

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**“ANÁLISES E ESTUDOS PARA ALOCAÇÃO E AJUSTES  
DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM REDES DE MÉDIA  
TENSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA”**

EDUARDO MORETI CAMPITELLI

**Orientador:** Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia - UNESP – Campus de Ilha Solteira, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Ilha Solteira – SP  
Julho/2007

## FICHA CATALOGRÁFICA

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

Campitelli, Eduardo Moreti.

C197a

Análises e estudos para alocação e ajustes de dispositivos de proteção em redes de média tensão de energia elétrica com geração distribuída / Eduardo Moreti Campitelli.

Ilha Solteira : [s.n.], 2007

99 f. : il. (algumas color.)

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento : Automação, 2007

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani

Bibliografia: p. 72-76

1. Energia elétrica – Distribuição. 2. Sistemas de energia elétrica – Proteção. 3. Otimização combinatória. 4. Confiabilidade (Engenharia). 5. Geração distribuída.

## CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Análises e Estudos para Alocação e Ajustes de Dispositivos de Proteção em  
Redes de Média Tensão de Energia Elétrica com Geração Distribuída

AUTOR: **EDUARDO MORETI CAMPITELLI**

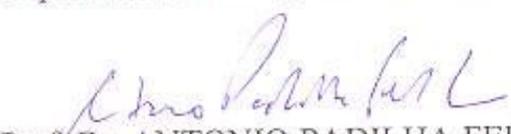
ORIENTADOR: Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani

DATA DA REALIZAÇÃO: 06 de julho de 2007

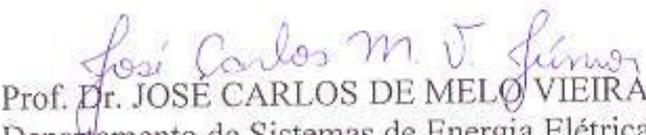
Aprovada com parte das exigências para obtenção do Título de MESTRE em  
ENGENHARIA ELÉTRICA pela Comissão Examinadora:



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



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



Prof. Dr. JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JUNIOR  
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas

**Aos meus Amores,  
Duda e Martina.**

## **Apoio Financeiro**

Este trabalho contou com o apoio financeiro da CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento do Pessoal de Nível Superior.

## RESUMO

---

Devido a alta competitividade do mercado de energia junto com a redução dos custos de novas tecnologias que disponibilizam no mercado geradores de energia elétrica de diferentes modelos de variadas capacidades, a custos competitivos, atualmente há uma tendência de utilização de novas fontes para geração de energia elétrica. Neste sentido, de acordo com análises técnicas e econômicas, a inserção de tais geradores pode ser adequada não somente ao longo de redes de transmissão, mas também nas redes de média e baixa tensão. No entanto, estes geradores distribuídos (GDs) podem fazer com que partes do alimentador percam radialidade. Isto possui influência direta na coordenação e ajustes dos dispositivos de proteção instalados ao longo do alimentador, já que a alocação de GD na rede de distribuição acarreta em alterações no perfil de tensão, nos níveis de curto-circuito, estabilidade do sistema, e pode resultar em ilhamento de algumas áreas da rede na ocorrência de falta. Neste trabalho é proposto e implementado um algoritmo computacional que permite a realização de projetos para alocar de forma integrada e otimizada geradores distribuídos e dispositivos de proteção em alimentadores aéreos de distribuição. No desenvolvimento do algoritmo considera-se de forma totalmente integrada os aspectos técnicos e econômicos da alocação, realocação, especificação e coordenação dos dispositivos de proteção em redes aéreas de distribuição com GDs. Para avaliação da eficiência do sistema computacional desenvolvido, são apresentados resultados de testes efetuados em dois alimentadores reais de distribuição, sendo um de 134 e outro de 660 barras.

**Palavras-chaves:** Geração Distribuída, Redes de Distribuição, Projeto de Proteção, Otimização Combinatória, Confiabilidade.

## ABSTRACT

---

Currently, there is a tendency for using new generation sources of electric power due to the high competitiveness of the electric power market along with costs reduction of new technologies that make available electric power generators of different types and capabilities. Thus, according to technical and economical analyses, the insertion of such generators can be suitable on not only transmission networks, but also on medium- and low-voltage networks. Nevertheless, these distributed generators (DGs) can make sections of an originally radial feeder turn into loops. It directly affects the coordination and adjustments of protective devices placed on the feeder, because the DG placement changes the voltage profile, the short-circuit currents, the system stability, and can result on islanding of some areas of the faulted network. A computational algorithm that allows the design of projects for placement, in an integrated and optimized way, of distributed generators and protective devices on overhead distribution feeders is presented and implemented in this research project. Technical and economical aspects of placement, replacement, specification and coordination of protective devices on distribution feeders presenting DGs are simultaneously considered for developing the algorithm. In order to analyze the efficiency of the developed computational system, the results for performed tests for two real-life distribution feeders, one 134-node and another 660-node, are presented.

**Keywords:** Distributed generation, distribution networks, protection projects, combinatorial optimization, and reliability.

## Lista de Ilustrações

---

**Figura 2.1:** - Alimentador de distribuição com possibilidade de Ilhamento.

**Figura 2.2:** - Classificação das Seções do Alimentador.

**Figura 3.1:** - Diagrama de Bloco da Metodologia Implementada: Alocação de Dispositivos de Proteção e Coordenação e Seletividade da Proteção para Alimentadores com e sem GDs e alocados ou candidatos à alocação.

**Figura 3.2:** - Esquema de Codificação Implementado – AG.

**Figura 3.3:** - Numeração dos ramos em redes de distribuição radial.

**Figura 3.4:** - Diagrama de blocos detalhado do protótipo do programa implementado.

**Figura 3.5:** - Cadastramento de Curvas de Fusíveis.

**Figura 3.6:** - Cadastramento de Curvas de Religadores e Relés.

**Figura 3.7:** - Intersecção das curvas do elo-fusível e do religador.

**Figura 3.8:** - Obtenção da faixa de coordenação para religadores e fusíveis.

**Figura 4.1:** - Alimentador de 134 barras.

**Figura 4.2:** - Curvas de Coordenação entre Dispositivos de Proteção (Relé da Subestação e religador do ramo (63-64), Unidades de Fase e Terra.

**Figura 4.3:** - Curvas de Coordenação entre Dispositivos de Proteção (Relé da Subestação, Elo 25K ramo (23-24) e religador (63-76). (a) Unidades de Terra, (b) Unidades de Fase.

**Figura 4.4:** - Curvas de Coordenação entre Dispositivos de Proteção (Religadores (63-76) e (92-95), e elos dos ramos (90-119) de 40K e (113-114) de 25K). (a) Unidades de Terra, (b) Unidades de Fase.

**Figura 4.5:** - Curvas de Coordenação entre Dispositivos de Proteção (Religadores (63-76) e (78-79). (a) Unidades de Terra, (b) Unidades de Fase.

**Figura 4.6:** - Alimentador 660 barras: (a) Configuração sem GD, (b) Configuração com GD.

**Figura A.1.** – Elos-fusíveis protegidos e protetor.

**Figura A.2.** – Coordenação Relé-Religador.

**Figura B.1.** – Coordenação entre elos em alimentadores sem GD.

**Figura B.2.** – Exemplo de alimentador com GD.

**Figura B.3.** – Coordenação entre elos em alimentadores com GD.

**Figura B.4.** – Coordenação entre Religador e Elo-Fusível em alimentadores sem GD.

**Figura B.5.** – Coordenação entre Religador e Elo-Fusível em alimentadores com GD.

**Figura B.6.** – Coordenação entre Relé da subestação e os demais dispositivos de proteção – situação como e sem GD.

## Lista de Tabelas

---

**Tabela 3.1.** – Ângulo ( $\phi$ ) da tensão no momento em que ocorre a falta e valores máximos da relação  $I^*/I$  para diferentes valores da relação  $X/R$  e do fator de potência.

**Tabela 4.1.** – Resultado de alocação e especificação dos elos.

**Tabela 4.2.** – Especificação dos dispositivos de proteção – alimentador de 134 barras.

**Tabela 4.3.** – Ajuste dos dispositivos de proteção – alimentador

**Tabela A.1.** – Fator de Multiplicação para se determinar a corrente de inrush em 0,1s.

**Tabela A.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 A.3.** – Escolha dos Elos Fusíveis para Transformadores de Distribuição Monofásicos.

**Tabela A.4.** – Escolha dos Elos Fusíveis para Transformadores de Distribuição Trifásicos.

**Tabela A.5.** – Capacidade de condução e interrupção dos religadores de linha.

**Tabela A.6.** – Coordenação de Elos-Fusíveis Tipo K.

**Tabela A.7.** – Coordenação de Elos-Fusíveis Tipo T.

**Tabela A.8.** – Coordenação de Elos-Fusíveis Tipo K e H.

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

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
1.1 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: .....	16
1.2 – ORGANIZAÇÃO DO TEXTO: .....	20
<b>2. ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS (GDS).....</b>	<b>22</b>
2.1 - ALOCAÇÃO OTIMIZADA DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E DOS GDS: .....	23
2.1.1. <i>ILHAMENTO</i> : .....	23
2.1.2. <i>FUNÇÃO OBJETIVO</i> : .....	25
2.1.3. <i>RESTRICÇÕES DO PROBLEMA</i> : .....	30
2.2 - MÉTODO HEURÍSTICO PARA ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO: .....	31
<b>3. METODOLOGIA .....</b>	<b>32</b>
3.1 – SOLUÇÃO DO MODELO DE ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E GDS: .....	34
3.1.1. <i>ALGORITMOS EVOLUTIVOS</i> : .....	34
3.1.2. <i>ALGORITMO GENÉTICO DEDICADO À SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO</i> : .....	35
3.2 – FLUXO DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS COM GDS: .....	38
3.2.1 <i>MÉTODO BACKWARD / FORWARD SWEEP</i> : .....	38
Cálculo da corrente do nó.....	39
Cálculo da corrente no ramo (backward sweep) .....	39
Cálculo da tensão no nó (forward sweep) .....	40
Cálculo da potência injetada no nó: .....	40
3.3 – CÁLCULO DE CORRENTES SIMÉTRICAS E ASSIMÉTRICAS DE CURTO-CIRCUITO: .....	40
3.4 – ESTRUTURA DO SISTEMA COMPUTACIONAL PARA ESPECIFICAÇÃO, COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO: .....	46
3.4.1 <i>DETALHES DO CADASTRAMENTO DA BASE DE DADOS</i> : .....	49
3.5. DETALHES DO PROCESSO DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DOS DISPOSITIVOS: .....	51
3.5.1. <i>COORDENAÇÃO RELIGADOR VS. ELO FUSÍVEL</i> : .....	51
3.5.2. <i>INTEGRAÇÃO RELÉ VS. RELIGADOR E RELÉ VS. ELO</i> : .....	52
<b>4. RESULTADOS.....</b>	<b>53</b>
4.1. TESTES E RESULTADOS PARA O ALIMENTADOR DE 134 BARRAS: .....	54
4.2. TESTES PARA O ALIMENTADOR DE 660 BARRAS: .....	67
<b>5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>69</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>72</b>
<b>APÊNDICE A COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO .....</b>	<b>77</b>
A.1. ESPECIFICAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO: .....	77
A.1.1 – <i>CHAVES E ELOS FUSÍVEIS</i> : .....	78
A.1.2 – <i>DISJUNTORES E TRANSFORMADORES DE CORRENTE</i> : .....	80
A.1.3 – <i>RELÉS</i> : .....	81

<i>A.1.4 – RELIGADORES:</i> .....	84
<b>A.2. COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO:</b> .....	87
<i>A.2.1 - SELETIVIDADE ENTRE ELOS FUSÍVEIS:</i> .....	87
<i>A.2.2 - SELETIVIDADE RELÉ-ELO FUSÍVEL:</i> .....	89
<i>A.2.3 - COORDENAÇÃO RELÉ-RELIGADOR:</i> .....	90
<i>A.2.4 - COORDENAÇÃO RELIGADOR - ELO FUSÍVEL:</i> .....	91
<i>A.2.5 - COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE RELIGADOR-RELIGADOR:</i> .....	92
<b>APÊNDICE B COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO EM ALIMENTADORES COM GD</b> .....	<b>93</b>
B.1. COORDENAÇÃO ENTRE ELOS EM ALIMENTADORES COM GD: .....	93
B.2. COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES E ELOS EM ALIMENTADORES COM GD: .....	95
B.3. COORDENAÇÃO ENTRE RELÉ DA SE E OS OUTROS EQUIPAMENTOS DO ALIMENTADORES, EM ALIMENTADORES COM GD: .....	97
<b>APÊNDICE C TRABALHOS PUBLICADOS</b> .....	<b>98</b>

## 1. Introdução

---

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 e atenuação de correntes de curto-circuito visando reduzir os custos com equipamentos. Estes sistemas normalmente são projetados para operar sem que sejam conectados ao longo dos mesmos ou em pontos de consumo, quaisquer tipos de geradores. A introdução de geradores distribuídos (GDs) nos sistemas de distribuição pode impactar significativamente no fluxo de potência e nas condições de tensão para os consumidores e equipamentos das empresas distribuidoras. Estes impactos podem manifestar-se tanto de forma positiva como negativa no desempenho operacional e no planejamento dos sistemas de distribuição, dependendo das características físicas e operacionais dos sistemas de distribuição e dos GDs.

Na prática, nem sempre é possível obter os benefícios da alocação de GDs em redes de distribuição, pois trata-se de uma tarefa difícil de ser executada. As fontes de GDs devem ser confiáveis, possuir capacidade adequada e localizarem-se em pontos estratégicos da rede de distribuição. De fato a operação do sistema de potência pode ser adversamente impactada pela introdução de GDs se condições mínimas de controle e instalação dessas fontes não forem atendidas. Para que os GDs tenham impacto positivo na melhora da qualidade do perfil de tensão, na redução de perdas da rede de distribuição e nos fatores relacionados com a

confiabilidade do sistema elétrico, a alocação destes dispositivos deve obedecer a uma coordenação adequada com a filosofia de operação e projeto dos alimentadores onde estão sendo alocados. Isto significa abordar aspectos relacionados à regulação de tensão, flicker de tensão, distorção harmônica, ilhamentos, compatibilidade de aterramento, proteção de sobrecorrente e confiabilidade da rede de distribuição com relação aos indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

A alocação de dispositivos de proteção em pontos estratégicos dos circuitos de distribuição e técnicas eficientes para especificação, coordenação e seletividade destes dispositivos melhoram a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica e os índices de confiabilidade do sistema. 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. Dessa forma a alocação de dispositivo de proteção em sistemas de distribuição e a coordenação eficiente podem dar ênfase ao aspecto da continuidade do suprimento, evitando que uma falta tenha um envolvimento muito grande em termos de carga e/ou consumidores atingidos, além de procurar reduzir os tempos de localização dessa falta e da reposição do sistema em operação.

Os sistemas de distribuição clássicos possuem topologia radial e os esquemas de proteção basicamente se restringem na utilização de relés, religadores e elos-fusíveis coordenados e/ou seletivos entre si. Nas redes radiais, o fluxo é unidirecional, portanto, para uma falta neste tipo de alimentador, o dispositivo de proteção mais próximo do defeito irá isolar a área sob falta de forma a minimizar o número de consumidores atingidos. Os estudos de proteção de alimentadores puramente radiais podem ser efetuados através de técnicas tradicionais, pois o fluxo de potência é unidirecional. Logo, numa possível falta ocorrida neste alimentador, o dispositivo de proteção mais próximo do defeito irá isolar a área de forma a minimizar o número de consumidores atingidos.

Com os geradores distribuídos alocados na rede de distribuição parte do alimentador perde a radialidade, tendo este fato influência direta na coordenação dos dispositivos de proteção presentes nesta rede. Ocorrem também alterações nos níveis de tensão, correntes de curto-circuito, estabilidade do sistema, e existe possibilidade de ilhamento na ocorrência de faltas. Para circuitos de distribuição com GDs, na incidência de uma falta, a zona de proteção do dispositivo é alterada em função dos fluxos de correntes de carga e de curto circuito, e desta forma o dispositivo de proteção pode vir a ser sensibilizado por faltas ocorridas fora de sua zona de proteção, provocando a sua atuação desnecessária ou incorreta. O uso de GDs em sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil faz parte dos *Procedimentos de*

*Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST*, disponível no site da ANEEL (2007), que regulamenta todos os procedimentos referentes ao uso e exploração das redes de distribuição. O acesso à rede de distribuição através de produtores independentes regulamentada pelo PRODIST estabelece que os geradores independentes podem operar de forma ilhada para melhorar os índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição nas seguintes condições:

- Nos casos de geração distribuída acima de 500 kW, deve ser feita uma avaliação técnica da possibilidade de atendimento de consumidores conectados nas proximidades do gerador distribuído;

- A decisão de operação ilhada deve ser precedida de estudos que avaliem a qualidade da energia na micro rede (parte do sistema que pode operar ilhada).

No que se refere ao sistema de proteção dos GDs o PRODIST estabelece que:

- Os ajustes das proteções das unidades produtoras devem ser calculados pelo acessante e aprovados pela acessada.

- Transformador de acoplamento: Os geradores do produtor de energia devem estar acoplados ao sistema de distribuição da acessada através de um transformador de acoplamento. Este transformador deve isolar os circuito de seqüência zero da geração e da acessada. Para geração abaixo de 100 kW o transformador de acoplamento é opcional. A ligação dos enrolamentos e o deslocamento angular devem estar de acordo com indicação da acessada. O transformador de acoplamento não pode ser protegido por meio de fusíveis e as derivações de quaisquer de seus enrolamentos devem ser definidas no projeto.

A tabela a seguir indica as proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão da unidade produtora:

EQUIPAMENTO	Função ANSI	< 10 kW	10 kW a 150 kW	151 kW a 500 kW <sup>(4)</sup>	501 kW a 10 MW	11 MW a 30 MW <sup>(4)</sup>	> 30 MW <sup>(4)</sup>
Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>	-	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>	-	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	-	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub- e sobre-tensão	27 e 59	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub- e sobre-freqüência	87U e 87O	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	46	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	60	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente direcional	67	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	51V	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim

Notas:

- (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usará para garantir a desconexão da geração distribuída durante manutenção em seu sistema.
- (2) Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando ou proteção.
- (3) Não necessita ser um relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão.
- (4) Nas conexões acima de 500 kW, se o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão (27N e 59N) nos secundários de um TP em delta aberto.
  - Nas conexões para unidades produtoras acima de 10 MW as proteções de subtensão/sobretensão e subfrequência/sobrefrequência devem prever as operações instantânea e temporizada, devem levar em consideração o esquema de proteção informado pela acessada.
  - Toda geração distribuída acima 500 kW deve possuir sistemas de controle de tensão e de frequência. Para unidades com potências inferiores estes sistemas deverão ser instalados quando em operação ilhada.
  - O paralelismo pode ser estabelecido por um ou mais disjuntores, que devem ser supervisionados por relé de verificação de sincronismo.
  - Os disjuntores nas instalações do acessante, que possam fechar o paralelismo, devem ser dotados de dispositivos de intertravamento.
  - Deve ser prevista proteção de retaguarda, composta de relés para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra.
  - Os dispositivos que atuam nos disjuntores de paralelismo não devem operar por perturbações ou interferências provenientes de súbita variação de tensão ou frequência e corrente harmônicas do sistema.
  - Não devem ser utilizados fusíveis ou seccionadores monoplares entre o disjuntor de entrada e os geradores.
  - Na determinação de sobrecorrentes e de sobretensões devem ser levadas em conta as impedâncias de aterramento e a existência de bancos de capacitores.

Neste trabalho o problema de alocação de proteção e GDs, especificação, coordenação e seletividade da proteção é abordado propondo-se um sistema computacional inteligente para o desenvolvimento de projetos de proteção de alimentadores aéreos com GDs. Para melhorar os índices de confiabilidade do alimentador, considera-se alocação/relocação,

especificação e coordenação dos dispositivos de proteção de forma otimizada e integrada e sob aspectos técnicos e econômicos. Para avaliação da eficiência do sistema computacional utilizam-se dois alimentadores reais de distribuição. É efetuada uma análise comparativa sob aspectos técnicos e econômicos dos projetos de sistema de proteção para situação sem a presença de GDs e com GDs alocados de forma otimizada em diferentes pontos do alimentador, permitindo que o mesmo opere de forma ilhada.

### **1.1 – Revisão Bibliográfica:**

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 e Thompson (1991) 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. (1994) 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. (1991) 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.

Na linha de trabalhos envolvendo a alocação otimizada de dispositivos de proteção e chaves de manobras 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. A alocação de chaves de manobras apesar de não fazer parte do estudo apresentado neste trabalho, o modelo matemático e as técnicas de solução desenvolvidas para este tipo de problema são muito próximas do problema sob análise e fornecem subsídios para o estudo desenvolvido.

Silva (2002) e Silva et al. (2004) 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-se 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 genéticos 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 (1998) 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 (2001) 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 à 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 (1999) utilizam o mesmo modelo matemático de Soudi e Tomsovic (2001), 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. (2003) 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 das empresas distribuidoras, qualidade do serviço de fornecimento e 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 todas 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 (1999) 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 (1996) 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 à 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.

O ilhamento de GDs para melhorar os índices de confiabilidade de sistemas de distribuição tem sido analisado e algumas técnicas são propostas na literatura recente. Jayaweera et al (2007) propõem um mecanismo que permite decidir sobre possibilidades de manter o sincronismo e o ilhamento de geradores distribuídos. Decisões são tomadas através deste mecanismo que utiliza a técnica de amostragem seqüencial estendida para obter as condições de operação da rede para verificar se é possível encontrar o sincronismo dos GDs com relação à rede de distribuição ou um estado de ilhamento para os GDs num período de tempo específico. O mecanismo proposto deve ser instalado localmente nos pontos onde existem GDs, o que pode atenuar problemas e custos associados com infraestrutura de comunicação.

