

unesp 

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**DESENVOLVIMENTO DE UMA
METODOLOGIA INTEGRADA PARA
ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE DISPOSITIVOS
DE CONTROLE E PROTEÇÃO EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Luis Gustavo Wesz da Silva

1210001679



Ilha Solteira - SP

unesp 



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

TESE DE DOUTORADO

DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA INTEGRADA PARA
ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE DISPOSITIVOS DE CONTROLE E PROTEÇÃO
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.

Candidato : Luis Gustavo Wesz da Silva

Orientador : José Roberto Sanches Mantovani

UNESP - "CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA"	
SERVIÇO TÉC. DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO	
DATA DE CHEGADA	DATA DE TOMBO
02.02.06	28.04.06
REGISTRADO POR	TOMBO
Ailza	Te. 1679
AQUISIÇÃO	CLASSIFICAÇÃO
Wesza Anter R\$ 10,00	S586d

Ilha Solteira - SP, Outubro de 2005.

Co Sys 455894
Sys 59632



BCpIS - FEIS - UNESP



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

TESE DE DOUTORADO

DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA INTEGRADA PARA
ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE DISPOSITIVOS DE CONTROLE E PROTEÇÃO
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.

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

Candidato : Luis Gustavo Wesz da Silva

Orientador : José Roberto Sanches Mantovani

Ilha Solteira - SP, Outubro de 2005.

BCnTS - FEIS - UNESP



CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Desenvolvimento de uma Metodologia Integrada para Alocação Otimizada de Dispositivos de Controle e Proteção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

AUTOR: LUIS GUSTAVO WESZ DA SILVA

ORIENTADOR: Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

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

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
DEE- FE- UNESP/ Ilha Solteira/SP

Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
DEE- FE- UNESP/ Ilha Solteira/SP

Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
DEE- FE- UNESP/ Ilha Solteira/SP

Prof. Dr. ARIIVALDO VERANDIO GARCIA
DSEE - FEEC - UNICAMP - Campinas/SP

Prof. Dr. JUAN RIVIER ABBAD
Dept. de Electrotecnia Y Sistemas - ICAI - Universidad Pontificia Comillas - Madrid - Espanha

Data da realização: 27 de outubro de 2005.



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

Ao meu pai, que mesmo longe
estará sempre presente na minha vida.



Apoio Financeiro

Este trabalho contou com o apoio financeiro da FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo, através do projeto 02/04811-9



Agradecimento

- A Deus, em primeiro lugar, que me deu força e vontade para superar os obstáculos e me fez chegar até o final deste trabalho.
- Ao meu orientador José Roberto Sanches Mantovani, um agradecimento em especial por toda a competência, disposição e atenção a mim prestado em todos os momentos desde trabalho, e também pela amizade e confiança em mim depositada.
- Aos professores Rubén Augusto Romero Lázaro e Antonio Padilha Feltrin pela colaboração na correção do texto e no desenvolvimento do trabalho.
- Ao professor Juan Abbad Rivier pela oportunidade de realizar o doutorado sanduíche na Universidad Pontificia Comillas – Madrid - Espanha sobre sua supervisão e também pela sua orientação neste trabalho.
- Ao professor Ariovaldo Verândio Garcia, pela confiança e colaboração na fase final do desenvolvimento deste trabalho.
- Ao Eduardo Moreti Campitelli, pela colaboração no desenvolvimento do trabalho.
- A todos os docentes e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica – FEIS/UNESP, que diretamente ou indiretamente, colaboraram para a realização deste trabalho.
- A minha família, pelo apoio total, sem o qual não seria possível ter chegado a mais uma etapa vencida em minha vida.
- Aos meus amigos de departamento e laboratório (*LaPSEE*) pela excelente convivência e pela amizade ao longo deste trabalho.



SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	I
LISTA DE TABELAS.....	II
RESUMO	IV
ABSTRACT.....	VI
1- METODOLOGIA INTEGRADA: ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE CHAVES E DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO - COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE.....	1
1.1 – <i>Revisão Bibliográfica</i>	2
1.2 – <i>Organização do Texto</i>	11
2 - BUSCA TABU.....	13
2.1. <i>Introdução</i>	13
2.2. <i>Espaço de Busca e Estrutura de Vizinhança</i>	13
2.3. <i>Os Algoritmos de Busca Locais e TS</i>	15
2.4. <i>Algoritmo TS Básico</i>	17
2.4.1 <i>Lista Tabu</i>	20
2.4.2 <i>Critério de Aspiração</i>	21
2.4.3 <i>Intensificação</i>	22
2.4.4 <i>Diversificação</i>	22
2.4.5 <i>Critério de Parada</i>	25
2.5 - <i>Busca Tabu Reativa (RTS)</i>	25
2.6 - <i>Análise Comparativa - TS e RTS</i>	26
3- MODELO MATEMÁTICO.....	28
3.1 <i>Introdução</i>	28
3.2 <i>Índices de Confiabilidade em Redes de Distribuição</i>	31
3.2.1 – <i>Índices de Continuidade Individuais</i>	32
3.2.2 – <i>Índices de Continuidade de Conjunto</i>	33
3.3 <i>Função Objetivo</i>	37
3.3.1 – <i>Custo de Interrupção pela Atuação das Chaves de Manobras e Dispositivos de Controle e Proteção.</i>	38
3.4 <i>Restrições</i>	51
3.4.1 - <i>Restrições de Fluxo de Potência nas Linhas</i>	51
3.4.2 – <i>Perfil de tensão</i>	52
3.4.3 – <i>Capacidade da Subestação</i>	52
3.4.4 – <i>Radialidade</i>	53
3.4.5 – <i>Sistema de Proteção</i>	53
4 - METODOLOGIA.....	55
4.1 – <i>Estrutura do Sistema para Análise de Coordenação e Seletividade dos Dispositivos de Proteção</i>	57



4.2 – Técnica Heurística para Seleção dos Pontos Candidatos à Alocação de Dispositivos de Controle e Proteção.....	59
4.3 Busca Tabu Reativa (RTS).....	63
4.4. Fluxo de Potência Monofásico.....	70
4.4.1 Modelo Matemático do Fluxo de Potência.....	70
5- TESTES E RESULTADOS.....	73
5.1 Alocação Integrada de Chaves e Dispositivos de Proteção	73
5.1.1 Alimentador A1	74
5.1.2 Alimentador A2	78
5.1.3 Análise dos Resultados Obtidos	83
5.2 – Coordenação e Seletividade da Proteção	86
5.2.1 Alimentador A1	87
5.2.2 Alimentador A2	93
5.2.3 Análise dos Resultados Obtidos	101
6- CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	104
7- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	107
APÊNDICE 1	112
ESPECIFICAÇÃO, COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	112
A1.1 – Introdução.....	113
A1.1.1 – Especificação dos Dispositivos de Proteção.....	113
A1.1.1.1 – Chaves e Elos Fusíveis	114
A1.1.1.2 – Disjuntores e Transformadores de Corrente	116
A1.1.1.3 – Relés	117
A1.1.1.4 – Religadores	121
A1.1.2 - Coordenação e Seletividade dos Dispositivos de Proteção	125
A1.1.2.1 - Seletividade entre Elos Fusíveis.....	125
A1.1.2.2 - Seletividade Relé-Elo Fusível	127
A1.1.2.3 - Coordenação Relé-Religador	128
A1.1.2.4 - Coordenação Religador - Elo Fusível	130
A1.1.2.5 - Coordenação e Seletividade Religador-Religador	131
APÊNDICE 2.....	132
RESUMO DOS ARTIGOS PUBLICADOS.....	132
APÊNDICE 3.....	138
DADOS DO ALIMENTADOR A1 - SISTEMA REAL 134 BARRAS	138
A3.1 - Dados das Barras	139
A3.2 - Dados das Linhas.....	142
APÊNDICE 4.....	146



DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 660 BARRAS..... 146



Lista de Figuras

- Figura – 2.1:** Estrutura do Algoritmo de Busca Local.
- Figura – 2.2:** Uma Transição em *TS*.
- Figura – 2.3:** Estrutura Básica do Algoritmo *TS*.
- Figura – 2.4:** Implementação Simples de Estratégia de Diversificação em *TS*.
- Figura – 3.1:** Estados de Operação de um Sistema de Distribuição.
- Figura - 3.2:** Classificação das Seções do Alimentador.
- Figura – 3.3:** Rede de Distribuição Genérica.
- Figura - 4.1:** Diagrama de Bloco da Metodologia Implementada: Alocação de Chaves e Dispositivos de Controle e Proteção, e Coordenação e Seletividade.
- Figura – 4.2:** Partes do Sistema Integrado.
- Figura - 4.3:** Diagrama de Blocos Detalhado do Protótipo do Programa Implementado.
- Figura – 4.4:** Esquema de Codificação - Alocação de Dispositivos de Controle e Proteção.
- Figura - 4.5:** Estrutura de um Alimentador Radial.
- Figura - 5.1.** Alocação de Chaves de Manobras e Dispositivos de Proteção da Configuração 1 de A1.
- Figura - 5.2.** Alocação de Chaves de Manobras e Dispositivos de Proteção da Configuração 2 de A1.
- Figura - 5.3:** Termos da Função Objetivo vs. Número de Religadores.
- Figura - 5.4.** Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 25K e o Relé da S/E – Configuração 1.
- Figura - 5.5.** Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 15K, Religador entre as barras 78-89 e o Relé da S/E – Configuração 1.
- Figura - 5.6.** Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 25K, Religador entre as barras 23-35 e o Relé da S/E – Configuração 2.



Figura - 5.7. Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 25K e o Religador entre as barras 78-89 – Configuração 2.

Figura - 5.8. Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 65K e o Relé da S/E – Configuração 1.

Figura - 5.9. Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 40K, Religador entre as barras 4860-4861 e 4520-4521 e o Relé da S/E – Configuração 2.

Figura - 5.10. Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 15K, Religador entre as barras 4693-4694 e o Relé da S/E – Configuração 2.

Figura - A1.1: Elos-Fusíveis Protegido e Protetor.

Figura - A1.2: Coordenação Relé-Religador.



Lista de Tabelas

Tabela - 2.1: Comparação entre os mecanismos básicos de *TS* e *RTS*.

Tabela - 5.1: Custo de Reparo (*CR*) e Chaveamento (*CC*), por Categoria de Consumidor.

Tabela - 5.2: Custo Fixo dos Equipamentos de Controle e Proteção.

Tabela - 5.3: Capacidade de Reserva dos Alimentadores Vizinhos de A1.

Tabela - 5.4: Melhores Configurações - Alocação de Chaves de Manobras e Dispositivos de Proteção para o Alimentador A1.

Tabela - 5.5: Capacidade de Reserva dos Alimentadores Vizinhos de A2.

Tabela - 5.6: Melhores Configurações - Alocação de Chaves de Manobras e Dispositivos de Proteção para o Alimentador A2.

Tabela - 5.7: Elos Fusíveis Especificados para a Configuração 1 do Alimentado A1.

Tabela - 5.8: Ajustes e Especificação do Religador e do Relé para a Configuração 1 do Alimentado A1.

Tabela - 5.9: Elos Fusíveis Especificados para a Configuração 2 do Alimentado A1.

Tabela - 5.10: Ajustes e Especificação dos Religadores e do Relé para a Configuração 2 do Alimentado A1.

Tabela - 5.11: Elos Fusíveis Especificados para a Configuração 1 do Alimentado A1.

Tabela - 5.12: Ajustes e Especificação dos Religadores e do Relé para a Configuração 1 do Alimentado A2.

Tabela - 5.13: Elos Fusíveis Especificados para a Configuração 2 do Alimentado A1.

Tabela - 5.14: Ajustes e Especificação dos Religadores e do Relé para a Configuração 2 do Alimentado A2.

Tabela - A1.1: Fator de multiplicação para se determinar a corrente de *inrush* em 0,1 s.



Tabela - A1.2: Correntes de carga máxima, corrente de curto circuito fase-terra mínimo e corrente de inrush máxima para o uso de elos fusíveis de distribuição.

Tabela - A1.3: Escolha dos Elos Fusíveis para Transformadores de Distribuição Monofásicos.

Tabela - A1.4: Escolha dos Elos Fusíveis para Transformadores de Distribuição Trifásicos.

Tabela - A1.5: Capacidade de condução e interrupção dos religadores de linha.

Tabela - A1.6: Coordenação de Elos-Fusíveis Tipo K.

Tabela - A1.7: Coordenação de Elos-Fusíveis Tipo T.

Tabela - A1.8: Coordenação de Elos-Fusíveis Tipo K e H.

Tabela - A1.9: Coordenação de Elos-Fusíveis Tipo T e H.



Resumo

O planejamento eficiente e seguro de sistemas de distribuição de energia elétrica é extremamente importante, não só pelo volume de investimentos exigido, como também pela responsabilidade na qualidade dos serviços. A alocação otimizada de chaves seccionadoras e dispositivos de proteção em pontos estratégicos dos circuitos de distribuição, melhora a qualidade do serviço de fornecimento de energia e os índices de confiabilidade do sistema. Os dispositivos de proteção alocados em alimentadores primários têm por finalidade proteger o sistema elétrico contra defeitos comuns, tais como curto-circuitos, sobrecargas e descargas atmosféricas e também melhorar os índices de confiabilidade através da redução dos tempos de interrupção e da energia não fornecida. As chaves seccionadoras permitem controlar as interrupções no fornecimento da energia, para a execução de obras de expansão, intervenções de manutenção preventiva em componentes da rede ou, então, pela atuação de um dispositivo de proteção em decorrência de um defeito. Desta forma, deve-se dispor de um conjunto de chaves para a reconfiguração com o objetivo de restringir ao máximo a área a ser desenergizada, buscando-se restabelecer o suprimento de energia para os consumidores localizados na vizinhança do local do defeito o mais rapidamente possível, através de manobras de dispositivos de seccionamento, mantendo ainda a condição de radialidade quando necessária. Alternativas que minimizem o número de chaves a serem manobradas devem ser preferidas, pois quanto maior o número de manobras, maior é o tempo gasto para a restauração do serviço de fornecimento e, conseqüentemente, maior o tempo de interrupção para os consumidores. Em geral, o impacto sobre os clientes da alocação dos dispositivos de controle e proteção no sistema, está relacionado à frequência e duração da interrupção. Neste trabalho apresenta-se um modelo de programação não linear inteira mista (*PNLIM*), com variáveis



reais e binárias, para o problema de alocação de chaves seccionadoras e dispositivos de proteção em setores estratégicos das redes de distribuição, visando melhorar o índice de confiabilidade e atender os consumidores com energia confiável e de baixo custo, aumentando o faturamento das concessionárias, e cumprindo com as exigências estabelecidas pelas agências reguladoras do setor elétrico, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL no caso do Brasil. Deve-se projetar o sistema de controle e proteção com o intuito de maximizar as vantagens da instalação dos dispositivos de proteção, e minimizar as desvantagens da instalação dos mesmos. As vantagens estão relacionadas com a redução do tempo de desligamento da rede ou setores de consumidores devido à incidência de faltas temporárias, e minimizar o número de consumidores afetados por estas faltas. As desvantagens estão relacionadas com problemas de desligamentos temporários, coordenação e seletividade que ocorrem para dispositivos de proteção em série. A alocação otimizada de chaves para a restauração permite que aquelas porções do sistema que apresentem defeitos permanentes possam ser devidamente isoladas e reparadas, contemplando assim a melhoria dos índices de confiabilidade, através de um modelo que considera a interrupção do menor número de consumidores na incidência de uma falta em qualquer ponto da rede, isolando e remanejando cargas do alimentador sob análise para o conjunto de alimentadores vizinhos. As chaves são alocadas na rede de distribuição para obter uma estratégia ótima ou otimizada de operação e fazer o restabelecimento do serviço de fornecimento de energia em condições de contingência. As restrições consideradas para o problema refletem limitações técnicas e econômicas, tais como problemas de coordenação de dispositivos de proteção em série, número de equipamentos disponíveis, importância do alimentador sob análise, topologia do circuito, atendimento das cargas considerando a qualidade do fornecimento de energia e limitações físicas do sistema entre outras. Para solução desse problema propõe-se um algoritmo de Busca Tabu Reativa (*RTS - Reactive Tabu Search*) dedicado. Utilizando a formulação e metodologia propostas apresentam-se resultados e estratégias otimizadas para alocação de dispositivos de proteção e chaves para restauração, para dois alimentadores reais de distribuição de energia elétrica.



Abstract

Efficient and safe distribution systems planning, is extremely important, not only because of the amount of required investments, but also due to the responsibility on services quality. Optimised allocation of sectionalising switches and protection devices in strategic points of the distribution circuits, improves the quality of supplied power and the reliability indices of the system. Protection devices allocated in primary feeders are aimed at protecting the electric systems against common failure, such as short circuit, overloads and atmospheric discharges, and also at improving reliability indices by reducing time of interruptions and non-supplied power. Sectionalising switches allow controlling power supply interruptions for performing expansion works, preventive maintenance in network components or due to the actuation of a protection device as a consequence of a failure. In this way, it is required a set of switches for reconfiguration, in order to minimize the area to be disconnected, looking for re-establishing the power supply of consumers located in the neighbourhood of the defect as soon as possible, by using sectionalising devices, still maintaining radiality conditions when it is necessary. Alternatives that minimizes the number of switches to be manoeuvred should be preferred, since the greater the number of manoeuvres, the greater its execution time, and consequently, the greater the consumers interruption time. In general, impact of devices allocation on customers, is related to the frequency and duration of an interruption. In this work, an integer mixed non-linear programming model (IMNL), with real and binary variables, for solving the sectionalising switches and protection devices allocation problem in strategic sectors of the distribution network, is presented. This proposal is aimed at improving the reliability index and supplying consumers with a reliable and low-cost power, increasing electric utilities billing and fulfilling exigencies established by regulatory agencies, like ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) in



Brazil. Control and protection system should be designed aimed at maximizing the advantages of protection devices installation, and minimizing the drawbacks of the respective installation. The advantages are related with the reduction of the network outage time or sectors of consumers due to the instantaneous faults incidence, and also minimize the number of consumers affected by these faults. Optimised allocation of switches for restoration allows that those parts of the system that present permanent defects can be suitably isolated and repaired, considering the improvement of reliability indices. This is performed through a model that takes into account the interruption of the smallest number of consumers at the moment of a fault incidence at any point of the network, isolating and re-managing loads of the analysed feeder into a set of neighbour feeders. Switches are allocated in the distribution network in order to obtain an optimal or optimised operation strategy and to perform the re-establishment of the power supply service in contingency conditions. Constraints considered for the problem reflect technical and economical limitations, such as series protection devices coordination, number of available equipments, importance of the analyzed feeder, circuit topology, quality of power supply and physical limitations of the system, among others. For solving this problem it is proposed a dedicated Reactive Tabu Search Algorithm (RTS). Utilizing proposed formulation and methodology, results and optimized strategies for allocating protection devices and switches for network restoration, for two real-life primary distribution circuits are presented.



1- Metodologia Integrada: Alocação Otimizada de Chaves e Dispositivos de Proteção - Coordenação e Seletividade

As empresas do setor de distribuição de energia elétrica devem atender os consumidores de acordo com os padrões de qualidade estabelecidos pelas agências reguladoras, através de soluções eficientes e seguras, tanto do planejamento da expansão, como da operação dos sistemas. Estes objetivos devem ser perseguidos, tanto pelas concessionárias, assim como pelos pesquisadores da área de planejamento de sistemas elétricos. No contexto do planejamento, com vistas à melhoria dos índices de confiabilidade da rede de distribuição, destacam-se a alocação, coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção (religadores, fusíveis) e chaves de seccionamento e manobras localizadas em pontos estratégicos dos sistemas de distribuição.

Os sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica são, na grande maioria, configurados radialmente com o propósito de facilitar fatores inerentes à proteção, tais como: coordenação dos diferentes tipos de dispositivos de proteção e atenuação de correntes de curto-circuito visando diminuir custos com equipamentos. Em geral, esses sistemas apresentam possibilidades de alteração da topologia, através da abertura/fechamento de chaves seccionadoras localizadas em pontos estratégicos. A alteração da topologia, mantendo-se a radialidade, é realizada de modo a reduzir as perdas ativas nos alimentadores, melhorar o perfil de tensão para os consumidores, aumentar os níveis de confiabilidade e eliminar e/ou isolar faltas restaurando o fornecimento de energia. Assim, estas chaves seccionadoras são utilizadas para ambos os objetivos: proteção (isolamento de faltas) e reconfiguração (gerenciamento da configuração).

Na formulação e solução do problema de alocação de dispositivos de controle e proteção, considera-se que os equipamentos irão operar de forma seletiva e coordenada.



Neste trabalho propõe-se um modelo de programação não linear inteira mista (*PNLIM*) para alocação integrada de chaves e dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição de energia elétrica. Na formulação deste modelo utiliza-se o conceito de energia não suprida (*ENS*) devido à atuação dos dispositivos de controle e proteção e os dados históricos relativos aos índices de confiabilidade do alimentador. As restrições consideradas no modelo refletem limitações técnicas e econômicas, tais como problemas de coordenação de dispositivos de proteção em série, número de equipamentos disponíveis, importância do alimentador sob análise, topologia do circuito, atendimento das cargas considerando a qualidade do fornecimento de energia e limitações físicas do sistema entre outras. Dessa forma, o modelo proposto contempla a alocação de chaves e dispositivos de proteção em sistemas de distribuição, e a coordenação eficiente desses dispositivos de forma a evitar que uma falta provoque o desligamento desnecessário de cargas e/ou consumidores, além de procurar reduzir os tempos de localização e isolamento dessa falta, e da reposição do sistema em operação. Para solução desse problema propõe-se um algoritmo de Busca Tabu Reativo (*Reactive Tabu Search - RTS*) dedicado.

Para validar a eficiência do modelo e da técnica de solução proposta para o problema de alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição apresentam-se os resultados e as análises das simulações realizadas com dois alimentadores de distribuição pertencentes a dois sistemas reais de distribuição de médio e grande porte.

1.1 – Revisão Bibliográfica

Os trabalhos pesquisados durante o desenvolvimento desta pesquisa são discutidos e apresentados nesta seção. Esses trabalhos estão separados de acordo com os seguintes temas: coordenação e seletividade da proteção de sistemas sob reconfiguração, reconfiguração de sistemas de distribuição para planejamento da operação e restauração de redes e alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção.



Coordenação e Seletividade de Sistemas de Distribuição sob Reconfiguração

Encontram-se na literatura, alguns trabalhos que tratam do desenvolvimento de sistemas dedicados a elaborar os ajustes coordenados dos dispositivos de proteção das redes de distribuição, considerando-se a operação da rede básica e situações de reconfiguração. A seguir, dentre esses trabalhos, destacam-se os que foram pesquisados para dar suporte ao desenvolvimento do algoritmo para obter a especificação, coordenação e seletividade do sistema de proteção.

Broadwater et al. [8] propõem uma metodologia para desenvolver projetos de sistemas de proteção, que procure contemplar todas as possíveis configurações de circuitos de um sistema de distribuição radial. As regras de coordenação preestabelecidas são armazenadas em um banco de dados. Este algoritmo visa simular a alocação, seleção e coordenação de dispositivos de proteção de uma forma automatizada. Regras de alocação determinam o local para instalação de novos dispositivos de proteção. Regras de seleção trabalham em conjunto com tabelas de coordenação para selecionar grupos de dispositivos de proteção que são mutuamente coordenados para o circuito sob estudo, considerando-se diferentes topologias.

Broadwater et al. [9] propõem um sistema especialista integrado, para projeto de sistema de proteção, adotando como premissa básica que a meta de um sistema especialista é imitar habilidades humanas em algumas aplicações. Em projetos de sistema de proteção são refletidas habilidades humanas nas regras que são aplicadas na alocação, seleção, e coordenação dos dispositivos de proteção. Estas regras de sistemas de proteção são determinísticas, e assim o sistema especialista é classificado como sistema especialista determinístico. Sistemas especialistas consistem em base de conhecimento e máquina de conclusão. Uma máquina de conclusão usa técnicas de busca para processar as listas de dados da base de conhecimentos. As técnicas de busca podem ser implementadas usando linguagem processuais ou declarativas. As bases de conhecimentos podem ser implementadas, através dos bancos de dados fornecidos pelo administrador do sistema. O sistema especialista ainda possui uma interface gráfica com o usuário (*GUI – Graphical User Interface*), que facilita as manipulações gráficas dos circuitos para o projetista do



sistema de proteção, que controla quais serão as regras que deverão ser implementadas na base de conhecimento.

Hong et al. [21] propõem um *Sistema Especialista para a Coordenação de Dispositivos de Proteção (PDCES - Protective Device Coordination Expert System)*, para dar suporte aos engenheiros do setor de distribuição de energia elétrica no desenvolvimento de projetos de proteção, onde se busca a coordenação eficiente dos dispositivos de proteção. Trata-se da proposta de uma ferramenta de engenharia para analisar a coordenação e seletividade dos dispositivos alocados nos alimentadores de distribuição. Os dispositivos de proteção que podem ser estudados para fins de coordenação e seletividade pelo *PDCES* são relés, fusíveis, religadores e interruptores. O sistema especialista possui 14 bases de conhecimento e mais de 300 regras de coordenação e, ainda, possui 2 displays gráficos: um mostra o diagrama da rede e o outro mostra a configuração geográfica do circuito sob estudo. O problema de proteção de alimentadores é abordado dentro do sistema especialista considerando algumas premissas que devem ser obedecidas: (1) Para obter a coordenação de dispositivos protetores não existe uma única possibilidade; (2) Experiências humanas e heurísticas são geralmente disponíveis e usadas; (3) Há mais de uma solução possível. O esquema de proteção tem de oferecer: confiabilidade, seletividade, velocidade, simplicidade e economia.

Reconfiguração de Redes de Distribuição para Planejamento da Operação e Restauração

Na literatura, são propostas várias técnicas heurísticas e de otimização para reconfiguração de alimentadores considerando: Redução de perdas - Planejamento da operação; e/ou, Operação em condições de emergência - Restauração.

Cinvalar et al. [12] Este é um dos mais importantes trabalhos nesta área. Propõe uma metodologia heurística para ser utilizada como ferramenta, tanto de planejamento, como de controle em tempo real (operação *on-line*) na reconfiguração de alimentadores primários objetivando a redução de perdas. A técnica de solução proposta possui a capacidade de estimar, com mínimo esforço computacional, as mudanças nas perdas que resultam da reconfiguração dos alimentadores. Utilizam como critério para reduzir o número de reconfigurações candidatas, uma fórmula que exclui opções indesejadas de



chaveamentos sem a necessidade de se efetuar numerosos cálculos de fluxo de potência, reduzindo significativamente o esforço computacional.

Baran e Wu [5] tratam do problema de reconfiguração de redes de distribuição para redução de perdas e balanceamento de cargas, utilizando a fórmula aproximada proposta por Cinvalar *et al.* [12] para abertura dos laços, quando da realização das operações de chaveamento, para a reconfiguração da rede. Entretanto, introduzem dois diferentes métodos de cálculo de fluxo de potência para redes radiais, com variados graus de precisão, para calcular o estado da rede depois da transferência de uma carga entre duas subestações, alimentadores ou ramos. A idéia básica do esquema de busca é partir de uma configuração factível, fechar no primeiro nível as chaves abertas uma a uma, abrindo para cada laço formado o ramo que fornece a maior redução das perdas. Então, é escolhida a configuração que pela troca de um ramo tem a maior redução das perdas. A configuração escolhida passa para o próximo nível e o processo é repetido até que não haja mais redução de perdas. Como pode ser notado, a busca não examina todas as possibilidades e dessa forma não se garante que seja um ótimo global.

Morelato e Monticelli [27] na linha de pesquisa da operação *on-line* de redes de distribuição, apresentam uma estratégia de busca direcionada com a utilização de regras práticas (baseadas na experiência dos operadores) para resolver problemas como restauração do serviço de fornecimento de energia e reconfiguração de sistemas. Utilizam uma técnica de busca heurística em árvore de decisão binária, que permite percorrer o espaço de possibilidades dos estados das chaves do sistema, enquanto que o conhecimento de domínio específico (regras práticas) é essencial para limitar o tamanho da árvore, evitando uma explosão combinatorial, mantendo o problema dentro de um espaço de busca de dimensão gerenciável.

Shirmohammadi e Hong [30] propõem uma metodologia em que todas as chaves do sistema são fechadas, e busca-se a melhor estratégia na abertura dessas chaves para obter configurações radiais de boa qualidade. As cargas são convertidas em correntes nodais, usando-se as tensões nodais. Focalizam a necessidade da ordenação e renumeração dos nós da rede, que é de grande importância para a eficiência da maioria dos métodos para cálculo de fluxo de potência e reconfiguração de redes radiais. Este trabalho acrescenta aos trabalhos desenvolvidos na área com metodologias similares o tratamento matricial do



problema com a formação da matriz impedância de laço, reordenação parcial dos ramos da rede depois de chavear um ramo que pertence a um ou mais laços, e reavaliação da matriz impedância de laço.

Mantovani et al. [24] propõem um método heurístico simples em que utilizam uma técnica de busca em árvores do tipo *branch and bound* para encontrar o conjunto das melhores configurações para redes radiais. Apresentam um método de cálculo de fluxo de potência radial rápido e eficiente, além de um critério de corte para reduzir o espaço de busca de configurações baseado no limite máximo de queda de tensão permitido na rede.

Peponis e Papadopoulos [28] propõem duas heurísticas simples, *Switch Exchange Method (SEM)* e *Sequential Switch Opening Method (SSOM)* para tornar mais eficiente a aplicação da técnica de reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica para a redução de perdas, ou para equilibrar o balanceamento de cargas. A técnica *SEM* utiliza modelo de carga com potência constante, requer menos esforço computacional, alcança uma melhoria na redução de perdas e no balanço de cargas. A técnica *SSOM*, por outro lado, pode ser aplicada para diferentes modelos de cargas como, correntes constantes, potência constante, impedância constante ou uma combinação destes modelos.

Song et al. [37] apresentam uma técnica de solução para o problema de reconfiguração de redes baseada em algoritmos evolutivos. Para realizar o operador de mutação utilizam uma proposta baseada em controladores lógicos nebulosos (*Fuzzy logics*) que visa melhorar o processo evolutivo ajustando a taxa de mutação. Além disso, propõem uma estratégia de busca para acelerar o processo de otimização após um determinado número de iterações.

Toune et al. [43] propõem o método denominado *Tabu Search Reactive (RTS)* para solução do modelo de restauração de serviço em sistemas de distribuição. O *RTS* é um procedimento de busca tabu (*TS - Tabu Search*) convencional melhorado, ou seja, ele possui a capacidade de ajustar os parâmetros do algoritmo durante o procedimento da busca, desta forma, evita uma grande desvantagem da busca tabu convencional que é a questão dos parâmetros fixos. O método apresentado gera um estado inicial subótimo no espaço de soluções, através de um procedimento heurístico. Os vizinhos do espaço de solução são gerados através do remanejamento de cargas entre as subestações. Os estados de busca são armazenados em uma lista tabu. O comprimento da lista é modificado usando



um mecanismo denominado *reactive*. Se um grande número de estados que já foram encontrados aparecer, uma busca aleatória é realizada usando um mecanismo denominado *escape*, que através de sorteios de pontos aleatórios do espaço de busca, procura escapar dos pontos de mínimos locais.

Tsai [44] analisa o efeito da reconfiguração da rede de distribuição na melhoria dos índices de confiabilidade. São utilizados três índices para medir o grau de confiabilidade dos sistemas: *system average interruption frequency (SAIFI)*, *system average interruption duration (SAIDI)* e *system average availability index (ASAI)*. Consideram-se para o cálculo dos índices de confiabilidade os tempos necessários para restaurar o sistema e para isolar a falta. Apresenta uma formulação geral juntamente com a análise de um sistema genérico simples, para avaliar as mudanças nos valores calculados de *SAIFI* e *SAIDI* em função da reconfiguração da rede. Os valores desses índices são alterados com a topologia de operação da rede e a transferência de cargas entre os alimentadores. Desta forma busca-se minimizar o *SAIFI* e *SAIDI*. Minimizar o *SAIDI* é equivalente a maximizar *ASAI*. Uma observação interessante da análise efetuada neste trabalho sugere que a redução das perdas técnicas está relacionada com a melhoria dos índices de confiabilidade do sistema.

Alocação Otimizada de Dispositivos de Controle e Proteção

Na linha de trabalhos envolvendo a alocação otimizada de dispositivos de proteção para melhoria dos índices de confiabilidade da rede, alguns trabalhos importantes para o desenvolvimento deste projeto de pesquisa que foram analisados são apresentados a seguir.

Silva [31] e Silva *et al* [32] apresenta uma formulação matemática para o problema de alocação de dispositivos de proteção, que considera a possibilidade de adicionar dispositivos de proteção em pontos estratégicos do alimentador, visando melhorar o índice de confiabilidade da rede (*ICR*). O problema de alocação de dispositivos é formulado como um problema de programação não-linear inteiro do tipo binário (0/1), considerando uma função objetivo não-linear e um conjunto de restrições lineares. Para a solução deste problema propõe o uso de algoritmo genético básico e uma versão referenciada como algoritmo genético intermediário. Este algoritmo genético intermediário utiliza conceitos envolvidos no desenvolvimento de algoritmos genético básicos e construtivo. Como



resultado da aplicação destes algoritmos na solução do problema de alocação de dispositivos de proteção em redes de distribuição, obtém-se os tipos e os locais onde deverão ser alocados esses dispositivos em alimentadores de distribuição com vistas a melhorar os índices de confiabilidade do sistema.

Soudi e Tomsovic [40] propõem a melhoria dos índices de confiabilidade definidos com base nos padrões das concessionárias americanas. Esta melhoria é obtida através da alocação otimizada dos dispositivos de proteção, localizadores de faltas e sensores instalados nas redes, considerando-se as ações preventivas oferecidas pelas respostas rápidas destes dispositivos. O modelo de função objetivo considerado reflete os inconvenientes da alocação de dispositivos de proteção na confiabilidade e que devem, portanto, ser minimizados para melhoria dos índices de confiabilidade do alimentador sob análise. As restrições consideradas são referentes a problemas de coordenação, números de dispositivos de proteção disponíveis para alocação entre outras. Para solução do problema de otimização não-linear resultante, utilizam manipulações algébricas para tornar o problema linear e propõem para solução, técnicas heurísticas baseadas no conhecimento do problema.

Soudi e Tomsovic [39] propõem para solução do problema de alocação de dispositivos de proteção em alimentadores de distribuição, técnicas de programação multiobjetivo, referenciadas na literatura especializada como *Programação por Metas*. No modelo, adotam-se duas funções objetivo para considerar os efeitos da alocação dos dispositivos de proteção nos diferentes índices de confiabilidade. Uma das funções objetivo considera os efeitos nos índices de confiabilidade, com a alocação de fusíveis devido a incidência de faltas permanentes. A outra função objetivo é modelada considerando os efeitos nos índices de faltas temporárias nos índices de confiabilidade com a alocação de disjuntores e religadores de linhas. Restrições para problemas de coordenação e limitações de projeto são também incluídas na formulação.

