



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ALGORITMOS HEURÍSTICOS DE OTIMIZAÇÃO DA
PROTEÇÃO E MANOBRA EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

TESE DE DOUTORADO

Lorenzo Comassetto

**Santa Maria, RS, Brasil.
2008**

**ALGORITMOS HEURÍSTICOS DE OTIMIZAÇÃO DA
PROTEÇÃO E MANOBRA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA**

por

Lorenzo Comassetto

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**

Orientador: Professora Luciana Neves Canha

Santa Maria, RS, Brasil

2008

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Tese de Doutorado

**ALGORITMOS HEURÍSTICOS DE OTIMIZAÇÃO DA PROTEÇÃO E MANOBRA
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

elaborada por
Lorenzo Comassetto

como requisito parcial para a obtenção do grau de
Doutor em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:

Luciane Neves Canha, Dra (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Hernan Prieto Schmidt, PhD (USP)

Alzenira da Rosa Abaide, Dra (UFSM)

Ghendy Cardoso Jr., Dr (UFSM)

Douglas Schirmer Schramm, PhD (UFSM)

Santa Maria, 29 de Julho de 2008.

AGRADECIMENTOS

Aos amigos e colegas Engenheiros Daniel Pinheiro Bernardon e André L. Konig, por todo o apoio, críticas e sugestões que contribuíram para o enriquecimento deste trabalho.

A professora Luciane Canha, pelo respeito, seriedade e paciência com que me orientou nas atividades ao longo do curso e pelo apoio intelectual que foi fundamental na busca de soluções.

À Coordenação, aos professores e aos funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, em especial a professora Alzenira da Rosa Abaide, e a Sra. Cleonice Oliveira, pela competência e profissionalismo.

Aos meus pais Ivo Comassetto e Liége Medeiros e a minha esposa Silvia Letícia Machado Coimbra, pois sem o apoio que sempre recebi de vocês, jamais haveria atingido minha posição atual.

Enfim, a todos aqueles que, de algum modo, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Tese de Doutorado
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

ALGORITMOS HEURÍSTICOS DE OTIMIZAÇÃO DA PROTEÇÃO E MANOBRA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

AUTOR: LORENZO COMASSETTO

ORIENTADOR: LUCIANE NEVES CANHA, Dra

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 29 de Julho de 2008.

As novas regulamentações do setor elétrico têm solicitado das concessionárias de distribuição de energia elétrica uma maior eficiência no desempenho de seus sistemas, exigindo níveis de qualidade e de continuidade de energia cada vez mais rigorosos. No que se refere ao Brasil, a privatização das empresas distribuidoras está conduzindo à incorporação de novas políticas de planejamento e operação, que necessariamente levam em consideração a confiabilidade do sistema e suas restrições econômicas. Desta forma as empresas estão buscando responder objetivamente o quanto é necessário investir em seus sistemas visando uma continuidade segura e econômica para seus consumidores.

Em nível de planejamento existem diversas alternativas, tais como sistemas cada vez mais complexos e de maior flexibilidade, novos alimentadores que permitem diversas possibilidades de transferência de carga, seccionamento de trechos defeituosos, equipamentos de manobra e proteção telecomandados e subestações supervisionadas dotadas de dispositivos de auxílio à localização de falhas. Entretanto, essas alternativas geralmente implicam em investimentos de grande magnitude e nem sempre de fácil mensuração dos resultados, pois os benefícios acabam agregando-se a outras ações realizadas.

Já em nível operacional, é possível almejar resultados em médio e curto prazos, através do dimensionamento eficiente das equipes de emergência, planos de manobra e manutenção, estudos de contingência, reajuste dos dispositivos de proteção e utilização estratégica de dispositivos de proteção e manobra entre outros.

As empresas distribuidoras de energia possuem áreas de planejamento e operação, as quais definem as melhores práticas através da experiência dos profissionais associadas à utilização de ferramentas computacionais. Tradicionalmente, essas ferramentas auxiliam os profissionais através da realização de simulações de fluxo de potência, curto-circuito, cálculos de perda, cordenogramas de proteção, entre outros.

Mais recentemente, surgiram algumas propostas de ferramentas e métodos capazes de realizar simulações de confiabilidade, sendo através dos indicadores de continuidade tais como DIC, FIC, DEC e FEC mediante alternativas de topologia e equipamentos da rede, conforme desenvolvido por Violin e Martinez [2004], do número de consumidores ou energia não fornecida mediante a inserção ou remoção de equipamentos, demonstrado por Abaide [2005], ou até mesmo reduzindo o número de consumidores interrompidos através da reconfiguração emergencial de rede descrita por Bernardon [2007]. Mas, normalmente, simplificações são assumidas na elaboração destas alternativas, principalmente ao que se refere aos dispositivos de proteção, sendo considerados completamente estáveis, verificando-se apenas a possibilidade da operação por sobrecarga e desconsiderando interrupções indevidas mediante a descoordenação dos dispositivos de proteção.

Esta tese visa apresentar os algoritmos desenvolvidos aliados a uma ferramenta computacional, a qual possibilita determinar as melhores alternativas de distribuição de recursos visando o aumento da confiabilidade das redes de distribuição, segundo os critérios básicos de continuidade incluindo o relacionamento dinâmico entre dispositivos de proteção e manobra.

A ferramenta desenvolvida também é capaz de determinar automaticamente os ajustes de todos os dispositivos de proteção tradicionalmente utilizados nas redes de distribuição de energia de modo a obter a melhor aplicação técnica e econômica.

Como resultados, são apresentados estudos de casos com dados reais das concessionárias de energia elétrica, com o objetivo de comprovar a eficiência dos métodos propostos.

Palavras-chave: Otimização, Dispositivos de Proteção e Manobra, Coordenação de Proteção, Redes de Distribuição.

ABSTRACT

PhD Thesis

Post-Graduation Program in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria

RELIABILITY HEURISTIC ALGORITHMS FOR PROTECTION AND MANEUVERING DEVICES DISTRIBUTION NETWORKS

AUTHOR: LORENZO COMASSETTO

SUPERVISOR: LUCIANE NEVES CANHA, Dra

Date and Local: July, 29 of 2008, Santa Maria.

The new regulations of the electricity sector have requested from the power utilities great performance efficiency on their distribution systems, requiring more rigorous quality and continuity energy levels. In Brazil, the privatization of the power utility companies has been allowing the adoption of new planning and operation policies, that necessarily consider the system reliability and its economic constraints. Regarding this the companies are looking for objectively estimate all the necessary system investments in order to achieve safe and economic continuity for its consumers.

At planning level, there are several alternatives, such as complex systems of larger flexibility, new feeders allowing several possibilities of load transfer, isolating permanent faults confining outages to smaller sections of line, remote operated maneuver and protection equipment and supervised substations featuring devices to help fault location. However, these alternatives normally mean large sums of investment which results are not always easy to measure, due to the difficulty of identifying its benefits from those produced by other accomplished actions.

At operational level, it is possible to achieve results on medium and short term through the efficient dimension of emergency dispatching crews, maneuver and maintenance plans, contingency studies, protection devices readjustment, strategic use of protection and maneuvers devices and so forth.

The power utility companies have planning areas that define the best practices through its professionals' experiences associated to computing tools. Traditionally, these tools help the professionals with power flow and short circuit simulation, losses calculation, protection coordinating diagrams, etc.

Some tools and methods capable to proceed reliability simulations through several criteria have been proposed recently. For example, through continuity indicators such as SAIDI and SAIFI, through network topology and equipment alternatives, as developed by Violin and Martinez [2004], through the number of customers or non-supplied energy helping the decision of inserting or removing equipment, as demonstrated by Abaide [2005], or even through reduction of interrupted customers number by the network reconfiguration due to contingency events as described by Bernardon [2007]. However during the studies of these alternatives many simplifications are usually assumed, mostly on the protection devices models. Due to that, they are considered as completely stable and it is just verified the overload operation possibility. The unsuitable protection devices interruptions caused by coordination problems are totally unconsidered.

This thesis aims at presenting the algorithms developed to help determining the best distribution resources alternatives in order to increase the network reliability according to basic continuity criteria and the dynamic relationship among protection and maneuver devices.

The developed computing tool can also automatically determine all the protection devices adjustments along the distribution network in order to achieve the best technical and economical application.

To check the efficiency of the proposed methods, real case studies are presented with data from power utility companies.

Key Words: Reliability Optimization, Protection Devices, Protection Coordination, Distribution Networks.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1: Níveis Hierárquicos	18
FIGURA 3.1: Representação dos parâmetros α_r e β_r	30
FIGURA 3.2: Representação dos parâmetros α_n e β_n	31
FIGURA 3.3: Representação do fluxo de carga	33
FIGURA 3.4: Rede de distribuição.....	34
FIGURA 3.5: Representação dos parâmetros α_r e β_r	35
FIGURA 3.6: Representação das impedâncias equivalentes.	36
FIGURA 4.1: Exemplo de denominação de elos fusíveis protetores e protegidos	40
FIGURA 4.2: Exemplo de possível descordenação caso utilizada a tabela 4.1.....	42
FIGURA 4.3: Exemplo de seletividade entre chaves	43
FIGURA 4.4: Dimensionamento inicial dos elos fusíveis.....	45
FIGURA 4.5: Seqüência de correção dos elos pelas correntes de curto-circuito.....	46
FIGURA 4.6: Elos corrigidos conforme corrente de curto-circuito	47
FIGURA 4.7: Característica de operação dos religadores e chaves fusíveis	50
FIGURA 4.8: Exemplo de verificação de seletividade.....	50
FIGURA 4.9: Deslocamento vertical da curva de operação	52
FIGURA 4.10: Deslocamento horizontal da curva de operação	53
FIGURA 5.1: Representação em blocos	57
FIGURA 5.2: Diagrama unificar da rede de distribuição	61
FIGURA 5.3: Zonas de proteção.....	62
FIGURA 5.4: Zonas de comutação.....	62
FIGURA 5.5: Diagrama unificar da rede de distribuição	69
FIGURA 6.1: Interseção das funções de pertinência e definição da área de soluções.....	88
FIGURA 6.2: Sistema exemplo.....	91
FIGURA 6.3: Solução pelo método de Bellman-Zadeh.	93
FIGURA 8.1: Sistema AGU-06.....	106
FIGURA 8.2: Correntes de carga AGU-02.....	107
FIGURA 8.3: Correntes de curto-circuito fase-terra AGU-02.....	107
FIGURA 8.4: Elos dimensionados AGU-02.....	108
FIGURA 8.5: Coordenograma AGU-02.....	108
FIGURA 8.6: Configuração do sistema TAQ-108.....	109
FIGURA 8.7: Estimativa de energia interrompida por ano	110
FIGURA 8.8: Estimativa do número de clientes hora interrompidos por ano.....	110
FIGURA 8.9: Sistema AGU-02.....	111
FIGURA A.1: Chave fusível	126
FIGURA A.2: Elo fusível	126
FIGURA A.3: Características dos elos fusíveis	127
FIGURA A.4: Chave fusível repetidora (por fase).....	128

FIGURA A.5: Religador eletrônico.....	129
FIGURA A.6: Característica de operação dos religadores	130
FIGURA A.7: Curvas de operação dos religadores.....	131
FIGURA A.8: Característica de operação dos relés de sobrecorrente.....	132
FIGURA A.9: Característica de operação dos relés de sobrecorrente temporizados	134
FIGURA A.10: Chave faca	134
FIGURA A.11 Chave faca	135
FIGURA B.1: Principais distribuidoras do estado	140
FIGURA B.2: Distribuição dos dias críticos – Superintendências da AES Sul.....	147
FIGURA C.1: Tela inicial do ASP	155
FIGURA C.2: Cálculo do fluxo de potência	156
FIGURA C.3: Cálculo das correntes de curto-circuito.....	157
FIGURA C.4: Diagrama unifilar georeferenciado	158
FIGURA C.5: Legenda de equipamentos	158
FIGURA C.6: Substituição de elos pelo usuário.....	159
FIGURA C.7: Tabela de seletividade	160
FIGURA C.8: Gráfico de seletividade e coordenação.....	161
FIGURA C.9: Lista de material.....	161
FIGURA C.10: Opções de confiabilidade	162

LISTA DE QUADROS E TABELAS

QUADRO 3.1: Conjunto de ramos para a rede da Figura 3.1.....	31
QUADRO 3.2: Conjunto de nós para a rede da Figura 3.1.....	31
QUADRO 3.3: Conjunto de nós acrescido dos valores de corrente.....	32
QUADRO 3.4: Conjunto de ramos acrescido dos valores de corrente.....	32
QUADRO 3.5: Representação dos valores de corrente para cada trecho da rede.....	33
QUADRO 3.6: Conjunto de ramos para a rede da Figura 3.4.....	34
QUADRO 3.7: Conjunto de nós para a rede da Figura 3.4.....	34
QUADRO 3.8: Conjunto de ramos acrescido dos valores de impedância.....	36
QUADRO 3.9: Valores de impedância para cada trecho da rede.	36
TABELA 4.1: Coordenação entre elos conforme corrente de curto-circuito	41
TABELA 4.2: Coordenação de Elos entre Chaves Tradicionais e Repetidoras	42
QUADRO 4.1: Representação dos Valores de Fluxo de Potência	44
QUADRO 4.2: Dimensionamento do Elo Fusível Mínimo	44
QUADRO 4.3: Correntes de Curto-Circuito Fase-terra.....	45
QUADRO 4.4: Dimensionamento do Elo Fusível Conforme Correntes de Falta – Trecho A .	46
QUADRO 4.5: Dimensionamento do Elo Fusível Conforme Correntes de Falta – Trecho B .	46
QUADRO 4.6: Dimensionamento do Elo Fusível Conforme Correntes de Falta – Trecho C .	46
QUADRO 4.7: Correntes de Curto-Circuito Fase-terra.....	47
TABELA 4.3: Tabela de Dimensionamento de Elos de Transformadores.....	41
QUADRO 4.8: Determinação dos Ajustes do Religador.....	51
QUADRO 5.1: Representação dos valores de fluxo de potência.....	61
QUADRO 5.2: Zonas de Comutação e Proteção	62
QUADRO 5.3: Restrições	69
QUADRO 5.4: Representação dos valores de fluxo de potência	70
QUADRO 5.5: Representação dos valores de fluxo de potência	70
QUADRO 5.6: Representação dos valores de fluxo de potência	71
QUADRO 5.7: Representação dos valores de fluxo de potência	72
QUADRO 5.8: Representação dos valores de fluxo de potência	73
QUADRO 5.9: Representação dos valores de fluxo de potência	74
QUADRO 5.10: Resumo da redução da estimativa de energia interrompida.....	74
QUADRO 5.11: Representação dos valores de fluxo de potência	75
QUADRO 5.12: Representação dos valores de fluxo de potência	76
QUADRO 5.13: Representação dos valores de fluxo de potência	77
QUADRO 5.14: Representação dos valores de fluxo de potência	78
QUADRO 5.15: Resumo do fator de eficiência por interação.....	79
QUADRO 5.16: Resumo da redução da estimativa de energia interrompida por dispositivo..	79
QUADRO 5.17: Resumo dos fatores de eficiência.	80
QUADRO 6.1: Resultados da análise de cada trecho.....	90
QUADRO 6.2: Funções pertinência das soluções fuzzy.	90
QUADRO 6.3: Análise das opções de instalação de uma chave fusível.	92

QUADRO 6.4: Funções objetivo normalizadas.	92
QUADRO 7.1: Correlação entre os índices de Performance.	97
QUADRO 7.2: Correlação entre os índices de Criticidade.....	98
QUADRO 7.3: Correlação entre os índices de Performance.	98
QUADRO 7.4: Correlação entre os índices de Criticidade.....	99
QUADRO 7.5: Influência de Mij de performance.	99
QUADRO 7.6: Influência de Mij de criticidade.....	99
QUADRO A.1: Elos fusíveis	127
QUADRO A.2: Característica técnica das Chaves Fusíveis.	128
QUADRO A.3: Característica técnica das Chaves Repetidoras.	129
QUADRO A.4: Característica técnicas para os estudos de caso.....	132
QUADRO A.6: Característica técnica das Chaves Faca.....	135
QUADRO A.7: Característica técnica das Chaves Tripolares.	135
TABELA B.1: Limites Operacionais.....	145
TABELA C.1: Coordenadas georeferenciadas dos nós.....	154
TABELA C.2: Condutores, impedâncias e equipamentos.....	154
TABELA C.3: Carregamento dos transformadores.....	155
TABELA C.4: Modelo de relatório – Relatório de cargas.....	157

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ASD	Programa Computacional “Análise dos Sistemas de Distribuição”;
ASP	Programa Computacional “Análise dos Sistemas de Proteção”;
AES	Distribuidora Gaúcha de Energia Elétrica;
RGE	Rio Grande Energia;
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica;
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria;
COD	Centro de Operações da Distribuição;
FO	Funções Objetivo;
RP	Rede Primária;
RS	Rede Secundária;
SE	Subestação;
AL	Alimentador;
TD	Transformador de Distribuição;
FU	Chave Fusível;
REP	Chave Fusível Repetidora;
FC	Chave Faca;
RL	Religador;
SC	Dispositivo de proteção do tipo Seccionalizadora;
DJ	Disjuntor do Alimentador na Subestação de Distribuição;
NH	Nível Hierárquico;
COS	Centro de Operação do Sistema;
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora;
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora;
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora;
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica.

LISTA DE SÍMBOLOS

α_n e α_r	Nível de informação sobre o nó e o ramo;
β_n e β_r	Nível de informação sobre o ramo que alimenta o nó e o ramo considerados;
I_{ij}	Módulo da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j;
I_{ijt}	Módulo da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j no instante t;
I_n	Corrente nominal do transformador;
I_{rij} e I_{xij}	Componentes, ativa e reativa, da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j;
I_{rj} e I_{xj}	Componentes, ativa e reativa, da corrente primária para o elemento localizado no nó j do alimentador;
N	Número de consumidores;
P_{ij} e Q_{ij}	Potências, ativa e reativa, no ramo do alimentador entre os nós i e j;
P_j e Q_j	Potências, ativa e reativa, do elemento localizado no nó j do alimentador;
w_o	Taxa de Falhas;
Z_1	Impedância de seqüência positiva;
Z_2	Impedância de seqüência negativa;
Z_0	Impedância de seqüência zero;
Z_f	Impedância de falta;
E	Tensão do sistema.
$I_{cc3\phi}$	Corrente de curto-circuito trifásica;
$I_{cc2\phi}$	Corrente de curto-circuito bifásica;
$I_{cc1\phi}$	Corrente de curto-circuito monofásica;
$I_{cc1\phi m}$	Corrente de curto-circuito monofásica mínima;
$I_{cc2\phi F}$	Corrente de curto-circuito bifásica no final do trecho protegido;

D_{med}	Demanda média anual;
W_a	Consumo anual do transformador de distribuição;
n_a	Número de dias ano
$T_{máx}$	Tempo de máximo de fusão;
$T_{mín}$	Tempo mínimo de fusão.
In	Corrente nominal do trecho;
Ie	Corrente nominal do elo;
$C\%$	Taxa de crescimento anual da carga da região;
n	Número de anos previsto até o próximo estudo.
Ic	Corrente de carga no trecho;
IP	Corrente de partida de Neutro;
λ	Taxa de falhas por quilômetro de rede;
ℓ_{SE}	Trecho protegido pelo disjuntor;
S_{SE}	Potência média fornecida pelo alimentador;
ℓ	Comprimento de trecho expresso em quilômetros;
τ_{des}	Tempo médio de despacho;
τ_{dest}	Tempo médio de deslocamento;
τ_{man}	Tempo médio de manutenção;
N_i	Número de consumidores do transformador i;
S_i	Potência do transformador i;
K_{ef}	Fator de eficiência.
X^0	Solução ótima para o vetor monocriterial ou multicriterial
$\mu_{A_j}(X)$	Função de pertinência de \tilde{A}_j

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A	
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA	125
ANEXO B	
DESEMPENHO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	136
ANEXO C	
SOFTWARE ASP – ANÁLISE DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO	154

SUMÁRIO

RESUMO	5
ABSTRACT	6
LISTA DE FIGURAS.....	7
LISTA DE QUADROS E TABELAS	9
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	11
LISTA DE SÍMBOLOS.....	12
LISTA DE ANEXOS.....	14
CAPÍTULO 1	
INTRODUÇÃO.....	18
1.1 – Objetivos da tese	21
1.2 – Organização dos capítulos	22
CAPÍTULO 2	
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	24
CAPÍTULO 3	
MODELAGEM DA TOPOLOGIA DE REDE.....	29
3.1 - Metodologia de representação de rede	29
3.2 – Fluxo de carga.....	32
3.3 – Correntes de curto-circuito	35
CAPÍTULO 4	
ALGORITMOS DE PROTEÇÃO.....	38
4.1 – Algoritmo de seletividade entre chaves fusíveis e chaves repetidoras.....	39
4.2 – Algoritmo de seletividade entre religadores e chaves fusíveis	48
4.3 – Seletividade entre os religadores e a subestação.....	54
CAPÍTULO 5	
ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO.....	55
5.1. – Algoritmo heurístico de otimização	55
5.2 – Algoritmo heurístico de inserção e remoção de dispositivos	63
5.3 – Algoritmo para o aumento da confiabilidade considerando investimentos.....	68
5.3 – Algoritmo de confiabilidade considerando a possibilidade de transferência de carga entre alimentadores.	80

CAPÍTULO 6	
MÚLTIPLOS CRITÉRIOS	86
6.1 Funções objetivo e restrições	86
6.2 - Algoritmo para tomada de decisão multicriterial	87
CAPÍTULO 7	
GESTÃO DE ATIVOS	94
7.1 – Definição das métricas	94
7.1.1 Métricas de performance	95
7.1.2 - Métricas de criticidade	95
7.2 – Fundamentos utilizados para análises de estimativas de especialistas.....	96
7.3 - Índices de performance e de criticidade	100
7.4 - Matriz Quadrantes.....	101
7.5 - Definição dos quadrantes	101
7.6 - Resultados práticos	102
CAPÍTULO 8	
RESULTADOS PRÁTICOS.....	105
8.1 – Algoritmos de seletividade	105
8.2 – Algoritmos de otimização.....	109
CAPÍTULO 9	
CONCLUSÕES	112
9.1 – Contribuições	113
9.2 – Artigos publicados.....	114
ANEXO A	
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA	125
A.1 - Dispositivos de proteção.....	125
A.1.1 – Chaves fusíveis.....	126
A.1.2 – Chaves repetidoras.....	128
A.1.3 – Religadores.....	129
A.1.4 – Relés de sobrecorrente	132
A.2 - Dispositivos de manobra	134
A.2.1 – Chaves faca	134
A.2.2 – Chaves tripolares sob-carga	135
ANEXO B	
DESEMPENHO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	136
B.1.1 - Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (SAIDI-DEC)	137
B.1.2 - Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (SAIFI-FEC)....	137
B.1.3 - Tempo médio de atendimento (TMA).....	137
B.2 – Registros de interrupções	138
B.3. – Técnicas de estatística utilizadas	139
B.4 – Base de dados	140
B.5.1 – Principais causas de interrupções de energia	143
B.5.2 – Interrupções de fornecimento.....	145
B.5.3 – Taxa de falhas (w_o)	147
B.5.4 – Tempo médio de despacho (τ_{desp}).....	149
B.5.5 – Tempo médio de deslocamento (τ_{desl}).....	151

B.5.6 – Tempo médio de manutenção (τ_{man})	152
--	-----

ANEXO C

SOFTWARE ASP – ANÁLISE DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO	154
C.1 - Banco de dados	154
C.2 – Iniciando um estudo ou abrindo um arquivo existente	155
C.3 - Calculando o fluxo de potência.....	156
C.4 - Calculando as correntes de curto-circuito.....	156
C.5 – Visualizando relatórios	157
C.6 – Diagrama unifilar.....	158
C.7 – Seletividade automática	159
C.8 – Verificação gráfica da seletividade.....	160
C.8 – Lista de material	161
C.9 – Algoritmos de otimização	162

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O objetivo primordial de um sistema de potência é fornecer energia elétrica a todos os consumidores, da maneira mais econômica e confiável quanto possível, respeitando os padrões mínimos de qualidade. Nestes termos, é desejado que o suprimento de energia esteja continuamente disponível, mas tal característica não é fisicamente e economicamente viável devido ao conjunto de incertezas e aleatoriedades presentes no sistema elétrico.

O sistema de potência moderno é um organismo complexo, altamente integrado e vasto. Mesmo com a utilização de grandes recursos computacionais não é possível analisar de maneira completamente realista o sistema de potência, como sendo uma única entidade. Entretanto, isso não se constitui um problema, uma vez que o sistema de potência pode ser dividido em subsistemas e analisado em partes. Basicamente o sistema de potência pode ser dividido em três segmentos hierárquicos, sendo geração, transmissão e distribuição de energia, conforme demonstrado na Figura 2.1.

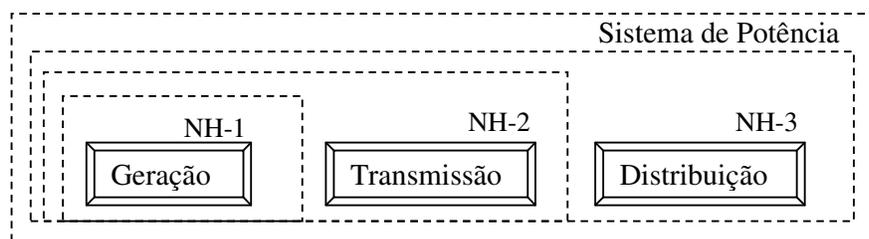


FIGURA 2.1: Níveis Hierárquicos

Devido ao fato dos níveis hierárquicos 1 e 2 afetarem diretamente o desempenho do nível hierárquico 3, durante muitos anos a literatura abordou com muita ênfase estes níveis, tratando os sistemas de distribuição de modo secundário. Entretanto pesquisas nos últimos anos mostram que mais de 90% de todas as interrupções de energia são associadas a defeitos nos sistemas de distribuição. Este fato é decorrente da maior exposição dos sistemas de distribuição às atividades humanas, aos fatores da natureza e de sua própria extensão.

Os sistemas de distribuição são gerenciados por companhias denominadas “distribuidoras de energia elétrica”, onde uma das suas prioridades está relacionada à garantia de um alto nível de confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

A confiabilidade dos sistemas de distribuição no Brasil é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, através da Resolução número 024 de 27 de janeiro de 2000, a qual estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras; *“A continuidade da distribuição de energia elétrica deverá ser supervisionada, avaliada e controlada por meio de indicadores coletivos que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras, bem como indicadores individuais associados a cada unidade consumidora”*.

Os indicadores estipulados pela ANEEL tratam da Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora (DMIC), Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) e Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC). As violações das metas de continuidade estipuladas pela ANEEL, podem implicar pesadas penalidades às distribuidoras. Já, aos consumidores, a insuficiência de confiabilidade agrega também um custo econômico de grande peso e social de difícil mensuração. A análise dos custos sociais de interrupções de fornecimento de energia elétrica vem sendo estudada por diversos autores, onde se busca o entendimento da forma de utilização da energia elétrica pelas pessoas e tenta-se a classificação por importância social, quantificando algumas questões qualitativas e ainda visando manter os aspectos constitucionais onde todos os cidadãos são iguais e possuem os mesmos direitos.

Do ponto de vista dos consumidores de energia elétrica pode-se, individualmente, verificar os prejuízos causados por uma interrupção no fornecimento. Já, sob o ponto de vista das empresas de energia elétrica, a tarefa de avaliar, caso a caso, as interrupções não programadas, visando atender aos prejuízos causados a cada consumidor, é uma ocupação bastante complexa. No entanto, proporcionar uma continuidade relativamente e segura é serviço primordial para as empresas distribuidoras.

Deste modo, busca-se uma forma inicial da empresa responder objetivamente o quanto é necessário investir em seu sistema de distribuição visando uma continuidade segura e econômica para seus consumidores. As falhas súbitas causadas por fatores aleatórios devem ser entendidas e contrabalançadas, caso se pretenda evitar os danos não só econômicos, mas também sociais. Atualmente as empresas vêm adotando sistemas de distribuição cada vez mais complexos e de maior flexibilidade, através da construção de novos alimentadores, viabilizando diversas possibilidades de transferência de carga, seccionamento de trechos defeituosos, instalação de equipamentos de manobra e proteção telecomandados, subestações

supervisionadas, adequação dos sistemas de proteção, adoção de dispositivos de auxílio à localização de falhas, entre outros. Mas estas alternativas normalmente implicam em investimentos de grande magnitude, desta forma as empresas estão sempre em busca da otimização de seus investimentos através das melhores alternativas, sendo elas operacionais ou técnicas. Há muito tempo tais questões são reconhecidas e compreendidas. Critérios e técnicas de planejamento e operação vêm sendo desenvolvidos nas últimas décadas na tentativa de alcançar o equilíbrio desejado entre os ganhos esperados e as restrições mencionadas. Inicialmente, as técnicas e critérios empregados eram essencialmente determinísticos, não sendo considerada a natureza probabilística e estocástica do comportamento do sistema, das demandas dos consumidores, falhas de equipamentos ou condições adversas. A necessidade de avaliações probabilísticas vem sendo reconhecida desde o final da década de 1930, onde desta forma pode-se questionar então, porque tais métodos não tenham sido amplamente empregados no passado. Dentre as principais razões destacavam-se a carência de dados, a falta de técnicas realistas de confiabilidade, aversão ao uso de técnicas probabilísticas e as limitações dos recursos computacionais.

Já o planejamento elétrico da expansão dos Sistemas de Distribuição, é desenvolvido pelas Divisões de Planejamento, a partir de uma visão global da empresa. Este planejamento também chamado de estratégico, é realizado através de procedimentos com base científica, os quais permitem à Empresa vislumbrar o seu futuro, através de cenários, identificando novas oportunidades de negócios e orientando suas ações no sentido de atender, em caráter permanente, as necessidades da comunidade, de forma compatível com o desenvolvimento sócio-econômico da área de concessão e com mínimo impacto ambiental possível. Existem poucas ferramentas atualmente no mercado que auxiliam na definição das necessidades de investimento de modo a mensurar os benefícios a serem alcançados.

Estas diversas questões motivaram o desenvolvimento de algoritmos e de uma ferramenta computacional para a otimização dos recursos destinados à aplicação e utilização de dispositivos de manobra e proteção das redes de distribuição de energia elétrica. Esta ferramenta foi testada e amplamente aceita por especialistas em duas empresas distribuidoras de Energia Elétrica do Estado do Rio Grande do Sul (“AES Sul” Distribuidora Gaúcha de Energia e Rio Grande Energia SA “RGE”), resultando em diversas publicações nacionais e internacionais.

O software, batizado como ASD – “Análise de Sistemas de Distribuição”, foi desenvolvido pelo Doutor Daniel Pinheiro Bernardon, doutorandos, André Leonardo König e Lorenzo Comassetto no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade

Federal de Santa Maria, com a orientação dos professores doutores Vladimir A. Popov, Luciane Canha e Alzenira R. Abaide.

A primeira parte do software ASD, desenvolvida pelos engenheiros Daniel Pinheiro Bernardon e André Leonardo König [BERNARDON,2004] permite analisar o comportamento em qualquer ponto da rede de distribuição no que se refere à potência ativa e reativa, corrente, tensão, fator de potência, carregamento dos condutores e dos transformadores de distribuição, perdas de potência, além de representar graficamente a topologia elétrica das redes e suas variáveis de estado.

A segunda parte do programa, apresentado nesta tese, utiliza-se de algoritmos heurísticos para a solução de problemas de confiabilidade e seletividade das redes de distribuição, empregando métodos de tomada de decisões multicriteriais, permitindo assim, a alocação eficiente de dispositivos de proteção e manobra e otimizando os ajustes de todos os dispositivos de proteção tradicionalmente utilizados nas redes de distribuição de energia. Esta segunda versão do software foi denominada de ASP – “Análise de Sistemas de Proteção”.