Bae e Kim (2007) apresentam uma técnica analítica para avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição com GDs considerando alterações topológicas da rede através de restauração. As unidades de GDs são classificadas em dois modos de operação: horários de pico e *standby*. As unidades planejadas para operar em horários de pico são para obter lucros atendendo cargas em horários que o custo da energia é elevado. As unidades de GDs instaladas em *standby* são para fornecer energia em condições de falhas do sistema e manter os índices de confiabilidade. Numa outra classificação dos GDs adotada neste artigo para avaliar os impactos nos índices de confiabilidade da rede com GDs, permite-se que sob condições operacionais específicas os geradores instalados para operar em condições de picos de carregamento sejam utilizados no modo *standby* quando não estejam operando em condições de pico de cargas e da mesma forma os geradores utilizados para operar em *standby* sejam utilizados para operar em picos de cargas.

## **1.2 – Organização do Texto:**

No Capítulo 2 detalha-se o modelo matemático proposto para alocação integrada de dispositivos de proteção em redes de distribuição com GDs, visando melhorar aspectos

econômicos e de confiabilidade do serviço de fornecimento de energia.

No Capítulo 3, apresenta-se a metodologia adotada neste trabalho, para alocação integrada de GDs, dispositivos de proteção e especificação, seletividade e coordenação da proteção. O algoritmo para alocação integrada dos dispositivos de 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 genético (AG) adotado para a solução do modelo programação não linear inteiro obtido para alocação otimizada de dispositivos de proteção. Dentre estes aspectos destacam-se o esquema de codificação, controle de diversidade da população e taxas de recombinação e mutação dinâmicas. Regras de coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção para combinações fusíveis-fusíveis e fusíveis-religadores em alimentadores radiais aéreos com e sem presença de GDs, são também apresentadas.

No Capítulo 4 apresentam-se os resultados obtidos com a metodologia proposta para a alocação de dispositivos de proteção e a coordenação e especificação desses dispositivos de proteção para dois sistemas reais para situações com e sem GDs. 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 5.

No apêndice A apresentam-se as regras para alocação, ajustes, seletividade e coordenação de dispositivos de proteção para alimentadores radiais e aéreos de distribuição sem a presença de geradores distribuídos.

No apêndice B apresentam-se as regras para ajustes, seletividade e coordenação de dispositivos de proteção para alimentadores aéreos de distribuição com a presença de geradores distribuídos.

## **2. Alocação de dispositivos de proteção em redes de distribuição na presença de geradores distribuídos (GDs)**

---

Na formulação e solução do problema de alocação dos dispositivos de proteção e dos GDs, considera-se que os dispositivos de proteção irão operar de forma seletiva e coordenada. Alocar os dispositivos sob estas condições visa melhorar os índices de confiabilidade do alimentador na incidência de faltas permanentes e temporárias. Procura-se também contemplar situações que na incidência de faltas permanentes, áreas do alimentador possam ser supridas através de GDs, e as cargas ilhadas não serão desligadas. A alocação otimizada desses dispositivos é realizada de forma interativa com o usuário, juntamente com os ajustes e coordenação automática dos mesmos. Esta interação é importante porque durante o desenvolvimento do projeto de proteção podem ocorrer dificuldades e até mesmo a impossibilidade de obter a coordenação e seletividade de alguns dispositivos de proteção que foram alocados no sistema. Nestas condições, sendo o algoritmo interativo com o usuário, o projetista pode tomar decisões que não implicam na perda de otimalidade da alocação dos dispositivos de proteção e dos GDs realizada de forma otimizada. Dentre as possíveis soluções para obter sistemas de proteção com bom desempenho destacam-se a redefinição dos pontos candidatos a alocação e/ou realocação de dispositivos de proteção e GDs, seguido de nova realização da alocação otimizada destes dispositivos, alteração de ajustes, curvas características e tipos de dispositivos, entre outras.

Neste procedimento interativo, visa-se obter o planejamento da alocação dos dispositivos que contemple aspectos técnicos, econômicos e de confiabilidade, com um programa de ajuste da proteção sensível às faltas para as condições de carregamento do sistema.

### **2.1 - Alocação Otimizada dos Dispositivos de Proteção e dos GDs:**

O modelo matemático proposto para alocação e realocação otimizada de dispositivos de proteção e geradores distribuídos no alimentador para melhoria dos índices de confiabilidade é uma extensão e melhorias do modelo proposto em Silva (2002) e Silva et al. (2004), que é obtido usando o conceito de energia não fornecida e dados históricos dos índices da faltas permanentes e temporárias no alimentador apresentado em Soudi e Tomsovic (1998) e Soudi e Tomsovic (2001). Neste trabalho o problema de alocação otimizada de dispositivos de proteção e GDs é abordado, genericamente como:

**Minimizar** {Energia Não Fornecida Devido à Atuação de Dispositivos de Proteção}  
- {Cargas Ilhadas Alimentadas pelos GDs}

Sujeito a:

- Número disponível de cada tipo de dispositivo de proteção para alocação – religadores e chaves fusíveis;
- Máximo número de dispositivos que podem ser alocados em série para obter seletividade e coordenação da proteção;
- Setores ou regiões do sistema de distribuição onde devem ser alocados religadores devido à importância da carga e sujeitos a altas taxas de faltas temporárias;
- Setores ou regiões do sistema de distribuição que as cargas não podem sofrer os efeitos de ações de religamentos;
- Capacidade nominal e números de GDs que podem ser alocados no alimentador.

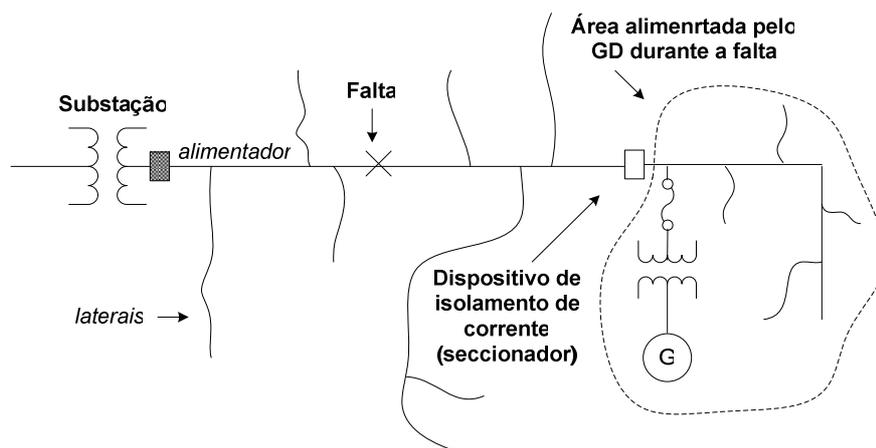
Este é um problema de otimização combinatória com uma função objetivo não linear, não diferenciável, com variáveis reais e inteiras e um conjunto de restrições lineares. Nesta abordagem para o modelo de alocação otimizada de dispositivos de proteção e GDs, considera-se que os GDs podem operar de forma ilhada no sistema de distribuição.

#### **2.1.1. Ilhamento:**

Quando um gerador distribuído é alocado em um alimentador radial ou fracamente malhado, o número e duração dos blecautes podem ser reduzidos. Após a falta ser isolada pelos dispositivos de proteção e estando o GD fora da região em falta, parte do sistema pode ser operada de forma ilhada através de um esquema adequado de restauração da rede de distribuição, reduzindo assim o impacto da falta sobre os consumidores e melhorando os índices de confiabilidade. Desta forma os GDs podem ser alocados em alimentadores de distribuição para aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia se as unidades são

configuradas para propiciar ilhamento de retaguarda na incidência de faltas permanentes com a isolamento das fontes de energia a montante do local de incidência da falta. Para ser segura e efetiva esta condição de operação para o sistema, é necessário que as unidades de GDs sejam confiáveis e cuidadosamente coordenadas com o sistema de proteção e seccionamento do sistema de distribuição. O planejamento da alocação de GDs em redes de distribuição visando operação com ilhamento de cargas, deve ser cuidadosamente analisado para evitar que cause problemas técnicos e operacionais no sistema de distribuição da concessionária.

Na Fig. 2.1 ilustra-se um caso de ilhamento, em que é possível manter a energização de maior quantidade de cargas em operação do que ocorreria na situação sem possibilidade de ilhamento, na ocorrência de falta permanente no ponto ilustrado. Para que a alimentação de cargas ilhadas seja possível, o religador a montante do gerador deve ser aberto na incidência de faltas permanentes, e o gerador deve ser capaz de alimentar a carga da seção ilhada, mantendo níveis de tensão e frequência adequados para todas as cargas ilhadas.



**Figura 2.1-** Alimentador de distribuição com possibilidade de ilhamento

Um GD projetado para operar de forma ilhada deve ser capaz de restabelecer e inicializar as cargas ilhadas depois que o religador (operando como chave automática) é aberto. As unidades de GDs devem ser capazes de alimentar as diferentes condições de carregamento das cargas e o religador deve ser capaz de sentir se uma corrente de falta ocorreu a montante de sua localização. O sistema de proteção do bloco de cargas operando por ilhamento elétrico também deve operar com sensibilidade, coordenação e seletividade para faltas dentro da zona ilhada. Na restauração da rede de distribuição depois de efetuados os devidos reparos, deve ser tomado cuidado especial, uma vez que o sistema de distribuição e a parte ilhada do sistema estão sem sincronismo. Após a falta ser eliminada, o religador sincroniza seu religamento com a operação do GD. De forma geral, a operação permitindo ilhamento de cargas e a reconexão das mesmas à rede é complicada, mas novas tecnologias de

chaves automáticas e técnicas de comunicação remota de dados da rede aos centros de operação e controle, tornaram este esquema de operação mais viável e confiável nos últimos anos.

No modelo matemático proposto para alocação de proteção e GDs para melhorias dos índices de confiabilidade considera-se que o alimentador de distribuição pode operar de forma ilhada com os GDs alimentando as cargas que não estão na zona de influência onde ocorrem faltas permanentes.

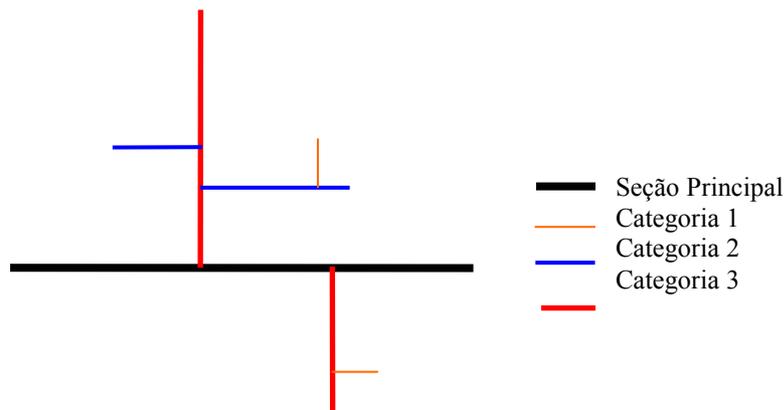
### 2.1.2. Função Objetivo:

Os custos variáveis na função objetivo do problema de alocação e realocação de dispositivos de proteção são obtidos através de 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 da energia não suprida. Os dispositivos de proteção são alocados no sistema durante a fase de planejamento a médio e curto prazos, sendo que em alguns casos, em função de alterações dos hábitos de consumo, tipo de consumidores e crescimento da carga, é necessário re-alocar alguns 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 dos dispositivos de proteção está relacionado à frequência e duração da interrupção. Sendo assim procura-se elaborar uma modelagem voltada a melhorar os índices de confiabilidade DEC e FEC - ANEEL (2004) e ANEEL (2000), 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 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 clientes (residencial, comercial e industrial), a carga que está conectada ( $L$ ), as taxas de faltas permanentes ( $\lambda$ ) e temporárias ( $\gamma$ ), os custos de interrupções de consumidores (custos de interrupção 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 Fig. 2.2. 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 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 2.2** 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 (Religadores e Relés de Linha), 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 as concessionárias limitam 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 seccionalizadores novos. Desta forma a alocação de seccionalizadores está restrita àquelas empresas que possuem este tipo de equipamentos instalados na rede ou disponíveis nos almoxarifados.
- Os GDs podem operar de forma ilhada no caso de faltas permanentes.

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 pequena em relação à 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 que isso ocorra, deve haver uma boa coordenação entre ambos os dispositivos, o que nem sempre é possível. 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 seletividade dos dispositivos de proteção com a alocação otimizada desses dispositivos é a de efetuar uma análise de sensibilidade da coordenação dos dispositivos de proteção para definir o conjunto de pontos candidatos à alocação da proteção.

O modelo de função objetivo proposto considera a minimização da energia não suprida (ENS) pelo sistema de distribuição operando sob condições de contingências. Neste modelo considera-se a redução das cargas desligadas na incidência de faltas permanentes e temporárias no alimentador devido à atuação dos dispositivos de proteção. A redução das cargas desligadas devido à atuação dos dispositivos de proteção está relacionada com os índices de confiabilidade do alimentador em função do número, tipo e localização dos dispositivos de proteção. No contexto do planejamento do sistema, estes índices podem ser minimizados até um valor que justifique e torne adequada a relação custos benefícios. Os religadores automáticos juntamente com os elos fusíveis têm a finalidade de isolar seções dos sistemas de distribuição sujeitas a faltas permanentes e permitir que faltas transitórias sejam eliminadas sem o desligamento de cargas. No modelo proposto, os religadores também têm a função de chaves de manobras que permitem isolar áreas sujeitas a faltas permanentes e alimentar as cargas ilhadas que não estão na região de influência destas faltas através do GDs. Para obter a função da energia não suprida (ENS) devido à atuação do sistema de proteção, e alimentação de cargas ilhadas através de GDs considera-se o total de cargas desligadas devido à incidência de faltas temporárias ( $\gamma$ ) e permanentes ( $\lambda$ ) no alimentador sob estudo no período de uma ano, por exemplo.

A função objetivo (F.O.) do problema de alocação de dispositivos de proteção e dos geradores considerando-se a probabilidade da carga que seria desligada devido à incidência de faltas permanentes e temporárias no alimentador é modelada como:

$$ENS_i = (A_I^i - A_{II}^i - A_{III}^i + A_{IV}^i + A_V^i - A_{VI}^i) \quad (2.1)$$

$$A_I^i = \sum_{j=1}^{n \text{ sec}_i} \gamma_j \sum_{k=1}^{n \text{ sec}_i} L_j \quad (2.1 \text{ a})$$

$$A_{II}^i = \sum_{j=1}^{SP_1} \gamma_j * X_{ij1} \left\{ L_j + \left( \sum_{k=j+1}^{SP_1} L_k \prod_{l=j+1}^{SP_1} (1 - X_{ill}) \right) + \left( \sum_{k=RJ_j}^{NR_j} \sum_{l=1}^{R_k} L_l \prod_{n=1}^{R_k} (1 - X_{inl}) \right) \right\} \quad (2.1 \text{ b})$$

$$A_{III}^i = \sum_{j=1}^{NR_j} \sum_{k=1}^{R_j} \gamma_k * X_{ik1} \left\{ L_k + \left( \sum_{l=k+1}^{R_j} L_l \prod_{n=k+1}^{R_j} (1 - X_{inl}) \right) \right\} \quad (2.1 \text{ c})$$

$$A_{IV}^i = \sum_{j=1}^{SP_1} \lambda_j \left\{ \left( \sum_{k \in MSP_j} L_k \prod_{l \in MSP_j} (1 - X_{inl})(1 - X_{il2}) \right) + \left( \sum_{k \in MR_j} L_k \prod_{l \in MR_j} (1 - X_{inl})(1 - X_{il2}) \right) \right\} \quad (2.1 \text{ d})$$

$$A_V^i = \sum_{j=1}^{NR_j} \sum_{k=1}^{R_j} \lambda_k \left\{ \left( \sum_{l \in MSR_j} L_l \prod_{n \in MSR_j} (1 - X_{inl})(1 - X_{in2}) \right) + \left( \sum_{l \in MR_k} L_l \prod_{n \in MR_k} (1 - X_{inl})(1 - X_{in2}) \right) \right\} \quad (2.1 \text{ e})$$

$$A_{VI}^i = \sum_{j=1}^{NR_j} \sum_{k=1}^{R_j} X_{jil} \lambda_i L_i \quad (2.1 \text{ f})$$

Em que:

$X_{abc}$ : Variável que define a seção, o ponto na seção e o tipo de dispositivo que pode ser instalado, ( $a$ : seção no alimentador - 1 para seção principal e  $2...n$  para os ramos);

$b$ : ponto em uma dada seção;

$c$ : tipo de dispositivo (1 para dispositivos trifásicos e 2 para dispositivos monofásicos);

$\gamma_j$ : Taxa de faltas temporárias para seção  $j$ ;

$L(.)$ : Cargas alimentadas pela seção (.);

$NR_i$  : Número total de ramais no alimentador  $i$ ;

$R_j$  : Número de locais para possíveis alocações de dispositivos no ramal  $j$ ;

$R_j$ : Número de ramais a jusante do ponto  $j$ ;

$SP_i$  : Número de pontos candidatos à alocação de dispositivos na seção principal, do alimentador  $i$ ;

$\lambda_j$ : Taxa de faltas permanentes para a seção  $j$ ;

$MSP_j$ : Conjunto de pontos onde é possível alocação de dispositivos na seção principal, a montante do ramal  $j$ ;

$MR_j$ : Conjunto de ramais a montante do ponto  $j$

As interpretações físicas das parcelas que compõem a carga não suprida para o alimentador  $i$  ( $ENS_i$ ) no contexto do problema sob análise são:

- A parcela  $A^i_I$  representa o total de carga que será desligada devido à incidência de faltas temporárias no alimentador  $i$ , caso não haja nenhum religador de proteção instalado no alimentador.
- Com a instalação de religador no alimentador  $i$ , ocorrerá uma redução das cargas desligadas do alimentador na incidência de faltas temporárias na seção principal e nos ramais. Desta forma as parcelas  $A^i_{II}$  e  $A^i_{III}$  representam esta redução, ou seja, com alocação de religador no alimentador  $i$ , a soma algébrica dos termos ( $A^i_I - A^i_{II} - A^i_{III}$ ) é igual o montante de carga que será desligada devido à incidência de faltas temporárias.
- As parcelas  $A^i_{IV}$  e  $A^i_V$ , representam o total de carga que será desligada devido à incidência de faltas permanentes no alimentador  $i$ .
- A parcela  $A^i_{VI}$  representa a quantidade de cargas que fica ilhada na região definida pelo ponto onde existe um religador e um ou mais GDs no caso da incidência de uma falta permanente no alimentador. Se a potência acumulada destas cargas for menor

ou igual à capacidade nominal do(s) GD(s), considera-se que nestas condições o sistema pode operar de forma ilhada, com as cargas sendo alimentadas por esse(s) GD(s).

### *2.1.3. Restrições do Problema:*

As restrições que devem ser incorporadas ao problema de alocação ótima de dispositivos de proteção e GDs 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 de proteção, capacidade nominal e quantidade de GDs disponível para alocação, natureza e importância da carga.

Para que o sistema de proteção atue de maneira a se constituir em uma proteção tecnicamente eficaz há a necessidade de se efetuar uma cuidadosa coordenação entre os diversos dispositivos de proteção: elos fusíveis, religadores e relés dos disjuntores. O sistema para ser realmente coordenado deve satisfazer aos 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 e relés de sobrecorrentes mais próximos ao local da falta. Com base nesta filosofia de coordenação e nas características dos dispositivos de proteção estabeleceram-se as restrições para o problema em estudo.

As restrições em relação à topologia do sistema são incorporadas ao modelo, 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 indiquem que nestes locais sejam instalados religadores e da mesma forma, nos locais onde ocorre maior incidência de faltas permanentes sejam instalados fusíveis. Desta maneira contribui-se para a melhoria dos índices de confiabilidade do alimentador (DEC, FEC). As relações matemáticas que definem as restrições referentes aos custos de manutenção e instalação dos dispositivos de proteção são definidas de maneira bastante simplificada através da limitação do número máximo de dispositivos de proteção (religadores, fusíveis, seccionadores, etc) disponíveis para a alocação no alimentador.

Os locais candidatos à alocação dos GDs são definidos em função de estudos de planejamento preliminar no alimentador de distribuição, tais como cálculos de fluxos de potência para diferentes condições de carregamento e análises de curto circuito.