Soudi e Tomsovic [38] utilizam o mesmo modelo matemático de [40], para apresentar uma análise sob os aspectos da complexidade e eficiência computacional de vários algoritmos de otimização para solução do problema de alocação ótima de dispositivos de proteção. Dentre esses algoritmos, destacam-se os que utilizam conceitos de



programação matemática *Multiobjetivo Clássica* juntamente com *Lógica Fuzzy*, Algoritmo de *Branch and Bound*, *Programação Binária* e *Programação Linear*, entre outras.

Teng et al. [42] na linha de pesquisa que trata do problema de alocação e realocação de chaves para restauração de redes de distribuição, apresentam um algoritmo de otimização baseado na filosofia do *Sistema de Colônia de Formigas (ACS – Ant Colony System)*, para solução deste problema. Realocação ou alocação otimizada de chaves é uma ferramenta útil para automatização de sistema de distribuição, desde que se possa reduzir os custos de interrupção, estabelecendo uma relação entre custos de investimentos vs. benefícios adequada para os interesses econômicos da empresas distribuidoras, qualidade do serviço de fornecimento a melhoria dos índices de confiabilidade. A formulação apresentada para o problema de realocação de chaves apresentada é um modelo de otimização combinatorial com função objetivo não-linear e não-diferenciável. O algoritmo ACS foi escolhido por se tratar de um algoritmo de busca novo, inspirado no comportamento de como formigas, acham o caminho mais curto entre uma fonte de alimentos e a colônia. As características do algoritmo ACS permitem controlar a solução em todos as etapas do algoritmo, o uso de técnicas de computação distribuída para solução de problemas de grande porte e o uso de heurística construtiva “gulosa” para gerar configurações iniciais de boa qualidade, num tempo computacional adequado para o problema sob análise.

Celli e Pilo [10] abordam o problema de alocação ótima de chaves seccionadoras em redes de distribuição visando a melhoria da confiabilidade do serviço de fornecimento. O problema de planejamento da operação da rede de distribuição consiste em dispor de um plano para restaurar o fornecimento de energia na ocorrência de uma falta, através da alocação de dispositivos de chaveamentos automáticos (*ASSD's - Automatic Sectionalizing Switching Devices*), que são capazes de diagnosticar faltas e reconfigurar automaticamente o sistema. Para obtenção do modelo matemático consideram-se os custos de instalação dos dispositivos e os benefícios devido a existência ou não de dispositivos de chaveamento automático na rede. Os tempos de localização da falta e de reparos são considerados juntamente com os índices de faltas do alimentador para obter a função do custo de interrupção de energia, e a redução desses custos com a alocação dos dispositivos de seccionamento e chaveamento automático. Faltas com duração maior que um minuto,



são classificadas como causadoras de problemas de energia não suprida para os consumidores. O modelo matemático obtido neste trabalho permite determinar o número e a localização dos dispositivos de seccionamento e chaveamento de forma otimizada, necessários para operar tanto em redes radiais como redes malhadas. A técnica de solução utilizada explora as características do modelo matemático que permite a aplicação do princípio de otimização de *Bellmann's* combinado com a técnica de *Thinning* para encontrar soluções ótimas para sistemas de distribuição reais.

Billinton e Jonnavithula [7] propõem um modelo matemático para o problema de alocação ótima de chaves de seccionamento em sistemas de distribuição radiais, para minimizar os custos de confiabilidade, de manutenção e de investimentos. O modelo proposto visa encontrar os melhores locais para alocar as chaves seccionalizadoras, que possuem a capacidade de melhorar a confiabilidade do sistema. Porém, busca-se uma solução ótima, que contemple a relação custos vs. benefícios nos índices de confiabilidade devido a alocação de chaves. Um número mínimo de chaves deve ser alocado para redução dos custos de investimentos e simultaneamente melhorar os índices de confiabilidade. O modelo matemático é formulado como um problema combinatorial com função objetivo não-linear e não-diferenciável. A técnica de solução utilizada para resolver problema é através de um algoritmo *Simulated Annealing*, que é uma técnica de otimização combinatoria, e tem sido aplicada com sucesso em problemas de otimização combinatoria da vida real.

Levitin, Mazal-Tov e Elmakis [23] tratam do problema de alocação ótima de chaves de seccionamento em alimentadores radiais de sistemas de distribuição. No desenvolvimento do modelo matemático, considera-se o custo da energia não distribuída e o custo de investimentos na alocação de chaves seccionalizadoras. As taxas de falhas e o tempo de reparo são utilizados no modelo. Outras flexibilidades incorporadas no modelo proposto estão relacionadas em considerar os efeitos de falhas de operação do dispositivo de seccionamento, e o de um curto circuito causado por falhas no seccionalizador. Para considerar estes efeitos são utilizados os conceitos de probabilidade de falhas de operação do seccionalizador e de taxas de falhas do seccionalizador. O tempo de reparo para os seccionalizadores também é utilizado. A técnica de solução utilizada para resolver o problema é através de um algoritmo genético convencional, que tem a habilidade de



fornecer múltiplas soluções de boa qualidade, possibilitando que seja escolhida uma solução que mais se enquadre com a realidade das concessionárias.

1.2 – Organização do Texto

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos teóricos e computacionais do algoritmo de otimização combinatória que foi pesquisado para alocação de dispositivos de comando e proteção em redes de distribuição - Busca Tabu Reativa (*RTS*).

No Capítulo 3 apresentam-se os índices adotados pelas empresas distribuidoras e agências reguladoras do serviço de fornecimento de energia elétrica, e os conceitos envolvidos na definição desses índices. Detalha-se também neste capítulo o modelo matemático proposto para alocação integrada de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição, visando melhorar aspectos econômicos e de confiabilidade do serviço de fornecimento de energia.

No Capítulo 4, apresenta-se a metodologia adotada neste trabalho, para alocação integrada de dispositivos de proteção, chaves de manobras e coordenação da proteção. O algoritmo para alocação integrada dos dispositivos de controle e proteção e a coordenação e seletividade da proteção proposto é interativo com o usuário, e a estrutura geral deste algoritmo é apresentada na forma de diagrama de blocos. Detalham-se os principais aspectos do algoritmo de busca tabu reativa (*RTS*) adotado para a solução do modelo programação não linear inteiro obtido para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção. Dentre estes aspectos destacam-se o esquema de codificação, a geração da configuração inicial e a estrutura de vizinhança. Um algoritmo aproximado para o cálculo de fluxo de potência em redes radiais também é apresentado.

No Capítulo 5 apresentam-se os resultados obtidos com a metodologia proposta para a alocação de chaves seccionadoras e dispositivos de proteção, e a coordenação e especificação desses dispositivos de proteção para dois sistemas reais. Apresentam-se resultados de estudos da proteção para alimentadores reais.

Comentários, possíveis encaminhamentos do trabalho e as discussões que eventualmente possam se empreendidas através dos testes realizados, são apresentadas no Capítulo 6.



Constam ainda desta tese os apêndices: Apêndice 1 – Especificação, coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção. Apêndice 2 – Resumos dos artigos publicados. Apêndice 3 – Dados de barras e linhas sistema de 134 barras utilizado para testar a metodologia proposta. Apêndice 4 – Diagrama unifilar do sistema de 660 barras, mostrando os resultados obtidos através dos testes efetuados.



2 - Busca Tabu

Neste capítulo, apresentam-se os conceitos gerais da metaheurística Busca Tabu (Tabu Search - *TS*) e uma variante deste tipo de busca, referenciada na literatura como Busca Tabu Reativa (Reactive Tabu Search - *RTS*) [6,18,19,]. Esta técnica de otimização combinatória é adotada na solução do problema de alocação integrada de dispositivos de controle e proteção.

2.1. Introdução

TS é um algoritmo adequado para solução de problemas combinatoriais. Basicamente é um procedimento metaheurístico usado para gerenciar um algoritmo heurístico de busca local, que usa estratégias adequadas para controlar ou sair de soluções ótimas locais [18,19]. *TS* realiza um conjunto de transições através do espaço de busca do problema e, nesse processo de transições, deve-se passar pela solução ótima ou soluções quase ótimas de problemas complexos. Os dois elementos básicos da metaheurística *TS* são as definições de *espaço de busca* e *estrutura de vizinhança*.

2.2. Espaço de Busca e Estrutura de Vizinhança

O espaço de busca consiste de todas as soluções possíveis do problema sob estudo que podem ser visitadas durante a busca. O espaço de soluções possíveis para o problema pode envolver tanto soluções reais como inteiras. Na maioria das aplicações não é uma estratégia muito adequada restringir o espaço de busca apenas às soluções factíveis. Em



muitos casos permitir o movimento da busca para soluções infactíveis pode ser extremamente conveniente e até necessário, pois considerar todas as restrições do problema na definição de espaço de busca, frequentemente restringe muito este espaço e pode levar a soluções de qualidade inferiores.

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

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

$$N(S) = \{ \text{Soluções Obtidas pela Aplicação de uma Transformação Local a } S \} \quad 2.1$$

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



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

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

2.3. Os Algoritmos de Busca Locais e *TS*

TS é uma extensão dos métodos de busca locais. *TS* inicia a solução de problema de otimização por um processo similar a qualquer algoritmo heurístico de busca local. A partir de uma configuração S (solução factível ou infactível qualquer do problema), *TS* efetua as transições pela vizinhança de S , $N(S)$. No algoritmo de busca local, a partir da configuração corrente, passa-se para a configuração vizinha que leva ao melhor valor da função objetivo. Um procedimento repetitivo desta estratégia faz com que o algoritmo de busca local pare no momento em que não existe nenhuma configuração vizinha que produza uma diminuição da função objetivo, o que significa que foi encontrado um ótimo local (A) como pode ser observado na Fig. 2.1.



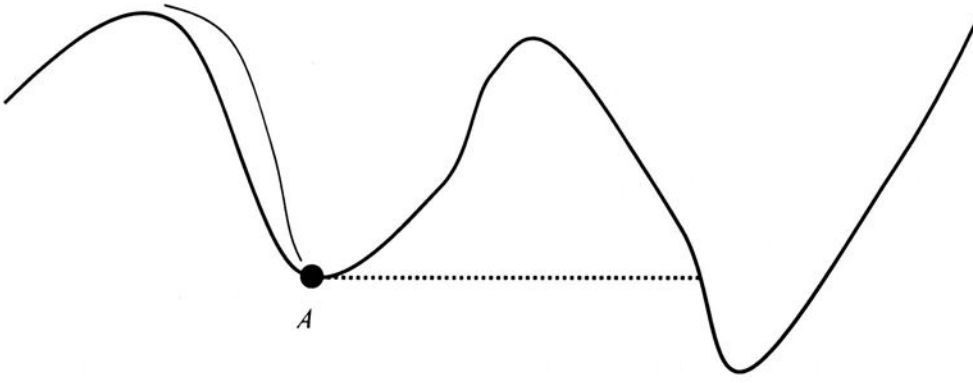


Figura – 2.1: Estrutura do Algoritmo de Busca Local

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

- 1- A partir da configuração corrente, passa-se à melhor configuração vizinha ou a menos pior, o que implica que é permitida uma degradação da qualidade da função objetivo.
- 2- O conjunto de vizinhos de S não se caracteriza de maneira estática. Assim, *TS* define uma nova estrutura de vizinhança, $N^*(S)$ que varia dinamicamente em estrutura e dimensão durante todo o processo de otimização. Esta estratégia permite o *TS* realizar uma busca eficiente e inteligente. A Fig. 2.2 mostra a relação entre $N(S)$ e $N^*(S)$. Os elementos de $N^*(S)$ são determinados de várias formas. Como ilustração, pode-se indicar as seguintes:
 - Usando uma lista tabu que armazena atributos de configurações consideradas tabu (proibidas). Neste caso $N^*(S) \subset N(S)$, pois alguns vizinhos definidos pela estrutura de vizinhança e cujos atributos fazem parte da lista tabu estão proibidos. Esta estratégia evita retornar as configurações já visitadas e a ciclagem.
 - Usando estratégias para diminuir a vizinhança ou a lista de configurações candidatas. Geralmente o número de configurações $S' \in N(S)$ pode ser muito grande e avaliar a função objetivo de todas essas configurações, para encontrar aquela que apresenta melhor desempenho, pode precisar de elevado esforço computacional.

- Usando configurações de elite e *path relinking* para caracterizar e encontrar novas configurações candidatas. Esta estratégia visa encontrar novas configurações de alta qualidade, que dificilmente seriam encontradas a partir da definição de $N^*(S)$. É fácil verificar que neste caso a relação $N^*(S) \subset N(S)$ já não é mais verdadeira.
- Redefinir o conjunto $N(S)$ durante o processo de otimização.

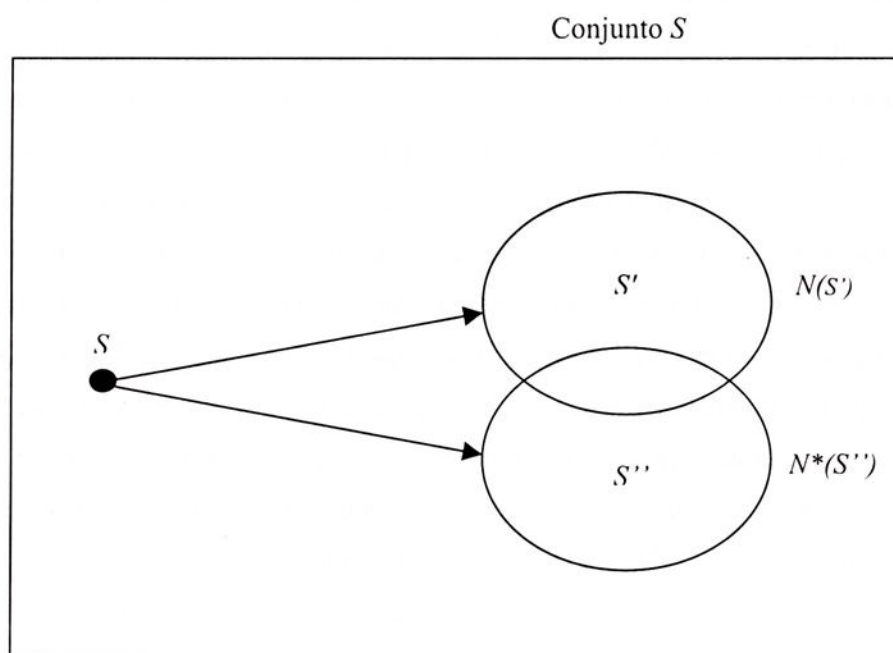


Figura – 2.2: Uma Transição em TS

2.4. Algoritmo TS Básico

Relacionados com TS , assim como no caso dos outros algoritmos combinatoriais, existem alguns aspectos que influenciam na qualidade das soluções encontradas e no desempenho computacional do algoritmo que devem ser analisados, tais como a representação e a codificação do problema que permitem identificar, claramente, a forma e estrutura de uma solução ou configuração, e a possibilidade de aparecimento de

configurações factíveis e infactíveis. Também, a representação e codificação determinam a forma em que deve ser determinada a função objetivo.

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

O algoritmo *TS* mais simples é o chamado algoritmo *TS* com memória de curto prazo e que usa uma lista de atributos proibidos e um critério de aspiração. Em *TS* como em qualquer outro algoritmo computacional também deve ser previsto um critério de parada. Considerando-se a estrutura básica de um algoritmo *TS*, na Fig. 2.3 apresenta-se um diagrama de blocos ilustrando todas as suas etapas básicas. Uma outra categoria de algoritmos de *TS*, que utiliza conceitos estocásticos e listas tabus que variam dinamicamente foi desenvolvida mais recentemente [6], e será apresentada na próxima seção.



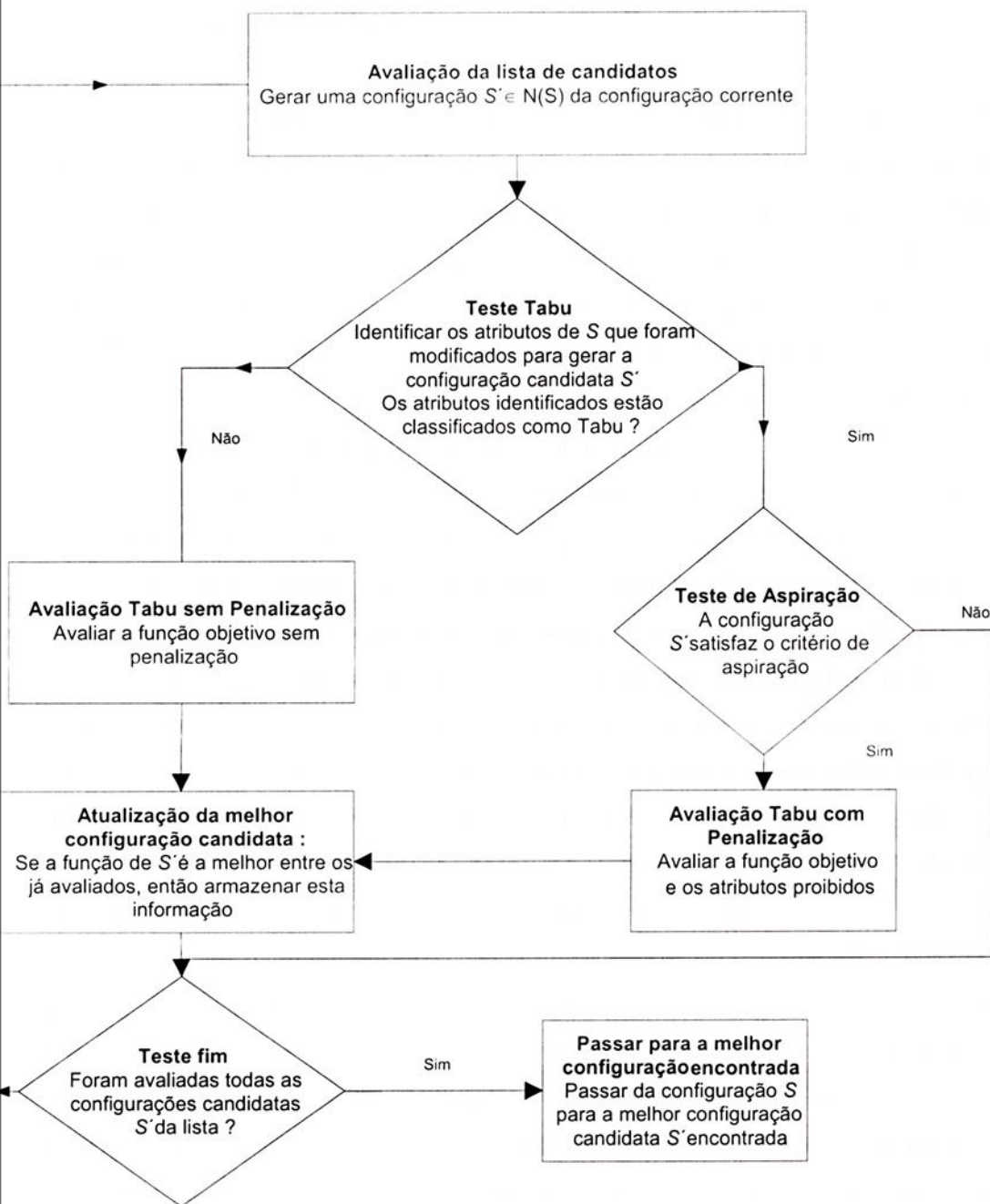


Figura – 2.3: Estrutura Básica do Algoritmo *TS*

2.4.1 Lista Tabu

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

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

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

O uso simultâneo de múltiplas listas tabu algumas vezes é aconselhável. Listas tabu padrões são normalmente implementadas como listas do tipo *first in first out (FIFO)* de comprimento fixo. Na literatura tem sido proposta a implementação de listas tabus de comprimento fixo, que nem sempre podem prevenir ciclagem, e alguns autores têm



proposto listas tabus de comprimento variável durante a busca. Uma outra proposta encontrada na literatura consiste em gerar aleatoriamente o tempo de proibição de cada movimento, dentro de um intervalo de tempo específico de acordo com o problema sob análise. Esta abordagem requer um esquema adequado para armazenar os atributos tabus.

2.4.2 Critério de Aspiração

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



2.4.3 Intensificação

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

A intensificação pode ser realizada de tempos em tempos parando o processo de busca normal, e executando uma fase de intensificação. Em geral a intensificação é baseada em algum termo de memória intermediária, tal como uma *memória recente*, em que é registrado o número de iterações que os vários *componentes da solução* têm sido apresentados nas soluções atuais sem interrupção. Uma técnica típica para realizar a intensificação é reiniciar a busca a partir da melhor solução atual conhecida, e fixar os componentes da solução que estão se repetindo e que apresentam mais atrativos. Uma outra técnica freqüentemente utilizada consiste em alterar a estrutura de vizinhança para uma outra, permitindo maior diversificação ou poder dos mecanismos de transição. Intensificação é utilizada em muitas implementações de *TS*, mas não é sempre necessária.

2.4.4 Diversificação

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

Diversificação é um mecanismo algorítmico que procura contornar este problema, forçando com que a busca seja efetuada em regiões do espaço de busca que ainda não foram exploradas. A diversificação normalmente é baseada em uma *memória de longo*



prazo do processo de busca, tal como *memória de frequência*, em que é armazenado o número iterações desde o início da busca, que vários componentes da solução (alguns atributos ou características específicos das soluções) têm estado presentes na solução atual, ou têm estado envolvidos nos mecanismos de transição. O mecanismo de diversificação também pode ser implementado usando *memórias de longo prazo* baseada em *frequência de permanência*.

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

Um exemplo simples de diversificação que utiliza memória baseada em frequência, está ilustrado no diagrama da Fig. 2.4.



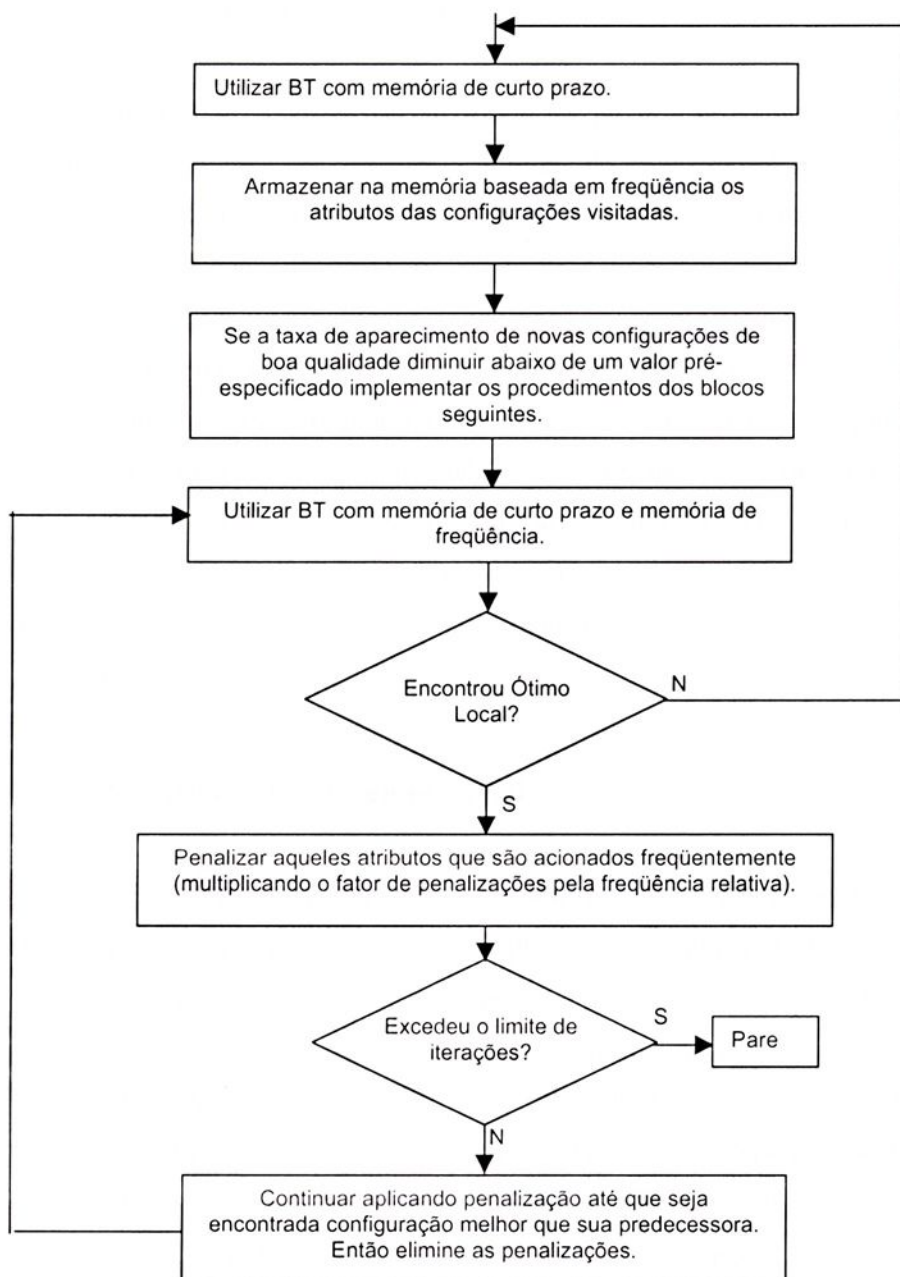


Figura - 2.4: Implementação da Estratégia de Diversificação em TS

2.4.5 Critério de Parada

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

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

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

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

2.5 - Busca Tabu Reativa (RTS)

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

Um algoritmo *TS* rigoroso pode convergir muito lentamente para problemas onde a configuração de ótimos locais é cercada por curvas de níveis com valores muito grandes, isto é, por regiões que possuem pontos com grandes desníveis de subidas. Além disso, o ponto ótimo pode ficar inatingível devido à criação de barreiras que consistem de proibições na lista (memória) de pontos já visitados. Os esquemas de *TS* baseados em tamanho fixo da lista não são rigorosos, e então há a possibilidade que os ciclos permaneçam. A própria escolha da dimensão da lista tabu é crítica para o sucesso do



algoritmo, embora para muitos problemas de interesse teórico os resultados não dependem muito dessa dimensão da lista. Esquemas de *TS* mais robustos são baseados em variações aleatórias do tamanho de lista, embora tenha-se que obedecer a limites pré-estabelecidos para esta variação.

O esquema de *RTS* [6] acrescenta ainda mais robustez ao processo de otimização, propondo um mecanismo simples chamado *reactive* para adaptar o tamanho da lista para o problema sob análise. As configurações visitadas durante a busca, e o número de repetições correspondentes é armazenado numa outra lista (auxiliar), de forma que depois que, o último movimento é realizado, pode-se checar se ocorrem repetições das configurações e calcular o intervalo entre as duas visitas. O mecanismo *reactive* aumenta rapidamente o tamanho da lista quando as configurações estão se repetindo. Isto é acompanhado por um mecanismo de redução lento, de forma que o tamanho da lista é reduzido, se durante um longo período não ocorrem repetições.

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

2.6 - Análise Comparativa - TS e RTS

Na Tabela-2.1, comparam-se os dois tipos de *TS* apresentados para problemas de otimização restritos e mono-objetivo.



Tabela 2.1: Comparação entre os mecanismos básicos de *TS* e *RTS*

Mecanismos	<i>Busca Tabu (TS)</i>	<i>Busca Tabu Reativa (RTS)</i>
Codificação	Deve contemplar: - As características físicas do conjunto de soluções do problema; - Permitir avaliar com eficiência e precisão a função objetivo; - Identificar as configurações factíveis e infactíveis do espaço de busca.	Igual ao algoritmo <i>TS</i> .
Geração da configuração inicial	- Configuração inicial é gerada aleatoriamente; - Através de heurísticas construtivas baseadas nas características físicas do problema sob estudo.	Igual ao algoritmo <i>TS</i> básico.
Mecanismos de transição	Através da análise de vizinhança e com base em um dos critérios: - Determinístico, através do processo de transição do algoritmo de <i>TS</i> e da lista tabu; - Probabilístico, avaliando-se apenas uma amostra da vizinhança que é determinada de forma aleatória.	Probabilística usando lista tabu de tamanho variável, lista auxiliar e mecanismo de escape que evita o fenômeno de ciclagem.
Parâmetros de Controle e Critério de Parada	- Estrutura e tipo de vizinhança; - Dimensão da lista tabu fixa; - Uso de operadores mais sofisticados para realizar a diversificação e transição de configurações; - Critérios de parada variados.	- Estrutura e tipo de vizinhança. - Dimensão da lista tabu variável que depende da diversidade das soluções e intensidade que as mesmas se repetem durante o processo de transição. - Uso de operadores diversificação e transição de configurações mais sofisticados. - Critérios de parada variados.
Infactibilidades das Restrições	- Permitir que o conjunto de restrições, ou um subconjunto do mesmo possa ser infactível. Considerar as restrições infactíveis através de técnicas de penalidades, com ajustes adequados dos fatores de penalidades.	- Igual ao algoritmo <i>TS</i>



3- Modelo Matemático

Neste capítulo apresentam-se os conceitos clássicos de índices de confiabilidade e o modelo matemático proposto para o problema de alocação e realocação de chaves de manobras e dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição de energia elétrica. Este modelo é obtido utilizando o conceito de energia não suprida e os índices históricos de faltas permanentes e temporárias no sistema.

3.1 Introdução

Durante a fase de planejamento devem ser previstas condições que garantam a confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Os dispositivos de controle, manobras e proteção permitem reduzir o tempo de interrupção do serviço de fornecimento devido às faltas permanentes e temporárias nos sistemas de distribuição. Estes dispositivos possibilitam estabelecer condições para restaurar o serviço de fornecimento de energia a um custo mínimo sob condições de contingências. Desta forma, quando o suprimento de energia elétrica é interrompido por uma contingência, é importante ter alocado atendendo critérios econômicos e operacionais das redes de distribuição as chaves de manobras e os dispositivos de controle e proteção. O sistema de proteção alocado com base em critérios técnicos, econômicos e operacionais e dimensionado de forma coordenada e seletiva, e proporciona que um menor número de consumidores sob falta seja desligado, e juntamente com as chaves de manobras permite restabelecer o sistema de distribuição de energia elétrica, através de alterações nas configurações do sistema (abrir/fechar chaves). A Figura 3.1 ilustra os estados possíveis de operação de um sistema de distribuição [27].



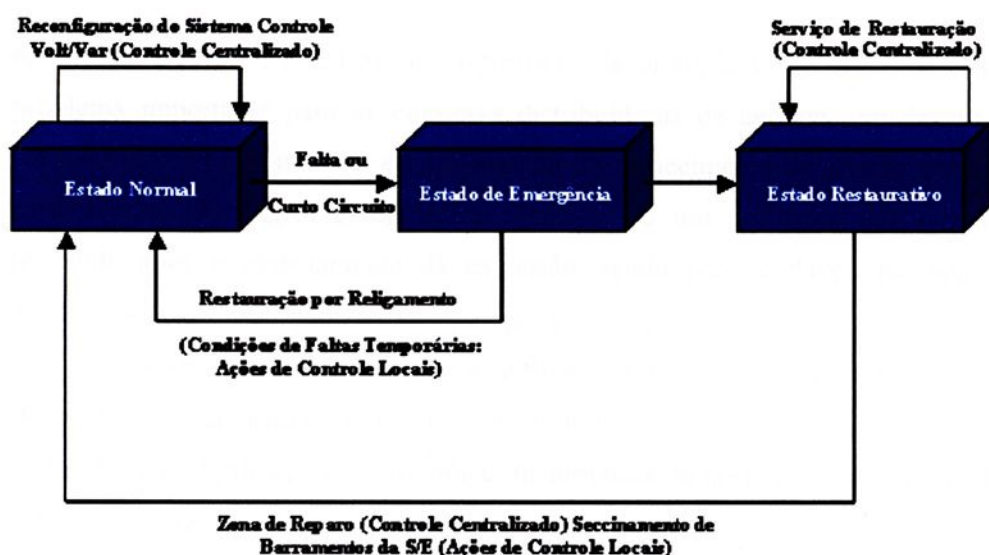


Figura – 3.1 Estados de Operação de um Sistema de Distribuição

Restaurar um sistema significa determinar a melhor forma de conduzir o sistema de um estado onde, devido a contingências graves, sua integridade está prejudicada, e cargas consideradas prioritárias possam ser atendidas e limites de operação respeitados. Restaurar a rede é fazer com que todos (o máximo possível) os consumidores sejam supridos com fornecimento de energia elétrica em curto prazo após a ocorrência de uma eventual contingência em algum trecho do circuito. O problema de restauração deve ser resolvido em um tempo computacional reduzido, para o controle *on-line*. Desta forma, o problema de restauração consiste em determinar uma estratégia de controle (incluído uma série de ações de chaveamento) para restaurar o serviço de fornecimento de energia para as cargas que não estão nas seções atingidas pela falta, isto corresponde a uma transição dentro do estado restaurativo. Para retornar a um estado normal é então necessário reparar e reconectar a seção sob falta.

As chaves de manobra e os dispositivos de proteção são alocados no sistema durante a fase de planejamento, sendo que em alguns casos em função das alterações dos hábitos de consumo, vulnerabilidade às faltas de certas regiões do sistema, classe e tipo de consumidores e crescimento da carga, é necessário realocar algumas das chaves e dispositivos de proteção com vistas a dar maior confiabilidade e melhorar as condições de



operação da rede. A alocação de dispositivos de proteção e chaves de manobras é um problema importante para as empresas distribuidoras de energia que devem suprir os consumidores com qualidade e continuidade do fornecimento de acordo com as normas estabelecidas pela agência reguladora. Trata-se de um problema que normalmente é resolvido após o planejamento da expansão, sendo recomendável que seja resolvido juntamente com o planejamento da operação da rede [33][36].

O modelo matemático para alocação e realocação de dispositivos de proteção e chaves para restauração do sistema proposto neste trabalho, é obtido utilizando o conceito de energia não suprida (*ENS*) e os índices históricos de faltas permanentes e temporárias no sistema. Genericamente, este problema é formulado como:

Minimizar{*Custos Fixos de Alocação/Realocação de Chaves de Manobras e Dispositivos de Proteção + Custo de Interrupção pela Atuação dos Dispositivos de Proteção e Operação das Chaves de Manobras*}

s.a.

- *Magnitude Mínima de Tensão de Operação nas Barras do Sistema;*
 - *Capacidade de Fluxo nos Alimentadores;*
 - *Capacidade das Subestações;*
 - *Número de cada tipo de dispositivo disponível para alocação – chaves de manobras, religadores e fusíveis;*
 - *Número máximo de dispositivos que podem ser alocados em série para obter coordenação e seletividade do sistema de proteção;*
 - *Setores que devem ser alocados exclusivamente religadores devido a importância da carga e/ou sujeitos a altos índices de falhas temporárias;*
 - *Setores da rede que as cargas não podem estar sujeitas à ação de religamentos;*
 - *Radialidade do sistema de distribuição.*
- (3.1)

Este é um modelo de otimização combinatorial com função objetivo não linear, não diferenciável, envolvendo variáveis reais e inteiras e um conjunto de restrições lineares e não lineares. A análise teórica dos cálculos dos índices de confiabilidade, o modelo



matemático para a função objetivo e das restrições do problema (3.1) são descritos nas próximas seções.