Alem do desenvolvimento dos algoritmos e da ferramenta computacional, é apresentada uma proposta de metodologia para a priorização de alimentadores mensurando o quanto o sistema está realizando adequadamente a sua função de distribuir energia com a qualidade exigida e sua importância para o negócio da empresa.

1.1 – Objetivos da tese

Este trabalho tem como principais objetivos:

- 1) desenvolver e apresentar algoritmos para o dimensionamento e ajuste automático dos dispositivos de proteção tradicionalmente utilizados nas redes de distribuição de energia;
- 2) desenvolver e apresentar algoritmos para a alocação otimizada dos dispositivos de proteção e manobra nas redes de distribuição segundo os critérios básicos de continuidade e histórico de interrupções;
- 3) apresentar uma proposta de metodologia para a gestão de ativos e priorização de circuitos (alimentadores) segundo critérios de performance e criticidade dos sistemas de distribuição de energia;
- 4) desenvolver e apresentar um sistema computacional integrado aos algoritmos de confiabilidade, o qual permite análises e diagnósticos das redes de distribuição,

auxiliando as áreas de operação e planejamento das empresas distribuidoras de energia elétrica.

1.2 – Organização dos capítulos

Esta tese é composta por 9 capítulos e 3 anexos.

No primeiro capítulo, é apresentada uma breve introdução do sistema elétrico de potência e a importância da continuidade no fornecimento de energia, seguido dos principais objetivos desta tese.

No segundo, é apresentada uma breve visão do que vem sendo proposto na área de confiabilidade dos sistemas de potência durante as últimas décadas, tanto no Brasil como em outros países.

No terceiro, é apresentada a metodologia utilizada para a modelagem da topologia das redes de distribuição, a qual possibilitou o desenvolvimento dos algoritmos de confiabilidade descritos nos capítulos 4 e 5.

No quarto, são apresentados os algoritmos desenvolvidos, visando possibilitar os ajustes otimizados e automáticos de todos os dispositivos de proteção tradicionalmente utilizados nas redes de distribuição de energia.

No quinto, são apresentados os algoritmos de otimização desenvolvidos, objetivando a redução do número de consumidores interrompidos e a estimativa de energia interrompida, mediante a aplicação de dispositivos de proteção e/ou manobra.

No sexto, é apresentado o método proposto para o auxílio na tomada de decisões de confiabilidade multicriteriais com base no algoritmo de Bellman-Zadeh.

No sétimo, é apresentado o método proposto para uma gestão de ativos baseada na criticidade e performance dos sistemas de distribuição e estimativas de especialistas.

No oitavo, são analisados os resultados obtidos através da aplicação do software e algoritmos desenvolvidos. São apresentados os estudos de casos, com dados reais das concessionárias de energia elétrica, visando comprovar a adequação e eficiência dos métodos propostos.

No nono, são feitas as considerações finais, ou seja, um resumo das principais conclusões e contribuições desta tese.

Já no anexo A, são apresentados os principais dispositivos de proteção e manobra utilizados nas redes de distribuição, destacando suas características de funcionamento, operação e aplicação.

No anexo B, são apresentados os dados estatísticos referentes ao desempenho das redes de distribuição de energia da concessionária AES Sul, utilizados como base para o desenvolvimento dos algoritmos de confiabilidade e os estudos de caso.

No anexo C, é apresentado um breve resumo das principais funcionalidades do software desenvolvido, denominado ASP “Análise de Sistemas de Proteção”.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma breve visão do que vem sendo proposto na área de confiabilidade dos sistemas de potência durante as últimas décadas, tanto no Brasil como em outros países.

Como visto no Capítulo 1, os sistemas de potência podem ser divididos basicamente em três níveis hierárquicos, onde a maioria dos trabalhos publicados são relacionados aos sistemas de potência de níveis hierárquicos 1 e 2. Este fato pode ser devido à importância associada a estes níveis, visto que, falhas em sistemas elétricos de grande porte podem provocar desligamentos com um número maior de consumidores, regiões inteiras podem ficar sem energia e, conseqüentemente, gerar elevados prejuízos sociais e financeiros. Entretanto, pesquisas nos últimos anos mostram que mais de 90% de todas as falhas estão ligadas aos sistemas de distribuição de energia, como exemplo, tem-se o trabalho de Tsao & Chang [2003].

Os primeiros trabalhos na área de confiabilidade datam do final da década de 1960. Por exemplo, Mallard & Thomas [1968] apresentam uma metodologia para o cálculo da confiabilidade de alimentadores de uma subestação, baseada na construção de diagramas de confiabilidade.

As primeiras tentativas de considerações de confiabilidade em sistemas de distribuição foram associadas com a construção de modelos matemáticos onde, junto a funções objetivo, investimentos e despesas operacionais foram incluídos aos prejuízos da insuficiência de confiabilidade no fornecimento energia elétrica. Como seqüência surgiu um grande número de publicações voltadas às definições de estimativas quantitativas destes prejuízos, as quais cito como exemplo Berns e Gross [1990], Tollefson, Billinton e Wacker [1992], Billinton e Wang [1999] e Allan e Silva [1995].

Algumas pesquisas foram realizadas em vários países considerando as principais classes de consumidores: industriais, comerciais, residenciais e agrícolas. A complexidade de solução destes problemas e a variedade das abordagens utilizadas inicialmente estão ligadas às dificuldades da obtenção de dados objetivos sobre os prejuízos, especialmente considerando a sua dependência com vários fatores (horário da falha, duração, frequência,

caráter e quantidade de cargas atingidas, etc), como exemplo, cita-se o trabalho de Sanghvi [1991].

Em particular, no trabalho de Sullivan & Vardell [1998] todas as falhas estão diferenciadas de acordo com as estações do ano, partes do dia (manhã, tarde e noite) e duração (1h, 2h, 4h). Separadamente foram analisadas falhas de curta duração (de alguns segundos) e desligamentos com planos de contingência. Na maioria das vezes os mecanismos de estimação de prejuízos são baseados na análise de dados recebidos por meio dos próprios consumidores [GATES, BILLINTON e WACKER,1999; BILLINTON e PANDAY,1999; PANDAY e BILLINTON,1999; CHRISTIE,2003]. Estes caminhos de pesquisas foram acompanhados com grandes dificuldades onde foram geradas informações com muitas diversidades de estimativas de possíveis prejuízos para os mesmos grupos de consumidores [BILLINTON e WANG,1999; KATUKI e ALLAN,1996], além disso ficaram algumas incertezas em relação à objetividade desta informação. Sem o objetivo de discussão das vantagens e desvantagens desta forma de pesquisa, é possível concluir que este caminho de recebimento de informações pode ser utilizado quando a pesquisa for realizada na área de uma companhia energética específica ou em um programa de definição de prejuízos de caráter nacional.

Outro grupo de trabalhos direcionados à análise de confiabilidade de sistemas de distribuição incluem o desenvolvimento de uma série de critérios os quais caracterizam vários aspectos de confiabilidade de fornecimento de energia [BROWN e OCHOA,1998; OU e GOEL,1999]. Estas pesquisas serviram como base para o desenvolvimento de alguns dos principais critérios de confiabilidade amplamente utilizados nos dias atuais, tais como: MAIFI “The Momentary Average Interruption Frequency Index”, SAIFI “The System Average Interruption Frequency Index”, SAIDI “The System Average Interruption Duration Index”. Estas características são seguidas como padrões nacionais em vários países. Depois, estes indicadores foram ampliados através de características adicionais as quais permitem uma análise mais detalhada da confiabilidade no fornecimento de energia, tanto para o lado dos consumidores, como dos fornecedores de energia [WARREN, AMMON e WELCH,2000; ALLAN e SILVA,1995]. Estes indicadores também podem ser verificados no “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices” do IEEE [1998]. Atualmente no Brasil, os indicadores de continuidade adotados estão baseados no número mensal de interrupções e em seus tempos nos quais estão submetidos os clientes da empresa (DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC) [ANEEL,2000]. No trabalho de BILLINTON & WANG [1998] é demonstrada a abordagem que permite definir os indicadores comentados acima, com base em tais

características como: “average failures rate” (taxa média de falhas), “average outage duration” (tempo médio de restabelecimento e energia), “annual outage duration” (tempo de restabelecimento e energia anual), definidos com bases de dados estatísticos de falhas para vários elementos do sistema elétrico: linhas de distribuição de várias tensões nominais, transformadores, dispositivos de comutação, automatização e controle, redes de baixa tensão, etc...

Em alguns trabalhos, [TSAI,1993; LONGO e PUNTEL,2000], para a estimação de confiabilidade, foram utilizadas características como o valor esperado de energia não fornecida. A vantagem desta característica é a possibilidade de sua definição com um elevado nível de objetividade em casos da presença de informações sobre topologias e parâmetros das redes elétricas, dados estatísticos sobre falhas, etc. Uma vantagem importante deste indicador é a possibilidade de sua utilização não somente para a estimação de confiabilidade, mas também em problemas de otimização onde a confiabilidade é considerada como função objetivo (uma das funções objetivo) ou como uma restrição. Para cálculos de energia não fornecida é de grande importância a preparação dos dados estatísticos sobre as falhas que incluem os dados sobre frequências de falhas e sobre o tempo de restabelecimento de energia. Como exemplo sobre este tópico cita-se o artigo de Chow, Taylor e Show [1996]

Considerando a complexidade da criação de modelos formais de análise de confiabilidade, é usual a utilização métodos matemáticos incluindo, determinísticos, probabilísticos [HOMOND,2003; ALLAN e SILVA,1995] (em particular método de Monte Carlo [BILLINTON e WANG,1999; OU e GOEL,1999; ALLAN e SILVA,2003], [BILLINTON e WANG,1999; BALIJEPALLI, VENKATA e CHRISTIE,2004]), modelos de regressão [BILLINTON e WANG,1999], hierárquicos [BROWN,1996] e métodos de inteligência artificial [YPSILANTIS, LEE e TEO,1992; EICKHOFF, HANDSHIN e HOFFMANN,1992].

Foram consultados também trabalhos considerados relativamente tradicionais, por exemplo, definições de topologias ótimas de rede, localização de dispositivos de comutação e proteção, alguns com problemas que são frutos de relações econômicas, por exemplo, a inclusão de confiabilidade em sistemas tarifários de energia elétrica [BHATTACHARYA, BOLLEN e DOALDER,2000].

Problemas de localização ótima de dispositivos de comutação podem ser considerados como classes de problemas combinatórios. Considerando que nestes casos, as funções objetivo são diferenciáveis, ou seja, os problemas não podem ser resolvidos através de métodos conhecidos de programação linear ou não linear [TENG e LIU,2003]. Por isso, na

literatura, estão apresentadas experiências de utilização de vários métodos tais como algoritmos genéticos, “simulated annealing”, redes neurais, “tabu search” e outros [BILLINTON e JOUNAWITHULA,1991; GELLI e PILO,1999; TENG e LU,2002; LEVITIN et al,1995], as quais permitem obter soluções ótimas ou quase ótimas [LEVITIN et al,1994] com razoáveis despesas de recursos computacionais.

Outro fator importante é certamente o número maior de trabalhos abordando os sistemas de proteção de redes de transmissão, em comparação às redes de distribuição de energia elétrica. Esse fato pode ser atribuído a duas razões principais: a maior complexidade na proteção dos sistemas de transmissão, dado que sistemas de distribuição são, em geral, radiais com alimentação por apenas uma subestação de saída, e aos avançados dispositivos de monitoração e controle que são empregados primordialmente em redes de transmissão.

A maioria dos trabalhos relacionados à confiabilidade de sistemas, desconsideram a importância dos dispositivos de proteção, ou tratam estes dispositivos dinâmicos como dispositivos estáticos. Particularmente, o artigo publicado por Endrenyi juntamente com Maenhaut e Payne [1973], descreve um programa computacional para a avaliação confiabilística em sistemas de energia considerando as possibilidades de chaveamentos. O programa foi concebido fundamentando-se no conceito de *cortes mínimos*¹, adotando como critério de falha a perda de continuidade entre os nós geradores e um ou mais pontos de carga. Algumas simplificações foram assumidas na elaboração deste programa descrito por Endrenyi, principalmente ao que se refere aos dispositivos de proteção, sendo o sistema de proteção completamente confiável (significando que não existe a possibilidade de um disjuntor ou chave seccionadora encontrar-se emperrada, nem a possibilidade de uma falha passiva, abertura indevida, descoordenação da proteção ou operação por sobrecarga).

Os dispositivos de proteção apresentam uma essencial importância na confiabilidade dos sistemas, pois é impossível, como também nada prático, evitar as conseqüências de eventos naturais, acidentes físicos, falhas em equipamentos, erros de operação e falhas humanas, sendo um dos objetivos primários de todos os sistemas de proteção, manter um alto nível de continuidade de serviço, e quando em condições intoleráveis minimizar o número de consumidores interrompidos através do seccionamento do trecho defeituoso [MAEZONO,2001].

¹ **Corte mínimo** é definido como um conjunto de um ou mais componentes do sistema que, se falhados, provocam a desconexidade do sistema e, quando qualquer um dos componentes do conjunto é reparado, o sistema volta a operar com sucesso.

Neste aspecto alguns trabalhos mais recentes tratam com mais objetividade os dispositivos de proteção e sua relação direta com a confiabilidade dos sistemas de distribuição, cita-se como exemplo o trabalho de Nam & Park [2006] que trata da alocação otimizada dos dispositivos de proteção em sistemas radiais através de métodos de programação linear.

Já os trabalhos de Lee e Rahman [1991], Broadwater, Thompson e Rahman [1994] e Broadwater, Thompson e Rahman [1994], descrevem a utilização de um banco de dados de relacionamento com regras de coordenação entre dispositivos as quais foram desenvolvidas por especialistas em sistemas de proteção.

A partir de então, os sistemas de distribuição passaram a ter um papel fundamental, antes ofuscado pelos sistemas de transmissão, principalmente pelo fato que o setor de distribuição foi um dos setores com maior abertura à iniciativa privada.

Além disso, foram introduzidas regulamentações que deram uma nova visão ao consumidor e à própria concessionária, da qual se exigiu novos padrões de qualidade e de continuidade no fornecimento de energia para os sistemas de distribuição [ALDABÓ,2001].

CAPÍTULO 3

MODELAGEM DA TOPOLOGIA DE REDE

Para que seja possível uma análise eficiente da confiabilidade de um sistema de potência é necessário que se conheça a representação topológica do sistema, com as ligações de rede existentes, as extensões de rede, os fluxos de carga, correntes de curto-circuito e principalmente os dispositivos de proteção e manobra.

A metodologia para a representação da topologia de rede utilizada, é a mesma descrita por Bernardon [2004], onde são consideradas apenas as informações sobre as ligações de rede que existem de fato, dispensando o uso de matrizes. Esta metodologia possibilitou o desenvolvimento de algoritmos para a otimização da confiabilidade das redes de distribuição através da seletividade automática dos dispositivos de proteção e alocação eficiente dos dispositivos de proteção e manobra.

A seguir é descrita a metodologia utilizada, visando possibilitar a compreensão futura do leitor, referente aos algoritmos desenvolvidos e apresentados nesta tese.

3.1 - Metodologia de representação de rede

A metodologia utilizada possibilitou a representação da relação intrínseca entre dispositivos de proteção e manobra através do uso de objetos orientados.

Para a utilização da metodologia é necessária a utilização de dois conjuntos de informações, um contendo as informações dos nós e outro contendo as dos ramos, sendo atribuídas duas características aos elementos de cada conjunto, para representar as ligações existentes entre eles. Para o conjunto de nós, indicam-se as seguintes características:

α_n - nível de informação sobre o nó dentro do conjunto “nó”;

β_n - nível de informação sobre o ramo que alimenta o nó considerado.

Para o conjunto de ramos:

α_r - nível de informação sobre o ramo dentro do conjunto “ramo”;

β_r - nível de informação sobre o ramo que alimenta o ramo considerado.

Sendo:

$$\alpha_n = n + 1 \quad (3.1)$$

onde:

- n – Índice do nó

$$\alpha_r = n + 1 \quad (3.2)$$

onde:

- n – Índice do ramo

O parâmetro α_n serve apenas para identificar os nós da rede dentro do conjunto de nós, já o parâmetro α_r serve para identificar a ordem dos ramos da rede dentro do conjunto de ramos.

O parâmetro β_r assume o valor do parâmetro α_r do ramo que está à montante (fonte) do ramo considerado.

$$\beta_r = \alpha_{r-1} \quad (3.3)$$

A Figura 3.1 ilustra as características atribuídas para cada ramo:

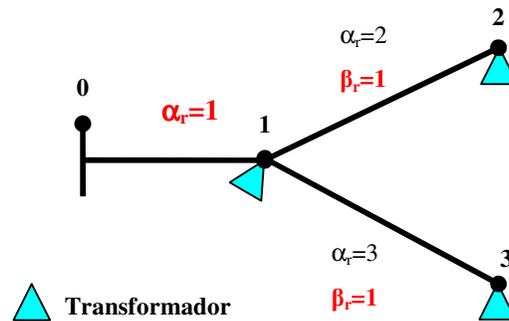


FIGURA 3.1: Representação dos parâmetros α_r e β_r .

Considerando a Figura 3.1, pode-se formar o seguinte conjunto de ramos:

QUADRO 3.1: Conjunto de ramos para a rede da Figura 3.1.

Nó Inicial	Nó Final	Característica α_r	Característica β_r
0	1	1	-
1	2	2	1
1	3	3	1

Com base no conjunto de ramos, é determinado o conjunto de nós:

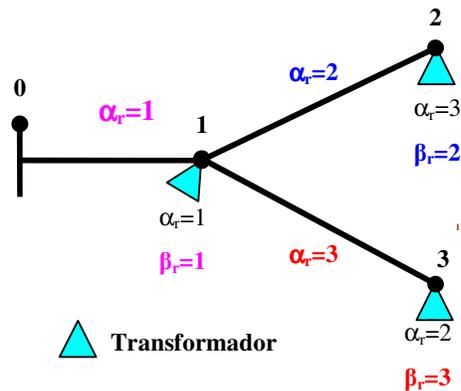
Onde o parâmetro β_n assume o valor do parâmetro α_r do ramo que tem o nó final igual ao nó considerado.

$$\beta_n = \alpha_r \quad (3.4)$$

QUADRO 3.2: Conjunto de nós para a rede da Figura 3.1.

Nó	Característica α_n	Característica β_n
1	1	1
3	2	3
2	3	2

As características atribuídas para cada nó estão ilustradas na Figura 3.2:

FIGURA 3.2: Representação dos parâmetros α_n e β_n .

Ressalta-se que a definição dos parâmetros β_r e β_n é extremamente simples, ou seja, para determiná-los basta verificar qual trecho que fornece energia para o ramo e o nó analisados, respectivamente. Outra vantagem desse algoritmo é que ele permite que os conjuntos de nós e de ramos sejam construídos passo a passo, sem a necessidade de recalculer os parâmetros β_r e β_n definidos anteriormente. Isso é bastante útil quando se deseja

acrescentar outros alimentadores ou trechos novos, pois além de agilizar o processo, também é possível verificar se as informações da topologia da rede estão corretas e completas [BERNARDON,2004].

3.2 – Fluxo de carga

Uma das informações necessárias para os estudos de confiabilidade é o conhecimento de como está distribuído o carregamento ao longo do sistema em estudo, principalmente quando se busca quantificar a energia não fornecida. Para isso é utilizada a metodologia de “alfa” e “beta” para a realização do fluxo de potência e a análise pontual dos carregamentos descrito.

Para o cálculo do fluxo de carga, completa-se o conjunto de nós com as respectivas correntes de cada nó, considerando a tensão nominal do sistema, assim:

QUADRO 3.3: Conjunto de nós acrescido dos valores de corrente.

Nó	Característica α_n	Característica β_n	Corrente
1	1	1	I_1
3	2	3	I_3
2	3	2	I_2

O procedimento para se obter as correntes em todos os ramos da rede consiste em duas etapas. Na primeira, realiza-se um ciclo no conjunto de nós, acrescentando os valores de corrente no conjunto de ramos através do parâmetro β_n :

QUADRO 3.4: Conjunto de ramos acrescido dos valores de corrente.

Nó Inicial	Nó Final	Característica α_r	Característica β_r	Corrente
0	1	1	-	I_1
1	2	2	1	I_2
1	3	3	1	I_3

Na segunda, acumulam-se as correntes dos nós, do fim do alimentador até a subestação conforme orientação dos valores de β_r :

QUADRO 3.5: Representação dos valores de corrente para cada trecho da rede.

Nó Inicial	Nó Final	Característica α_r	Característica β_r	Corrente
0	1	1	-	$I_1 + I_2 + I_3$
1	2	2	1	I_2
1	3	3	1	I_3

A Figura 3.3 ilustra o fluxo de carga para a rede considerada:

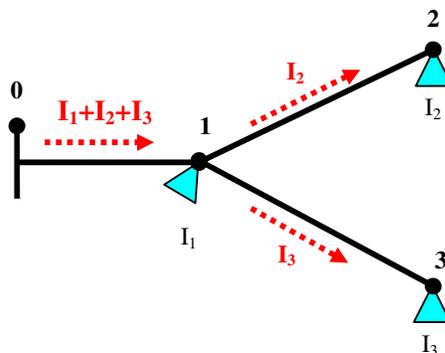


FIGURA 3.3: Representação do fluxo de carga.

O resultado obtido é idêntico ao uso de métodos por matriz de incidência, porém o algoritmo utilizado considera somente as informações sobre as ligações que existem de fato, o que permite otimizar o processo de representação da topologia, dispensando a necessidade da utilização de técnicas de esparsidade.

Para considerar as características das redes de distribuição e dos equipamentos, deve-se acrescentar ao conjunto de nós as informações sobre os elementos que são conectados em um único nó (transformadores de distribuição, consumidores primários, bancos de capacitores, fontes de geração distribuída). Já o conjunto de ramos deve conter os dados dos elementos que são conectados entre dois nós (trechos das redes de distribuição, equipamentos de manobra, equipamentos de proteção, reguladores de tensão, transformadores elevadores e rebaixadores). Esta característica pode ser exemplificada através da Figura 3.4, assim, têm-se os seguintes conjuntos para a rede de distribuição:

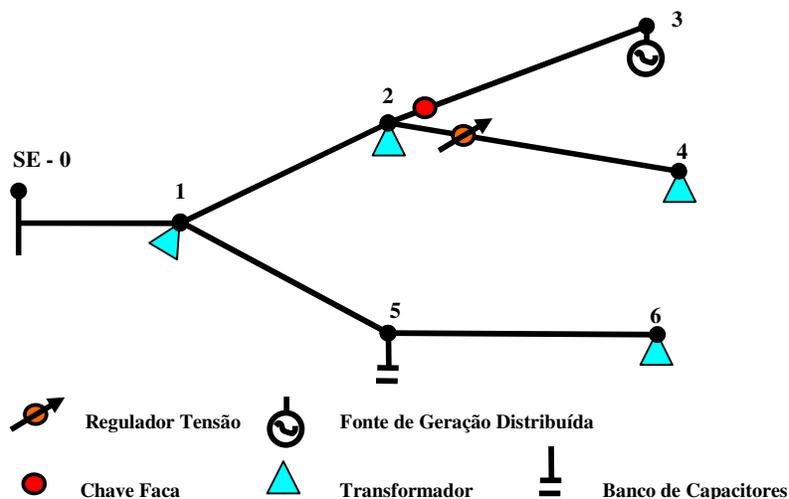


FIGURA 3.4: Rede de distribuição.

QUADRO 3.6: Conjunto de ramos para a rede da Figura 3.4.

Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r	Elemento	Capacidade Nominal	Estado / Extensão	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)
SE	1	1	-	Condutor	A	L_{SE-1}	r_{SE-1}	X_{SE-1}
1	2	2	1	Condutor	A	L_{1-2}	r_{1-2}	X_{1-2}
2	3	3	2	Chave Faca	A	Fechada	-	-
2	4	4	2	Regulador	kVA	Posição TAP	-	-
1	5	5	1	Condutor	A	L_{1-5}	r_{1-5}	X_{1-5}
5	6	6	5	Condutor	A	L_{5-6}	r_{5-6}	X_{5-6}

QUADRO 3.7: Conjunto de nós para a rede da Figura 3.4.

Nó	α_n	β_n	Elemento	Potência Nominal	Demanda Ativa (kW)	Demanda Reativa (kVAr)	Número de Consumidores
1	1	1	Transformador	kVA	P_1	Q_1	N_1
2	2	2	Transformador	kVA	P_2	Q_2	N_2
3	3	3	Geração	kVA	$-P_3$	-	-
4	4	4	Transformador	kVA	P_4	Q_4	N_4
6	5	6	Transformador	kVA	P_6	Q_6	N_6
5	6	5	Banco Capacitor	kVAr	-	$-Q_5$	-

Para análises anuais de confiabilidade são consideradas as cargas dos transformadores de distribuição para os valores de demandas médias anuais, as quais podem ser representadas pela equação:

$$D_{med} = \frac{W_a}{24 \cdot n_a} \quad (3.5)$$

onde,

- D_{med} - demanda média anual [kW];
- W_a - consumo anual do transformador de distribuição [kWh];
- n_a - número de dias ano

Já para a realização do dimensionamento dos equipamentos de manobra e proteção e seus ajustes, são considerados os valores máximos de demanda dos transformadores, sendo o fluxo de potência do sistema corrigido proporcionalmente as demandas máximas históricas verificadas na saída do alimentador fonte.

3.3 – Correntes de curto-circuito

Outra informação necessária para os estudos de confiabilidade através dos métodos propostos, são os valores das correntes de curto-circuito. Estas informações são necessárias para o correto dimensionamento e aplicação dos dispositivos de proteção e manobra nas redes de distribuição

Os cálculos das correntes de curto-circuito são realizados através da técnica de componentes simétricas [OLIVEIRA et al,2000] associada à metodologia de representação de topologia de rede [BERNARDON,2004].

O algoritmo de alfa e beta é utilizado na determinação da impedância equivalente de falta em cada nó, onde é realizado o somatório da impedância entre o nó analisado e a subestação fonte. A Figura 3.5 ilustra as características atribuídas para cada ramo:

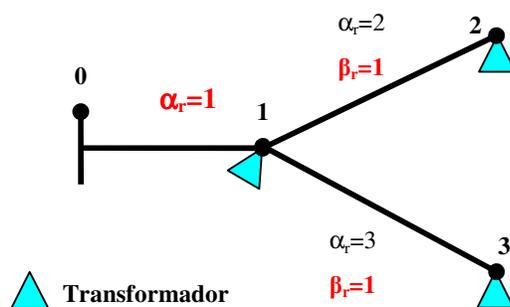


FIGURA 3.5: Representação dos parâmetros α_r e β_r .

Para a determinação das impedâncias equivalentes por nó, completa-se o conjunto de ramos com as impedâncias dos condutores dos respectivos trechos de rede:

QUADRO 3.8: Conjunto de ramos acrescido dos valores de impedância.

Nó Inicial	Nó Final	Característica α_r	Característica β_r	Impedância
0	1	1	-	Z_{01}
1	2	2	1	Z_{12}
1	3	3	1	Z_{13}

Com base no conjunto de ramos, acumulam-se as impedâncias dos trechos, mas em sentido inverso ao utilizado para o fluxo de potência.

A Figura 3.6 ilustra o somatório das impedâncias equivalentes:

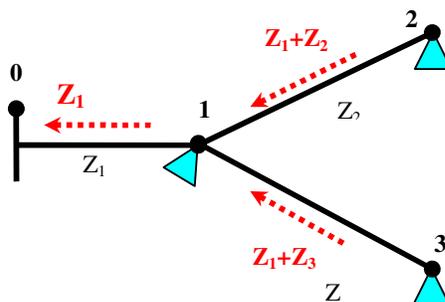


FIGURA 3.6: Representação das impedâncias equivalentes.

O somatório das impedâncias equivalentes pode ser verificado através do quadro 3.9.

QUADRO 3.9: Valores de impedância para cada trecho da rede.

Nó Inicial	Nó Final	Característica α_r	Característica β_r	Impedância
0	1	1	-	Z_{01}
1	2	2	1	$Z_{01} + Z_{12}$
1	3	3	1	$Z_{01} + Z_{13}$

Depois de determinadas as impedâncias equivalentes por nó, é adicionada a cada nó, a impedância equivalente da subestação fonte.

As correntes de curto-circuito são calculadas através das equações 3.6, 3.7, 3.8, 3.9 e 3.10. [OLIVEIRA et al,2000; NOBLAT, DUMAS e THOMASSET,2000]

Curto-Circuito Trifásico:

$$I_{cc3\phi} = \frac{E}{Z_1} \quad (3.6)$$

Curto-Circuito Bifásico:

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{E}{Z_1} \quad (3.7)$$

Curto-Circuito Fase-terra:

$$I_{cc1\phi} = \frac{3.E}{(Z_1 + Z_2 + Z_o)} \quad (3.8)$$

Curto-Circuito Fase-terra com impedância:

$$I_{cc1\phi} = \frac{3.E}{(Z_1 + Z_2 + Z_o + 3 \cdot Z_f)} \quad (3.9)$$

onde:

- Z_1 – impedância de Seqüência Positiva;
- Z_2 – impedância de Seqüência Negativa;
- Z_0 – impedância de Seqüência Zero;
- Z_f – impedância de falta;
- E – tensão de linha do sistema.

CAPÍTULO 4

ALGORITMOS DE PROTEÇÃO

Dentre os diversos componentes dos sistemas de distribuição, os dispositivos de proteção apresentam uma importância fundamental, visto que visam manter a integridade física não só dos equipamentos de rede, mas também dos eletricitas e da população em geral.

Uma das alternativas na busca de altos níveis de confiabilidade no fornecimento de energia com o melhor custo benefício, está na correta utilização dos dispositivos de proteção dos sistemas de distribuição, os quais devem ser eficazes e seletivos, ou seja, devem isolar o local do defeito com segurança e interrompendo o menor número possível de consumidores, pois caso os mesmos não sejam corretamente aplicados podem vir a interferir diretamente nos indicadores técnicos de continuidade de forma negativa.

A aplicação correta destes dispositivos demanda um tempo elevado e sendo extremamente trabalhoso, devido geralmente ao grande número de dispositivos existentes por subsistema (alimentador), além do fato que, ao estudar-se seus ajustes devem-se levar em conta diversos fatores, tais como: correntes de carga atuais e futuras, níveis de correntes de curto-circuito máximos e mínimos, ajustes dos dispositivos de proteção a jusante e a montante, tipos de dispositivos, restrições operacionais, entre outros.

Outro fator determinante é o comportamento das redes de distribuição, as quais são dinâmicas, devido às possibilidades de manobra e a constante necessidade de expansão, exigindo assim adequações freqüentes nos sistemas de proteção e manobra.

As ferramentas disponíveis atualmente no mercado, apenas servem como “plotadores de curvas”, na qual os ajustes de proteção devem ser inseridos nestes sistemas, onde posteriormente são traçados em gráficos denominados *cordenogramas*², sendo necessária a análise de seletividade pontual por parte do usuário. Estas características tornam a confecção dos estudos de proteção das redes de distribuição extremamente trabalhosos, demorados e suscetíveis a erros.

² **Cordenograma** é um gráfico de dois eixos “tempo x corrente” na qual são analisados os tempos de operação dos dispositivos de proteção mediante as correntes de curto-circuito.

Deste modo, nesta tese foram desenvolvidos algoritmos heurísticos para a *coordenação*³ e *seletividade*⁴ automática entre os diversos tipos de dispositivos de proteção tradicionalmente utilizados nas redes de distribuição, visando garantir assim o melhor ajuste dos dispositivos de forma rápida, segura, padronizada e otimizada.

