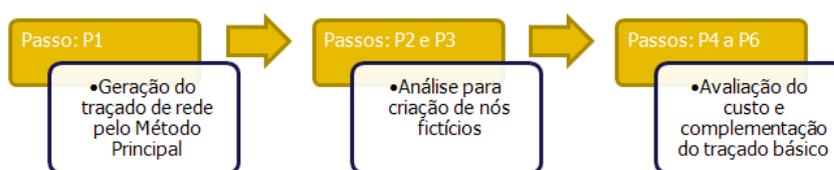


Figura 21 : Método Complementar para traçado ótimo de redes

A seguir é feito o detalhamento dos passos que compõe o Método Complementar.

P1: Considerando os dados de entrada (condutores e cargas), gerar a solução básica do traçado da rede através do Método Principal.

P2. A partir da solução básica, avaliar a possibilidade de criação de nós fictícios T a cada conjunto de três nós de carga que possuam ligação (A, B, C). Começando pelos nós mais distantes da fonte, verificar se um dado nó A possui em sua lista pelo menos outros 2 nós a jusante (B e C). Caso contrário, passe a análise para outro nó;

P3. Verificar se existe ângulo maior do que 120° no triângulo formado pelos nós selecionados. Caso exista, passe para outro nó. Caso contrário, calcular o nó fictício associado;

P4. Calcular as distâncias entre os 3 nós de carga (A, B, C) e o ponto fictício T gerado no item anterior. Calcular o custo de atendimento das cargas B e C através do nó fictício T e comparar com o custo de atendimento via solução básica (por A);

P5. Se o custo de atendimento através do nó fictício for inferior ao custo de atendimento via solução básica, inserir os nós B e C na lista do nó fictício T, e inserir o nó fictício T na lista do nó A. Apagar os nós B e C da lista do nó A;

P6. Reavaliar a possibilidade de criação de novos nós fictícios (voltar ao passo P2), até atingir o nó fonte.

Para determinação dos nós fictícios foi desenvolvido uma rotina no ambiente de programação do Matlab R14, o qual consta no anexo C. O funcionamento do Método Complementar é apresentado a seguir considerando o mesmo exemplo didático da seção 4.2.

Exemplo ilustrativo de aplicação do Método Complementar

P1: A partir dos dados de entrada exibidos na tabela 6 e do Método Principal é gerada a solução básica para o traçado da rede (figura 19).

P2. Avaliação da possibilidade de criação de nós fictícios a partir da solução básica, começando pelos nós mais distantes do nó fonte:

Nó 1: não é possível pois não possui nenhum nó ligado a jusante;

- Nó 2: não é possível pois não possui nenhum nó ligado a jusante;
 Nó 3: não é possível pois não possui nenhum nó ligado a jusante;
 Nó 4: não é possível pois possui apenas um nó ligado a jusante – o nó 2;
 Nó 5: não é possível pois possui apenas um nó ligado a jusante – o nó 4;
 Nó 6: **é possível** pois possui dois nós ligados a jusante – os nós 1 e 3.

P3. O triângulo formado pelos nós 6, 1 e 3 possui o maior ângulo igual a 135° .
 Portanto, não é viável determinar o nó fictício nesse caso, devendo-se passar para o próximo nó (voltar ao passo 2).

- P2: Nó 0: **é possível** pois possui dois nós ligados a jusante – os nós 5 e 6;

P3. O triângulo formado pelos nós 0, 5 e 6 possui o maior ângulo igual a 72° .
 Portanto, é viável determinar um nó fictício nesse caso. As coordenadas calculadas do nó fictício são $x = 3,21$ e $y = 6,21$ conforme mostra a figura 22.

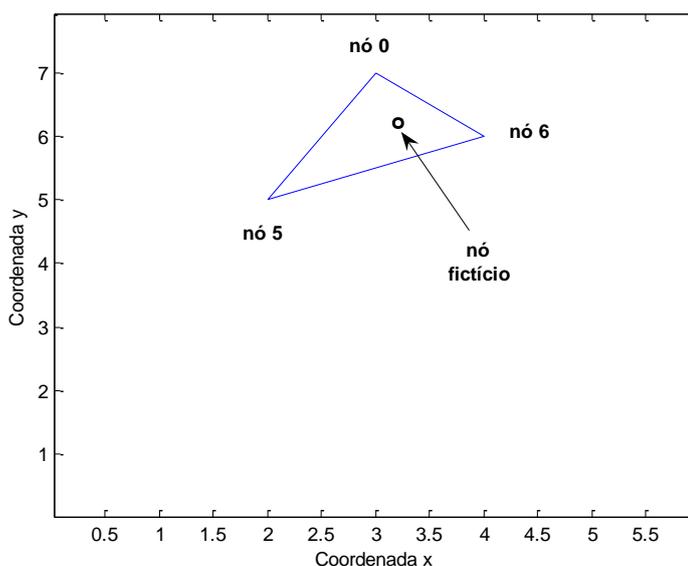


Figura 22 : Nó fictício relativo ao triângulo formado pelos nós 0, 5 e 6.

P4. Os custos de atendimento dos nós 5 e 6, considerando a inserção do nó fictício e através da solução básica, são apresentados na tabela 16.

TABELA 16

Custo de atendimento aos nós 5 e 6 com e sem nó fictício

Possibilidade de ligação	Custo atendimento
Via nó Fictício	8,68
Solução Básica	9,04

P5. Como o custo de atendimento através do nó fictício é inferior ao custo de atendimento via solução básica são feitas as seguintes modificações no grafo que representa a solução básica:

- os nós 5 e 6 são inseridos na lista do nó fictício gerado;
- o nó fictício é acrescentado na lista do nó 0;
- os nós 5 e 6 são apagados da lista do nó 0.

P6. Como o nó inicial foi atingido (nó 0) o método é finalizado. A solução gerada pelo Método Complementar é exibida na figura 23. Para esse exemplo ilustrativo houve redução de 5% do custo total da solução complementar em relação ao custo da solução básica.

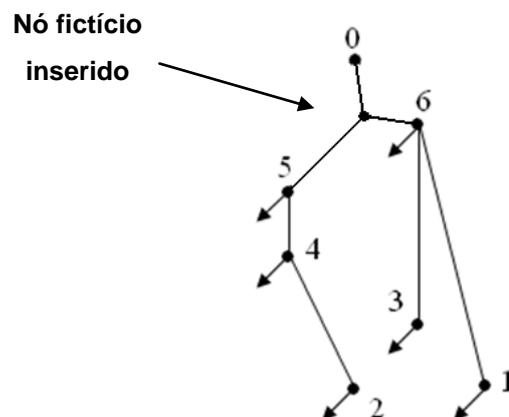


Figura 23 : Solução gerada pelo Método Complementar

4.4 Algoritmo de Prim

Uma técnica comumente empregada para resolução de problemas de determinação de caminhos de custo mínimo é o Algoritmo de Prim (SEDGWICK, 2002). A partir do conhecimento prévio de um grafo conexo representado por $G=(E;V)$, onde E corresponde às arestas e V aos vértices desse grafo, com pesos P para cada aresta (por exemplo a distância entre dois vértices) são realizados os seguintes passos:

- a) o subconjunto S forma uma única árvore, e a aresta segura E adicionada a S é sempre uma aresta de peso mínimo conectando a árvore a um vértice V que não esteja na árvore;
- b) a árvore começa por um vértice qualquer e cresce até conter (gerar) todos os vértices do grafo original;
- c) a cada passo, uma aresta leve (com menor peso ente as possíveis) é adicionada à árvore S , conectando S a um novo vértice V ;
- d) ao término dos passos anteriores, as arestas em S formam uma árvore geradora mínima.

A figura 24 apresenta um exemplo ilustrativo do funcionamento do algoritmo de Prim. A partir do grafo conexo com pesos do diagrama a, e aplicando-se os procedimentos descritos anteriormente – diagramas b até e, obtém-se a árvore de custo mínimo mostrada no diagrama f.