3.2 Índices de Confiabilidade em Redes de Distribuição

Nos últimos anos, a sociedade se tornou mais crítica em relação à qualidade dos serviços oferecidos pelas empresas distribuidoras de energia. O nível de exigência dos clientes sobre as empresas distribuidoras de energia elétrica aumenta a cada dia, principalmente com relação à qualidade do fornecimento de energia elétrica.

As concessionárias trabalham em ambientes regulamentados e necessitam justificar investimentos e tarifas, e dessa forma procurar por eficiência econômica através da redução de custos de investimentos. Esta redução de custo vem acompanhada de um fator perigoso, ou seja, como consequência da redução desses custos, pode ocorrer a redução na qualidade e do fornecimento da energia. Devido a estes aspectos, a regulação dos serviços de distribuição de energia elétrica assume um importante papel no relacionamento das empresas com os consumidores e também na tomada de decisão em novos investimentos que devem ser efetuados nos sistemas de distribuição ou setores do sistema.

Outro aspecto que deve ser levado em consideração nas propostas de investimentos para melhoria da confiabilidade do sistema é a impossibilidade de se acabar com as interrupções no fornecimento de energia elétrica. Deve-se buscar um nível ótimo de qualidade para que as interrupções sejam as mínimas possíveis, porém com um baixo custo de investimento, encontrar a melhor relação custos vs. benefícios possível entre a qualidade do fornecimento, e os custos de investimentos são o objetivo das empresas.

Os serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil são regulamentados pela agência nacional de energia elétrica (*ANEEL*), através da resolução N° 24, de 27 de janeiro de 2000 [2]. Compete a *ANEEL* estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta ou indiretamente, pela sua boa qualidade. A *ANEEL* estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e frequência a serem observados pelas concessionárias.

A continuidade do fornecimento pode ser medida através de índices de continuidade individuais ou através de índices de continuidade de conjunto. Os índices de continuidade



individuais medem a continuidade dos clientes considerando-os individualmente. Os índices de continuidade de conjunto são as médias ponderadas do número e duração das interrupções sofridas por um grupo de clientes. Podem dar uma idéia do nível de qualidade geral de um conjunto de clientes com determinadas características ou de um conjunto de clientes situados em uma determinada região. Tem a vantagem de dar uma visão global da qualidade em um grupo de cliente, porém pode esconder a existência de subgrupos de clientes que possuem uma má qualidade de serviço de fornecimento.

3.2.1 – Índices de Continuidade Individuais

Cada cliente tem seus próprios índices de continuidade individuais que medem a qualidade da energia recebida. Este nível de qualidade reflete unicamente a qualidade do fornecimento particular, independente da qualidade dos demais clientes vizinhos. Os índices de continuidade individuais representam um avanço significativo na regulação da qualidade, já que enfocam o problema da qualidade da energia recebida pelo consumidor. A energia elétrica é um produto de consumo que tem que ter as mesmas garantias de qualidade, confiabilidade e satisfação para o cliente como qualquer outro produto de mercado.

Internacionalmente os índices de continuidade individuais mais comumente utilizados, considerando-se períodos de tempo preestabelecidos são os seguintes:

- Número de interrupções (int/período).
- Duração média de interrupções (h/int): média das durações das interrupções registradas.
- Duração total das interrupções (h/período): soma das durações de todas as interrupções do período considerado.
- *ENS*, energia não suprida (kWh/período): existem diferentes métodos para estimar a energia não distribuída, já que não é possível medi-la. Pode utilizar a última medida realizada e extrapolá-la, utilizar curvas de carga típicas por tipo de clientes, etc.



No Brasil os índices de continuidade individuais mais utilizados são os seguintes:

$$FIC = n \quad (3.2)$$

Em que:

- FIC* : Freqüência de Interrupção por Unidade Consumidora.
n : Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (3.3)$$

Em que:

- DIC* : Duração de Interrupção por Unidade Consumidora;
t(i) : Tempo de duração da interrupção (*i*) da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

Outro índice de continuidade individual utilizado no Brasil é o *DMIC* que é a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora.

3.2.2 – Índices de Continuidade de Conjunto

Os índices de continuidade de conjunto refletem o comportamento médio em percentagem da continuidade do fornecimento de energia a um conjunto de consumidores. Por conjunto de consumidores define-se uma região, uma zona do sistema, etc. que engloba um certo número de clientes. Estes índices são uma média ponderada dos índices individuais dos clientes afetados devido faltas no sistema. Geralmente, da mesma forma que para os índices de continuidade individuais, são utilizados dois índices de continuidade de conjunto. Um para medir o número de interrupções e outro para medir a duração destas interrupções. É importante realçar que estes índices não refletem a qualidade da energia fornecida para cada consumidor, mas são medidas do estado médio da qualidade de fornecimento da zona considerada. Portanto, pode haver clientes em uma zona com índices de confiabilidade com boa qualidade e que tenha uma má qualidade de fornecimento.



Para o cálculo dos índices de sistema são necessários os registros das incidências das interrupções, o número de clientes atendidos e atingidos, a potência conectada e afetada devido essas interrupções.

Internacionalmente os índices de continuidade de conjunto são classificados de acordo com os elementos físicos do sistema usados para ponderar os dados relativos à interrupção do fornecimento. Na incidência de faltas em grupos de consumidores, definidos como conjuntos, estes índices podem ser classificados como:

- Índices baseados em clientes;
- Índices baseados em potência;
- Índices baseados em energia.

Índices Baseados em Clientes

São obtidos através de ponderações baseadas na quantidade de consumidores, número de consumidores atingidos e tempo de interrupção dos consumidores do conjunto, considerando-se períodos de observação preestabelecidos. Desta forma definem-se:

- *System Average Interruption Frequency Index*

$$SAIFI = \frac{\text{Número Total de Consumidores Interrompidos}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}} \quad (3.4)$$

- *System Average Interruption Duration Index*

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Número de Consumidores Interrompidos} \times \text{Tempo de Duração da Retirada de Serviço das Cargas em Minutos}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}} \quad (3.5)$$

- *Average Service Availability Index*



$$ASAI = 1 - \frac{\text{Total de Horas de Interrupção no Serviço de Fornecimento}}{\text{Total de Horas do Período} \times \text{Total de Consumidores Servidos}} \quad (3.6)$$

- *Customer Average Interruption Frequency Index*

$$CAIFI = \frac{\text{Número Total de Interrupções a Consumidores}}{\text{Número Total de Consumidores Atingidos pela Falta}} \quad (3.7)$$

- *Customer Average Interruption Duration Index*

$$CAIDI = \frac{\text{Tempo Total das Durações das Interrupções dos Consumidores}}{\text{Número Total de Interrupções a Consumidores}} \quad (3.8)$$

Os índices *SAIFI* e *SAIDI* juntos são os mais utilizados internacionalmente. O primeiro mede a frequência e o segundo mede a duração das interrupções considerando-se o total de consumidores do conjunto sob análise.

O *CAIFI* é calculado para um ano, sendo a frequência das interrupções daqueles clientes que foram afetados por alguma interrupção. A diferença entre o *CAIFI* e o *SAIFI* é que, o *SAIFI* é a média da frequência de interrupção para todos os clientes do grupo, e o *CAIFI* é a frequência de interrupção dos clientes afetados. Desta forma *CAIFI* permite caracterizar os problemas de grupos de clientes afetados por interrupções e compará-los ano a ano.

Índices Baseados em Potência

Os índices baseados em potência utilizam algumas ponderações de potência total do conjunto de consumidores, potência dos consumidores atingidos pelas interrupções e tempo de interrupção dos consumidores do conjunto, considerando-se períodos de observação preestabelecidos. Desta forma definem-se:



- *Average System Interruption Duration Index*

$$ASIDI = \frac{KVA \text{ Conectado por Minuto Interrupido}}{KVA \text{ Total Conectado}} \quad (3.9)$$

- *Average System Interruption Frequency Index*

$$ASIFI = \frac{KVA \text{ Conectado Interrupido}}{KVA \text{ Total Conectado}} \quad (3.10)$$

Índices Baseados em Energia

O principal índice desta categoria, cuja filosofia foi utilizada no desenvolvimento do modelo proposto neste trabalho é a energia não suprida (*ENS - Energy Not Supplied*) (kWh). É obtido considerando o somatório de energia não fornecida em todas as interrupções.

No Brasil os principais índices de continuidade de conjunto são baseados em clientes, e são calculados segundo as seguintes relações [1][2]:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (3.11)$$

Em que:

- FEC* : Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
Ca(i) : Número de unidade consumidoras interrompidas em um evento;
k : Número máximo de eventos no período considerados;
Cc : Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \cdot t(i)}{Cc} \quad (3.12)$$



Em que:

DEC : Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

$t(i)$: Duração de cada evento (i), no período de apuração.

Para qualquer índice que utilize históricos de faltas é necessário estabelecer alguns procedimentos de registros sistemáticos das incidências de contingências, assim como dispor de base de dados necessária para determinar os clientes atingidos e a demanda interrompida, para cada uma das faltas durante o período de observação. Os índices de faltas permanentes (λ) e temporárias (γ) utilizados no modelo matemático para alocação de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição, são índices históricos de confiabilidade de conjunto, baseados no FEC .

3.3 Função Objetivo

A função objetivo proposta para o problema contempla os custos fixos devido a alocação e realocação de chaves de manobras e dispositivos de proteção e os custos de interrupção devido a atuação do dispositivo de proteção e as ações de chaveamento que devem ser efetuadas para restauração do sistema e isolamento da área sob falta permanente.

A alocação de chaves seccionadoras, religadores automáticos e chaves fusíveis em um conjunto de barras do alimentador (seção principal e ramais laterais), selecionadas com base em critérios técnicos e econômicos, representa a parcela de custos fixos na função objetivo. Os custos fixos estão relacionados com o investimento na aquisição e instalação da chave de manobras e/ou dos dispositivos de proteção. No caso da realocação de equipamentos, os custos fixos envolvidos são basicamente os custos da mão de obra devido o reposicionamento da chave de manobra e/ou do dispositivo de proteção. Matematicamente o custo fixo para cada alimentador i de um sistema de distribuição pode ser escrito como:

$$CF_i = \sum_{j=1}^{nsec} (X_{ij1} \cdot CF_{R_j} + X_{ij2} \cdot CF_{F_j} + X_{ij3} \cdot CF_{C_j}) \quad (3.13)$$



Em que:

- X_{abc} : Variável que define a seção, o ponto na seção e o tipo de dispositivo que poderá ser instalado;
- a : Define a seção do alimentador (1 para seção principal e 2... n para os ramais laterais);
- b : Define o ponto que o dispositivo alocado na seção;
- c : Define o tipo de dispositivo (1 para dispositivo de proteção trifásico ; 2 para dispositivo de proteção monofásico e 3 para chaves de manobras).
- CF_{R_j} : Custo fixo de instalação de religador no ponto j ;
- CF_{F_j} : Custo fixo de instalação de fusível no ponto j ;
- CF_{C_j} : Custo fixo de instalação de chave de manobra no ponto j ;
- $nsec_i$: Número total de seções do alimentador i , definido pela quantidade de dispositivos alocados;

Os outros termos da função objetivo que aparecem na formulação genérica (3.1) estão relacionados com os custos de interrupção devido a atuação dos dispositivos de controle e proteção e às ações de manobras necessárias para isolar as seções defeituosas do sistema e restaurar o serviço de fornecimento de energia. Nas próximas subseções detalha-se o modelo matemático que estes termos representam.

3.3.1 – Custo de Interrupção pela Atuação das Chaves de Manobras e Dispositivos de Controle e Proteção.

Os custos variáveis na função objetivo do problema de alocação e realocação de chaves de manobras e dispositivos de controle e proteção consiste de um modelo matemático estabelecido com base em análises técnicas e econômicas para identificar os tipos e a localização desses dispositivos nos alimentadores de distribuição, com vistas a melhorar os índices de confiabilidade e desta forma, minimizar o custo de interrupção.

As chaves de manobras e dispositivos de controle e proteção são alocados no sistema durante a fase de planejamento a médio e curto prazos, sendo que em alguns casos



em função das alterações dos hábitos de consumo, tipo de consumidores e crescimento da carga, é necessário realocar algumas das chaves de manobras e/ou dispositivos de controle e proteção com vistas a obter maior confiabilidade e melhorar as condições de operação da rede.

Em geral, o impacto sobre os clientes da alocação das chaves de manobras e dispositivos de controle e proteção, está relacionado com a frequência e duração da interrupção. Sendo assim procura-se elaborar uma modelagem voltada a melhorar os índices de confiabilidade *DEC* e *FEC* [1-2] ou índices similares definidos por normas internacionais. Esses índices são estabelecidos pela agência reguladora, direcionando as concessionárias na tomada de decisão sobre o projeto de alocação de chaves de manobras e dispositivos de controle e proteção que contemple o estado de equilíbrio entre os custos da confiabilidade do sistema e do serviço de confiabilidade, para atender os consumidores com uma energia confiável e de acordo com as normas exigidas pela agência reguladora (no caso específico do Brasil a *ANEEL*).

O modelo matemático deve levar em consideração o tipo de cliente (residencial, comercial e industrial), a carga que está conectada (L), as taxas de faltas permanentes (λ) e temporárias (γ), os custos de interrupções de consumidores (custos de interrupções permanentes e temporárias), e a extensão do alimentador.

Para o desenvolvimento do modelo matemático proposto neste trabalho divide-se o alimentador de distribuição em seção principal e ramais laterais conforme ilustra a Figura 3.2. Os ramais laterais são divididos em três categorias:

Categoria 1 onde não é possível a instalação de nenhum dispositivo de proteção. Normalmente são trechos pequenos com pequenas cargas onde os custos de investimentos não se justificam.

Categoria 2 onde é possível apenas a instalação de chaves de manobras e de elos fusíveis (trecho do ramal com carga leve).

Categoria 3 é possível a instalação de vários tipos de dispositivos de controle e proteção (trecho do ramal com carga pesada).



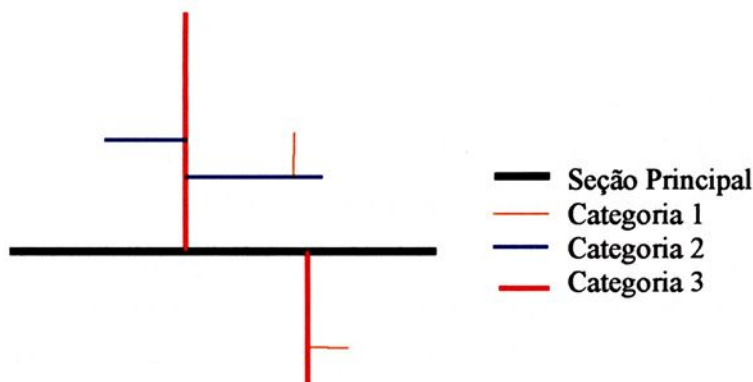


Figura 3.2 Classificação das Seções do Alimentador

Adicionadas a esta classificação são consideradas para obtenção do modelo matemático as seguintes hipóteses:

- Dispositivos de controle e proteção trifásicos (Disjuntores, Religadores, etc) minimizam o número de clientes afetados por faltas permanentes e restauram automaticamente a energia para faltas temporárias. Estes dispositivos reduzem os custos do serviço de restauração do sistema, evitando o deslocamento desnecessário de equipes de manutenção e o tempo de desligamento da rede ou de setores do sistema.
- Dispositivos trifásicos, em casos raros, não devem ser instalados em certos locais devido ao tipo de carga (indústrias de papel, indústrias têxteis, indústrias metalúrgicas, etc) que não podem sofrer ações de religamentos. Esses religamentos podem provocar grandes perdas no processo de produção e também uma grande dificuldade para a retomada do processo de produção.
- Devido a limitações físicas na coordenação dos religadores existentes no mercado, normalmente limita-se em três o número de religadores alocados para operar em série. Caso não existisse este tipo de limitação, a quantidade de religadores que poderia ser alocada no alimentador poderia ser limitada por fatores econômicos relacionados com a importância, natureza da carga, e

aspectos técnicos relacionados com os níveis de corrente de curto circuito e coordenação dos dispositivos de proteção, entre outros.

- Em alimentadores longos, como é o caso de alimentadores que deixam a área urbana e seguem para a área rural, é recomendado alocar pelo menos 2 religadores. Um religador para proteger a área urbana, e outro religador na fronteira entre as áreas urbana e rural. Este segundo equipamento elimina os desligamentos nos consumidores urbanos devido a defeitos na área rural, ou seja, não é apenas para proteger a área rural, mas sim manter a continuidade do serviço de fornecimento de energia no subsistema urbano na ocorrência de faltas nas áreas rurais.
- Dispositivos monofásicos (fusíveis) não têm capacidade de religamento e assim, faltas temporárias são eliminadas como sendo faltas permanentes.
- O aparecimento de novas tecnologias e materiais dielétricos para alta tensão, e o desenvolvimento na área de eletrônica, permitiram a redução dos custos dos religadores automáticos, não se justificando economicamente a aquisição de seccionadores novos. Desta forma a alocação de seccionadores está restrita àquelas empresas que possuem este tipo de equipamentos instalados na rede ou disponíveis nos almoxarifados.

Baseado nestas hipóteses, no caso de faltas permanentes, seria interessante a instalação apenas de elos-fusíveis, no entanto como a porcentagem de ocorrência deste tipo de falta é muito pequeno em relação a porcentagem de ocorrência de faltas temporárias, o modelo matemático deve contemplar a alocação de religadores e elos-fusíveis, deixando para os religadores o papel de eliminarem as faltas temporárias e para os elos-fusíveis eliminarem as faltas permanentes. Porém, convém ressaltar que para isso ocorra deve haver uma boa coordenação entre ambos os dispositivos, o que nem sempre é possível, e este importante aspecto técnico deve constituir-se como uma restrição a ser incorporada no modelo matemático de alocação de dispositivos de proteção. Uma técnica para contemplar a coordenação e a seletividade dos dispositivos de proteção com a alocação otimizada da proteção é efetuar uma análise de sensibilidade da coordenação dos dispositivos de proteção para definir o conjunto de pontos candidatos à alocação da proteção.



A Figura 3.3 ilustra uma rede de distribuição onde estão representadas as chaves alocadas para a restauração e os dispositivos de controle e proteção, sendo as linhas cheias os ramos das árvores e os ramos de ligação em linhas pontilhadas, que possuem chaves que podem ser utilizadas para o planejamento da operação (busca de melhores configurações para o sistema operar sob condições de perdas mínimas). Estas linhas de ligação foram alocadas no sistema durante a fase de planejamento a médio e longo prazo, para aumentar a confiabilidade do sistema de distribuição.

As chaves de manobras são alocadas na rede de distribuição para permitir uma estratégia ótima ou otimizada de operação e fazer o restabelecimento do serviço de fornecimento de energia em condições de contingência. Os religadores automáticos desempenham dupla função – proteção e restauração.

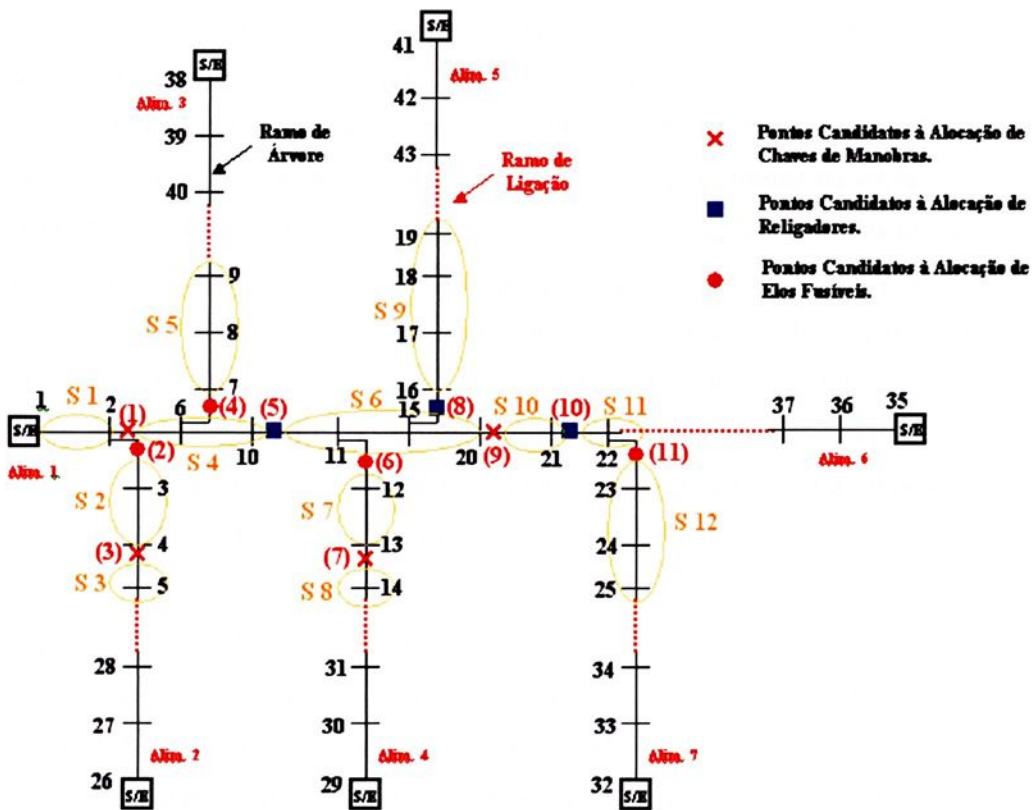


Figura – 3.3: Rede de Distribuição Genérica.



Desta forma, o modelo de função objetivo proposto considera a minimização dos custos de interrupção (CI) pelo sistema de distribuição operando sob condições de contingências. Neste modelo consideram-se os dados históricos dos índices de confiabilidade e informações relativas à experiência prática da operação de redes de distribuição [11][12][31-36][38-42].

O custo de interrupção na seção de incidência da falta e nas seções a montante e a jusante da seção de incidência da falta, depende do tipo de dispositivo instalado no início da seção. Isto porque o plano de restauração das cargas devido à incidência de faltas permanentes ou temporárias em cada seção depende destes dispositivos. Desta forma, neste trabalho, cada seção da rede de distribuição é definida em função dos dispositivos disponíveis para isolar o defeito e restaurar a rede, da seguinte forma:

- Seções com religadores alocados no início ($ds_j = 1$): Os religadores possuem a função de manobras e proteção para faltas permanentes e transitórias. Na incidência de faltas permanentes na seção iniciada por um religador, a falta é isolada apenas nesta seção, os consumidores das seções a jusante da seção sob falta podem ser restaurados e os consumidores das seções a montante do religador não sofrem interrupção de energia elétrica. Os custos de interrupção são os custos de reparo e de chaveamento (remanejamento de cargas). Na incidência de faltas transitórias na seção iniciada por um religador todos os consumidores a jusante do religador sentirão um desligamento transitório, o custo de interrupção por estas seções será um custo transitório de interrupção e os consumidores das seções a montante não sofrerão interrupção de energia elétrica.
- Seções com elos fusíveis alocados no início ($ds_j = 2$): Os elos fusíveis no modelo desenvolvido neste trabalho são alocados apenas para proteção. Na incidência de uma falta permanente na seção iniciada por um elo fusível, deve-se, abrir o dispositivo de manobras a montante mais próximo e em série com este elo fusível. Os consumidores das seções adjacentes deste dispositivo de manobras podem ser restaurados. Os custos de interrupção são os custos de



reparo e de chaveamento (remanejamento de cargas). Na incidência de faltas transitórias na seção iniciada por um elo fusível ocorrerá a atuação do dispositivo de proteção com religamento automático a montante mais próximo e em série com o elo fusível. Todos os consumidores a jusante do dispositivo de religamento automático sentirão o desligamento transitório, o custo de interrupção por estas seções será um custo transitório de interrupção. Os consumidores das seções a montante do dispositivo de religamento automático não sofrerão interrupção de energia elétrica.

- Seções com chaves de manobras alocadas no início ($dsj = 3$): As chaves de manobras não possuem a função de proteção. Na incidência de uma falta permanente ou transitória na seção iniciada por uma chave de manobra, ocorrerá a atuação de um religador ou de um elo fusível a montante mais próximo e em série com esta chave de manobras. Se o dispositivo de proteção que atuou foi um fusível, a seção definida pela chave de manobra e a seção definida pelo fusível são isoladas, caso o dispositivo de proteção que atuou foi um religador apenas a seção definida pela chave de manobra é isolada, os consumidores das seções a jusante podem ser restaurados. Os custos de interrupção são os custos de reparo e de chaveamento (remanejamento de cargas). Na incidência de faltas transitórias na seção iniciada por uma chave de manobra ocorrerá a atuação do dispositivo de proteção com religamento automático a montante mais próximo e em série com a chave de manobras. Todos os consumidores a jusante do dispositivo de religamento automático sentirão o desligamento transitório, o custo de interrupção por estas seções será um custo transitório de interrupção. Os consumidores das seções a montante do dispositivo de religamento automático não sofrerão interrupção de energia elétrica.

Matematicamente o CI para cada um dos alimentadores i do sistema de distribuição genérico, da Figura 3.3, pode ser formulado como:

$$CI_i = \sum_{j=1}^{n_{sec}} (CIP_j + CIT_j) \quad (3.14)$$

Em que:



- CIP_j : Custo anual de interrupção para uma falta permanente na seção j ;
 CIT_j : Custo anual de interrupção para uma falta temporária na seção j ;

O CIP devido à incidência de uma falta permanente na seção j do alimentador é dado pela equação:

$$CIP_j = \lambda_j \cdot l_j \cdot (Ppo_j + Pmo_j + Pju_j) \quad (3.15)$$

Em que:

- λ_j : Taxa de falha permanente média anual da seção j (falha/km/ano);
 l_j : Comprimento da seção j (km).

As parcelas que compõem o CIP são os custos de interrupção aos consumidores da seção onde ocorrem faltas permanentes (Ppo_j), custos de interrupção aos consumidores das seções à montante da seção sob faltas permanente (Pmo_j) e custos de interrupção aos consumidores das seções à jusante da seção onde ocorrem faltas permanentes (Pju_j), dadas pelas seguintes equações:

$$Ppo_j = (LR_j \cdot CRR + LC_j \cdot CRC + LI_j \cdot CRI) \quad (3.16)$$

$$Pmo_j = \begin{cases} 0 & \text{Se } ds_j \neq 3 \\ \sum_{m=1}^M (LR_m \cdot CCR + LC_m \cdot CCC + LI_m \cdot CCI) & \text{Se } ds_j = 3 \end{cases} \quad (3.17)$$



$$Pju_j = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{m=j+1}^L (LR_m \cdot CRR + LC_m \cdot CRC + LI_m \cdot CRI) \quad \text{Se } ds_j = 2 \\ \\ \sum_{m=j+1}^L (LR_m \cdot CCR + LC_m \cdot CCC + LI_m \cdot CCI) \quad \text{Se } RS < LT_m \\ \\ \begin{array}{l} RS \in \Omega_i \\ ds_j \neq 2 \\ V_i > V^{min} \\ V_i \in \Omega_i \end{array} \\ \\ \sum_{m=j+1}^L (LR_m \cdot CRR + LC_m \cdot CRC + LI_m \cdot CRI) \quad \text{Se } \begin{array}{l} RS < LT_m \\ RS \in \Omega_i \end{array} \\ \\ ds_j \neq 2 \end{array} \right. \quad (3.18)$$

Em que:

- $LR_{(.)}, LC_{(.)}, LI_{(.)}$: Cargas residenciais, comerciais e industriais, respectivamente, conectadas na seção (.);
- CRR, CRC, CRI : Custos de energia residencial, comercial e industrial, respectivamente, não supridas por um determinado intervalo de tempo para que seja realizado reparo na seção (.);
- CCR, CCC, CCI : idem, para que sejam efetuados os remanejamentos das cargas para outra(s) seção(es);
- ds_j : Variável que determina o tempo e a natureza da interrupção do fornecimento de energia da seção j , em função do tipo de dispositivo de controle e proteção que está alocado no início da seção j , $ds_j = 1$ para religador, $ds_j = 2$ fusível e $ds_j = 3$ chave de manobra;
- M : Conjunto de seções à montante da seção j até a próxima seção com o $ds_j = 1$ ou 2;
- L : Conjunto de seção à jusante da seção j ;
- Ω_i : Alimentadores vizinhos do alimentador i , que possuem chaves de interconexão com o alimentador alocadas pelo planejamento



da operação. Essas chaves permitem o remanejamento de cargas do alimentador i para esses vizinhos;

- RS : Capacidade de reserva dos alimentadores vizinhos de i (Ω_i);
- V_i : Magnitude de tensão das barras dos alimentadores vizinhos de i , (Ω_i);
- V^{\min} : Limite de operação mínimo permitido para a magnitude de tensão nas barras do sistema.

As parcelas que compõem o CIP para qualquer seção j do alimentador genérico da Figura 3.3 podem ser interpretadas como:

Ppo_j : Para faltas permanentes na seção j , as cargas desta seção devem ser isoladas do sistema para que sejam efetuados os serviços de reparos. Seja uma falta permanente na seção 6, esta seção deve ser isolada do sistema para que sejam efetuados os devidos reparos. Para isolar a seção 6 é necessário realizar a abertura do religador no ponto (5), mas devido ao fato deste religador ser a proteção principal desta seção o mesmo está aberto por ter atuado para eliminação da falta. Também é necessária a abertura do religador no ponto (8) e das chaves de manobras nos pontos (7) e (9).

Pmo_j : Para faltas permanentes na seção j , verifica-se o tipo de dispositivo que define a seção j :

- Para seções definidas por religadores automáticos ($ds_j = 1$) ou por elos fusíveis ($ds_j = 2$), as cargas a montante da seção não sofrem interrupções de fornecimento, pois tanto os religadores como os elos fusíveis atuam para faltas permanentes, ou seja, apenas as cargas das seções à jusante sofrem interrupção, e o valor de Pmo_j é igual a zero. Na incidência de uma falta permanente na seção 6, o religador no ponto (5) atua e neste caso as cargas das seções a montante do ponto (5) não são sensibilizadas pela ocorrência desta falta.
- Seções definidas por chaves de manobras ($ds_j = 3$): Algum dispositivo (religador ou elo fusível) a montante da seção atua, porém as cargas a montante das seções podem ser supridas normalmente, necessitando apenas



de uma pequena interrupção para que possam ser realizados os chaveamentos necessários para a restauração do serviço. Na incidência de uma falta permanente na seção 10, onde o $ds_{10}=3$, as cargas das seções 6, 7, 8 e 9 são sensibilizadas por esta falta, pois o dispositivo que é proteção principal da seção 10 é o religador instalado no ponto (5) que deve atuar. Neste caso nas seções 6, 7, 8 e 9 ocorrerá uma pequena interrupção de fornecimento de energia para que possam ser realizados os chaveamentos necessário para a restauração do serviço. Esses chaveamentos são a abertura da chave de manobras no ponto (9) e do religador no ponto (10).

Pju_j: Para faltas permanentes na seção *j*, verifica-se o tipo de dispositivo que define a seção a jusante:

- Elos fusíveis ($ds_j=2$): O tempo de interrupção das cargas a jusante desta seção é maior para que seja realizado o reparo da seção sob falta. Este aspecto está relacionado com a hipótese que neste modelo não está sendo considerada a possibilidade da chave equipada com elo fusível estar dimensionada para realizar manobras. Na incidência de uma falta permanente na seção 6, como a seção 7 é definida por um elo fusível as cargas desta seção demandam um tempo maior de interrupção até que sejam realizados os reparos da seção 6.
- Religador ($ds_j=1$) ou uma chave de manobras ($ds_j=3$): As cargas a jusante desta seção podem ser remanejada para um dos alimentadores vizinhos, caso haja capacidade de reserva suficiente nestes alimentadores e não haja problemas de violação de magnitude mínima das tensões de operação nas barras. Neste caso ocorre uma interrupção de curta duração para o remanejamento (chaveamento) das cargas desta seção para os alimentadores vizinhos. Não sendo possível o remanejamento de cargas, haverá a necessidade também de uma interrupção de maior duração nesta seção até que seja executado o serviço de reparo na seção *j*. Na incidência de uma falta permanente na seção 6, para a seção 9 que é definida por um religador ($ds_9=1$), deve ser realizada a seguinte análise: verificar se o alimentador 5



possui capacidade de reserva (*RS*) suficiente para que as cargas desta seção sejam remanejadas para este alimentador e não sofre violação na magnitude das tensões mínima de operação. Caso haja capacidade reserva e não ocorrem violações de operação, as cargas desta seção sofrem uma pequena interrupção para que sejam realizados os devidos chaveamentos. Se o alimentador 5 não tiver capacidade reserva para suprir estas cargas ou ocorrer violação de tensão mínima de operação, haverá uma interrupção maior nesta seção até que sejam realizados os devidos reparos na seção 6, e da mesma forma é feito a análise da seção 8 com o alimentador 4 e das seções 10, 11 e 12 com os alimentadores 6 e 7.

O *CIT* devido à incidência de uma falta temporária na seção *j* do alimentador é dado por:

$$CIT_j = \gamma_j \cdot l_j \cdot (Tpo_j + Tmo_j + Tju_j) \quad (3.19)$$

Em que:

γ_j : Taxa de falha temporária média anual da seção *j* (falha/km/ano);

As parcelas que compõem o *CIT*, são os custos de interrupção aos consumidores da seção onde ocorrem faltas temporárias (*Tpo_j*), à montante da seção sob faltas temporária (*Tmo_j*) e à jusante da seção onde ocorrem faltas temporárias (*Tju_j*), dadas pelas seguintes equações:

$$Tpo_j = (LR_j \cdot CTR + LC_j \cdot CTC + LI_j \cdot CTI) \quad (3.20)$$

$$Tmo_j = \begin{cases} 0 & \text{Se } ds_j = 1 \\ \sum_{m=1}^{MT} (LR_m \cdot CTR + LC_m \cdot CTC + LI_m \cdot CTI) & \text{Se } ds_j \neq 1 \end{cases} \quad (3.21)$$

$$Tju_j = \left\{ \sum_{m=j+1}^L (LR_m \cdot CTR + LC_m \cdot CTC + LI_m \cdot CTI) \right. \quad (3.22)$$

Em que:

CTR, CTC, CTI : Custos de energia residencial, comercial e industrial,



respectivamente, não supridas devido à incidência de uma falta temporária na seção j ;

MT : Conjunto de seções à montante da seção j , até alguma seção com $ds_j = 1$;

As parcelas que compõem o CIT para qualquer seção genérica j do sistema de distribuição da Figura 3.3 podem ser interpretadas como:

Tpo_j : Para faltas temporárias na seção j , as cargas desta seção e à montante da mesma são desligadas temporariamente devido à incidência desta falta, através da atuação do religador, caso este esteja alocado nesta seção ou em alguma seção a sua montante, ou através da atuação do disjuntor equipado com relé na subestação. Na incidência de uma falta temporária na seção 10, esta seção é desligada temporariamente pela atuação do religador no ponto (5);

Tmo_j : Para faltas temporárias na seção j , primeiramente verifica-se o ds_j da seção:

- Religador automático ($ds_j = 1$): as cargas a montante da seção j não sofrem alterações no seu funcionamento, pois o religador atua para faltas temporárias, ou seja, apenas as cargas das seções à jusante são sensibilizadas pela interrupção, e neste caso o valor de Tmo_j é igual a zero. Na incidência de uma falta temporária na seção 6, como o ds_6 é 1, as seções a sua montante não são sensibilizadas com este desligamento.
- Chave de manobra ($ds_j = 3$) ou um elo fusível ($ds_j = 2$): os dispositivos de proteção com religamento automático a montante desta seção e em série com o ponto sob falta devem atuar. Caso a falta temporária seja na seção 10, como ds_{10} é 3, as seções a montante da seção 10 (seções 6, 7, 8 e 9), também são desligadas temporariamente pela atuação instantânea do religador no ponto (5).