Os algoritmos desenvolvidos associados à ferramenta denominada de ASP (Análise de Sistemas de Proteção) permitem o dimensionamento automático para todos os dispositivos de proteção, solucionando os problemas de seletividade, aumentando a segurança operacional melhorando a confiabilidade dos sistemas.

Os algoritmos de seletividade foram desenvolvidos conforme os critérios e regras de coordenação e seletividade utilizadas pelas concessionárias de energia elétrica do estado do Rio Grande do Sul (CEEE [FRANÇA,1986], RGE [KOCH,2000] e AES Sul [OLING, 2002]).

O funcionamento dos dispositivos de proteção e manobra pode ser verificado através do ANEXO A, ao final desta tese.

4.1 – Algoritmo de seletividade entre chaves fusíveis e chaves repetidoras

Na utilização de chaves fusíveis devem ser respeitados os seguintes critérios:

- I. Capacidade de interrupção da chave fusível deve ser superior a corrente de curto-circuito trifásica (simétrica e assimétrica) no local onde o equipamento esta instalado.
- II. O elo fusível utilizado deve ser compatível com a ampacidade (limite térmico) dos condutores protegidos pela chave fusível;
- III. O elo fusível utilizado na chave fusível deve suportar em regime permanente a máxima corrente de carga do ramal protegido, sendo considerando o fator de crescimento da carga;
- IV. A corrente nominal do elo fusível não deve ser superior a $\frac{1}{4}$ da mínima corrente de curto-circuito no final do trecho a ser protegido pela chave, e quando possível deve ser considerada a corrente no final de trecho para a qual é proteção de *retaguarda*⁵.

³ **Coordenação** é o ato ou efeito de dispor dois ou mais equipamentos de proteção em série, segundo certa ordem, de forma a atuarem em uma seqüência de operação pré-estabelecida.

⁴ **Seletividade** é definida a capacidade do equipamento de proteção, mais próximo da falta, de atuar interrompendo a falta, antes da atuação do equipamento de retaguarda.

⁵ **Proteção de Retaguarda** é a proteção que deve operar caso a proteção principal venha a falhar.

As características descritas em III e IV podem ser traduzidas através das equações:

$$K \cdot In \leq Ie \leq \frac{1}{4} \cdot ICC_{\Phi_{t \min}} \quad (4.1)$$

$$K = \left(1 + \frac{C\%}{100} \right)^n \quad (4.2)$$

onde:

- In - corrente nominal do trecho [A];
- Ie - valor nominal do elo;
- $ICC_{\theta_{min}}$ - corrente de fase terra mínimo no final do trecho protegido [A];
- $C\%$ - taxa de crescimento anual da carga da região;
- n - número de anos previsto até o próximo estudo.

Os elos fusíveis podem ser denominados em “elo protegido”, sendo o elo próximo da fonte, e “elo protetor” como sendo os elos próximos a carga e conforme a seqüência de operação dos mesmos.

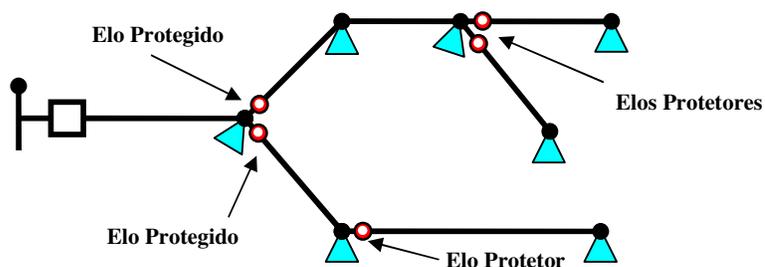


FIGURA 4.1: Exemplo de denominação de elos fusíveis protetores e protegidos

Para que exista seletividade entre as chaves fusíveis é necessário que o tempo máximo de atuação do elo protetor seja inferior a 33% do tempo mínimo de atuação da chave protegida para a máxima corrente de curto-circuito no local de instalação da chave protetora.

Matematicamente pode ser expresso da seguinte forma:

$$T_{máx} \leq \frac{T_{min}}{1,33} \quad (4.3)$$

onde:

- $T_{máx}$ – tempo de máximo de fusão [s];
- T_{min} – tempo mínimo de fusão [s].

Os elos fusíveis podem ser divididos por categorias classificadas conforme a sua curva característica de operação (tempo x corrente). No estado do Rio Grande do Sul, as distribuidoras de energia elétrica optaram pela utilização de elos fusíveis do tipo “K” para a proteção dos ramais de distribuição devido a sua característica rápida de atuação.

Já o dimensionamento dos elos fusíveis dos transformadores de distribuição é realizado através da Tabela 4.1, de acordo com a potência do transformador e sua classe de tensão, sendo utilizado em alguns casos elos do tipo “H” devido a sua característica de atuação mais lenta para correntes mais elevadas.

TABELA 4.1: Tabela de Dimensionamento de Elos de Transformadores

Capacidade kVA	Transformador Trifásico	
	13800 V	23100 V
	Elo	Elo
15	0,5H	0,5H
30	2H	0,5H
45	3H	1H
75	5H	3H
112,5	6K	5H
150	8K	5H
225	12K	8K
300	20K	10K

A equação 4.3 para os elos fusíveis do tipo “K” pode ser representada através da Tabela 4.2, onde são limitadas as máximas correntes de curto-circuito admitidas para que exista a seletividade entre as chaves “protegidas” e “protetoras”.

TABELA 4.2: Coordenação entre elos conforme corrente de curto-circuito

ELO FUSÍVEL PROTETOR	ELO FUSÍVEL PROTEGIDO OU DE RETAGUARDA						
	10K	15K	25K	40K	65K	100K	140K
6K	190A	510A	840A	1340A	2200A	3900A	5800A
10K		300A	840A	1340A	2200A	3900A	5800A
15K			430A	1340A	2200A	3900A	5800A
25K				660A	2200A	3900A	5800A
40K					1100A	3900A	5800A
65K						2400A	5800A

Já as chaves repetidoras também conhecidas por chaves religadoras de três estágios, apresentam princípio de funcionamento semelhante às chaves fusíveis, diferenciando apenas por sua capacidade de transferência entre seus estágios de operação (Ver anexo A).

No início de sua utilização no estado do Rio Grande do Sul (entre 1999 e 2000), as chaves repetidoras não apresentaram um desempenho satisfatório justamente por não ter sido considerada a sua capacidade de “religamento”. Os ajustes das chaves repetidoras eram determinados da mesma forma que as chaves fusíveis normais, onde no caso de defeitos de origem permanente, as chaves repetidoras necessitavam de um tempo três vezes superior para interromper o defeito em relação às chaves fusíveis tradicionais, gerando assim a descordenação com os dispositivos de proteção a montante.

A figura 4.2 ilustra um exemplo do caso descrito:

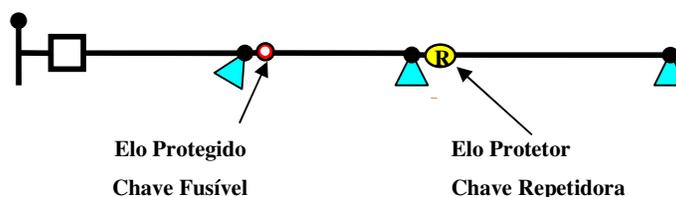


FIGURA 4.2: Exemplo de possível descordenação caso utilizada a tabela 4.2.

Este problema foi solucionado pelo autor, através do desenvolvimento de uma tabela de seletividade específica para chaves repetidoras (com função protetora) e chaves fusíveis tradicionais (com função protegida) no ano 2000 durante sua atuação na Superintendência de Operação da distribuidora de energia RGE (tabela 4.3).

A tabela 4.3 foi desenvolvida considerando como tolerância mínima no tempo máximo de atuação do elo da chave repetidora multiplicado por 3, sendo inferior a 33% do tempo mínimo de atuação da chave fusível convencional para a máxima corrente de curto-circuito no local de instalação da chave repetidora.

TABELA 4.3: Coordenação de Elos entre Chaves Tradicionais e Repetidoras

ELO FUSÍVEL REPETIDORA	ELO FUSÍVEL CHAVE TRADICIONAL				
	10K	15K	25K	40K	65K
6K	50A	300A	600A	1000A	1500A
10K		100A	400A	1000A	1500A
15K			100A	800A	1300A
25K				250A	805A
40K					300A
65K					

Atualmente a Tabela 4.3 esta sendo utilizada por todas as distribuidoras de energia do Estado do Rio Grande do Sul e por suas cooperativas de eletrificação rural.

Com base no algoritmo “alfa e beta”, nas tabelas de seletividade, e nos algoritmos de seletividade desenvolvidos é possível determinar automaticamente a seletividade entre as chaves fusíveis.

O algoritmo de seletividade desenvolvido entre as chaves fusíveis apresenta três etapas calculo, sendo:

1ª Etapa: Dimensionamento do elo fusível mínimo de modo que o mesmo não opere para as correntes de carga futuras (equações 4.1 e 4.2);

2ª Etapa: Verificação da seletividade entre chaves conforme as correntes de curto-circuito máximas no local das chaves protetoras. Nesta etapa, o algoritmo identifica a seqüência necessária de operação das chaves para que o sistema opere seletivo, alterando os elos protegidos conforme apresentado nas tabelas de seletividade 4.2 e 4.3.

3ª Etapa: Verificação do fator de disponibilidade das chaves fusíveis, também conhecido como fator de segurança, no qual é verificado se cada chave garante a proteção até o final do ramal protegido conforme as correntes de falta mínimas (equação 4.1).

A seguir o algoritmo é demonstrado em um sistema constituído de nove ramos, com transformadores com carregamento máximo de 45 kW, comprimento de ramo igual a 10 km (condutor 1/0 CAA), tensão de operação de 13,8 kV e equivalentes de curto circuito de seqüência positiva $1,0+j.2,0$ pu e seqüência zero de $1,0+j.2,0$ pu nas bases de 100 MVA e tensão do sistema.

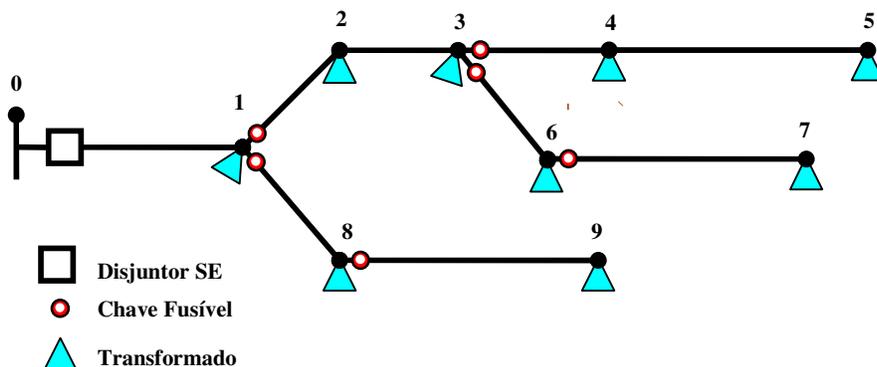


FIGURA 4.3: Exemplo de seletividade entre chaves

A primeira etapa consiste na realização do fluxo de potência do sistema em análise, considerando o máximo carregamento do histórico e conforme metodologia descrita por Bernardon [BERNARDON,2004], sendo representado no quadro 4.1.

QUADRO 4.1: Representação dos Valores de Fluxo de Potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	φ_r	β_r	I carga [A]
0	1	Dj	1	-	16,94
1	2	FU	2	1	11,29
2	3	L	3	2	9,41
3	4	FU	4	3	3,76
4	5	L	5	4	1,88
3	6	FU	6	3	3,76
6	7	FU	7	6	1,88
1	8	FU	8	1	3,76
8	9	FU	9	8	1,88

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

Com base nos dados do fluxo de potência é possível a determinação do elo fusível mínimo a ser utilizado pelas chaves fusíveis e chaves repetidoras, de modo que não ocorra a fusão dos elos na condição de máximo carregamento do sistema, conforme equações 4.1 e 4.2.

QUADRO 4.2: Dimensionamento do Elo Fusível Mínimo

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	φ_r	β_r	I carga[A]	Elo Fusível
0	1	Dj	1	-	16,94	-
1	2	FU	2	1	11,29	10K
2	3	L	3	2	9,41	-
3	4	FU	4	3	3,76	6K
4	5	L	5	4	1,88	-
3	6	FU	6	3	3,76	6K
6	7	FU	7	6	1,88	6K
1	8	FU	8	1	3,76	6K
8	9	FU	9	8	1,88	6K

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

* A corrente de fusão do elo fusível se dá com duas vezes a corrente nominal do elo, devendo ser respeitado o limite de 150% do valor nominal.

A Figura 4.4 representa o dimensionamento inicial dos elos fusíveis do sistema.

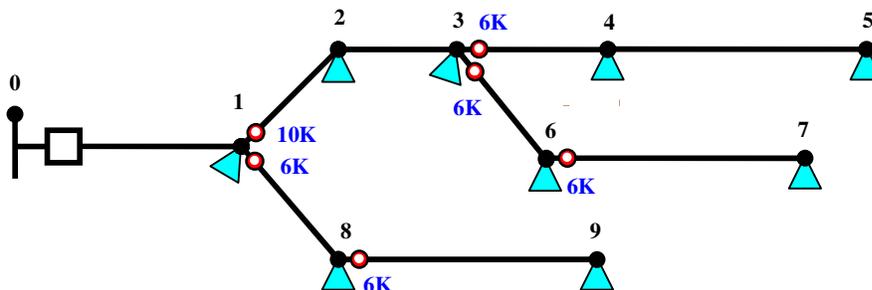


FIGURA 4.4: Dimensionamento inicial dos elos fusíveis

Na segunda etapa são calculadas as correntes de curto-circuito máximas, com impedância de falta igual a zero e as correntes de curto-circuito fase-terra mínimas (no final do ramal protegido pela chave fusível), com um valor de impedância de falta conforme as características do solo da região (neste exemplo 40Ω).

QUADRO 4.3: Correntes de Curto-Circuito Fase-terra

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	ϕ_r	β_r	$I_{\text{máx}} [\text{A}]$	$I_{\text{min}} [\text{A}]$
0	1	Dj	1	-	468	139
1	2	FU	2	1	266	96
2	3	L	3	2	186	96
3	4	FU	4	3	143	83
4	5	L	5	4	116	73
3	6	FU	6	3	143	83
6	7	FU	7	6	116	73
1	8	FU	8	1	266	113
8	9	FU	9	8	186	96

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

Para cada chave fusível é analisada a chave fusível a montante, sendo caracterizada como “Chave Protetora” e a chave a jusante denominada de “Chave Protegida”. De acordo com os valores das correntes de curto-circuito simuladas no local da chave Protetora, são dimensionados os elos da chave Protegida. (Tabelas 4.2 e/ou 4.3).

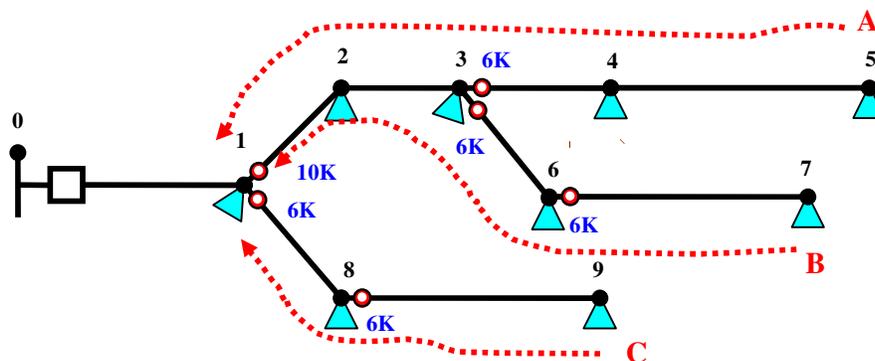


FIGURA 4.5: Seqüência de correção dos elos pelas correntes de curto-circuito

Os quadros 4.4, 4.5 e 4.6 apresentam as etapas de correção dos elos conforme as correntes de curto-circuito máximas no ponto de instalação das chaves “protetoras”.

QUADRO 4.4: Dimensionamento do Elo Fusível Conforme Correntes de Falta – Trecho A

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	φ_r	β_r	I carga [A]	Elo	Corrente de curto Máxima [A]	Elo Corrigido Trecho A
0	1	Dj	1	-	16,94	-	468	-
1	2	FU	2	1	11,29	10K	266	10K (até 190A)
2	3	L	3	2	9,41	-	186	-
3	4	FU	4	3	3,76	6K	143	6K
4	5	L	5	4	1,88	-	116	-

QUADRO 4.5: Dimensionamento do Elo Fusível Conforme Correntes de Falta – Trecho B

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	φ_r	β_r	I carga[A]	Elo	Corrente de curto Máxima [A]	Elo Corrigido Trecho B
0	1	Dj	1	-	16,94	-	468	-
1	2	FU	2	1	11,29	10K	266	15K (até 300A)
2	3	L	3	2	9,41	-	186	-
3	6	FU	6	3	3,76	6K	143	10K (até 190A)
6	7	FU	7	6	1,88	6K	116	6K

QUADRO 4.6: Dimensionamento do Elo Fusível Conforme Correntes de Falta – Trecho C

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	φ_r	β_r	I carga[A]	Elo	Corrente de curto Máxima [A]	Elo Corrigido Trecho C
0	1	Dj	1	-	16,94	-	468	-
1	8	FU	8	1	3,76	6K	266	10K (até 190A)
8	9	FU	9	8	1,88	6K	186	6K

Os elos corrigidos podem ser verificados através da Figura 4.6.

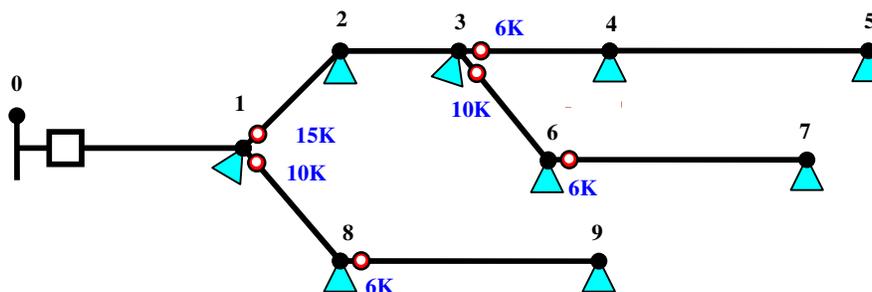


FIGURA 4.6: Elos corrigidos conforme corrente de curto-circuito

Um dos critérios utilizados pelas concessionárias do estado do Rio Grande do Sul é minimizar a utilização de elos de 6K, devido a sua baixa suportabilidade, desta forma após a adequação de todos os dispositivos de proteção, pelo critério de seletividade, o ASP substituiu todos os elos fusíveis de 6K por 10K, os quais não comprometem a seletividade com outras chaves. Exemplo disso seria a substituição dos elos fusíveis do ramal (3-4), uma vez que elos de 10K seriam seletivos com elos de 15K do ramal (1-2).

A última etapa é a verificação do fator de segurança das chaves, na qual é verificado se cada chave garante a proteção até o final do ramal protegido para as correntes de falta fase-terra mínima. O fator de segurança é calculado através da divisão da corrente de falta fase-terra mínima no trecho de rede protegido pela chave, pela corrente mínima de fusão do elo fusível (conforme equação 4.1).

QUADRO 4.7: Correntes de Curto-Circuito Fase-terra

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	φ_r	β_r	Elo Dimensionado	I_{\min} [A]	Fator de Segurança
0	1	Dj	1	-	-	139	-
1	2	FU	2	1	15K	113	$96 / 30 = 3,20$
2	3	L	3	2	-	96	-
3	4	FU	4	3	6K	83	$83 / 12 = 6,92$
4	5	L	5	4	-	73	-
3	6	FU	6	3	10K	83	$83 / 20 = 4,15$
6	7	FU	7	6	6K	73	$73 / 12 = 6,08$
1	8	FU	8	1	10K	113	$113 / 20 = 5,65$
8	9	FU	9	8	6K	96	$96 / 12 = 8,00$

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

* A corrente de fusão do elo fusível se dá com duas vezes a corrente nominal do elo, devendo ser respeitado o limite de 150% do valor nominal.

O fator de segurança mínimo desejável é de 4. No caso da chave do trecho (1-2), o fator mínimo não foi atendido, desta forma o software verifica a possibilidade da redução dos elos da chave do trecho (1-2), seja através remoção das chaves dos trechos (3-4), (3-6) e/ou (6-7), ou através da redução da margem de seletividade entre as chaves (ANEXO C), informando ao usuário quais os impactos desta ação na confiabilidade do sistema. Caso persista a insensibilidade da proteção o ASP sinaliza o risco grifando a chave fusível no diagrama unifilar de proteção, salientando o risco ao usuário.

4.2 – Algoritmo de seletividade entre religadores e chaves fusíveis

O religador apresenta grande influencia na confiabilidade dos sistemas de distribuição, pois devido a sua capacidade de religamento tendem a eliminar defeitos transitórios de curta duração, não só em sua zona de proteção, mas também devido à característica das suas curvas de operação rápidas, que tendem a evitar a queima de elos das chaves fusíveis à jusante. Esta característica pode ser verificada através do ANEXO A.

Para a utilização dos religadores devem ser respeitados os seguintes critérios:

- I. A capacidade de interrupção do religador deve ser superior à corrente de curto-circuito trifásica no local onde o equipamento esta instalado.
- II. O ajuste de fase deve ser compatível com a ampacidade (limite térmico) dos condutores protegidos pelo religador;
- III. O ajuste de fase do religador deve suportar, em regime permanente, a carga máxima no ponto de sua instalação considerando uma folga entre 50% e 100%. [FRANÇA,1986; KOCH,2000; OLING,2002];
- IV. Por questões de segurança a corrente de ajuste de fase do religador não deve ser superior a $\frac{1}{2}$ da mínima corrente de curto-circuito bifásica no trecho a ser protegido, se possível considerando o fim do trecho para o qual é proteção de retaguarda.
- V. O ajuste de neutro do religador deve ser superior à corrente máxima de desequilíbrio do sistema onde esta instalado o religador (normalmente adota-se valores entre 0,1 a 0,3 do ajuste de fase).
- VI. Por questões de segurança a corrente de ajuste de neutro do religador não deve ser superior a $\frac{1}{2}$ da mínima corrente de curto-circuito fase-terra no trecho a ser

protegido, se possível considerando o fim do trecho para o qual é proteção de retaguarda.

Matematicamente as condições III e IV podem ser expressas da seguinte forma:

$$1,5 \cdot I_c \leq I_{pf} \leq \frac{I_{2\phi F}}{2} \quad (4.4)$$

onde:

- I_c – corrente de carga no trecho;
- I_{pf} – corrente de partida de Fase;
- $I_{2\phi F}$ – corrente de curto-circuito bifásica no fim do trecho protegido.

Matematicamente as condições V e VI podem ser expressas da seguinte forma:

$$(0,1 \approx 0,3) \cdot I_c \leq I_p \leq \frac{I_{1\phi m}}{2} \quad (4.5)$$

onde:

- I_c – corrente de carga no trecho;
- I_p – corrente de partida de Neutro;
- $I_{1\phi m}$ – corrente de curto-circuito fase terra mínimo no fim do trecho protegido.

As curvas de operação dos religadores são divididas em curvas com características de operação rápidas e lentas. As curvas rápidas visam eliminar defeitos transitórios antes que os mesmos causem a atuação das chaves fusíveis a jusantes do religador. Já as curvas lentas, visam possibilitar a atuação das chaves fusíveis a jusantes antes da operação de bloqueio do religador.

As análises de seletividade entre os religadores e as chaves fusíveis são realizadas em etapas, sendo:

1ª Etapa: As chaves fusíveis devem ser seletivas com as curvas rápidas do religador para as correntes máximas de curto-circuito no ponto de instalação das chaves.

2ª Etapa: As chaves fusíveis devem ser seletivas com as curvas lentas do religador para a faixa entre as máximas correntes de curto-circuito no ponto de instalação das chaves e as mínimas correntes de curto-circuito no final do trecho protegido pela chave fusível.

Estas características podem ser verificadas através da Figura 4.7.

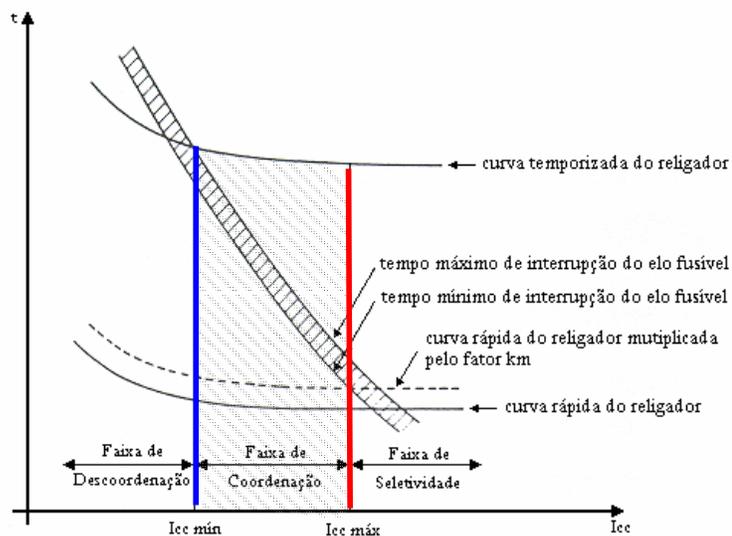


FIGURA 4.7: Característica de operação dos religadores e chaves fusíveis

A quantidade de operações rápidas e lentas é definida pelo usuário, conforme características da região onde esta sendo utilizado o religador.

Como os religadores apresentam operações individualizadas entre seus sensores de fase e sensores de neutro, a curva de operação de neutro do religador deve ser selecionada de modo que a combinação das curvas de fase e neutro coordene com as chaves fusíveis a jusante.

O algoritmo é demonstrado em um sistema semelhante ao exemplo anterior.

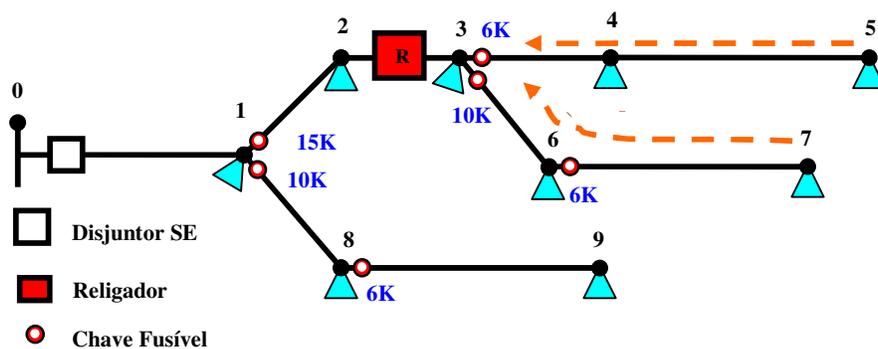


FIGURA 4.8: Exemplo de verificação de seletividade

Após os cálculos de fluxo de potência, curto-circuito e o dimensionamento dos elos fusíveis são informados ao sistema o modelo do religador. Com base nas equações 4.4 e 4.5, o ASP determina os valores mínimos possíveis de ajustes.

QUADRO 4.8: Determinação dos Ajustes do Religador

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	φ_r	β_r	I carga [A]	I_{cc2f} [A]	Ajuste Fase	I_{cc1tm} [A]	Ajuste Neutro
0	1	Dj	1	-	16,94	548	-	139	-
1	2	FU	2	1	11,29	325	-	113	-
2	3	RL	3	2	9,41	231	$1,5 \cdot 9,4 \leq I_{pf} \leq \frac{146}{2}$	96	$I_{pn} \leq \frac{73}{2}$
3	4	FU	4	3	3,76	180	-	83	-
4	5	L	5	4	1,88	146	-	73	-
3	6	FU	6	3	3,76	180	-	83	-
6	7	FU	7	6	1,88	146	-	73	-
1	8	FU	8	1	3,76	325	-	113	-
8	9	FU	9	8	1,88	231	-	96	-

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

No caso do exemplo 2, os ajustes de fase devem ser entre 15 e 73 A, conforme equação 4.4.

$$1,5 \cdot 9,4A \leq I_{pf} \leq \frac{146A}{2}$$

Já os ajustes de neutro devem se situar entre 1,5 e 36 A, conforme equação 4.5

$$0,1 \cdot 15 \leq I_p \leq \frac{73}{2}$$

Após o dimensionamento inicial das correntes de atuação de fase e neutro do religador, é realizada a validação entre as curvas de atuação possíveis do religador, sendo verificada a seletividade em relação a todas as chaves fusíveis a jusante do mesmo. É iniciada a validação sempre pela curva inferior do grupo de curvas em direção as curva superior (Δt), onde o limite da curva superior é a proteção de sobrecorrente da subestação. Ao variar entre as curvas de operação do religador (vertical), ocorre uma variação do tempo de abertura do religador aumentando assim o tempo de seletividade em relação a chave fusível em análise.

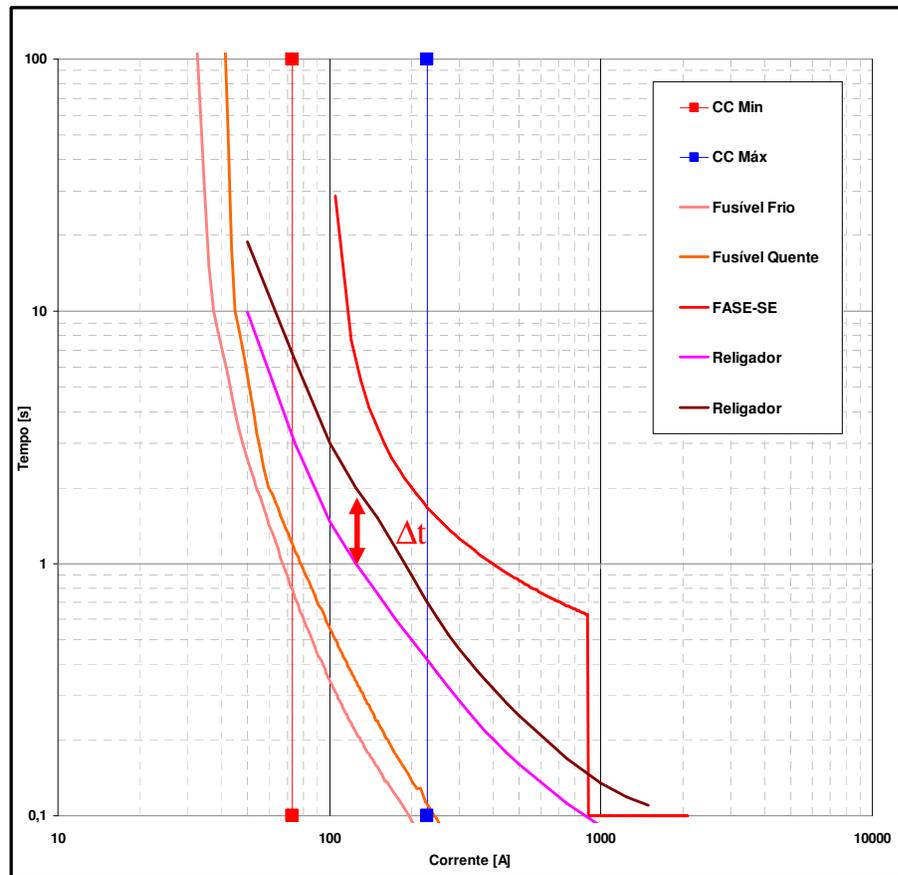


FIGURA 4.9: Deslocamento vertical da curva de operação

Caso a variação vertical da curva de operação não seja suficiente para propiciar a seletividade entre o religador e a chave fusível, é realizado um incremento na corrente de partida do religador (ΔI) (respeitando os limites determinados pelas equações 4.4 e 4.5 e os ajustes dos relés de sobrecorrente da subestação), realizando assim, um deslocamento horizontal da curva de operação do religador.