## **2.2 - Método Heurístico para Alocação de Dispositivos de 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.

### **3. Metodologia**

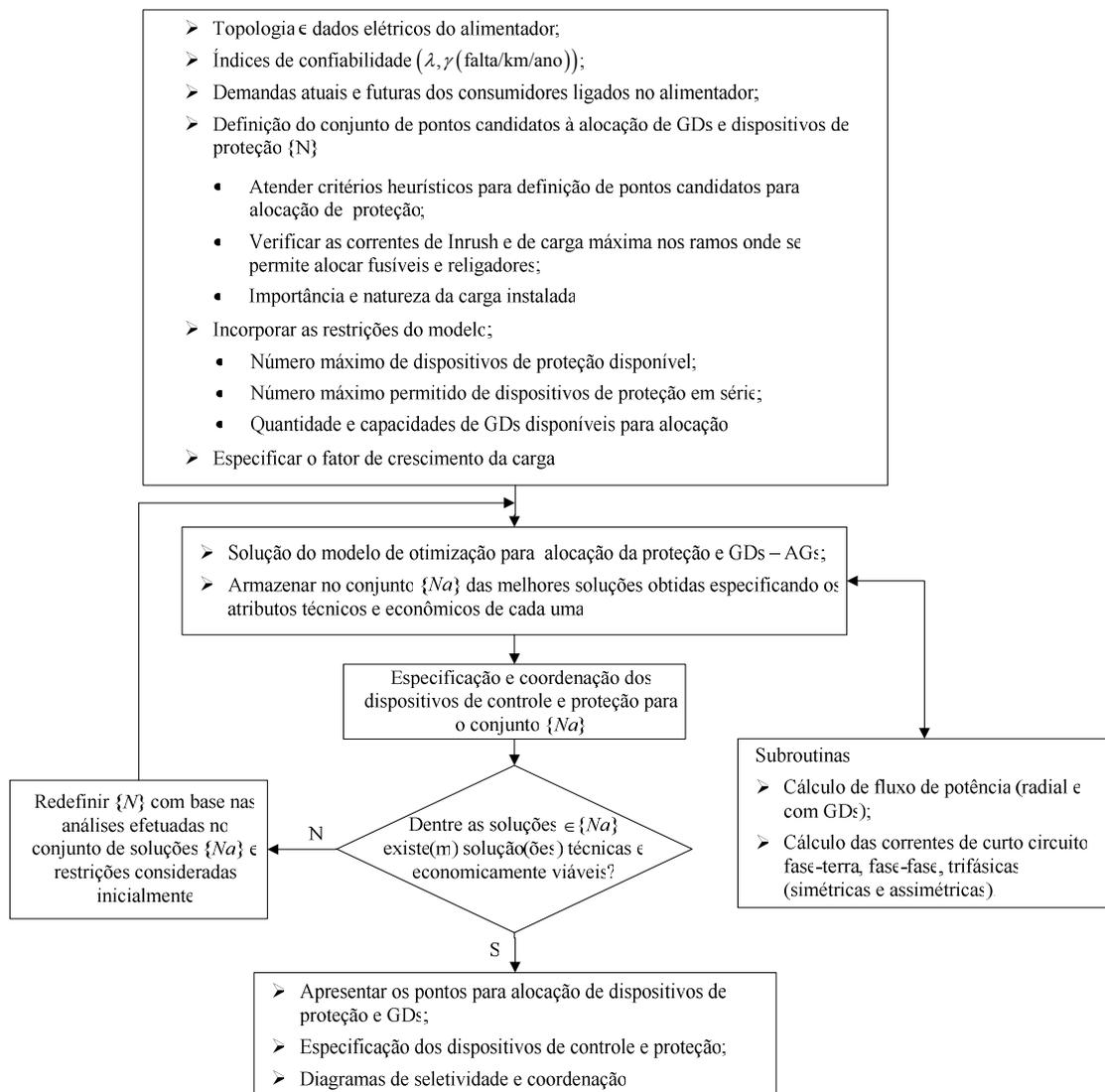
---

Neste Capítulo detalha-se a metodologia adotada para alocação otimizada de dispositivos de proteção e GDs, e o desenvolvimento de um sistema computacional para análise de seletividade e coordenação dos dispositivos em redes de distribuição com e sem a presença de GDs. Este sistema consiste de informações armazenadas em bases de dados e conhecimento que são utilizadas na elaboração de algoritmos eficientes para o projeto dos sistemas de proteção, e que são refletidas nas regras aplicadas para alocação, seleção e coordenação de dispositivos protetores em sistemas de distribuição. 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 com e sem a presença de GDs, foram obtidas em CPFL (2003), em COOPER POWER SYSTEMS (1990), em COURSE TEXT 80 EHO (1980), em ELETROBRÁS (1982) e em Giguier (1988).

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 evolutivo (AE) especializado. AEs são técnicas de otimização do tipo metaheurísticas utilizadas na solução de problemas combinatórios de difícil solução analítica. Efetuada a

alocação otimizada dos dispositivos de proteção e GDs, 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 e condições topológicas pré estabelecidas.

O sistema computacional que utiliza uma metodologia integrada para estudos e projeto de alocação de GDs, religadores para planejamento da operação (restauração) e proteção, fusíveis e a especificação, coordenação e seletividade da proteção, está apresentado no diagrama de blocos da Fig. 3.1.



**Figura - 3.1** Diagrama de Bloco da Metodologia Implementada: Alocação de Dispositivos de Proteção e Coordenação e Seletividade da Proteção para Alimentadores com e sem GDs e alocados ou candidatos à alocação.

Compõem a metodologia do diagrama de blocos da Fig. 3.1 o desenvolvimento e implementação de algoritmos para alocação otimizada de dispositivos de proteção e GDs, especificação, ajustes, coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção nos alimentadores do sistema. Nas próximas seções detalham-se estes algoritmos implementados no sistema computacional desenvolvido.

### **3.1 – Solução do Modelo de Alocação Otimizada de Dispositivos de Proteção e GDs:**

Dentre as diferentes técnicas de soluções propostas para a solução de problemas de otimização combinatória encontradas na literatura estão os Algoritmos Evolutivos. Os Algoritmos Evolutivos são modelos matemáticos inspirados na natureza, que se utilizam dos mecanismos da evolução e da genética natural para buscar soluções de boa qualidade para problemas de otimização mal comportados e de modelagem complexa. Nesta seção apresenta-se um Algoritmo Evolutivo dedicado à solução do problema de alocação otimizada de dispositivos de proteção e GDs em alimentadores aéreos de distribuição de energia elétrica.

#### *3.1.1. Algoritmos Evolutivos:*

O Algoritmo Evolutivo trabalha com um conjunto de indivíduos (soluções codificadas) que constituem uma população. Cada uma dessas soluções é conhecida como cromossomos. Com base em Michalewicz (1994) e Silva et al (2004), tal população é capaz de evoluir devido à aplicação dos operadores genéticos: seleção, recombinação e mutação. Os indivíduos mais fortes sobrevivem durante o processo de otimização propiciando o surgimento de melhores configurações com indivíduos mais evoluídos, levando a possíveis soluções ótimas para o problema. As características específicas de um indivíduo determinam sua capacidade de sobrevivência e, em última instância, essa capacidade específica é determinada pelo seu conteúdo genético, isto é, pela sua unidade elementar chamada na biologia gene. A seleção natural leva à sobrevivência dos indivíduos melhores dotados e no processo de reprodução, esses indivíduos transmitem aos descendentes os melhores genes; por outro lado, os indivíduos menos dotados morrem no processo de competição por espaço, alimento, etc. Assim, o princípio da seleção natural permite gerar descendentes somente dos indivíduos mais bem dotados. A evolução acontece fundamentalmente no processo de recombinação genética que acontece na duplicação e separação de células reprodutivas gerando uma metade de célula (por exemplo, espermatozóide), e na reprodução em que duas metades de células se juntam (espermatozóide e núcleo) formando o zigoto. Nesse processo ocorre uma troca de material genético, que pode levar à geração de um indivíduo muito bem dotado.

Nos Algoritmos Evolutivos todo o processo de otimização pode ser descrito como:

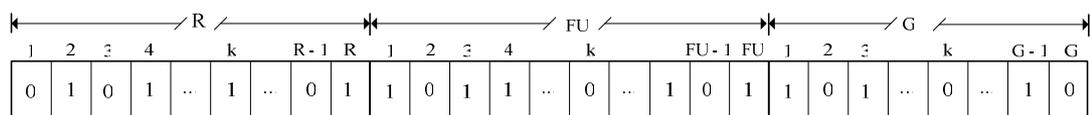
- *Representação em termos de cromossomo das propostas de soluções (configurações) assumidas para o problema em estudo;*
- *Parâmetros de controle do algoritmo: tamanho da população, número de gerações, taxas relativas dos operadores genéticos, etc;*
- *Geração da população inicial formada por indivíduos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

*3.1.2. Algoritmo Genético Dedicado à solução do problema de alocação de Dispositivos de Proteção:*

Nesta subsecção apresentam-se as características do AG implementado para solução do problema de alocação de dispositivos de proteção e GDs. Este algoritmo foi desenvolvido para explorar características específicas do modelo desenvolvido e obter confiabilidade dos resultados e eficiência computacional.

Codificação

Cada cromossomo que é um indivíduo da população do AG representa uma proposta de alocação de proteção e GDs conforme ilustrado na Fig.3.2. Os pontos onde se permite alocar dispositivos de proteção e GDs no alimentador são representados pelo valor 1, e os pontos que não se permite alocação pelo valor 0 (representação binária).



- R Conjunto de pontos do alimentador candidatos a alocação de religadores;
- FU Conjunto de pontos do alimentador candidatos a alocação de fusíveis;
- G Conjunto de pontos do alimentador candidatos a alocação de GDs

**Figura 3.2.** Esquema de codificação implementado – AG.

Geração da População Inicial

Para cada alimentador considera-se uma quantidade máxima de GDs, religadores e fusíveis. Esta quantidade é função da carga instalada, número de consumidores, estudos dos

índices de confiabilidade e fatores sócio-econômicos relacionados com os consumidores. Cada indivíduo da população é gerado através da alocação aleatória destes dispositivos nos pontos candidatos do alimentador definidos previamente.

### Função Adaptação

A função de adaptação utilizada é composta da função objetivo do problema de alocação otimizada de dispositivos de proteção e GDs de termos que representam as penalizações da configuração sob análise devido à violação de restrições. Dessa forma a função adaptação utilizada é representada pela seguinte equação:

$$F_{adaptacao} = FO + \sum_{i=1}^M \mu_i |b_i| \quad (3.1)$$

Em que:

*F.O.*: Função objetivo do problema de alocação otimizada de dispositivos de proteção(2.1);

$\mu_i$ : Termo de penalidade da restrição *i*;

$|b_i|$ : Especifica o quanto a restrição *i* está violada;

*M*: Número total de restrições do problema.

### Seleção

Na seleção das melhores configurações, utilizou-se a técnica do elitismo, na qual é separada uma porcentagem (*x*%) das melhores configurações da população corrente, formando o conjunto de configurações de elite. A seleção foi realizada no conjunto formado pelas configurações da população que não são de elite  $[(1-x\%).tp]$ . Para tal utilizou-se a técnica de torneio, onde são realizados *n* jogos, sendo *n* o tamanho de toda a população. Em cada jogo foram selecionadas aleatoriamente três configurações diferentes e escolhida aquela com o melhor valor da função de adaptação (melhor solução), que irá se recombinar com uma das configurações de elite, escolhida aleatoriamente.

### Recombinação e Mutação

O processo de recombinação utilizado é a recombinação de um único ponto e o processo de mutação utilizado é a mutação simples na estrutura de codificação de cada indivíduo (cromossomo).

### Parâmetros de Controle

Os parâmetros de controle adotados para o problema (número de gerações, tamanho da população, taxas de recombinação e mutação) foram escolhidos de acordo com o número de

barras e linhas do circuito e através da análise de alguns testes, sendo que para as taxas de recombinação e mutação, os valores são alterados de forma adaptativa durante o ciclo geracional do *AG*, dadas pelas equações:

$$tc_{k+1} = tc_k - \frac{(tc_0 - kc)}{nit} \quad (3.2)$$

$$tv_{k+1} = tv_k + \frac{(kv - tv_0)}{nit} \quad (3.3)$$

Em que:

$tc_k, tv_k$ : Taxas de recombinação e mutação variáveis da  $k$ -ésima iteração;

$kc$  e  $kv$ : Constantes que dependem do número de variáveis de decisão do problema;

$nit$ : Número máximo de gerações do *AG*.

### Estratégia de Diversificação

Uma característica desfavorável dos *AGs* é a forte atração para ótimos locais provocada por uma população submetida a mecanismos de seleção. Quando é alcançado um ótimo local por um indivíduo em particular, ele permanecerá como a melhor solução por um determinado número de gerações seguintes, contribuindo em várias recombinações e distribuindo seus genes a todos os outros candidatos. As soluções de qualidade inferior são gradualmente eliminadas pelo processo de seleção. Melhorias não são mais possíveis quando a diversidade na população cai a níveis muito baixos, isto ocasiona a convergência prematura por uma má exploração do espaço de busca. Para resolver este problema propõe-se o controle da diversidade da população, efetuado de acordo com a taxa de diversificação da população, calculada através da equação:

$$Div = 100 - \left( \frac{Ceq}{np} \right) \times 100 \quad (3.4)$$

Em que:

$Div$ : Taxa de diversificação porcentual;

$Ceq$ : Número máximo de configurações iguais;

$np$ : Número total de configurações da população.

A taxa de diversificação é calculada em cada ciclo geracional do *AG* após a seleção. Sendo esta taxa menor que um valor preestabelecido, atua-se aumentando o valor da taxa de mutação para propiciar às novas populações saírem da saturação, manter a diversidade e explorar

novos espaços de busca.

### Critério de Parada

O critério de parada compara a solução incumbente se esta não apresenta melhoria durante um número preestabelecido de iterações o processo iterativo é considerado convergido.

### **3.2 – Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radiais com GDs:**

A determinação do estado da rede (módulo e ângulo da tensão), a distribuição dos fluxos e algumas outras grandezas são alguns dos objetivos do fluxo de potência em redes de energia. O fluxo de potência que foi utilizado durante o desenvolvimento deste trabalho foi inicialmente desenvolvido para sistemas de distribuição com topologia radial, e sua modelagem é estática. Para considerar a presença de GDs na rede os mesmo são modelados com um modelo de potência constante, com fator de potência preestabelecido e são considerados de forma a injetar corrente no alimentador de distribuição sob análise. Este algoritmo foi selecionado por apresentar as seguintes características:

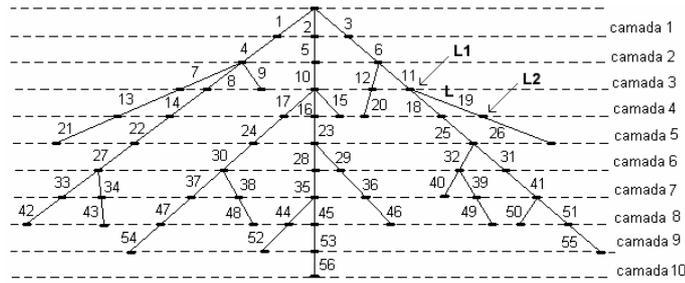
- Rapidez de cálculos para aplicações em tempo real em sistemas de grande porte;
- Necessidade de pouco armazenamento de dados para sistemas de grande porte;
- Confiabilidade para aplicação em tempo real e problemas mal condicionados;
- Versatilidade para manipular aspectos convencionais e especiais.

O método “forward-backward sweep” pode ser implementado como soma de potências, soma de correntes ou soma de admitâncias. Neste trabalho, considera um algoritmo de soma de correntes e adaptado para considerar a presença de geradores distribuídos.

#### *3.2.1 Método Backward / Forward Sweep:*

Apresentado em Shirmohammadi (1988) este método é aplicado em cálculo de fluxo de potência para sistemas fracamente malhados ou radiais, mas no qual o sistema fracamente malhado pode ser convertido para a forma radial. A seguir apresenta-se o método implementado, mas salienta-se que neste trabalho o enfoque da técnica de cálculo de fluxo de potência passa a ser apenas para sistemas radiais com GDs.

A solução do método é baseada na aplicação direta das leis de Kirchhoff. Na implementação é feita a numeração seqüencial de cada ramo, ou seja, o sistema é dividido em camadas sendo necessário numerar todos os ramos de uma camada para depois iniciar a numeração dos ramos da camada seguinte, como mostra a Fig. 3.3.



**Figura 3.3:** Numeração dos ramos em redes de distribuição radial.

Depois de feita a numeração dos ramos, conforme Fig. 3.3, e dada a tensão do nó raiz do sistema; a solução iterativa é realizada da seguinte forma:

#### Cálculo da corrente do nó

Na iteração  $k$  a corrente do nó é obtida em (3.5):

$$I_i^k = \left( \frac{S_i}{V_i^{k-1}} \right)^* - Ysh_i \cdot V_i^{k-1} \quad (3.5)$$

onde

$i = 1, 2, 3, \dots, n$ .

$I_i^k$  : é a corrente no nó  $i$  para a iteração  $k$ ;

$V_i^{k-1}$  : é a tensão no nó  $i$ , calculada na iteração  $k-1$ ;

$S_i$  : é a injeção de potência especificada no nó  $i$ ;

$Ysh_i$  : é a soma de todos os elementos shunts para o nó  $i$ .

#### Cálculo da corrente no ramo (backward sweep)

Na iteração  $k$ , começando no ramo da última camada e deslocando em direção aos ramos relacionados na origem do nó, pode-se calcular a corrente no ramo  $L$  (JL), através de (3.6):

$$J_L = -I_{L2}^k + \sum I_{chega}^{L2} \quad (3.6)$$

em que:

$L = b, b-1, \dots, 1$  (sendo  $b$  o número dos ramos de cada camada);

$I_{L2}^k$  : corrente injetada no nó  $L_2$ ;

$I_{chega}^{L2}$  : corrente que chega no nó  $L_2$ .

### Cálculo da tensão no nó (forward sweep)

A tensão no nó é calculada começando dos nós dos ramos da primeira camada para a última camada (“forward sweep”). Para cada ramo L, a tensão do nó L2 é obtida de acordo com (3.7):

$$V_{L2}^k = V_{L1}^k - Z_L \cdot J_L^k \quad (3.7)$$

em que:

$$L = 1, 2, 3, \dots, n$$

$Z_L$ : é a impedância em série do ramo L.

### Cálculo da potência injetada no nó:

$$S_i^k = V_i^k \cdot (I_i^k)^* - Ysh_i \cdot |V_i^k|^2 \quad (3.8)$$

em que:

$S_i^k$ : é a potência injetada no nó  $i$  para a iteração  $k$ .

$$\Delta P_i^k = \text{real}[S_i^k - S_i^{esp}] \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_i^k = \text{imag}[S_i^k - S_i^{esp}] \quad (3.10)$$

### **3.3 – Cálculo de Correntes Simétricas e Assimétricas de Curto-Circuito:**

Utiliza-se para a elaboração da subrotina para o cálculo de correntes de curto-circuito em sistema desequilibrados a técnica de componentes simétricas, apresentada em Elgerd (1978), em que se decompõe um sistema desequilibrado em três sistemas equilibrados, sendo um de seqüência positiva, um de seqüência negativa e um de seqüência zero.

A equação a seguir é o núcleo da rotina para cálculo das correntes de curto circuito, e os passos do algoritmo para o cálculo de correntes simétricas e assimétricas de curto circuito constituem na determinação de suas variáveis, a partir dos dados iniciais referentes à topologia e dados elétricos do sistema sob análise.

$$\mathbf{I}_{sq}^f = \mathbf{Y}_s^f \mathbf{V}_{sq}^f = \mathbf{Y}_s^f (\mathbf{I} + \mathbf{Z}_{sq} \mathbf{Y}_s^f)^{-1} \mathbf{V}_{sq}^0 \quad (3.11)$$

sendo:  $\mathbf{I}_{sq}^f = \begin{bmatrix} I_{+q}^f \\ I_{-q}^f \\ I_{0q}^f \end{bmatrix}$ : Vetor contendo as correntes de falta de seqüências positiva, negativa e

zero;

$\mathbf{Y}_s^f$ : Matriz de admitância de falta;

$\mathbf{I}$ : Matriz identidade de ordem 3x3;

$\mathbf{Z}_{sqq}$ : Matriz diagonal sendo seus elementos da diagonal principal obtidos das matrizes de impedâncias de barras de seqüência positiva e zero;

$$\mathbf{V}_{sq}^0 = \begin{bmatrix} V_{+q}^0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} : \text{Vetor de tensões seqüenciais pré-falta para a barra } q.$$

Após a leitura dos dados do sistema, determinam-se previamente as matrizes de admitâncias primitivas de seqüência positiva<sup>1</sup> e zero, e também a matriz de incidência elemento-nó. Por meio da equação (3.12), calculam-se as matrizes de admitâncias de barra de seqüências positiva e zero:

$$\mathbf{Y}_{sbus} = \mathbf{A}^T \mathbf{Y}_s \mathbf{A} = \begin{bmatrix} Y_{+11} & \dots & Y_{+1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ Y_{+n1} & \dots & Y_{+nn} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

sendo:

$\mathbf{Y}_s$ : Matriz de admitâncias primitiva;

$\mathbf{A}$ : Matriz de incidência elemento-nó.

Levando-se os resultados de (3.12) na equação a seguir, obtiveram-se as matrizes de impedâncias de barras de seqüência positiva e zero.

$$\mathbf{Z}_{bus} \triangleq \mathbf{Y}_{bus}^{-1} \quad (3.13)$$

sendo:

$\mathbf{Y}_{bus}$ : Matriz de admitâncias de barra;

$\mathbf{Z}_{bus}$ : Matriz de impedâncias de barra.

A matriz  $\mathbf{Z}_{sqq}$  da equação (3.14) é uma matriz diagonal sendo que os elementos da diagonal principal são obtidos das matrizes de impedâncias de barras de seqüência positiva e zero, isto é:

$$\mathbf{Z}_{sqq} = \begin{bmatrix} Z_{+qq} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{-qq} = Z_{+qq} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{0qq} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

sendo:

$Z_{+qq}$ : Elemento da posição  $qq$  da matriz de impedâncias de barra de seqüência positiva;

---

<sup>1</sup> Para sistemas de distribuição radiais as matrizes de seqüência positiva e negativa são iguais.

$Z_{0qq}$ : Elemento da posição  $qq$  da matriz de impedâncias de barra de seqüência zero;

A matriz de admitância de falta depende do tipo de curto-circuito, sendo:

- Curto-circuito trifásico sólido, sem contato simultâneo com a terra:

$$Y_s^f = \begin{bmatrix} Y_f & 0 & 0 \\ 0 & Y_f & 0 \\ 0 & 0 & Y_f \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

- Curto-circuito bifásico:

$$Y_s^f = Y_f \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

- Curto-circuito fase-terra:

$$Y_s^f = \frac{Y_f}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

sendo:

$Y_f$ : Admitância de falta.