Tju_j : Para faltas temporárias na seção j , todas as seções a jusante são sensibilizadas por esta interrupção devido a atuação de um religador na seção j ou em alguma seção à



montante de j , ou através da atuação do disjuntor equipado com relé na subestação. Na incidência de uma falta temporária na seção 6 as seções a jusante desta seção são desligadas temporariamente devido a atuação instantânea do religador no ponto (5).

Desta forma, o modelo matemático de custo de interrupção pelo sistema operando sob condições de contingências (CIC), é dado por:

$$CIC = \sum_{i=1}^{NA} CI_i \quad (3.23)$$

Em que:

NA : Número de alimentadores do sistema.

3.4 Restrições

Nesta seção são detalhadas as restrições do problema de alocação otimizada de chaves e dispositivos de proteção.

3.4.1 - Restrições de Fluxo de Potência nas Linhas

O máximo valor do fluxo de potência nas linhas está associado à máxima corrente (intensidade) que pode circular por um condutor elétrico dependendo de sua bitola (seção), isolamento, condições de operação (regime permanente, temperatura ambiente, condutores aéreos ou condutores subterrâneos), etc, de forma que não se produza uma elevação perigosa de temperatura. Esta intensidade máxima chama-se intensidade máxima admissível ou simplesmente intensidade admissível.

$$|f_{ij}| \leq \bar{f}_{ij} \quad (3.24)$$

Em que:

f_{ij} : Fluxo no ramo $i-j$

\bar{f}_{ij} : Fluxo máximo permitido no ramo $i-j$



3.4.2 – Perfil de tensão

O nível de tensão no consumidor é determinado pela tensão na subestação e pelas quedas de tensão nas linhas de distribuição (pontos de consumo) e transformadores, variando com flutuações nos níveis de consumo. Normalmente é imposto um limite máximo de desvio em relação à tensão nominal (queda de tensão) nas flutuações de tensão nas redes de distribuição [3].

$$V_i \leq V^{\min} \quad (3.25)$$

Em que:

- V_i : Tensão avaliada da i -ésima barra do sistema;
- V^{\min} : Tensão mínima de operação permitida no sistema.
- $\% \Delta V$: Porcentagem máxima permitida de queda de tensão, sobre a tensão nominal.

Dessa forma, as propostas de reconfiguração para restauração do sistema que tiverem as tensões em uma barra do sistema ou conjunto de barras abaixo de um valor preestabelecido em relação a uma tensão de operação mínima são consideradas configurações com maiores valores de *ENS* de acordo com o modelo de função objetivo proposto.

3.4.3 – Capacidade da Subestação

O somatório das cargas do alimentador em estudo não deve exceder a capacidade limite de transferência de potência da subestação conforme equação 3.26:

$$CapSub_i \geq \sum_{k=1}^n Carga_i(k) \quad (3.26)$$

Em que:

- $CapSub_i$: Capacidade limite de transferência de potência pela subestação i ;
- $Carga_i(k)$: Somatório das cargas no alimentador i ;
- n : Número de barras do alimentador;
- i : Índice do alimentador;



3.4.4 – Radialidade

Por questões da viabilidade técnica/operacional é comum que as redes de distribuição (especialmente urbanas) apresentem estruturas malhadas, sendo a operação do sistema feita radialmente. Assim são permitidas reconfigurações do sistema em caso de contingência (por exemplo, saída de serviço de um ramo ou transformador), em que se busca encontrar uma configuração que possua características radiais dependendo da localização geográfica da rede e dos critérios da companhia distribuidora, normalmente relacionados com a segurança do serviço.

A restrição de radialidade é um dos fatores complicantes do problema de alocação de chaves, pois não é fácil representar esta restrição através de relações algébricas e, portanto, torna-se muito difícil usar algoritmos baseados em técnicas tradicionais de otimização. Neste trabalho considera-se no modelo matemático, através do processo de busca, que as chaves e dispositivos de proteção são alocados para permitir a operação radial do sistema.

3.4.5 – Sistema de Proteção

As restrições do problema de alocação otimizada de dispositivos de proteção são de natureza técnica e econômica. As restrições de natureza técnica estão relacionadas com a coordenação dos dispositivos de proteção e a topologia do sistema. As restrições de natureza econômica estão relacionadas com os custos de instalação e operação dos dispositivos, natureza e importância da carga.

Para que o sistema de proteção atue de maneira a se constituir em uma proteção tecnicamente eficaz tem-se a necessidade de se efetuar uma cuidadosa coordenação entre os diversos dispositivos de proteção: elos fusíveis, religadores e disjuntores. O sistema para ser realmente coordenado deve satisfazer os princípios básicos em que faltas temporárias são eliminadas o mais rapidamente possível ou pela ação de religadores, ou relés (com religamento) e as faltas permanentes são eliminadas pela ação dos fusíveis, mais próximos ao local da falta.

As restrições em relação à topologia do sistema, devem ser analisadas considerando-se os pontos da rede onde ocorrem maior incidência de faltas permanentes e



temporárias. Desta forma nos pontos com maior incidência de faltas temporárias deve-se estabelecer equações matemáticas que forcem que nestes locais sejam instalados religadores e da mesma forma nos locais onde ocorram maior incidência de faltas permanentes sejam instalados fusíveis, desta maneira contribui-se para a melhoria do *FEC*. As relações matemática que definem as restrições referentes aos custos de manutenção e instalação dos dispositivos de proteção, neste trabalho são definidas de maneira bastante simplificada através da limitação do número máximo de dispositivos de proteção (religadores, fusíveis, etc) disponíveis para a alocação no alimentador.



4 - Metodologia

Neste Capítulo detalha-se a metodologia adotada neste trabalho para alocação otimizada de chaves para restauração, dispositivos de controle e proteção e análise de seletividade e coordenação de dispositivos de proteção em redes de distribuição. A análise de seletividade e coordenação de dispositivos de proteção é baseada em buscas em base dados e de conhecimento, e máquina de conclusão. As regras de seletividade e coordenação, que fazem parte da base de conhecimentos do sistema dedicado aos estudos e projetos de proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica, foram obtidas em normas de concessionária de energia elétrica [13] e na literatura especializada [14-17][20][25].

Na formulação e solução do problema de alocação, considera-se que os equipamentos irão operar de forma seletiva e coordenada com vistas ao planejamento da operação. Dessa forma, considera-se a formulação do modelo matemático para a alocação otimizada de dispositivo de proteção e seccionamento, objetivando a melhoria da confiabilidade do sistema completo. A solução deste modelo é obtida através de um algoritmo de busca tabu reativa (*RTS*) especializado. *RTS* é uma técnica de otimização do tipo metaheurísticas utilizada em problemas combinatórios. Efetuada a alocação otimizada desses dispositivos, considerando-se aspectos econômicos, confiabilidade do sistema, planejamento da operação e restauração da rede, são efetuados de forma interativa com o usuário os ajustes e coordenação automática dos mesmos, visando obter o planejamento da alocação dos dispositivos que contemple os aspectos técnicos e econômicos com um programa de ajuste da proteção, adequado para condições de carregamento do sistema.

O sistema computacional que utiliza uma metodologia integrada para estudos e projeto de alocação de chaves para planejamento da operação (restauração) e dispositivos



de proteção, coordenação e seletividade, está apresentado no diagrama de blocos da Figura-4.1.

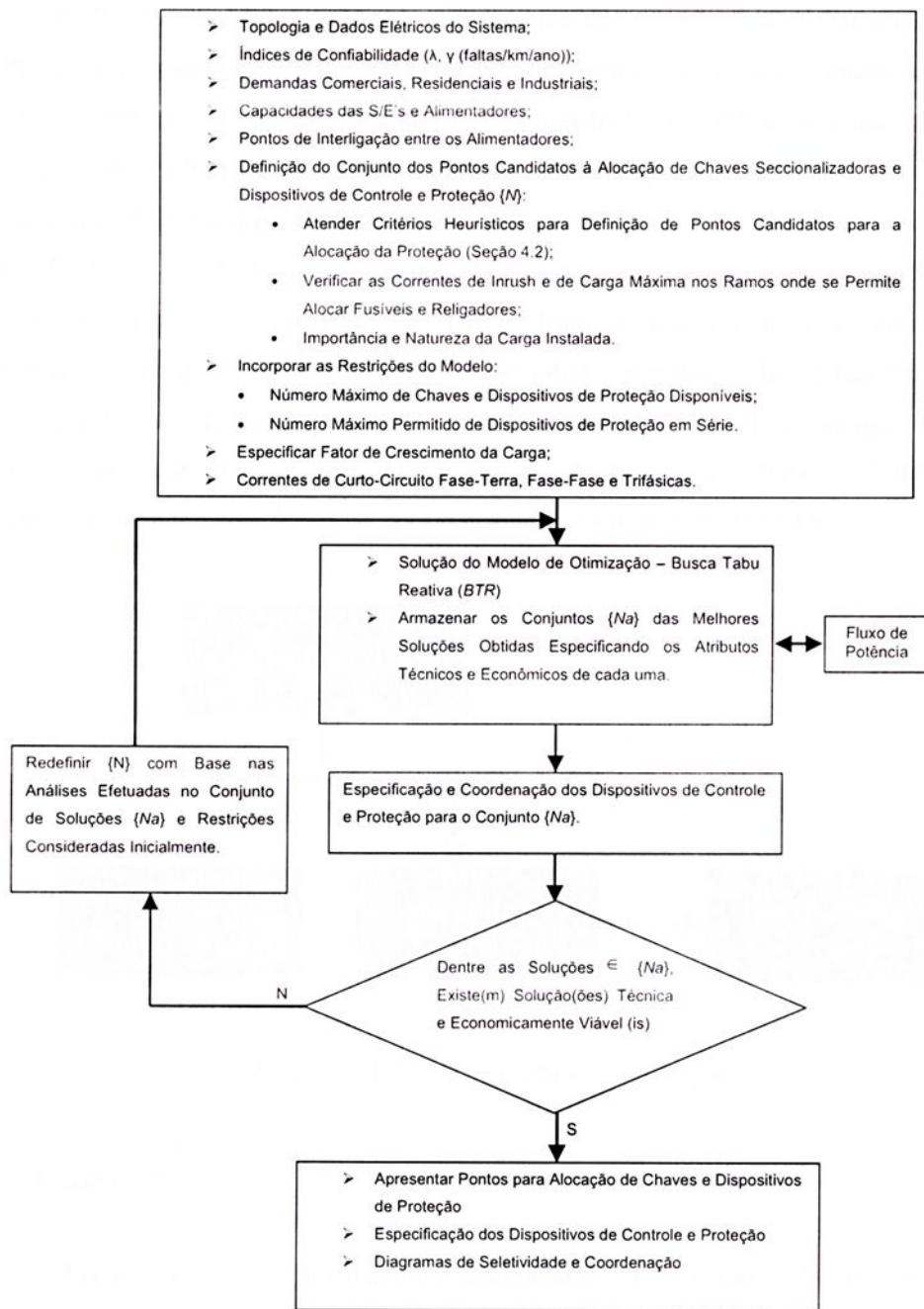


Figura - 4.1 Diagrama de Bloco da Metodologia Implementada: Alocação de Chaves e Dispositivos de Controle e Proteção, e Coordenação e Seletividade da Proteção.



4.1 – Estrutura do Sistema para Análise de Coordenação e Seletividade dos Dispositivos de Proteção

Neste trabalho, é proposto um sistema integrado para analisar o sistema de proteção [8-9][21]. Este sistema consiste de regras que utilizam informações contidas em bases de dados e conhecimento que são utilizadas na elaboração de algoritmos eficientes para análise de sistema de proteção e que são refletidas nas regras aplicadas para alocação, seleção e coordenação de dispositivos protetores em sistemas de distribuição. O sistema deve ser capaz de incorporar dados característicos de novos equipamentos e atualizar o conjunto de informações relevantes na base de dados. Embora existam muitos caminhos para representar o conhecimento do sistema especialista, a maioria das aplicações utiliza a programação do tipo inteligência artificial (*if-then*) para a representação básica do conhecimento. Um sistema especialista consiste de três partes: *Base de Conhecimento*, *Máquina de Conclusão* e *Interface com o Usuário*, conforme ilustra a Figura-4.2.

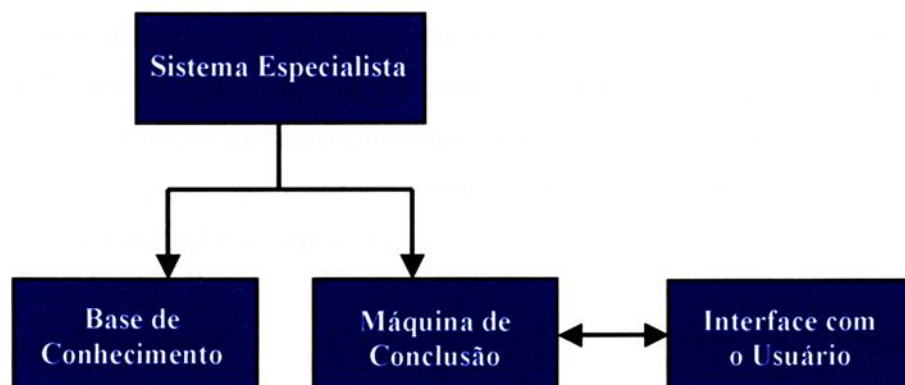


Figura – 4.2: Partes do Sistema Integrado.

Base de Conhecimento

O conhecimento em um sistema especialista consiste de fatos e heurísticas. Os fatos constituem as informações que estarão sempre disponíveis para serem compartilhadas e atualizadas pelo especialista. As heurísticas são regras práticas que caracterizam o nível de tomada de decisão do especialista. Portanto, uma base de conhecimento consiste de bancos

de dados e regras para a análise da proteção. Os bancos de dados são divididos em: dados dos equipamentos e dados de circuito. Os dados dos equipamentos são representados por tabelas e bancos de dados que contêm informações sobre os mesmos, tais como: correntes nominais, curvas características tempo vs. corrente, nível básico de isolamentos e outros dados que são usados para especificação, coordenação e seletividade desses dispositivos em projetos de proteção. Dados de circuito são representados por bancos de dados que contêm informações dos mesmos tais como: impedância do circuito, índices de faltas das seções (permanentes e temporárias), topologia do circuito e outros dados necessários para o cálculo de curto-circuito, reconfiguração, coordenação e seletividade.

A Base de Conhecimento é composta de várias regras, sendo algumas dedicadas à coordenação de pares de dispositivos. As possíveis combinações de pares de dispositivos em circuito de distribuição são: Elo Fusível–Elo Fusível, Elo Fusível–Religador, Elo Fusível–Relé, Religador–Religador e Religador–Relé. As regras restantes são projetadas para processo de controle de raciocínio lógico, tais como: regra de processo de controle que é usada para a seleção do par de dispositivos do alimentador que será trabalhado, regra de processo de controle que é utilizada para a simulação da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção para cada configuração, sugerida pela base de conhecimentos. As regras utilizadas para especificação, coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção, estão detalhadas no Apêndice 1.

Máquina de Conclusão

No sistema integrado, a máquina de conclusão, representa o meio pelo qual o conhecimento é manipulado, utilizando-se das informações armazenadas na base de conhecimento, para resolver problemas.

Na máquina de conclusão são processadas através de raciocínio lógico, a alocação, seleção e coordenação de diversos dispositivos protetores, através de um conjunto de condições fornecidas. O algoritmo de seleção precisa das localizações obtidas através do algoritmo de alocação, para que os dispositivos protetores possam ser especificados, levando em conta aspectos relacionados com o nível de tensão, nível de curto-circuito e outros dados importantes para a especificação adequada dos dispositivos. O algoritmo de



seleção também utiliza dados de coordenação para selecionar os dispositivos, de maneira que os mesmos estejam coordenados entre si.

Interface com o Usuário

A interface com o usuário é outra parte crítica do sistema especialista. O usuário deve ser capaz de entrar facilmente com os dados e regras para o processamento das futuras decisões. As possíveis decisões a serem tomadas devem ser mostradas ao usuário de forma conveniente. No sistema desenvolvido, a interface com o usuário fornece os ajustes e especificação dos dispositivos de proteção alocados na rede de forma otimizada. Os problemas na especificação, coordenação e seletividade dos equipamentos são detectados através da base de conhecimentos e fornecidos ao usuário. Desta forma o usuário pode interferir no processo de decisão, redefinindo as condições do projeto para obter soluções técnicas e viáveis economicamente. Também são fornecidos os diagramas de coordenação para cada conjunto de dispositivos em série.

4.2 – Técnica Heurística para Seleção dos Pontos Candidatos à Alocação de Dispositivos de Controle e Proteção

Os setores de confiabilidade e proteção das empresas de energia elétrica, normalmente utilizam técnicas heurísticas baseadas na experiência e no comportamento do sistema sob a ação de faltas para alocação dos dispositivos de proteção. Dentre as regras desse procedimento heurístico destacam-se as diretrizes estabelecidas pelos engenheiros e técnicos das áreas de operação e confiabilidade das empresas:

- Alocação de religador ou fusível no início de trechos extensos, onde o nível mínimo de curto-circuito seja insuficiente para sensibilizar o dispositivo de proteção de retaguarda.
- Alocação de religador ou fusível, logo após cargas de grande importância e cuja continuidade de serviço deva ser elevada, caso o circuito após estas cargas seja extenso.



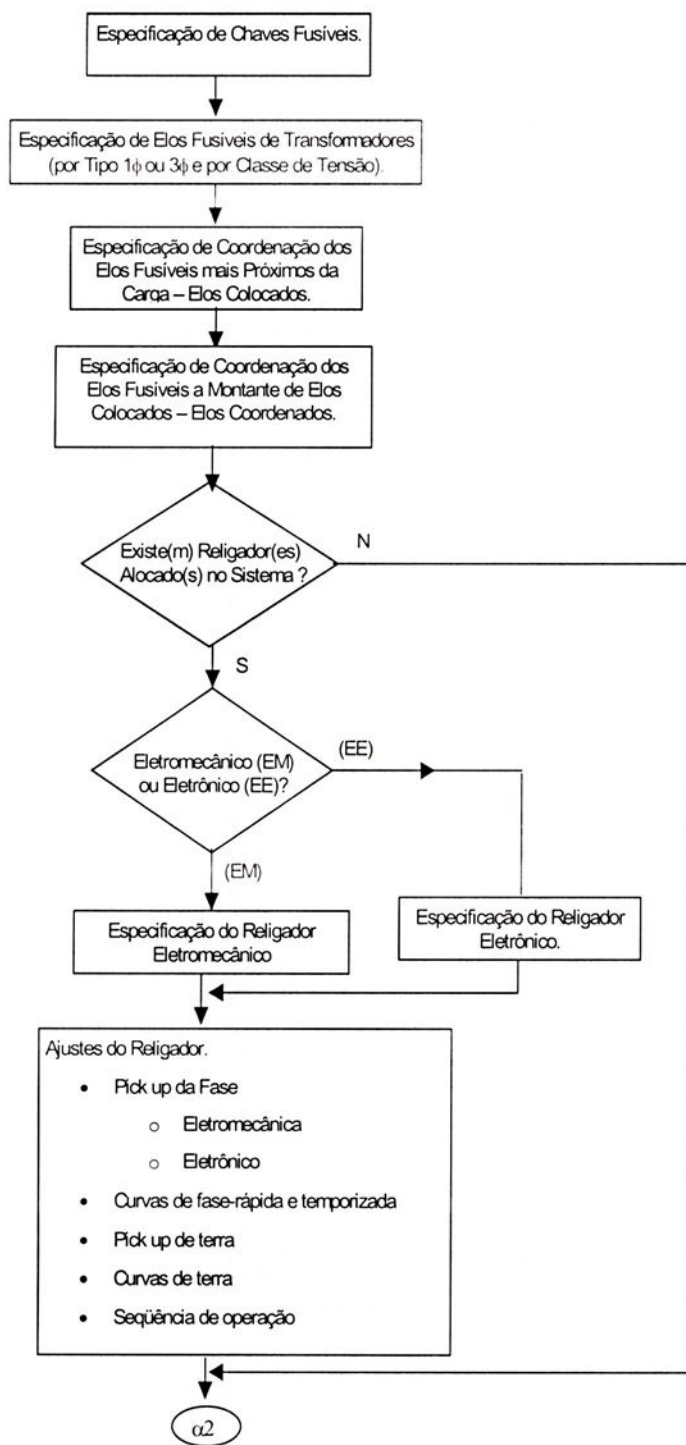
- Alocação de religador no início de ramais que alimentem cargas classificadas como especiais ou de grande importância.
- Alocação de religador no início de ramais que suprem cargas importantes localizadas em áreas sujeitas à alta incidência de faltas temporárias.
- Alocação de fusível no início de ramais ou sub-ramais de grande extensão, não classificáveis nos critérios anteriores.

Para alocação de chaves seccionadoras os pontos candidatos são definidos considerando-se:

- Total de carga ou de consumidores que fazem parte de um determinado trecho da rede – seção;
- Natureza e importância da carga;
- Características sócio econômicas, de cada classe de consumidores – residenciais, comerciais, industriais, serviços públicos, escolas e hospitais.
- Índices de falhas permanentes e temporárias do conjunto de consumidores, de cada seção da rede de distribuição.

Compõem a metodologia do diagrama de blocos da Figura 4.1 o desenvolvimento e implementação de algoritmos para especificação, ajustes, coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção nos alimentadores do sistema. No diagrama de blocos da Figura 4.3, ilustra-se a implementação desta etapa e como são utilizados os critérios de especificação e as principais regras de seletividade e coordenação que devem fazer parte de uma base de conhecimentos do sistema especialista, dedicado aos estudos e projetos de proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica [8-9][13-17].





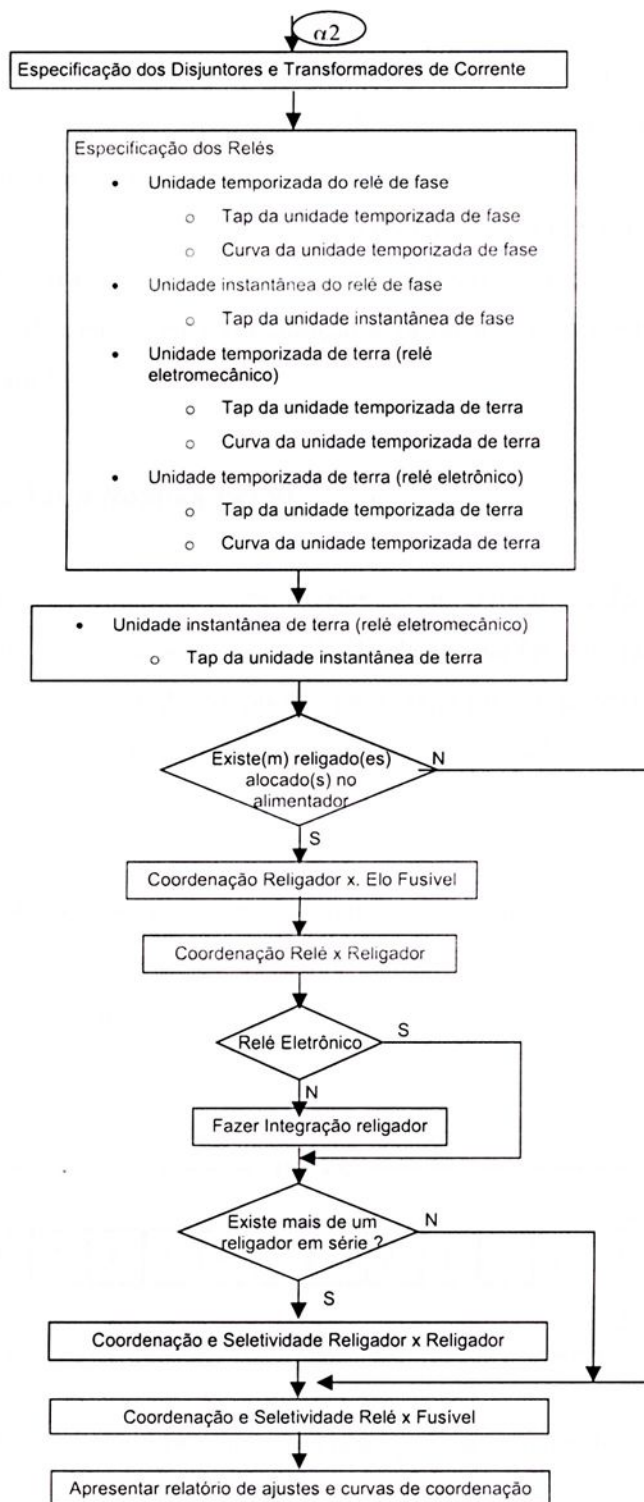


Figura 4.3 – Detalhes do Sistema para Especificação e Coordenação dos Dispositivos de Controle e Proteção



Os estudos para alocação de chaves para restauração e dos dispositivos de proteção são efetuados após a fase de planejamento da operação. A alocação otimizada destes dispositivos de controle, especificação e os estudos de coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção são efetuados de forma interativa com o usuário como ilustrado pela Figura 4.1. Nas próximas seções são apresentados os algoritmos de otimização para efetuar a alocação de chaves para restauração e dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição.

4.3 Busca Tabu Reativa (RTS)

Nesta seção apresentam-se as características do algoritmo *RTS* implementado para solução do problema de alocação e realocação de chaves para restauração e dispositivos de proteção. Este algoritmo foi desenvolvido para explorar características específicas do modelo desenvolvido, e obter confiabilidade dos resultados e eficiência computacional.

Codificação

Para mapear as possíveis soluções para o problema de alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção, é utilizada uma codificação em base decimal inteira conforme ilustrada na Figura 4.4.

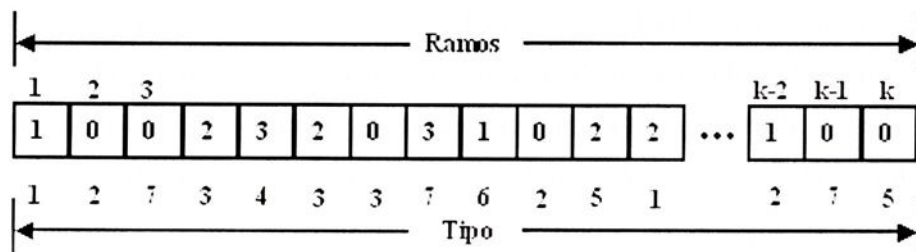


Figura – 4.4: Esquema de Codificação - Alocação de Dispositivos de Controle e Proteção.

Neste esquema considera-se que uma mesma ligação pode ser candidata à alocação de religadores, fusíveis e chaves seccionadoras. Cada seção do alimentador é classificada de acordo com o tipo de dispositivo de controle e proteção que pode ser alocado. Desta



forma definem-se os seguintes tipos de seções, de acordo com os dispositivos que podem ser alocados:

Tipo 1: Religadores – 1, Fusíveis –2, ou Chaves Seccionadoras – 3;

Tipo 2: Religadores – 1, ou Chaves Seccionadoras –3;

Tipo 3: Religadores –1,ou Fusíveis – 2;

Tipo 4: Fusíveis – 2, ou Chaves Seccionadoras – 3;

Tipo 5: Fusíveis –2;

Tipo 6: Religadores -1;

Tipo 7: Chaves seccionadoras - 3.

Alterando a configuração corrente para a sua vizinha o equipamento muda de posição, sendo necessário redefinir os índices dos termos para cálculo da função objetivo, pois os índices que definem as seções são alterados a cada transição da *RTS*.

Configuração Inicial

O algoritmo de busca tabu reativo parte de uma configuração inicial com o conjunto de vizinhos conhecidos. Para um bom desempenho do algoritmo, inicia-se com uma configuração inicial de boa qualidade. Para gerar esta configuração efetua uma exploração no espaço de busca do alimentador sob análise para determinar uma quantidade adequada de chaves e de dispositivos de proteção. A quantidade máxima de chaves e dispositivos de proteção para alocação e realocação é fixa e estabelecida por critérios técnicos e econômicos. Os equipamentos são alocados aleatoriamente considerando-se uma ordem de alocação, de acordo com a importância dos mesmos na confiabilidade do sistema. Desta forma são alocados religadores, chaves seccionadoras e fusíveis, em cada uma das barras j ($j \in N$), atendendo o tipo de definição de cada ramo (tipo=1, 2, ...,7), para cada um dos i alimentadores do sistema ($i \in I$, sendo I o conjunto de alimentadores do sistema).

Função de Adaptação

A função de adaptação utilizada é composta da função objetivo do problema de alocação otimizada de chaves de manobras e dispositivos de proteção e de termos que



representam as penalizações da configuração sob análise devido à violação da restrição de fluxo nos alimentadores. Para calcular a função de adaptação e considerar as restrições de atendimento das demandas, utiliza-se um algoritmo de fluxo de potência monofásico [24][43] através do qual obtém-se a magnitude e o ângulo das tensões em todas as barras do sistema e o fluxo de corrente nos ramos. Este algoritmo de fluxo de potência será detalhado na próxima seção. Dessa forma a função adaptação para o algoritmo *RTS* pode ser determinada matematicamente pela seguinte equação:

$$fa = FO + fp_f \cdot \sum_{i=1}^{NA} \sum_{j=1}^{NR_i} \begin{cases} |f_{ij}| & \text{se } |f_{ij}| \geq \bar{f}_{ij} \\ 0 & \text{se } |f_{ij}| \leq \bar{f}_{ij} \end{cases} \quad (4.1)$$

Em que:

- FO* : Função objetivo do problema de alocação otimizada de chaves de manobras e dispositivos de proteção;
- fp_f* : Termo de penalidade da restrição de fluxo de potência nas linhas;

Estrutura de Vizinhança

A estrutura de vizinhança utilizada para o *RTS* é dividida em duas partes. A primeira considera que a transição de uma configuração para outra é realizada para cada alimentador, segundo o esquema de codificação mantendo fixo o número de equipamentos, da seguinte forma:

(a) O primeiro equipamento alocado na configuração corrente irá mudar de posição, os demais equipamentos continuam fixos;

(b) A transição destes equipamentos é realizada para a primeira posição da configuração corrente que não possua equipamento alocado, obedecendo a restrição que contemple o tipo de seção e de dispositivo, o que define o primeiro vizinho de $N(x)$. A próxima transição é realizada para a segunda posição da configuração corrente que permite alocar este tipo de dispositivo, e assim sucessivamente, fazendo com que os equipamentos um a um, mudem para todas as posições da configuração corrente onde



possam ser alocados, e que não possuam equipamento alocado. Ao final destas transições é obtido o conjunto de configurações vizinhas da configuração corrente $N(x)$.

A segunda estrutura de vizinhança refere-se à quantidade de cada tipo de dispositivo de controle e proteção que pode ser alocado com vistas a obter soluções técnicas e economicamente viáveis. Uma configuração vizinha da melhor configuração encontrada considerando-se um número fixo de dispositivos de controle e proteção é obtida aumentando uma unidade de cada vez, de cada um dos dispositivos. Desta forma esta estrutura de vizinhança consiste dos seguintes passos, considerando a melhor configuração vizinha encontrada:

- (i) Se o número de religadores que é permitido alocar, não for superior ao máximo permitido, alocar aleatoriamente mais um religador no sistema, e realizar novamente a análise do primeiro tipo de vizinhança. Verificar se ocorreu melhoria da solução incumbente com o novo número de religadores alocados; e ir ao passo *iv*;
- (ii) Se o número de chaves de manobras que é permitido alocar não for superior ao máximo permitido, e também de outras análises deste tipo de vizinhança ocorreu melhoria da solução incumbente, alocar aleatoriamente uma chave seccionadora no sistema, e realizar novamente a análise do primeiro tipo de vizinhança. Verificar se ocorreu melhoria da solução incumbente com o novo número de chaves seccionadoras alocadas ; e ir ao passo *v*;
- (iii) Se o número de fusíveis que é permitido alocar não for superior ao máximo permitido, e também de outras análises deste tipo de vizinhança ocorreu melhoria da solução incumbente, alocar aleatoriamente um no sistema, e realizar novamente a análise do primeiro tipo de vizinhança. Verificar se ocorreu melhoria da solução incumbente com o novo número de fusíveis alocados ; e ir ao passo *vi*;
- (iv) Se ocorreu melhorias da solução incumbente aumentando o número de religadores voltar ao passo *i*. Caso contrário ir ao passo *ii*;



- (v) Se ocorreu melhorias da solução incumbente aumentando o número de religadores voltar ao passo *ii*. Caso contrário ir ao passo *iii*;
- (vi) Se ocorreu melhorias da solução incumbente aumentando o número de religadores voltar ao passo *iii*. Caso contrário parar a busca.

Lista Tabu

Na implementação da *RTS* são utilizadas duas listas para armazenar atributos das configurações visitadas – uma lista de tamanho variável e uma lista com memória de longo prazo que armazena os atributos das configurações que estão se repetindo durante o processo de busca.

A lista tabu armazena os atributos usados para gerar as soluções visitadas no passado recente, isto é, nas últimas transições a fim de evitar o retorno a configurações já visitadas. Para representar a estrutura desta lista utiliza-se um arranjo matricial, que é atualizado a cada iteração do *RTS*. O atributo tabu utilizado é a posição ocupada pelo equipamento no alimentador, considerando um número preestabelecido de iterações e o número de equipamentos que podem ser trocados de posição simultaneamente. As configurações visitadas durante a busca, e os números de repetição correspondentes são armazenados na memória de longo prazo de forma que depois que o último movimento é realizado pode-se verificar se ocorrem repetições das configurações e calcular o intervalo entre as duas visitas. O mecanismo *reactive* aumenta rapidamente o tamanho da lista quando as configurações estão se repetindo. Por outro lado também há os mecanismos de redução lenta, de forma tal que o tamanho da lista é reduzido, se após um número pré-especificado de iterações não ocorre repetições de configurações para análise. Além do aumento imediato e do mecanismo de redução lenta, há uma outra situação na qual ocorre a alteração do tamanho da lista. Esta situação ocorre quando a lista cresce muito, fazendo com que todos os movimentos se tornem proibidos (e nenhum critério de aspiração seja satisfeito). Quando isto ocorre, utiliza o mecanismo de *escape*.