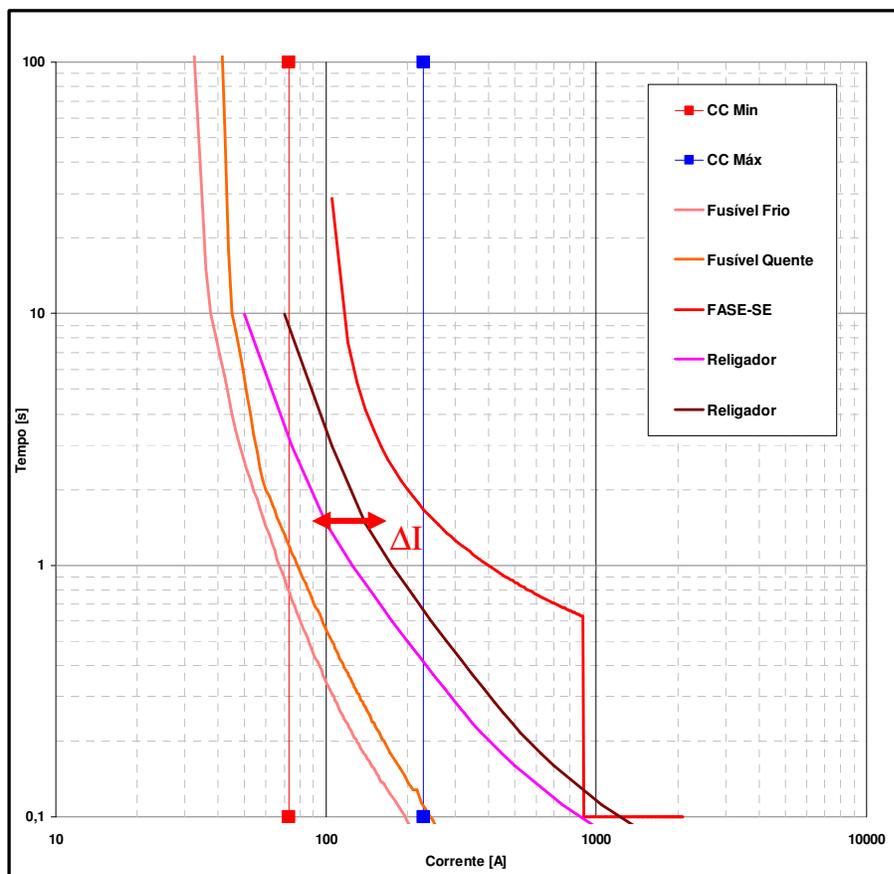


FIGURA 4.10: Deslocamento horizontal da curva de operação

Este procedimento é realizado alternadamente, até que se obtenha a seletividade do religador em relação a todas as chaves fusíveis do sistema.

Para todos os valores de correntes de falta possíveis dentro do trecho de circuito protegido pelo elo fusível, o tempo mínimo de fusão do elo deve ser maior que o tempo de abertura do religador pela curva rápida multiplicada por um fator de 1,35 [FRANÇA,1986; KOCH,2000; OLING,2002].

Para todos os valores de correntes de falta possíveis dentro do trecho de circuito protegido pelo elo fusível, o tempo máximo de fusão do elo deve ser menor que o tempo de abertura do religador pela curva lenta com uma folga mínima de 200 ms [FRANÇA,1986; KOCH,2000; OLING,2002].

4.3 – Seletividade entre os religadores e a subestação

Os ajustes dos relés de sobrecorrente da subestação são considerados como fixos, pois normalmente os mesmos são definidos durante os estudos de proteção dos sistemas de subtransmissão, sendo seletivos com as proteções dos transformadores de potência. Os ajustes de proteção dos alimentadores são informados previamente pelo usuário, onde o software apenas realiza a validação destes ajustes em relação aos dispositivos de proteção da rede de distribuição.

Com base nos ajustes informados pelo usuário dos ajustes dos relés de sobrecorrente, o ASP verifica:

- I. Se o ajuste de fase é compatível com a ampacidade (limite térmico) dos condutores protegidos;
- II. Se o ajuste de fase suporta em regime permanente a carga máxima do sistema considerando um fator de carregamento de 120%.
- III. Se o ajuste de fase é inferior a $\frac{1}{2}$ da mínima corrente de curto-circuito bifásica no final do trecho protegido, se possível considerando o fim do alimentador para o qual é proteção de retaguarda.
- IV. Se o ajuste de neutro é inferior a $\frac{1}{2}$ da mínima corrente de curto-circuito fase-terra mínima no final do trecho protegido, se possível considerando o fim do alimentador para o qual é proteção de retaguarda.
- V. Se os ajustes de instantâneos de fase e neutro são inferiores as correntes de curto-circuito nos locais de instalação dos religadores e chaves repetidoras.
- VI. Se os relés de sobrecorrente são seletivos com as chaves fusíveis e religadores de distribuição, sendo o tempo de operação dos relés superior em 250ms o tempo de atuação dos demais dispositivos para toda a faixa possível de corrente de falta.

No caso de violação de algum dos critérios relacionados anteriormente o ASP informa ao usuário através da sinalização visual junto ao diagrama unifilar do sistema em estudo e de uma mensagem de alerta.

CAPÍTULO 5

ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO

Como verificado nos exemplos do capítulo 4 e através das tabelas de seletividade 4.2 e 4.3, quanto mais alto o nível de curto-circuito e quanto mais chaves fusíveis existirem em série, maior será o elo fusível protegido resultante. Na maioria dos casos, elos fusíveis elevados comprometem além da segurança operacional, a seletividade com outros dispositivos de proteção (religadores e relés de sobrecorrente). Em casos onde não é possível a seletividade entre religadores e chaves fusíveis, torna-se necessária a remoção ou deslocamento de alguns dispositivos. A determinação do equipamento a ser deslocado ou removido nem sempre é uma escolha simples, desta forma foram desenvolvidos algoritmos de otimização os quais realizam testes pontuais de remoção, inserção e/ou deslocamento de equipamentos de proteção e manobra, verificando o impacto de cada uma das ações na confiabilidade do sistema.

5.1. – Algoritmo heurístico de otimização

Os algoritmos desenvolvidos foram baseados principalmente no princípio de funcionamento dos dispositivos de proteção e manobra, associados aos procedimentos de restabelecimento de energia utilizados pelas concessionárias de distribuição do Estado do Rio Grande do Sul.

Os equipamentos de proteção e manobra tradicionalmente utilizados nas redes de distribuição podem ser divididos em 3 grupos básicos:

- Equipamentos de proteção sem religamento (normalmente chaves fusíveis em grandes quantidades);
- Equipamentos de proteção com religamento (religadores, chaves repetidoras e relés de sobrecorrente);
- Equipamentos de manobra (chaves faca).

Os algoritmos desenvolvidos foram baseados nos dados estatísticos das interrupções disponíveis nas concessionárias de distribuição, principalmente nos dados históricos da AES Sul:

O tempo médio das interrupções de energia pode se dividido em três parcelas, sendo:

I. Tempo Médio de Despacho: definido como sendo o intervalo entre o registro da reclamação da falta de energia pelo cliente na central de relacionamento da concessionária, denominada “Call Center” até o momento em que o operador do Centro de Operações da Distribuidora “COD” realiza a solicitação de deslocamento da equipe de eletricitas.

II. Tempo Médio de Deslocamento: definido como sendo o intervalo entre o momento em que o operador do COD realizou a solicitação de deslocamento até o momento da localização do defeito pela equipe de eletricitas.

III. Tempo Médio de Manutenção: definido como sendo o intervalo entre o momento da localização do defeito até a sua correção e o restabelecimento do fornecimento de energia.

Estes tempos médios podem ser determinados através da análise do histórico de interrupções de energia ocorridas no sistema em um determinado período de tempo.

Já a frequência das interrupções emergenciais, pode ser associada a um indicador denominado de:

Taxa de Falhas: definida como sendo a relação entre o número de falhas (neste caso, na rede primária) em um determinado período de tempo, pela quilometragem total de rede.

$$\lambda = \frac{\sum F}{\ell} \quad (5.1)$$

Onde:

- λ - taxa de falhas;
- $\sum F$ - somatório das falhas emergenciais da rede primária durante um determinado período (geralmente um ano);
- ℓ - comprimento total do circuito em estudo.

Tradicionalmente os cálculos de estimativas de confiabilidade são realizados através de metodologias denominadas “clássicas”, na qual são considerados os dados estatísticos do sistema em estudo como um todo, ou seja, os valores de taxa de falhas e as parcelas de tempo utilizadas são baseados nos dados estatísticos do sistema (alimentador). Mas sabe-se que dentro de um mesmo sistema podem existir regiões com desigualdades de desempenho, as quais podem ser decorrentes de características da própria região, carregamento, manutenção preventiva, vias de acesso, condições climáticas, equipamentos de manobra, diferenciação entre áreas urbanas ou rurais, priorização por parte da concessionária, entre outros.

Desta forma o optou-se por utilizar a metodologia denominada de “Metodologia por Blocos”, onde são consideradas as parcelas de tempo e as taxas de falhas específicas por trecho de rede. Os blocos são delimitados entre os dispositivos de proteção, onde cada bloco de rede considera apenas os dados de desempenho histórico do dispositivo de proteção do bloco.

Na Figura 5.1 é apresentado um alimentador típico, o qual possui oito dispositivos de proteção, sendo possível dividir em nove blocos de rede. Cada bloco de rede apresenta uma taxa de falhas e parcelas de tempos de restabelecimento calculados com base no desempenho do dispositivo de proteção do bloco e na extensão acumulada de rede para o bloco.

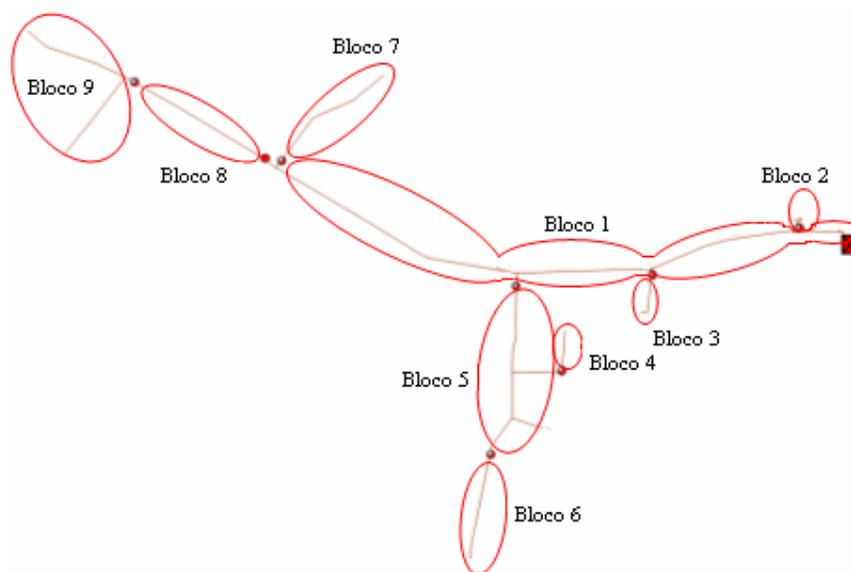


FIGURA 5.1: Representação em blocos

Os algoritmos de otimização utilizados diferem significativamente quando baseados em dados estatísticos obtidos pela metodologia por blocos e a clássica, visto que alguns dispositivos de proteção apresentam a capacidade de religamento, distorcendo o histórico de interrupções do bloco.

Os dispositivos com religamento automático são os religadores, chaves fusíveis repetidoras e as proteções de sobrecorrente do módulo do alimentador. Como os sistemas de cadastro de interrupções das distribuidoras não registram as interrupções transitórias que foram religadas automaticamente, foi necessário utilizar um fator de correção denominado de “*FT* – Falhas Transitórias”. Os trechos de rede em blocos delimitados por dispositivos de proteção com religamento automático apresentam um número de interrupções inferior aos outros blocos com proteção sem religamento.

O fator *FT* pode ser determinado com base no histórico de interrupções dos dispositivos de proteção os quais não apresentam religamento, sendo considerada a relação entre os eventos com causas identificadas com origem transitória e permanente (dados obtidos no ANEXO B, ao final desta tese).

Matematicamente o *FT* pode ser expresso da seguinte forma:

$$FT = 1 + \left(\frac{N_{FT}}{N_F} \right) \quad (5.1)$$

Onde:

- N_{FT} - Número de falhas transitórias;
- N_F - Número total de falhas do sistema;

Como abordado no ANEXO B, grande parte dos defeitos nas redes de distribuição são de característica transitória, representando em média 60% dos defeitos. Desta forma os dispositivos de proteção com capacidade de religamento automático apresentam uma elevada importância e influencia na estimativa de confiabilidade.

Os algoritmos de confiabilidade desenvolvidos almejam estimar a energia interrompida ou o número de consumidores interrompidos por ano, baseados no princípio de operação dos dispositivos de proteção e manobra, bem como na relação intrínseca ente eles. Desta forma estas estimativas podem ser divididas três parcelas:

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos relés de sobrecorrente do módulo do alimentador.

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})] \quad (5.2)$$

onde:

- \mathfrak{S}_{SE} - Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo módulo do alimentador [kVAh/ano];
- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{SE} - Comprimento de trecho protegido pelo disjuntor [km];
- S_{SE} - Potência média fornecida pelo alimentador [kVA];
- τ_{des} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h].

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos protegidos pelos dispositivos de proteção (Religadores, chaves fusível, chaves repetidoras).

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})] \quad (5.3)$$

onde:

- \mathfrak{S}_{SE} - Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos protegidos pelos dispositivos de proteção [kVAh/ano];
- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{EP} - Comprimento do trecho protegido pelo dispositivo de proteção [km];
- S_{EP} - Potência média interrompida pelo dispositivo de proteção [kVA];
- τ_{des} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h].

3ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos manobráveis pelos dispositivos de manobra. Devido ao fato que defeitos nos trechos onde existem dispositivos de manobra, sempre geram a atuação de um dispositivo de proteção a montante, sendo possível isolar o defeito através do dispositivo de manobra e posteriormente restabelecer parcialmente o trecho através do dispositivo de proteção.

$$\mathfrak{S}_{EM} = \sum \{[(\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl})] + [(\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]\} \quad (5.4)$$

onde:

- \mathfrak{S}_{EM} - Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos manobráveis pelos dispositivos de manobra [kVAh/ano];
- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{EM} - Comprimento do trecho de rede protegido pelo dispositivo de proteção a montante do dispositivo de manobra [km];
- S_{EP} - Potência média interrompida do dispositivo de proteção a montante do dispositivo de manobra [kVA];
- S_{EM} - Potência média interrompida pelo dispositivo de manobra [kVA];
- τ_{des} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h].

A estimativa inicial de energia interrompida anual do sistema em estudo é obtida através da soma das três parcelas de estimativa, sendo:

$$\mathfrak{S} = \mathfrak{S}_{SE} + \mathfrak{S}_{EP} + \mathfrak{S}_{EM} \quad [\text{kVAh}], \quad (5.5)$$

As mesmas equações podem ser utilizadas para a determinação da estimativa inicial de consumidores interrompidos ano, substituindo nas equações 5.2, 5.3 e 5.4 a potência média interrompida pelo número de consumidores acumulados no trecho. O número de consumidores acumulados por trecho pode ser obtido através do algoritmo de “alfa” e “beta”, sendo somado o número de consumidores dos transformadores conectados ao nó, de forma semelhante ao somatório de impedâncias.

Como exemplo adota-se o fragmento do sistema de distribuição na Figura 5.2, onde o alimentador consiste de sete ramos e sete transformadores com um carregamento definido de 150 kVA por transformador, com comprimento de cada ramo igual a 1 km, condutor 336,4 CAA, tensão de operação de 23 kV, taxa de falhas de 0,20 por km e parcelas de tempo de $\tau_{des} = 5$ min, $\tau_{desl} = 15$ min e $\tau_{man} = 30$ min.

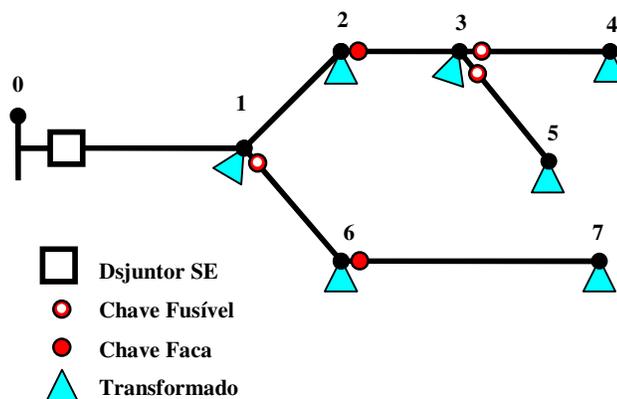


FIGURA 5.2: Diagrama unificar da rede de distribuição

O primeiro passo é a definição do fluxo de potência realizado através do Programa ASP, na qual é determinada a corrente, tensão, potência ativa e reativa em cada ramo do sistema modelo.

QUADRO 5.1: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	α_r	β_r	S [kVA]	I [A]	V[kV]
0	1	DJ	1	1	-	1050	26,38	22,99
1	2	L	1	2	1	600	15,08	22,98
2	3	FC	1	3	2	450	11,31	22,98
3	4	FU	1	4	3	150	3,77	22,97
3	5	FU	1	5	3	150	3,77	22,97
1	6	FU	1	6	1	300	7,54	22,98
6	7	FC	1	7	6	150	3,77	22,98

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

O segundo passo consiste na determinação dos trechos protegidos e manobráveis. Ao observar a Figura 5.3 é fácil verificar quais os dispositivos de proteção que devem atuar em caso de defeitos em cada ramo da rede de distribuição. Sendo a extensão de rede protegida por cada dispositivo de proteção denominada de “Zona de Proteção”, onde a determinação destas zonas consiste no somatório das extensões dos trechos entre dispositivos de proteção.

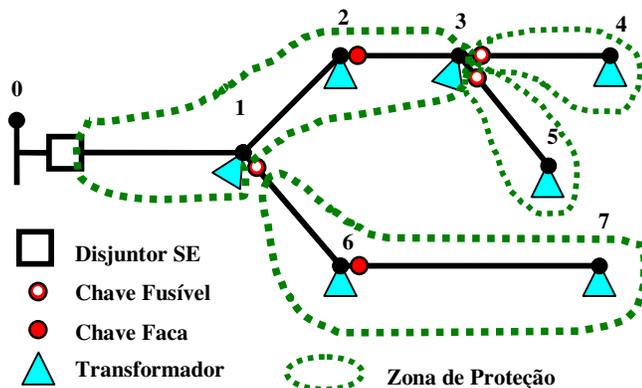


FIGURA 5.3: Zonas de proteção

A determinação dos trechos manobráveis, delimitados tanto pelos dispositivos de proteção, quanto pelos dispositivos de manobra, são denominados de “Zonas de Comutação”, sendo a determinação destas zonas através do somatório das extensões de trechos de rede, entre os dispositivos de proteção ou manobra.

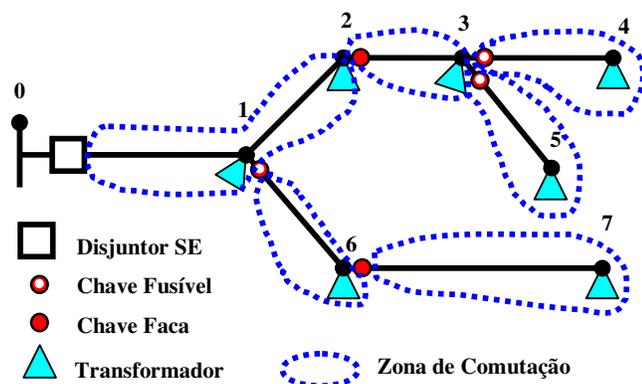


FIGURA 5.4: Zonas de comutação

O quadro 5.2 representa os valores obtidos por dispositivo das Zonas de Comutação e Proteção.

QUADRO 5.2: Zonas de Comutação e Proteção

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	α_r	β_r	Zona de Proteção [km]	Zona de Comutação [km]
0	1	Dj	1	1	-	$(0-1)+(1-2)+(2-3)=3$	$(0-1)+(1-2)=2$
1	2	L	1	2	1	-	-
2	3	FC	1	3	2	-	$(2-3)=1$
3	4	FU	1	4	3	$(3-4)=1$	$(3-4)=1$
3	5	FU	1	5	3	$(3-5)=1$	$(3-5)=1$
1	6	FU	1	6	1	$(1-6)+(6-7)=2$	$(1-6)=1$
6	7	FC	1	7	6	-	$(6-7)=1$

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

A estimativa inicial de energia interrompida anual do sistema original em estudo não considera o *FT* devido ao fato que os dados históricos de interrupção deste sistema já contemplam as interrupções transitórias, desta forma basta aplicar as equações definidas em 5.2, 5.3, 5.4.

Parcela para defeitos na zona de comutação da subestação (Equação 5.2):

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(0,2 \cdot 2) \cdot 1050 \cdot (5 + 15 + 30)] = 21000kVAh = 35kVAh$$

Parcela para defeitos na zona de comutação dos dispositivos de proteção (Equação 5.3):

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-4)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 150 \cdot (5 + 15 + 30) = 1500kVAh = 25kVAh$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-5)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 150 \cdot (5 + 15 + 30) = 1500kVAh = 25kVAh$$

$$\mathfrak{S}_{EP(1-6)} = (0,2 \cdot 2) \cdot 300 \cdot (5 + 15 + 30) = 6000kVAh = 100kVAh$$

Parcela para defeitos na zona de comutação dos dispositivos de manobra (Equação 5.4):

$$\mathfrak{S}_{EM} = \sum \{[(\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl})] + [(\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]\}$$

$$\mathfrak{S}_{EM(2-3)} = [(0,2 \cdot 1) \cdot 1050 \cdot (5 + 15)] + [(0,2 \cdot 1) \cdot 300 \cdot (30)] = 6000kVAh = 100kVAh$$

$$\mathfrak{S}_{EM(6-7)} = [(0,2 \cdot 1) \cdot 300 \cdot (5 + 15)] + [(0,2 \cdot 1) \cdot 150 \cdot (30)] = 2100kVAh = 35kVAh$$

Estimativa de energia interrompida ano para o sistema modelo:

$$\mathfrak{S}_0 = \mathfrak{S}_{SE} + \mathfrak{S}_{EP} + \mathfrak{S}_{EM}$$

$$\mathfrak{S}_0 = 35 + 150 + 135 = 320kVAh$$

5.2 – Algoritmo heurístico de inserção e remoção de dispositivos

Ao inserirmos ou removermos dispositivos de proteção e manobra modificamos a funcionalidade do sistema, principalmente ao que se refere ao desempenho mediante defeitos transitórios. Por exemplo, quando inserimos um novo religador com curvas de operação rápidas habilitadas, todas as chaves fusíveis instaladas a jusante deste dispositivo não irão mais operar para defeitos transitórios, reduzido assim o número de interrupções do histórico através da metodologia por blocos.

Desta forma torna-se fundamental a utilização de regras de correlação entre dispositivos de proteção e manobra, conforme seus princípios de operação e sua influencia para os defeitos transitórios “*FT*”.

a) Inserção e remoção de chaves fusíveis:

1ª Regra: Instalação de uma chave fusível em um bloco protegido originalmente por relés de sobrecorrente (alimentador com religamento automático), religador sem operações rápidas habilitadas ou chave repetidora. Haverá um acréscimo no número de interrupções no trecho protegido pela nova chave fusível, resultando na equação 5.5 para esta chave.

$$\mathfrak{S}_{EP} = [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})] \cdot FT \quad (5.5)$$

onde:

- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{EP} - Comprimento do trecho protegido pelo novo dispositivo de proteção [km];
- S_{EP} - Potência média interrompida pelo dispositivo de proteção inserido [kVA];
- τ_{des} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h].
- FT – Fator Transitório.

2ª Regra: Instalação de uma chave fusível em um bloco protegido originalmente por um religador com operações rápidas habilitadas ou com chave fusível. Não há alterações, permanecendo inalterado o número de defeitos transitórios no trecho protegido pela nova chave fusível.

3ª Regra: Remoção de uma chave fusível em um bloco com a proteção de retaguarda por relés de sobrecorrente do alimentador (com religamento automático), religador sem operações rápidas habilitadas ou chave repetidora. Haverá uma redução no número de interrupções no trecho protegido pela chave fusível, resultando na equação 5.6 para a proteção de retaguarda.

$$\left[\lambda \cdot (\ell_{SE} - \ell_{EP}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man}) \right] + \frac{\left[(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man}) \right]}{FT} \quad (5.6)$$

onde:

- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{SE} - Comprimento do novo trecho protegido pelo disjuntor ou religador [km];
- ℓ_{EP} - Comprimento do trecho protegido pelo dispositivo de proteção removido [km];
- S_{SE} - Potência média fornecida pelo alimentador ou religador [kVA];
- τ_{des} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h];
- FT – Fator Transitório.

4ª Regra: Remoção de uma chave fusível em um bloco com a proteção de retaguarda por um religador com operações rápidas habilitadas ou chave fusível. Não há alterações, permanecendo inalterado o número de defeitos transitórios no trecho protegido pela chave fusível removida.

b) Inserção e remoção de chaves repetidoras:

Lembrando que a chave repetidora apresenta a capacidade de religamento automático, sendo possível a eliminação de até dois defeitos transitórios sem a interrupção do trecho.

1ª Regra: Instalação de uma chave fusível repetidora em um bloco protegido originalmente por relés de sobrecorrente do alimentador (com religamento automático), religador ou chave repetidora. Não há alterações, permanecendo inalterado o número de defeitos transitórios no trecho protegido pela nova chave fusível repetidora.

2ª Regra: Instalação de uma chave fusível repetidora em um bloco protegido originalmente por uma chave fusível. Haverá uma redução no número de interrupções no trecho protegido pela nova chave repetidora, resultando na equação 5.7 para a nova chave.

$$\mathfrak{S}_{EP} = \frac{[(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]}{FT} \quad (5.7)$$

onde:

- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{EP} - Comprimento do trecho protegido pela nova chave repetidora [km];
- S_{EP} - Potência média interrompida pelo dispositivo de proteção inserido [kVA];
- τ_{des} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h];
- FT – Fator Transitório.

3ª Regra: Remoção de uma chave repetidora em um bloco com a proteção de retaguarda por relés de sobrecorrente do alimentador (com religamento automático), religador ou chave repetidora. Não há alterações, permanecendo inalterado o número de defeitos transitórios no trecho protegido pela chave repetidora removida.

4ª Regra: Remoção de uma chave repetidora em um bloco com a proteção de retaguarda por chave fusível. Haverá um acréscimo no número de interrupções no trecho protegido pela chave repetidora removida, resultando na equação 5.8 para a chave de retaguarda.

$$\mathfrak{S}_{EP} = [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})] \cdot FT \quad (5.8)$$

onde:

- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{EP} - Comprimento do trecho protegido pela chave fusível de retaguarda [km];
- S_{EP} - Potência média interrompida pela chave fusível de retaguarda [kVA];
- τ_{des} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h];
- FT – Fator Transitório.

c) Inserção e remoção de religadores:

1ª Regra: Não é permitida a instalação em série de religadores após chaves fusíveis ou chaves repetidoras.

Os religadores com operação rápida habilitada influenciam no desempenho de todas as chaves fusíveis a jusante do religador para os defeitos transitórios, uma vez que, a operação rápida opera antes dos elos fusíveis.

2ª Regra: Instalação de um religador com operações rápidas habilitadas em um bloco com a proteção de retaguarda por relés de sobrecorrente do alimentador. Haverá uma redução no número de interrupções de todas as chaves fusíveis após o religador, resultando na equação 5.8.

$$\mathfrak{S}_{EP} = \frac{[(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]}{FT} \quad (5.8)$$

onde:

- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{EP} - Comprimento do trecho protegido pelas chaves fusíveis a jusante [km];
- S_{EP} - Potência média interrompida pelas chaves fusíveis a jusante [kVA];
- τ_{des} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h];
- FT – Fator Transitório.

3ª Regra: Remoção de um religador com operações rápidas habilitadas em um bloco com a proteção de retaguarda por relés de sobrecorrente do alimentador. Haverá um acréscimo no número de interrupções de todas as chaves fusíveis após o religador, resultando na equação 5.8.

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum \{[(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})] \cdot FT\} \quad (5.8)$$

onde:

- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{EP} - Comprimento do trecho protegido pelas chaves fusíveis a jusante [km];
- S_{EP} - Potência média interrompida pelas chaves fusíveis a jusante [kVA];
- τ_{des} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h];
- FT – Fator Transitório.

5.3 – Algoritmo para o aumento da confiabilidade considerando investimentos

Um dos principais objetivos desta tese é determinar a melhor forma de distribuição dos recursos financeiros e de materiais visando o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição, de modo a permitir avaliar as melhores alternativas de investimento no universo do alimentador, segundo os critérios básicos de continuidade nas redes de distribuição de energia elétrica. Devido a restrições operacionais e de seletividade não é em qualquer local que se pode instalar um dispositivo de proteção de baixo custo, tal como uma chave fusível ou repetidora, sendo necessário em alguns casos a instalação de um religador que apresenta um custo cerca de 40 vezes superior. Neste contexto também surge uma nova questão, “O sistema de distribuição não apresentaria um melhor desempenho se, ao invés de instalar um religador, fossem instalados 40 dispositivos de manobra e/ou proteção?” Para a solução durante a tomada de decisões, torna-se necessário analisar a redução de kVAh interrompido por real (R\$) investido.

A análise da melhor opção é baseada no “fator de eficiência” K_{ef} , definido como:

$$K_{ef} = \frac{\mathfrak{S}_o - \mathfrak{S}_n}{R\$} \quad (5.9)$$

onde:

- K_{ef} : É o indicador de eficiência do dispositivo testado;
- \mathfrak{S}_o : Estimativa do valor esperado de energia interrompida na condição original do sistema [kVAh];
- \mathfrak{S}_n : Estimativa do valor esperado de energia interrompida considerando a inserção do novo dispositivo no sistema [kVAh];

- $R\$$: Custo do dispositivo em teste.

O quadro 5.3 refere-se aos valores e restrições utilizados pela distribuidora AES Sul, sendo o limite operacional a máxima corrente de carga admitida no local de teste de instalação do dispositivo.

QUADRO 5.3: Restrições

Equipamento	Custo R\$*	Corrente Nominal	Capacidade de Interrupção	Limite Operacional
Chave Fusível	320,00	300A	7.100A	130A
Chave Repetidora	1.500,00	100A	1.400A	50A
Religador Digital	38.000,00	600A	12.000A	600A
Chave Faca	460,00	400A	-	400A

* Custo somente do dispositivo, trifásico, base AES Sul 2007.

A melhor alternativa de aplicação financeira em relação a melhoria de desempenho na confiabilidade de um sistema, pode ser obtida através do teste pontual de inserção por dispositivo, relacionando a redução de energia interrompida pelo valor a ser gasto na aquisição do dispositivo.

Como exemplo adota-se o fragmento de um sistema de distribuição com uma taxa de falhas de 0,20 por km e parcelas de tempo de $\tau_{des} = 5$ min, $\tau_{desl} = 15$ min e $\tau_{man} = 30$ min. Para simplificação do exemplo, não foi considerada a influencia dos defeitos transitórios nas equações de confiabilidade.