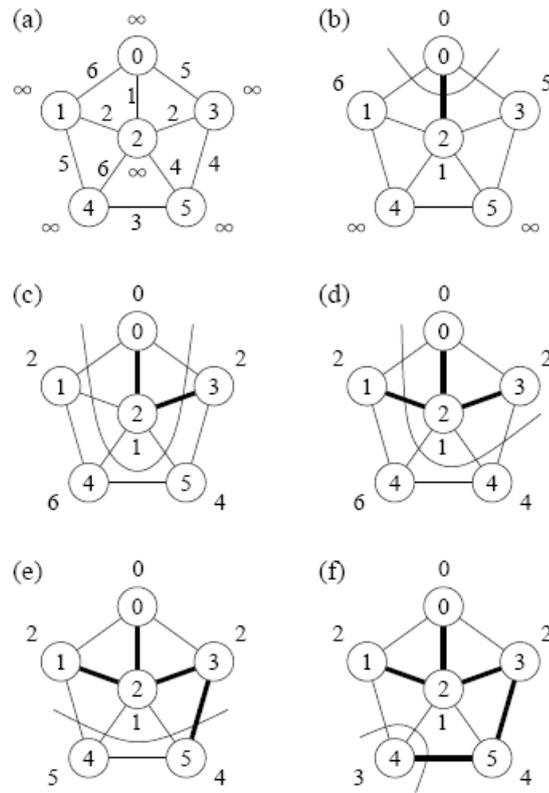


Figura 24: Exemplo ilustrativo do funcionamento do Algoritmo de Prim
 Fonte: WIKIPÉDIA – ROMULO PENIDO, 2006.

Nessa pesquisa, o Algoritmo de Prim é utilizado como uma referência para comparação dos resultados gerados pela metodologia proposta (capítulo 5).

5 ESTUDO DE CASO: APLICAÇÃO DA METODOLOGIA SOBRE UM CONJUNTO REAL DE PONTOS DE CARGA

5.1 Introdução

Nesse capítulo são apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia desenvolvida para traçado de RD num conjunto de cargas reais situadas na área de concessão da CEMIG. As soluções de traçado de rede geradas pelo Método Principal e pelo Método Complementar são obtidas considerando-se dois cenários: cargas reduzidas e cargas aumentadas. São apresentadas também as soluções de traçado de rede obtidas com a aplicação do Algoritmo de Prim, o qual é utilizado nessa pesquisa como uma referência comparativa.

5.2 Informações de entrada

As informações de entrada necessárias para aplicação dos métodos de traçado de novas RD, conforme exposto no capítulo 3, são:

- a) parâmetros técnicos e econômicos para montagem da função objetivo;
- b) coordenadas geográficas e demandas das cargas a serem atendidas.

A construção da função objetivo, que já foi objeto de estudo do capítulo 3, depende de parâmetros técnicos (resistência, tensão, fator de potência) e de custo (investimento, manutenção, perdas) associados aos condutores padronizados. A rede existente próxima ao conjunto de cargas a ser atendido possui tensão nominal de linha de 13,8 kV e os condutores disponíveis são do tipo 4 CAA (típicos do

programa de Universalização de Energia Luz para Todos). Considerando isso, os coeficientes da função objetivo de custo, extraídos da tabela 4, são $a_k = 27.278$ e $b_k = 74.430$.

A figura 25 apresenta uma visão do conjunto de cargas a ser atendido - 18 cargas monofásicas de 5 kVA, feita com a utilização do software de análise geoespacial *Geomedia*. As coordenadas geográficas das cargas (no sistema UTM) são exibidas na tabela 17.

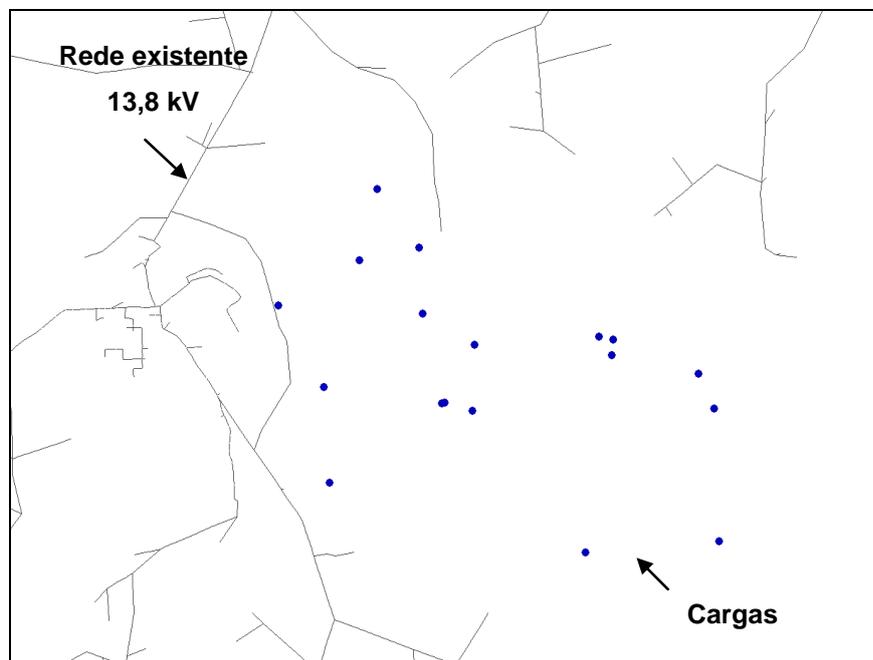


Figura 25 : Visão georreferenciada do conjunto de cargas a ser atendido e da rede existente

Fonte: Sistema georreferenciado da Companhia Energética de Minas Gerais, 2011

TABELA 17
Coordenadas geográficas das cargas

Carga	Abcissa	Ordenada
1	608790.0	7629815.0
2	610821.0	7628761.0
3	610506.0	7628834.0
4	613189.0	7629132.0
5	609642.0	7630272.0
6	610538.0	7628841.0
7	612295.0	7629475.0
8	609829.0	7630986.0
9	612282.0	7629315.0
10	613404.0	7627453.0
11	612010.0	7627343.0
12	609273.0	7628996.0
13	609327.0	7628038.0
14	612152.0	7629507.0
15	610306.0	7629737.0
16	610845.0	7629426.0
17	610267.0	7630397.0
18	613354.0	7628785.0

Fonte: Sistema georreferenciado da Companhia Energética de Minas Gerais, 2011

5.3 Cenário 1: Cargas Reduzidas

Para esse cenário, a potência nominal das cargas não é modificada, sendo considerado o valor real de 5 kVA para cada ponto de carga. Apesar dos Métodos propostos considerarem um único ponto fonte com ponto de partida, durante o processo é verificado também se existe ou não algum outro trecho de rede próximo à carga em análise sendo inserida uma restrição de comprimento máximo permissível de 2 km para esse estudo de caso. Em caso positivo, o custo de ligação é avaliado e o nó pode ou não ser conectado diretamente ao trecho da rede existente mais próximo. A aplicação do Método Principal possibilitou a geração do traçado de rede apresentado na figura 26, cuja extensão total é de 11,60 km. A figura 27 mostra o resultado do traçado obtido através da aplicação do Método

Complementar. Verifica-se a criação de dois nós de carga fictícios (caminhos alternativos para a rede) sendo que a extensão total obtida foi de 11,26 km. O traçado obtido pela aplicação do Algoritmo de Prim (extensão de 10,47 km) é apresentado na figura 28.