Após a execução dos cálculos, o vetor contendo as correntes simétricas de seqüência de curto-circuito resultante de (3.11), é aplicado na equação a seguir, resultando em um vetor contendo os valores das correntes simétricas de curto-circuito para cada fase do sistema, isto é:

$$\mathbf{I}_p = \mathbf{T} \cdot \mathbf{I}_{sq}^f \quad (3.18)$$

sendo:

$$\mathbf{I}_p \triangleq \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} : \text{Correntes de fase};$$

$$\mathbf{T} \triangleq \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} : \text{Matriz de transformação de componentes simétricas}$$

As relações X/R, utilizadas na determinação o fator de assimetria para as correntes assimétricas de curto-circuito, dependem do tipo de curto-circuito sob análise e são calculadas pelas seguintes equações:

- Curto-circuito trifásico sólido:

$$Z_e = Z_{+qq} + Z_f \Rightarrow \frac{X}{R} = \frac{\text{Im}(Z_e)}{\text{Re}(Z_e)} \quad (3.19)$$

- Curto-circuito bifásico:

$$Z_e = \frac{Z_{+qq} + Z_{-qq} + Z_f}{\sqrt{3}} \Rightarrow \frac{X}{R} = \frac{\text{Im}(Z_e)}{\text{Re}(Z_e)} \quad (3.20)$$

- Curto-circuito fase-terra:

$$Z_e = \frac{Z_{+qq} + Z_{-qq} + Z_{0qq} + 3Z_f}{3} \Rightarrow \frac{X}{R} = \frac{\text{Im}(Z_e)}{\text{Re}(Z_e)} \quad (3.21)$$

sendo:

$$Z_f = \frac{1}{Y_f} : \text{Impedância de falta.}$$

A partir dos valores das relações X/R, o fator de assimetria é obtido através da consulta no banco de dados montado com base na Tab. 3.1. As correntes assimétricas para cada caso de curto-circuito são calculadas, multiplicando-se as correntes simétricas de curto-circuito, (3.18), pelo fator de assimetria, isto é:

$$I^* = \text{fator de assimetria} \cdot I \quad (3.22)$$

As contribuições de correntes provenientes das barras adjacentes à barra sob falta, são calculadas através da seguinte equação:

$$\mathbf{I}_{sv \rightarrow u}^f = \mathbf{Y}_{sv \rightarrow u} (\mathbf{V}_{sv}^f - \mathbf{V}_{su}^f) \quad (3.23)$$

sendo:

$$\mathbf{I}_{sv \rightarrow u}^f = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{+v \rightarrow u}^f \\ \mathbf{I}_{-v \rightarrow u}^f \\ \mathbf{I}_{0v \rightarrow u}^f \end{bmatrix} : \text{Vetor de correntes seqüenciais provenientes da barra } v \text{ para a barra } u;$$

A determinação das variáveis da equação (3.23) pode ser feita através das seguintes equações:

$$\mathbf{Y}_{sv \rightarrow u} = \begin{bmatrix} y_{+vu} & 0 & 0 \\ 0 & y_{-vu} & 0 \\ 0 & 0 & y_{0vu} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

sendo:

$y_{+vu}$  : Admitância de seqüência positiva da linha entre as barras  $v$  e  $u$ ;

$y_{-vu}$  : Admitância de seqüência negativa da linha entre as barras  $v$  e  $u$ ;

$y_{0vu}$  : Admitância de seqüência zero da linha entre as barras  $v$  e  $u$ ;

$$\mathbf{V}_{sq}^f = (\mathbf{I} + \mathbf{Z}_{sq} \mathbf{Y}_s^f)^{-1} \mathbf{V}_{sq}^0 \quad (3.25)$$

$$\mathbf{V}_{si}^f = \mathbf{V}_{si}^0 - \mathbf{Z}_{siq} \mathbf{I}_{sq}^f = \mathbf{V}_{si}^0 - \mathbf{Z}_{siq} \mathbf{Y}_s^f (\mathbf{I} + \mathbf{Z}_{sq} \mathbf{Y}_s^f)^{-1} \mathbf{V}_{sq}^0 \quad i \neq q \quad (3.26)$$

**Tabela 3.1** – Ângulo ( $\phi$ ) da tensão no momento em que ocorre a falta e valores máximos da relação  $I^*/I$  para diferentes valores da relação  $X/R$  e do fator de potência.

Fator de Potência ( $\cos \theta$ )	Relação X/R	Ângulo $\phi$	Relação de corrente ( $I^*/I$ )
0.005	199.998	12	1.7662
0.05	19.975	10	1.6907
0.10	9.950	11	1.5958
0.15	6.591	12	1.5098
0.20	4.899	13	1.4338
0.25	3.873	14	1.3670
0.30	3.180	14	1.3082
0.35	2.676	15	1.2564
0.40	2.291	16	1.2106
0.45	1.985	17	1.1701
0.50	1.732	18	1.1344
0.55	1.518	19	1.1031
0.60	1.333	21	1.0758
0.65	1.169	22	1.0524
0.70	1.020	23	1.0328
0.75	0.882	23	1.0172
0.80	0.750	27	1.0064
0.85	0.620	30	1.0004
0.90	0.484	32	1.0022
0.95	0.320	37	1.0171
0.995	0.100	46	1.0092

O algoritmo computacional implementado a partir da metodologia proposta é apresentado a seguir.

**Algoritmo para cálculo das correntes de curto-circuito:**

- i) Leitura das informações referentes à topologia do alimentador e das impedâncias de seqüências positiva e zero de cada seção da rede;
- ii) Montagem da matriz de admitância primitiva da rede e da matriz elemento-nó;

- iii) Cálculo das matrizes de admitâncias nodais de seqüências positiva e zero (eq. 3.12);
- iv) Cálculo das matrizes de impedâncias nodais de seqüências positiva e zero (eq. 3.13);
- v) Definir o tipo de curto-circuito a ser calculado e selecionar a respectiva matriz de admitância de falta (eq. 3.15 a 3.17);
- vi) Definir a barra  $q$  em falta;
- vii) Utilizando as matrizes  $\mathbf{Z}_{bus}$  de seqüências positiva e zero, definidas pela equação 3.13, montar a matriz  $\mathbf{Z}_{sqq}$ , eq. 3.14;
- viii) Calcular as correntes de curto-circuito de seqüências positiva, negativa e zero para a barra  $q$  utilizando a equação 3.11 e as matrizes obtidas nos passos v) e vii);
- ix) Calcular, através da eq. 3.18, a corrente de curto-circuito para a barra  $q$ ;
- x) Através do tipo de curto-circuito definido no passo v), calcular a relação  $X/R$ , eq. 3.19 a 3.21, para o curto-circuito na barra  $q$ ;
- xi) Levar a relação  $X/R$ , calculada no passo x), na tabela 3.1 e obter o fator de assimetria para o curto-circuito na barra  $q$ ;
- xii) Calcular a corrente de falta assimétrica utilizando-se a equação 3.22;
- xiii) Calcular as tensões de seqüências positiva, negativa e zero para a barra em falta, utilizando a equação 3.25;
- xiv) Utilizando as matrizes  $\mathbf{Z}_{bus}$  de seqüências positiva e zero, definidas pela equação 3.13, montar a matriz  $\mathbf{Z}_{siq}$ , a qual tem estrutura semelhante à matriz  $\mathbf{Z}_{sqq}$  definida pela equação 3.14;
- xv) Usando a equação 3.26, calcular a tensão na barra  $i$ ;
- xvi) Para duas dadas barras  $v$  e  $u$ , montar a matriz de admitância da rede, definida pela equação 3.24;
- xvii) Calcular, através da equação 3.23, o vetor contendo as contribuições de correntes seqüências provenientes da barra  $v$  para a barra  $u$ ;
- xviii) Usando a equação 3.18, mas com o vetor de correntes seqüenciais calculado pela equação 3.23, calcular a contribuição de corrente proveniente da barra  $v$  para a barra  $u$ ;
- xix) Se as correntes de curto-circuito foram calculadas para todas as barras de interesse, finalizar. Em caso contrário, voltar ao passo vi).

### **3.4 – Estrutura do Sistema Computacional para Especificação, Coordenação e Seletividade dos Dispositivos de Proteção:**

Neste trabalho é proposto um sistema integrado para analisar o sistema de proteção baseado em Broadwater e Thompson (1991) e em Broadwater et al (1994). 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. O sistema computacional implementado neste trabalho consiste de três módulos: *Base de Conhecimento, Máquina de Conclusão e Interface com o Usuário.*

#### 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 em alimentadores aéreos de distribuição sem a presença de GDs estão detalhadas no Apêndice A. As regras de seletividade e coordenação dos dispositivos de proteção em alimentadores aéreos com a presença de GDs, e que estão implementadas na base de conhecimentos do sistema computacional desenvolvido e implementado estão detalhadas no Apêndice B.

### Máquina de Conclusão

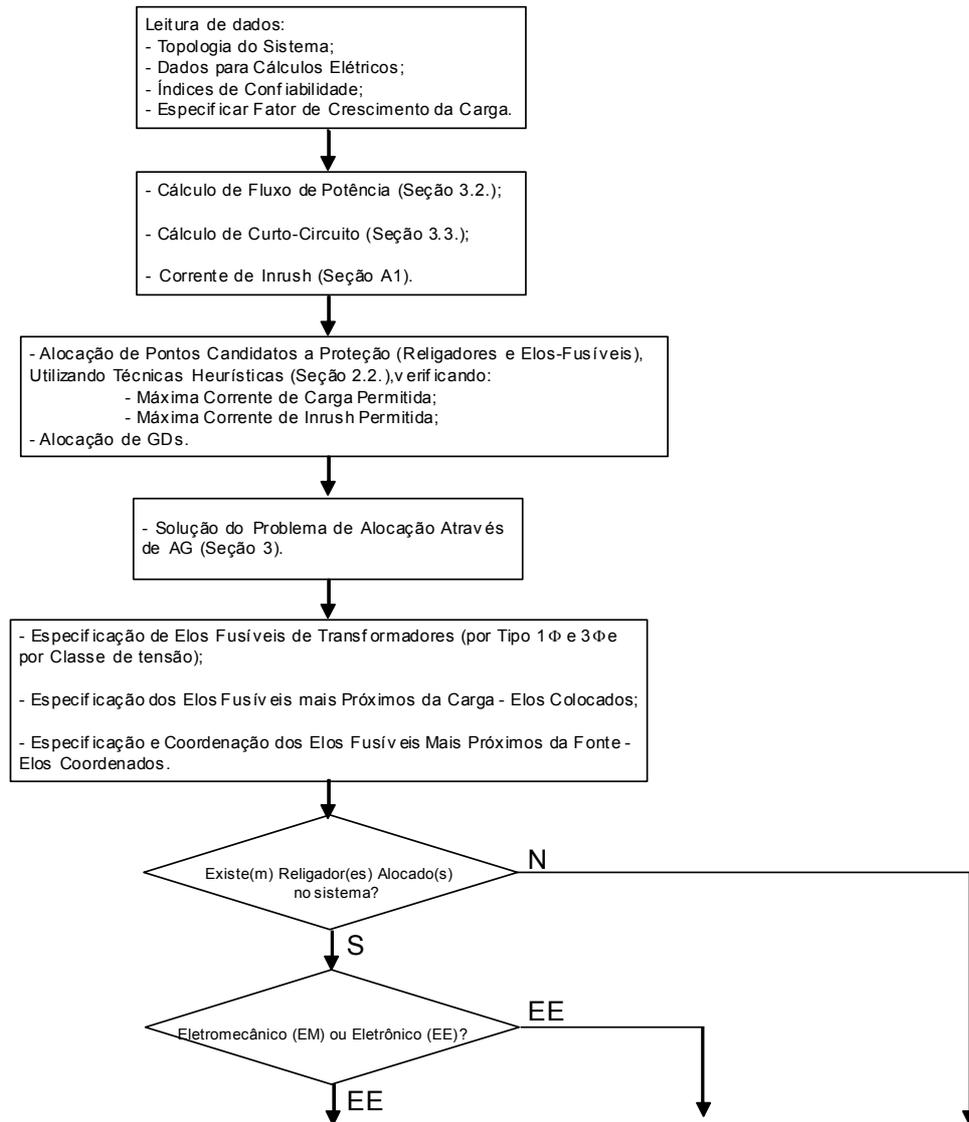
No sistema integrado a máquina de conclusão representa o meio pelo qual o conhecimento é manipulado, utilizando-se das informações armazenadas na base de conhecimento para resolver problemas.

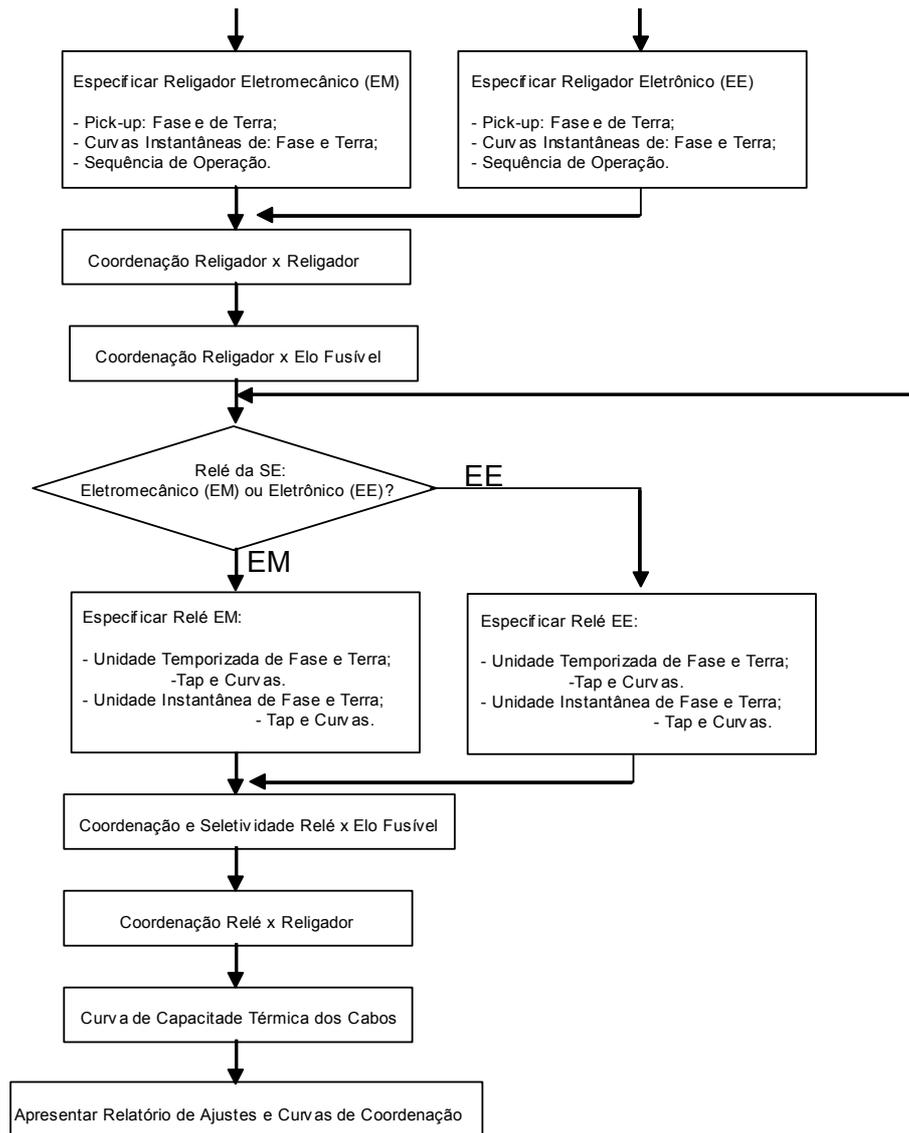
Na máquina de conclusão são processadas através de raciocínio lógico, a alocação, seleção e coordenação de diversos dispositivos protetores, através de um conjunto de condições fornecidas. O algoritmo de seleção precisa das localizações dos dispositivos de proteção e dos GDs obtidas através do algoritmo 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.

Na Fig. 3.4 está ilustrado o diagrama de blocos detalhado do programa computacional implementado no sistema computacional desenvolvido neste trabalho para especificação, seletividade e coordenação de dispositivos de proteção em alimentadores aéreos de distribuição de energia elétrica com e sem a presença de GDs.





**Figura 3.4** Diagrama de Blocos Detalhado do Protótipo do Programa Implementado

### 3.4.1 Detalhes do Cadastramento da Base de Dados:

Cada equipamento de proteção, isto é, elo fusível, relé de sobrecorrente e religador deve ter suas curvas tempo  $x$  corrente cadastradas para serem utilizadas durante o projeto de coordenação e seletividade. Existem dois métodos para se armazenar as curvas tempo  $x$  corrente:

- *Armazenar o conjunto de pontos os quais descrevem a curva.* Este método será empregado para armazenar as curvas dos elos fusíveis. Na Fig. 3.5 ilustra-se a forma como as curvas de atuação dos fusíveis são cadastradas na base de dados.
- *Armazenar a equação e os parâmetros os quais descrevem a curva do equipamento.* Este método será empregado para armazenar as curvas dos relés e dos religadores. A equação da curva tempo  $x$  corrente é definida pelo fabricante. Para fins de

exemplo seja a curva temporizada de tempo inverso para o Relé Pextron URP2000 (32):

$$t = \frac{K \times dt}{(M^\alpha - 1)}$$

Sendo: t : Tempo de atuação teórica;

K : Constante que caracteriza o relé

dt : Dial de tempo;

M : Múltiplo da corrente de atuação (corrente de

entrada/corrente de partida)

$\alpha$  : Constante que caracteriza a curva.

Curva	Normalmente Inversa (NI)	Muito Inversa (MI)	Extremamente Inversa (EI)
K	0,14	13,5	80
$\alpha$	0,02	1	2
dt	Ajuste do tempo de atuação		
M	Múltiplo da corrente de atuação		

ciclos	corrente máxim	corrente mínim
18000	59,6	48,8
12000	60	50
6000	62,5	52
5400	63,75	52,4
4800	64,5	53
4200	65	54
3600	65,5	54,2
3000	67	55
2400	67,5	56
1800	69,5	58
1200	73,33	60
600	80	66
540	81,67	68
480	83,33	68,57
420	84	70
360	86,67	73,33
300	90	76,5
240	95	80
180	105	85
120	120	95
60	147,05	120,58
54	152,94	126,47
48	161,76	132,35
42	167,64	141,17
36	176,47	150
30	188,23	161,76
24	210	176,47
18	240	198
12	300	230,23
6	460	342,85
5,4	490	364,28
4,8	520	385,71
4,2	560	410
3,6	600	450
3	680	496
2,4	800	540
1,8	966,67	628,57
1,2	1411,76	766,67
0,6	2100	1117,64

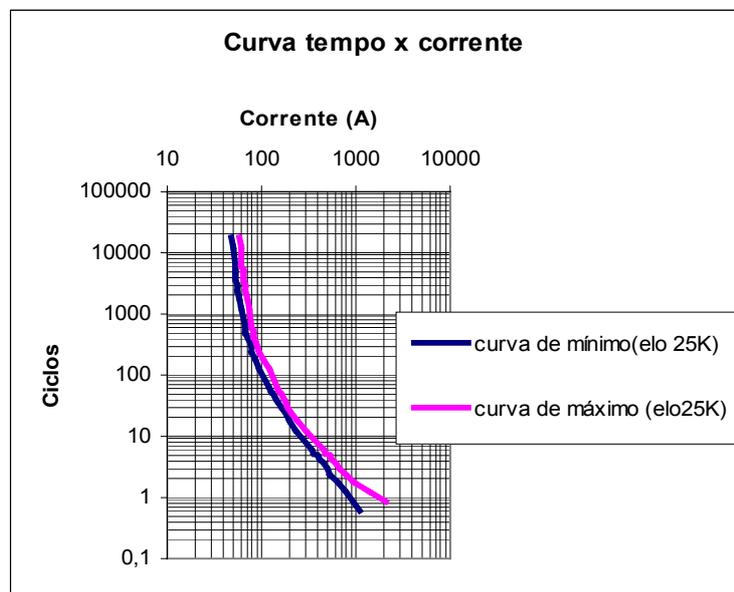
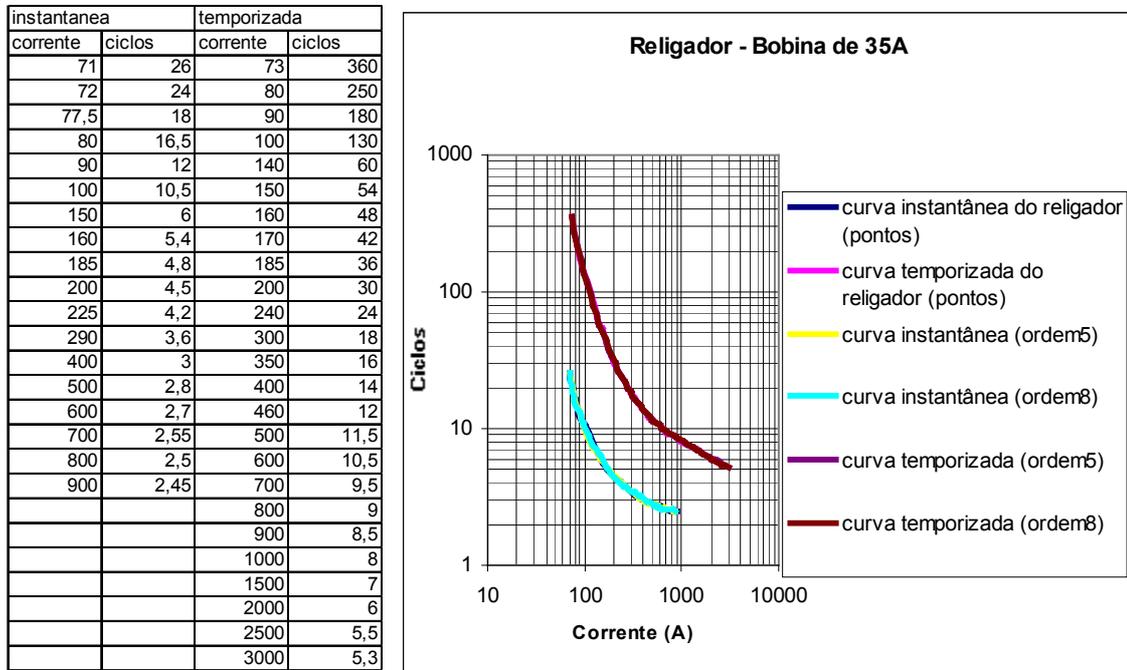


Figura 3.5 - Cadastramento de Curvas de Fusíveis

Para os relés e religadores que não possuem uma equação que descreve as curvas características deve-se utilizar as curvas fornecidas pelo catálogo do fabricante para obter uma equação polinomial que a represente. Esta forma de cadastramento está ilustrada na Fig. 3.6.