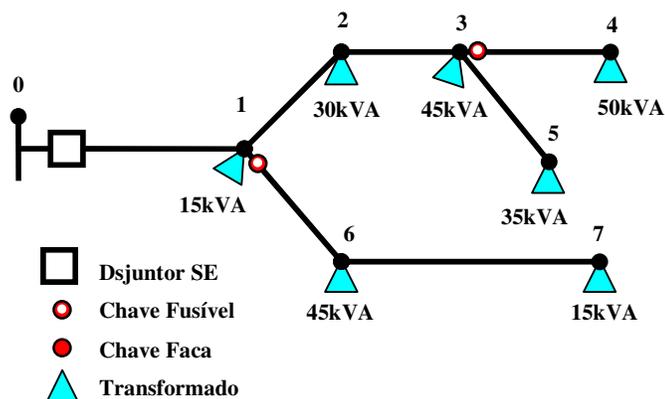


FIGURA 5.5: Diagrama unificar da rede de distribuição

A primeira etapa consiste na definição do fluxo de potência para possibilitar o cálculo de estimativa de energia interrompida e verificar a possibilidade de instalação dos dispositivos conforme restrições descritas no quadro 5.3.

QUADRO 5.4: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	Km	α_r	β_r	S [kVA]	I [A]	V[kV]
0	1	DJ	1	1	-	235	5,90	22,99
1	2	L	1	2	1	160	4,02	22,98
2	3	L	1	3	2	130	3,27	22,98
3	4	FU	1	4	3	50	1,26	22,97
3	5	L	1	5	3	35	0,88	22,97
1	6	FU	1	6	1	60	1,51	22,98
6	7	L	1	7	6	15	0,38	22,98

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

A segunda etapa consiste na determinação da estimativa de confiabilidade do sistema original.

QUADRO 5.5: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	S [kVA]	I [A]	Zona de Proteção	Zona de Comutação
0	1	DJ	235	5,90	4	4
1	2	L	160	4,02	-	-
2	3	L	130	3,27	-	-
3	4	FU	50	1,26	1	1
3	5	L	35	0,88	-	-
1	6	FU	60	1,51	2	2
6	7	L	15	0,38	-	-

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

(Equação 5.2):

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{SE(0-1)} = [(0,2 \cdot 4) \cdot 235 \cdot (5 + 15 + 30)] = 9400kVAm$$

(Equação 5.3):

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-4)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 50 \cdot (5 + 15 + 30) = 500kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(1-6)} = (0,2 \cdot 2) \cdot 60 \cdot (5 + 15 + 30) = 1200kVAm$$

$$\mathfrak{S}_0 = 11100kVAm$$

A terceira etapa consiste na instalação pontual dos dispositivos de proteção e manobra e a mensuração da eficiência obtida.

a) Instalação de uma nova chave fusível:

Trecho (6-7):

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor.

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{SE(0-1)} = [(0,2 \cdot 4) \cdot 235 \cdot (5 + 15 + 30)] = 9400kVAm$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção.

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-4)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 50 \cdot (5 + 15 + 30) = 500kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(1-6)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 60 \cdot (5 + 15 + 30) = 600kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(6-7)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 15 \cdot (5 + 15 + 30) = 150kVAm$$

QUADRO 5.6: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	S [kVA]	I [A]	Zona de Proteção	Zona de Comutação	\mathfrak{S}
0	1	DJ	235	5,90	4	4	9400
1	2	L	160	4,02	-	-	-
2	3	L	130	3,27	-	-	-
3	4	FU	50	1,26	1	1	500
3	5	L	35	0,88	-	-	-
1	6	FU	60	1,51	1	1	600
6	7	FU	15	0,38	1	1	150
Total							10650

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

$$K_{ef} = \frac{\mathfrak{S}_o - \mathfrak{S}_n}{R\$} = \frac{11100 - 10650}{320} = 1,4063$$

Trecho (3-5):

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor.

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{SE(0-1)} = [(0,2 \cdot 3) \cdot 235 \cdot (5 + 15 + 30)] = 7050kVAm$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção.

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-4)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 50 \cdot (5 + 15 + 30) = 500kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(1-6)} = (0,2 \cdot 2) \cdot 60 \cdot (5 + 15 + 30) = 1200kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-5)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 35 \cdot (5 + 15 + 30) = 350kVAm$$

QUADRO 5.7: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	S [kVA]	I [A]	Zona de Proteção	Zona de Comutação	\mathfrak{S}
0	1	DJ	235	5,90	3	3	7050
1	2	L	160	4,02	-	-	-
2	3	L	130	3,27	-	-	-
3	4	FU	50	1,26	1	1	500
3	5	FU	35	0,88	1	1	350
1	6	FU	60	1,51	2	2	1200
6	7	L	15	0,38	-	-	-
Total							9100

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

$$K_{ef} = \frac{\mathfrak{S}_o - \mathfrak{S}_n}{R\$} = \frac{11100 - 9100}{320} = 6,2500$$

Trecho (2-3):

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor.

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{SE(0-1)} = [(0,2 \cdot 2) \cdot 235 \cdot (5 + 15 + 30)] = 4700kVAm$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção.

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-4)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 50 \cdot (5 + 15 + 30) = 500kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(1-6)} = (0,2 \cdot 2) \cdot 60 \cdot (5 + 15 + 30) = 1200kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(2-3)} = (0,2 \cdot 2) \cdot 130 \cdot (5 + 15 + 30) = 2600kVAm$$

QUADRO 5.8: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	S [kVA]	I [A]	Zona de Proteção	Zona de Comutação	\mathfrak{S}
0	1	DJ	235	5,90	2	2	4700
1	2	L	160	4,02	-	-	-
2	3	FU	130	3,27	2	2	2600
3	4	FU	50	1,26	1	1	500
3	5	L	35	0,88	-	-	-
1	6	FU	60	1,51	2	2	1200
6	7	L	15	0,38	-	-	-
Total							9000

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

$$K_{ef} = \frac{\mathfrak{S}_o - \mathfrak{S}_n}{R\$} = \frac{11100 - 9000}{320} = 6,5625$$

Trecho (1-2):

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor.

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{SE(0-1)} = [(0,2 \cdot 1) \cdot 235 \cdot (5 + 15 + 30)] = 2350kVAm$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção.

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-4)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 50 \cdot (5 + 15 + 30) = 500kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(1-6)} = (0,2 \cdot 2) \cdot 60 \cdot (5 + 15 + 30) = 1200kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(1-2)} = (0,2 \cdot 3) \cdot 160 \cdot (5 + 15 + 30) = 4800kVAm$$

QUADRO 5.9: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	S [kVA]	I [A]	Zona de Proteção	Zona de Comutação	\mathfrak{S}	
0	1	DJ	235	5,90	1	1	2350	
1	2	FU	160	4,02	3	3	4800	
2	3	L	130	3,27	-	-	-	
3	4	FU	50	1,26	1	1	500	
3	5	L	35	0,88	-	-	-	
1	6	FU	60	1,51	2	2	1200	
6	7	L	15	0,38	-	-	-	
Total							.	8850

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

$$K_{ef} = \frac{\mathfrak{S}_o - \mathfrak{S}_n}{R\$} = \frac{11100 - 8850}{320} = 7,0313$$

Considerando a influencia das falhas transitórias no sistema do exemplo, teríamos um acréscimo no número de interrupções com a inserção de chaves fusíveis nos trechos de rede (3-5), (2-3) e (1-2), visto que estes trechos originalmente apresentam proteção por relés de sobrecorrente com religamento automático, sendo necessária a utilização da equação 5.5 para o calculo destas parcelas e conseqüentemente um aumento na estimativa de energia interrompida.

QUADRO 5.10: Resumo da redução da estimativa de energia interrompida

Nó Inicial	Nó Final	$\Delta\mathfrak{S}$ [kVA _m] com $FT=1$	$\Delta\mathfrak{S}$ [kVA _m] com $FT=1,6$
0	1	-	-
1	2	-2250	+630
2	3	-2100	-540
3	4	-	-
3	5	-2000	-1790
1	6	-	-
6	7	-450	-450

Este exemplo é importante para demonstrar a influencia do fator “ FT ” na determinação da estimativa de energia interrompida durante a inserção de dispositivos de proteção em um determinado sistema. Considerando a redução de energia interrompida com $FT=1$, a melhor alternativa de instalação de uma nova chave fusível seria no trecho (1-2), mas considerando a influencia de defeitos transitórios $FT=1,6$, teríamos uma piora significativa no desempenho do sistema neste trecho, sendo a melhor alternativa o trecho (3-5).

b) Instalação de uma nova chave faca:

Trecho (6-7):

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor.

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{SE(0-1)} = [(0,2 \cdot 4) \cdot 235 \cdot (5 + 15 + 30)] = 9400 \text{ kVAm}$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção.

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum ((\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man}))$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-4)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 50 \cdot (5 + 15 + 30) = 500 \text{ kVAm}$$

$$\mathfrak{S}_{EP(1-6)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 60 \cdot (5 + 15 + 30) = 600 \text{ kVAm}$$

3ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos manobráveis pelos dispositivos de manobra.

$$\mathfrak{S}_{EM} = \sum \{[(\pi \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl})] + [(\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]\}$$

$$\mathfrak{S}_{EM(6-7)} = [(0,2 \cdot 1) \cdot 60 \cdot (5 + 15)] + [(0,2 \cdot 1) \cdot 15 \cdot (30)] = 330 \text{ kVAm}$$

QUADRO 5.11: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	S [kVA]	I [A]	Zona de Proteção	Zona de Comutação	\mathfrak{S}
0	1	DJ	235	5,90	4	4	9400
1	2	L	160	4,02	-	-	-
2	3	L	130	3,27	-	-	-
3	4	FU	50	1,26	1	1	500
3	5	L	35	0,88	-	-	-
1	6	FU	60	1,51	2	1	600
6	7	FC	15	0,38	-	1	330
Total							9080

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

$$K_{ef} = \frac{\mathfrak{S}_o - \mathfrak{S}_n}{R\$} = \frac{11100 - 9080}{460} = 4,3913$$

Trecho (3-5):

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor.

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{SE(0-1)} = [(0,2 \cdot 3) \cdot 235 \cdot (5 + 15 + 30)] = 7050kVAm$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção.

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-4)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 50 \cdot (5 + 15 + 30) = 500kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(1-6)} = (0,2 \cdot 2) \cdot 60 \cdot (5 + 15 + 30) = 1200kVAm$$

3ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos manobráveis pelos dispositivos de manobra.

$$\mathfrak{S}_{EM} = \sum \{[(\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl})] + [(\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]\}$$

$$\mathfrak{S}_{EM(3-5)} = [(0,2 \cdot 1) \cdot 235 \cdot (5 + 15)] + [(0,2 \cdot 1) \cdot 35 \cdot (30)] = 1150kVAm$$

QUADRO 5.12: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	S [kVA]	I [A]	Zona de Proteção	Zona de Comutação	\mathfrak{S}
0	1	DJ	235	5,90	4	3	7050
1	2	L	160	4,02	-	-	-
2	3	L	130	3,27	-	-	-
3	4	FU	50	1,26	1	1	500
3	5	FC	35	0,88	-	1	1150
1	6	FU	60	1,51	2	2	1200
6	7	L	15	0,38	-	-	-
Total							9900

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

$$K_{ef} = \frac{\mathfrak{S}_o - \mathfrak{S}_n}{R\$} = \frac{11100 - 9900}{460} = 2,6087$$

Trecho (2-3):

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor.

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{SE(0-1)} = [(0,2 \cdot 2) \cdot 235 \cdot (5 + 15 + 30)] = 4700kVAm$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção.

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-4)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 50 \cdot (5 + 15 + 30) = 500kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(1-6)} = (0,2 \cdot 2) \cdot 60 \cdot (5 + 15 + 30) = 1200kVAm$$

3ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos manobráveis pelos dispositivos de manobra.

$$\mathfrak{S}_{EM} = \sum \{[(\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl})] + [(\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]\}$$

$$\mathfrak{S}_{EM(2-3)} = [(0,2 \cdot 2) \cdot 235 \cdot (5 + 15)] + [(0,2 \cdot 2) \cdot 130 \cdot (30)] = 3440kVAm$$

QUADRO 5.13: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	S [kVA]	I [A]	Zona de Proteção	Zona de Comutação	\mathfrak{S}
0	1	DJ	235	5,90	4	2	4700
1	2	L	160	4,02	-	-	-
2	3	FC	130	3,27	-	2	3440
3	4	FU	50	1,26	1	1	500
3	5	L	35	0,88	-	-	-
1	6	FU	60	1,51	2	2	1200
6	7	L	15	0,38	-	-	-
Total							9840

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

$$K_{ef} = \frac{\mathfrak{S}_o - \mathfrak{S}_n}{R\$} = \frac{11100 - 9840}{460} = 2,7391$$

Trecho (1-2):

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor.

$$\mathfrak{S}_{SE} = [(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{SE(0-1)} = [(0,2 \cdot 1) \cdot 235 \cdot (5 + 15 + 30)] = 2350kVAm$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos dispositivos de proteção.

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum [(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man})]$$

$$\mathfrak{S}_{EP(3-4)} = (0,2 \cdot 1) \cdot 50 \cdot (5 + 15 + 30) = 500kVAm$$

$$\mathfrak{S}_{EP(1-6)} = (0,2 \cdot 2) \cdot 60 \cdot (5 + 15 + 30) = 1200kVAm$$

3ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos manobráveis pelos dispositivos de manobra.

$$\mathfrak{S}_{EM} = \sum \{[(\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl})] + [(\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot S_{EM} \cdot (\tau_{man})]\}$$

$$\mathfrak{S}_{EM(2-3)} = [(0,2 \cdot 3) \cdot 235 \cdot (5 + 15)] + [(0,2 \cdot 3) \cdot 160 \cdot (30)] = 5700kVAm$$

QUADRO 5.14: Representação dos valores de fluxo de potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	S [kVA]	I [A]	Zona de Proteção	Zona de Comutação	\mathfrak{S}
0	1	DJ	235	5,90	4	1	2350
1	2	FC	160	4,02	-	3	5700
2	3	L	130	3,27	-	-	-
3	4	FU	50	1,26	1	1	500
3	5	L	35	0,88	-	-	-
1	6	FU	60	1,51	2	2	1200
6	7	L	15	0,38	-	-	-
Total							9750

Dj – Disjuntor do alimentador; FU – Chave fusível; L – Trecho de rede; FC – Chave Faca.

$$K_{ef} = \frac{\mathfrak{S}_o - \mathfrak{S}_n}{R\$} = \frac{11100 - 9750}{460} = 2,9348$$

QUADRO 5.15: Resumo do fator de eficiência por interação

Nó Inicial	Nó Final	ΔS [kVA _m] com $FT=1$
0	1	-
1	2	-1350
2	3	-1260
3	4	-
3	5	-1200
1	6	-
6	7	-2020

A melhor alternativa de instalação de um novo dispositivo de manobra considerando apenas a redução da estimativa de energia interrompida seria no trecho (6-7).

c) Instalação de um novo religador ou chave repetidora:

Desconsiderando a influência dos defeitos transitórios, os testes pontuais de instalação de um novo religador ou chave repetidora apresentariam resultados semelhantes à instalação de uma nova chave fusível. Já considerando a influência dos defeitos transitórios, a instalação do religador nos trechos (1-2) ou (2-3) devido às curvas rápidas dos mesmos, resultaria na redução do número de interrupções da chave fusível do trecho (3-4). A instalação da chave repetidora no trecho (6-7) resultaria na redução do número de interrupções transitórias no trecho (6-7).

Os quadros 5.16 e 5.17 apresentam o resumo dos resultados obtidos considerando as diversas opções de instalação de equipamentos. Em vermelho negrito, a melhor opção de trecho para a instalação de um equipamento específico e em azul itálico a melhor alternativa entre os tipos de dispositivos.

QUADRO 5.16: Resumo da redução da estimativa de energia interrompida por dispositivo

Nó Inicial	Nó Final	Faca		Fusível		Repetidora		Religador	
		ΔS ($FT=1$)	ΔS ($FT=1,6$)	ΔS ($FT=1$)	ΔS ($FT=1,6$)	ΔS ($FT=1$)	ΔS ($FT=1,6$)	ΔS ($FT=1$)	ΔS ($FT=1,6$)
0	1	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2	-1350	-1350	-2250	+630	-2250	-2250	-2250	<i>-2437</i>
2	3	-1260	-1260	-2100	-540	-2100	-2100	-2100	-2287
3	4	-	-	-	-	-	-	-	-
3	5	-1200	-1200	-2000	-1790	-2000	-2000	-2000	-2000
1	6	-	-	-	-	-	-	-	-
6	7	-2020	-2020	-450	-450	-450	-506	-	-

QUADRO 5.17: Resumo dos fatores de eficiência.

Nó Inicial	Nó Final	Faca		Fusível		Repetidora		Religador	
		K_{ef} ($FT=0$)	K_{ef} ($FT=1,6$)						
0	1	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2	2,9348	2,9348	7,0313	-1,9688	1,500	1,500	0,0592	0,0641
2	3	2,7391	2,7391	6,5625	1,6875	1,400	1,400	0,0553	0,0602
3	4	-	-	-	-	-	-	-	-
3	5	2,6087	2,6087	6,2500	5,5938	1,3333	1,3333	0,0526	0,0526
1	6	-	-	-	-	-	-	-	-
6	7	4,3913	4,3913	1,4063	1,4063	0,3000	0,3373	-	-

5.3 – Algoritmo de confiabilidade considerando a possibilidade de transferência de carga entre alimentadores.

Alguns subsistemas de distribuição apresentam possibilidades de interligação entre alimentadores, possibilitando assim a transferências de cargas entre alimentadores. Estas transferências podem ser realizadas por motivos estratégicos visando à redução de queda de tensão, das perdas técnicas, carregamento de condutores, entre outros [BERNARDON,2007]. Mas também possibilitam a transferência de cargas por motivos emergenciais, na qual é possível isolar o defeito e manobrar trechos de rede interrompidos mas que não apresentam defeito. Na maioria das distribuidoras estas interligações e seus limites são conhecidos e normalmente utilizados quando o tempo de manutenção é elevado, sendo esta transferência também conhecida como restabelecimento parcial.

Visando estas condições os algoritmos de confiabilidade desenvolvidos foram adequados de modo que seja possível considerar também as manobras de restabelecimento parcial de carga entre os diversos pontos de interligação já conhecidos.

Atualmente a forma de cadastro das interrupções nas distribuidoras de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Sul, não possibilita mensurar os tempos de manobra de restabelecimento parcial, desta forma foi gerada uma metodologia para a estimativa desta parcela de tempo e análise de caso onde é verificado para se é viável a transferência.

A parcela de tempo de restabelecimento parcial é calculada através do ASP, onde através da informação do usuário da velocidade média de deslocamento dos veículos das equipes de eletricitas e a distância calculada entre os dispositivos a serem manobrados em caso de defeitos em cada trecho, esta parcela de tempo foi definida como:

$$\tau_{tran} = \frac{l}{V_m} \quad (5.10)$$

onde:

- τ_{tran} - Tempo de transferência (entre a abertura da chave de isolamento do defeito e fechamento da chave de interligação) [h];
- V_m – Velocidade média da equipe; [km/h];
- l – Distancia entre os dispositivos de manobra [km]

Já a análise se é ou não viável a realização da transferência de carga visando o restabelecimento parcial, é realizada verificando a relação entre o tempo de manobra através de pontos de interligação pré-definidos e o tempo de manutenção. Com a manobra de transferência de carga, surge uma nova parcela no cálculo da estimativa de energia interrompida, devido ao tempo gasto no deslocamento da equipe até o dispositivo de manobra, esta parcela pode ser descrita da seguinte forma:

$$[(S_T \cdot \tau_{tran}) - (S_{tran} \cdot \tau_{man})] \quad (5.11)$$

onde:

- S_T - Potência interrompida no defeito [kVA];
- S_{tran} - Potência transferida na manobra de restabelecimento parcial [kVA];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h];
- τ_{tran} – Tempo de transferência [h].

Se a diferença entre a potência interrompida e a potência transferida for maior ou igual a zero, a manobra não é recomendada.

$$[(S_T \cdot \tau_{tran}) - (S_{tran} \cdot \tau_{man})] \geq 0 \quad (5.12)$$

Se a diferença entre a potência interrompida e a potência transferida for inferior a zero, a manobra é recomendada.

$$[(S_T \cdot \tau_{tran}) - (S_{tran} \cdot \tau_{man})] < 0 \quad (5.13)$$

Desta forma, para cada trecho de rede, o ASP determina se uma manobra de restabelecimento parcial é ou não vantajosa. Caso seja, as equações de estimativa de energia interrompida, são diferenciadas, de tal modo:

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelos relés de sobrecorrente do módulo do alimentador.

$$\mathfrak{S}_{SE} = \{(\lambda \cdot \ell_{SE}) \cdot [S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man}) + [(S_{SE} \cdot \tau_{tran}) - (S_{tran} \cdot \tau_{man})]]\} \quad (5.14)$$

onde:

- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{SE} - Comprimento do trecho protegido pelo disjuntor [km];
- S_{SE} - Potência média fornecida pelo alimentador [kVA];
- τ_{desp} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h];
- τ_{tran} - Tempo de transferência [h].

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos protegidos pelos dispositivos de proteção (Religadores, chaves fusível, chaves repetidoras).

$$\mathfrak{S}_{EP} = \sum \{(\lambda \cdot \ell_{EP}) \cdot [S_{EP} \cdot (\tau_{des} + \tau_{desl} + \tau_{man}) + [(S_{EP} \cdot \tau_{tran}) - (S_{tran} \cdot \tau_n)]\} \quad (5.15)$$

onde:

- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{EP} - Comprimento do trecho protegido pelo dispositivo de proteção [km];
- S_{EP} - Potência média interrompida pelo dispositivo de proteção [kVA];
- τ_{desp} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h];
- τ_{tran} - Tempo de transferência [h].

3ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos manobráveis pelos dispositivos de manobra.

$$\mathfrak{S}_{EM} = \sum \{ (\lambda \cdot \ell_{EM}) \cdot [[S_{EP} (\tau_{des} + \tau_{desl}) + S_{EM} (\tau_{man})] + [(S_{EM} \cdot \tau_{tran}) - (S_{tran} \cdot \tau_{man})]] \} \quad (5.16)$$

onde:

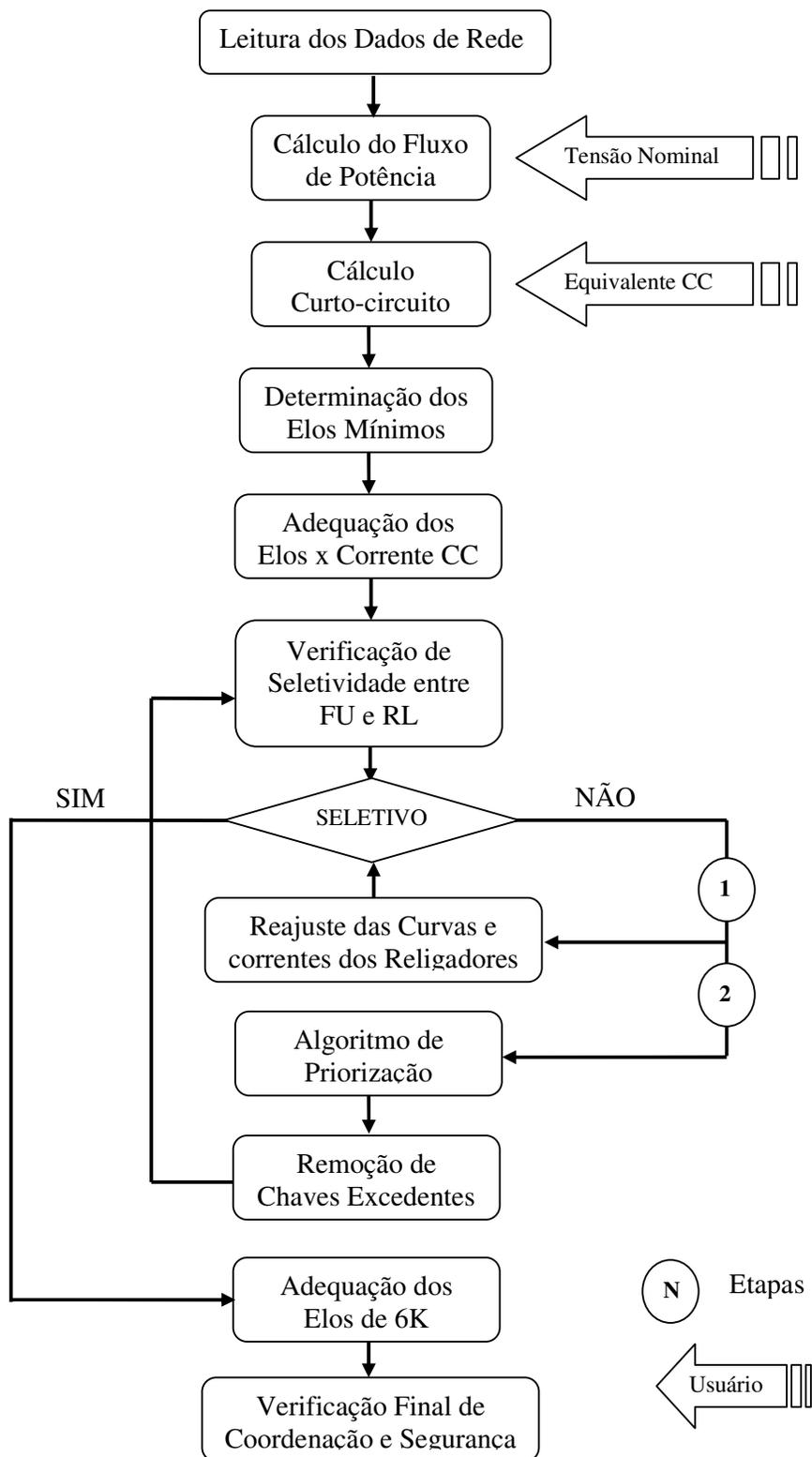
- λ - Taxa de falhas por quilômetro de rede;
- ℓ_{EM} - Comprimento do trecho de rede do dispositivo de proteção a montante do dispositivo de manobra [km];
- S_{EP} - Potência média interrompida do dispositivo de proteção a montante do dispositivo de manobra [kVA];
- S_{EM} - Potência média interrompida pelo dispositivo de manobra [kVA];
- τ_{desp} - Tempo médio de despacho [h];
- τ_{desl} - Tempo médio de deslocamento [h];
- τ_{man} - Tempo médio de manutenção [h];
- τ_{tran} - Tempo de transferência.

Desta forma através dos algoritmos de otimização desenvolvidos é possível realizar testes pontuais de instalação, remoção e/ou deslocamento de equipamentos de proteção e manobra, verificando o impacto de cada ação na estimativa de energia interrompida do sistema em estudo considerando varias hipóteses de operação.

Também é possível determinar de forma eficiente qual chave deve ser removida nos ramais com problemas de coordenação, reavaliado a seletividade entre os dispositivos de proteção em busca de um sistema completamente seletivo.

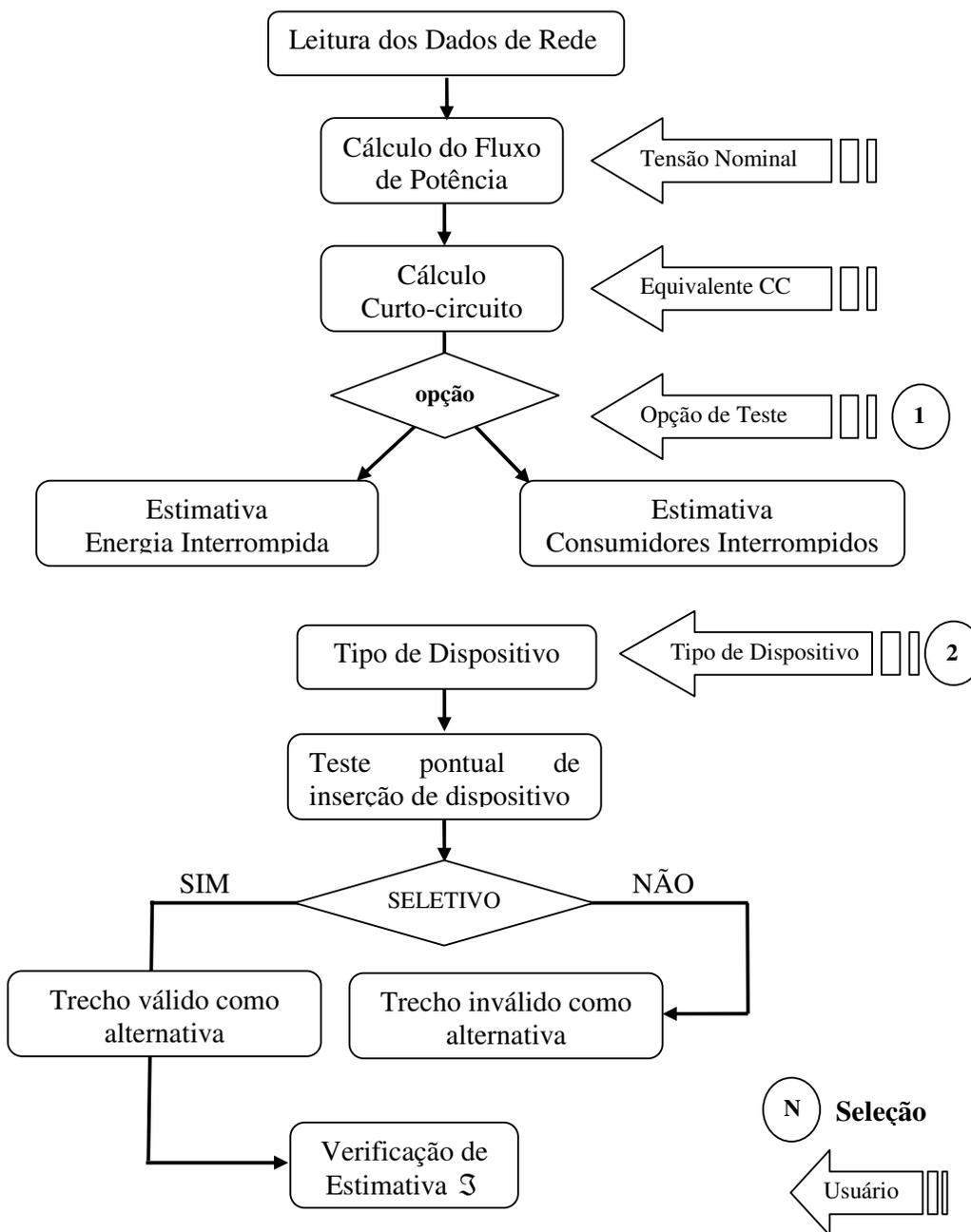
Caso o motivo da descoordenação seja devido ao elo fusível elevado em alguma chave decorrente da corrente de carga do ramal, não sendo possível a adequação, o software informa ao usuário que a referida chave não apresenta solução por algoritmo de seletividade, sendo necessária a intervenção por parte do usuário.

Os algoritmos de seletividade completos podem ser compreendidos através do fluxograma 5.1



FLUXOGRAMA 5.1: Fluxograma do algoritmo de seletividade

Já a sistemática dos algoritmos de confiabilidade pode ser verificada através do fluxograma 5.2.



FLUXOGRAMA 5.2: Fluxograma dos algoritmos de confiabilidade

CAPÍTULO 6

MÚLTIPLOS CRITÉRIOS

Os algoritmos desenvolvidos no capítulo 5, tem como finalidade aumentar os níveis de confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia, mas também apresentam uma complexidade na resolução deste problema, visto as diversas alternativas e possíveis análises combinatórias de diferentes grandezas. Dependendo dos anseios da empresa ou do planejador, pode haver necessidade de serem contemplados múltiplos objetivos na busca de uma solução, incluindo diferentes graus de importância [KAGAN,1992].

Para resolver o problema abordado, este trabalho utilizou o método de Bellman-Zadeh [1970], que se mostrou eficiente para a solução de questões envolvendo múltiplos critérios, permitindo não apenas a análise de critérios quantitativos, mas também qualitativos.