Figura 26: Traçado gerado pelo Método Principal para o cenário de cargas reduzidas

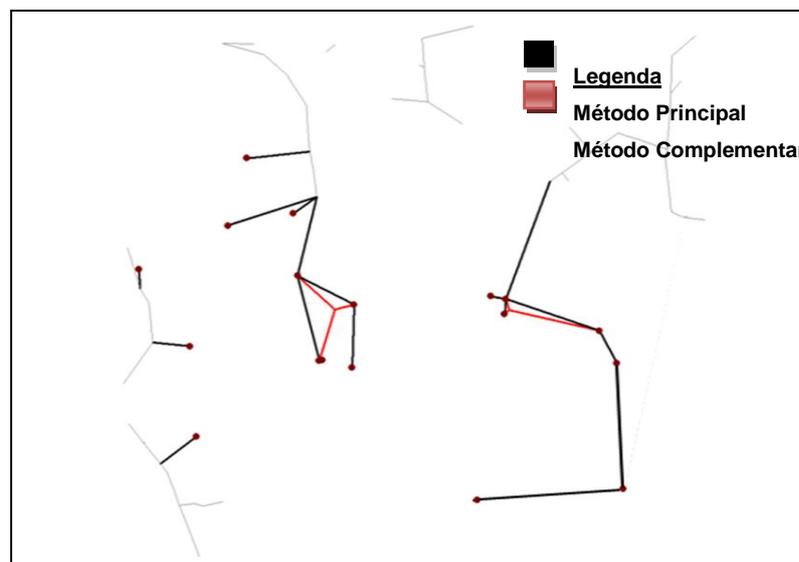


Figura 27: Traçado gerado pelo Método Complementar para o cenário de cargas reduzidas

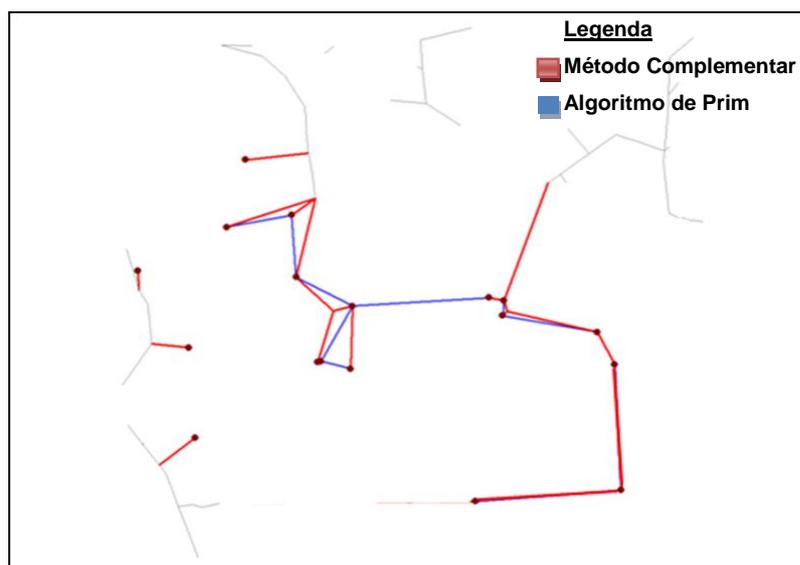


Figura 28: Traçado gerado pelo Algoritmo de Prim para o cenário de cargas reduzidas

O valor total calculado da função de custo para cada uma das metodologias anteriormente empregadas, assim como a extensão de rede, pode ser visto na tabela 18. Os resultados mostram que o Método Complementar produz uma redução de 1,1% no custo em relação ao Método Principal. Para projetos cujo volume de investimentos é relativamente pequeno essa diferença torna-se irrelevante. Porém em casos de investimentos maiores, como na construção de um alimentador, ou trecho com extensão considerável de rede e cargas elevadas, um pequeno percentual de melhoria de eficiência poderá significar uma economia substancial no custo total da obra.

Embora a solução obtida através do Método Complementar apresente custo um pouco superior ao custo da solução do Algoritmo de Prim (9%), percebe-se que as soluções geradas pelos dois métodos apresentam certa similaridade. Isso pode ser explicado pelo fato de que nesse cenário as cargas são reduzidas, e o impacto na parcela de custo variável com a carga (custo das perdas) é muito pequeno. Dessa forma, ambas as soluções tendem a convergir para traçados que estejam associados com distâncias mínimas.

TABELA 18
Custos dos diferentes métodos - cenário de cargas reduzidas

Metodologia de Traçado de Rede	Extensão Total (km)	Custo Total (R\$)
Método Principal	11,60	316.712
Método Complementar	11,26	313.239
Algoritmo de Prim	10,47	286.210

5.4 Cenário 2: Cargas Aumentadas

Para avaliar a sensibilidade dos métodos desenvolvidos nessa pesquisa com relação à magnitude das cargas, são gerados os traçados de rede para um cenário que considera um aumento na potência do conjunto de cargas. Cada um dos dezoito pontos de carga a ser atendido tem sua potência nominal multiplicada em 30 vezes, ou seja, cada ponto de carga passa a ter uma potência nominal igual a 150 kVA. O Método Principal gerou o traçado de rede exibido na figura 29, cuja extensão total é igual a 13,64 km. A aplicação do Método Complementar produziu a mesma solução gerada pelo Método Principal. Com o Algoritmo de Prim, foi gerada a mesma solução de rede do cenário de cargas reduzidas, com extensão de 10,47 km (figura 28). As soluções produzidas pelo Método Principal e pelo Algoritmo de Prim são exibidas na figura 30.

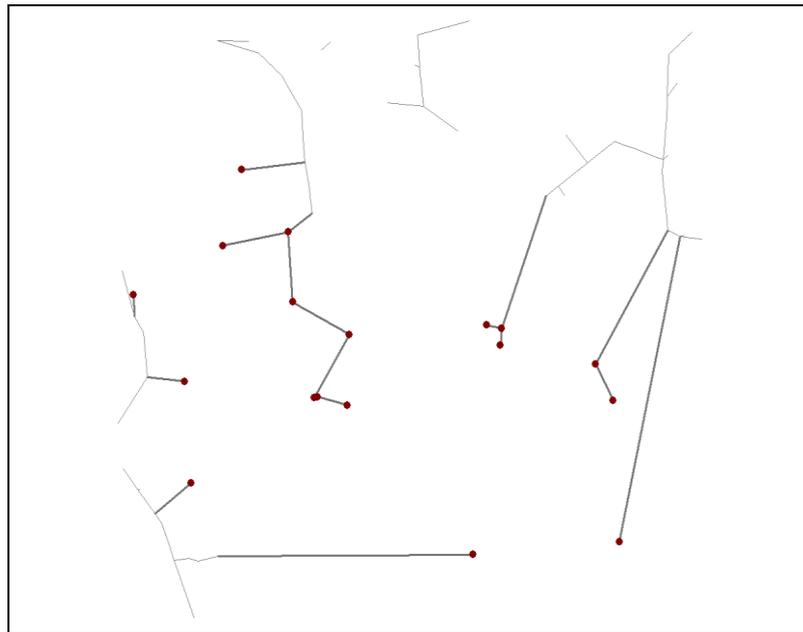


Figura 29 : Traçado gerado pelo Método Principal para o cenário de cargas aumentadas

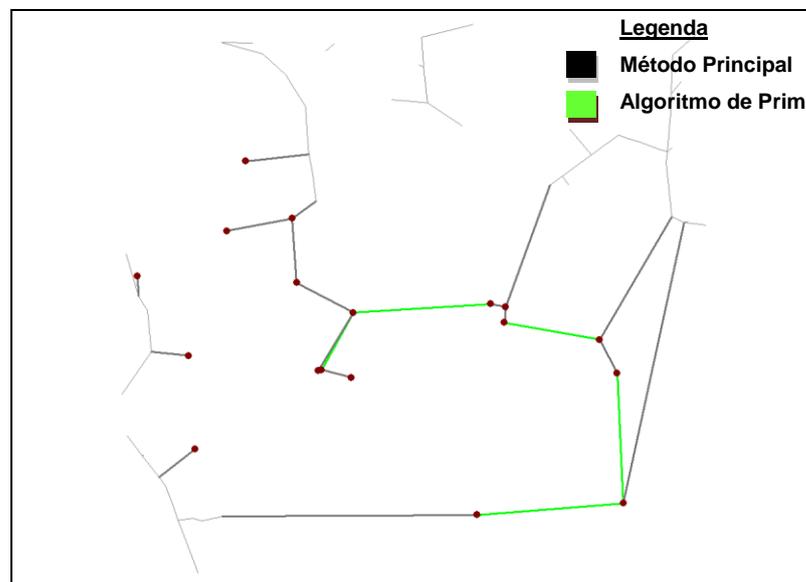


Figura 30: Traçados gerados pelo Método Principal e Algoritmo de Prim para o cenário de cargas aumentadas

Os valores da função de custo para o Método Principal e para o Algoritmo de Prim, bem como a extensão de rede gerada, são apresentados na tabela 19. Os resultados mostram que o Método Principal produz uma solução com custo 12,5% inferior em relação ao Algoritmo de Prim. Como as cargas são elevadas nesse cenário, o impacto da parcela variável com a demanda na função de custo total (custo das perdas) é significativo, o que faz com que o Método Principal produza uma solução de traçado mais eficiente. Esse mesmo comportamento não é verificado no Algoritmo de Prim, já que esse algoritmo utiliza em seu direcionamento apenas as distâncias entre as cargas como pesos para tomada de decisão.