**Figura 3.6** - Cadastramento de Curvas de Religadores e Relés

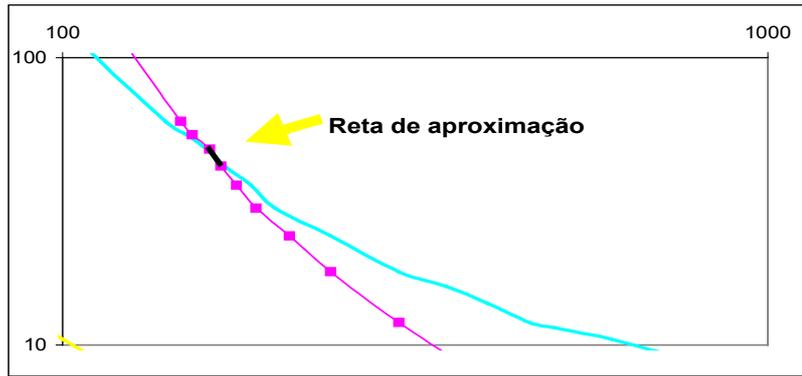
### 3.5. Detalhes do Processo de coordenação e seletividade dos dispositivos:

#### 3.5.1. Coordenação Religador vs. Elo Fusível:

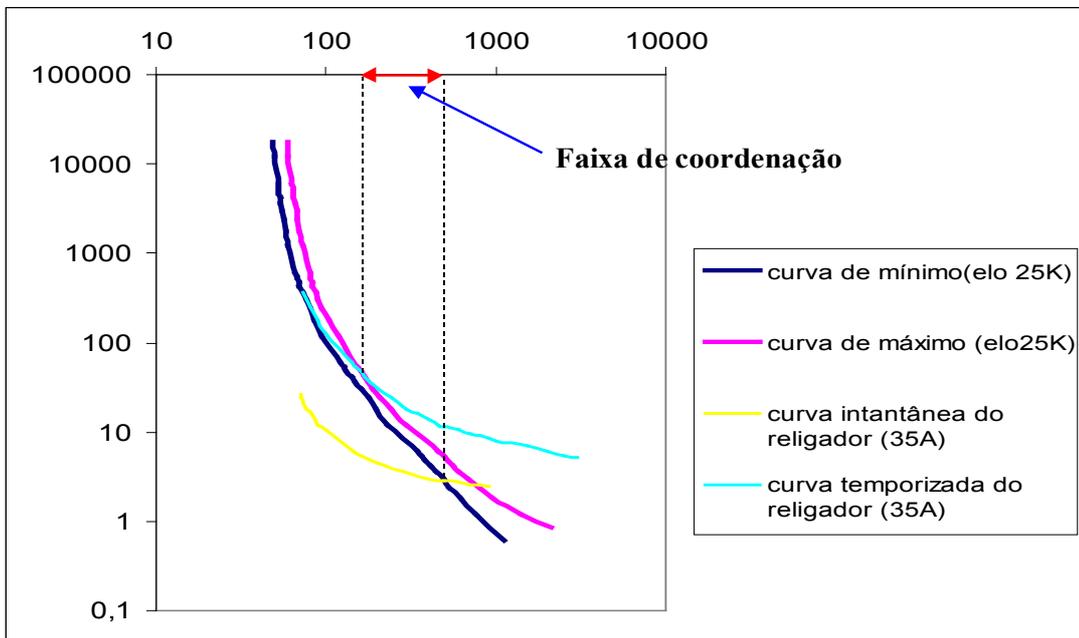
Para encontrar a faixa de coordenação, deve-se encontrar o ponto de intersecção da curva do elo fusível com o religador – Fig. 3.7. Para o elo, como não se dispõe da equação da curva, deve-se identificar qual segmento da curva deste elemento contém a intersecção com a curva do religador. Em seguida, define-se uma equação de reta para este segmento a fim de determinar o ponto de intersecção com a curva do religador.

O valor inicial da faixa de coordenação é obtido a partir da intersecção da curva temporizada do religador com a curva máxima de fusão do elo. A partir do cruzamento da curva instantânea do religador com a curva mínima de fusão do elo, obtemos o valor máximo de coordenação entre estes dispositivos.

Na Fig. 3.7 ilustra-se a técnica implementada, e na Fig. 3.8 ilustra-se a forma como foi obtida a faixa de coordenação para religadores e fusíveis a partir desta metodologia.



**Figura 3.7:** Intersecção das Curvas (Tempo Vs Corrente) do Elo Fusível e do Religador



**Figura 3.8:** Obtenção da Faixa de Coordenação para religadores e fusíveis.

**3.5.2. Integração Relé vs. Religador e Relé vs. Elo:**

Para a análise de integração entre relés e elos fusíveis e entre relés e religadores, verifica-se a diferença do tempo de atuação de cada dispositivo para correntes de falta no intervalo comum. Há coordenação caso sejam atendidos os critérios de diferenças de tempo entre as curvas de atuação dos dispositivos estabelecidos pelas normas técnicas.

## 4. Resultados

---

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos com o programa computacional implementado em linguagem FORTRAN, a partir dos algoritmos detalhados no capítulo anterior. Para testar a metodologia proposta, utilizou-se dois alimentadores reais de distribuição um de 134 barras e outro de 660 barras com consumidores urbanos e rurais. Os diagramas destes alimentadores são apresentados nas Fig. 4.1 e 4.11.

Na realização dos testes foram utilizadas taxas iniciais de recombinação (TR) de 0,85, e de mutação (TM) de 0,05. Em todos os testes considera-se que os GDs estão conectados ao alimentador através de um transformador de isolamento, cuja impedância é considerada juntamente com a impedância do GD. No cálculo de fluxo de potência os GDs são considerados como potência injetando corrente nas barras do alimentador onde estão alocados. As seguintes observações foram consideradas no cálculo das correntes de curto-circuito:

- Os valores das correntes para os curtos-circuitos trifásicos e bifásicos são calculados como valores máximos, ou seja, a impedância de contato será zero.
- As correntes de curto-circuito fase-terra são calculadas com impedância de contato igual à zero (curto-circuito fase-terra máximo), que são usadas para dimensionamento de equipamentos, e com impedância de contato igual a 40 ohms (curto-circuito fase-terra mínimo), que é usado para as verificações de coordenação e seletividade entre os dispositivos.

Deve-se observar que o valor calculado com 40 ohms não será usado para o ajuste dos *pick-ups* dos dispositivos de proteção de terra, uma vez que o valor da corrente do curto-circuito, quando ocorrem faltas de alta impedância, pode ser muito menor que o calculado. O valor a ser ajustado para os dispositivos de proteção de terra será o menor valor oferecido pelo dispositivo.

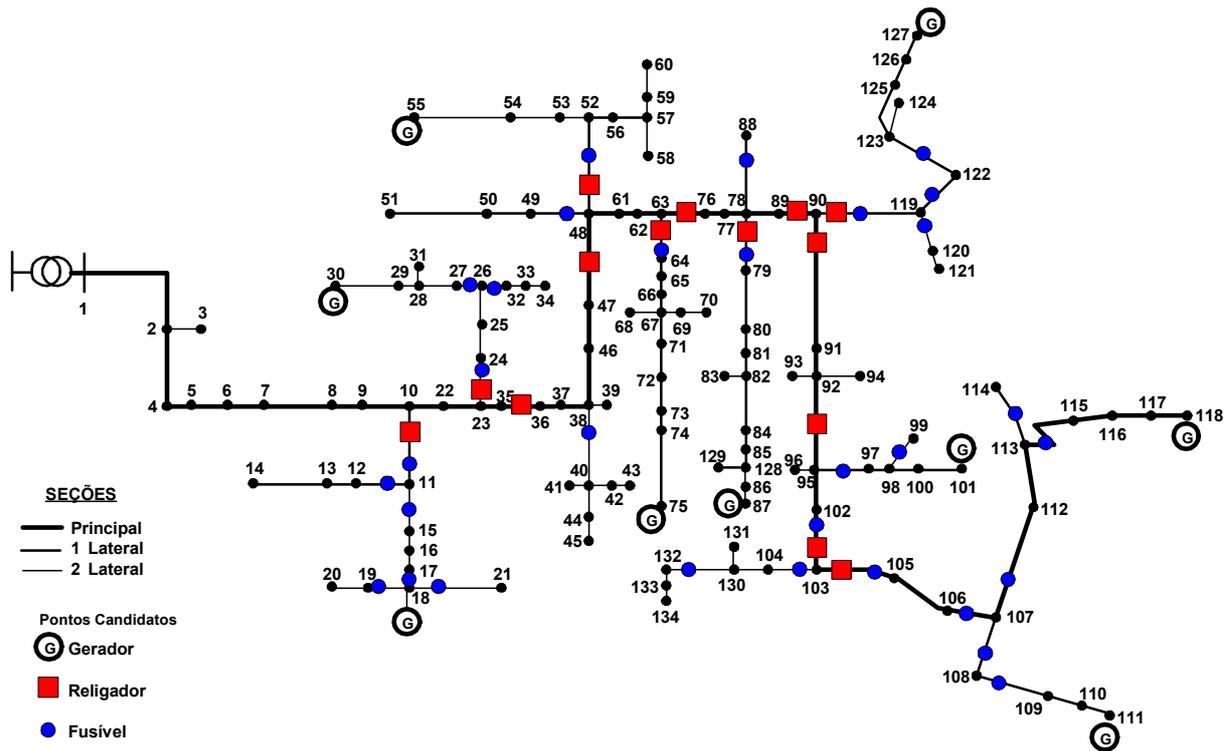


Figura 4.1 – Alimentador de 134 barras

#### 4.1. Testes e resultados para o alimentador de 134 barras:

Para obter os resultados para cada teste com este alimentador, foram efetuadas em média duas vezes cada situação de teste, e selecionado o resultado que apresentou melhor valor para a F.O.. A quantidade de religadores e geradores foi definida para cada condição de teste. A quantidade de elos fusíveis possíveis para alocação não foi limitada. Na Tab. 4.1 apresentam-se os resultados dos testes de alocação dos dispositivos de proteção e dos geradores, a especificação dos elos para cada caso analisado e o respectivo valor da função obtido.

**Tabela 4.1** - Resultado de alocação de dispositivos de proteção e GDs e especificação dos elos fusíveis alocados.

	Caso 1		Caso 2		Caso 3			Caso 4			Caso 5		
Gerador (barras)	-		-		87	101	118	87	111	118	18	111	127
Religador (ramo)	10-11 92-95	35-36	35-36 92-95	48-52	63-64 78-79	63-76 92-95		63-76 92-95			10-11 89-90	63-64 92-95	
Elo-Fusível (ramo)	11-12	6K	10-11	25K	10-11	25K		10-11	25K		11-12	6K	
	11-15	20K	11-12	6K	11-12	6K		11-12	6K		11-15	65K	
	17-18	10K	17-18	10K	18-19	6K		18-19	6K		17-18	40K	
	18-19	6K	18-19	6K	18-21	6K		18-21	6K		18-19	6K	
	18-21	6K	18-21	6K	23-24	25K		23-24	25K		18-21	6K	
	23-24	25K	23-24	25K	26-27	15K		26-27	15K		23-24	25K	
	26-27	15K	26-27	15K	38-40	12K		26-32	12K		26-27	15K	
	26-32	12K	26-32	12K	48-49	10K		38-40	12K		26-32	12K	
	38-40	12K	38-40	12K	48-52	15K		48-49	10K		38-40	12K	
	48-49	10K	48-49	10K	78-88	6K		48-52	15K		48-49	10K	
	48-52	15K	63-64	25K	95-97	40K		63-64	25K		48-52	15K	
	63-64	25K	78-79	25K	98-99	6K		78-79	25K		78-79	25K	
	78-79	25K	78-88	6K	103-104	15K		78-88	6K		78-88	6K	
	78-88	6K	95-97	10K	103-105	65K		95-97	12K		95-97	12K	
	95-97	10K	98-99	6K	107-108	15K		98-99	6K		98-99	6K	
	98-99	6K	102-103	65K	108-109	10K		103-104	15K		103-104	15K	
	103-104	15K	103-104	15K	107-112	40K		103-105	65K		103-105	100K	
	103-105	65K	103-105	40K	113-114	25K		108-109	40K		107-108	65K	
	107-108	15K	108-109	10K	90-119	40K		107-112	40K		108-109	40K	
	108-109	10K	107-112	25K	119-120	6K		113-114	25K		107-112	40K	
	107-112	40K	90-119	25K	119-122	25K		119-120	6K		113-114	25K	
	113-114	25K	119-120	6K	122-123	15K		119-122	25K		113-115	6K	
	113-115	6K	119-122	15K	130-132	8K		122-123	15K		90-119	40K	
90-119	25K	130-132	8K				130-132	8K		119-120	6K		
119-120	6K									119-122	65K		
119-122	15K									130-132	8K		
130-132	8K												
<b>F.O.</b>	87.279		87.452		84.242			85.015			89.592		

Os valores das correntes de curto-circuito e o fluxo de potência foram obtidos considerando que todos os geradores alocados são iguais, possuem a potência de 1 MVA e reatância indutiva de  $6,2972\Omega$ ,  $3,7837\Omega$  e  $1,6758\Omega$  de seqüência positiva, negativa e zero, respectivamente. Os índices de faltas permanentes e temporários utilizadas nos testes são  $\lambda=0,00055$ ,  $\gamma = 0,0015$  (Faltas/km/Ano), respectivamente.

Para os casos 1 e 2, não se consideram geradores distribuídos alocados no alimentador. No caso 1, o número máximo permitido de religadores a serem alocados no alimentador foi restrito à quatro, já para o caso 2, esse número passou para três religadores. É interessante observar que mesmo para condição de teste que é possível alocar até quatro religadores, o número de religadores alocados foi de três, ou seja, mesmo alocando religador em outro ponto qualquer da rede, o valor da função não é melhorado.

Para os casos 3 e 4, considera-se a possibilidade de alocar três geradores distribuídos no alimentador, que obrigatoriamente devem ser alocados nos pontos candidatos previamente selecionados no alimentador. A quantidade de religadores disponíveis para alocação ficou limitada em quatro e três, respectivamente. Para o caso 3, a utilização de quatro religadores se tornou necessária pelo fato de que não mais o algoritmo limitou-se em observar apenas quantidade de carga desligada pela atuação somente dos religadores, mas sim, houve a necessidade de prever a possibilidade de ilhamento elétrico, e de os religadores cumprirem

também a função de chaves de manobras.

Para o caso 4, é interessante observar que mesmo havendo três religadores possíveis para alocação, o algoritmo encontrou um valor ótimo alocando apenas dois religadores, e que o valor da função obtida apresenta valor muito próximo ao do Caso 3. Isto se deve ao fato de que o algoritmo de solução (AG) possui característica probabilística, ou seja, para cada simulação realizada provavelmente será apresentado um resultado de alocação diferente, chamados também de ótimos locais. O valor ótimo global (melhor valor possível para a função) pode exigir um grande esforço computacional, o que acarretaria em pouca aplicação prática. Contudo, havendo esses vários ótimos locais com resultados coerentes e de boa qualidade, existe a possibilidade de aplicar essa ferramenta computacional no estudo de planejamento de sistemas de distribuição, e dessa forma em pouco tempo, o usuário possuirá diferentes resultados viáveis economicamente. O resultado que apresentar o melhor compromisso técnico e econômico poderá ser escolhido e implementado na prática.

Durante os testes com o sistema computacional para especificação, seletividade e coordenação da proteção verificam-se alguns problemas envolvendo a coordenação entre religadores e elos:

- Especificação de elos com valores superiores a 65K, o que torna-se impraticável qualquer coordenação com religadores a montante deste ponto;
- Alocação de elos no caminho entre a subestação e o gerador distribuído, o que pode acarretar em má operação e/ou operação indevida dos dispositivos de proteção.

Para contornar esse problema, pode-se agir a princípio de três formas diferentes:

- Utilizar as configurações obtidas que não apresentam os problemas citados acima;
- Retirar do conjunto de barras candidatas os pontos que apresentam problema de necessitar elos fusíveis acima de 65K e realizar novas simulações do modelo otimizado;
- Não considerar os elos fusíveis alocados nesses pontos e aplicar essa configuração na prática, ajustando o religador para coordenar com os elos de sua zona de proteção.

Com este procedimento perde-se a qualidade da solução obtida de forma otimizada.

Desta forma, a interatividade e a facilidade de realizar novos estudos são os principais aspectos que viabilizam a aplicação da ferramenta computacional proposta para o desenvolvimento de projetos de proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica. Visto isto, para visualizar a aplicação da ferramenta de coordenação entre religadores e elos fusíveis, foi efetuada a simulação para o caso 3. Na Fig. 4.2 ilustra-se o resultado obtido para este caso (Tab. 4.1), juntamente com o nível de curto-circuito e corrente de carga em vários

pontos do alimentador. Para evitar operações indevidas, os elos que se encontram no caminho SE-GDs são excluídos da configuração. Outro fator que influi na coordenação da proteção para sistemas com GDs é a especificação de elos fusíveis com valores superiores a 25K, como é apresentado no item 3.2. do apêndice B. Diante disto, estes elos também foram retirados desta configuração para realização da coordenação. Este procedimento provoca uma pequena degradação da F.O., resultando num valor de 86.654. Para fins de ilustrar a interface gráfica, nas Fig. 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6 apresentam-se as curvas de coordenação entre os dispositivos.

Na Fig. 4.3 ilustra-se a coordenação entre o relé da subestação e o religador que está alocado no ramo (63-64). Ressalta-se que somente é apresentada a coordenação para a unidade de terra, já que para a unidade de fase, os valores de corrente que sensibilizam o religador são bem inferiores aos do relé. Nesta configuração é garantida seletividade entre estes dispositivos.

Na Fig. 4.4 é ilustrada a coordenação entre o relé da subestação, o religador do ramo 63-76 e o maior elo fusível (23-24) presente na região prioritariamente sob proteção do relé. Neste caso observa-se que é garantida a coordenação entre o relé da subestação e o religador para valores de correntes de curto circuito fase-terra mínimo inferiores a 200 A. Como o nível de curto-circuito fase-terra mínimo para esta alimentador apresenta esta característica, é garantida a coordenação para esses dispositivos. Para estes dispositivos é observado o mesmo problema para valores de fase apresentado para figura anterior.

Na Fig. 4.5 ilustra-se a coordenação entre os religadores dos ramos (63-76) e (92-95). Devido ao fato de ambos religadores coordenarem com elos fusíveis de 25K dentro de suas zonas de proteção, e das curvas temporizadas dos religadores já estarem no ajuste mais lento possível, para garantir a coordenação com os respectivos elos fusíveis de cada zona de proteção (problema ilustrado no Apêndice B), é necessário que haja ajustes diferentes de operação para cada religador, mesmo que se adotem curvas com características diferentes, como *normalmente inversa* para o religador do ramo (63-76) e *muito inversa* para o religador ramo (92-95). Para isto, poderia se ajustar duas operações rápidas e duas temporizadas para o religador mais próximo às cargas, e três operações rápidas e uma temporizada para o religador próximo à subestação, por exemplo.

As faixas de coordenação 1 e 2 ilustradas na figura 4.5(a) mostram a coordenação entre os religadores do ramo (92-95) e (63-76) com os respectivos maiores elos encontrados dentro de suas zonas de atuação. Para o religador do ramo (92-95), o maior e menor valor de corrente de falta dentro da zona de proteção ilustrada são, 197A e 194A, respectivamente. A média do valor da parcela de corrente que sensibiliza o religador na ocorrência de falta nesta

situação é 113A. Para a coordenação entre o religador do ramo (63-76) e o elo do ramo (113-114), o maior e menor valor de corrente de falta dentro da zona de proteção destes dispositivos são 196A e 195A, respectivamente. A parcela de corrente que sensibiliza o religador na ocorrência de defeito dentro de sua zona de proteção é 100A, logo em ambos os casos a coordenação é garantida.

Na Fig. 4.6 ilustra-se a coordenação entre os religadores dos ramos (63-76) e (78-79).

O mesmo procedimento foi realizado para obter coordenação e ajustes dos dispositivos de proteção para os outros casos apresentados na Tab. 4.1. Os resultados dos ajustes dos dispositivos de proteção, para todos os testes estão apresentados na Tab. 4.2.

Uma análise que comprova a eficiência da metodologia implementada está relacionada com a alocação de religador no ramo 63-64 para o Caso 3, ao invés da ramo 10-11, como ocorre no Caso 1. Analisando o carregamento dos ramais, o iniciado no ramo 63-64 possui praticamente o dobro de carga do ramal iniciado no ramo 10-11, diante disto o primeiro possui prioridade de proteção em relação ao segundo. No Caso 1, o ramal do ramo 63-64 se encontra protegido pelo religador do ramo 35-36, neste sentido, no Caso 3 houve a necessidade de proteger este ramo, ao invés do ramo 10-11. Para efeito de análise da alteração no valor da F.O., caso fosse alocado religador no ramo 10-11, ao invés do ramo 63-64, o novo valor seria degradado passando para *84.581*.