Inicialmente, é necessário definir as características que devem ser consideradas como funções objetivo e restrições, no processo de tomada de decisão multicriterial.

6.1 Funções objetivo e restrições

As funções objetivo podem ser de vários tipos, mas as desenvolvidas nesta tese, especificamente visam o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição, através da redução do número de consumidores interrompidos e da estimativa de energia não fornecida, desta forma as principais Funções Objetivo seriam:

- reduzir o número de consumidores interrompidos;
- reduzir a estimativa de energia interrompida no ano.

Já as restrições devem garantir a operação do sistema sem sobrecarga, seletivo, seguro e sem violações na capacidade de interrupção dos dispositivos e condições operacionais, desta forma as principais restrições seriam:

- não permitir a operação insegura do sistema (dispositivo não protege plenamente os trechos de sua responsabilidade para defeitos fase-terra mínimo);

- não permitir sistemas não seletivos;
- não permitir a instalação de dispositivos com violação da capacidade de interrupção de corrente ou corrente nominal. QUADRO 5.3.
- não permitir a instalação de dispositivos com violação dos limites operacionais definidos pelo usuário para cada dispositivo. QUADRO 5.3.

6.2 - Algoritmo para tomada de decisão multicriterial

Neste item é apresentado o algoritmo proposto para a definição das melhores alternativas de otimização considerando multicritérios. O desafio é definir quais os dispositivos que apresentam os melhores resultados, com base nas duas funções objetivo apresentadas sendo limitadas pelas restrições. Por exemplo, inserir um determinado dispositivo pode apresentar a maior de redução do número de consumidores interrompidos, se instalado em um trecho de rede, mas a maior redução da estimativa de energia não fornecida se instalado em outro. Mas como quantificar qual das melhores alternativas? Nesse caso, é necessária a aplicação de um método de tomada de decisão multicriterial, para a escolha de uma solução ótima dentro destes critérios.

Neste capítulo é analisada uma abordagem universal proposta por Bellman e Zadeh [1970] onde, inicialmente alteram-se todas as funções objetivo $F_j(X), X \in D_x, j = 1, \dots, n$ pelas funções objetivo fuzzy apresentadas na forma de conjuntos fuzzy [CELLI e PILO, 2001].

$$\tilde{A}_j = \{X, \mu_{A_j}(X)\}, X \in D_x, j = 1, \dots, n \quad (6.1)$$

onde:

- $\mu_{A_j}(X)$ = função de pertinência de \tilde{A}_j ; n = quantidade de funções objetivo.

A solução fuzzy \tilde{D} define-se através da Equação 6.2.

$$\tilde{D} = \bigcap_{j=1}^n \tilde{A}_j \quad (6.2)$$

Nesse caso, a função de pertinência da solução fuzzy é dada pela Equação 6.3:

$$\mu_D(x) = \bigwedge_{j=1}^n \mu_{A_j}(x) = \underset{j=1, \dots, n}{\text{mín}} \mu_{A_j}(x), x \in D_x \quad (6.3)$$

De acordo com o algoritmo, considera-se como solução ótima a que apresenta o valor máximo da função de pertinência. Assim, utiliza-se a Equação 6.4:

$$\underset{x \in D_x}{\text{máx}} \mu_D(x) = \underset{x \in D_x}{\text{máx}} \underset{j=1, \dots, n}{\text{mín}} \mu_{A_j}(x) \quad (6.4)$$

Nesse caso, o argumento X^0 é calculado a partir da Equação 6.5:

$$X^0 = \underset{x \in D_x}{\text{arg máx}} \underset{j=1, \dots, n}{\text{mín}} \mu_{A_j}(x) \quad (6.5)$$

Essa abordagem pode ser ilustrada através do exemplo apresentado na Figura 6.1.

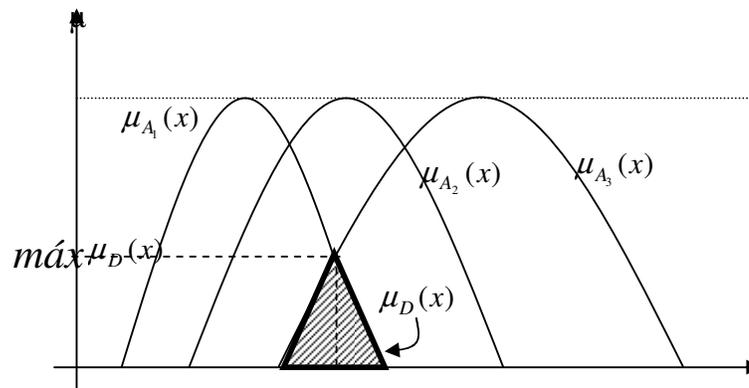


FIGURA 6.1: Interseção das funções de pertinência e definição da área de soluções.

O problema principal, com a utilização dessa abordagem, é a formação das funções de pertinência que devem refletir adequadamente a forma do problema analisado. A função de pertinência $\mu_{A_j}(x)$, $j = 1, \dots, n$ deve ser côncava e refletir o nível de proximidade de cada função objetivo particular em relação a sua própria solução ótima.

Quanto ao uso dessa abordagem, a experiência [EKEL, TERRA e JUNGES, 1999], para solução dos problemas de otimização, mostra a eficiência da utilização das funções de pertinência conforme as Equações 6.6 e 6.7 a seguir apresentadas:

$$\mu_{A_j}(x) = \left[\frac{F_j(x) - \underset{x \in D_x}{\text{mín}} F_j(x)}{\underset{x \in D_x}{\text{máx}} F_j(x) - \underset{x \in D_x}{\text{mín}} F_j(x)} \right] \quad (6.6)$$

para funções objetivo que devem ser maximizadas, e:

$$\mu_{A_j}(x) = \left[\frac{\underset{x \in D_x}{\text{máx}} F_j(x) - F_j(x)}{\underset{x \in D_x}{\text{máx}} F_j(x) - \underset{x \in D_x}{\text{mín}} F_j(x)} \right] \quad (6.7)$$

para funções objetivo que devem ser minimizadas.

Isso significa que, no processo de solução, se deve transformar o problema de otimização vetorial, primeiramente, em n problemas de otimização monocritério $F_j(x) \rightarrow \text{máx}$ ou $F_j(x) \rightarrow \text{mín}$ os quais podem ter como solução, respectivamente os seguintes argumentos: $X^0 = \arg \underset{x \in D_x}{\text{mín}} F_j(x)$ ou $X^0 = \arg \underset{x \in D_x}{\text{máx}} F_j(x)$

No passo seguinte, a solução ótima do problema de otimização vetorial inicial é obtida através da Equação 6.4.

É importante atentar para o fato de que essa abordagem, se necessário, possibilita também considerar os diferentes níveis de importância existentes entre os diversos critérios.

Nesse caso, as Equações 6.6 e 6.7 transformam-se nas Equações 6.8 e 6.9 apresentadas a seguir.

$$\mu_{A_j}(x) = \left[\frac{F_j(x) - \underset{x \in D_x}{\text{mín}} F_j(x)}{\underset{x \in D_x}{\text{máx}} F_j(x) - \underset{x \in D_x}{\text{mín}} F_j(x)} \right]^{\lambda_j} \quad (6.8)$$

$$\mu_{A_j}(x) = \left[\frac{\underset{x \in D_x}{\text{máx}} F_j(x) - F_j(x)}{\underset{x \in D_x}{\text{máx}} F_j(x) - \underset{x \in D_x}{\text{mín}} F_j(x)} \right]^{\lambda_j} \quad (6.9)$$

onde:

- λ_j = valor da importância da função objetivo j .

Outra abordagem encontrada na literatura [EKEL et al,1997] propõe que, no caso da existência de um número reduzido de critérios a serem analisados, as funções de pertinência podem ser construídas a partir das Equações 6.10 e 6.11 a seguir:

$$\mu_{A_j}(x) = \frac{F_j(x)}{\underset{x \in D_x}{\text{máx}} F_j(x)} \quad (6.10)$$

para funções objetivo que devem ser maximizadas, e:

$$\mu_{A_j}(x) = \frac{\min_{x \in D_x} F_j(x)}{F_j(x)} \quad (6.11)$$

para funções objetivo que devem ser minimizadas.

O Quadro 6.1 ilustra os a metodologia método proposta para a instalação em um determinado dispositivo no sistema de distribuição, o qual possui cinco trechos possíveis de instalação.

QUADRO 6.1: Resultados da análise de cada trecho.

Trecho	Redução da Estimativa de Energia não Fornecida	Redução do Número de Consumidores Interrompidos
1	$\Delta\mathfrak{S}_1$	ΔC_1
2	$\Delta\mathfrak{S}_2$	ΔC_2
3	$\Delta\mathfrak{S}_3$	ΔC_3
4	$\Delta\mathfrak{S}_4$	ΔC_4
5	$\Delta\mathfrak{S}_5$	ΔC_5
Base	(valor máximo)	(valor máximo)

Os valores relativos às funções de pertinência das soluções fuzzy, para cada trecho, estão representados no Quadro 6.2:

QUADRO 6.2: Funções pertinência das soluções fuzzy.

Trecho	Funções Pertinência das Soluções Fuzzy		Intersecção das Funções de Pertinência
	Redução da Estimativa de Energia não Fornecida (normalizado)	Redução do Número de Consumidores Interrompidos (normalizado)	
1	$\mu_{\Delta\mathfrak{S}_1}(x)$	$\mu_{\Delta C_1}(x)$	$\min \mu_{\Delta\mathfrak{S}_1}(x), \mu_{C_1}(x)$
2	$\mu_{\Delta\mathfrak{S}_2}(x)$	$\mu_{\Delta C_2}(x)$	$\min \mu_{\Delta\mathfrak{S}_2}(x), \mu_{C_2}(x)$
3	$\mu_{\Delta\mathfrak{S}_3}(x)$	$\mu_{\Delta C_3}(x)$	$\min \mu_{\Delta\mathfrak{S}_3}(x), \mu_{C_3}(x)$
4	$\mu_{\Delta\mathfrak{S}_4}(x)$	$\mu_{\Delta C_4}(x)$	$\min \mu_{\Delta\mathfrak{S}_4}(x), \mu_{C_4}(x)$
5	$\mu_{\Delta\mathfrak{S}_5}(x)$	$\mu_{\Delta C_5}(x)$	$\min \mu_{\Delta\mathfrak{S}_5}(x), \mu_{C_5}(x)$

De acordo com o método proposto, considera-se como melhor solução a opção que apresentar o valor máximo da intersecção das funções de pertinência, conforme Equação 6.5.

Exemplo de Aplicação:

Como exemplo foi utilizado o sistema real denominado AGU-02 da área de concessão da AES Sul. O sistema real é composto por 77 trechos, 26 transformadores, 8 dispositivos de proteção e 1 dispositivo de manobra. Por motivo de simplificação na exposição do exemplo, os trechos semelhantes foram desconsiderados.

O algoritmo utilizado analisa a inserção de uma chave fusível em cada trecho de rede desprotegido alternadamente, verificando a influência no número de consumidores interrompidos e a estimativa de energia interrompida, limitados pelas restrições de seletividade, segurança, capacidade de interrupção e restrições operativas.

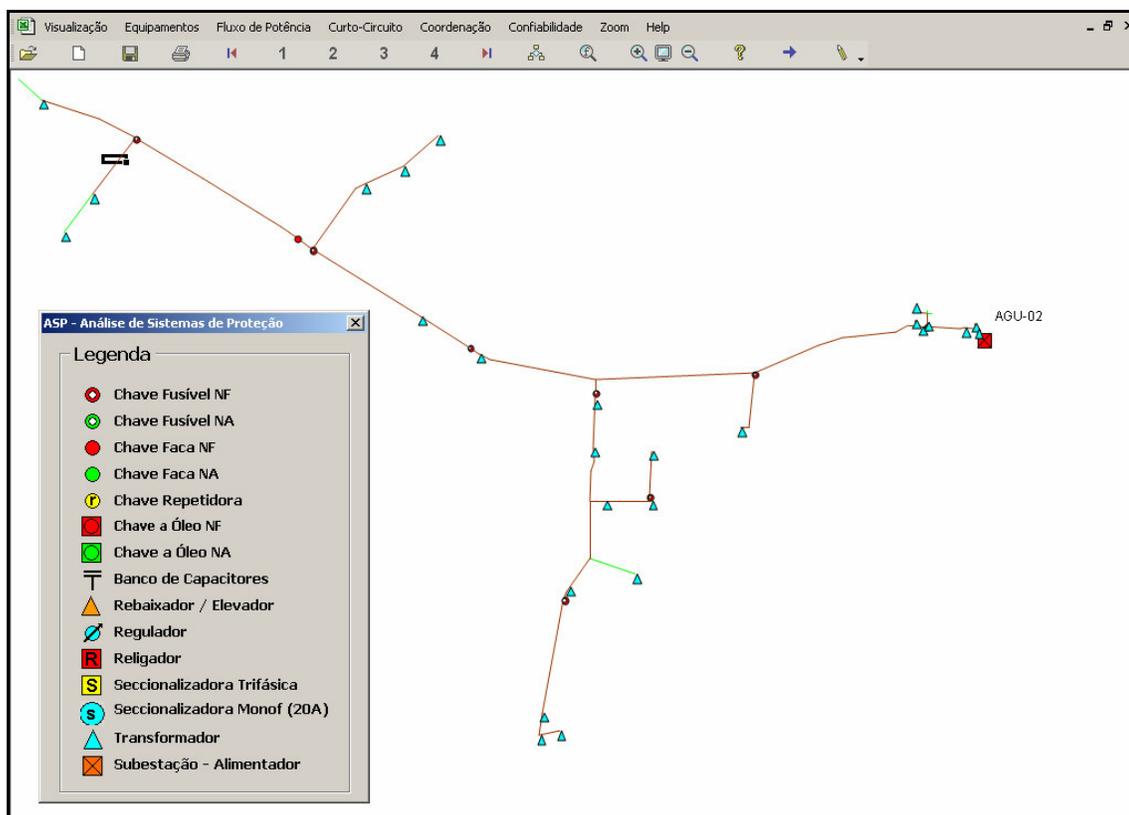


FIGURA 6.2: Sistema exemplo

O Quadro 6.3 ilustra os resultados, considerando a alternativa de inserção de uma chave fusível em 10 trechos de rede diferentes.

QUADRO 6.3: Análise das opções de instalação de uma chave fusível.

Opção de Trecho	Funções Objetivo		Restrições			
	Redução no Numero de Consumidores Interrompidos	Estimativa de Energia Interrompida [kVAh]	Violação Seletividade	Violação Segurança	Violação Capacidade Interrupção	Violação Restrição Operacional
3476-3475	246	1781	Sim	Sim	Não	Sim
3454-3453	246	1607	Sim	Não	Não	Não
3423-3421	237	2064	Não	Não	Não	Não
3417-3458	234	2066	Não	Não	Não	Não
3414-3413	233	2076	Não	Não	Não	Não
3477-3432	220	2015	Não	Não	Não	Não
3452-3438	218	2080	Não	Não	Não	Não
3467-3450	219	1970	Não	Não	Não	Não
3447-3442	206	2016	Não	Não	Não	Não
3479-3437	203	2082	Não	Não	Não	Não

As alternativas que apresentarem alguma violação entre as restrições, são desconsideradas, neste caso, os trechos (3476-3475) e (3454-3453).

Essas funções objetivo são apresentadas na forma de conjunto fuzzy através da Equação 6.10, conforme quadro 6.4.

QUADRO 6.4: Funções objetivo normalizadas.

Opção de Trecho	Número de Consumidores Interrompidos Normalizado	Estimativa de Energia Interrompida Normalizado	-Interseção das funções de pertinência
3423-3421	1,000	0,991	0,991
3417-3458	0,987	0,992	0,987
3414-3413	0,983	0,997	0,983
3477-3432	0,928	0,968	0,928
3452-3438	0,920	0,999	0,920
3467-3450	0,924	0,946	0,924
3447-3442	0,869	0,968	0,869
3479-3437	0,857	1,000	0,857

De acordo com o algoritmo, considera-se como melhor solução entre as alternativas, a que apresentar o valor máximo da função de pertinência, conforme Equação 6.5. Neste caso no trecho (3423-3421).

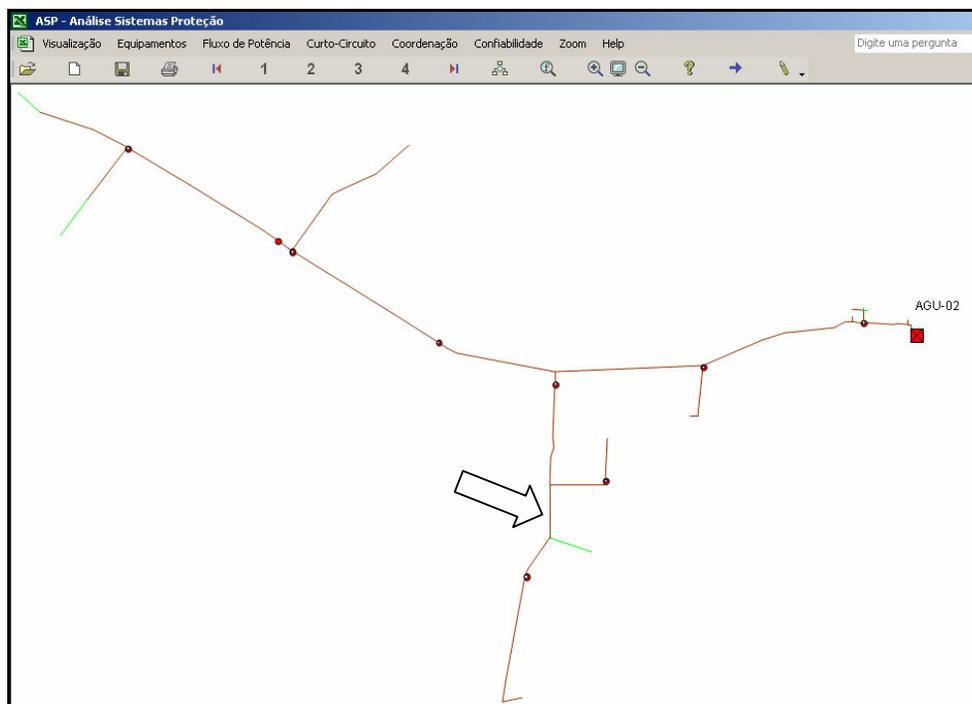


FIGURA 6.3: Solução pelo método de Bellman-Zadeh.

CAPÍTULO 7

GESTÃO DE ATIVOS

Tradicionalmente, os Planos de Investimentos nas redes de distribuição são elaborados seguindo critérios de desempenho das redes medidos por indicadores de continuidade (normalmente DEC/FEC). Mas esta estratégia nem sempre atende as necessidades das empresas e em alguns casos os alimentadores com grande importância estratégica podem ser colocados em prioridade inferior a outros que, apesar de não apresentarem um desempenho satisfatório, oferecem menor impacto para o negócio da empresa.

Normalmente os planos de investimentos são realizados por subsistemas, regiões ou por alimentadores, mas como as concessionárias apresentam uma quantidade elevada de alimentadores, foi necessária criação de uma metodologia de priorização que considerasse critérios não só de performance, mas também de criticidade com o objetivo de maximizar os resultados dos investimentos.

A metodologia proposta para a priorização dos alimentadores parte do princípio que cada alimentador deve apresentar dois índices que permitam avaliar seu desempenho e sua importância para o negócio da empresa. O desempenho do alimentador é medido através de um indicador chamado de Índice de Performance que expressa o quanto o alimentador está realizando adequadamente a sua função de distribuir energia com a qualidade exigida pelo cliente. Já a importância do alimentador é mensurada através de um indicador denominado Índice de Criticidade que quantifica o quanto esse alimentador é importante para o negócio da empresa.

7.1 – Definição das métricas

Existem diversas informações que podem compor os conjuntos de métricas, indicadores técnicos (DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC), muitas de continuidade, faturamento total, quantidade de clientes, número de clientes especiais, entre outros, mas para uma solução eficiente, neste caso, é extremamente necessário considerar o conhecimento e a experiência dos profissionais das concessionárias no momento da escolha dos conjuntos de métricas.

Para a definição das métricas de composição dos indicadores de criticidade e performance tornou-se essencial a utilização do conhecimento dos especialistas das áreas de

Planejamento, Manutenção e Operação do Sistema, sendo as métricas definidas da seguinte forma:

7.1.1 Métricas de performance

Para avaliar o desempenho dos alimentadores, inicialmente os especialistas selecionaram três métricas as quais se acreditava melhor representar a continuidade do sistema:

- I) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC,
- II) Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC
- III) Multas por ultrapassagem dos indicadores individuais de continuidade – DIC, FIC e DMIC.

Para o DEC e o FEC tomou-se o percentual verificado para cada alimentador em relação à meta estipulada pela ANEEL. Para as multas por ultrapassagem de DIC/FIC/DMIC considerou-se os valores totais pagos para cada alimentador durante o ano de análise.

7.1.2 - Métricas de criticidade

Para avaliar a criticidade dos alimentadores, posteriormente os especialistas selecionaram quatro métricas:

- I) Faturamento total do alimentador,
- II) Quantidade de clientes especiais,
- III) Total de clientes do alimentador,
- IV) Carregamento máximo percentual.

Na métrica faturamento, somou-se as faturas líquidas de todos os clientes ligados ao alimentador considerado. Para os clientes especiais, tomaram-se os clientes com carga instalada acima de 1 MVA, hospitais, postos policiais, penitenciárias, e indústrias com processos sensíveis como plásticos e vidros.

A quantidade de clientes total do alimentador é a soma de todos os clientes conectados ao alimentador enquanto que o carregamento máximo é o percentual entre a corrente máxima admissível no condutor tronco em relação a sua capacidade nominal.

O conhecimento de especialistas é vital para as tomadas de decisões em qualquer área tecnológica ou científica, mas para que seja possível transformar este conhecimento em

métodos matemáticos é necessário criar uma forma de ponderação de opiniões, o que pode ser obtido a partir do desenvolvimento de Análises de Estimativas de Especialistas.

Atualmente, vários problemas relacionados ao controle e desenvolvimento de sistemas de distribuição incluem o fator humano como parte integrante. Esse fato reforça a tendência à utilização de métodos matemáticos em conjunto com dados informais, recebidos através de especialistas, no processo de análise de objetos complexos, como é o caso dos sistemas de distribuição [CANHA,2005].

7.2 – Fundamentos utilizados para análises de estimativas de especialistas

Devido ao grande número de métricas que podem compor os indicadores de criticidade e performance, sendo que muitas delas apresentam uma forte correlação, para se evitar que algumas métricas não fossem duplamente contabilizadas distorcendo os resultados dos índices, é altamente recomendada a ponderação e a utilização dos conhecimentos dos especialistas na busca da melhor ponderação das métricas que representem o comportamento do sistema em análise.

Como em alguns casos pode-se ter um número elevado de métricas, é difícil realizar a comparação direta entre todas elas. Nessa situação, é preferível utilizar comparações em pares, devendo cada especialista definir, para cada par de métricas, quais teriam correlação direta.

Na literatura, está proposta uma série de algoritmos para análise das estimativas recebidas de um grupo de especialistas durante o processo de comparação de objetos em pares, levando em conta várias características. A escolha do algoritmo depende da quantidade de objetos analisados, do número de fatores que distinguem cada um dos objetos, assim como a característica dos fatores e quantidade de especialistas no grupo [BESHELEV e GURVITCH,1980].

A metodologia adotada consiste na ponderação de índices de correlação entre as métricas utilizadas, onde caso exista correlação o especialista deve definir o quanto a métrica M_1 influi sobre a métrica M_2 . Em caso positivo, o especialista atribui um fator de correlação dentro do intervalo [0;1].

Caso exista correlação de M_i em M_j :

$$M_i \rightarrow M_j = [0;1] \quad (7.1)$$

Caso não exista correlação:

$$M_i \rightarrow M_j = 0 \quad (7.2)$$

onde:

- M = métricas consideradas.

O fator N representa a estimativa média de correlação, a qual reflete a opinião de todos os especialistas referente a correlação entre o par de métricas, sendo calculada conforme a Equação 7.3:

$$N = \frac{\sum M_{ij}}{m} \quad (7.3)$$

onde:

- M_{ij} = correlação entre as métricas consideradas.
- m = quantidade de especialistas.

Mesmo se tratando de um grupo de especialistas, podem-se receber resultados com disparidades de respostas, por este motivo torna-se recomendável realizar uma análise de suas informações através de funções estatísticas como desvio padrão, variância ou coeficiente de divergência.

Como resultado, os Quadros 7.1 e 7.2 apresentam as estimativas médias de correlação entre as métricas consideradas através da estimativa de 6 especialistas.

QUADRO 7.1: Correlação entre os índices de Performance.

Métrica M_i	Métrica M_j	Estimativa média de correlação N
DEC	FEC	0,0
DEC	Multas	1,0
FEC	DEC	0,7
FEC	Multas	0,9
Multas	DEC	0,0
Multas	FEC	0,0

QUADRO 7.2: Correlação entre os índices de Criticidade.

Métrica M_i	Métrica M_j	Estimativa média de correlação N
Faturamento	Número de Clientes	0,0
Faturamento	Clientes Especiais	0,0
Faturamento	Carregamento	0,0
Número de Clientes	Faturamento	0,9
Número de Clientes	Clientes Especiais	0,0
Número de Clientes	Carregamento	0,7
Clientes Especiais	Faturamento	0,6
Clientes Especiais	Número de Clientes	0,3
Clientes Especiais	Carregamento	0,6
Carregamento	Faturamento	0,6
Carregamento	Número de Clientes	0,6
Carregamento	Clientes Especiais	0,0

A partir da estimativa média de correlação N , é possível calcular um coeficiente de correlação da métrica M_i entre todas as métricas, sendo o índice N_2 calculado através da Equação 7.4:

$$N_2 = 1 - N \quad (7.4)$$

De acordo com o algoritmo proposto, foram calculados os coeficientes N_2 para os Quadros 7.6 e 7.7.

QUADRO 7.3: Correlação entre os índices de Performance.

Métrica M_i	Métrica M_j	Estimativa média de correlação N	Coefficientes N_2
DEC	FEC	0,0	1,0
DEC	Multas	1,0	0,0
FEC	DEC	0,7	0,3
FEC	Multas	0,9	0,1
Multas	DEC	0,0	1,0
Multas	FEC	0,0	1,0

QUADRO 7.4: Correlação entre os índices de Criticidade.

Métrica M_i	Métrica M_j	Estimativa média de correlação N	Coefficientes N_2
Faturamento	Número de Clientes	0,0	1,0
Faturamento	Clientes Especiais	0,0	1,0
Faturamento	Carregamento	0,0	1,0
Número de Clientes	Faturamento	0,9	0,1
Número de Clientes	Clientes Especiais	0,0	1,0
Número de Clientes	Carregamento	0,7	0,3
Clientes Especiais	Faturamento	0,6	0,4
Clientes Especiais	Número de Clientes	0,3	0,7
Clientes Especiais	Carregamento	0,6	0,4
Carregamento	Faturamento	0,6	0,4
Carregamento	Número de Clientes	0,6	0,4
Carregamento	Clientes Especiais	0,0	1,0

A partir dos coeficientes N_2 é definida a porcentagem de influencia da métrica M_i entre todas as métricas M_j , sendo o resultado utilizado na definição dos índices de performance e criticidade.

$$M_{ij} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{2i}}{n} \quad (7.5)$$

onde:

- n = quantidade de índices N_2 da métrica M_i .

QUADRO 7.5: Influência de M_{ij} de performance.

Métrica M	Influência M_{ij}
DEC	0,2941
FEC	0,1176
Multas	0,5882

QUADRO 7.6: Influência de M_{ij} de criticidade.

Métrica M	Influência M_{ij}
Faturamento	0,3896
Número de Clientes	0,1818
Clientes Especiais	0,1948
Carregamento	0,2337

7.3 - Índices de performance e de criticidade

Os índices de performance e de criticidade por alimentador são obtidos através da equação (7.6).

$$I = \sum_{i=1} P_i \times M_{ij} \quad (7.6)$$

onde:

- I – Índice;
- P – Peso;
- M_{ij} – Correlação entre métricas.

Assim, de acordo com o peso dado pelos especialistas da empresa e pelos valores das métricas consideradas, tem-se o Índice de Performance.

$$I_p = 0,2941 \cdot DEC + 0,1176 \cdot FEC + 0,5882 \cdot MDF \quad (7.7)$$

onde:

- I_p - Índice de performance;
- DEC - Métrica DEC;
- FEC - Métrica FEC;
- MDF - Métrica das multas por DIC/FIC/DMIC.

Para o Índice de Criticidade, tem-se:

$$I_c = 0,3896 \cdot FAT + 0,1818 \cdot QC + 0,1948 \cdot QCE + 0,2337 \cdot C \quad (7.8)$$

onde:

- I_c - Índice de criticidade;
- FAT - Métrica de faturamento;
- QC – Métrica da quantidade de cliente;
- QCE – Métrica da quantidade de cliente especiais;
- C – Métrica de carregamento.

Definidas as métricas, normalizaram-se seus valores entre 0 e 1 a fim de obter os índices de performance e de criticidade, onde 1 representa a mais baixa performance do sistema e a criticidade mais alta, e 0 a mais alta performance do sistema e a criticidade mais baixa.

7.4 - Matriz Quadrantes

A Matriz Quadrantes tem por objetivo visualizar os resultados da priorização. Os Índices de Performance e de Criticidade de cada alimentador são dispostos nos seus respectivos eixos a fim de obter a localização do alimentador na matriz. Conforme o quadrante em que o alimentador se localizar ele é classificado como a melhorar, manter ou até mesmo reduzir os investimentos ou dispositivos utilizados, podendo realocar estes recursos para os quadrantes mais críticos.

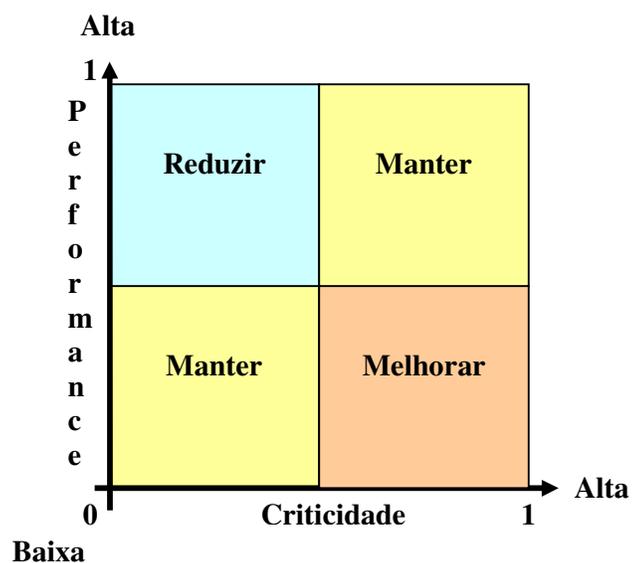


GRÁFICO 7.1: Matriz quadrante

7.5 - Definição dos quadrantes

O próximo passo é saber onde devem ser traçados os pontos de corte nos eixos de performance e de criticidade que definem os quatro quadrantes da matriz. Ou seja, quais os valores de performance e de criticidade que devem ser considerados para este corte. Este é um ponto de extrema importância, pois define quantos alimentadores estão em cada quadrante, ou seja, para quais alimentadores são direcionadas determinadas ações de investimento ou até mesmo de manutenção para cada quadrante.

Para determinar o ponto de corte para o Índice de Performance, pode-se atribuir um valor desejado de performance para cada métrica considerada, verificando o valor normalizado correspondente. Este é o ponto onde é traçada a reta que separa os alimentadores com alta performance dos de baixa performance (corte horizontal).