TABELA 19

Custos do Método Principal e Algoritmo de Prim – cenário de cargas aumentadas

Metodologia de Traçado de Rede	Extensão Total (km)	Custo Total (R\$)
Método Principal	13,64	466.047
Algoritmo de Prim	10,47	532.416

6 CONCLUSÕES E PROPOSIÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O estudo e a utilização de modelos e métodos para otimização do planejamento da expansão de sistemas de distribuição são de grande importância para as distribuidoras de energia elétrica, uma vez que contribuem para automatização de rotinas, realização de investimentos mais prudentes, modicidade tarifária e redução do impacto ambiental, dentre outros aspectos.

Nessa pesquisa foi desenvolvido um método leve (com desempenho computacional adequado) para traçado de redes de distribuição de energia elétrica. Inicialmente foi apresentado o desenvolvimento do Método Principal, o qual é baseado na idéia de "ligação" sucessiva de nós elétricos, avaliando-se a viabilidade da alimentação através de nós mais próximos ou das subestações. Para realizar a análise de viabilidade foi construída uma função objetivo, para contemplar os principais parâmetros de custo associados com as alternativas de expansão (investimentos para construção das novas redes, custos das perdas elétricas, custos de operação e manutenção).

Adicionalmente, foi desenvolvido um Método Complementar que, a partir da solução básica gerada pelo Método Principal, avalia a possibilidade de inserção de nós fictícios na rede com o objetivo de melhorar a solução inicialmente obtida.

Para avaliar a aplicabilidade dos métodos desenvolvidos, foi realizado um estudo de caso a partir de um conjunto real de pontos de carga. Nas simulações, foram geradas soluções de traçado de rede pelos Métodos Principal e Complementar, bem como pelo Algoritmo de Prim, esse utilizado como um referencial para comparação das soluções. Os resultados obtidos mostram que os métodos desenvolvidos nessa pesquisa encontram maior aplicação em situações onde as cargas atendidas são elevadas. Isso ocorre porque nesses casos a parcela variável com a demanda da função de custo total cresce significativamente, influenciando no traçado final. Levando em consideração o baixo custo computacional dos métodos desenvolvidos, eles podem ser usados paralelamente

com outros métodos para aumentar eficiência das soluções relacionadas ao traçado de redes de distribuição de energia elétrica.

Essa dissertação constitui-se numa das etapas do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D 210, financiado pela CEMIG e aprovado pela ANEEL, e intitulado "Desenvolvimento de Modelos e Métodos para Otimização da Expansão do Sistema de Distribuição de Média Tensão". Esse projeto se encontra em andamento e possui outras etapas importantes como o desenvolvimento de métodos de otimização para recondutoramento de redes de distribuição e também para a localização de SE.

Como contribuições para trabalhos futuros, sugerem-se as seguintes propostas de pesquisa:

- a) realizar uma série de experimentações para um conjunto amplo e variado de redes de distribuição;
- b) acrescentar aos métodos desenvolvidos a consideração de cenários que levem em conta os aspectos de incerteza das informações com base na construção e análise das matrizes *payoff* conforme descrito em EKEL e outros (2011);
- c) agregar à metodologia desenvolvida outros parâmetros restritivos como aspectos específicos da região onde se deseja construir a rede - relevo e características das ruas, por exemplo;
- d) avaliar a viabilidade de alterar o Método Principal para incluir a análise dos nós fictícios – incorporação do Método Complementar;
- e) avaliar a aplicabilidade dos métodos desenvolvidos para a expansão de sistemas de transmissão.
- f) ampliar a função de custo desenvolvida, considerando custos de operação como multas (penalidades) e energia não suprida;
- g) incorporar aos métodos desenvolvidos restrições de carregamento, tensão e confiabilidade, bem como considerar outros tipos de rede, sistema de chaveamento, proteção e interligações.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA-ABRADEE. **Método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição**. Documento Técnico 19.34. Brasília, 2005. 28 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - Módulo 1: Introdução**. Brasília, 2011. 60 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - Módulo 7: Cálculo de perdas na distribuição**. Brasília, 2010. 22 p.

ALMEIDA, Marcelo S.; MANTOVANI, José R. S.; ROMERO, Rubén A. Alocação ótima de subestações e alimentadores em sistemas de distribuição de energia elétrica usando um algoritmo de branch-and-bound. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 14, 2002, Natal. **Anais...Natal**, 2002. p.1916-1821.

AOKI, K. *et al.* New approximate optimization method for distribution system planning. **IEEE Transactions On Power Systems**, New Jersey, v.5, n.1, p.126-132, 1990.

ARAÚJO, Whester J. **Otimização de alocação de fontes de potência reativa em sistemas de distribuição**. 2005. 125f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte.

BOULAXIS, Nicholas G.; PAPADOPOULOS, Michael P. Optimal Feeder Routing in Distribution System Planning Using Dynamic Programming Technique and GIS Facilities. **IEEE Transaction on Power Delivery**, [S.l.], v.17, n.1, p.242-247, 2002.

BRAUNER, G.; ZOBEL, M. Knowledge based planning of distribution networks. **IEEE Transaction on Power Systems**, New Jersey, v.9, n.2, p.942-948, 1994.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG. **Análise técnico-econômica de alternativas.** Belo Horizonte, 1983. 80 p.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG. **Critérios técnicos para o planejamento elétrico da distribuição.** Belo Horizonte, 2007. 56 p.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG. **Cemig em números.** Belo Horizonte, 2010a. 13 p.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG. **Tabela de Orçamento de redes aéreas.** Belo Horizonte, 2010b. 64 p.

DÍAZ-DORADO, Eloy; CIDRÁS, José; MÍGUEZ, Edelmiro. Application of Evolutionary Algorithms for the Planning of Urban Distribution Networks of Medium Voltage. **IEEE Transaction on Power Systems**, New Jersey, v.17, n.3, p.879-884, 2002.

DO FORTE, V. L. **Algoritmos de otimização aplicados ao problema de Steiner em n dimensões.** 2010. 114f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

EKEL P. *et al.* Multicriteria analysis based on constructing payoff matrices and applying methods of decision making in fuzzy environment, **Optimization and Engineering**, [S.l.], vol. 12, n.1, p.5-29, 2011.

FARAG, M. A.; EL-METWALLY, M. M.; BAGES, M. S. A new model for distribution system planning. **Electrical Power and Energy Systems**, [S.l.], v.21, n.8, p.523-531, 1999.

FUNDAÇÃO DE DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA - FUNDEP. **Desenvolvimento de modelos e métodos para otimização da expansão do sistema de distribuição de média tensão:** Método para a escolha ótima de estruturas e parâmetros de redes de distribuição. Relatório parcial do Projeto D210, Belo Horizonte: 2009. 20 p.

GLAMOCANIN, V.; FILLIPOVIC, V. Open loop distribution system design. **IEEE Transaction on Power Delivery**, [S.l.], v.8, n.4, p.1900-1906, 1993.

GONEN, T.; ROSADO, I. Ramirez. Review of distribution system planning models: a model for optimal multi-stage planning. **IEEE Proceedings - C**, [S.l.], v.133, n.7, p.397-408, 1986.

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

HAFFNER, S. *et al.* Optimization model for expansion planning of distribution systems, In: IEEE/PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE: LATIN AMERICA, 2004, [S.l.]. **Anais...**[S.l.], 2004. p.457-463.

HAFFNER, S. *et al.* Modelo multi-estágio de otimização para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição. **Revista Controle e Automação**, Campinas, vol. 17, n.4, 2006, p. 478-492.

JIMÉNEZ-ESTÉVEZ, Guillermo A.; VARGAS Luis S.; MARIANOV Vladimir. Determination of Feeder Areas for the Design of Large Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v.25, n.3, p.1912-1922, 2010.