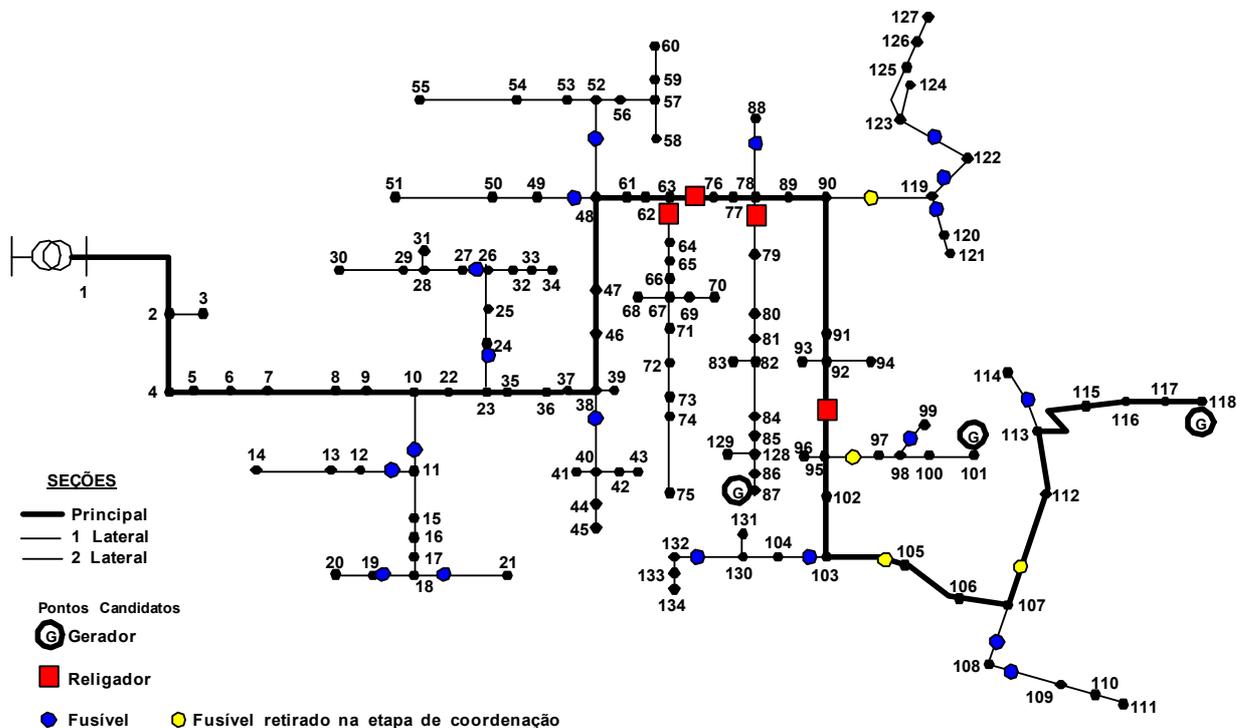
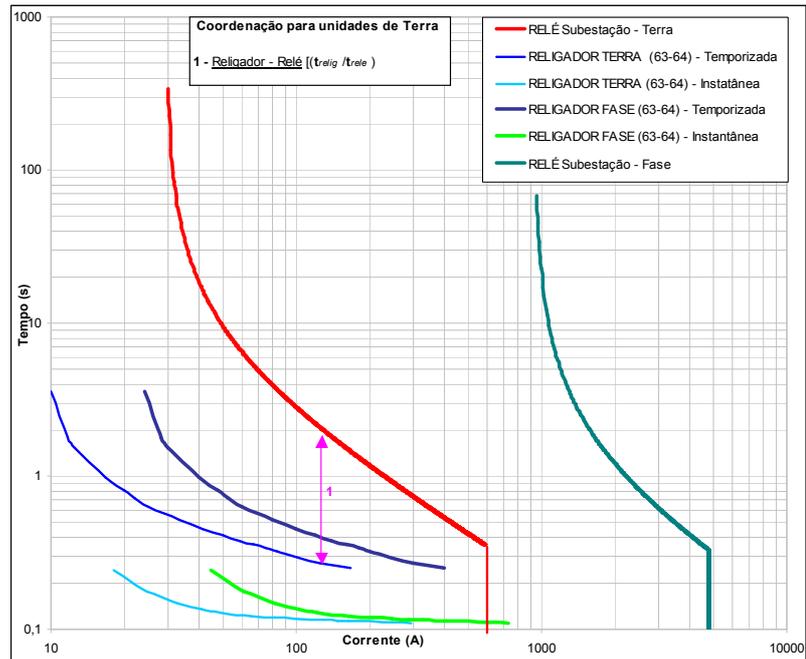
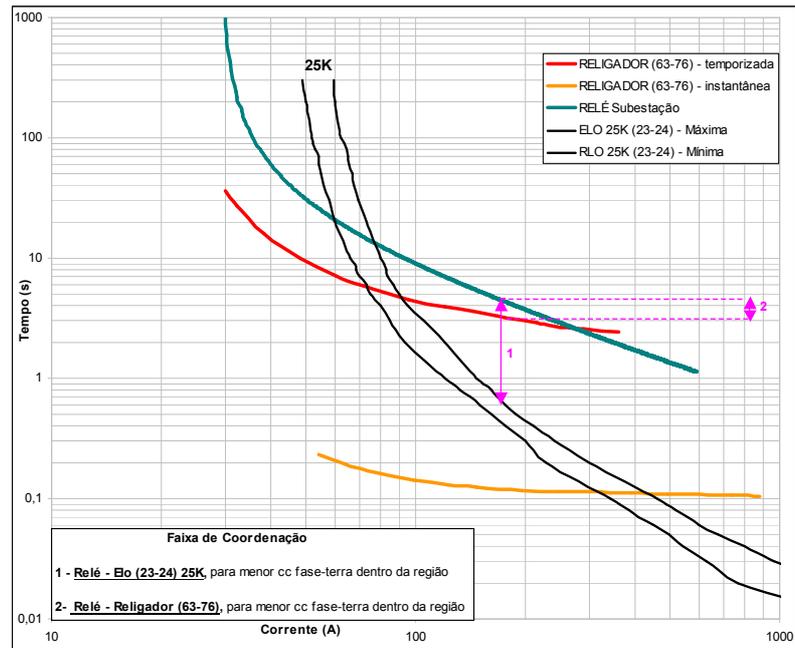


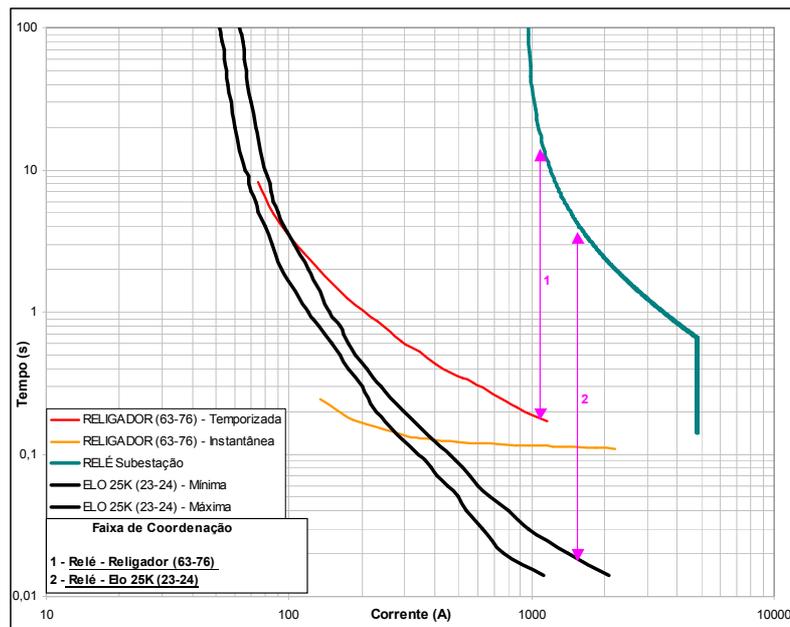
Figura 4.2 – Resultado da alocação de dispositivos obtida - CASO 3.



**Figura 4.3** – Curvas de Coordenação entre Dispositivos de Proteção (Relé da Subestação e religador do ramo (63-64), Unidades de Fase e Terra).

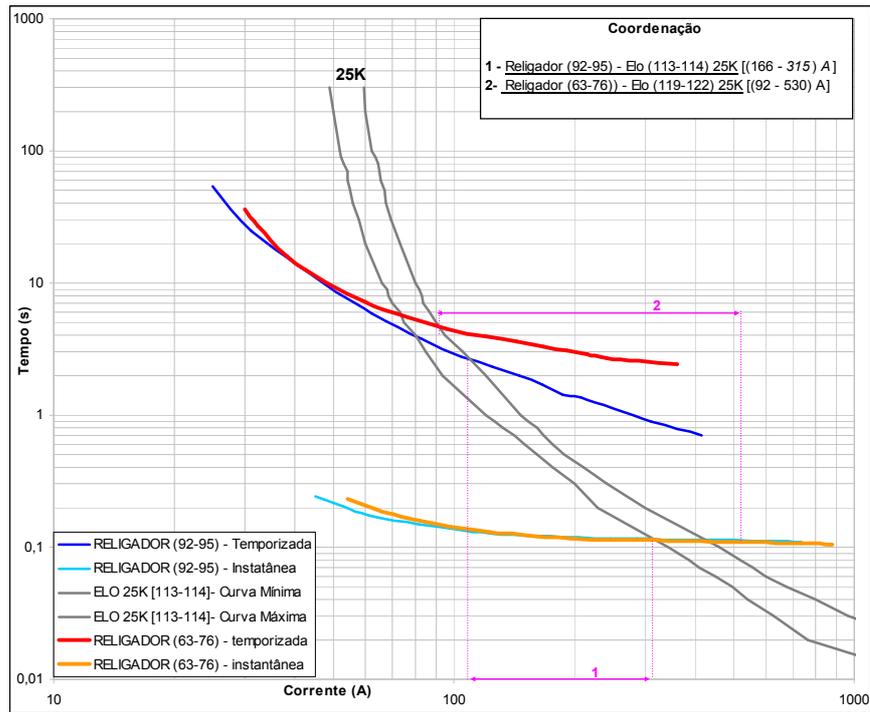


(a)

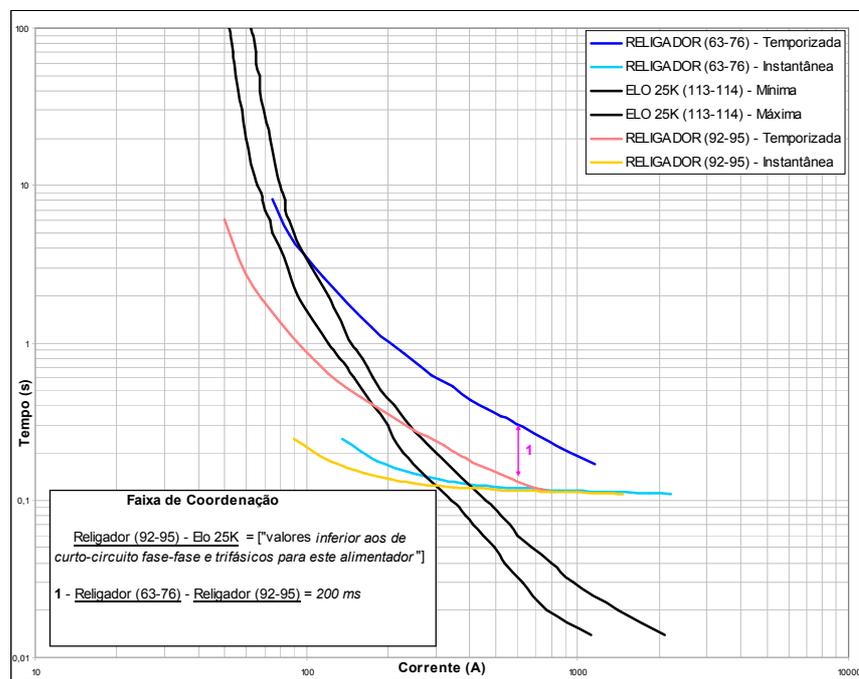


(b)

**Figura 4.4** – Curvas de Coordenação entre Dispositivos de Proteção (Relé da Subestação, Elo 25K ramo (23-24) e religador (63-76). (a) Unidades de Terra, (b) Unidades de Fase.

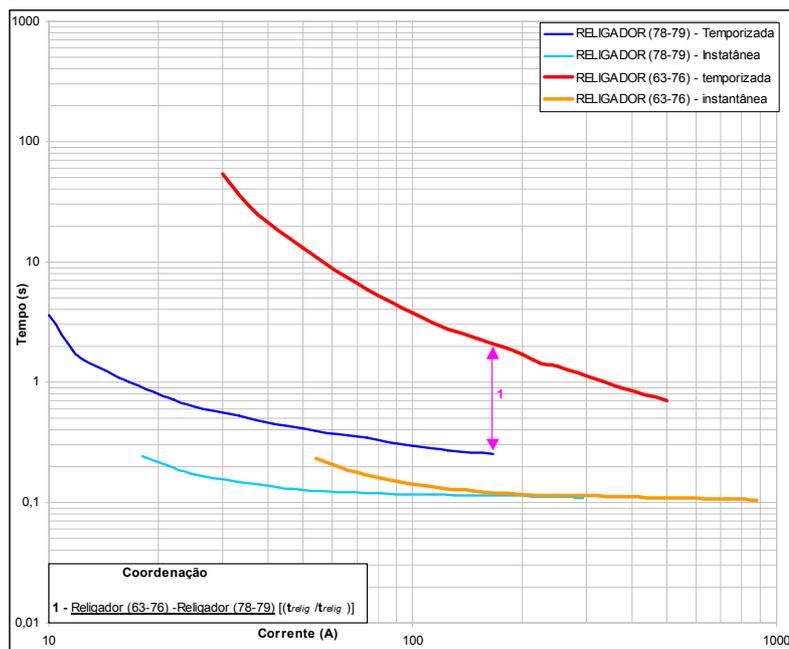


(a)

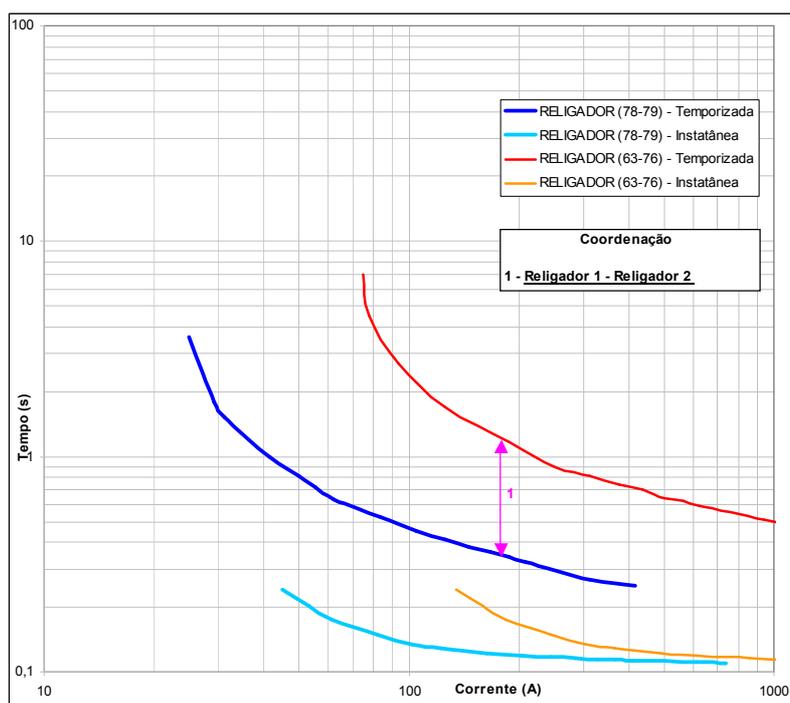


(b)

**Figura 4.5** – Curvas de Coordenação entre Dispositivos de Proteção (Religadores (63-76) e (92-95), e elos dos ramos (90-119) de 40K e (113-114) de 25K). (a) Unidades de Terra, (b) Unidades de Fase.



(a)



(b)

**Figura 4.6** – Curvas de Coordenação entre Dispositivos de Proteção (Religadores (63-76) e (78-79)).

(a) Unidades de Terra, (b) Unidades de Fase.

TABELA 4.2: Especificação dos Dispositivos de Proteção – Alimentador 134 barras.

<b>CASO 1</b>					
Dispositivo	Religadores				Relés
Ramo	10-11	92-95	78-79		Subestação
Modelo	Eletrônico	Eletrônico	Eletrônico		Eletromecânico
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 0,1e 0,4	São únicas 0,1 e 0,4	São únicas 0,2 e 1,0		----- 0,3 e 0,7
TapTF, TapIF, TapTT, TapIT, (**)	-----	-----	-----		4 ; 30 ; 0,5 ; 10
Pick-up de terra (A)	20	25	25		50
Pick-up de fase (A)	25	50	150		960
Tempo de Religamento	2,0 s	2,0s	2,0s		-----
Número de operações rápidas	2	2	2		-----
<b>CASO 2</b>					
Dispositivo	Religadores				Relés
Ramo	35-36	48-52	92-95		Subestação
Modelo	Eletrônico	Eletrônico	Eletrônico		Eletromecânico
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 0,2 e 0,3	São únicas 0,1 e 0,1	São únicas 0,1 e 0,2		----- 0,3 e 1,3
TapTF, TapIF, TapTT, TapIT, (**)	-----	-----	-----		4 ; 40 ; 0,5 ; 10
Pick-up de terra (A)	20	10	20		40
Pick-up de fase (A)	150	25	50		960
Tempo de Religamento	2,0 s	2,0s	2,0s		-----
Número de operações rápidas	2	2	2		-----
<b>CASO 3</b>					
Dispositivo	Religadores				Relés
Ramo	63-76	63-64	78-79	92-95	Subestação
Modelo	Eletrônico	Eletrônico	Eletrônico	Eletrônico	Eletrônico
RTC(*)	100-1	100 - 1	100 - 1	100 - 1	600-5
Fator de Escala	1,8	1,8	1,8	1,8	-----
Curvas (inst. fase e terra, temp de fase e terra)	São únicas 0,2 e 1,0	São únicas 0,1 e 0,1	São únicas 0,1 e 0,1	São únicas 0,1 e 1,0	----- 0,3 e 1,6
TapTF, TapIF, TapTT, TapIT, (**)	-----	-----	-----	-----	4 ; 30 ; 0,5 ; 10
Pick-up de terra (A)	30	10	10	30	60
Pick-up de fase (A)	75	25	25	50	960
Tempo de Religamento	2,0 s	2,0s	2,0s	2,0s	-----
Número de operações rápidas	2	2	2	2	-----
<b>CASO 4</b>					
Dispositivo	Religadores				Relés
Ramo	63-76	92-95			Subestação
Modelo	Eletrônico	Eletrônico			Eletromecânico
RTC(*)	100-1	100 - 1			600-5
Fator de Escala	1,8	1,8			-----
Curvas (inst. fase e terra, temp de fase e terra)	São únicas 0,2 e 0,3	São únicas 0,1 e 0,2			----- 0,3 e 1,3
TapTF, TapIF, TapTT, TapIT, (**)	-----	-----			4 ; 70 ; 0,5 ; 10
Pick-up de terra (A)	20	20			40
Pick-up de fase (A)	75	50			960
Tempo de Religamento	2,0 s	2,0s			-----
Número de operações rápidas	2	2			-----
<b>CASO 5</b>					
Dispositivo	Religadores				Relés

<b>Ramo</b>	<i>10-11</i>	<i>63-64</i>	<i>89-90</i>	<i>92-95</i>	<i>Subestação</i>
<b>Modelo</b>	<i>Eletrônico</i>	<i>Eletrônico</i>	<i>Eletrônico</i>	<i>Eletrônico</i>	<i>Eletromecânico</i>
<b>RTC(*)</b>	<i>100-1</i>	<i>100 - 1</i>	<i>100 - 1</i>	<i>100 - 1</i>	<i>600-5</i>
<b>Fator de Escala</b>	<i>1,8</i>	<i>1,8</i>	<i>1,8</i>	<i>1,8</i>	<i>-----</i>
<b>Curvas (inst. fase e terra, temp de fase e terra)</b>	<i>São únicas</i> <i>0,1 e 1,0</i>	<i>São únicas</i> <i>0,1 e 0,1</i>	<i>São únicas</i> <i>0,2 e 1,0</i>	<i>São únicas</i> <i>0,1 e 0,2</i>	<i>-----</i> <i>0,3 e 1,8</i>
<b>TapTF, TapIF, TapTT, TapIT, (**)</b>	<i>-----</i>	<i>-----</i>	<i>-----</i>	<i>-----</i>	<i>4 ; 30 ; 0,5 ; 10</i>
<b>Pick-up de terra (A)</b>	<i>25</i>	<i>10</i>	<i>25</i>	<i>20</i>	<i>50</i>
<b>Pick-up de fase (A)</b>	<i>25</i>	<i>25</i>	<i>50</i>	<i>25</i>	<i>960</i>
<b>Tempo de Religamento</b>	<i>2,0 s</i>	<i>2,0s</i>	<i>2,0s</i>	<i>2,0s</i>	<i>-----</i>
<b>Número de operações rápidas</b>	<i>2</i>	<i>2</i>	<i>2</i>	<i>2</i>	<i>-----</i>

(\*) RTC – Relação de transformação de corrente

(\*\*) TapTF, TapIF, TapTTe TapIT: Tap temporizada de fase, instantânea de fase, temporizada de terra e instantânea de terra, respectivamente.

Outra utilidade da aplicação prática da metodologia proposta é ilustrada no caso 5. Nesta situação é fixada a posição dos geradores, ou seja, para o caso de haver a necessidade de realizar um estudo prevendo possíveis geradores que irão entrar em operação e/ou que já possuam local fixo para instalação, o algoritmo permite encontrar soluções viáveis para localização dos dispositivos de proteção, de tal forma que a menor quantidade de consumidores seja desligada na ocorrência de uma falta, seja ela transitória ou permanente.

As Fig. 4.7, 4.8, 4.9, 4.10 ilustram a alocação dos dispositivos para os casos 1, 2, 4 e 5, respectivamente, juntamente com os níveis de curto-circuito e corrente de carga para diversos pontos do alimentador estudado.