Mecanismo de Escape

Este mecanismo foi implementado através de um procedimento de natureza aleatória, ou seja, quando ocorre o aparecimento de várias soluções repetidas, são realizados sorteios entre os vários pontos do espaço de solução do problema sob estudo, tentando desta forma alterá-los e sendo assim distanciar a solução atual dos pontos de ótimos locais, que são os causadores do fenômeno ciclagem no algoritmo *RTS*.

Critérios de Parada

O critério de parada consiste em analisar a solução incumbente durante o processo iterativo. Caso a solução incumbente não apresente melhoria durante um número especificado de iteração, o processo *RTS* é interrompido.

Na Figura 4.5 está ilustrado o diagrama de blocos detalhado do algoritmo *RTS* implementado neste trabalho.



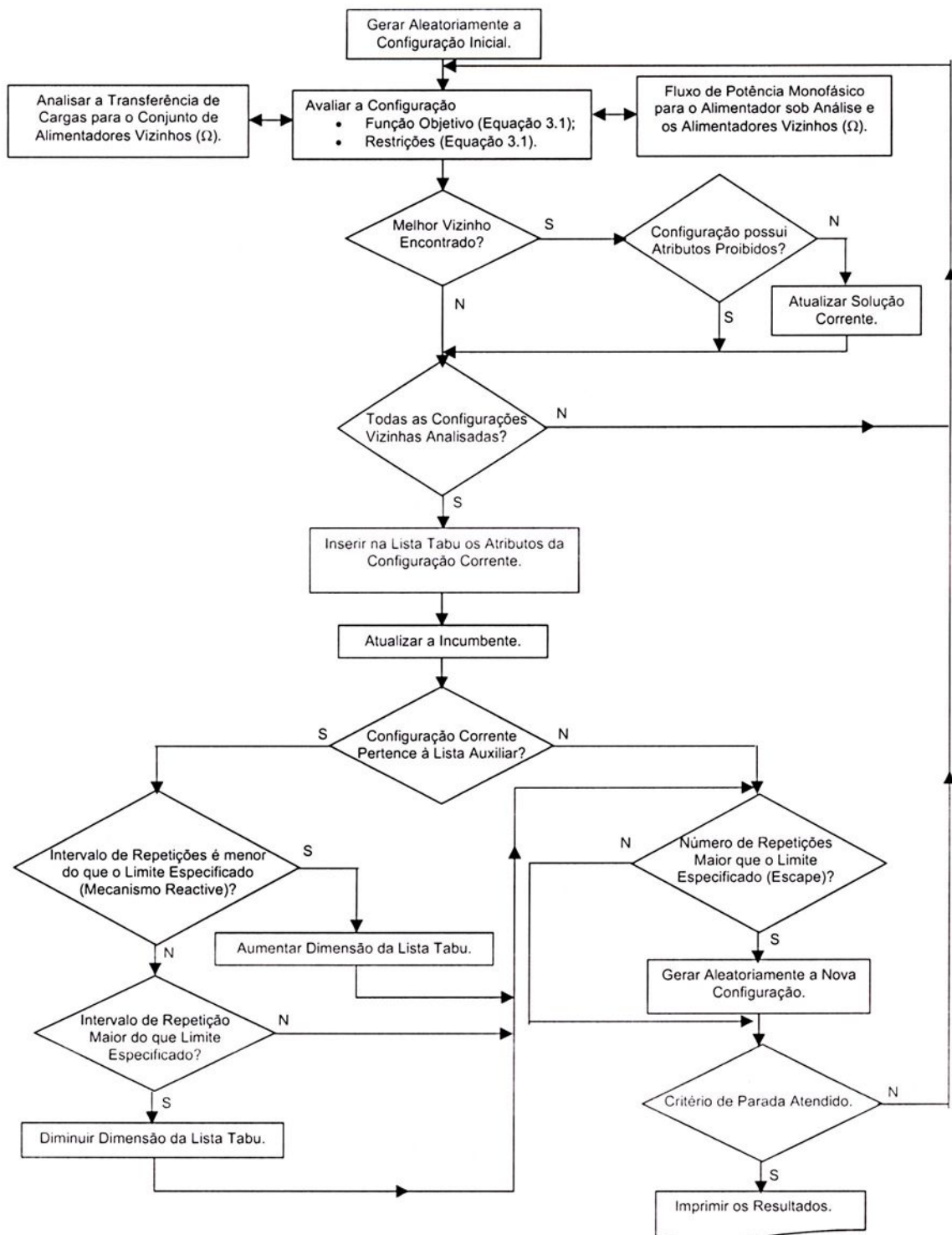


Figura 4.5: Diagrama de blocos do algoritmo *RTS* implementado.

4.4. Fluxo de Potência Monofásico

Para reduzir o esforço computacional do algoritmo de busca tabu reativa (*RTS*), que necessita para simulação de sistemas reais do processamento de milhares de programas de fluxo de potência, foi implementado um método aproximado de fluxo de potência que considera o modelo de potência constante e a magnitude da tensão, que será detalhado a seguir.

4.4.1 Modelo Matemático do Fluxo de Potência

Uma topologia otimizada e factível para o sistema de distribuição, deve atender as demandas de potências ativa e reativa e não violar restrições de operação. No desenvolvimento de metodologias envolvendo o planejamento da operação, e controle *on-line* considerando-se diferentes topologias em consequência das possibilidades de conexão existentes, faz-se necessária a determinação do estado da rede em função do atendimento da demanda, ou seja, deve-se determinar as magnitudes de tensões e ângulos de fase em diferentes pontos referenciais da rede (consumidores e subestações fornecedoras de energia), bem como os fluxos de potência ativa e reativa. Na literatura, tal problema é abordado como cálculo de fluxo de potência, envolvendo o equacionamento (modelagem matemática) da rede através da teoria dos circuitos elétricos – Leis de Kirchhoff.

O método de cálculo de fluxo de potência implementado neste trabalho é aproximado com o propósito de tornar o algoritmo de busca tabu reativa para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção mais rápido e eficiente. É um processo iterativo simples e será descrito a seguir.

Supondo que o alimentador-I de acordo com a Figura 4.6 tenha a tensão V_0 determinada e que as cargas nos pontos são dadas por S_1, S_2, \dots, S_k . A impedância de cada ramo é dada por $z_i = r_i + jx_i$.



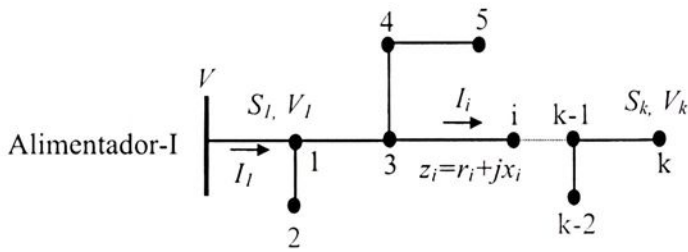


Figura 4.6 - Estrutura de um Alimentador Radial

O processo parte da concentração de carga em todos os nós do sistema. A concentração de carga em cada nó é feita somando-se todas as cargas ligadas ao mesmo, direta ou indiretamente, caminhando-se no alimentador na direção das cargas para a subestação. Para isso é feita uma busca na listagem dos ramos onde é verificado se existem ramificações em cada nó do alimentador, o que torna a busca um pouco trabalhosa e depende da ordenação feita previamente.

$$S_{conc_i} = \sum_{j=i+1}^k S_j \quad (4.2)$$

Em que:

S_{conc} : Vetor carga acumulada.

Depois de feita esta concentração de cargas pode-se calcular a corrente I_i no ramo i , de acordo com a equação:

$$I_i^{*(p)} = \frac{S_{conc_i}}{V_{i-1}^{(p)}} \quad (4.3)$$

Em que:

p : indica a iteração em que está o processo.

Note que aqui a corrente obtida é o seu conjugado complexo. Também observa-se que a tensão utilizada para calcular a corrente no ramo i é aquela do nó emissor do ramo. Com a corrente no ramo calcula-se a queda de tensão no mesmo.

$$\Delta V_i^{(p)} = Z_i * I_i^{(p)} \quad (4.4)$$

E assim determina-se a tensão no nó receptor do ramo subtraindo essa queda da tensão do nó emissor do ramo.

$$V_i^{(p)} = V_{i-1}^{(p)} - \Delta V_i^{(p)} \quad (4.5)$$

Tem-se então, a tensão e o fluxo de corrente aproximados em todos os nós do sistema. Isto é feito para cada alimentador.

O teste de convergência é feito pela comparação entre as tensões da iteração corrente com a iteração anterior.

$$\Delta V_{Tol} = V_i^{(p)} - V_i^{(p-1)} \quad (4.6)$$

Se ΔV_{Tol} de algum nó do sistema for maior que uma tolerância especificada o processo é repetido até atingir a convergência.



5- Testes e Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com os testes efetuados em dois alimentadores reais através dos programas computacionais desenvolvidos a partir da metodologia apresentada neste trabalho. Os algoritmos para alocação otimizada de chaves e dispositivos de controle e proteção, e especificação, seletividade e coordenação da proteção foram implementados em *FORTRAN*.

Os resultados apresentados são referentes às simulações de dois alimentadores reais, um com 134 barras (alimentador - A1) e outro com 660 barras (alimentador - A2). Os diagramas unifilares de A1 está ilustrado na Figura 5.1 e 5.2, e de A2 no diagrama unifilar do Apêndice-4. No Apêndice-3 apresentam-se as capacidades de fornecimento, carga instalada e porcentagens de cada tipo de consumidores, utilizados para efetuar os testes e obter os resultados apresentados neste capítulo para o alimentador A1. As taxas de faltas permanentes e temporárias utilizadas nas simulações de A1 e A2 foram estimadas $\lambda = 0,072$ (faltas/km/ano) e $\gamma = 0,98$ (faltas/km/ano).

5.1 Alocação Integrada de Chaves e Dispositivos de Proteção

Na Tabela 5.1 estão representados os custos de interrupção de energia elétrica – reparo e chaveamento, para cada categoria de consumidor [11]. Estes custos podem não estar compatíveis com os praticados pelo setor elétrico brasileiro. Os mesmos foram especificados para testar os algoritmos propostos e mostrar suas versatilidades, robustez e eficiências. Na Tabela 5.2 apresentam-se os custos fixos das chaves de manobras e dos dispositivos de controle e proteção.



Tabela 5.1. Custo de Reparo (CR) e Chaveamento (CC), por Categoria de Consumidor.

Categoria	CR (4 horas)	CC (1,5 horas)
Residencial	6 (US\$/kW)	0,4 (US\$/kW)
Comercial	120	60 (US\$/kW)
Industrial	18,544	9,62 (US\$/kW)

Tabela 5.2: Custo Fixo dos Equipamentos de Controle e Proteção

Equipamentos	Custo em US\$
Religador	15.000,00
Chave Fusível	500,00
Chave de Manobra	180,00

5.1.1 Alimentador A1

Na Tabela 5.3 estão as capacidades de reservas dos alimentadores vizinhos (Ω) utilizadas durante os testes com o alimentador A1.

Tabela 5.3: Capacidade de Reserva dos Alimentadores Vizinhos de A1

Alimentador	Capacidade Reserva (KW)
1	18.414
2	11.910
3	12.170
4	12.750
5	13.190
6	21.603
7	17.302
8	21.800

As restrições consideradas nas simulações deste alimentador, adicionalmente às que devem ser obedecidas no modelo proposto no Capítulo 3 são:

- Podem ser alocados no máximo três (3) religadores;
- O número máximo de fusíveis que podem ser alocados é vinte (20);
- Podem ser alocadas no máximo quinze (15) chaves de manobras;
- Fusíveis não podem ser instalados na seção principal do alimentador;
- Há um disjuntor entre as barras 1-2 do alimentador A1;
- Número máximo de fusível em série é igual a três (3);
- Fusíveis não podem ser alocados a montante dos religadores.



As melhores soluções encontradas para o alimentador A1 são apresentadas na Tabela 5.4 e nas Figuras 5.1 e 5.2. Para fins de análise consideram-se boas aquelas soluções que apresentam menor custo de interrupção (*CI*).

Tabela 5.4: Melhores Configurações - Alocação de Chaves de Manobras e Dispositivos de Proteção para o Alimentador A1.

Alimentador A1	Pontos de Religadores	Pontos de Fusível	Pontos de Chaves de Manobras	CI (US\$/ano)
Configuração 1	78-89	11-12 23-24 38-40 48-49 48-52 63-64 78-88 78-79 95-97 103-104 107-108 113-115 119-122	10-22 23-35 38-46 48-61 63-76 90-91 90-119 103-105 107-112	100.688,70
Configuração 2	23-35 78-89	10-11 26-27 26-32 38-40 48-49 48-52 63-64 78-79 78-88 95-97 103-104 107-108 107-112 119-122	10-22 23-24 38-46 48-61 63-76 90-91 103-105 90-119	102.623,50



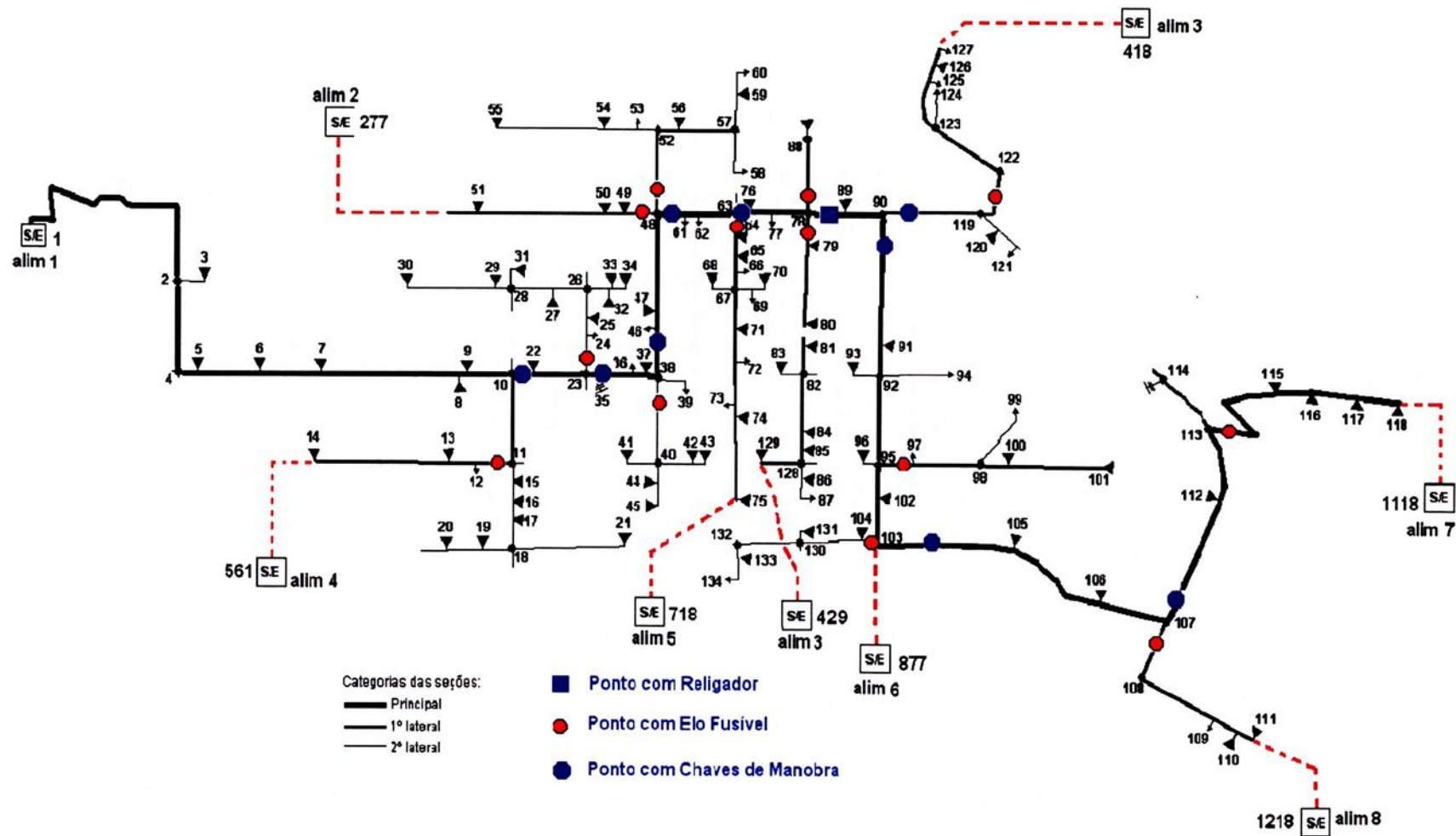


Figura 5.1. Alocação de Chaves de Manobras e Dispositivos de Proteção da Configuração 1 de A1.

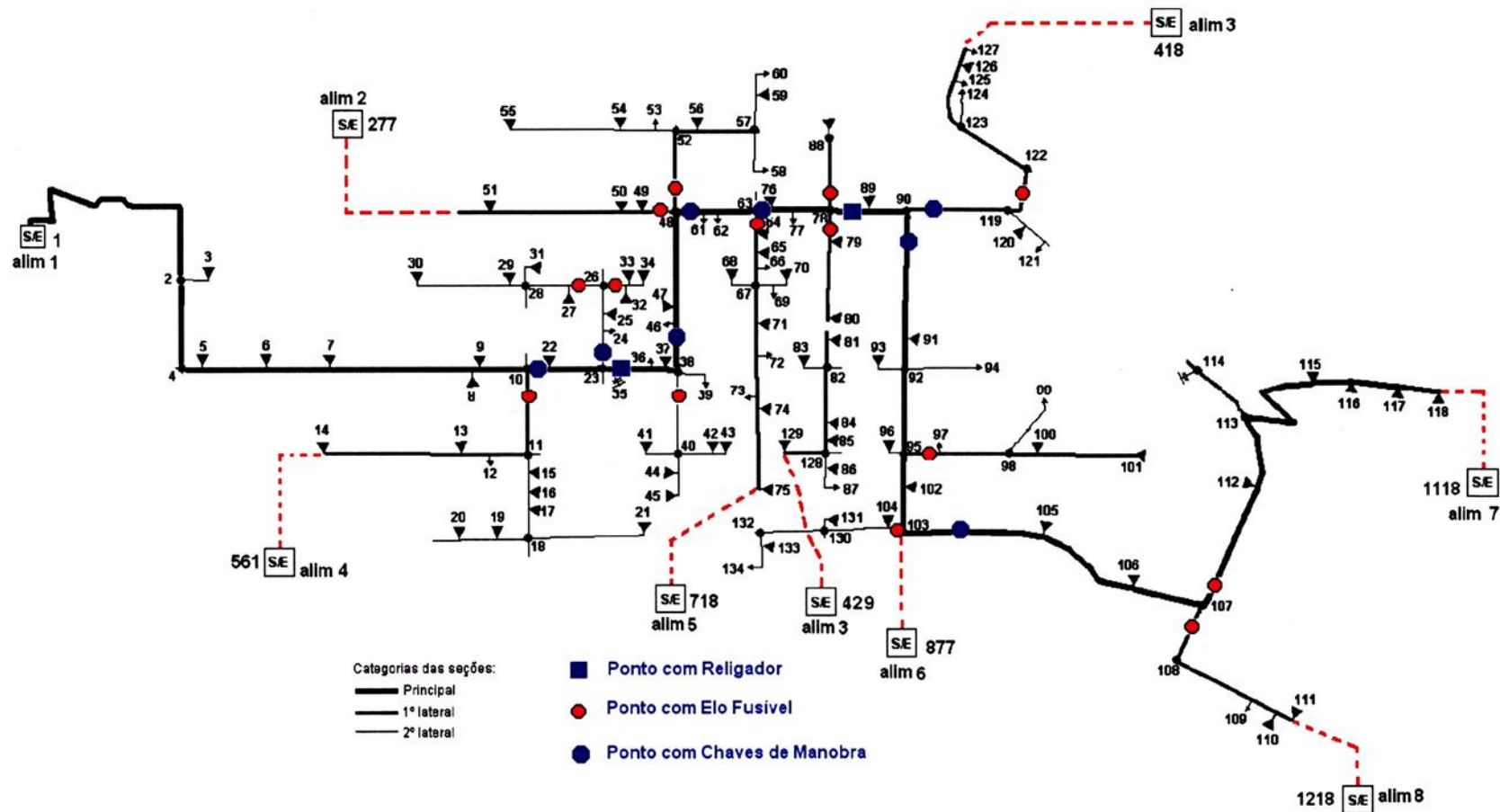


Figura 5.2. Alocação de Chaves de Manobras e Dispositivos de Proteção da Configuração 2 de A1.

5.1.2 Alimentador A2

Este alimentador pertence a um sistema de distribuição real de médio porte. Na Tabela 5.5 estão as capacidades de reservas dos alimentadores vizinhos (Ω) utilizadas durante os testes com o alimentador A2.

Tabela 5.5: Capacidade de Reserva dos Alimentadores Vizinhos de A2

Alimentador	Capacidade Reserva (KW)
1	9.960
2	9.390
3	9.150
4	5.490
5	8.880
6	4.050
7	6.030
8	3.300

As restrições consideradas para os teste com este alimentador são:

- O número máximo de religadores que podem ser alocados é três (3);
- O número máximo de elos fusíveis que podem ser alocados é cem (100);
- Podem ser alocadas no máximo trinta (30) chaves de manobras;
- Fusíveis não podem ser instalados na seção principal dos alimentadores;
- Há um disjuntor entre as barras 1-4517;
- Número máximo de fusível em série é igual a três (3);
- Fusíveis não podem ser alocados a montante dos religadores.

As melhores soluções encontradas para o alimentador A2 são apresentadas na Tabelas 5.6. Para fins de análise consideram-se boas aquelas soluções que apresentam menor custo de interrupção (CI).



Tabela 5.6: Melhores Configurações - Alocação de Chaves de Manobras e Dispositivos de Proteção para o Alimentador A2.

	Pontos de Religadores	Pontos de Fusível	Pontos de Chaves de Manobras	CI (US\$/ano)	
Configuração 1	4693-4694 4829-4830 4860-4861	4520-4521		246.354,20	
		4521-4522			
		4525-4526			
		4528-4529			
		4532-4533			
		4536-4537			
		4538-4539			
		4540-4541			
		4548-4549			
		4552-4553			
		4554-4555			4530-4532
		4556-4557			4540-4542
		4556-4558			4595-4596
		4568-4569			4617-4618
		4571-4572			4617-4633
		4577-4578			4643-4653
		4577-4580			4656-4660
		4582-4584			4699-4705
		4575-4587			4719-4720
		4587-4588			4732-4733
		4614-4616			4741-4745
		4622-4623			4767-4768
		4636-4638			4800-4802
		4641-4642			4875-4876
		4643-4644			4875-4884
		4660-4667			4894-4895
		4670-4671			4923-4928
		4676-4677			4948-4952
		4681-4682			4983 -4984
		4685-4686			5051-5056
		4689-4690			
		4694-4695			
		4699-4700			
4741-4742					
4754-4755					
4756-4757					
4764-4765					
4766-4767					
4774-4775					



	Pontos de Religadores	Pontos de Fusível	Pontos de Chaves de Manobras	CI (US\$/ano)
Configuração 1		4779-4780		
		4793-4794		
		4800-4801		
		4806-4807		
		4806-4808		
		4810-4811		
		4815-4816		
		4815-4817		
		4819-4820		
		4819-4821		
		4825-4826		
		4830-4831		
		4833-4834		
		4833-4838		
		4840-4841		
		4850-4852		
		4847-4853		
		4862-4863		
		4871-4872		
		4866-4874		
		4879-4880		
		4879-4882		
		4896-4897		
		4898-4899		
		4900-4901		
		4919-4921		
		4923-4924		
		4923-4925		
		4936-4937		
		4942-4943		
	4965-4966			
	4969-4970			
	4984-4985			
	4988-4989			
	4994-4995			
	4845-5029			
	5035-5036			
	5049-5050			
	5051-5052			
	5056-5057			
	5062-5063			



	Pontos de Religadores	Pontos de Fusível	Pontos de Chaves de Manobras	CI (US\$/ano)	
Configuração 2	4520-4521 4693-4694 4860-4861	4521-4522		235.336,40	
		4532-4533			
		4536-4537			
		4548-4549			
		4552-4553			
		4554-4555			
		4556-4557			
		4556-4558			
		4568-4569			
		4571-4572			
		4577-4578			
		4577-4580			4530-4532
		4582-4584			4540-4542
		4575-4587			4595-4596
		4587-4588			4617-4618
		4614-4616			4617-4633
		4622-4623			4643-4653
		4636-4638			4656-4660
		4641-4642			4681-4682
		4643-4644			4741-4745
		4660-4667			4760-4764
		4670-4671			4767-4768
		4676-4677			4800-4802
		4685-4686			4814-4818
		4689-4690			4875-4876
		4694-4695			4875-4884
		4699-4700			4894-4895
		4699-4705			4923-4928
		4719-4720			4948-4952
		4732-4733			4983-4984
		4741-4742			5051-5056c
		4754-4755			
		4756-4757			
4764-4765					
4766-4767					
4774-4775					
4779-4780					
4793-4794					
4800-4801					
4806-4807					
4806-4808					
4810-4811					

	Pontos de Religadores	Pontos de Fusível	Pontos de Chaves de Manobras	CI (US\$/ano)
Configuração 2		4815-4816		
		4815-4817		
		4819-4820		
		4819-4821		
		4825-4826		
		4829-4830		
		4830-4831		
		4833-4834		
		4833-4838		
		4840-4841		
		4846-4847		
		4847-4853		
		4862-4863		
		4871-4872		
		4866-4874		
		4879-4880		
		4879-4882		
		4891-4892		
		4896-4897		
		4898-4899		
		4900-4901		
		4905-4906		
		4919-4921		
		4923-4924		
		4923-4925		
		4936-4937		
		4942-4943		
		4965-4966		
		4969-4970		
		4984-4985		
	4988-4989			
	4994-4995			
	4845-5029			
	5035-5036			
	5049-5050			
	5051-5052			
	5056-5057			
	5062-5063			



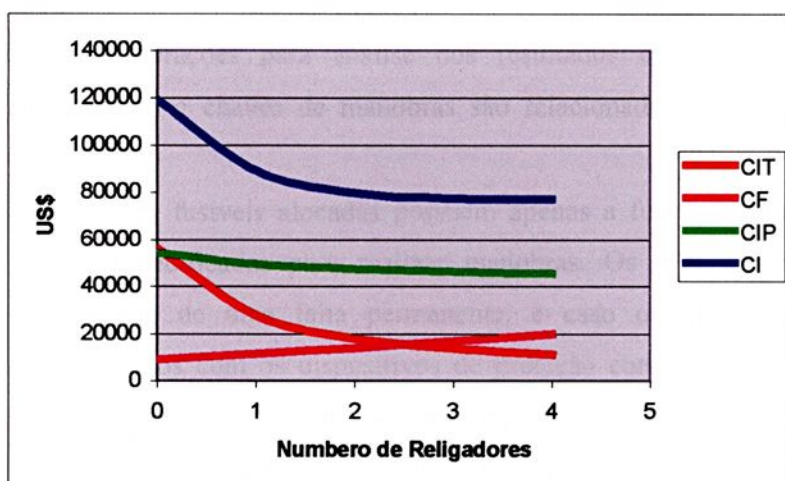


Figura 5.3. Termos da Função Objetivo vs. Número de Religadores

5.1.3 Análise dos Resultados Obtidos

Analisando-se a configuração 1 do alimentador A1 na Tabela 5.3, pode-se observar que com apenas um (1) religador o valor do *CI* foi menor que o *CI* da configuração 2 com dois (2) religadores. A função objetivo de menor valor para a configuração 1 é consequência da relação custo/benefício do custo fixo para instalação de religadores ser elevado. A redução do custo de interrupção que se obtém com a instalação do segundo religador é menor que o custo fixo de instalação de mais um religador no sistema. Esta análise é verdadeira considerando-se um horizonte de planejamento de 1 ano. Os custos fixos para as configurações 1 e 2 de A1, para um horizonte de planejamento de um ano são de US\$ 23120.00 e US\$ 38440.00. Considerando um fator de custo de investimento num horizonte de planejamento de 10 anos, os custos fixos da configuração 1 e 2 seriam grosseiramente sem considerar taxas de retorno de investimento US\$ 2312.00 e US\$ 3844.00. Desta forma, considerando a diluição dos investimentos na aquisição de equipamentos no período de 10 anos, os custos das configurações 1 e 2 seriam de US\$ 79880.70 e US\$ 68027.50 e a configuração 2 passa a ser uma proposta de investimentos muito mais atraente que a configuração 1. Este aspecto ilustra a validade do modelo proposto, para encontrar a melhor relação custo vs. benefício relacionado com a quantidade otimizada de dispositivos que pode ser alocada.

Algumas considerações para análise dos resultados obtidos da alocação de dispositivos de proteção e chaves de manobras são relacionadas com a função destes dispositivos no sistema:

- As chaves fusíveis alocadas possuem apenas a função de proteção e não estão especificadas para realizar manobras. Os elos fusíveis atuam na ocorrência de uma falta permanente, e caso os mesmos não estejam coordenados com os dispositivos de proteção com função de religamento automático, eles atuam indevidamente para faltas temporárias.
- Os religadores alocados possuem as funções de proteção e manobras. Estes dispositivos atuam na ocorrência de faltas temporárias e também na proteção de retaguarda para faltas permanentes. Os religadores têm a capacidade de realizar o isolamento dos defeitos e o remanejamento de cargas.
- As chaves de manobras não possuem a função de proteção, apenas a função de manobras, ou seja, isolamentos dos defeitos e remanejamento de cargas.

Estas propriedades foram ressaltadas no Capítulo 3 para concepção do modelo matemático proposto, e estão enumeradas aqui para facilitar a análise. Selecionando-se alguns pontos onde foram alocados dispositivos de proteção e chaves de manobras, na configuração 1 do alimentador A1, verifica-se:

- A chave de manobras alocada entre as barras 90-119 tem a função de isolar as seções no sistema com defeitos devido a ocorrência de faltas permanentes na seção definida por esta chave e o elo fusível entre as barras 119-122, e também na seção definida pelo elo fusível e a chave de interconexão com o alimentador 3. Tem também a função de remanejamento de cargas localizadas na seção definida pelo elo fusível entre as barras 199-122 e pela chave entre as barras 90-119 para o alimentador 3.
- As chaves de manobras alocadas entre as barras 103-105 e 90-91 têm a função de isolamento da seção compreendida entre as chaves localizadas entre as barras 103-105 e 90-91, devido a ocorrência de faltas permanentes nesta seção e o possível remanejamento das cargas da seção definida pela chaves alocadas entre as barras 103-105 e 90-91, e pelas seções definidas pelos fusíveis alocados entre as barras 95-97 e 103-104, para o alimentador



6. As chaves de manobras alocadas entre as barras 103-105 e 107-112 têm a função de isolamento e também de remanejamento de cargas para o alimentador 8. A chave de manobras entre as barras 107-112 tem também a função de remanejar de cargas para o alimentador 7.

- Na configuração 1 do alimentador A1 o religador alocado entre as barras 78-89 tem a função de isolar seções com defeitos permanentes (manobras), e protege os fusíveis a jusante para possíveis faltas temporárias nos ramais laterais. Como os índices de faltas estão especificados para o alimentador à medida que se afasta da S/E estes índices são maiores e o modelo proposto prioriza a alocação de dispositivos de controle e proteção nessas regiões.

Analisando alguns pontos onde foram alocados dispositivos de proteção e chaves de manobras, na configuração 2 do alimentador A1 pode-se concluir que:

- As chaves de manobras alocadas entre as barras 48-61 e 37-46 têm a função de isolar a seção definida pelas chaves de manobras alocadas entre as barras 38-46 e 48-61 e pelos elos fusíveis alocados entre as barras 48-49 e 48-52, pela seção definida pelo elo fusível alocado entre as barras 48-49 e pela seção definida pelo elo fusível alocado entre as barras 48-52, na ocorrência de faltas permanentes nestas seções. Possui também a função de remanejamento de cargas destas seções para o alimentador 2. As chaves de manobras alocadas entre as barras 48-61 e 63-64 têm a função de isolamento e de remanejamento de cargas para o alimentador 5.

Desta forma verifica-se a validade do modelo desenvolvido e implementado neste trabalho.

Considerando os resultados obtidos com a alocação de dispositivos de proteção e chaves de manobras para o alimentador A2, a configuração 2, é a melhor configuração encontrada (Tabela 5.5). Esta configuração é encontrada em consequência da técnica interativa com o usuário para alocação dos dispositivos de controle e proteção, e a coordenação e seletividade dos dispositivos alocados no sistema, de acordo com a metodologia proposta no diagrama de blocos da Figura 4.2. Durante os estudos da proteção para a configuração 1, foram encontrados problemas de seletividade e coordenação para alguns dispositivos de proteção. Desta forma o problema de alocação de dispositivos de



controle e proteção teve que ser revisto para efetuar uma nova simulação, e alguns parâmetros de controle e o conjunto de pontos candidatos à alocação de fusíveis foram redefinidos. Estes problemas de seletividade e coordenação que foram encontrados na execução da configuração 1, estão relacionados com o elo fusível de 65K alocado entre as barras 4520-4521 que não forneceu coordenação adequada com o relé da subestação.

O fato do *CI* para a configuração 2 ser menor que o *CI* da configuração 1, está relacionado com a particularidade do algoritmo *RTS*, depender da configuração inicial, sendo que a mesma é gerada aleatoriamente. Neste caso ocorreu da configuração inicial obtida ser uma configuração de qualidade melhor que a configuração inicial gerada para obter a configuração 1.

A Figura 5.3 ilustra a validade do modelo matemático propostos neste trabalho. As soluções obtidas contemplam relações custos de investimentos vs. benefícios adequadas. Verifica-se uma relação não linear entre a redução do *CIT* com o aumento do número de religadores. Com o aumento do número de religadores as parcelas que compõe a função objetivo tende a ficar constantes. Desta forma verifica-se para o alimentador sob análise que a alocação de mais 3 religadores não permite ter reduções dos componentes da função objetivo que justifiquem a alocação de mais religadores. A configuração com nenhum religador, mostra o papel importante do religador na confiabilidade do sistema. Nesta configuração o único dispositivo com habilidade de eliminar faltas temporárias é o disjuntor com relé de religamento alocado na subestação. A sensibilidade deste está limitada a sua zona de proteção principal e de retaguarda. Faltas temporárias fora de sua zona de sensibilidade são tratadas através da ação de fusíveis, desligando desnecessariamente o conjunto de consumidores onde ocorre a falta, com necessidade de restaurar a rede. No modelo proposto este aspecto é considerado através do *CIT* que no caso desta configuração apresenta um elevado valor quando comparado com as demais configurações.