JONNAVITHULA, Satish; BILLINTON, Roy. Minimum Cost Analysis of Feeder Routing in Distribution System Planning. **IEEE Transaction on Power Systems**, New Jersey, v.11, n.4, p.1935-1940, 1996.

KAGAN, N.; ADAMS, R. N. A Benders decomposition approach to the multiobjective distribution planning problem. **Electrical Power e Energy Systems**, [S.l.], v.15, n.5, p.259-271,1993.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. Barioni de; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1. Ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2005. 344 p.

KAGAN, N. *et al.* **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2009. 228 p.

KASAEI, M.J.; GANDOMKAR, M. Loss reduction in distribution network using simultaneous capacitor placement and reconfiguration with ant colony algorithm, In: POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE (APPEEC): ASIA-PACIFIC, 2010, Chengdu. **Anais...**Chengdu, 2010. p.1-4.

KHATOR, Suresh. K.; LEUNG, Lawrence. C. Power distribution planning: A review of models and issues. **IEEE Transaction on Power Systems**, New Jersey, v.12, n.3, p.1151-1159, 1997.

KRISHANS, Zigurds; NEIMANE, Viktoria; ANDERSSON, Goran. Dynamic model for planning of reinforcement investments in distribution networks. In: POWER SYSTEM COMPUTATION CONFERENCE, 13, 1999, Trondheim. **Anais...Trondheim**, 1999. p. 863-869.

KUWABARA, H.; NARA, K. Multi-year and multi-state distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange. **IEEE Transaction on Power Delivery**, [S.I.], v.12, n.1, p.457-463, 1997.

MANDAL, S. Optimal Selection of Conductors for Distribution Feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, New Jersey, v.17, n.1, p.192-197, 2002.

MENEZES, V. Tiago. **Estratégia para análise de fundamento de tensão no planejamento do sistema elétrico**. Outubro, 2007. 151f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal De Minas Gerais, Belo Horizonte.

MÉFFE, André. **Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição**. 2001. 152f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.

MIGUEZ, E. *et al.* An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning. **IEEE Transaction on Power Systems**, New Jersey, v.17, n.4, p.931-936, 2002.

NAJAFI *et al.* A Framework for Optimal Planning in Large Distribution Networks. **IEEE Transaction on Power Systems**, New Jersey, v.24, n.2, p.1019-1028, 2009.

NARA, K. *et al.* Multi-year expansion planning for distribution systems. **IEEE Transaction on Power Systems**, New Jersey, v.6, n.3, p.952-958, 1991.

NARA, K. *et al.* Distribution system expansion planning by multi-stage branch exchange, **IEEE Transaction on Power Systems**, New Jersey, v.7, n.1, p.208-214, 1992

OLIVEIRA, C. C. Barioni de; KAGAN, N. Distribution expansion planning under uncertainty by a best first search technique. In: POWER SYSTEM COMPUTATION CONFERENCE, 13, 1999, Trondheim. **Anais...**Trondheim, 1999. p.870-876.

PEDRYCZ, W.; EKEL, P.; PARREIRAS R., **Fuzzy multicriteria decision-making: models, methods, and applications**. 1. ed. New York: John Wiley & Sons, 2011. p - 338.

PEPONIS, G. J.; PAPADOPOULOS, M. P. New dynamic, branch exchange method for optimal distribution system planning. **IEEE Proceedings - C**, [S.l.], v.144, n.3, p.333-339, 1997.

PEREIRA, Murilo, T. **Proposta de avaliação para o problema de steiner geométrico em duas e três dimensões**. 1998. 132f. Dissertação (Mestrado em Computação) – Universidade Federal de Pernambuco, Pernambuco.

PONNAVAIKKO, M.; RAO, K. S. Prakasa. Optimal distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, [S.l.], v.100, n.6, p.2969-2976, 1981.

PRAKHOVNIK, A. V.; EKEL, P. I.; BONDARENKO, A. F. Modelos e Métodos de Otimização e Controle de Modos de Operação de Sistemas de Fornecimento de Energia Elétrica, Kiev, **ISDO**, 1994.

ROMERO, R. *et al.* Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning, **IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, [S.l.], vol. 149, n. 1, p. 27-36, 2002.

ROMERO, R.; ROCHA, C. Evaluation of hybrid models for static and multistage transmission system planning, **Revista Controle e Automação**, Campinas, vol. 18, no. 1, 2007, pp. 106-114.

ROSADO I. J. Ramirez; GONEN, T. Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New Jersey, v.6, n.1, p.245-254, 1991.

SEDGEWICK, Robert. **Algorithms in C++ - Part 5: Graph Algorithms**. 3. Ed. Princeton: Addison-Wesley, 2002. 528 p.

TEMRAZ, H. K.; QUINTANA, V. H. Distribution system expansion planning: An overview. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.26, n.1, p.61-70, 1993.

YEHIA, Mounir A. *et al.* A Heuristic Algorithm for Electric Distribution Networks Optimal Feeder Configuration Using Geographic Information System. **IEEE Transaction on Power Systems**, New Jersey, v.17, n.4, p.1232-1237, 2002.

WANG, K. P.; CHEUNG, H. N. Artificial intelligence approach to load allocation in distribution substations. **IEEE Proceedings - C**, [S.l.], v.134, n.5, p.357-364, 1987.

ANEXO A – PERDAS POR SEGMENTO DO SISTEMA

Tabela A.1 – Participação dos segmentos no total de perdas técnicas

PARTICIPAÇÃO NO TOTAL DE PERDAS TÉCNICAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	
Segmento	Faixa Esperada (%)
Transformadores de Subestações	9 – 15
Rede Primária	15-28
Transformadores de Distribuição	15-26
Rede Secundária	9 – 20
Ramais de Ligação	1 – 4
Medidores de Energia	2 – 5

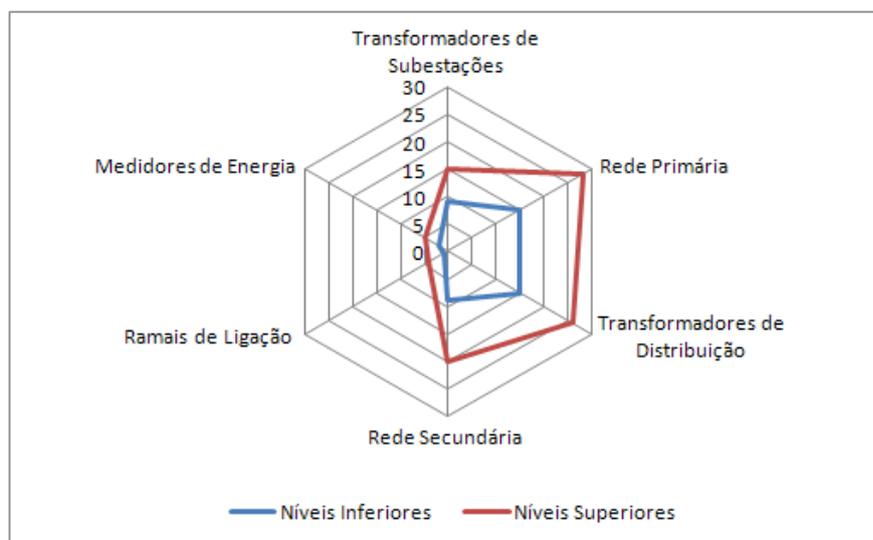


Figura A.1 – Faixas de variação por segmento em relação ao total de perdas técnicas