Para obter-se o ponto de corte do Índice de Criticidade podem ser realizados dois procedimentos: o primeiro, a semelhança do adotado para o ponto de corte de performance, ou seja, partindo-se de valores considerados adequados para as métricas de criticidade. Por exemplo, pode-se estabelecer um valor de faturamento e de clientes especiais por alimentador que seriam a fronteira entre um alimentador ser considerado de alta ou de baixa criticidade. Normalizando esses valores e utilizando-se na equação (7.3), obtém-se o valor do ponto de corte (corte vertical). A segunda forma seria através da limitação de recursos, na qual a partir de um valor médio conhecido de investimento para cada quadrante, parte-se do valor de criticidade 1 em direção ao valor de criticidade 0 e se adiciona tantos quantos alimentadores forem possíveis de serem investidos com o recurso disponível que ficariam neste quadrante. Quando a soma destes valores atingirem o limite de recurso, se obterá o valor do ponto de corte do Índice de Criticidade.

7.6 - Resultados práticos

Adotou-se a distribuidora como modelo a distribuidora AES Sul, a qual possui cerca de 340 alimentadores, sendo 55% urbanos, 25% rurais e 20% que atendem tanto zonas urbanas quanto áreas rurais. Para todos os alimentadores foram levantados os dados das métricas inicialmente identificadas. Após isso, realizaram-se os estudos de correlação, bem como a consulta aos especialistas da empresa acerca dos pesos para cada métrica. Assim, após a pontuação das métricas que apresentaram forte correlação com uma outra e da normalização dos valores das métricas restantes, como citado anteriormente, chegou-se aos Índices de Performance (7.7) e de Criticidade (7.8). Dessa forma, pode-se montar a matriz de quadrantes para todos os alimentadores da empresa como mostrado no gráfico 7.2.

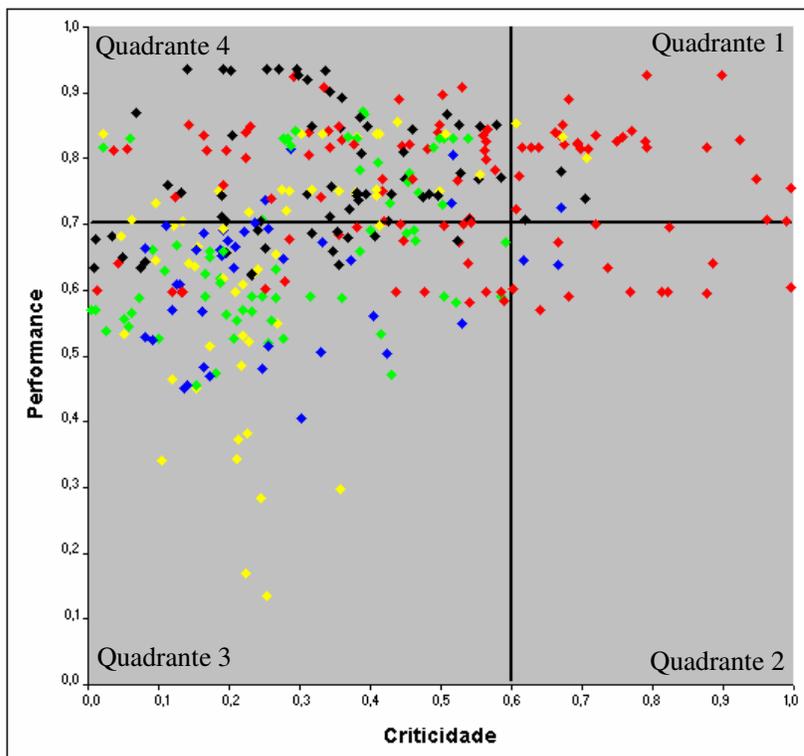


GRÁFICO 7.2: Matriz quadrante para a AES Sul

As cores representam a divisão dos alimentadores entre as superintendências regionais da distribuidora AES Sul.

O valor no eixo de performance que representa o ponto de corte foi obtido adotando-se o valor de 100% para as métricas de DEC e FEC e o valor igual 0 para a métrica de multas de DIC/FIC/DMIC. Assim, normalizando esses valores e aplicando na equação (7.7) obteve-se o valor de 0,70. Para obter o valor de criticidade, tomou-se o valor disponível para a aquisição de dispositivos de proteção e manobra e serviços de revisão e adequações dos dispositivos de proteção. Ao atingir o limite do orçamento disponível identificou-se no eixo de criticidade o valor considerado para traçar o ponto de corte. Esse valor foi de 0,60.

Com esta metodologia proposta é possível determinar a quantidade de alimentadores a receberem investimentos no aspecto de adequação dos dispositivos de proteção, alocação de dispositivos de manobra, investimento em novos dispositivos, priorização na implantação de estudos de proteção, entre outros.

Analogamente, esta metodologia pode ser aplicada para a elaboração de planos de manutenção para cada alimentador, por quadrante. Por exemplo, os alimentadores que se localizam no quadrante 2 são aqueles que devem ser priorizados na manutenção preventiva. Logicamente, esses alimentadores devem sofrer uma inspeção rigorosa sobre as causas que levam sua baixa performance visto que eles possuem alta criticidade para a empresa, com o baixo desempenho reduzindo o faturamento da empresa e prejudicam a imagem da empresa perante os clientes. Os alimentadores localizados nos quadrantes 1 e 3 devem receber inspeção menos rigorosa que os do quadrante 2. Porém, para os localizados no quadrante 1, deve-se ter um cuidado nas inspeções, pois, apesar de apresentarem desempenho satisfatório, eles possuem uma alta criticidade. Caso esse desempenho seja deteriorado, eles podem acabar passando para o quadrante 2, no próximo horizonte de estudo. Finalmente, para os alimentadores do quadrante 4, por apresentarem desempenho satisfatório e baixa criticidade, as inspeções podem ser reduzidas, ter intervalos mais dilatados, limitar-se a determinadas ações, como poda, por exemplo. Os recursos de manutenção antes destinados a esses alimentadores, podem ser transferidos para aqueles localizados nos demais quadrantes.

CAPÍTULO 8

RESULTADOS PRÁTICOS

Para uma avaliação real do desempenho dos algoritmos desenvolvidos e agregados ao software ASP, foram realizados estudos de casos em alimentadores localizados na área de concessão das distribuidoras AES Sul e RGE.

Como estas distribuidoras atualmente não dispõem de outros softwares para a realização estudos de seletividade e alocação de dispositivos de modo automático, foi realizada a comparação entre métodos propostos e estudos realizados por especialistas nos sistemas de distribuição destas concessionárias.

8.1 – Algoritmos de seletividade

Os algoritmos de seletividade foram validados através da comparação dos estudos de seletividade obtidos com o auxílio do software ASP em relação aos resultados realizados por especialistas de proteção da distribuidora AES Sul.

O software ASP foi utilizado na concessionária AES Sul para a confecção dos estudos de seletividade de 304 alimentadores, representando o dimensionamento e ajuste de 12.205 chaves fusíveis e 168 religadores, onde todos os estudos foram posteriormente validados e aceitos por seus especialistas, com pequenas alterações decorrentes de características regionais.

Um dos sistemas comparados foi o alimentador AGU-06, o qual apresenta dois níveis de tensão através de um transformador elevador de tensão (13,8 kV / 23 kV), 139 chaves fusíveis, 2 chaves repetidoras e um religador. O estudo de seletividade deste sistema foi realizado por um especialista, sendo necessários 3 dias úteis para a sua confecção e para que fosse possível a seletividade de todos os dispositivos de proteção, foi necessária a remoção de 7 chaves fusíveis. O mesmo estudo realizado com o auxílio do ASP, sendo realizado em 15 minutos, resultando na remoção de 8 chaves fusíveis (onde 4 foram diferentes em relação ao primeiro estudo). Posteriormente, através dos algoritmos de confiabilidade, foi analisado o impacto na confiabilidade do sistema com a remoção das 8 chaves sugeridas pelo ASP e as 7 chaves sugeridas pelo especialista. As alternativas propostas pelo ASP representariam em um impacto de 2,7% na confiabilidade do sistema, enquanto a remoção das 7 chaves sugeridas

pelos especialistas representaria um impacto de 3,3% na confiabilidade, evidenciando assim a importância de um software de confiabilidade no auxílio de tomadas de decisões.

A figura 8.1 apresenta o alimentador AGU-06, utilizado como comparação entre os métodos.

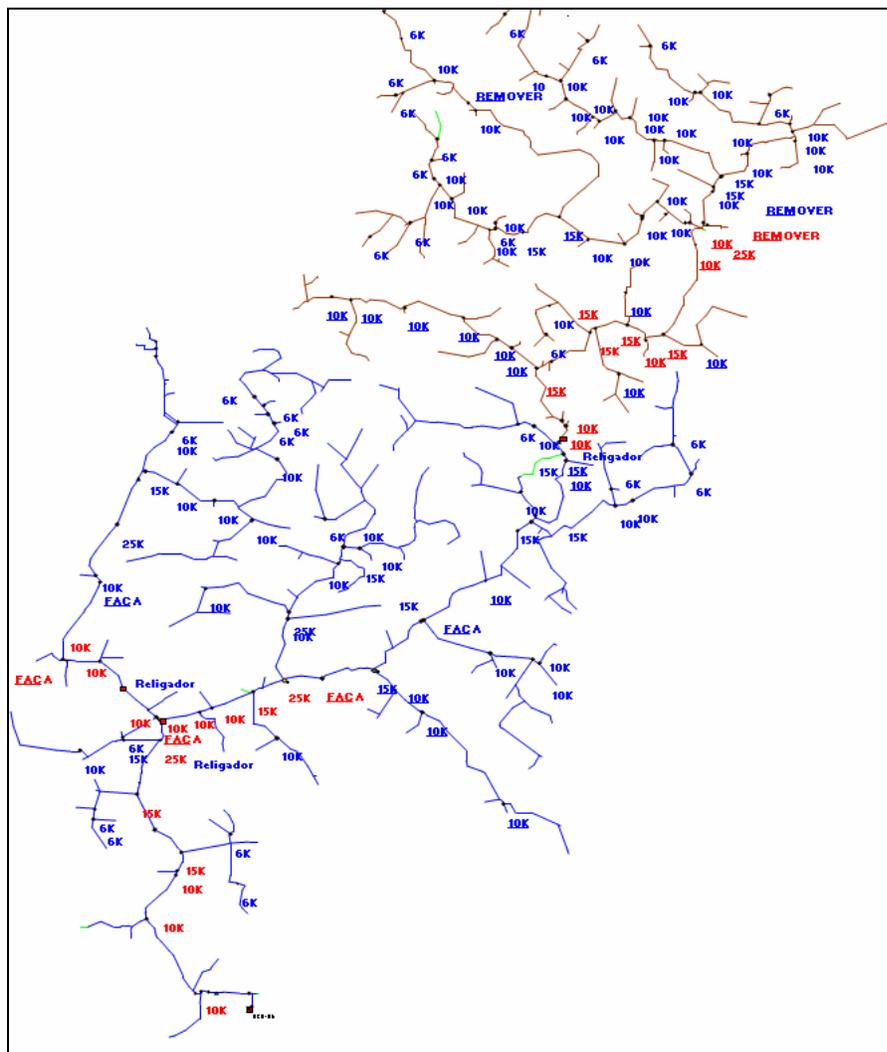


FIGURA 8.1: Sistema AGU-06

Os ajustes propostos pelo software ASP posteriormente foram validados pelos especialistas através dos gráficos de seletividade disponibilizados pelo programa. Nestes gráficos é possível verificar a seletividade entre as chaves fusíveis, religadores e a proteção de sobrecorrente do alimentador dentro da faixa esperada de curto-circuito (curto-circuito fase-terra franco e fase-terra mínimo) em cada dispositivo.

O software ASP considera a relação entre os diferentes níveis de tensão do sistema, corrigindo os tempos de operação dos dispositivos conforme relação de transformação.

Utilizando-se de um sistema mais simples, através do alimentador AGU-02 da área de concessão da AES Sul é possível verificar, as etapas utilizadas pelo Software ASP para o dimensionamento dos dispositivos de proteção.

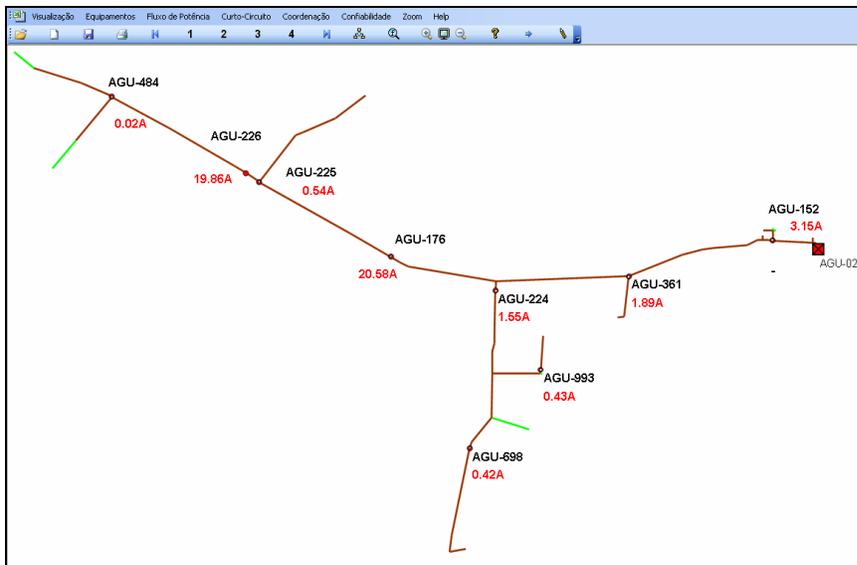


FIGURA 8.2: Correntes de carga AGU-02

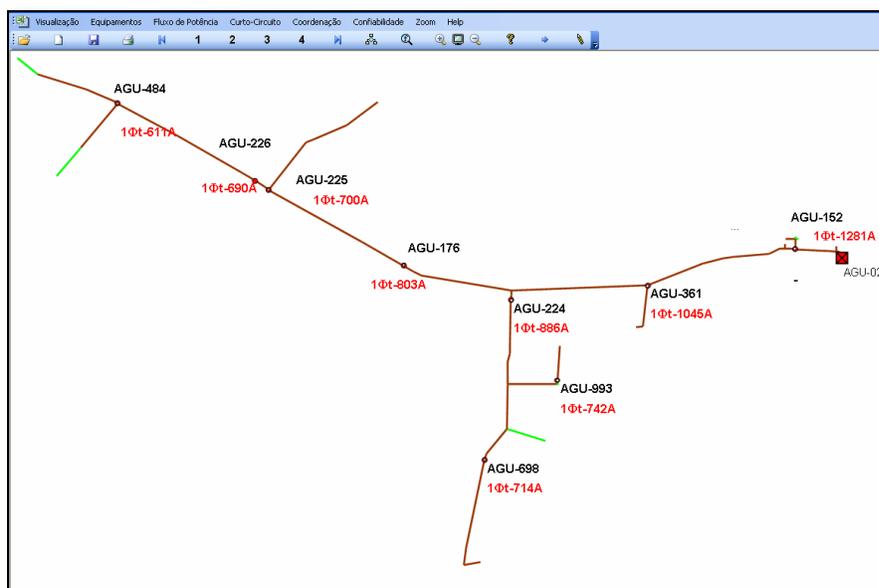


FIGURA 8.3: Correntes de curto-circuito fase-terra AGU-02

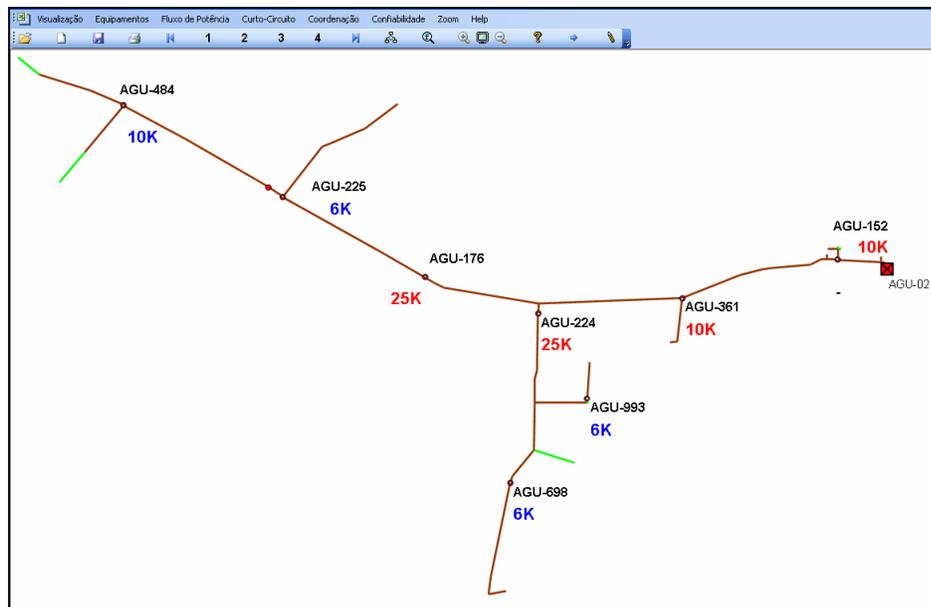


FIGURA 8.4: Elos dimensionados AGU-02

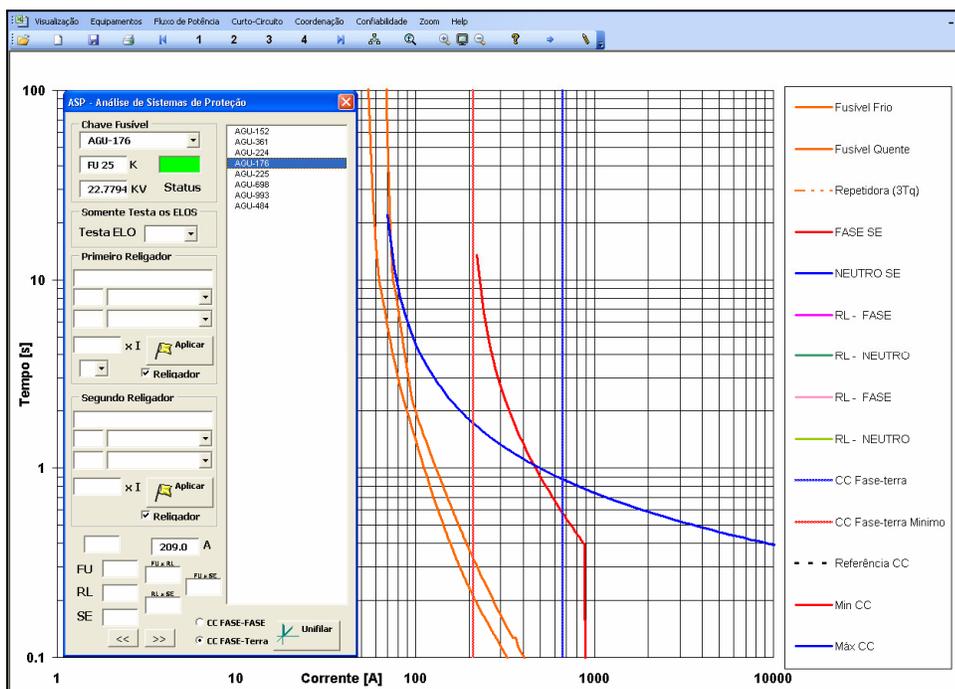


FIGURA 8.5: Coordenograma AGU-02

8.2 – Algoritmos de otimização

Os algoritmos de confiabilidade foram validados com base na comparação entre os resultados obtidos através do software ASP e a configuração de rede definida pelos especialistas para o alimentador 108 da subestação de Taquara na área de concessão da RGE.

Este alimentador apresenta originalmente quatro religadores instalados em locais definidos por especialistas em sistemas de proteção, Figura 8.6.

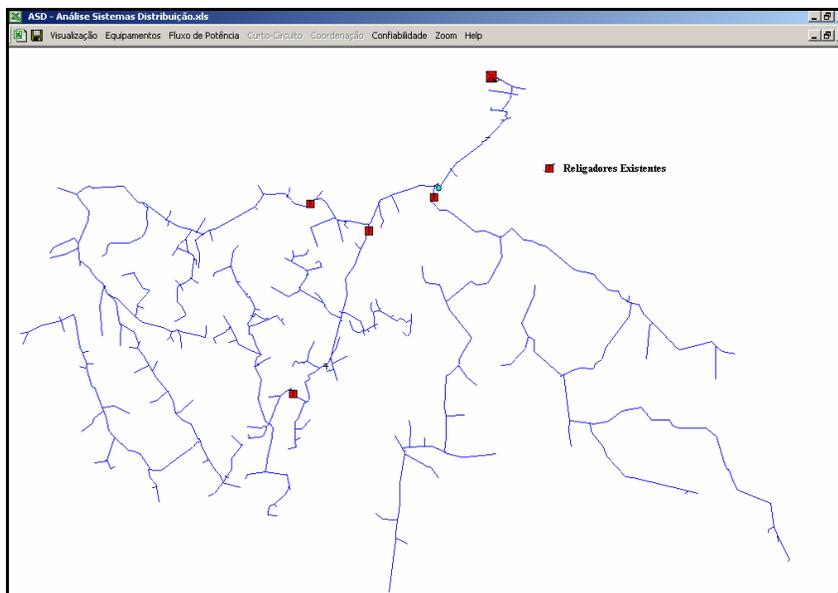


FIGURA 8.6: Configuração do sistema TAQ-108

Utilizando a metodologia clássica, foram utilizados os algoritmos desenvolvidos para a alocação de 4 religadores no sistema TAQ-108 (Considerando o sistema com todos os dispositivos de proteção e manobra originais com exceção dos quatro religadores originais).

A Figura 8.7 demonstra os resultados obtidos pelo ASP, na instalação de 4 religadores visando a redução da estimativa do valor esperado de energia interrompida por ano, através da metodologia clássica. Os números de 1 a 4 representam a ordem de prioridade dos equipamentos, sendo o número 1 o local de melhor resultado.

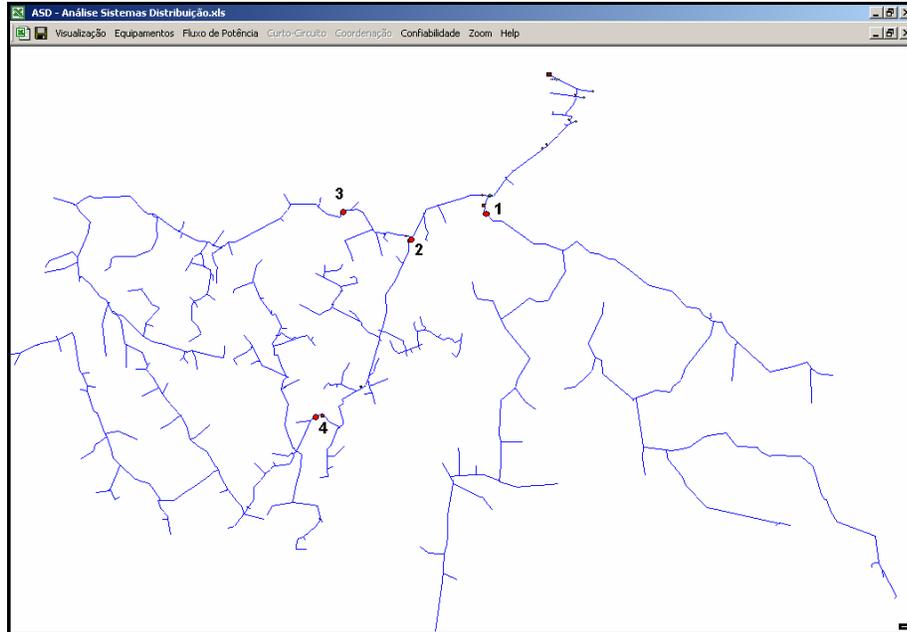


FIGURA 8.7: Estimativa de energia interrompida por ano

Da mesma forma, a Figura 8.8 demonstra os resultados obtidos pelo ASP, na instalação de 4 religadores visando a redução da estimativa do número de clientes-hora interrompidos por ano, através da metodologia clássica.

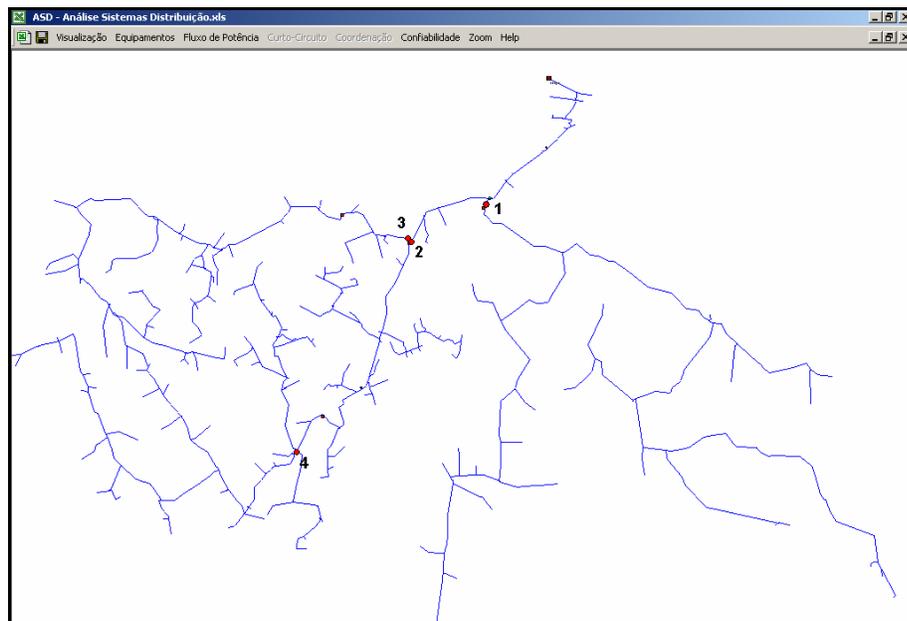


FIGURA 8.8: Estimativa do número de clientes hora interrompidos por ano

Comparativamente os resultados obtidos com o auxílio do software ASP e o sistema original, são muito semelhantes, reafirmando os locais de instalação definidos originalmente pelos especialistas.

É possível também ao usuário, verificar a importância de cada dispositivo de proteção para a confiabilidade do sistema como um todo. No exemplo da figura 8.9, é possível verificar a importância de cada dispositivo, sendo o dispositivo “R1” o menos prioritário, o “R2” o segundo menos prioritário e assim por diante.

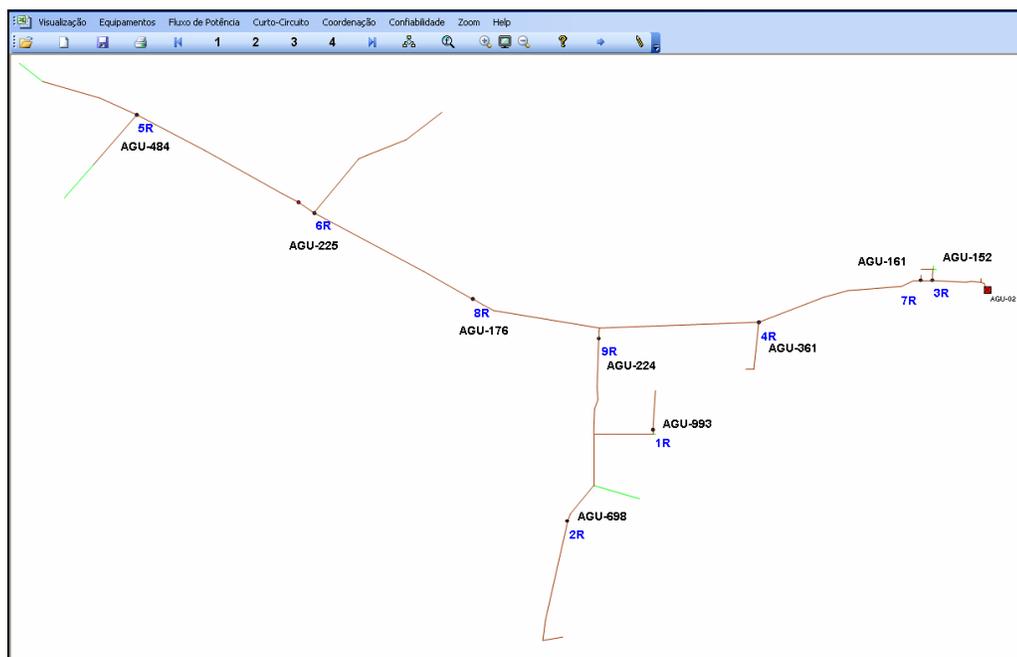


FIGURA 8.9: Sistema AGU-02

Analisando a figura 8.2, é possível verificar visualmente a coerência dos resultados obtidos.

CAPÍTULO 9

CONCLUSÕES

O objetivo principal do trabalho consistiu em desenvolver metodologias e algoritmos para otimização na instalação e utilização dos dispositivos de manobra e proteção em sistemas de distribuição, que resultassem em uma ferramenta útil, confiável e de fácil aplicação para as concessionárias de energia elétrica.

O software, ASP, foi desenvolvido para atender as necessidades atuais das concessionárias, auxiliando-as nas análises e diagnósticos das redes de distribuição, não só no âmbito operacional, mas também no planejamento do sistema, incluindo a distribuição de investimentos.

O software permite verificar graficamente a topologia elétrica e as variáveis de estado para todos os pontos do sistema: potências ativa e reativa, corrente, tensão, fator de potência, carregamento dos condutores e dos transformadores de distribuição, perdas de potência, correntes de curto-circuito, distribuição ótima de recursos em dispositivos de proteção e manobra e na determinação dos ajustes dos dispositivos de proteção de forma confiável, seletiva, segura e rápida.

Em comparação aos softwares convencionais, destacam-se as seguintes vantagens:

- Modelagem mais eficiente da topologia, dos dispositivos de proteção e manobra, e na avaliação mais adequada das características operacionais do sistema de distribuição utilizando os dados disponíveis na concessionária;
- Estruturação dos dados sobre falhas;
- Avaliação do nível de confiabilidade em função da composição e localização dos dispositivos de proteção e comutação para alimentadores inteiros, ou individualmente, para cada nó de rede;
- Possibilidade de utilização de vários indicadores integrais de confiabilidade;
- Localização ótima de dispositivos para o aumento de confiabilidade em várias formulações do problema;

- Possibilidade de consideração em um conjunto de series de dispositivos de proteção e manobra com objetivo de minimização de recursos, incluindo investimentos;
- Determinação dos ajustes dos dispositivos de proteção de modo automático.

O protótipo deste software está em testes na distribuidora de energia do Estado do Rio Grande do Sul AES Sul, sendo utilizado por diversas áreas das empresas, dando apoio científico e agilidade aos trabalhos. Auxiliando na determinação dos ajustes dos dispositivos de proteção das redes de distribuição.

Salienta-se que os estudos de seletividade realizados manualmente pelos especialistas desta distribuidora, levando em média 5 dias úteis para sua conclusão e que atualmente com a ferramenta ASP o tempo médio de confecção é de apenas 20 minutos considerando a validação por parte do especialista.

Além disso, ressalta-se que o ASP apresenta vantagens em relação aos softwares semelhantes existentes no mercado, pois foi preparado para a realidade das empresas distribuidoras e conforme os procedimentos definidos pelas mesmas.

9.1 – Contribuições

O autor acredita serem originais as seguintes contribuições:

O desenvolvimento de algoritmos e de uma ferramenta computacional, os quais permitem o dimensionamento automático dos ajustes dos dispositivos de proteção tradicionalmente utilizados nas redes de distribuição, além da alocação otimizada dos dispositivos de manobra e proteção. Atualmente a maioria das ferramentas computacionais disponíveis no mercado, para análises de proteção, apenas servem como “plotadores de curvas”, na qual os ajustes de proteção são traçados em formato gráfico, sendo necessária a análise pontual por parte do usuário e desta forma, susceptíveis a erros por parte dos mesmos. Existem também algumas poucas ferramentas disponíveis, as quais realizam um dimensionamento preliminar dos ajustes de proteção, informando os equipamentos os quais não apresentariam coordenação, sendo necessária à intervenção do usuário para a correção das irregularidades. Esta característica, torna a confecção dos estudos de proteção das redes de distribuição extremamente demorados e trabalhosos.