5.2 – Coordenação e Seletividade da Proteção

O sistema para efetuar os ajustes dos dispositivos de proteção, foi testado utilizando-se os alimentadores A1 e A2. Os pontos para alocação otimizada de dispositivos de proteção foram obtidos através da metodologia otimizada proposta neste trabalho. Na



base de dados do módulo do sistema desenvolvido para estudos de proteção existem cadastrados religadores eletromecânicos McGraw-Edison tipo KF, religadores eletrônicos da Brush Schitchger e da Westinghouse, relés eletromecânicos da ENGRO, e relés eletrônicos da marca Pextron. Em todas as simulações efetuadas considerou-se um fator de crescimento de carga de 1,5. As correntes simétricas e assimétricas de curto circuitos foram calculadas através de um *software* especializado e foram adicionadas na base de dados do sistema.

5.2.1 Alimentador A1

Foram efetuados estudos de seletividade e coordenação da proteção para as duas configurações obtidas para este circuito. Nas Tabelas 5.7 e 5.9 encontram-se as especificações dos fusíveis para as configurações 1 e 2.

Nas Tabelas 5.8 e 5.10 estão especificados os tipos e ajustes dos religadores alocados no sistema e dos relés da subestação para este alimentador considerando os resultados das configurações 1 e 2.

As curvas de seletividade e coordenação de fase e terra para este alimentador considerando-se as configurações 1 e 2 estão nas Figuras 5.4-5.7. O relé da S/E deve coordenar com o elo especificado de maior valor, e também com o religador dentro de suas zonas de proteção primária e de retaguarda. Considerando-se a configuração 1, na Figura 5.4 apresenta-se apenas a coordenação relé-fusível, pois o fusível de 25K que é o maior fusível na zona de proteção principal do relé está a montante do religador. Na Figura 5.5 ilustra-se a coordenação do relé, religador e o elo de 15k, que é o maior elo dentro da zona de proteção secundária do relé e que deve coordenar com o religador.

Para a configuração 2, que possui 2 religadores alocados, na Figura 5.6 apresentam-se as curvas de seletividade e coordenação entre o relé da S/E, e o elo de 25K que é o maior elo localizado na zona de proteção secundária do relé e o religador instalado mais próximo da S/E. Na Figura 5.5 apresentam-se as curvas de coordenação e seletividade do religador instalado mais distante da fonte e do maior elo fusível a sua jusante.



Tabela 5.7 Elos Fusíveis Especificados para a Configuração 1 do Alimentado A1.

Pontos Elo Fusíveis	Valor Especificado dos Elos Fusíveis
11-12	6K
23-24	25K
38-40	12K
48-49	10K
48-52	15K
63-64	25K
78-79	25K
78-88	6K
95-97	15K
103-104	15K
107-108	15K
113-115	15K
119-122	15K

Tabela 5.8: Ajustes e Especificação do Religador e do Relé para a Configuração 1 do Alimentado A1.

Dispositivo	<i>Religador</i>	<i>Relé</i>
Pontos de Alocação	78-89	Subestação
Tipo	Eletrônico	Eletromecânico
Modelo	PMR-1-15	CDG 23
Marca	Brush Switchgear	GEC/ENGRO
RTC(*)	100-1	600-5
Fator de Escala	1,8	-----
Curvas (inst. fase e terra, temp de fase e terra)	São únicas 0,1 e 0,1	----- 0,1 e 0,3
TapTF, TapIF, TapTT, TapIT, (**)	-----	4 ; 30 ; 0,5 ; 10
Pick-up de terra (A)	20	120
Pick-up de fase (A)	50	960
Tempo de Religamento	2,0 s	-----
Número de operações rápidas	2	-----



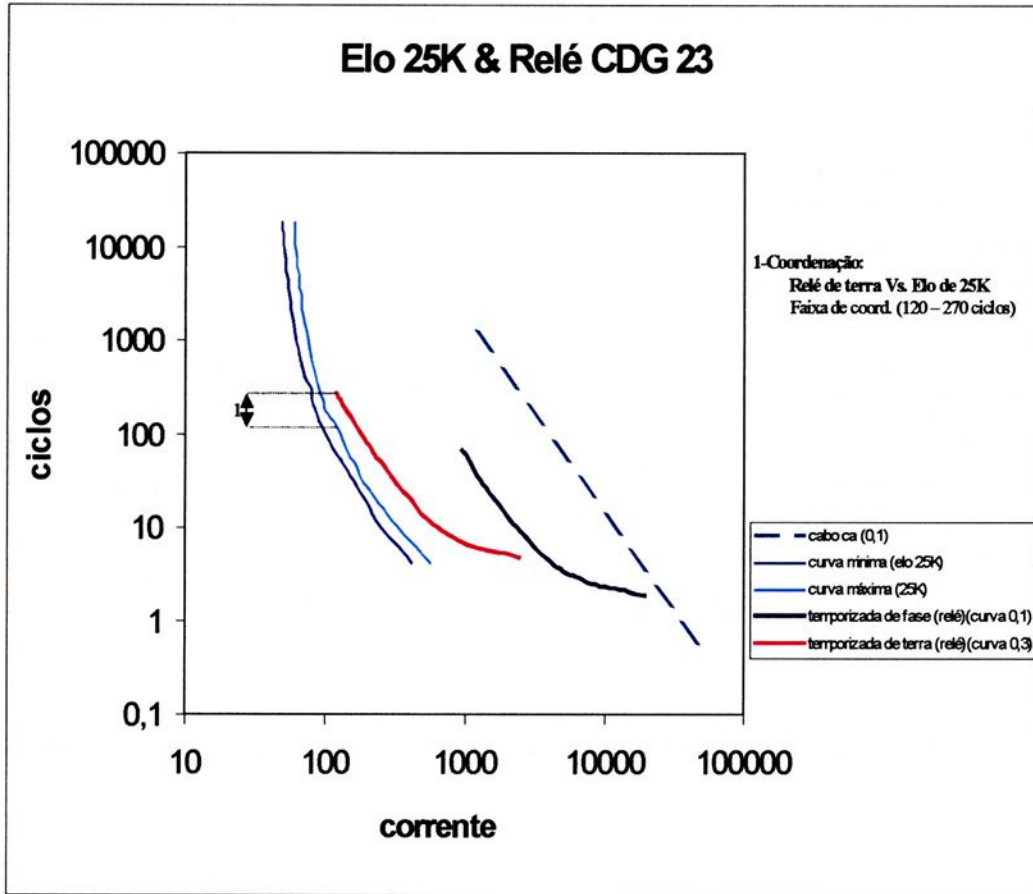


Figura 5.4. Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 25K e o Relé da S/E – Configuração 1.

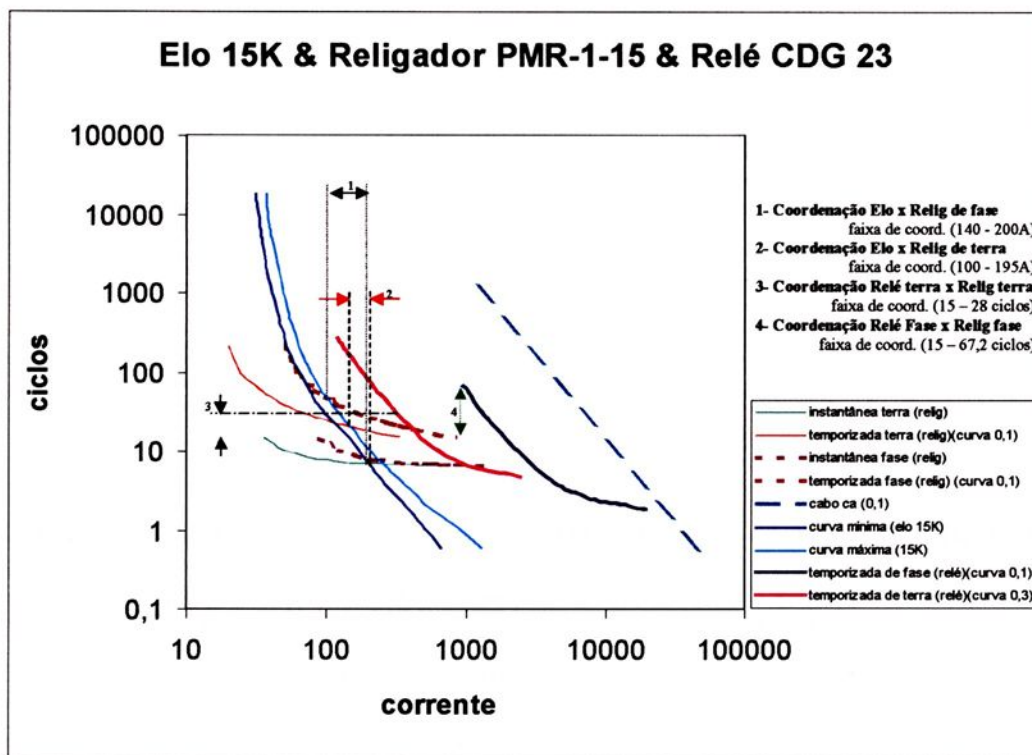


Figura 5.5. Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 15K, Religador entre as barras 78-89 e o Relé da S/E – Configuração 1.

Tabela 5.9 Elos Fusíveis Especificados para a Configuração 2 do Alimentado A1.

Pontos Elo Fusíveis	Valor Especificado dos Elos Fusíveis
10-11	25K
26-27	15K
26-32	12k
38-40	15K
48-49	15K
48-52	15K
63-64	25K
78-79	25K
78-88	15K



Pontos Elo Fusíveis	Valor Especificado dos Elos Fusíveis
95-97	15K
103-104	15K
107-108	15K
107-112	25K
119-122	15K

Tabela 5.10: Ajustes e Especificação dos Religadores e do Relé para a Configuração 2 do Alimentado A1.

Dispositivo	Religadores		Relés
	23-35	78-89	Subestação
Pontos de Alocação	<i>Eletrônico</i>	<i>Eletrônico</i>	<i>Eletromecânico</i>
Tipo	<i>PMR-1-15</i>	<i>PMR-1-15</i>	<i>CDG 23</i>
Modelo	<i>Brush</i>	<i>Brush</i>	<i>GEC/ENGRO</i>
Marca	<i>Switchgear</i>	<i>Switchgear</i>	
RTC(*)	<i>100-1</i>	<i>100 - 1</i>	<i>600-5</i>
Fator de Escala	<i>1,8</i>	<i>1,8</i>	-----
Curvas (inst. fase e terra, temp de fase e terra)	<i>São únicas</i>	<i>São únicas</i>	-----
	<i>0,1 e 0,2</i>	<i>0,1 e 0,1</i>	<i>0,5 e 0,8</i>
TapTF, TapIF, TapTT, TapIT, (**)	-----	-----	<i>4 ; 40 ; 0,5 ; 10</i>
Pick-up de terra (A)	<i>20</i>	<i>20</i>	<i>120</i>
Pick-up de fase (A)	<i>150</i>	<i>50</i>	<i>960</i>
Tempo de Religamento	<i>2,0 s</i>	<i>2,0s</i>	-----
Número de operações rápidas	<i>2</i>	<i>2</i>	-----



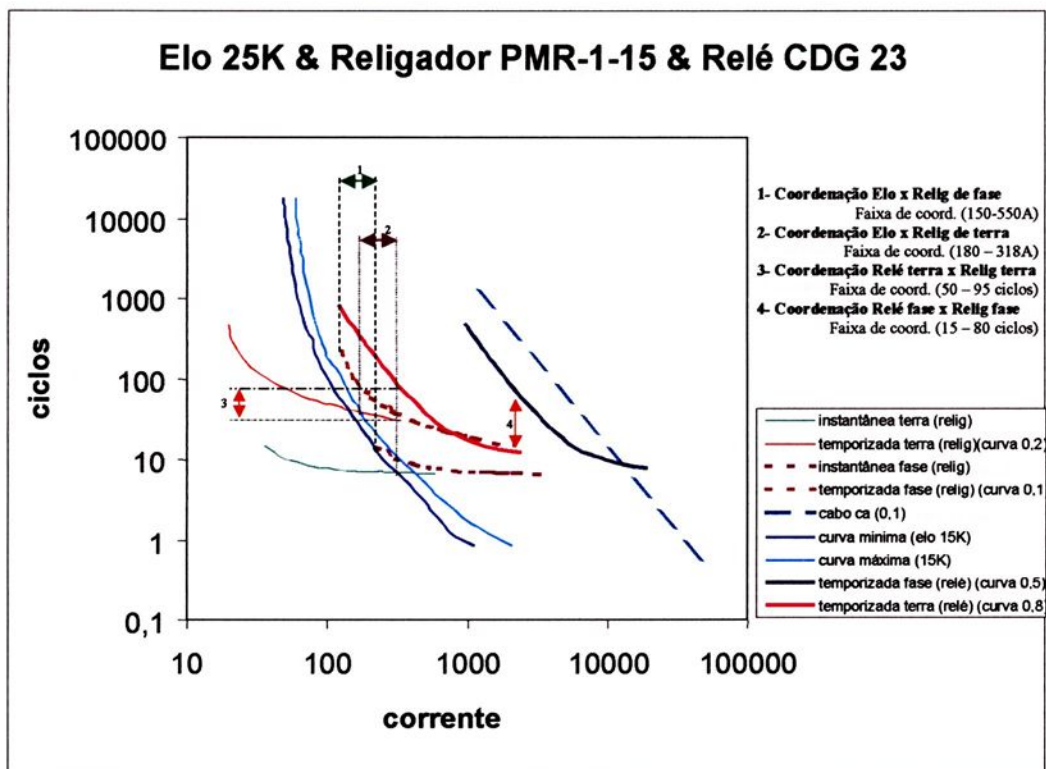


Figura 5.6. Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 25K, Religador entre as barras 23-35 e o Relé da S/E – Configuração 2.



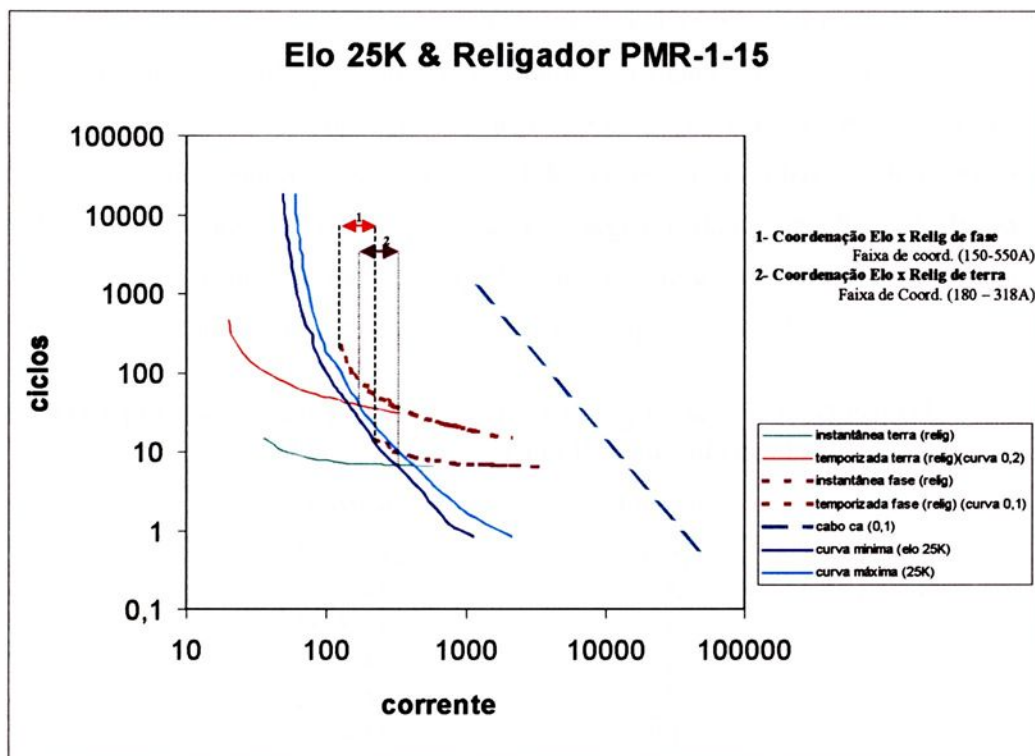


Figura 5.7. Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 25K e o Religador entre as barras 78-89 – Configuração 2.

5.2.2 Alimentador A2

Os estudos de seletividade e coordenação após a alocação otimizada dos dispositivos de proteção para este alimentador foram efetuados através do módulo do programa dedicado aos estudos de proteção. Nas Tabelas 5.11 e 5.13 encontram-se as especificações dos fusíveis para as configurações 1 e 2. Os elos dos transformadores são especificados de acordo com a potência nominal dos transformadores (Tabelas A1.3 e A1.4). Nas Tabelas 5.12 e 5.14 estão especificados os tipos e ajustes dos religadores alocados no sistema e dos relés da subestação para este alimentador considerando os resultados das configurações 1 e 2.

As curvas de seletividade e coordenação entre os dispositivos de proteção alocados estão ilustrados nas Figuras 5.8-5.10. Na configuração 1, o maior elo fusível especificado o de 65K, está na zona de proteção principal do relé e a Figura 5.8 ilustra esta coordenação, e o problema de coordenação entre este elo fusível e o relé da subestação.



Nas figuras 5.9 e 5.10 estão os diagramas de coordenação para a configuração 2. Nesta configuração estão alocados três religadores. A figura 5.9 mostra a coordenação entre relé da subestação e os religadores alocados entre as barras 4860-4861 e 4520-4521 que devem coordenar com os elos fusíveis de 40K alocado entre as barras 4900-4901 e 4536-4537, ambos situados na zona de proteção de retaguarda do relé. Na figura 5.10 apresenta-se a coordenação do relé da SE, religador alocado entre as barras 4693-4694 e os elos fusíveis de 15K alocados na zona de proteção de retaguarda do relé.

Tabela 5.11 Elos Fusíveis Especificados para a Configuração 1 do Alimentado A1.

Pontos Elo Fusíveis	Valor Especificado dos Elos Fusíveis
4520-4521	65K
4521-4522	6K
4525-4526	6K
4528-4529	6K
4532-4533	6K
4536-4537	40K
4538-4539	6K
4540-4541	6K
4548-4549	6K
4552-4553	6K
4554-4555	15K
4556-4557	6K
4556-4558	6K
4568-4569	6K
4571-4572	15K
4577-4578	6K
4577-4580	10K
4582-4584	6K
4575-4587	15K
4587-4588	6K
4614-4616	6K
4622-4623	6K
4636-4638	6K
4641-4642	10K
4643-4644	6K
4660-4667	6K
4670-4671	6K
4676-4677	6K
4681-4682	6K



Pontos Elo Fusíveis	Valor Especificado dos Elos Fusíveis
4685-4686	6K
4689-4690	6K
4694-4695	15K
4699-4700	15K
4741-4742	15K
4754-4755	15K
4756-4757	15K
4764-4765	15K
4766-4767	10K
4774-4775	6K
4779-4780	6K
4793-4794	6K
4800-4801	6K
4806-4807	6K
4806-4808	6K
4810-4811	6K
4815-4816	6K
4815-4817	6K
4819-4820	6K
4819-4821	8K
4825-4826	6K
4830-4831	15K
4833-4834	15K
4833-4838	15K
4840-4841	6K
4850-4852	6K
4847-4853	6K
4862-4863	15K
4871-4872	6K
4866-4874	10K
4879-4880	6K
4879-4882	6K
4896-4897	15K
4898-4899	15K
4900-4901	40K
4919-4921	25K
4923-4924	15K
4923-4925	15K
4936-4937	15K
4942-4943	12K
4965-4966	15K



Pontos Elo Fusíveis	Valor Especificado dos Elos Fusíveis
4969-4970	15K
4984-4985	15K
4988-4989	12K
4994-4995	15K
4845-5029	12K
5035-5036	6K
5049-5050	6K
5051-5052	8K
5056-5057	6K
5062-5063	6K

Tabela 5.12: Ajustes e Especificação dos Religadores e do Relé para a Configuração 1 do Alimentado A2.

Dispositivo	Religadores			Relés
	4693-4694	4860-4861	4829-4830	Subestação
Pontos de Alocação	<i>4693-4694</i>	<i>4860-4861</i>	<i>4829-4830</i>	<i>Subestação</i>
Tipo	<i>Eletrônico</i>	<i>Eletrônico</i>	<i>Eletrônico</i>	<i>Eletromecânico</i>
Modelo	<i>PMR-1-15</i>	<i>PMR-1-15</i>	<i>PMR-1-15</i>	<i>CDG 23</i>
Marca	<i>Brush Switchgear</i>	<i>Brush Switchgear</i>	<i>Brush Switchgear</i>	<i>GEC/ENGRO</i>
RTC(*)	<i>100-1</i>	<i>100 - 1</i>	<i>100-1</i>	<i>600-5</i>
Fator de Escala	<i>1,8</i>	<i>1,8</i>	<i>1,8</i>	<i>-----</i>
Curvas (inst. fase e terra, temp de fase e terra)	<i>São únicas 0,1 e 0,1</i>	<i>São únicas 0,1 e 0,1</i>	<i>São únicas 0,1 e 0,1</i>	<i>----- 0,1 e 0,5</i>
TapTF, TapIF, TapTT, TapIT, (**)	<i>-----</i>	<i>-----</i>	<i>-----</i>	<i>4 ; 30 ; 0,5 ; 20</i>
Pick-up de terra (A)	<i>10</i>	<i>20</i>	<i>10</i>	<i>120</i>
Pick-up de fase (A)	<i>25</i>	<i>50</i>	<i>25</i>	<i>960</i>
Tempo de Religamento	<i>2,0 s</i>	<i>2,0s</i>	<i>2,0s</i>	<i>-----</i>
Número de operações rápidas	<i>2</i>	<i>2</i>	<i>2</i>	<i>-----</i>



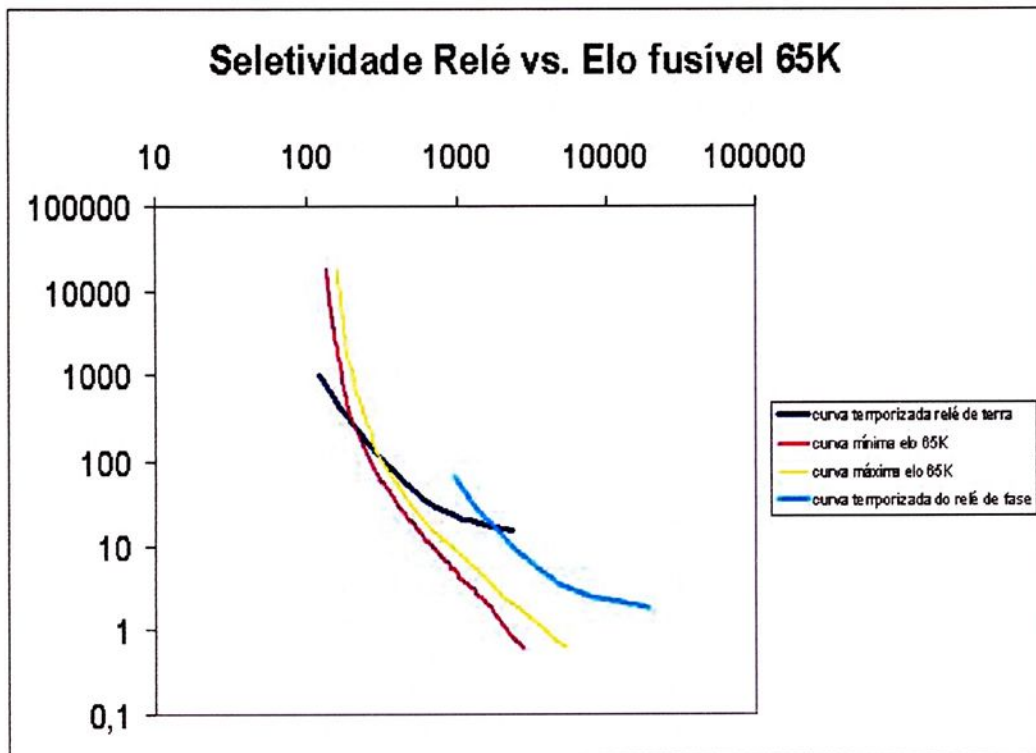


Figura 5.8. Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 65K e o Relé da S/E – Configuração 1.

Tabela 5.13 Elos Fusíveis Especificados para a Configuração 2 do Alimentado A1.

Pontos Elo Fusíveis	Valor Especificado dos Elos Fusíveis
4521-4522	15K
4532-4533	15K
4536-4537	40K
4548-4549	15K
4552-4553	15K
4554-4555	15K
4556-4557	15K
4556-4558	15K
4568-4569	6K
4571-4572	15K
4577-4578	6K
4577-4580	10K
4582-4584	6K
4575-4587	15K
4587-4588	6K



Pontos Elo Fusíveis	Valor Especificado dos Elos Fusíveis
4614-4616	6K
4622-4623	6K
4636-4638	6K
4641-4642	10K
4643-4644	6K
4660-4667	6K
4670-4671	6K
4676-4677	6K
4685-4686	6K
4689-4690	6K
4694-4695	15K
4699-4700	15K
4699-4705	15K
4719-4720	15K
4732-4733	6K
4741-4742	15K
4754-4755	15K
4756-4757	15K
4764-4765	15K
4766-4767	10K
4774-4775	6K
4779-4780	6K
4793-4794	6K
4800-4801	6K
4806-4807	6K
4806-4808	6K
4810-4811	6K
4815-4816	6K
4815-4817	6K
4819-4820	6K
4819-4821	8K
4825-4826	6K
4829-4830	25K
4830-4831	6K
4833-4834	15K
4833-4838	10K
4840-4841	6K
4846-4847	10K
4847-4853	6K
4862-4863	15K
4871-4872	6K



Pontos Elo Fusíveis	Valor Especificado dos Elos Fusíveis
4866-4874	10K
4879-4880	6K
4879-4882	6K
4891-4892	6K
4896-4897	15K
4898-4899	15K
4900-4901	40K
4905-4906	6K
4919-4921	25K
4923-4924	15K
4923-4925	15K
4936-4937	15K
4942-4943	12K
4965-4966	15K
4969-4970	15K
4984-4985	15K
4988-4989	15K
4994-4995	15K
4845-5029	12K
5035-5036	6K
5049-5050	6K
5051-5052	8K
5056-5057	6K
5062-5063	6K

Tabela 5.14: Ajustes e Especificação dos Religadores e do Relé para a Configuração 2 do Alimentado A2.

Dispositivo	Religadores			Relés
	4693-4694	4860-4861	4520-4521	Subestação
Pontos de Alocação	4693-4694	4860-4861	4520-4521	Subestação
Tipo	Eletrônico	Eletrônico	Eletrônico	Eletromecânico
Modelo	PMR-1-15	PMR-1-15	PMR-1-15	CDG 23
Marca	Brush Switchgear	Brush Switchgear	Brush Switchgear	GEC/ENGRO
RTC(*)	100-1	100 - 1	100-1	600-5
Fator de Escala	1,8	1,8	1,8	-----
Curvas (inst. fase e terra, temp de fase e terra)	São únicas 0,1 e 0,1	São únicas 0,1 e 0,1	São únicas 0,1 e 0,1	----- 0,1 e 0,5
TapTF, TapIF, TapTT, TapIT, (**)	-----	-----	-----	4 ; 30 ; 0,5 ; 20
Pick-up de terra (A)	10	20	20	120
Pick-up de fase (A)	25	50	50	960
Tempo de Religamento	2,0 s	2,0s	2,0s	-----
Número de operações rápidas	2	2	2	-----



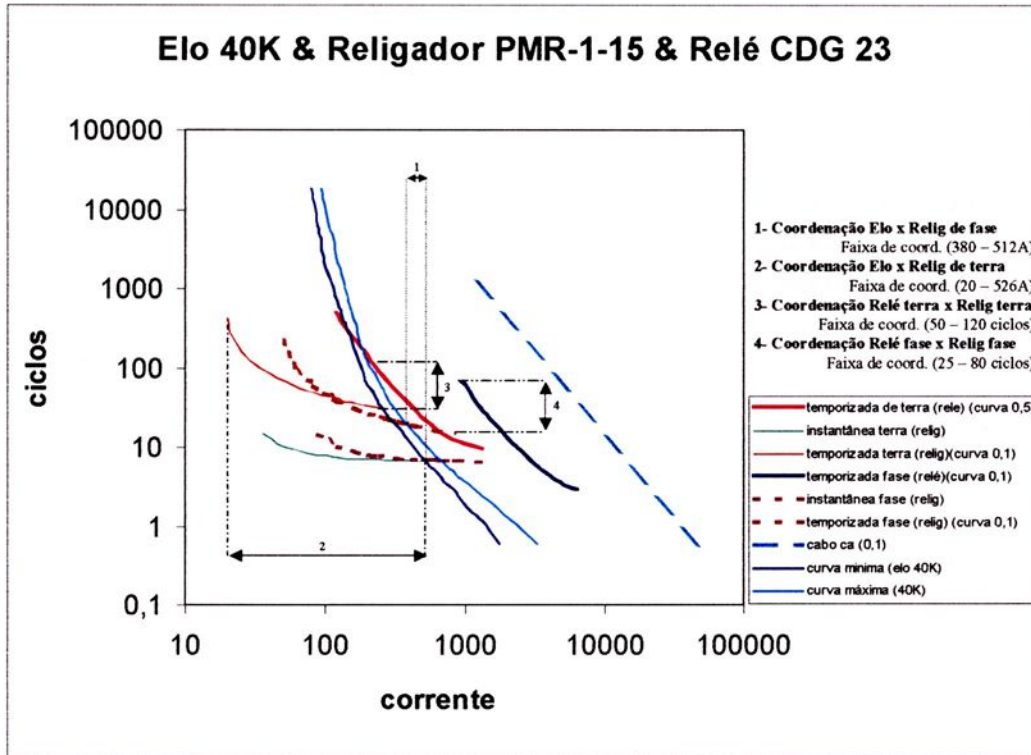


Figura 5.9. Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 40K, Religador entre as barras 4860-4861 e 4520-4521 e o Relé da S/E – Configuração 2.



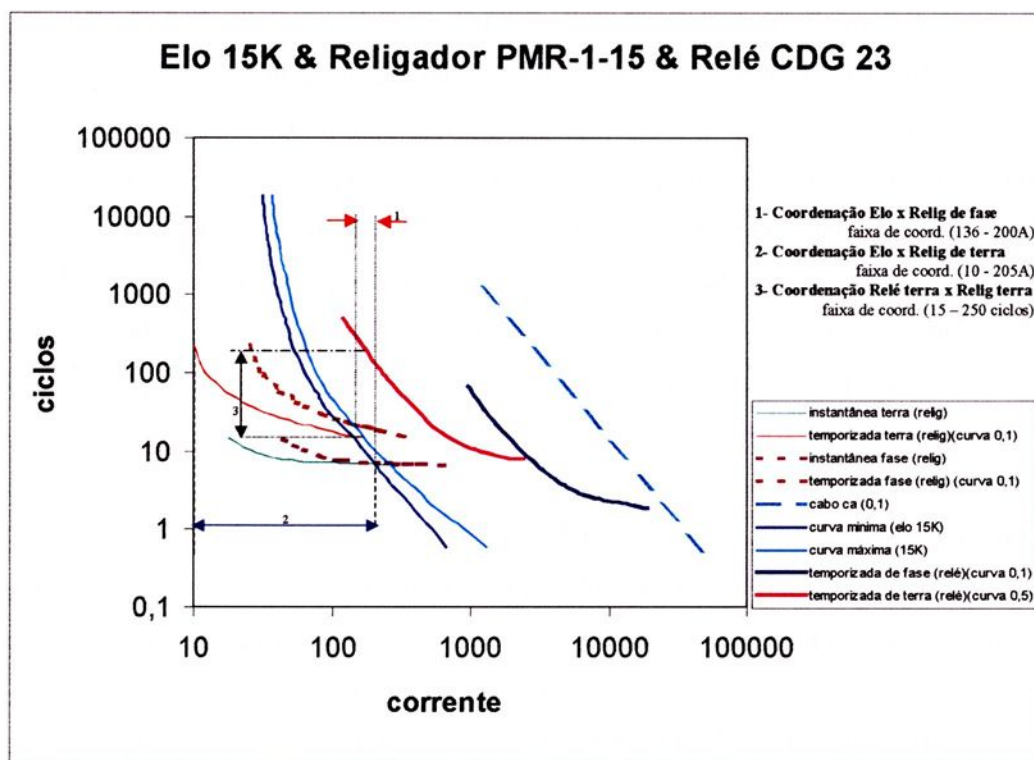


Figura 5.10. Coordenação e Seletividade entre Elo-Fusível 15K, Religador entre as barras 4693-4694 e o Relé da S/E – Configuração 2.

5.2.3 Análise dos Resultados Obtidos

Os resultados obtidos com o sistema dedicado ao estudo e análise do sistema de proteção são confiáveis e de excelente qualidade. Em todos os testes realizados obteve-se a especificação e as condições de seletividade e coordenação para as propostas de alocação fornecidas pelo modelo de otimização.

Este algoritmo dedicado sendo interativo com o usuário, permite analisar propostas de coordenação para diferentes tipos de dispositivos que estão cadastrados e/ou que possam ser cadastrados na base de dados. Não sendo possível atender as condições de seletividade e coordenação preestabelecidas pelo usuário, é possível utilizar o sistema dedicado para realizar uma análise exploratória para especificar os conjuntos de pontos necessários para alocação de religadores e fusíveis que proporcionam condições adequada de seletividade e coordenação, para processar o sistema de alocação otimizada de chaves e dispositivos de



proteção. Este aspecto interativo e versátil da metodologia proposta propicia a obtenção de resultados de excelente qualidade para o alimentador A2. Na primeira simulação realizada – configuração 1, é determinado um ponto para alocação de elo fusível (entre as barras 4520 e 4521) que é especificado em 65K. Mantendo-se a especificação do relé eletromecânico na saída do alimentador não é possível obter coordenação entre o relé e o elo de 65K para as condições de correntes de curto circuito deste sistema. Na Figura 5.8 está ilustrado este problema de coordenação. Desta forma duas alternativas possíveis para resolver o problema são: (1) trocar a especificação do relé; ou, (2) redefinir os pontos candidatos à alocação de fusíveis, proibindo os pontos com correntes de cargas corrigidas (corrente nominal \times fator de crescimento da carga), superior a 50A de serem candidatas a alocação de fusíveis. Nos testes realizados adotou-se a segunda opção, redefinindo-se os pontos candidatos a alocação de elos fusíveis. Processou-se o módulo referente a alocação otimizada obtendo-se a configuração 2, em que se tem uma perfeita coordenação de terra e seletividade entre os dispositivos de proteção.