ANEXO B – ROTINA EM AMBIENTE MATLAB R12 PARA CÁLCULO DAS FUNÇÕES DE CUSTO

```

% INICIALIZAÇÃO DE VARIÁVEIS
z=zeros(5,s);          % Armazena as cinco curvas
ajuste=10^6;
% sequencia de cabos (5 cabos) #4 #2 #1/0 #4/0 #336
r=[1.6397 1.0323 0.65 0.3257 0.203];          % resistencia especifica
C=[15567.29 17268.63 22368.96 36390.32 47016.3];%investimento inicial
% GERA VALORES DE P UNIFORMEMENTE ESPAÇADOS
p=linspace(0,10,s);
% FATORES DE CORREÇÃO DE VALOR PRESENTE
vp1=((1+d)^h-1)/(d*(1+d)^h);
vp2=1/((1+d)^h);
vp3=(1-((1+j)/(1+d))^h)/(d-j);
% CÁLCULO DE CUSTOS TOTAIS PARA DIFERENTES CARGAS
for i=1:5
om=vp1*pom*C(i);          % operação e manutenção
dep=vp1*pdep*C(i);          % depreciação
vr=vp2*pvr*C(i);          % valor residual
a(i)=C(i)+om+dep-vr;
b(i)=vp3*8760*1000*fperdas*r(i)*W/(V*fpot)^2;
z(i,1:end)=a(i)+b(i)*p.^2;
end
% CURVA DE CUSTO MÍNIMO
for i=1:s
y(i)=min([z(1,i) z(2,i) z(3,i) z(4,i) z(5,i)]);
end
% APROXIMAÇÃO LINEAR
x=p;
mediax=mean(x);
mediay=mean(y);
bb= sum((x-mediax).*(y-mediay))/sum((x-mediax).^2);
aa= mean(y)-bb*mean(x);

```

Criterio economico

Horizonte (anos): Numero de pontos para aproximação linear:

Taxa anual de desconto:

Preço de compra de energia (R\$/MWh):

Tensao entre fases (kV):

Fator de potencia:

Fator de perdas:

Crescimento da carga:

Manutenção e operação:

Depreciação:

Valor residual:

Curvas

#4 a1:	<input type="text" value="27278"/>	b1:	<input type="text" value="10299.7"/>
#2 a2:	<input type="text" value="30259.2"/>	b2:	<input type="text" value="6484.34"/>
#1/0 a3:	<input type="text" value="39196.3"/>	b3:	<input type="text" value="4082.94"/>
#4/0 a4:	<input type="text" value="63765.4"/>	b4:	<input type="text" value="2045.87"/>
#336 a5:	<input type="text" value="82384.9"/>	b5:	<input type="text" value="1275.13"/>

Reta

a:	<input type="text" value="20645.7"/>	b:	<input type="text" value="18274.5"/>
----	--------------------------------------	----	--------------------------------------

ANEXO C – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL EM AMBIENTE MATLAB R14 PARA CÁLCULO DOS NÓS FICTÍCIOS

```

function [x,y, maior_angulo] = PontodeTorriceli_v4(xa,ya, xb,yb, xc,yc)
%Calcula os comprimentos dos lados do triangulo ABC////////////////////////////////////
dab=sqrt((xa-xb)^2+(ya-yb)^2);
dbc=sqrt((xb-xc)^2+(yb-yc)^2);
dca=sqrt((xc-xa)^2+(yc-ya)^2);

%Calcula os ângulos do triângulo////////////////////////////////////
%////////////////////////////////////

if(xa==xb)

    %Calcula o ângulo teta c////////////////////////////////////
    %Fórmula válida para ângulos agudos (<90)

    mbc = (yb-yc)/(xb-xc);
    mac = (ya-yc)/(xa-xc);
    teta_c = (180/pi)*atan(abs((mbc-mac)/(1+mbc*mac)));

    %Calcula os ângulos teta_a e teta_b pela lei dos senos

    teta_a= (180/pi)*asin(dbc/dab*sin(teta_c*pi/180));
    teta_b= (180/pi)*asin(dca/dab*sin(teta_c*pi/180));

    %Verificação parcial do maior ângulo do triângulo

    maior_angulo = teta_c;
    if (teta_a> maior_angulo)
        maior_angulo=teta_a;
    end
    if (teta_b>maior_angulo)
        maior_angulo=teta_b;
    end
end

```

```

        %Verifica a soma dos ângulos do triângulo, caso seja diferente de
180
        %recalcula os ângulo teta_c, teta_a e
teta_b////////////////////////////////////

        if (teta_a+teta_b+teta_c)<(0.999*180) || (teta_a+teta_b+teta_c) >
(1.001*180)

            if (maior_angulo==teta_c)
                teta_c = 180 - teta_c;
                teta_a= (180/pi)*asin(dbc/dab*sin(teta_c*pi/180));
                teta_b= (180/pi)*asin(dca/dab*sin(teta_c*pi/180));
                maior_angulo=teta_c;
            end

            if (maior_angulo==teta_b)
                teta_b = 180 - teta_b;
                teta_a= (180/pi)*asin(dbc/dca*sin(teta_b*pi/180));
                teta_c= (180/pi)*asin(dab/dca*sin(teta_b*pi/180));
                maior_angulo=teta_b;
            end

            if (maior_angulo==teta_a)
                teta_a = 180 - teta_a;
                teta_b= (180/pi)*asin(dca/dbc*sin(teta_a*pi/180));
                teta_c= (180/pi)*asin(dab/dbc*sin(teta_a*pi/180));
                maior_angulo=teta_a;
            end

        end

////////////////////////////////////
end

if (xa==xc)

    %Calcula o ângulo teta c////////////////////////////////////
    %Fórmula válida para ângulos agudos (<90)

    mab = (ya-yb)/(xa-xb);
    mbc = (yb-yc)/(xb-xc);
    teta_b = (180/pi)*atan(abs((mab-mbc)/(1+mab*mbc)));

    %Calcula os ângulos teta_a e teta_b pela lei dos senos

    teta_a= (180/pi)*asin(dbc/dca*sin(teta_b*pi/180));
    teta_c= (180/pi)*asin(dab/dca*sin(teta_b*pi/180));

    %Verificação parcial do maior ângulo do triângulo

```

```

maior_angulo = teta_c;
if (teta_a > maior_angulo)
    maior_angulo = teta_a;
end
if (teta_b > maior_angulo)
    maior_angulo = teta_b;
end

%Verifica a soma dos ângulos do triângulo, caso seja diferente de
180
%recalcula os ângulo teta_c, teta_a e
teta_b////////////////////////////////////

if (teta_a+teta_b+teta_c) < (0.999*180) || (teta_a+teta_b+teta_c) >
(1.001*180)

    if (maior_angulo == teta_c)
        teta_c = 180 - teta_c;
        teta_a = (180/pi)*asin(dbc/dab*sin(teta_c*pi/180));
        teta_b = (180/pi)*asin(dca/dab*sin(teta_c*pi/180));
        maior_angulo = teta_c;
    end

    if (maior_angulo == teta_b)
        teta_b = 180 - teta_b;
        teta_a = (180/pi)*asin(dbc/dca*sin(teta_b*pi/180));
        teta_c = (180/pi)*asin(dab/dca*sin(teta_b*pi/180));
        maior_angulo = teta_b;
    end

    if (maior_angulo == teta_a)
        teta_a = 180 - teta_a;
        teta_b = (180/pi)*asin(dca/dbc*sin(teta_a*pi/180));
        teta_c = (180/pi)*asin(dab/dbc*sin(teta_a*pi/180));
        maior_angulo = teta_a;
    end
end

%////////////////////////////////////
end

if (xb == xc)

    %Calcula o ângulo teta c////////////////////////////////////
    %Fórmula válida para ângulos agudos (<90)

    mab = (ya-yb)/(xa-xb);
    mac = (ya-yc)/(xa-xc);
    teta_a = (180/pi)*atan(abs((mab-mac)/(1+mab*mac)));

    %Calcula os ângulos teta_a e teta_b pela lei dos senos

```

```

teta_b= (180/pi)*asin(dca/dbc*sin(teta_a*pi/180));
teta_c= (180/pi)*asin(dab/dbc*sin(teta_a*pi/180));

%Verificação parcial do maior ângulo do triângulo

maior_angulo = teta_c;
if (teta_a> maior_angulo)
    maior_angulo=teta_a;
end
if (teta_b>maior_angulo)
    maior_angulo=teta_b;
end

%Verifica a soma dos ângulos do triângulo, caso seja diferente de
180
%recalcula os ângulo teta_c, teta_a e
teta_b////////////////////////////////////

if (teta_a+teta_b+teta_c)<(0.999*180) || (teta_a+teta_b+teta_c) >
(1.001*180)

    if (maior_angulo==teta_c)
        teta_c = 180 - teta_c;
        teta_a= (180/pi)*asin(dbc/dab*sin(teta_c*pi/180));
        teta_b= (180/pi)*asin(dca/dab*sin(teta_c*pi/180));
        maior_angulo=teta_c;
    end

    if (maior_angulo==teta_b)
        teta_b = 180 - teta_b;
        teta_a= (180/pi)*asin(dbc/dca*sin(teta_b*pi/180));
        teta_c= (180/pi)*asin(dab/dca*sin(teta_b*pi/180));
        maior_angulo=teta_b;
    end

    if (maior_angulo==teta_a)
        teta_a = 180 - teta_a;
        teta_b= (180/pi)*asin(dca/dbc*sin(teta_a*pi/180));
        teta_c= (180/pi)*asin(dab/dbc*sin(teta_a*pi/180));
        maior_angulo=teta_a;
    end
end

////////////////////////////////////
end

if (xa~=xb) && (xa~=xc) && (xb~=xc)

    %Calcula o ângulo teta c////////////////////////////////////