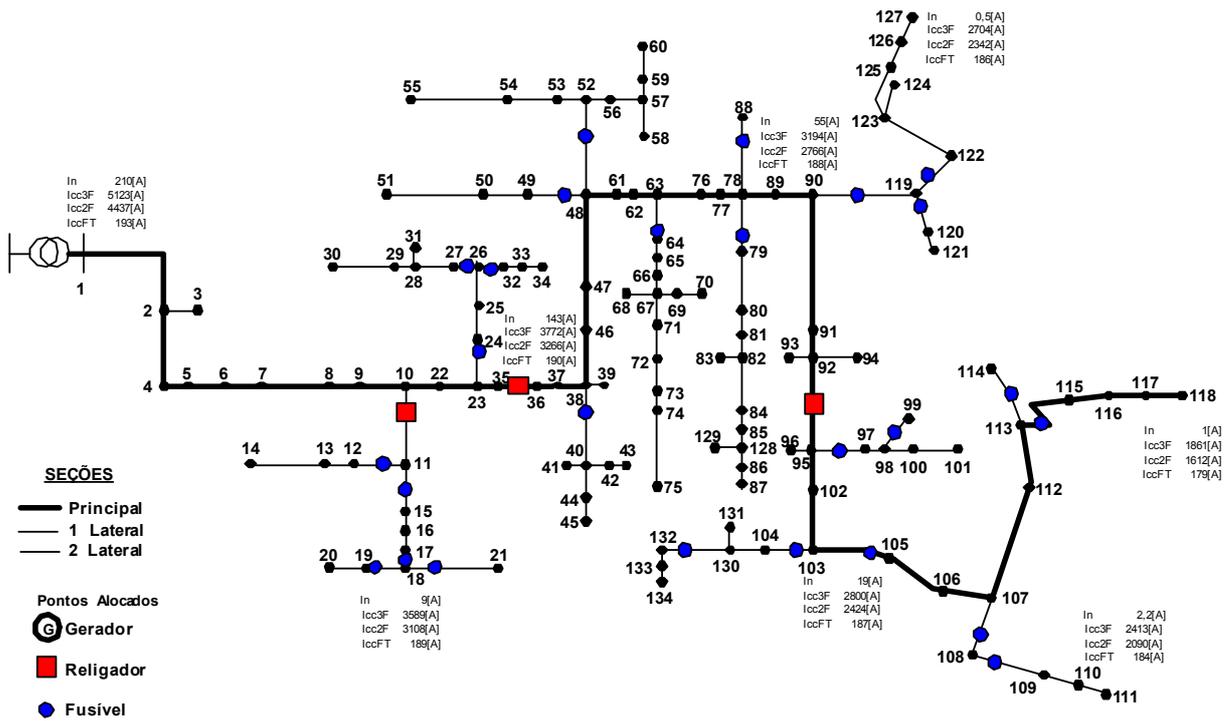


Figura 4.7 – Resultado de alocação de dispositivos obtida - CASO 1.

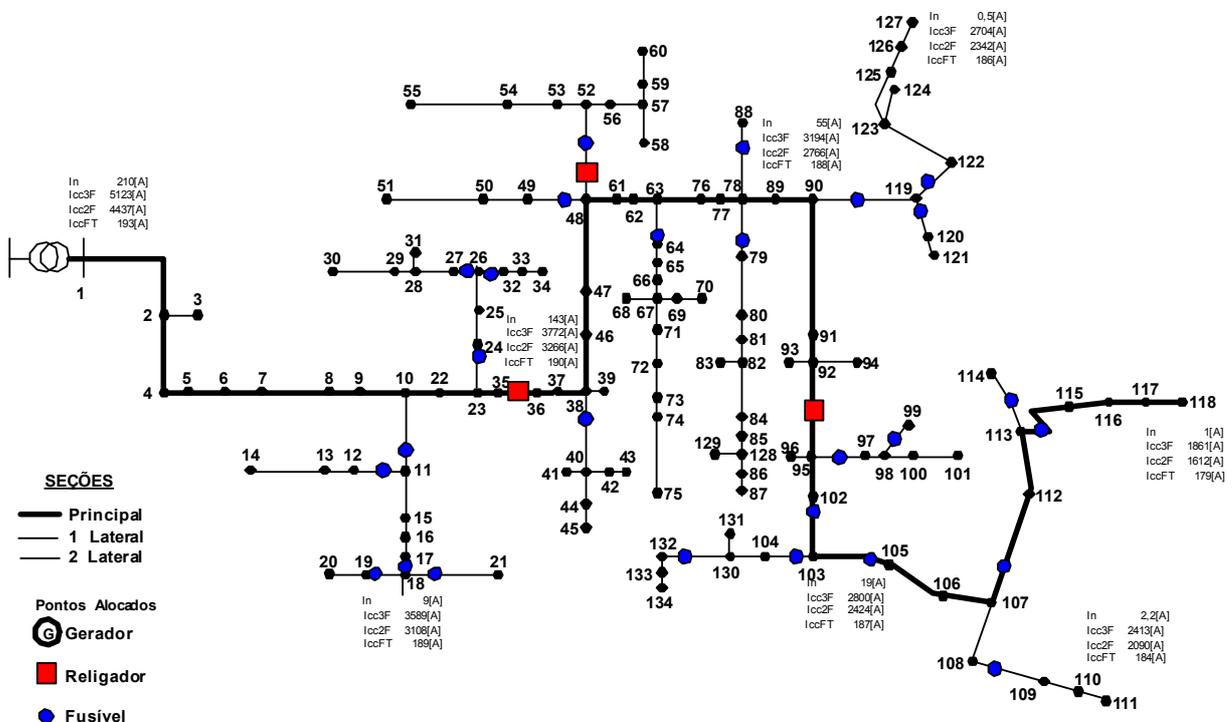


Figura 4.8 – Resultado de alocação de dispositivos obtida - CASO 2.

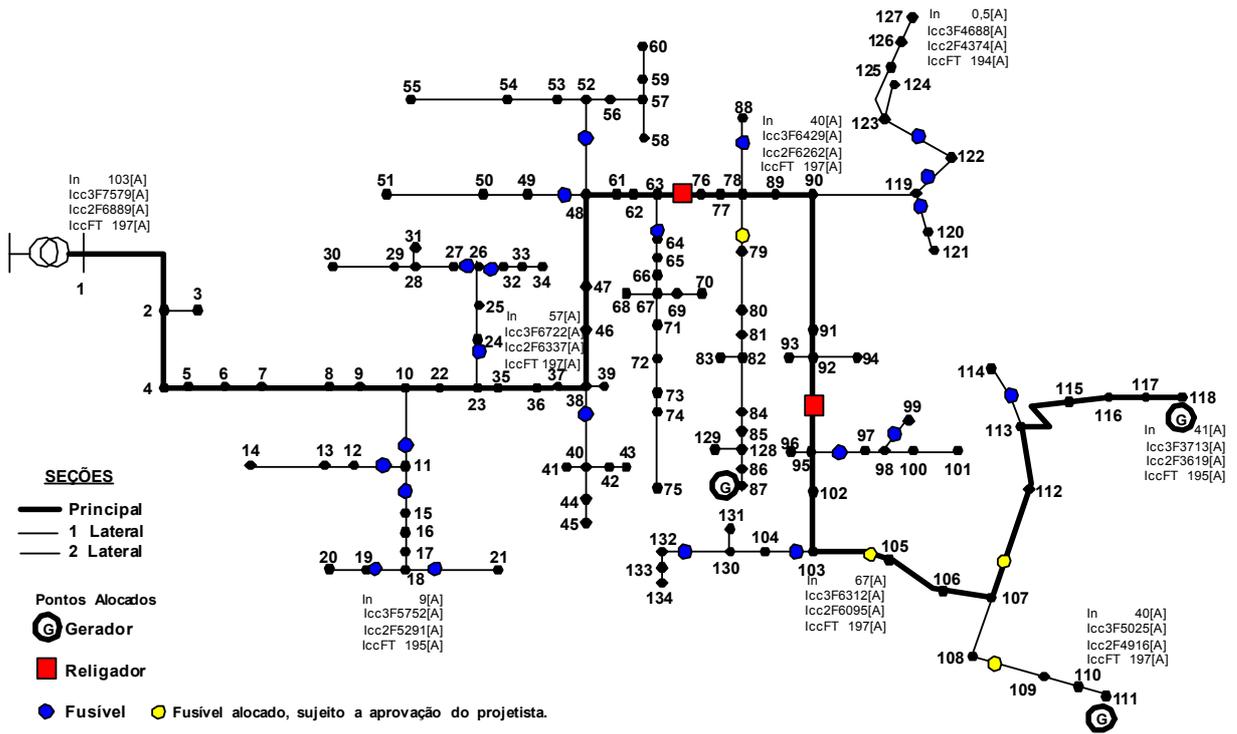


Figura 4.9: – Ilustração do resultado de alocação de dispositivos obtida para o CASO 4, juntamente com o nível de curto-circuito e corrente de carga para diversos pontos do alimentador.

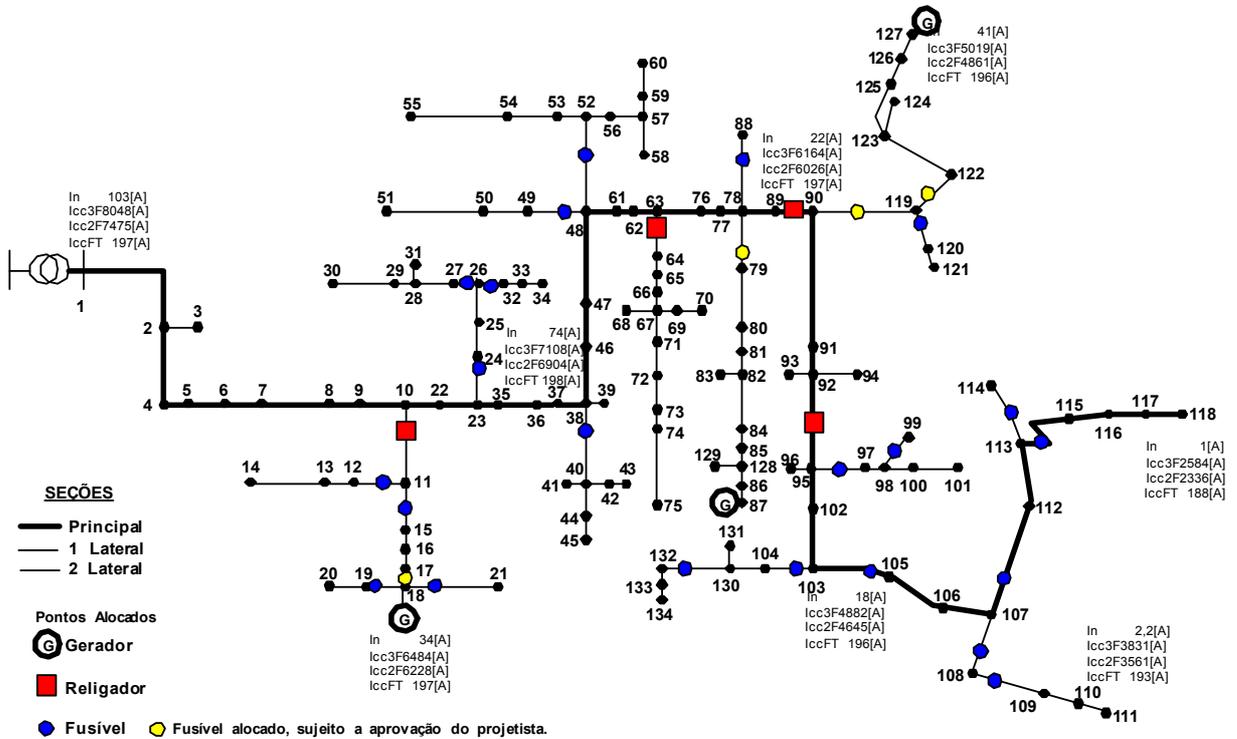


Figura 4.10 – Resultado de alocação de dispositivos obtida - CASO 5.

#### 4.2. Testes para o alimentador de 660 barras:

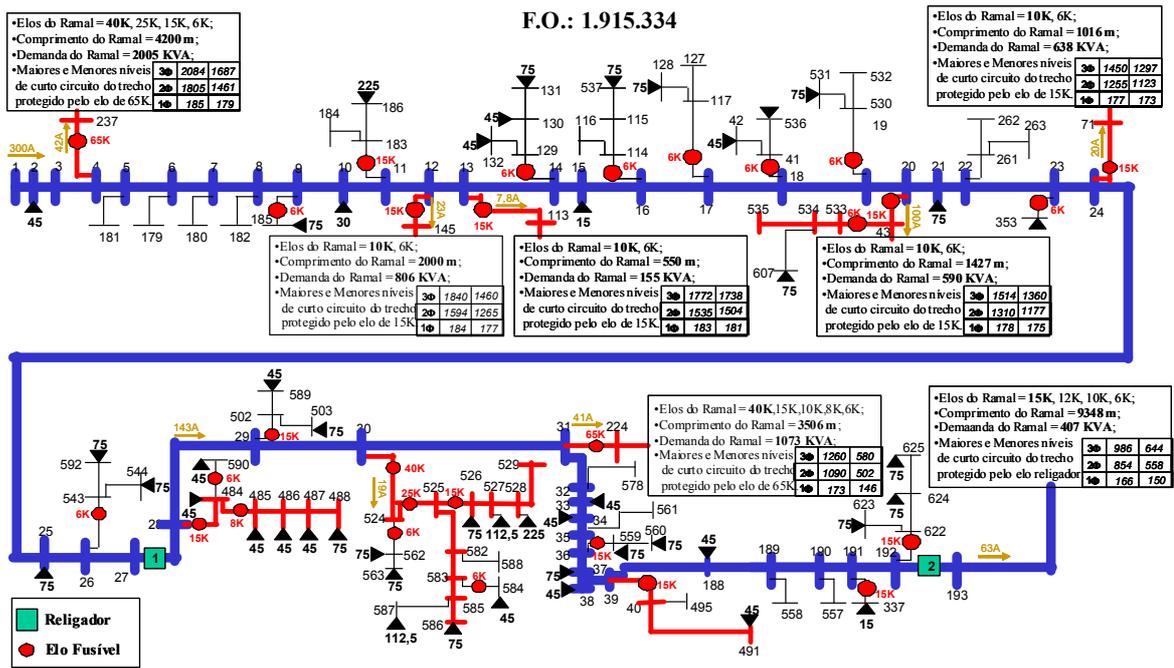
Para continuar a avaliação do protótipo do programa, utilizou-se um alimentador real de distribuição de 660 barras. Os resultados dos testes de alocação da proteção obtidos através da técnica otimizada, estão representadas na Fig. 4.6.(a), 4.6.(b) e na Tab. 4.3. Na Fig. 4.6.(a) ilustra-se uma configuração sem GDs, e na Fig. 4.6.(b) apresentam-se os resultados com a alocação de dois GDs. Os índices de faltas permanentes e temporárias utilizadas nos testes com este alimentador foram, respectivamente  $\lambda = 0,0055$  e  $\gamma = 0,015$  falhas/km/ano.

No primeiro caso, foi prevista a alocação de dois religadores ao longo da rede. Observa-se nesta configuração que a localização dos religadores privilegiam locais que protegem a maior quantidade possível de cargas.

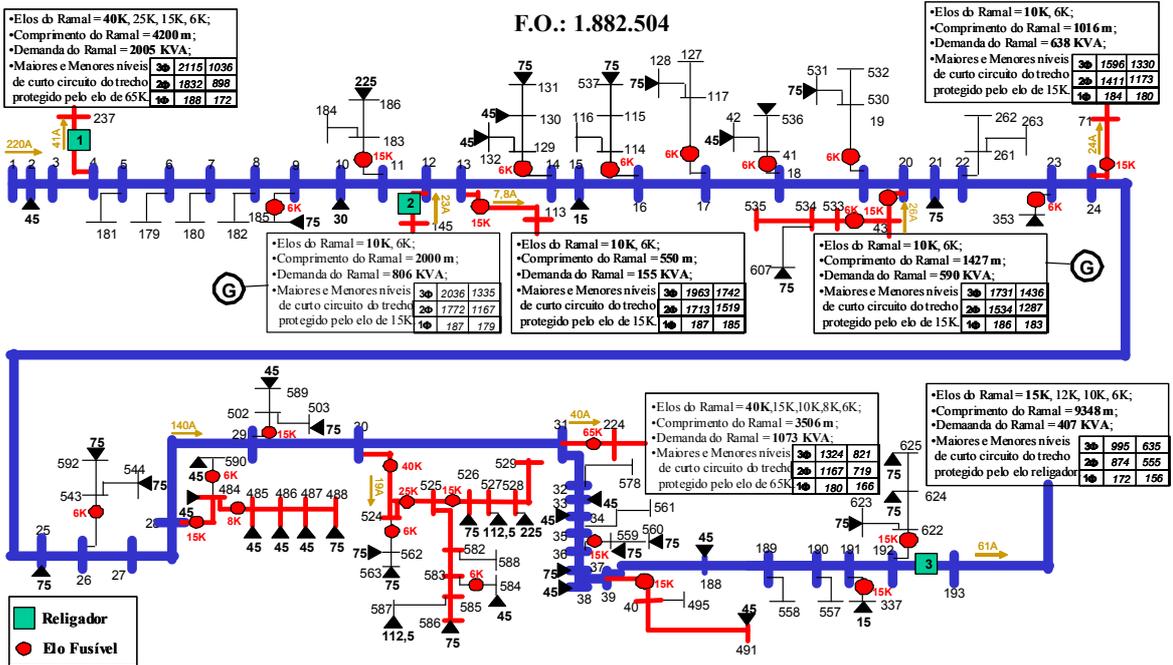
Na simulação prevendo-se a alocação de geradores distribuídos (GDs) permitiu-se a alocação de três religadores, tentando assim obter um resultado de alocação que privilegiasse o ilhamento elétrico. Na Figura 4.6.(b) é possível observar que isto não ocorreu para ambos os GDs. Somente para o gerador localizado na barra 478 é possível efetuar o ilhamento. Isto ocorre porque nem sempre os benefícios da alocação de religador em determinado ramo, de tal forma a possibilitar ilhamento para uma pequena quantidade de carga, são superiores aos benefícios da alocação de religador em ramo que proteja uma grande quantidade de cargas. Ou seja, o custo da manutenção de ilhamento elétrico pode ser superior ao custo de evitar que cargas sejam desligadas desnecessariamente na ocorrência de faltas temporárias.

**Tabela 4.3:** Ajustes dos Dispositivos de Proteção – Alimentador 660 barras.

Dispositivo	Situação 1 (Sem GD)			Situação 2 (Com GD: Barras 123 e 478)			
	Religadores		Relé	Religadores			Relé
Ramo	27 - 28 (1)	192 - 193	Subest	12-145	4-237	192 - 193	Subest
Fator de Escala	1,8	1,8	-----	1,8	1,8	1,8	-----
Curvas Inst. (fase e terra)	únicas	únicas	-----	únicas	únicas	únicas	-----
Curvas Temp. (fase e terra)	0,2 e 1,0	0,1 e 0,25	0,1 e 1,7	0,1 e 1,0	0,1 e 1,0	0,1 e 0,2	0,1 e 1,7
TapTF, TapIF, TapTT, TapIT, (*)	-----	-----	4 ; 40 ; 0,1666 ; 20	-----	-----	-----	4 ; 40 ; 0,1666 ; 20
Pick-up de terra (A)	30	25	40	30	30	20	40
Pick-up de fase (A)	175	75	960	25	50	75	960



(a)



(b)

Figura 4.11: – Alimentador 660 barras: (a) Configuração sem GD, (b) Configuração com GD

## **5. Conclusões e Trabalhos Futuros**

---

O problema de alocação integrada de dispositivos de proteção e geradores distribuídos em que considera a melhoria dos índices de confiabilidade do alimentador e o atendimento de restrições operacionais é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM). Os resultados obtidos com os testes efetuados na implementação computacional deste modelo matemático são de qualidade superior, quando comparados com as técnicas heurísticas utilizadas pelos setores de planejamento de algumas empresas distribuidoras. Os índices de confiabilidade do alimentador sofrem sensível melhoria.

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 reais de interrupção do fornecimento de energia para cada classe de consumidores que variam de concessionária para concessionária.

A metodologia proposta neste trabalho contempla a fase de seletividade, coordenação e especificação dos dispositivos de proteção uma vez efetuada a alocação

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 dispositivos de proteção e dos GDs. 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 à alocação inadequada de chaves de proteção vão se apresentar ao planejador do sistema, mostrando-lhe todas as diretrizes que devem ser adotadas para redefinição do problema tais como, adequação da base de dados, seleção adequada dos pontos de alocação de dispositivos e GDs 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. A integração da alocação otimizada e a especificação, coordenação e seletividade da proteção, conforme proposta neste trabalho, constitui-se um sistema inteligente para análise e tomada de decisão no projeto da proteção de sistemas aéreos de distribuição.

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

- Implementar melhorias no algoritmo genético para melhorar o desempenho computacional e qualidade dos resultados.
- Desenvolver e implementar algoritmos para alocação de dispositivos de proteção e GDs, usando o GRASP (*Greed Randomized Adaptive Seerch*) como técnica de solução do modelo de otimização;
- 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 permitam contemplar no modelo matemático os benefícios da alocação de dispositivos de proteção e GDs para o planejamento da operação, custos da confiabilidade dos sistemas e os custos de aquisição destes dispositivos. 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 e GDs no planejamento da restauração da rede de distribuição.

- Estender o modelo para efetuar estudos de planejamento de longo prazo, considerando-se taxas de retorno de investimento na aquisição e instalação de dispositivos de controle e proteção e dos GDs.
- Desenvolver estudos de natureza dinâmica para análise do impacto da alocação do GDs nos pontos selecionados pelo algoritmo de otimização.
- Analisar detalhadamente sob os aspectos técnicos e econômicos as vantagens e desvantagens da possibilidade do sistema operar com GDs de forma ilhada, considerando-se as condições de equipamentos disponíveis atualmente no mercado.

## Referências

---

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 6 jun. 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução normativa No. 24 de 27 de Janeiro de 2000**. Rio de Janeiro: ANATEL, 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução normativa No. 24 de 19 de Janeiro de 2004**. Rio de Janeiro: ANATEL, 2004.

BAE, I., KIM, J. Reliability evaluation of distributed generation based on operation mode. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.22, n.2, p.785-790, 2007.

BARKER, P. ; MELLO, R.W. Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1- Radial power systems. **IEEE Power Eng. Soc. Summer Power Meeting**, pp. 1645-1658, 2000.

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

BROADWATER, R.P.; THOMPSON, J.C. Computer-aided protection system design with reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.6, n.1, p. 260– 266, 1991.

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**, New York, v.9, n.2, p.1115 – 1128, 1994.

CAMPITELLI, E.M.; SILVA, L.G. W.; PEREIRA, R.A.F.; MANTOVANI, J.R.S. Sistema inteligente para alocação e coordenação de proteção contra sobrecorrentes em redes radiais de distribuição de energia elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 16, 2006, Salvador. Anais... Salvador: SBA, 2006. Disponível em: <[http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee/papers/CBA06\\_Protec\\_Coordena\\_Campiteli.pdf](http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee/papers/CBA06_Protec_Coordena_Campiteli.pdf)> Acesso em: 25 abr. 2007.