Analisando-se as Figuras 5.4-5.7 referente ao A1, observa-se que a coordenação de fase entre os elos fusíveis e os religadores não é obtida, uma vez que a faixa de coordenação de fase para estes dispositivos está entre os valores de 100A a 250A, e os valores de curto-circuito são da ordem de 2000A. Também se conclui destas figuras que a coordenação de terra é sempre obtida, e sempre há seletividade entre estes dispositivos, para os testes realizados para este alimentador.

Nas figuras 5.9-5.10 referente a configuração 2 de A1, verifica-se uma perfeita coordenação de terra. Na figura 5.9 a faixa de coordenação de terra varia de 20 a 256 A e a faixa de coordenação de fase está entre 380 e 512 A. Tanto para os pontos a jusante dos religadores entre as barras 4860-4861 e 4520-4521 a maior e menor corrente de curto circuito fase terra estão dentro desta faixa de coordenação, o que propicia uma perfeita coordenação de terra. Por outro lado as correntes de curto circuito trifásicas para os pontos a jusante desses religadores são superiores a 968 A o que não permite de forma nenhuma obter coordenação de fase. Na figura 5.10 está ilustrada a coordenação entre o relé da SE o religador alocado entre as barras 4693-4694 e os elos de 15K alocados na zona de proteção de retaguarda do relé. A faixa de coordenação de terra está entre 10 e 205 A, e a de fase entre 137 e 200 A. Neste caso a coordenação de terra também é obedecida, pois as



correntes de curto circuito fase terra na zona de proteção principal do religador estão compreendidas entre 171 e 178 A. A coordenação de fase também não foi obtida, uma vez que as correntes de curto circuito trifásicas na zona de proteção de retaguarda do religador estão entre 1264 e 1515 A. Analisando-se as curvas 5.9 e 5.10 verifica-se que a seletividade é garantida para todos os dispositivos.

Considerando que a maioria das faltas que ocorrem em sistemas de distribuição é do tipo fase-terra, no sistema desenvolvido para análise de proteção prioriza-se a coordenação de terra para a zona de atuação do religador.

Para os dois alimentadores analisados a coordenação entre os relés das subestações e os religadores e, entre os relés das subestações e os fusíveis a jusante não apresentou problemas. Esta característica é porque os relés possuem um grande número de curvas de tempo inverso, possibilitando escolher uma destas curvas que propicie um ajuste adequado para obter a coordenação.

Um aspecto que deve ser observado nos ajustes dos relés e dos religadores, é dar prioridade para as curvas de atuação mais rápidas para que a proteção seja mais sensível e atue em um tempo adequado. Outro aspecto importante está relacionado com a sensibilidade dos ajustes adequados das correntes de *pick-up* das curvas dos relés e dos religadores para a proteção terra, para faltas de alta impedância.

Nas Figuras 5.4-5.9 verifica-se que as curvas de capacidade térmica dos cabos estão coordenadas com o sistema de proteção especificado.

De acordo com a metodologia proposta todos os elos especificados para as configurações 1 e 2 dos alimentadores A1 e configuração 2 de A2, estão seletivos e coordenados. Os elos fusíveis de todos os transformadores são especificados de acordo com a capacidade nominal dos mesmos.



6- Conclusões e Trabalhos Futuros

O problema de alocação integrada de chaves e dispositivos de proteção que considera o custo de interrupção e o atendimento de restrições operacionais é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (*PNLIM*). A função objetivo para cada alimentador é modelada considerando-se a topologia completa do sistema, visando remanejar o máximo de carga possível da região sob falta para os alimentadores vizinhos, procurando reduzir o tempo de interrupção dos consumidores e melhorar a qualidade do serviço de fornecimento. Estão incorporados neste modelo os custos de interrupção para as operações de reparos e chaveamento da rede de distribuição devido à atuação do sistema de proteção. Estes custos são introduzidos no modelo através dos aspectos teóricos e práticos que devem ser considerados durante a fase de análise de confiabilidade e especificação da proteção. As restrições operacionais e físicas dos sistemas de distribuições podem ser facilmente incorporadas ao modelo dependendo da técnica de solução adotada para o mesmo.

O modelo proposto neste trabalho permite desenvolver com segurança e economia o planejamento da confiabilidade de sistemas de distribuição logo após o planejamento da expansão da rede. Também é uma ferramenta de análise para estudos das condições de confiabilidade do sistema ao longo de sua vida útil e para propor melhorias no mesmo. Para obtenção de bons resultados com este modelo são necessários os dados históricos precisos da confiabilidade do sistema de distribuição sob estudo (índices de faltas permanentes e temporárias) e os custos fixos e os custos reais de interrupção para cada classe de consumidores que variam de concessionária para concessionária.

Durante a fase de desenvolvimento deste trabalho foram efetuadas as análises da implementação e desempenho das metaheurísticas algoritmo genético, busca tabu e busca



tabu reativa para solução do problema sob análise [33]. As técnicas metaheurísticas de forma geral permitem tratar com simplicidade as restrições do modelo. Em todos os testes realizados estas metaheurísticas são robustas e eficientes para solução do problema, convergindo para soluções otimizadas de boa qualidade. A busca tabu reativa foi finalmente adotada como técnica de solução por apresentar desempenho superior ao algoritmo genético em todos os testes realizados com o alimentador A1. O desempenho inferior do algoritmo genético está relacionado com o sistema de codificação utilizado e os operadores genéticos de recombinação e mutação que provocam, com facilidade a perda de factibilidade das configurações, relativa à restrição que impõe o número máximo de dispositivos de controle e proteção que é permitido alocar.

Os resultados obtidos com os testes efetuados mostram a viabilidade do modelo, que apresenta soluções confiáveis e tecnicamente viáveis. Em todos os testes realizados com as simulações dos dois alimentadores pertencentes a sistemas de distribuição reais o algoritmo de busca tabu reativa apresentou desempenho satisfatório, robustez e convergiu para soluções otimizadas de boa qualidade.

A metodologia proposta neste trabalho contempla a fase de seletividade, coordenação e especificação dos dispositivos de proteção uma vez efetuada a localização otimizada dos mesmos. Desta forma toda a fase de análise das condições de coordenação e seletividade pode ser efetuada juntamente com os estudos de alocação de chaves e dispositivos de proteção. De acordo com as necessidades de coordenação e seletividade do sistema de proteção é possível redefinir os conjuntos de pontos candidatos à alocação otimizada desses dispositivos. Nesta fase de ajustes da coordenação e seletividade da proteção é que todos os problemas técnicos referentes a alocação inadequada de chaves de proteção vão se apresentar ao planejador do sistema, mostrando-lhes todas as diretrizes que devem ser adotadas para redefinição do problema tais como, base de dados adequada, seleção adequada dos pontos de alocação de dispositivos e chaves e as restrições que devem ser incorporadas ao problema para obtenção de soluções técnica e economicamente viáveis. Nos testes realizados e apresentados no capítulo de resultados, estes aspectos do problema ficaram bastante evidentes.

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



- Implementar melhorias no algoritmo de busca tabu reativa para melhorar o desempenho computacional e qualidade dos resultados. Dentre essas melhorias destacam-se desenvolver estudos da alteração da estrutura de vizinhança, critério de convergência e na estrutura de armazenamento nas listas tabu e auxiliar.
- Formulação do modelo considerando-o de natureza multiobjetivo e solução através de metaheurísticas que devem ser implementadas para resolver problemas multiobjetivo. O uso de técnicas multiobjetivo permitem considerar no modelo de alocação de chaves para o planejamento da operação o custo da confiabilidade dos sistemas e os custos de operação sob os aspectos das perdas técnicas. A alocação integrada de todos os dispositivos deve ser efetuada considerando os reflexos das tomadas de decisões dos problemas de alocação de dispositivos de proteção, chaves para restauração e chaves para planejamento da operação na função de adaptação proposta para a metodologia integrada (função objetivo na formulação 3.1).
- Desenvolver estudos e análises para sistemas com geradores distribuídos para adequar o modelo integrado proposto neste trabalho para sistemas com essas características físicas. Neste tipo de sistemas toda a filosofia da proteção e operação dos sistemas deve ser revista no desenvolvimento de um outro modelo baseado no proposto neste trabalho e/ou para fazer as devidas adaptações no modelo proposto.
- Estender o modelo para efetuar estudos de planejamento de longo prazo, considerando-se taxas de retorno de investimento.



7- Referências Bibliográficas

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - **Resolução Normativa No. 24 de 19 de Janeiro de 2004.**
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - **Resolução Normativa No. 24 de 27 de Janeiro de 2000.**
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) **Resolução Normativa No. 505 de 27 de Setembro de 2001;**
- [4] Amasifen, J.C.C. **Algoritmo Evolutivo Dedicado à Solução do Problema de Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais.** Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP, 2003.
- [5] Baran, M.E.; Wu, F.F. “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing “, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Volume: 4 Issue: 2, April 1989 Page(s): 1401 –1407.
- [6] Battiti R., “**The Reactive Tabu Search**”, ORSA J. Computing, vol. 6, no.2, Page(s): 126-140, 1994.
- [7] Billinton, R., Jonnavithula, S. “**Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems**”, **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 11, No 3, 1996. Page(s): 1646-1651.
- [8] Broadwater, R.P., Thompson, J.C. “**Computer-Aided Protection System Design With Reconfiguration**”, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 6, No. 1, 1991. Page(s): 260 – 266.



- [9] Broadwater, R.P., Thompson, J.C., Rahman, S., Sargent, A. "An Expert System For Integrated Protection With Reconfigurable Distribution Circuits: Part I and II". **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 9, No. 2, 1994. Page(s): 1115 – 1128.
- [10] Celli, G., Pilo, F. "Optimal Sectionalizing Switches Allocation in Distribution Networks", **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 14, No 3, 1999. Page(s): 1167-1172.
- [11] Chowdhury, A.A.; Koval, D.O. "Value-Based Distribution System Reliability Planning", **IEEE Transactions on Industry Applications**, Volume: 34 Issue: 1, Jan/Feb. 1998 Page(s): 23 –29.
- [12] Civanlar, S.; Grainger, J.J.; Yin, H.; Lee, S.S.H, "Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction", **IEEE Transactions on Power Delivery**, Volume: 3 Issue: 3, July 1988 Page(s): 1217 –1223.
- [13] Companhia Paulista Força e Luz (CPFL), "**Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente**, Norma Técnica, 2003, 155 p".
- [14] COOPER POWER SYSTEMS. "**Tools for faults analysis. In: Electrical Distribution – System Protection**". Cooper Power Systems, 1990, 9 - 50 (Bulletin, 90020).
- [15] Course Text 80 EHO 157-8-PWR, "Application and Coordination of Reclosers, Sectionalizers and Fuses", **IEEE Tutorial Course**, 1980.
- [16] Eletrobrás Comitê de Distribuição, "**Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição**" Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás – Rio de Janeiro, Campus Eletrobrás, 1982.
- [17] Gieger S., "**Proteção de Sistemas de Distribuição**", Porto Alegre, SAGRA, 1988, 344 p.
- [18] Glover, F., "**Tabu Search Fundamentals and Uses**", University of Colorado, Boulder, Colorado, April 1995.



- [19] Glover, F.; Laguna, M., “**Tabu Search**”, University of Colorado at Boulder, Kluwer Academic Publishers.
- [20] Gönen, T. “**Electric Power Distribution System Engineering**”. McGraw-Hill, 1986. INC.
- [21] Hong, H.W., Sun, C. Mesa, V.M., Ng, S. “Protective Device Coordination Expert System”, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 6, No. 1, 1991. Page(s): 359 – 365.
- [22] Kagan, N., Oliveira, C.C.B. “Goal Planning and Risk Analysis for Distribution Reliability Indices”, **CIRE2001 – Conference Publication No. 482 – IEE 2001**, 18-21 de June 2001.
- [23] Levitin, G., Mazal-Tov, S., Elmakis, D. “Optimal Sectionalizer Allocation in Electric Distribution Systems by Genetic Algorithm”, **Electric Power Systems Research**, Vol. 31, 1994. Page(s): 97-102.
- [24] Mantovani, J. R. S, Casari, F. e Romero, R. A. “Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais Utilizando o Critério de Queda de Tensão”. **Revista Controle & Automação, Sociedade Brasileira de Automática, SBA**. Vol.11 no. 03, 2000, pag. 150-159.
- [25] McGraw-Edison Company. Power Systems Division. System faults. “**In: Distribution – System Protection Manual**”. Canonsburg: McGraw-Edison Company, s.d. p. 3 – 46. (Bulletin, 71022).
- [26] Michalewicz, Z. “**Genetic Algorithm + Data Structures = Evolution Programs**”, 2nd ed., New York: Springer-Verlag. 1994.
- [27] Morelato, A.L.; Monticelli, A.J. “Heuristic Search Approach to Distribution System Restoration”, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Volume: 4 Issue: 4, Oct. 1989 Page(s): 2235 –2241.
- [28] Peponis, G.; Papadopoulos, M. “Reconfiguration of Radial Distribution Networks: Application of Heuristic Methods on Large-Scale Networks”. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, Volume: 142 Issue: 6, Nov. 1995. Page(s): 631 – 638.



- [29] Rivier Abbad, J. **Calidad Del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones.** Tesis Doctoral. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas.2000.
- [30] Shirmohammadi, D.; Hong, H.W. "Reconfiguration of Electric Distribution Networks for Resistive Line Losses Reduction". **IEEE Transactions on Power Delivery**, Volume: 4 Issue: 2, April 1989 Page(s): 1492 -1498.
- [31] Silva, L.G.W. **Alocação Otimizada de Dispositivos de Proteção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP, 2002.
- [32] Silva, L. G. W., Pereira, R. A. F., Mantovani, J.R.S. "Allocation of Protective Devices in Distribution Circuits Using Nonlinear Programming Models and Genetic Algorithms". **Electric Power Systems Research**, v.69, p.77 - 84, 2004.
- [33] Silva, L. G. W., Pereira, R. A. F., Mantovani, J.R.S. "Alocação e Realocação de Chaves para Restauração de Redes de Distribuição utilizando Algoritmo de Busca Tabu Dedicado", **CBA 2004 - XV Congresso Brasileiro de Automática**, 2004, Gramado - RS.
- [34] Silva, L. G. W., Pereira, R. A. F., Mantovani, J.R.S. "Optimized Allocation of Sectionalizing Switches and Control and Protection Devices for Reliability Indices Improvement in Distribution Systems", **Transmission and Distribution IEEE/PES/T&D Latin America**, 2004, São Paulo - SP.
- [35] Silva, L. G. W., Pereira, R. A. F., Mantovani, J.R.S. "Análise da Implementação e Desempenho das Metaheurísticas Algoritmo Genético (AG), Busca Tabu Básica (BT) e Busca Tabu Reativa (BTR) na Solução do Problema de Alocação e Realocação de Chaves para Restauração de Redes de Distribuição" **XXXVI SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, 2004, São João del-Rei - MG.
- [36] Silva, L. G. W., Pereira, R. A. F., Mantovani, J.R.S. "Alocação e Realocação de Chaves de Manobras em Redes de Distribuição para Melhoria dos Índices de



Confiabilidade e Qualidade do Fornecimento”, **SENDI 2004 - XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**, 2004, Brasília - DF.

- [37] Song, Y.H.; Wang, G.S.; Johns, A.T.; Wang, P.Y. “Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction using Fuzzy Controlled Evolutionary Programming”. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, Volume: 144 Issue: 4, July 1997. Page(s): 345 – 350
- [38] Soudi F. e Tomsovic K. “Optimal Distribution Protection Design: Quality of Solution and Computational Analysis”, **International Journal on Electric Power and Energy Systems**, Vol. 21, 1999. Page(s): 327 - 335.
- [39] Soudi F. e Tomsovic K. “Optimal Trade-Offs in Distribution Protection Design”, **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2001. Page(s): 292 - 296.
- [40] Soudi F. e Tomsovic K. “Optimized Distribution Protection Using Binary Programming”, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 13, No. 1, 1998. Page(s): 218 - 224.
- [41] Teng, J-H.; Lu, C-N. “Feeder-Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization”, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Volume: 17 Issue: 1, Jan. 2002 Page(s): 254 –259.
- [42] Teng, J-H.; Liu, Y-H. “A Novel ACS-Based Optimum Switch Relocation Method”, **IEEE Transactions on Power Systems**, Volume: 18 Issue: 1, Feb. 2003 Page(s): 113 –120.
- [43] Toune, S. *et al.* “A Reactive Tabu Search for Service Restoration in Electric Power Distribution Systems”, **IEEE International Conference on Evolutionary Computation**, 4, May. 1989.
- [44] Tsai Li-Hui “Networks Reconfiguration to Enhance Reliability of Electric Distribution Systems”, **Electric Power Systems Research**, Vol. 27, 1993. Page(s): 135-140.



Apêndice 1

Especificação, Coordenação e Seletividade dos Dispositivos de Proteção



A1.1 – Introdução

Neste apêndice apresenta-se com base em normas de concessionária de energia elétrica [13] e na literatura especializada [14-17, 20, 25], as principais regras de seletividade e coordenação que devem fazer parte de uma base de conhecimentos de qualquer sistema especialista, dedicado aos estudos e projetos de proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica, cujo desenvolvimento é uma meta deste trabalho de pesquisa.

A1.1.1 – Especificação dos Dispositivos de Proteção

Nesta seção descrevem-se os critérios para especificação dos dispositivos de proteção que devem ser alocados nos sistema: chaves fusíveis, relés de sobrecorrente e religadores. Para especificação e coordenação dos dispositivos de proteção devem ser calculadas as correntes de curto circuito (*CC*) simétricas e assimétricas nos vários pontos do sistema, as correntes de carga nos ramais do circuito e as corrente de magnetização dos transformadores (correntes de *inrush*). As correntes de *CC* e os estado da rede podem ser obtidos de programas convencionais para esta finalidade. O cálculo das correntes de magnetização dos transformadores é extremamente complicado e impreciso [13].

Levando-se em consideração a dificuldade de cálculo e a aleatoriedade do valor da corrente de *inrush* (ela depende do exato instante de energização do transformador e do valor do fluxo residual em cada transformador) foram desenvolvidos métodos práticos para o cálculo da provável corrente de *inrush*. Um método prático adotado neste trabalho considera o número de transformadores que serão energizados pelo fechamento de um dispositivo. A Tabela A1.1 fornece o coeficiente a ser multiplicado pela corrente nominal do grupo de transformadores que serão energizados, em função do tamanho do grupo. A aplicação desta tabela fornecerá a corrente de *inrush* esperada em um intervalo de tempo de 0,1 s.



Tabela A1.1 Fator de multiplicação para se determinar a corrente de *inrush* em 0,1 s

Número de Transformadores	Fator de Multiplicação
1	12,0
2	8,3
3	7,6
4	7,2
5	6,8
6	6,6
7	6,4
8	6,3
9	6,2
10	6,1
>10	6,0

Um outro ponto que merece observação é que a corrente de *inrush* não pode ser maior que a corrente de CC trifásica para qualquer ponto. Portanto se o cálculo indicar que a corrente de *inrush* será maior que a corrente de CC trifásico, considere a corrente de *inrush* igual à corrente de CC trifásico.

A1.1.1.1 – Chaves e Elos Fusíveis

As chaves fusíveis são padronizadas e especificadas segundo as seguintes condições:

- Capacidade de Corrente Nominal: 100 A;
- Capacidade de Interrupção dos Cartuchos (*CIC*): Máxima corrente de CC trifásica (assimétrica) calculada no ponto de instalação da chave:

$$I_{CIC}^i \geq I_{CC\ 3\phi\ Assimétrica}^i$$

I_{CIC}^i : Capacidade de Interrupção do Cartucho da Chave Instalada no Ponto i ;

$I_{CC\ 3\phi\ Assimétrica}^i$: Máxima corrente de CC trifásica (assimétrica) calculada no ponto de instalação da chave

Para especificação dos elos-fusíveis na proteção de circuitos primários devem ser obedecidas as seguintes condições:

- Corrente nominal do elo-fusível:

$$I_{Elo}^i > f_c \times I_{carga}^i$$

I_{Elo}^i : Corrente Nominal do elo fusível instalado no ponto i ;

I_{carga}^i : Corrente de carga no ponto no ponto i levando-se em consideração as possíveis transferências de cargas devido a reconfiguração em condições de contingências;

f_c : Fator de crescimento da carga que é função do tipo de carga e das condições sócio econômicas da região onde está localizada a distribuidora de energia. Devem ser considerados os diferentes tipos de cargas: Residencial, comercial e industrial.

- O elo fusível deve ser capaz de suportar a corrente de *inrush* do momento de energização do circuito:

$$I_{0,13}^i > I_{inrush}^i$$

$I_{0,13}^i$: Corrente de fusão do elo alocado no ponto i para o tempo 0,13 s;

I_{inrush}^i : Corrente de *inrush* esperada no ponto i .

A Tabela A1.2 mostra os valores máximos da corrente de *inrush* para cada tipo de elo.

Tabela A1.2: Correntes de carga máxima, corrente de curto circuito fase-terra mínimo e corrente de *inrush* máxima para o uso de elos fusíveis de distribuição.

Elo	Corrente de Carga Máxima (A)	Corrente de CC Φ -T Mínimo _{300s} (A)	Corrente de <i>Inrush</i> Máxima (A)
10K	10	23	110
15K	15	37	190
25K	25	60	315
40K	40	85	510
65K	65	150	800

A especificação do elo fusível a ser utilizado para a proteção de transformadores de distribuição deverá obedecer as Tabelas A1.3 e A1.4 de escolha de elos fusíveis tipo H e K.



Tabela A1.3 Escolha dos Elos Fusíveis para Transformadores de Distribuição Monofásicos

Potência	2300 (V)	3800 (V)	6600 (V)	11400 (V)	13200 (V)	22000 (V)	25000 (V)
5	3H	2H	2H	1H	1H		
7,5	5H	3H	2H	1H	1H		
10	6K	5H	3H	2H	2H	1H	1H
15	8K	6K	5H	2H	2H	1H	1H
25	12K	8K	6K	3H	3H	2H	2H
30	15K	8K	6K	5H	5H	2H	2H

Tabela A1.4 Escolha dos Elos Fusíveis para Transformadores de Distribuição Trifásicos

Potência	2300 (V)	3800 (V)	6600 (V)	11400 (V)	13200 (V)	22000 (V)	25000 (V)
5	2H	2H	1H				
10	5H	3H	2H	1H	1H		
15	6K	5H	2H	2H	1H	1H	1H
25	8K	6K	3H	2H	2H	1H	1H
30	8K	6K	5H	3H	2H	2H	1H
37,5	10K	6K	5H	3H	3H	2H	2H
45	12K	8K	6K	5H	3H	2H	2H
50	15K	8K	6K	5H	3H	2H	2H
75	20K	12K	8K	6K	5H	3H	3H
100	25K	15K	10K	6K	6K	5H	5H
112,5	30K	20K	10K	6K	6K	5H	5H
150	40K	25K	15K	8K	8K	6K	6K
200	50K	30K	20K	12K	10K	6K	6K
225	65K	40K	20K	12K	10K	6K	6K
250	65K	40K	25K	15K	12K	8K	8K
300	80K	50K	30K	15K	15K	10K	8K
400	100K	65K	40K	20K	20K	12K	10K
500	140K	80K	50K	25K	25K	15K	12K
600	200K	100K	65K	30K	30K	20K	15K

A1.1.1.2 – Disjuntores e Transformadores de Corrente

Para o dimensionamento dos disjuntores devem ser seguidos os critérios da corrente nominal e da máxima corrente de CC.

- Corrente Nominal (IN):

$$IN \geq I_{CargaFutura}^i$$



$I_{CargaFutura}^i$: Corrente de carga no ponto no ponto de instalação do disjuntor levando-se em consideração as possíveis transferências de cargas devido a reconfiguração em condições de contingências;

- Máxima corrente de CC trifásica (assimétrica) calculada no ponto de instalação do disjuntor:

$$I_{CIC}^i \geq I_{CC3\phi\text{ Assimétrica}}^i$$

I_{CIC}^i : Capacidade de Interrupção do Disjuntor Instalado no Ponto i ;

$I_{CC3\phi\text{ Assimétrica}}^i$: Máxima corrente de CC trifásica (assimétrica) calculada no ponto de instalação do disjuntor.

Os transformadores de corrente (TC) devem ser dimensionados pelo setor de operação, entretanto os mesmos devem ter especificadas sua corrente nominal (IN) e corrente de curto circuito máxima de forma a não sofrer saturação. Devem ser especificados também:

- Fator térmico
- Fator de sobrecorrente.

A1.1.1.3 – Relés

Os relés terão as unidades instantâneas e temporizadas de fase e de terra. Os relés para proteção de terra normalmente são de natureza estática (eletrônicos), enquanto os relés de proteção de fase são do tipo eletromagnético.

Especificação e ajustes do relé de fase

- *Unidade temporizada do relé de fase*

(1) Tap da Unidade temporizada de fase

A especificação do *tap* da unidade temporizada do relé de fase deve atender as condições (a) e (b) abaixo e devem permitir a coordenação com outros dispositivos instalados na rede. Nem sempre será possível atender o item (b) para CC até no final do alimentador. Se isto ocorrer, deverá ser instalado um outro dispositivo para proteger ao



trecho que estiver fora do alcance do relé de fase da *SE*. Sempre que possível o *tap* deve ser escolhido para proteger os cabos da saída do alimentador contra possíveis sobrecargas.

$$(a) \quad Tap_{IF} = \frac{I_{carga} \times KF}{RTC}$$

Tap_{IF} : Tap da unidade temporizada de fase;

I_{carga} : Corrente de carga do alimentador levando-se em consideração as possíveis transferências de cargas devido a reconfiguração em condições de contingências. De forma geral a I_{carga} será de 1,5 a 2 vezes a corrente atual do alimentador;

KF : Fator de aumento da carga para o horizonte de estudo;

RTC : Relação de transformação de corrente do TC .

$$(b) \quad Tap < \frac{I_{cc_{2\phi-\min}}}{FS \times FI \times RTC}$$

$I_{cc_{2\phi-\min}}$: Menor corrente de curto circuito bifásico de trecho protegido pelo disjuntor;

FS : Fator de segurança que leva em consideração erros envolvidos no cálculo das correntes de CC , erros da relação do TC e erros do relé. Esse erro deve estar numa faixa de 1,5 à 2;

FI : Fator de início da curva do relé, definida pelo fabricante. Como os fabricantes definem as curvas dos relés a partir de 1,5 ou 2,0 vezes o *tap*, FI será normalmente 1,5 ou 2;

RTC : Relação de transformação de corrente do TC .

(2) Curva da Unidade Temporizada de Fase

A curva da unidade temporizada de fase deve ser a mais baixa possível, desde que permita a coordenação e seletividade do relé com outros equipamentos de proteção, instalados na rede de distribuição. Isto é, inicialmente escolhe-se a menor curva disponível para o relé a ser usado e então deve-se verificar a coordenação e seletividade com outros dispositivos. Sempre que possível a curva deve proteger o cabo de saída do alimentador e outros equipamentos de danos causados por sobrecargas.



- *Unidade instantânea do relé de fase*

(1) *Tap* da Unidade instantânea de fase

O *tap* da unidade instantânea do relé de fase deverá ser ajustado de acordo com a área de atuação desejada. Para escolha da área de atuação da unidade instantânea, deve-se levar em consideração que a unidade instantânea pode auxiliar na investigação de defeitos que provoquem a abertura do disjuntor do alimentador, através da sinalização da unidade acionada. Isto está relacionado ao fato de que a corrente de curto circuito é inversamente proporcional à distância da *SE* ao ponto com defeito (sistemas radiais), e que devido ao modelo de proteção adotado, as correntes maiores acionarão a unidade instantânea. Desta forma, é conveniente que a zona de atuação da unidade instantânea seja delimitada por uma chave de manobras, posicionada estrategicamente no trecho intermediário do alimentador ou na divisa entre as zonas urbana e rural. Uma vez escolhida a zona de atuação da unidade instantânea, o seu *tap* deve ser escolhido através dos critérios (a) e (b) a seguir:

- (a)
$$TAP_{IF} > \frac{I_{inrush}}{RTC}$$

TAP_{IF} : *Tap* da unidade instantânea de fase;

I_{inrush} : Corrente de *inrush* de todos os transformadores do alimentador;

RTC : Relação de transformação de corrente dos TC.

- (b)
$$TAP_{IF} > \frac{I_{cc_{2\phi}}}{RTC}$$

$I_{cc_{2\phi}}$: Corrente de CC bifásico assimétrica no limite da zona de proteção da unidade instantânea.

Especificação e ajustes do relé de terra

As especificações para os relés de terra eletromecânicos e eletrônicos devem ser consideradas separadamente.



- *Unidade temporizada do relé de terra*

Tap da Unidade temporizada de terra - Relé eletromecânico

Como não existe corrente circulando pela terra ou pelo neutro nos circuitos primários em condições normais de operação, o *tap* da unidade temporizada de terra deve ser o menor *tap* oferecido pelo relé. Para relé eletromecânicos este *tap* é 0,5, mas mesmo assim deve-se verificar que a relação se verifique:

$$Tap_{TT} < \frac{I_{CC\phi-T\min}}{RTC \times FI}$$

Tap_{TT} : *Tap* da unidade temporizada de terra;

$I_{CC\phi-T\min}$: Corrente de *CC* fase-terra. calculada com uma impedância de falta de 40 Ohm, do final do trecho protegido pelo disjuntor;

FI : Fator de início da curva.

Curva da unidade temporizada de terra – Eletromecânico

A primeira curva a ser experimentada é a curva mais rápida oferecida pelo relé. Caso essa curva não apresente problemas de coordenação e seletividade com outros equipamentos então ela deve ser usada, caso contrário, escolhe-se uma curva mais lenta e repete-se o processo.

Curva da unidade temporizada de terra – Eletrônico

Como normalmente o *pick up* do relé estático é baixo, deve-se ajustar curvas com algumas temporizações para permitir coordenação e seletividade com outros equipamentos de proteção, especialmente com elos fusíveis. Recomenda-se utilizar uma curva com tempo de atuação de aproximadamente 6,0 s no início da curva.



Tap da Unidade temporizada de terra - Relé Eletrônico

A utilização de relés eletrônicos na proteção de terra permite que o disjuntor opere com correntes de fuga à terra mais baixas do que com os relés convencionais. Como um compromisso entre a segurança e a continuidade do serviço deve-se usar *taps* que possibilitem correntes de *pick up* entre 8 e 12 A. Desta forma:

$$Tap_{TE} = \frac{I_{PE}}{RTC}$$

Tap_{TE} : Tap do relé estático de terra;

I_{PE} : Corrente de *pick up* esperada (entre 8 e 12 A);

RTC : Relação do transformador de corrente.

Unidade instantânea do relé de terra - Relé Eletromecânico

A zona de atuação da unidade instantânea do relé de terra deve ser a mesma que a unidade instantânea do relé de fase. O *tap* da unidade instantânea de terra é calculado como:

$$Tap_{IT} > \frac{I_{cc_{\phi-Tassim}}}{RTC}$$

Tap_{IT} : *Tap* da unidade instantânea de terra;

$I_{cc_{\phi-Tassim}}$: Corrente de CC fase-terra assimétrica calculada com uma impedância de contato igual a zero.

A1.1.1.4 – Religadores

Os religadores devem ser dimensionados para suportarem a corrente nominal e interromperem a corrente de CC máxima no seu ponto de instalação. Para especificar um religador devem ser verificadas:

- I'_{CF} : Corrente de carga futura no ponto de instalação do religador, considerando a capacidade de manobras do alimentador;



- $I_{cc_{3\phi}}$: Corrente de CC trifásico assimétrica no ponto de instalação do religador.

A Tabela A1.5 mostra a capacidade de interrupção e condução de alguns tipos de religadores de linha.

Tabela A1.5: Capacidade de condução e interrupção dos religadores de linha

Marca	Tipo	Corrente Nominal (A)	Capacidade de Interrupção (A) (Assimétrica)
McGraw Edison	KF	280	*
Reyrolle	OYT-250	250	*
Reyrolle	OYT-400	400	*
Westhinghouse	SEV-280	280	6000
Brush	PMR1-15	400	6000
Brush	PMR3-15	560	6000

*Consultar catálogo dos fabricantes

Ajustes dos Religadores

Conforme mostrado na Tabela A1.5 existem religadores de linhas de várias marcas e modelos, e cada um deles possui opções de ajustes diferentes. Neste item serão vistos os ajustes comuns para todos os religadores, mas na base de dados do programa devem e podem ser cadastrados os ajustes específicos de cada marca e modelo de religador de acordo com o catálogo fornecido pelos fabricantes.

Ajuste do pickup de fase

- Religadores com bobina série(eletromecânicos):

$$I_N > KF \times I_{carga}$$

$$I_{PF} > 2 \times KF \times I_{carga}$$

$$I_{PF} < \frac{I_{cc_{2\phi}}}{FS}$$

I_N : Corrente nominal da bobina série;

KF : Fator de crescimento da carga no horizonte de estudo;

I_{carga} : Corrente máxima passante no ponto de instalação, já levando-se em consideração as manobras;

I_{PF} : Corrente de *pickup* do religador;

$I_{CC_{2\phi}}$: Menor corrente de CC bifásico do trecho protegido pelo religador;

FS : Fator de segurança usado no ajuste do *pick up* do relé de fase.

O número 2 que aparece na equação de I_{PF} é porque para esses religadores

$$I_{PF} = 2 \times I_N.$$

- Religadores com Relés Eletrônicos (SEV-280, PMR1-15 e PMR3-15)

$$I_{PF} > KF \times I_{carga}$$

$$I_{PF} < \frac{I_{CC_{2\phi}}}{FS}$$

I_{PF} : Corrente de pick up do religador;

KF : Fator de crescimento da carga no horizonte de estudo;

I_{carga} : Corrente máxima que passa pelo ponto de instalação, levando-se em consideração as manobras.

$I_{CC_{2\phi}}$: Menor corrente de CC bifásico do trecho protegido pelo religador;

FS : Fator de segurança usado no ajuste do *pick up* do relé de fase.

Ajuste das curvas de fase

Curva rápida

Normalmente existe uma única curva rápida de fase, portanto não há nenhuma escolha a ser feita. Algumas marcas e tipos de religadores possuem várias curvas rápidas de fase. Nestes casos, sempre que possível escolher a mais rápida entre elas, porque isso permitirá uma coordenação maior com os elos fusíveis.

Curva temporizada

Deve-se dar preferência à curva lenta mais próxima da curva rápida, desde que isto não prejudique a coordenação e seletividade com outros dispositivos.



Ajuste do pick up de terra

O ajuste da corrente de *pick up* de terra deve ser o menor possível. Em religadores que possuem ajuste de 5 A este deve ser o ajuste preferencial se a rede estiver em boas condições e o religador não operar exageradamente. Caso o religador opere muito, pode-se colocar o *pick up* de terra em 10 A. Entretanto, caso o religador continue operando, deve-se dar manutenção na linha e não aumentar ainda mais o *pick up* de terra.