```

```

%Fórmula válida para ângulos agudos (<90)

mbc = (yb-yc)/(xb-xc);
mac = (ya-yc)/(xa-xc);

if(mbc*mac== -1)
teta_c=90;
else
teta_c = (180/pi)*atan(abs((mbc-mac)/(1+mbc*mac)));
end

%Calcula os ângulos teta_a e teta_b pela lei dos senos

teta_a= (180/pi)*asin(dbc/dab*sin(teta_c*pi/180));
teta_b= (180/pi)*asin(dca/dab*sin(teta_c*pi/180));

%Verificação parcial do maior ângulo do triângulo

maior_angulo = teta_c;
if (teta_a> maior_angulo)
    maior_angulo=teta_a;
end
if (teta_b>maior_angulo)
    maior_angulo=teta_b;
end

%Verifica a soma dos ângulos do triângulo, caso seja diferente de
180
%recalcula os ângulo teta_c, teta_a e
teta_b////////////////////////////////////

if (teta_a+teta_b+teta_c)<(0.999*180) || (teta_a+teta_b+teta_c) >
(1.001*180)

    if (maior_angulo==teta_c)
teta_c = 180 - teta_c;
teta_a= (180/pi)*asin(dbc/dab*sin(teta_c*pi/180));
teta_b= (180/pi)*asin(dca/dab*sin(teta_c*pi/180));
maior_angulo=teta_c;
end

    if (maior_angulo==teta_b)
teta_b = 180 - teta_b;
teta_a= (180/pi)*asin(dbc/dca*sin(teta_b*pi/180));
teta_c= (180/pi)*asin(dab/dca*sin(teta_b*pi/180));
maior_angulo=teta_b;
end

    if (maior_angulo==teta_a)
teta_a = 180 - teta_a;
teta_b= (180/pi)*asin(dca/dbc*sin(teta_a*pi/180));
teta_c= (180/pi)*asin(dab/dbc*sin(teta_a*pi/180));

```

```

        maior_angulo=teta_a;
        end

    end

    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

End

%      teta_a;
%      teta_b;
%      teta_c;

%Se o maior ângulo do triângulo for menor do que 120 graus seguem os
%cálculos do pote de Torricelli

%if (maior_angulo<=120)

    %Casol

    if (ya == yb)

        %Calculo do ponto equilatero
E1%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

        m1 = (xb-xc)/(yc-yb);
        n1 = (-xb^2+xc^2-yb^2+yc^2)/(2*(yc-yb));

        A1= 1+m1^2;
        B1= 2*m1*(n1-yb)-2*xb;
        C1= xb^2+yb^2+n1^2-2*n1*yb-dbc^2;
        Delta1=(B1^2-4*A1*C1);

        xela=(-B1-sqrt(Delta1))/(2*A1);
        yela= m1*xela+n1;
        delaa=sqrt((xela-xa)^2+(yela-ya)^2);

        xelb=(-B1+sqrt(Delta1))/(2*A1);
        yelb= m1*xelb+n1;
        delba=sqrt((xelb-xa)^2+(yelb-ya)^2);

        if delaa>delba
            xel= xela;

```

```

ye1=yela;
else
xe1= xe1b;
ye1=yelb;
end

%Calculo do ponto equilatero
E2////////////////////////////////////

m2 = (xa-xc)/(yc-ya);
n2 = (-xa^2+xc^2-ya^2+yc^2)/(2*(yc-ya));

A2= 1+m2^2;
B2= 2*m2*(n2-ya)-2*xa;
C2= xa^2+ya^2+n2^2-2*n2*ya-dca^2;
Delta2=(B2^2-4*A2*C2);
xe2a=(-B2-sqrt(Delta2))/(2*A2);
ye2a= m2*xe2a+n2;
de2ab=sqrt((xe2a-xb)^2+(ye2a-yb)^2);

xe2b=(-B2+sqrt(Delta2))/(2*A2);
ye2b= m2*xe2b+n2;
de2bb=sqrt((xe2b-xb)^2+(ye2b-yb)^2);

if de2ab>de2bb
xe2= xe2a;
ye2=ye2a;
else
xe2= xe2b;
ye2=ye2b;
end

%Cálculo das retas de Simpson////////////////////////////////////

%reta s1: y=px+q
p=(ye1-ya)/(xe1-xa);
q=ye1-p*xe1;

%s2: y=rx+s
r=(ye2-yb)/(xe2-xb);
s=ye2-r*xe2;

%Cálculo da Intersecao das retas de Simpson s1 e s2

x=(s-q)/(p-r); %Coordenada x do ponto de Toriceli
y=p*x+q; %Coordenada y do ponto de Toriceli

end

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
//

% Caso 2

if (ya ~= yb) & (yb ~= yc)

    % Calculo do ponto equilatero
E1%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

    m1 = (xa-xb)/(yb-ya);
    n1 = (-xa^2+xb^2-ya^2+yb^2)/(2*(yb-ya));

    A1= 1+m1^2;
    B1= 2*m1*(n1-ya)-2*xa;
    C1= xa^2+ya^2+n1^2-2*n1*ya-dab^2;
    Delta1=(B1^2-4*A1*C1);
    xela=(-B1-sqrt(Delta1))/(2*A1);
    yela= m1*xela+n1;
    delac=sqrt((xela-xc)^2+(yela-yc)^2);

    xelb=(-B1+sqrt(Delta1))/(2*A1);
    yelb= m1*xelb+n1;
    delbc=sqrt((xelb-xc)^2+(yelb-yc)^2);

    if delac>delbc
        xel= xela;
        yel=yela;
    else
        xel= xelb;
        yel=yelb;
    end

    % Calculo do ponto equilatero
E2%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

    m2 = (xb-xc)/(yc-yb);
    n2 = (-xb^2+xc^2-yb^2+yc^2)/(2*(yc-yb));

    A2= 1+m2^2;
    B2= 2*m2*(n2-yb)-2*xb;
    C2= xb^2+yb^2+n2^2-2*n2*yb-dbc^2;
    Delta2=(B2^2-4*A2*C2);
    xe2a=(-B2-sqrt(Delta2))/(2*A2);
    ye2a= m2*xe2a+n2;
    de2aa=sqrt((xe2a-xa)^2+(ye2a-ya)^2);

    xe2b=(-B2+sqrt(Delta2))/(2*A2);
    ye2b= m2*xe2b+n2;
    de2ba=sqrt((xe2b-xa)^2+(ye2b-ya)^2);

```

```

if (de2aa>de2ba)
xe2= xe2a;
ye2=ye2a;
else
xe2= xe2b;
ye2=ye2b;
end

%Cálculo das retas de Simpson////////////////////////////////////

%s1: y=px+q
p=(ye1-yc)/(xe1-xc);
q=ye1-p*xe1;

%s2: y=rx+s
r=(ye2-ya)/(xe2-xa);
s=ye2-r*xe2;

%Cálculo da Intersecao das retas de Simpson s1 e s2

x=(s-q)/(p-r);           %Coordenada x do ponto de Toriceli
y=p*x+q;                 %Coordenada y do ponto de Toriceli

end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Caso3

if (ya ~= yb) & (yb == yc)

    %Calculo do ponto equilatero
E1////////////////////////////////////
    m1 = (xa-xb)/(yb-ya);
    n1 = (-xa^2+xb^2-ya^2+yb^2)/(2*(yb-ya));

    A1= 1+m1^2;
    B1= 2*m1*(n1-ya)-2*xa;
    C1= xa^2+ya^2+n1^2-2*n1*ya-dab^2;
    Delta1=(B1^2-4*A1*C1);
    xela=(-B1-sqrt(Delta1))/(2*A1);
    yela= m1*xela+n1;
    delac=sqrt((xela-xc)^2+(yela-yc)^2);

    xelb=(-B1+sqrt(Delta1))/(2*A1);
    yelb= m1*xelb+n1;
    delbc=sqrt((xelb-xc)^2+(yelb-yc)^2);

    if (delac>delbc)
xe1= xela;
ye1=yela;