CAMPITELLI, E.M.; SILVA, L.G. W.; PEREIRA, R.A.F.; MANTOVANI, J.R.S. Sistema inteligente para alocação, especificação, coordenação e seletividade da proteção em redes aéreas de distribuição de energia elétrica. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, SENDI, 17, 2006, Belo Horizonte, Anais... Belo Horizonte: SENDI, 2006. Disponível em: <[http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee/papers/sendi2006\\_Campitelil\\_alocacao\\_protecaoi.pdf](http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee/papers/sendi2006_Campitelil_alocacao_protecaoi.pdf)>. Acesso em: 26 jun. 2007.

CAMPITELLI, E.M.; SILVA, L.G. W.; PEREIRA, R.A.F.; MANTOVANI, J.R.S. Interactive system for placement and coordination of overcurrent protective devices. In: 2006 IEEE PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE & EXPOSITION LATIN AMERICA, 2006, Caracas, Venezuela. Conference... Caracas: IEEE, 2006. In: <[http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee/papers/TD06\\_156\\_Interactive\\_System.pdf](http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee/papers/TD06_156_Interactive_System.pdf)> . Acesso em: 20 jun. 2007.

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

COMPANHIA PAULISTA FORÇA E LUZ – CPFL. **Proteção de redes aéreas de distribuição – sobrecorrente**. São Paulo: CPFL, 2003. 155p. (Norma Técnica).

COOPER POWER SYSTEMS. Tools for faults analysis. In: **Electrical Distribution – System Protection**. Cooper Power Systems, 1990. p.9 - 50. (Bulletin, 90020).

COURSE TEXT 80 EHO 157-8-PWR. **Application and coordination of reclosers, sectionalizers and fuses**. New York: IEEE Tutorial Course, 1980. ( COURSE TEXT 80 EHO 157-8-PWR).

DOYLE, M.T. Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, p.103-105, 2002.

ELETROBRÁS COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO. **Proteção de sistemas aéreos de distribuição**. Rio de Janeiro: Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás, 1982.

ELGERD, O.L. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1978. Cap. 10, p. 425-466.

GIGUER, S. **Proteção de sistemas de distribuição**. Porto Alegre: SAGRA, 1988. 344 p.

GIRGIS, A.A.; BRAHMA, S. M. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. In: POWER ENGINEERING, LESCOPE '01. 2001 LARGE ENGINEERING SYSTEMS CONFERENCE, 2001. p.115 – 119. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/RecentCon.jsp?punumber=7487>>. Acesso em: 25 jun.2006.

HONG, H.W.; SUN, C.; MESA, V.M.; NG, S. Protective device coordination expert system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.6, n.1, p.359 – 365, 1991.

JAYAWEERA, D.; GALLOWAY, S.; BURT, G.; MCDONALD, J.R. A sampling approach for intentional islanding of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.22, n.2, p.514-521, 2007.

MCGRAW-EDISON COMPANY. Power systems division: system faults. In: \_\_\_\_\_. **Distribution: system protection manual**. Canonsburg: McGraw-Edison Company, s.d. p. 3 – 46. (Bulletin, 71022).

MICHALEWICZ, Z. **Genetic algorithm + data structures = evolution programs**. 2nd ed. New York: Springer-Verlag, 1994.

PEXTRON. Relé de Sobrecorrente – URP 2000 - Multifunção com religamento automático, corrente nominal de 1A ou 5A e comunicação serial RS485. Disponível em: <[www.pextron.com.br](http://www.pextron.com.br)>. Acesso em: 11 jun. 2007.

TENG, J.H.; LIU, Y.H. A novel acs-based optimum switch relocation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v.18, n.1, p.113-120, 2003.

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

SILVA, L.G.W. **Alocação otimizada de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2002. 88 f. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2002.

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

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. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, SBPO, 36, 2004, São João del Rei. **Anais...** São João del Rei: SBPO, 2004. p. 1–12.

SOUDI, F. ; TOMSOVIC, K. Optimal trade-offs in distribution protection design. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.16, n.2, p.292-296, 2001.

SOUDI, F. ; TOMSOVIC, K. Optimal distribution protection design: quality of solution and computational analysis. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Oxford, v.21, p.327-335, 1999.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimized distribution protection using binary programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v.13, n.1, p. 218-224, 1998.

## **Apêndice A      Coordenação e Seletividade da Proteção**

---

Neste capítulo apresentam-se com base em CPFL (2003) e na literatura especializada de COOPER POWER SYSTEMS (1990), COURSE TEXT 80 EHO (1980), ELETROBRÁS (1982) e de Giguier (1988), 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.

### **A.1. Especificação dos Dispositivos de Proteção:**

Nesta seção descrevem-se os critérios para especificação dos dispositivos de proteção que devem ser alocados nos sistemas: 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 correntes de magnetização dos transformadores (correntes de *inrush*). As correntes de CC e os estados da rede podem ser obtidos de programas convencionais para esta finalidade. Em CPFL (2003), apresenta-se o cálculo das correntes de magnetização dos transformadores, contudo esta análise é extremamente complicada e imprecisa.

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 Tab A.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 A.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.

#### A.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:

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

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

$I_{CC3\phi \text{ Assimétrica}}^i$ : 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:

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

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

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

$fc$  : 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  $i$ .

Na Tab. A.2 apresentam-se os valores máximos da corrente de *inrush* para cada tipo de elo.

**Tabela A.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 $\Phi$ -T Mínimo <sub>300s</sub> (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

Na especificação do elo fusível a ser utilizado para a proteção de transformadores de distribuição deve-se obedecer as Tab. A.3 e A.4 de escolha de elos fusíveis tipo H e K.

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

Potência (kVA)	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 A.4** Escolha dos Elos Fusíveis para Transformadores de Distribuição Trifásicos

Potência (kVA)	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

**A.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 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.

#### A.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 eletromecânicos.

##### 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 a 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 critério (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.

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

$I_{cc_{2\phi s}}$  : 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 se admite 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 relés eletromecânicos este *tap* é 0,5, mas mesmo assim deve-se verificar a relação:

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

$Tap_{TT}$  : *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.

#### **A.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:

- $I_{CF}^i$  : Corrente de carga futura no ponto de instalação do religador, considerando a capacidade de manobras do alimentador;
- $I_{cc_{3\phi}}^i$  : Corrente de CC trifásico assimétrica no ponto de instalação do religador.

Na Tab. A.5 apresenta-se a capacidade de interrupção e condução de alguns tipos de religadores de linha.

**Tabela A.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	*
Westinghouse	SEV-280	280	6000
Brush	PMR1-15	400	6000

Brush	PMR3-15	560	6000
-------	---------	-----	------

\* Consultar catálogo dos fabricantes

### Ajustes dos Religadores

Conforme mostrado na Tab. A.5 existem religadores de linhas de várias marcas e modelo, 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***

Valem 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 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.

## A.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 vs. 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.

### A.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 Fig. A.1 ilustra o conceito de elo fusível protetor e protegido.



Figura A.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 A.6, A.7, A.8 e A.9.

**Tabela A.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 A.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 A.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	9200
5H				45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900
8H					45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800

**Tabela A.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 vs. 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.

#### A.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

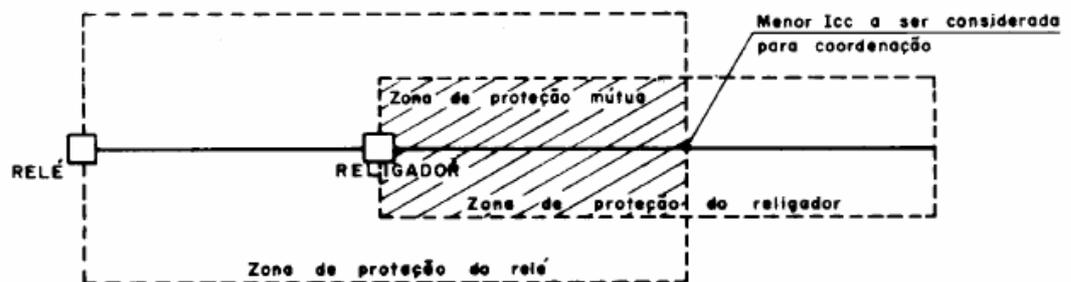
curva do elo fusível (maiores tempos de atuação para mesmos valores de correntes), possivelmente, não haverá problemas de seletividade entre a curva temporizada do relé e o elo fusível.

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.

#### A.2.3 - Coordenação Relé-Religador:

Quando um religador de linha está instalado dentro da zona de proteção de um disjuntor, como na Fig. A.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 A.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 são efetuados 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 vs. 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.

#### A.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-elo 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.

#### *A.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 B      Coordenação e Seletividade da Proteção em Alimentadores com GD**

---

Neste apêndice, apresenta-se com base nos artigos de Barker e Mello (2000), Doyle (2002) e Girgis e Brahma (2006), as principais mudanças que ocorrem na coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção, quando geradores distribuídos são inseridos em alimentadores de distribuição. Estas mudanças estão implementadas e são utilizadas no algoritmo apresentado neste trabalho.

### **B.1. Coordenação entre elos em alimentadores com GD:**

Para situação sem GD, na ocorrência de uma falta em qualquer parte do alimentador, a corrente de curto-circuito será originada por uma única fonte, a subestação (SE). Logo, a corrente de falta que sensibiliza todos os dispositivos de proteção que se encontram no caminho entre o local da falta e a SE, pode ser assumida como tendo o mesmo valor durante toda a região sob falta, até que a esta seja isolada.

Para garantir que os elos fusíveis queimem de forma seletiva, ou seja, na ocorrência de falta não haja queima em “cascata” desses dispositivos, basta garantir que haja razão de 0,75 entre a curva máxima do elo colocado e a curva mínima do elo coordenado, como é ilustrado na fig. B.1.

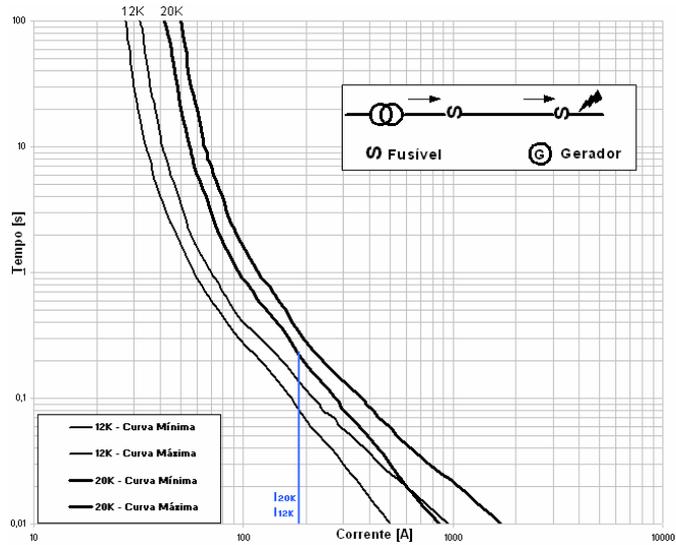


Figura B.1. – Coordenação entre elos em alimentador sem GD.

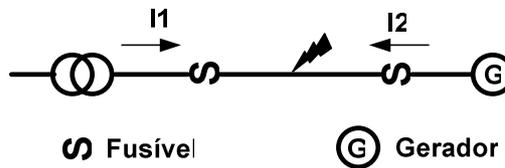


Figura B.2. – Exemplo de alimentador com GD

Para realizar a coordenação entre elos quando há GD alocado no alimentador, é necessário prever que existem duas fontes de energia, logo na ocorrência de falta no alimentador, haverá correntes vindas da SE e do GD, como ilustra a fig. B.2.. Para garantir que não haja queima desnecessária, ou em cascata de elos fusíveis na ocorrência de faltas, é necessário manter a relação de tempo ilustrado anteriormente. Para isto, é necessário garantir que a parcela de corrente de falta que sensibiliza o dispositivo colocado queime o elo com tempo inferior a 75% do que a respectiva parcela do elo coordenado. A fig. B.3. ilustra esta condição.

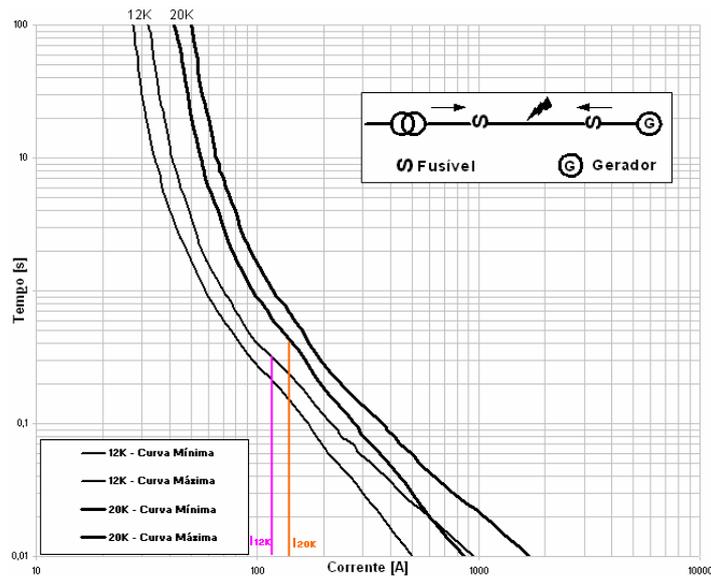


Figura B.3. – Coordenação entre elos em alimentadores com GD

## B.2. Coordenação entre Religadores e elos em alimentadores com GD:

Como detalhado no Anexo A, 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. Na situação sem gerador distribuído, isso é obtido quando garantimos que os níveis de curto-circuito da região de coordenação entre os dois dispositivos, se encontram dentro da faixa de coordenação, ilustrado na fig. B.4.. Neste caso, o valor da corrente de falta que sensibiliza o religador é praticamente o mesmo que sensibiliza o fusível, já que esta é toda originada na SE.

Para o caso com GD, o valor de curto circuito que sensibiliza o religador pode ser maior ou menor que o valor que sensibiliza o elo-fusível, dependendo do local da falta e da potência do gerador. Para isto é necessário garantir que as parcelas que sensibilizam cada dispositivo estejam dentro da faixa de coordenação, como ilustra a fig. B.5.. Normalmente, a busca por coordenação entre estes dispositivos afeta o ajuste da curva temporizada do religador para um ajuste mais lento, comparado com o caso sem GD.

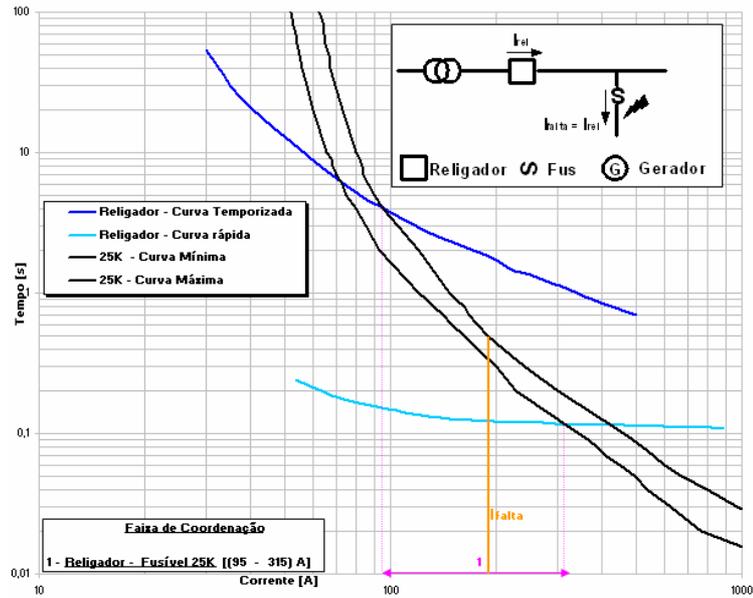


Figura B.4. – Coordenação entre Religador e Elo-Fusível em alimentadores sem GD

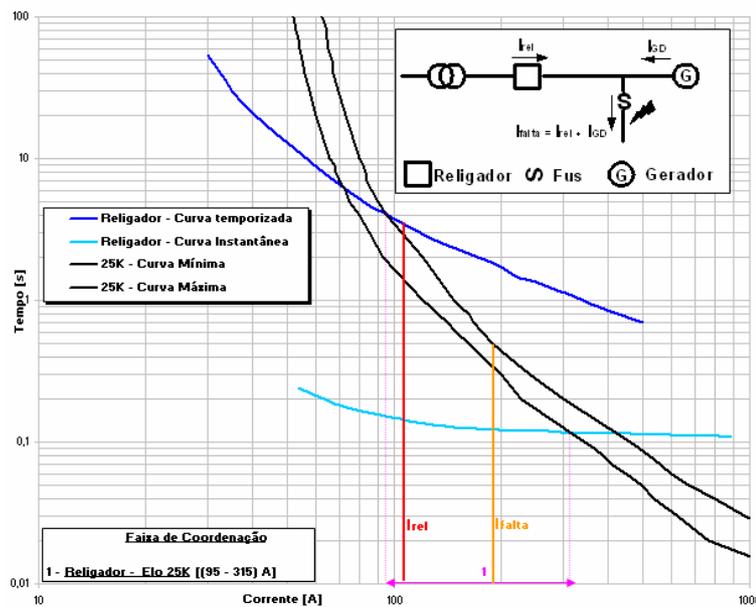


Figura B.5. – Coordenação entre Religador e Elo-Fusível em alimentadores com GD

O ajuste da curva temporizada do religador obtida para que se tenha coordenação com o elo de 25K é a curva mais lenta da base de dados deste equipamento. Como a parcela de corrente de falta que sensibiliza o religador normalmente possui valor aproximado de 100 A, para alguns casos não é possível obter coordenação entre religadores e elos de valores superiores a 25K.

### B.3. Coordenação entre Relé da SE e os outros equipamentos do alimentadores, em alimentadores com GD:

O ajuste do relé da subestação é feito após realizar a especificação de todos os outros dispositivos de proteção do alimentador.

De uma forma geral, a parcela de corrente de falta que é fornecida pela SE durante um curto circuito em um alimentador com GD é menor do que a corrente de falta que a SE fornece na situação sem GD. Em função desta característica, para situação com GD este dispositivo não apresenta complicações. Ao se realizar a coordenação, observa-se que a sua curva de atuação é mais lenta do que as curvas dos demais dispositivos. Na fig. B.6. ilustra-se esta situação, apresentando de uma forma geral o nível de curto-circuito para situação sem GD e a parcela de corrente de falta que é gerada pela SE em uma situação com GD.

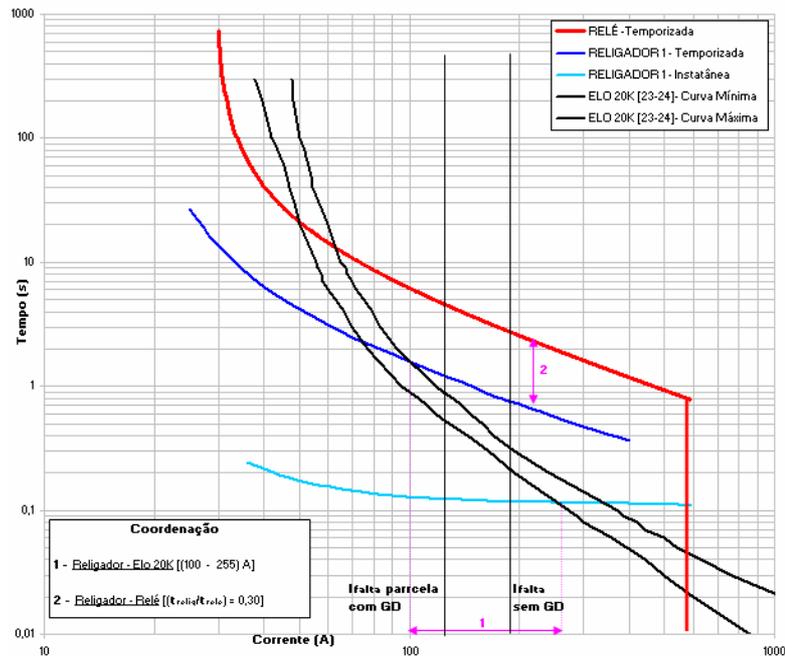


Figura B.6. – Coordenação entre Relé da subestação e os demais dispositivos de proteção – situação com e sem GD

## Apêndice C Trabalhos Publicados

---

Neste apêndice, apresentam-se as referências de trabalhos apresentados e publicados em anais de congressos nacionais e internacionais durante o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa.

1. CAMPITELLI, E.M., PEREIRA, R.A.F., SILVA, L.G.W., OCHOA, L.F., MANTOVANI, J.R.S. – “Expert System for Protective Devices Adjustments on Distribution Systems With DG” In: Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution – **Cired 2007**, Viena, Austria. Meio de divulgação: Impresso
2. CAMPITELLI, E.M., SILVA, L.G.W., PEREIRA, R.A.F., MANTOVANI, J.R.S. – “Interactive System for Placement and Coordination of Overcurrent Protective Devices” In: T&D, Caracas, Venezuela. **2006 IEEE PES Transmission & Distribution Conference Exposition Latin America.**, Meio de Divulgação: Digital.
3. CAMPITELLI, E.M., SILVA, L.G.W., PEREIRA, R.A.F., MANTOVANI, J.R.S., “Sistema Inteligente para Alocação e Coordenação de Proteção Contra Sobrecorrente em Redes Radiais de Distribuição de Energia Elétrica” In: **XVI Congresso Brasileiro de Automática, 2006, Salvador BA.** Meio de Divulgação: Digital.

4. CAMPITELLI, E.M., SILVA, L.G.W., PEREIRA, R.A.F., MANTOVANI, J.R.S. “Sistema Inteligente para Alocação, Especificação, Coordenação e Seletividade da Proteção em Redes Aéreas de Distribuição de Energia Elétrica” In: Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – Sendi 2006, Belo Horizonte – MG. **XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – Belo Horizonte MG**. Meio de Divulgação: Digital