Ajuste das curvas de terra

Vale os mesmos comentários para os ajustes das curva de fase, observando-se ainda que nos religadores que possuem curvas de tempo definido deve-se evitar o uso de tempos de operação superiores a 3 s.

Seqüência de Operações

Todos os religadores podem efetuar até 4 desligamentos, podendo ter todas as operações temporizadas, todas as operações rápidas, ou um número escolhido de operações rápidas, seguido por uma outra quantidade escolhida de operações temporizadas. Deve-se preferencialmente escolher uma seqüência de operações com duas operações rápidas e duas operações temporizadas, para se diminuir a quantidade de queima de elos fusíveis, durante os efeitos transitórios.

Correntes de Inrush para Ajuste do Religador

As curvas temporizadas dos religadores são geralmente insensíveis às correntes de *inrush* devido, principalmente, à possuírem tempos maiores que 0,1 s para correntes de *inrush* esperadas no seu ponto de instalação.

As curvas rápidas possuem tempos inferiores a 0,1 s e, portanto, podem ser sensíveis às correntes de *inrush* se o *pick up* de fase do religador for menor que a corrente de *inrush* esperada. A simples retirada da curva rápida evitaria a operação do religador devido a corrente de *inrush*, mas isso também impediria o religador de realizar sua função principal. Uma maneira de se diminuir o número de operações, devido às correntes de *inrush*, quando aparecer o problema, é usar uma única operação rápida para o religador.



A1.1.2 - Coordenação e Seletividade dos Dispositivos de Proteção

A existência de equipamentos dotados de religamentos automáticos requer que eles estejam coordenados entre si e com outros equipamentos de proteção, de acordo com uma seqüência de operações preestabelecida. O objetivo da coordenação é evitar que faltas transitórias causem a operação de dispositivos de proteção que não tenham religamentos automáticos e que, no caso de defeitos permanentes, a menor quantidade possível da rede fique desligada; enquanto o objetivo da seletividade é fazer com que o equipamento de proteção mais próximo ao defeito opere, independente da falta ser transitória ou permanente.

O estudo da coordenação e da seletividade é feito pela superposição das curvas características tempo I s. corrente dos diversos equipamentos, com o objetivo de definir as temporizações mais adequadas para cada equipamento.

A coordenação e a seletividade entre os equipamentos de proteção deverá ser obtida dentro da faixa de corrente comum aos equipamentos que se pretende fazer a coordenação ou seletividade.

A1.1.2.1 - Seletividade entre Elos Fusíveis

A seletividade entre dois elos fusíveis em série é garantida se o tempo de interrupção do elo fusível protetor (o que está instalado mais longe da SE e que deverá queimar em caso de defeito) for no máximo 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido (aquele mais próximo a SE e que não deverá queimar). A Figura A1.1 ilustra o conceito de elo fusível protetor e protegido.

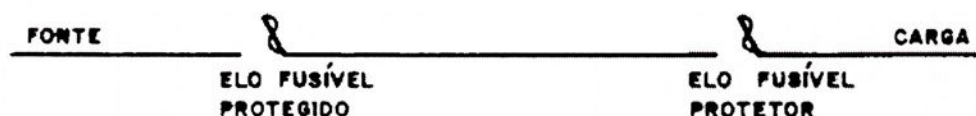


Figura A1.1 - Elos fusíveis protegido e protetor.

Para ampliar a faixa de coordenação entre os elos-fusíveis e reduzir ao mínimo os tipos de elos-fusíveis utilizados, deve-se optar sempre que possível por:

- Somente elos preferenciais (6,10,15,25,40,65,100,140 e 200K);

- Somente elos não-preferenciais (8,12,20,30,50 e 80K).

Para a coordenação de elos-fusíveis, devem ser utilizadas as tabelas de coordenação A1.6, A1.7, A1.8 e A1.9.

Tabela A1.6 - Coordenação de Elos-Fusíveis Tipo K

Elo-Fusível Protetor	Elo-Fusível Protegido													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	105	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Tabela A1.7 - Coordenação de Elos-Fusíveis Tipo T

Elo-Fusível Protetor	Elo-Fusível Protegido													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	15200
140T														7500



Tabela A1.8 - Coordenação de Elos-Fusíveis Tipo K e H

Elo-Fusível Protetor	Elo-Fusível Protegido													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
1H	125	230	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Tabela A1.9 –Coordenação de Elos-Fusíveis Tipo T e H

Elo-Fusível Protetor	Elo-Fusível Protegido													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
1H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

Pode-se também determinar os valores limites de coordenação pelas curvas de tempo I_s corrente dos elos-fusíveis, lembrando-se de que a coordenação é satisfatória, quando o tempo total de interrupção do elo-fusível protetor não exceder 75% do tempo mínimo de fusão do fusível protegido.

É prevista uma coordenação satisfatória entre elos-fusíveis do tipo K até uma corrente igual a 13 vezes a nominal do elo-fusível protegido, tanto entre os elos preferenciais adjacentes, como entre elos não-preferenciais adjacentes.

É prevista uma coordenação satisfatória entre elos-fusíveis do tipo T até uma corrente igual a 24 vezes a nominal do elo-fusível protetor, tanto entre elos preferenciais adjacentes, como entre elos não-preferenciais adjacentes.

A1.1.2.2 - Seletividade Relé-Elo Fusível

A característica de operação dos disjuntores não permite que os mesmos tenham uma seqüência de operação de maneira a evitar a queima do elo fusível, mesmo para faltas de natureza transitória, desta forma deve ser efetuada a seletividade entre o relé e o elo fusível.

Para haver seletividade entre o relé do alimentador e o elo fusível é necessário que o elo fusível interrompa a corrente de defeito antes que o relé opere. Para garantir que isso



aconteça, o tempo de interrupção máximo do elo fusível deverá ser no máximo 75% do tempo de atuação da unidade temporizada do relé para as correntes no trecho comum.

Para a verificação da seletividade com a unidade instantânea, considera-se o tempo de interrupção do disjuntor é igual a 8 ciclos (0,133s), independente do valor da corrente. Portanto, para haver seletividade, o fusível deverá fundir-se com tempos inferiores a 0,133s para correntes acima do *pick-up* da unidade instantânea, caso contrário haverá a atuação do disjuntor e não a queima do elo.

Para as correntes de curto-circuito bifásico, a seletividade deverá ser verificada entre a curva de interrupção máxima do elo e a curva temporizada do relé, para valores de corrente entre o valor de curto-circuito no ponto de instalação do elo até a metade da corrente de curto-circuito do final do trecho protegido pelo elo. Como a curva do relé de fase está acima da curva do elo fusível (maiores tempos de atuação para mesmos valores de correntes), possivelmente, não haverá problemas de seletividade entre a curva temporizada do relé e o elo fusível.

Para as correntes de curto-circuito fase-terra, a seletividade deverá ser verificada para as correntes de curto-circuito mínimo, isto é, aquelas calculadas com uma resistência de falta com valor pré-estabelecido, baseado em dados históricos das concessionárias, tanto para o ponto de instalação da chave fusível, como para o ponto final do trecho protegido pelo fusível. Também aqui, a seletividade deverá ser verificada entre a curva de interrupção máxima do fusível e a curva temporizada do relé.

Caso não se consiga obter uma boa seletividade para a proteção de fase e para a proteção de terra simultaneamente, deve-se dar preferência à seletividade para a proteção de terra, já que a grande maioria dos defeitos são do tipo fase-terra.

A1.1.2.3 - Coordenação Relé-Religador

Quando um religador de linha está instalado dentro da zona de proteção de um disjuntor, como na Figura A1.2, deve-se garantir que os relés de fase ou terra que comandam o disjuntor não venham a operar enquanto o religador realiza a sua seqüência de operação, até que a falta seja extinta ou até que o religador a bloqueie. Para se evitar a operação do disjuntor, deve-se escolher as curvas de operação dos relés, assumindo-se que



as curvas de operação de fase e terra do religador já estejam definidas, levando-se em conta a integração devido ao tempo de religamento do religador e o tempo de rearme dos relés.



Figura A1.2 - Coordenação Relé-Religador

Para este tipo de coordenação as seguintes condições devem ser observadas para se obter uma coordenação satisfatória:

(1) As correntes de *pick-up* do religador deverão ser menores que as correntes de "pick-up" dos respectivos relés de fase ou terra.

(2) Na coordenação relé-religador onde for usado relé de indução, devem ser verificados os avanços relativos do contato móvel do relé, durante as seqüências de operação do religador. Para relés eletromecânicos a soma dos avanços relativos do contato móvel do relé, devido aos religamentos do religador, deve ser inferior ao avanço total para a atuação do relé, independentemente da corrente de curto-circuito na zona de proteção mútua. Estes cálculos no projeto em desenvolvimento é efetuado através de uma rotina computacional desenvolvida para esta finalidade.

Para atender a condição 2, como uma primeira aproximação para a curva temporizada do relé pode-se escolher a curva que permita que, para o ponto mais crítico da zona de proteção mútua:

$$\frac{t_{RELIG}}{t_{RELÉ}} < 0,35$$

Onde:

t_{RELIG} - É o tempo que o religador levará para atuar para a corrente crítica, nas operações temporizadas

$t_{RELÉ}$ - É o tempo que o relé levará para atuar para a corrente do ponto crítico.

Ponto crítico: Ponto de gráfico *tempo x corrente* correspondente à maior aproximação entre a curva temporizada de religador e a curva de relé.

Corrente crítica: É a corrente do ponto crítico.

Uma vez escolhida esta curva, calcula-se o tempo de integração entre o relé e o religador. Caso a soma do avanço do contato móvel esteja próximo, mas ainda abaixo de 100%, adota-se, então, esta curva como ajuste para o relé. Caso a soma esteja muito abaixo de 100% escolhe-se, então, uma curva mais rápida para o relé e repete-se o processo até que a soma dos avanços relativos para uma curva esteja próximo a 100%.

Este método deve ser usado para se definir as curvas temporizadas para os relés eletromecânicos de fase e de terra. A aplicação do método permitirá a escolha da curva temporizada mais rápida que tenha coordenação com o religador.

A1.1.2.4 - Coordenação Religador - Elo Fusível

A coordenação entre um religador e um elo fusível é satisfatória quando o fusível não fundir enquanto o religador realiza as suas operações rápidas, mas fundir durante a primeira operação temporizada do religador. Logicamente o religador deve estar ajustado para operar na curva rápida e a seguir na curva temporizada.

Na coordenação religador-elos fusível, devem ser estabelecidas faixas de coordenação para faltas, fase-terra e trifásicas, que podem ser determinadas através do seguinte procedimento:

- A maior corrente em que ocorre a coordenação entre o elo fusível e o religador é obtida do cruzamento da curva de fusão mínima do elo fusível com a curva rápida do religador, multiplicada por um fator K. Este fator K é um fator de correção devido os elos fusíveis alterarem suas características com o curto circuito. Ele considera o tempo necessário para o elo esquentar e esfriar.
- A menor corrente em que ocorre a coordenação é obtida do cruzamento da curva de interrupção máxima do elo fusível e da curva temporizada do religador multiplicada por 0,9, para levar em conta os possíveis erros da curva do religador.



- A coordenação entre o religador e o elo fusível deverá ser verificada para os valores de curto-circuito fase-terra mínimo do trecho protegido pelos dois dispositivos. Sempre que a coordenação for conseguida para defeitos fase-terra, será garantido que, para os defeitos entre fases, haverá, pelo menos, seletividade, podendo ocorrer a coordenação para os dois tipos de defeitos.

Para a seqüência de operação do religador, sempre que possível, deve-se permitir que o religador realize 2 operações rápidas, seguidas de 2 operações temporizadas. Isto fará com que se evite um número maior de queimas de elos fusíveis durante faltas transitórias.

A1.1.2.5 - Coordenação e Seletividade Religador-Religador

Entre dois religadores instalados em série poderá haver coordenação ou seletividade. Haverá coordenação quando dois religadores quaisquer estiverem em série e ambos operarem juntos na curva instantânea, mas não na temporizada e haverá seletividade se o religador protegido (o mais próximo da S/E) estiver com a seqüência de coordenação ativada, quando então o religador protetor fará a sua seqüência de operação, que será acompanhada pelo religador protegido.

Para qualquer das técnicas acima, coordenação ou seletividade, as curvas do equipamento protegido, multiplicada por um fator pré-estabelecido, baseado na experiência e dados históricos do sistema, devem ser $L < 1$ ciclos mais lentas que as curvas do equipamento protetor, multiplicada por $k > 1$. Além disso, os *pickups* do equipamento protetor devem ser iguais ou menores que os *pickups* do equipamento protegido.



Apêndice 2

Resumo dos Artigos Publicados



O desenvolvimento do projeto de pesquisa até o estágio atual resultaram nos seguintes trabalhos:

1. *Allocation of Protective Devices in Distribution Circuits Using Nonlinear Programming Models and Genetic Algorithms*. Publicado no periódico *Electric Power Systems Research*. v.69, p.77 - 84, 2004.

Abstract - The optimized allocation of protection devices in strategic points of the circuit improves the quality of the energy service supply and the system reliability index. This paper presents a nonlinear integer programming model (*NLIP*) with binary variables, to deal with the problem of protection device allocation on the main feeder and all branches of an aerial circuit distribution, to improve the reliability index and to provide customers with a service of quality and reliability. The constraints considered in the problem take into account technical and economical limitations, such as coordination problems of serial protection devices, number of available equipments, the importance of the feeder and the circuit topology, among others. The use of the genetic algorithm (*GA*) is proposed to solve this problem, which uses a binary representation that does (1) or does not (0) show allocation of protection devices (reclosers, sectionalizers and fuses) in predefined points of the circuit. Results are presented for a real circuit (134 busses), with possibilities of protection devices allocation in 29 points. Also the ability of the algorithm in finding good solutions while improving significantly the indicators of reliability, when the proposed methodology is employed, is shown.

2. *Alocação e Realocação de Chaves para Restauração de Redes de Distribuição utilizando Algoritmo de Busca Tabu Dedicado*. Apresentado e publicado nos anais do CBA 2004 - XV Congresso Brasileiro de Automática, 2004, Gramado - RS.

Resumo — Neste trabalho o problema de alocação e realocação de chaves para restauração de redes de distribuição sob a ação de contingências é tratado como um problema de Programação Não Linear Inteiro Misto (*PNLIM*). A função objetivo contempla a melhoria



dos índices de confiabilidade, através de um modelo que considera a interrupção do menor número de consumidores na incidência de uma falta em qualquer ponto da rede, isolando e remanejando cargas do alimentador sob análise para o conjunto de alimentadores vizinhos. As restrições são o atendimento das cargas considerando a qualidade do fornecimento de energia e limitações físicas do sistema. A técnica de solução proposta para o problema é um algoritmo de Busca Tabu (BT) dedicado. Apresentam-se resultados para um sistema real.

3. ***Optimized Allocation of Sectionalizing Switches and Control and Protection Devices for Reliability Indices Improvement in Distribution Systems***, Apresentado e publicado nos anais do Transmission and Distribution IEEE/PES/T&D Latin America, 2004, São Paulo - SP.

Abstract — Reliability of power supply is related, among other factors, to the control and protection devices allocation in feeders of distribution systems. In this way, optimized allocation of sectionalizing switches and protection devices in strategic points of distribution circuits, improves the quality of power supply and the system reliability indices. In this work, it is presented a mixed integer non-linear programming (MINLP) model, with real and binary variables, for the sectionalizing switches and protection devices allocation problem, in strategic sectors, aimed at improving reliability indices, increasing the utilities billing and fulfilling exigencies of regulatory agencies for the power supply. Optimized allocation of protection devices and switches for restoration, allows that those faulted sectors of the system can be isolated and repaired, re-managing loads of the analyzed feeder into the set of neighbor feeders. Proposed solution technique is a Genetic Algorithm (GA) developed exploiting the physical characteristics of the problem. Results obtained through simulations for a real-life circuit, are presented.

4. ***Análise da Implementação e Desempenho das Metaheurísticas Algoritmo Genético (AG), Busca Tabu Básica (BT) e Busca Tabu Reativa (BTR) na Solução do Problema de Alocação e Realocação de Chaves para Restauração***



de Redes de Distribuição, Apresentado e publicado nos anais do XXXVI SBPO
- Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2004, São João del-Rei - MG.

Resumo - Os objetivos deste trabalho estão relacionados com a análise da viabilidade da aplicação e os aspectos práticos da implementação das metaheurísticas algoritmo genético (*AG*), busca tabu básica (*BT*) e busca tabu reativa (*BTR*) e no problema de alocação e realocação de chaves para restauração de redes de distribuição de energia elétrica sob contingências. Este é um problema de programação não linear inteiro misto (*PNLIM*), em que a função objetivo contempla a melhoria dos índices de confiabilidade do fornecimento de energia, através de um modelo que considera a interrupção do menor número de consumidores na incidência de uma falta em qualquer ponto da rede, isolando e remanejando cargas do alimentador sob análise para o conjunto de alimentadores vizinhos. As restrições são o atendimento da demanda considerando a qualidade do fornecimento de energia e limitações físicas das capacidades de fornecimento de energia das *SE's* e alimentadores e quantidade dos equipamentos existentes no sistema. Utilizando-se a formulação e a metodologia proposta apresentam-se as análises comparativas dos aspectos práticos das implementações de *AG*, *BT* e *BTR*, verificando o desempenho computacional, robustez e eficiência destas técnicas aplicadas na solução do problema de alocação de chaves para um sistema real de distribuição.

5. *Alocação e Realocação de Chaves de Manobras em Redes de Distribuição para Melhoria dos Índices de Confiabilidade e Qualidade do Fornecimento*, Apresentado e publicado nos anais do SENDI 2004 - XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2004, Brasília - DF.

Resumo – As empresas distribuidoras de energia para atender as crescentes exigências dos consumidores e da agência reguladora (*ANEEL*), devem prover seus sistemas com dispositivos de baixo custo de manutenção e instalação e que permitam operar com altos índices de confiabilidade e qualidade de fornecimento. As chaves de manobras alocadas em seções e quantidade otimizadas, permitem o isolamento de seções sob falta e/ou para manutenção preventiva e corretiva. Neste trabalho a alocação e realocação de chaves para



restauração de redes operando sob a ação de contingências é modelada como um problema de programação não linear inteiro misto (*PNLIM*). A função objetivo contempla a melhoria dos índices de confiabilidade, através de um modelo que considera a interrupção do menor número de consumidores na incidência de uma falta em qualquer ponto da rede, isolando e remanejando cargas do alimentador sob análise para o conjunto de alimentadores vizinhos, com a redução de custos financeiros e sociais, considerando as características sócio econômicas de cada classe de consumidores. As restrições relativas à capacidade de fornecimento de energia de subestações, alimentadores e qualidade do serviço de fornecimento de energia são consideradas no modelo matemático. Para a solução deste problema propõe-se o uso de algoritmo genético (*AG*) especializado. Utilizando-se a formulação e metodologia propostas, apresentam-se resultados e estratégias otimizadas para alocação de chaves para um sistema real de 135 barras.

6. *Optimised Allocation of Sectionalising Switches and Control and Protection Devices in Distribution Networks by using a Reactive Tabu Search Algorithm.*

Apresentado e publicado nos anais do CIRED 2005 - 18th International Conference on Electricity Distribution, 2005, Turin – Itália.

Abstract - Efficient and safe distribution systems planning is extremely important, not only because of the required investments, but also due to the responsibility on services quality. Optimised allocation of sectionalising switches and protection devices in strategic points of the distribution circuits, improves the quality of supplied power and the reliability indices of the system. Protection devices allocated in primary feeders are aimed at protecting the electric systems against common failure, such as short circuit, overloads and atmospheric discharges, and also at improving reliability indices by reducing time of interruptions and non-supplied power. Sectionalising switches allow controlling power supply interruptions for performing expansion works, preventive maintenance in network components or due to the actuation of a protection device as a consequence of a failure. In this way, it is required a set of switches for reconfiguration, in order to minimize the area to be disconnected, looking for re-establishing the power supply of consumers located in the neighbourhood of



the defect as soon as possible, by using sectionalising devices, still maintaining radiality conditions when it is necessary. Alternatives that minimize the number of switches to be manoeuvred should be preferred, since the greater the number of manoeuvres, the greater its execution time, and consequently, the greater the consumers interruption time. In general, impact of devices allocation on customers, is related to the frequency and duration of an interruption. In this work, an integer mixed non-linear programming model (IMNL), with real and binary variables, for solving the sectionalising switches and protection devices allocation problem, is presented. This proposal is aimed at improving the reliability index and supplying consumers with a reliable and low-cost power, increasing electric utilities billing and fulfilling exigencies established by regulatory agencies. Control and protection system should be designed aimed at maximizing the advantages of protection devices installation, and minimizing the drawbacks of the respective installation. Optimised allocation of switches for restoration allows that those parts of the system that present permanent defects can be suitably isolated and repaired, considering the improvement of reliability indices. This is performed through a model that takes into account the interruption of the smallest number of consumers at the moment of a fault incidence at any point of the network, isolating and re-managing loads of the analysed feeder into a set of neighbour feeders. Switches are allocated in the distribution network in order to obtain an optimal or optimised operation strategy and to perform the re-establishment of the power supply service in contingency conditions. Constraints considered for the problem reflect technical and economical limitations, such as series protection devices coordination, number of available equipments, importance of the analysed feeder, circuit topology, quality of power supply and physical limitations of the system, among others. For solving this problem it is proposed a dedicated Reactive Tabu Search Algorithm (RTS). Utilizing proposed formulation and methodology, results and optimised strategies for allocating protection devices and switches considering a real-life network restoration, are presented.



Apêndice 3

Dados do Alimentador A1 - Sistema Real 134 barras



A3.1 - Dados das Barras

Número da Barra	P (kW)	Q (kvar)
2	0.00	0.00
3	41.40	17.64
4	0.00	0.00
5	69.00	29.39
6	69.00	29.39
7	103.50	44.09
8	69.00	29.39
9	69.00	29.39
10	0.00	0.00
11	0.00	0.00
12	7.91	3.37
13	69.00	29.39
14	69.00	29.39
15	103.50	44.09
16	41.40	17.64
17	103.50	44.09
18	0.00	0.00
19	69.00	29.39
20	103.50	44.09
21	103.50	44.09
22	103.50	44.09
23	0.00	0.00
24	2.76	1.18
25	41.40	17.64
26	0.00	0.00
27	103.50	44.09
28	0.00	0.00
29	69.00	29.39
30	103.50	44.09
31	103.50	44.09
32	103.50	44.09
33	103.50	44.09
34	103.50	44.09
35	0.00	0.00
36	11.41	4.86
37	103.50	44.09
38	0.00	0.00



Número da Barra	P (kW)	Q (kvar)
39	2.76	1.18
40	0.00	0.00
41	69.00	29.39
42	69.00	29.39
43	69.00	29.39
44	103.50	44.09
45	41.40	17.64
46	0.92	0.39
47	103.50	44.09
48	0.00	0.00
49	103.50	44.09
50	69.00	29.39
51	103.50	44.09
52	0.00	0.00
53	1.10	0.47
54	103.50	44.09
55	69.00	29.39
56	69.00	29.39
57	0.00	0.00
58	9.20	3.92
59	103.50	44.09
60	3.50	1.49
61	2.76	1.18
62	5.06	2.16
63	0.00	0.00
64	69.00	29.39
65	69.00	29.39
66	3.22	1.37
67	0.00	0.00
68	103.50	44.09
69	6.44	2.74
70	103.50	44.09
71	69.00	29.39
72	7.82	3.33
73	1.75	0.74
74	103.50	44.09
75	103.50	44.09
76	103.50	44.09
77	5.43	2.31
78	0.00	0.00
79	69.00	29.39
80	103.50	44.09



Número da Barra	P (kW)	Q (kvar)
81	103.50	44.09
82	0.00	0.00
83	69.00	29.39
84	69.00	29.39
85	103.50	44.09
86	103.50	44.09
87	69.00	29.39
88	69.00	29.39
89	41.40	17.64
90	0.00	0.00
91	103.50	44.09
92	0.00	0.00
93	21.62	9.21
94	69.00	29.39
95	0.00	0.00
96	5.52	2.35
97	21.62	9.21
98	0.00	0.00
99	69.00	29.39
100	103.50	44.09
101	103.50	44.09
102	69.00	29.39
103	0.00	0.00
104	69.00	29.39
105	69.00	29.39
106	99.82	42.52
107	0.00	0.00
108	0.00	0.00
109	103.50	44.09
110	103.50	44.09
111	69.00	29.39
112	27.60	11.76
113	0.00	0.00
114	0.00	0.00
115	27.60	11.76
116	27.60	11.76
117	27.60	11.76
118	27.60	11.76
119	0.00	0.00
120	50.60	21.56
121	27.60	11.76
122	0.00	0.00



Número da Barra	P (kW)	Q (kvar)
123	0.00	0.00
124	14.26	6.07
125	41.40	17.64
126	14.26	6.07
127	14.26	6.07
128	0.00	0.00
129	41.40	17.64
130	0.00	0.00
131	103.50	44.09
132	0.00	0.00
133	103.50	44.09
134	103.50	44.09

A3.2 - Dados das Linhas

Barra Inicial	Barra Final	R (Ohm)	X (Ohm)	Distância (m)
1	2	0,3311	0,4316	900
2	3	0,0525	0,0265	50
2	4	0,0368	0,0480	100
4	5	0,0147	0,0192	40
5	6	0,0736	0,0959	20
6	7	0,0736	0,0959	20
7	8	0,0736	0,0959	20
8	9	0,0037	0,0048	10
9	10	0,0184	0,0240	50
10	11	0,1597	0,0527	100
11	12	0,0958	0,0316	60
12	13	0,0479	0,0158	30
13	14	0,2556	0,0842	160
11	15	0,0479	0,0158	30
15	16	0,0160	0,0053	10
16	17	0,0319	0,0105	20
17	18	0,0639	0,0211	40
18	19	0,0420	0,0212	40
19	20	0,0525	0,0265	50
18	21	0,1575	0,0795	150
10	22	0,0110	0,0144	30
22	23	0,0258	0,0336	70



Barra Inicial	Barra Final	R (Ohm)	X (Ohm)	Distância (m)
23	24	0,0799	0,0263	50
24	25	0,0319	0,0105	20
25	26	0,0479	0,0158	30
26	27	0,0630	0,0318	120
27	28	0,0420	0,0212	20
28	29	0,0210	0,0106	20
29	30	0,1260	0,0636	5
28	31	0,0210	0,0106	25
26	32	0,0319	0,0105	60
32	33	0,0080	0,0026	40
33	34	0,0399	0,0132	20
23	35	0,0037	0,0048	10
35	36	0,0258	0,0336	70
36	37	0,0037	0,0048	10
37	38	0,0037	0,0048	10
38	39	0,0258	0,0336	70
38	40	0,0368	0,0480	100
40	41	0,0958	0,0316	60
40	42	0,0799	0,0263	50
42	43	0,0160	0,0053	10
40	44	0,0110	0,0144	30
44	45	0,0147	0,0192	40
38	46	0,0221	0,0288	60
46	47	0,0074	0,0096	20
47	48	0,0441	0,0575	120
48	49	0,0184	0,0240	50
49	50	0,0074	0,0096	20
50	51	0,0625	0,0815	170
48	52	0,0368	0,0480	100
52	53	0,0958	0,0316	60
53	54	0,0479	0,0158	30
54	55	0,2076	0,0684	130
52	56	0,0319	0,0105	20
56	57	0,1278	0,0421	80
57	58	0,0525	0,0265	50
57	59	0,0630	0,318	60
59	60	0,0210	0,0106	20
48	61	0,0147	0,0192	40



Barra Inicial	Barra Final	R (Ohm)	X (Ohm)	Distância (m)
61	62	0,0037	0,0048	10
62	63	0,0184	0,0240	50
63	64	0,0209	0,0158	30
64	65	0,0139	0,0105	20
65	66	0,0209	0,0158	30
66	67	0,0139	0,0105	20
67	68	0,0479	0,0158	30
67	69	0,0319	0,0105	20
69	70	0,0319	0,0105	20
67	71	0,0348	0,0263	50
71	72	0,0278	0,0210	40
72	73	0,0278	0,0210	40
73	74	0,0139	0,0105	20
74	75	0,0766	0,0578	110
63	76	0,0074	0,0096	20
76	77	0,0110	0,0144	30
77	78	0,0184	0,0240	50
78	79	0,0258	0,0336	70
79	80	0,0258	0,0336	70
80	81	0,0110	0,0144	30
81	82	0,0110	0,0144	30
82	83	0,0799	0,0263	50
82	84	0,0184	0,0240	50
84	85	0,0110	0,0144	30
128	86	0,0110	0,0144	30
86	87	0,0074	0,0096	20
78	88	0,1365	0,0689	50
78	89	0,0184	0,0240	130
89	90	0,0184	0,0240	50
90	91	0,0662	0,0863	180
91	92	0,0074	0,0096	20
92	93	0,0315	0,0159	30
92	94	0,0735	0,0371	70
92	95	0,0368	0,0480	100
95	96	0,0420	0,0212	40
95	97	0,0525	0,0265	50
97	98	0,0630	0,0318	60
98	99	0,1757	0,0579	110



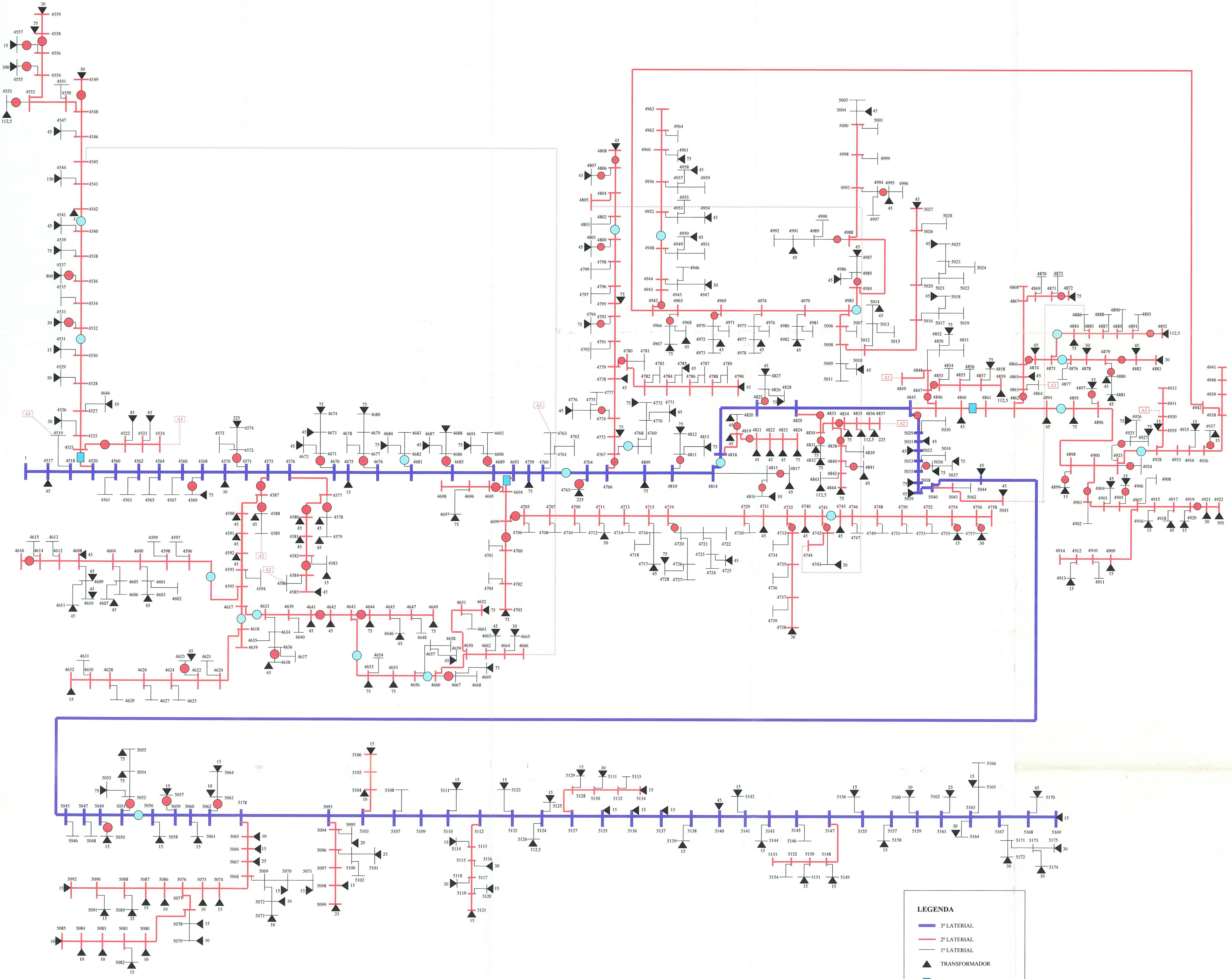
Barra Inicial	Barra Final	R (Ohm)	X (Ohm)	Distância (m)
98	100	0,0420	0,0212	40
100	101	0,1155	0,0583	110
95	102	0,0221	0,0288	60
102	103	0,0147	0,0192	40
103	104	0,0209	0,0158	30
103	105	0,1044	0,0788	150
105	106	0,1462	0,1103	210
106	107	0,0209	0,0158	30
107	108	0,0696	0,0525	100
108	109	0,1597	0,0527	100
109	110	0,0479	0,0158	30
110	111	0,0319	0,0105	20
107	112	0,0625	0,0815	170
112	113	0,0405	0,0527	110
113	114	0,1757	0,0579	110
113	115	0,3194	0,1053	300
115	116	0,3194	0,1053	200
116	117	0,3194	0,1053	200
117	118	0,3194	0,1053	200
90	119	0,1155	0,0583	110
119	120	0,0258	0,0336	70
120	121	0,0258	0,0336	70
119	122	0,0735	0,0371	70
122	123	0,2076	0,0684	130
123	124	0,0319	0,0105	20
123	125	0,0319	0,0105	20
125	126	0,0639	0,0211	40
126	127	0,0639	0,0211	40
85	128	0,0074	0,0096	20
128	129	0,0630	0,0318	60
104	130	0,0487	0,0368	70
130	131	0,0074	0,0096	20
130	132	0,0696	0,0525	100
132	133	0,0278	0,0210	40
133	134	0,0278	0,0210	40



Apêndice 4

Diagrama Unifilar do Sistema de 660 Barras





LEGENDA

—	3ª LATERAL
—	2ª LATERAL
—	1ª LATERAL
▲	TRANSFORMADOR
■	RELIGADOR
●	ELO FUSÍVEL
○	CHAVE DE MANOBRA



unesp 

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

Campus de Ilha Solteira
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Av. Brasil Centro, 56
15385-000 - Ilha Solteira - SP
www.dee.feis.unesp.br