```

```

else
xe1= xe1b;
ye1=ye1b;
end

%Calculo do ponto equilatero
E2////////////////////////////////////

m2 = (xa-xc)/(yc-ya);
n2 = (-xa^2+xc^2-ya^2+yc^2)/(2*(yc-ya));

A2= 1+m2^2;
B2= 2*m2*(n2-ya)-2*xa;
C2= xa^2+ya^2+n2^2-2*n2*ya-dca^2;
Delta2=(B2^2-4*A2*C2);
xe2a=(-B2-sqrt(Delta2))/(2*A2);
ye2a= m2*xe2a+n2;
de2ab=sqrt((xe2a-xb)^2+(ye2a-yb)^2);

xe2b=(-B2+sqrt(Delta2))/(2*A2);
ye2b= m2*xe2b+n2;
de2bb=sqrt((xe2b-xb)^2+(ye2b-yb)^2);

if de2ab>de2bb
xe2= xe2a;
ye2=ye2a;
else
xe2= xe2b;
ye2=ye2b;
end

%Cálculo das retas de Simpson////////////////////////////////////

%s1: y=px+q
p=(ye1-yc)/(xe1-xc);
q=ye1-p*xe1;

%s2: y=rx+s
r=(ye2-yb)/(xe2-xb);
s=ye2-r*xe2;

%Cálculo da Intersecao das retas de Simpson s1 e s2

x=(s-q)/(p-r); %Coordenada x do ponto de Toriceli
y=p*x+q; %Coordenada y do ponto de Toriceli

end

%end
%////////////////////////////////////
%Desenha o triângulo ABC e o Ponto de Torriceli P

```

```

xt(1)=xa;
xt(2)=xb;
xt(3)=xc;
xt(4)=xa;

yt(1)=ya;
yt(2)=yb;
yt(3)=yc;
yt(4)=ya;

%xe1,ye1, xe2,ye2 % Mostra os pontos equilateros
dAB_AC=dab+dca;
dAB_AC;
dAB_BC_CA=dab+dbc+dca;
dAB_BC_CA;

%Calcula soma das distancias dos vertices ao ponto de toriceli
dmin=sqrt((x-xa)^2+(y-ya)^2)+sqrt((x-xb)^2+(y-yb)^2)+sqrt((x-xc)^2+(y-
yc)^2);
dmin;

plot(xt, yt, 'b');
hold on;
plot(x, y, '-ro', 'LineWidth', 2, ...
      'MarkerEdgeColor', 'k', ...
      'MarkerFaceColor', 'w', ...
      'MarkerSize', 5)

grid;
axis([-10,10, -10,10]);
xlabel('Coordenada x'); ylabel('Coordenada y');

```

ANEXO D – ESTUDO DE CASO: DADOS DO GRUPO DE CLIENTES E DA REDE ELÉTRICA EXISTENTE

Fuso_carga	Abs_carga	Ord_carga	Fases	SE_AI	Comprimento	Material	Bitola
23	608630	7628600	ABC	BCAD209	251,84	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	608840	7629530	ABC	BCAD209	56,82	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	608926	7627825	ABC	BCAD209	102,65	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	608919	7629040	ABC	BCAD209	421,81	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	608790	7628845	ABC	BCAD209	233,81	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	608980	7627750	ABC	BCAD209	92,42	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	609193	7627210	ABC	BCAD209	102,46	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	608867	7627909	ABC	BCAD209	84,88	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	611712	7631466	C	BCAD209	68,01	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	612011	7632375	C	BCAD209	233,32	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	610469	7630850	B	BCAD209	203,77	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	612903	7630721	A	BCAD209	107,38	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	608839	7627976	ABC	BCAD209	20,22	Alumínio-CAA	2 AWG - 33,63 mm2
23	608880	7629460	ABC	BCAD209	80,62	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	613038	7630962	A	BCAD209	110,42	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	611657	7631506	C	BCAD209	111,02	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	609115	7627448	ABC	BCAD209	128,71	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	614212	7630302	A	BCAD209	213,35	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	608800	7629610	ABC	BCAD209	446,43	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	608819	7627979	ABC	BCAD209	108,47	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	609320	7626838	ABC	BCAD209	258,38	Alumínio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	610220	7631865	B	BCAD209	311,13	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	609580	7627342	C	BCAD209	196,90	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	612846	7630812	A	BCAD209	243,65	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613125	7631030	A	BCAD209	185,23	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613382	7631231	A	BCAD209	90,82	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613467	7631199	A	BCAD209	65,19	Alumínio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2

23	610591	7632105	C	BCAD209	121,66	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613884	7630392	A	BCAD209	552,09	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	614000	7630326	A	BCAD209	133,46	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	614044	7630339	A	BCAD209	45,88	Alumφnio-CA	2 AWG - 33,63 mm2
23	610430	7631050	B	BCAD209	240,53	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	611525	7632067	C	BCAD209	180,47	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613528	7631176	A	BCAD209	46,82	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	611894	7631335	C	BCAD209	224,24	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613985	7631782	A	BCAD209	166,47	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	608813	7629580	ABC	BCAD209	32,70	Alumφnio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	609910	7632200	B	BCAD209	305,04	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	610414	7631290	B	BCAD209	250,16	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	610497	7630568	B	BCAD209	283,39	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	611533	7631943	C	BCAD209	124,26	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	612728	7630720	A	BCAD209	149,63	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	612918	7631298	A	BCAD209	338,63	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613572	7631160	A	BCAD209	230,69	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613895	7631102	A	BCAD209	66,53	Alumφnio-CA	2 AWG - 33,63 mm2
23	613881	7631442	A	BCAD209	149,12	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	608769	7628810	ABC	BCAD209	40,82	Alumφnio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	609347	7626759	ABC	BCAD209	83,49	Alumφnio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	609387	7627303	C	BCAD209	89,29	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	611218	7631610	C	BCAD209	285,80	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613271	7631144	A	BCAD209	141,03	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613846	7631057	A	BCAD209	314,25	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613889	7631646	A	BCAD209	400,28	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	609046	7627656	ABC	BCAD209	114,86	Alumφnio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	609074	7627570	ABC	BCAD209	90,44	Alumφnio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	609160	7627307	ABC	BCAD209	148,01	Alumφnio-CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	611483	7631963	C	BCAD209	53,85	Alumφnio-CA	2 AWG - 33,63 mm2
23	611567	7631571	C	BCAD209	373,55	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613788	7631079	A	BCAD209	62,03	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613836	7630942	A	BCAD209	115,43	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613874	7631370	A	BCAD209	72,34	Alumφnio-CAA	4 AWG - 21,15 mm2

23	613887	7631591	A	BCAD209	55,04	Αλουφνιο- CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	613904	7632046	A	BCAD209	305,80	Αλουφνιο- CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	608757	7628068	ABC	BCAD209	130,43	Αλουφνιο- CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	609301	7627327	C	BCAD209	142,41	Αλουφνιο- CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	609235	7627082	ABC	BCAD209	134,71	Αλουφνιο- CAA	1/0 AWG - 53,43 mm2
23	610000	7632085	B	BCAD209	412,83	Αλουφνιο- CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	610265	7631785	B	BCAD209	91,79	Αλουφνιο- CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	610405	7631540	B	BCAD209	282,18	Αλουφνιο- CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	611785	7632317	C	BCAD209	281,83	Αλουφνιο- CAA	4 AWG - 21,15 mm2
23	611502	7631578	C	BCAD209	65,38	Αλουφνιο- CAA	4 AWG - 21,15 mm2