Os algoritmos desenvolvidos pelo autor associados a ferramenta computacional permitem a análise automática dos dispositivos de proteção, na qual o ajuste para os dispositivos de proteção são determinados automaticamente para cada dispositivo, sendo realizadas todas as adequações necessárias para um desempenho otimizado e seguro.

Considera-se também como contribuição importante o capítulo que se refere a Gestão de Ativos segundo critérios de performance e criticidade, na qual é possível orientar de forma científica os Planos de Investimentos nas redes de distribuição, classificando os sistemas por grau de importância estratégica para o negócio da empresa.

9.2 – Artigos publicados

Como resultados deste trabalho, foram realizadas as seguintes publicações:

- 1) COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P.; KÖNIG, A.L.; CANHA, L.N.; POPOV, V.A. *et al.* **Multicriterial Analysis for Optimal Location of Distributed Energy Sources Considering the Power System Reaction.** IX SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro, maio 2004.
- 2) COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P.; KÖNIG, A.L.; CANHA, L.N.; POPOV, V.A.; ABAIDE, A.R.; FARRET, F.A. **Emprego de novas Metodologias e Algoritmos mais eficientes para Modelagem das Cargas Elétricas e Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição.** XVI SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, novembro. 2004.
- 3) COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P.; KÖNIG, A.L.; CANHA, L.N.; POPOV, V.A.; ABAIDE, A.R. **Algoritmo de Otimização da Confiabilidade para Planejamento Operacional de Sistemas de Distribuição,** Power Engineering Society – PES / IEEE, São Paulo (SP), novembro 2004.
- 4) COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P.; KÖNIG, A.L.; CANHA, L.N.; POPOV, V.A.; ABAIDE, A.R. **Desenvolvimento de programa computacional para estimação de estados em redes de distribuição com aplicação de algoritmos de otimização,** Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, Campina Grande, Paraíba, junho 2006.
- 5) COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Ferramenta de Otimização dos Dispositivos de Proteção para Sistemas de Distribuição,** XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI, Belo Horizonte, agosto 2006.

- 6) COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P.; CANHA, L.N; ABAIDE,A.R. **Reconfiguração Automática dos Sistemas de Distribuição com Análise do Impacto nas Perdas Elétricas dos Sistemas de Transmissão**, XII Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ – ERIAC, Foz do Iguaçu, maio 2007.
- 7) COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P. ; CANHA, L.N; ABAIDE,A.R. **New Methods for Distribution Network Reconfiguration from Multicriterial Decision Making**, International Conference on Power Engineering - Power Eng2007 – IEEE, Setúbal, abril 2007.
- 8) COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P. ; CANHA, L.N; ABAIDE,A.R. **Automated Coordination and Optimization Tool of Protection Devices for Distribution Systems**, International Conference on Power Engineering - Power Eng2007 – IEEE, Setúbal, abril 2007.
- 9) COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P. ; CANHA, L.N; ABAIDE,A.R. **Coordination and Automatic Selectivity of Devices Protection in Distribution Networks**, Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution – CIRED, Viena, maio 2007.
- 10) COMASSETTO, L.; BERNARDON, D.P. ; CANHA, L.N; ABAIDE,A.R. **Coordination and Automatic Selectivity of Devices Protection in Distribution Networks**, Revista Electric Power Systems Research, Elsevier, maio 2007.

BIBLIOGRAFIA

- [1] VIOLIN, A.; MARTINEZ, M.L.B.; **Software para análise de confiabilidade em alimentadores de distribuição PCA**, 2004, Universidade Federal de Engenharia de Itajubá.
- [2] ABAIDE, A.R. **Desenvolvimento de Métodos e Algoritmos para Avaliação e Otimização da Confiabilidade em Redes de Distribuição**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2005.
- [3] BERNARDON, P. D. **Novos Métodos Para Reconfiguração das Redes de Distribuição a Partir de Algoritmos de Tomadas de Decisão Multicriteriais**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2007.
- [4] BERNARDON, P.D. **Desenvolvimento de Algoritmos e Sistema Computacional para Estimação de Estados em Redes de Distribuição**, Dissertação de Mestrado, 2004
- [5] WANG, Z.; SHOKOOH, F. AND OIU, J. **An Efficient Algorithm for Assessing Reliability Indexes of General Distribution System**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 17, N. 3, 2002, pp. 608-614
- [6] MALLARD, S.A; THOMAS, V.C. **A Method for Calculating Transmission System Reliability**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 87, pp 824-834, 1968
- [7] BERNS, S. AND GROSS, G. **Value of Service Reliability**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 5, N. 3, 1990, pp. 825-834
- [8] TOLLEFSON, G; BILLINTON, R. AND WACKER, G. **Comprehensive Bibliography Worth and Electric Service Consumer Interruption Costs: 1980-1990**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 7, N. 4, 1992, pp. 1508-1514

- [9] BILLINTON, R AND WANG, P. **Reliability Worth of Distribution System Networks Reinforcement Considering Dispersed Customer Data**, IEEE Proceedings - Generation, Transmission, Distribution, V. 146, N. 3, 1999, pp. 318-324
- [10] ALLAN, R.N; SILVA, M.G **Evaluation of Reliability Indices and Outage Costs in Distribution Systems**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, pp 413-419, 1995
- [11] SANGHVI, A. **Measurement and Application of Customer Interruption Cost/value of Service for Cost-benefit Reliability Evaluation: Some Commonly Raised Issues**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 6, N. 4, 1991, pp. 1508-1514
- [12] SULLIVAN, M. AND VARDELL, T. **Interruption Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 11, N. 3, 1998, pp. 989-995
- [13] GATES, J. BILLINTON, R. AND WACKER, G. **Electrical service reliability worth evaluation for government institutions and office buildings**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 14, N. 1, 1999, pp. 43-50
- [14] BILLINTON, R. AND PANDAY, M. **Reliability Worth Assessment in a Developing Country – Residential Survey Results**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 14, N. 4, 1999, pp. 1226-1231
- [15] PANDAY, M. AND BILLINTON, R. **Reliability Worth Assessment in a Developing Country – Commercial and Industrial Survey Results**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 14, N. 4, 1999, pp. 1232-1237
- [16] CHRISTIE, R. D. **Statistical Classification of Major Event Days in Distribution System Reliability**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, pp 1326-1341, 2003
- [17] KATUKI, K. AND ALLAN, R. **Assessment of Customer Outage Costs Due to Electric Service Interruption: Residential Sector**, IEEE Proceedings - Generation, Transmission, Distribution, V. 143, N. 2, 1996, pp. 163-170

- [18] BROWN, R. AND OCHOA, J. **Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 13, N. 2, 1998, pp. 704-709
- [19] OU, Y. AND GOEL, L. **Using Monte Carlo Simulation for Overall Distribution System Reliability Assessment**, IEEE Proceedings - Generation, Transmission, Distribution, V. 146, N. 5, 1999, pp. 535-540
- [20] WARREN, C. AMMON, R. AND WELCH, G A **Survey of Distribution Reliability Measurement Practices in the USA**, IEEE Transactions on Power Delivery, V 14, N. 4, 2000, pp. 1238-1242
- [21] SUBCOMMITTEE OF THE IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, **IEEE Trial Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, std 1366, 1998.**
- [22] AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL, **Resolução Número 024, 2000**
- [23] BILLINTON, R. AND WANG, P. **Distribution System Reliability Cost/worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Technique**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 13, N. 4, 1998, pp. 1245-1250
- [24] TSAI, L. H. **Network Reconfiguration to Enhance Reliability of Electrical Distribution Systems**, Electric Power System Research, N. 27, 1993, pp. 135-140
- [25] LONGO, C. AND PUNTEL, W. **Evaluation of Distribution System Enhancement Using Value-based Reliability Planning Procedures**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 15, N. 4, 2000, pp. 1148-1153
- [26] CHOW, M.Y; TAYLOR, L. AND SHOW, M.S. **Time of Outage Restoration Analysis in Distribution Systems**, IEEE Transactions on Power Delivery, V 11, N. 3, 1996, pp. 1652-1658

- [27] HOMOND, G. AND EL-NAHAS, I. **Assessment of Customer Supply Reliability in Performance-based Contracts**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 18, N. 4, 2003, pp. 1587- 1593
- [28] ALLAN, R. AND SILVA, M. **Evaluation of Reliability Indices and Outage Costs in Distribution Systems**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 17, N. 1, 1995, pp. 413-419
- [29] BILLINTON, R. AND WANG, P. **Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, pp 397-403, 1999
- [30] BALIJEPALLI, N; VENKATA, S. S. AND CHRISTIE R. D. **Modeling and Analysis of Distribution Reliability Indices**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, pp 1950-1955, 2004
- [31] BROWN, R. E. **Distribution System Reliability Assessment Using Hierarchical Markov Modeling**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, pp 1929-1934, 1996
- [32] YPSILANTIS, J; LEE, H. AND TEO, C. **Adaptive Rule- based Fault Diagnostician for Power Distribution Networks**, IEEE Proceedings - Generation, Transmission, Distribution, V. 139, N. 6, 1992, pp. 461-468.
- [33] EICKHOFF, F; HANDSHIN, E. AND HOFFMANN, W. **Knowledge Based Alarm Handling and Fault Location in Distribution Networks**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 7, N. 2, 1992, pp. 770-776
- [34] BHATTACHARYA, K; BOLLEN, M. AND DOALDER, J. **Real Time Optimal Interruptible Tariff Mechanism Incorporating Utility-customer Interruptions**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 15, N. 2, 2000, pp. 700-706
- [35] TENG, J AND LIU, Y **A Novel CS-based Optimum Switch Relocation Method**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 18, N. 1, 2003, pp. 113-120

- [36] BILLINTON, R. AND JOUNAWITHULA, S. **Optimal Switching Devices Placement in Radial Distribution Systems**, IEEE Transactions on Power Delivery, V. 11, N. 4, 1991, pp. 1646-1651
- [37] GELLI, G. AND PILO, F. **Optimum Sectionalizing Switches Allocation in Distribution Networks**, IEEE Transactions on Power Delivery, V. 14, N. 3, 1999, pp. 1167-1172
- [38] TENG, J. AND LU, C. **Feeder Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization**, IEEE Transactions on Power Delivery, V. 17, N. 1, 2002, pp. 254-259
- [39] LEVITIN, S. MAZAL-TOV, S. AND ELMAKIS, D. **Optimal Allocation of Sectionalizers in Radial Distribution Networks**, Proceedings of the 1995 Stockholm Power Tech. Conference, PS25-01-0034, pp. 761-764
- [40] LEVITIN, S. MAZAL-TOV, S. AND ELMAKIS, D. **Optimal Switch Allocation in Electrical Distribution Systems by GA**, Electric Power System Research, N. 31, 1994, pp. 97-102
- [41] ENDRENYI, J; MAENHAUT, P C. and PAYNE, L E **Reliability Evaluation of Transmission Systems with Switching After Faults – Approximations and a Computer Program**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, pp 1863-1875, November, 1973
- [42] SOHN, J. M; NAM, S. R. **Value-Based Radial Distribution System Reliability Optimization**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, pp 941-947, 2006
- [43] LEE, R. E; **Computer-Aided Protection System Design with Reconfiguration**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, pp 260-266, 1991
- [44] BROADWATER, R. P; THOMPSON, J. C; RAHMAN, S. **An Expert System for Integrated Protection Design with Configurable Distribution Circuits: PART I**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, pp 1115-1121, 1994

- [45] BROADWATER, R. P.; THOMPSON, J. C.; RAHMAN, S. **An Expert System for Integrated Protection Design with Configurable Distribution Circuits: PART II**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, pp 1122-1128, 1994
- [46] OLIVEIRA, C.C.B.; ROBBA, E.J.; SCHMIDT, H.P.; KAGAN, N. **Introdução aos Sistemas Elétricos de Potência**, Ed. Edgard Bluches, 2ª edição, 2000.
- [47] NOBLAT, B. M.; DUMAS, F; THOMASSET, G. **Calculation of Short-circuit currents, Cahier Technique n° 158**, Schneider Electric, junho 2000.
- [48] FRANÇA, J. A. **Manual para Estudos de Proteção de Sistemas Elétricos**, CEEE abril 1986.
- [49] KOCH, V. **Manual de Proteção do Sistema de Distribuição RGE**, RGE 2000.
- [50] OLING, R. **Critérios para Aplicação de Equipamentos de Proteção**, AES Sul 2002.
- [51] BELLMAN, R.; ZADEH, L. A. **Decision Making in a Fuzzy Environment**. Management Science 17(4), p.141-164, 1970.
- [52] BESHELEV, S. D.; GURVITCH, F. G. **Métodos Matemático-estatísticos de Estimativa de Especialistas**. Statistica, Moscow, 1980.
- [53] CANHA, L.N. **Metodologia para Localização e Dimensionamento de Pequenas Fontes de Geração Distribuída em Redes de Distribuição a Partir de uma Análise Multicriterial**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2005.
- [54] MONTGOMERY, D C. **Introdução ao Controle Estatístico da Qualidade**. 4ª Edição, Editora LTC, pp 31-36 e 479-492
- [55] TSAO, T. and CHANG, H.C. **Composite Reliability Evaluation Model for Different Types of Distribution Systems**, IEEE Transactions on Power Systems, V. 18, N. 2, 2003, pp. 924-930

[56] Site ANEEL, www.aneel.gov.br

[57] RONALD D. SNEE, **My Process Is Too Variable—Now What Do I Do?** Quality Progress, December 2001, pp. 65-68.

[58] MAEZONO, P. K.; **Proteção de Sistemas**, Curso de Planejamento de Sistemas de Distribuição, Instituto Presbiteriano Mackenzie, 2001

[59] CIPOLI, J. A.; **Proteção de Sistemas de Distribuição, Curso de Planejamento de Sistemas de Distribuição**, Instituto Presbiteriano Mackenzie, 2001

[60] ALDABÓ, R. **Qualidade na Energia Elétrica**. São Paulo: Ed. Art-Liber, 1. ed., 2001.

[61] KAGAN, N., ADAMS, R. N. **A Computational Decision Support System for Electrical Distribution System Planning**. Proceedings of Computer System and Soft Engineering Conference, p.133-138, 1992.

[62] COMASSETTO, L. **Desenvolvimento de Algoritmos para Otimização da Confiabilidade de Redes de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

[63] CELLI, G.; PILO, F. **MV Network Planning Under Uncertainties on Distribution Generation Penetration**. IEEE PES Summer Meeting, v.1, p.485-490, 2001.

[64] EKEL, P. Y.; TERRA, L. D. B.; JUNGES, M. F. D. **Methods of Multicriteria Decision Making in Fuzzy Environment and Their Applications to Power System Problems**. Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference, v.2, p.755-761, 1999.

[65] EKEL, P.; PEDRYCZ, W.; POPOV, V.; JUNGES, M.; MORAES, M. **Models and Methods of Multicriteria Decision Making in a Fuzzy environment and their application**. Proceedings of the Seventh International Fuzzy System Association World Congress, Prague, v.3, p.89-94, 1997.

- [66] BILLINTON, and ALLAN, R **Reliability Evaluation of Power Systems**, Pitmann book, N.Y., London, 1984.
- [67] BLACKBURN, J. L. **Protective Relaying, Principles and Applications**. 2ª Edição, Bothell, pp 1-5
- [68] MALLARD, S. A.; THOMAS, V C. **A Method for Calculating Transmission System Reliability**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, n°3, pp 824-834, March, 1968
- [69] RINGLEE, R.; GOODE, S D **On Procedures for Reliability Evaluations of Transmission Systems**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, n°34 pp 527-536, April, 1970
- [70] ENDRENYI, J. **Three-State Models in Power System Reliability Evaluations**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, pp 1909-1916, July, 1971
- [71] GROVER, M. S.; BILLINTON, R A **A Computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, pp 1488-1499, 1974
- [72] CHATTOPADHYAY, B.; SACHDEV, M. S.; SIDHU, T. S. **An On-line Relay Coordination Algorithm for Adaptive Protection Using Linear Programming Technique**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, pp 165-173, 1996
- [73] KOJOVIC, L. A.; WILLIAMS, C. W. **Comparative Analysis of Expulsion And Current-Limiting Fuse Operation in Distribution Systems for Improved Power Quality And Protection**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, pp 863-869, 1998
- [74] TENG, J. H.; LU, C. N. **Feeder-Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, pp 254-259, 2002

- [75] TSAO, T. F.; CHANG, H. C. **Composite Reliability Evaluation Model for Different Types of Distribution Systems**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, pp 924-930, 2003
- [76] BILLINTON, R.; PAN, Z. **Historic Performance-Based Distribution System Risk Assessment**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, pp 1759-1765, 2004
- [77] BAXEVANOS, I. S.; LABRIDIS, D. P. **Implementing Multiagent Systems Technology for Power Distribution Network Control and Protection Management**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, pp 433-443, 2007
- [78] RINGLEE, R.; GOODE, S. D. **On Procedures for Reliability Evaluations of Transmission Systems**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 89, pp 537-536, 1970
- [79] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de Ferramenta para Solução de Problemas de Decisão com Múltiplos Objetivos e Incertezas**. CBA - Congresso Brasileiro de Automática, São Paulo, 1996.
- [80] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B; ROBBA, E.J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**, Ed. Edgard Bluches, 1ª edição, 2005.
- [81] BANA E COSTA; **Multi-Criteria Evaluation in Land-Use Management, 1998, Kluwer Academic Publishers**, Book Series: Environment & Management, vol. 9, pp. 33-45.
- [82] BANA E COSTA; **Readings in Multiple Criteria Decision**, 1990, Ed C.A. Bana e Costa, Springer-Verlag, 1990, 660 p.

ANEXO A

DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA

Para que seja possível o entendimento da influencia dos equipamentos no desempenho dos sistemas de distribuição é necessário conhecer e compreender o funcionamento destes equipamentos e dispositivos.

Os dispositivos de proteção e manobra tradicionalmente utilizados nas redes de distribuição são as chaves fusíveis, chaves repetidoras (conhecidas também como chaves religadoras), religadores, seccionizadores, chaves unipolares e chaves tripolares. Estes dispositivos desde sua idealização apenas apresentaram evoluções construtivas e tecnológicas, pois suas filosofias de aplicação e princípios de funcionamento não evoluíram significativamente.

A aplicação dos dispositivos de manobra nas redes de distribuição, normalmente é realizada através do sentimento e experiência dos engenheiros de operação, que visam instalar os dispositivos em locais estratégicos, possibilitando isolar trechos defeituosos e realimentar o sistema por outros sistemas interligados.

Já os dispositivos de proteção são instalados através da experiência dos engenheiros de proteção, os quais visam minimizar o número de consumidores interrompidos, através da seletividade entre os dispositivos de proteção.

Neste capítulo é apresentado um breve resumo dos dispositivos de proteção e manobra tradicionalmente utilizados nas redes de distribuição de energia elétrica com o objetivo de possibilitar a compreensão de suas limitações, características de ajustes e métodos de operação. Esta compreensão foi importante na confecção dos algoritmos de otimização.

A.1 - Dispositivos de proteção

Os dispositivos de proteção tradicionalmente utilizados na rede de distribuição são as chaves fusíveis, chaves fusíveis repetidoras, seccionizadoras e religadores. Cada um destes equipamentos apresenta características próprias de aplicação, operação e ajustes.

A.1.1 – Chaves fusíveis.

As Chaves Fusíveis são os dispositivos de proteção em maior abundância nas redes de distribuição devido ao seu baixo custo em relação aos demais dispositivos. Basicamente as chaves fusíveis são compostas por três elementos (base, cartucho e elo fusível). O seu funcionamento baseia-se no princípio segundo o qual uma corrente que passa por um elemento (elo fusível) gera calor proporcional ao quadrado de sua intensidade. Quando a corrente atinge a intensidade máxima tolerável pelo elo fusível, o calor gerado derrete o elemento do elo fusível (Figura A.2), o qual libera a abertura da chave interrompendo o circuito defeituoso (Figura A.1).

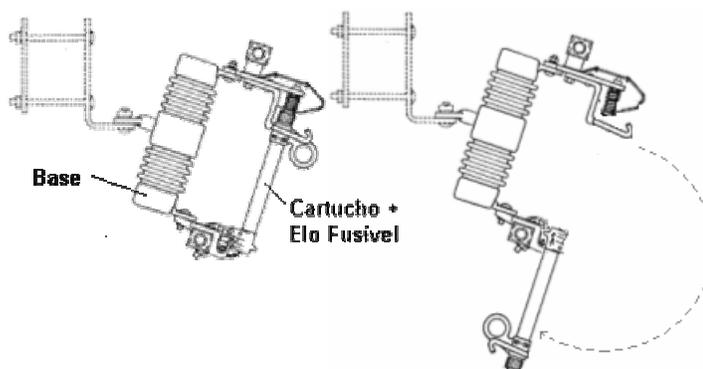


FIGURA A.1: Chave fusível

Da mesma forma a operação das chaves fusíveis esta relacionada diretamente as características dos elos fusíveis (Figura A.2).

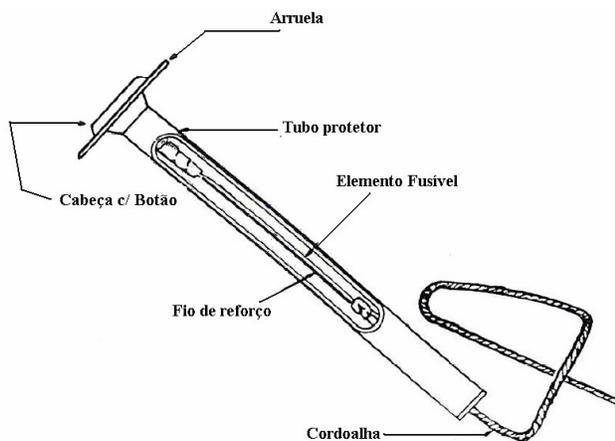


FIGURA A.2: Elo fusível

Existem diversos tipos de elos fusíveis os quais apresentam características distintas as quais variam de acordo com a sua finalidade e aplicação.

No estado do Rio Grande do Sul são utilizados os elos fusíveis do “TIPO K” os quais apresentam características rápidas de atuação e admitem uma sobrecarga de 1,5 vezes seu valor nominal, sem causar excesso de temperatura ou perda de sua característica de operação “tempo x corrente” (corrente admissível). Por outro lado, a fusão dos elos “TIPO K” se dá com 2 vezes o seu valor nominal, estas características são ilustradas através do quadro A.1.

QUADRO A.1: Elos fusíveis

Elo Fusível	Corrente Nominal	Corrente Admissível	Corrente Fusão
6	6A	9A	12A
10	10A	15A	20A
15	15A	22,5A	30A
20	20A	30A	40A
25	25A	37,5A	50A
30	30A	45A	60A
40	40A	60A	80A
100	100A	150A	200A

Como a fusão dos elos fusíveis depende diretamente do calor gerado pela corrente passante, os mesmo apresentam uma característica inversa na relação tempo x corrente, isto é, quanto maior a corrente de curto-circuito, menor o tempo de fusão do elo fusível. Os elos fusíveis não possuem um tempo de atuação exato, pois como a sua atuação depende da temperatura de fusão do elemento fusível, o mesmo é influenciado pela temperatura ambiente e pela intensidade da corrente de carga. Desta forma os elos fusíveis apresentam uma faixa de operação aceitável dentre duas curvas, definida também como "faixa de operação". Esta faixa de operação é delimitada entre a curva de tempo mínimo de fusão (T.mín.F) e a curva de tempo máximo de fusão (T.máx.F)., conforme mostra a Figura A.3.

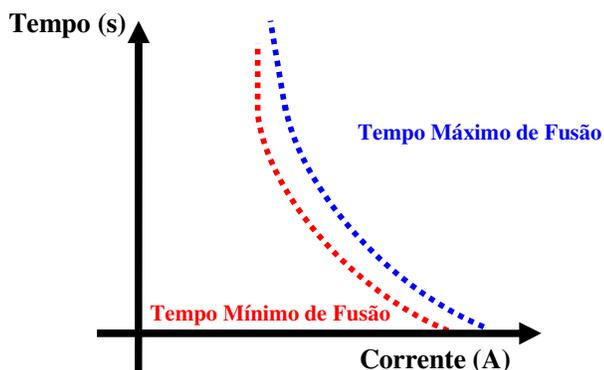


FIGURA A.3: Características dos elos fusíveis

As chaves fusíveis são especificadas através da sua tensão de operação, corrente nominal e sua capacidade de interrupção de corrente. No quadro A.2. são apresentadas as características das chaves fusíveis, normalmente utilizada pelas distribuidoras de energia no Brasil.

QUADRO A.2: Característica técnica das Chaves Fusíveis.

Tensão Nominal	Corrente Nominal	Capacidade de Interrupção	
		Simétrica	Assimétrica
15 kV	100 A	7.100 A	10.000 A
	100 A	10.600 A	16.000 A
24,2 kV	100 A	4.500 A	6.300 A
	100 A	8.000 A	12.000 A

A.1.2 – Chaves repetidoras

As Chaves Fusíveis Repetidoras, também conhecidas como chaves religadoras, apresentam um princípio de operação semelhante as Chaves Fusíveis convencionais, diferenciando apenas por sua característica de religamento. As chaves repetidoras apresentam um custo superior as chaves fusíveis tradicionais, mas foram desenvolvidas com o objetivo de minimizar as atuações por defeitos transitórios, pois possuem 3 estágios de operação por fase, onde ao se desarmar um estágio da chave, o próximo estágio é conectado automaticamente através da Lâmina de Transferência.

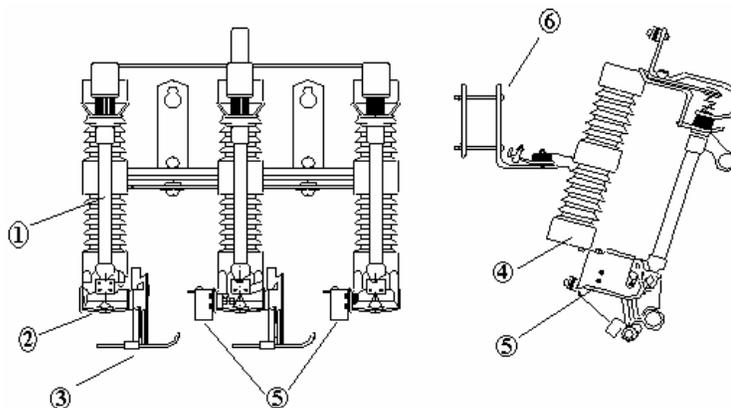


FIGURA A.4: Chave fusível repetidora (por fase)

- 1- Cartucho
- 2- Terminal Inferior
- 3- Lâmina de Transferência
- 4- Base

5- Terminal de Engate

6- Suportes

Na ocorrência do desarme do cartucho (1), o mesmo aciona a lâmina de transferência (3), fechando o caminho de corrente através do terminal de engate (5).

Atualmente a especificação das chaves religadoras é realizada através do quadro A.3.

QUADRO A.3: Característica técnica das Chaves Repetidoras.

Tensão Nominal	Corrente Nominal	Capacidade de Interrupção
		Simétrica
15 kV	630 A	12.500 A
24,2 kV	630 A	12.500 A

A.1.3 – Religadores

Os Religadores são os dispositivos de proteção de maior custo nas redes de distribuição, mas apresentam uma grande importância no desempenho das mesmas, pois visam minimizar os defeitos transitórios não só nas redes protegidas diretamente por eles, mas também para as redes protegidas pelas chaves fusíveis a jusante.

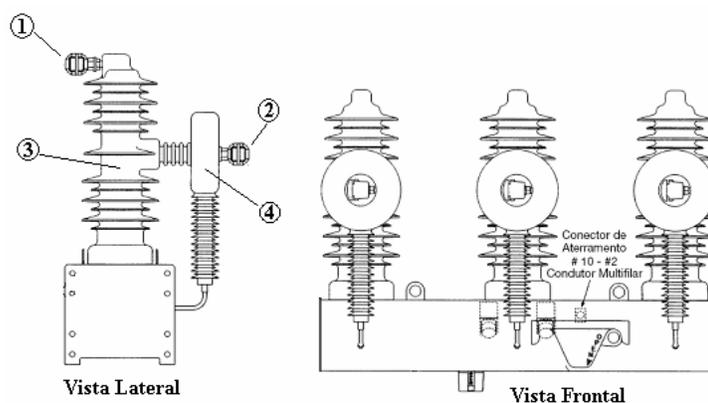


FIGURA A.5: Religador eletrônico

1- Terminal de Entrada

2- Terminal de Saída

3- Câmara de Extinção de Corrente

4- Transformador de Corrente

A corrente que circula pelos terminais 1 (fonte) e 2 (carga) é medida pelos transformadores de corrente (4) e caso a corrente medida seja superior ao ajuste pré-definido o religador interrompe esta corrente através da câmara de extinção (3).

A Figura A.5 se refere a um modelo mais atual, pois os religadores podem ser classificados em diferentes classes, tais como monofásicos ou trifásicos, com controle hidráulico, eletrônico ou digital, com meio de interrupção do arco elétrico por vácuo, óleo ou a gás SF₆, entre outros.

Independente de seus princípios construtivo ou de controle, o seu funcionamento esta diretamente relacionado com a corrente de falta, obedecendo a um gráfico de “tempo x corrente”, na qual quanto maior a corrente de falta, menor é o tempo de atuação do religador.

O religador é dotado de um mecanismo de temporização, o qual pode ser ajustado em operações rápidas, as quais reduzem ao mínimo a possibilidade de danos ao sistema protegido e ao mesmo tempo evitando a queima de elos fusíveis das chaves a jusante e as operações lentas, as quais proporcionam maior tempo para eliminar defeitos permanentes queimando os elos fusíveis entre o local do defeito e o religador. Considerando que 80% das faltas são transitórias a importância dos religadores aumenta sensivelmente.

Normalmente os religadores possuem curvas de atuação e ajustes de proteção individualizados para defeitos de “fases” (proteção de fase) e para os defeitos envolvendo retorno por terra (proteção de neutro). Devido as configurações construtivas do religador, as proteções de fase são sensibilizadas por qualquer tipo de defeito, na qual a corrente de falta seja superior a sua corrente de ajuste (defeitos trifásicos, bifásicos, fase-terra e bifásicos terra). Já a proteção de neutro, a mesma somente é sensibilizada pela corrente de falta com retorno por terra, na qual a corrente de falta seja superior a sua corrente de ajuste de neutro (defeitos fase-terra e bifásicos-terra).

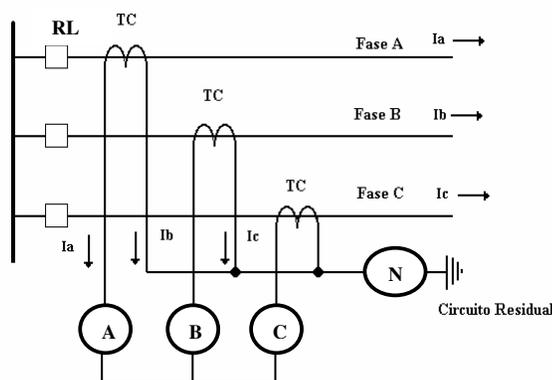


FIGURA A.6: Característica de operação dos religadores

A, B e C – Sensores de corrente de fase (Ajustes de Fase)

N – Sensor de corrente residual (Ajustes de Neutro).

Os religadores apresentam curvas de operação “tempo x corrente” distintas, as quais são escolhidas conforme critérios de proteção e seletividade entre os outros dispositivos de proteção.

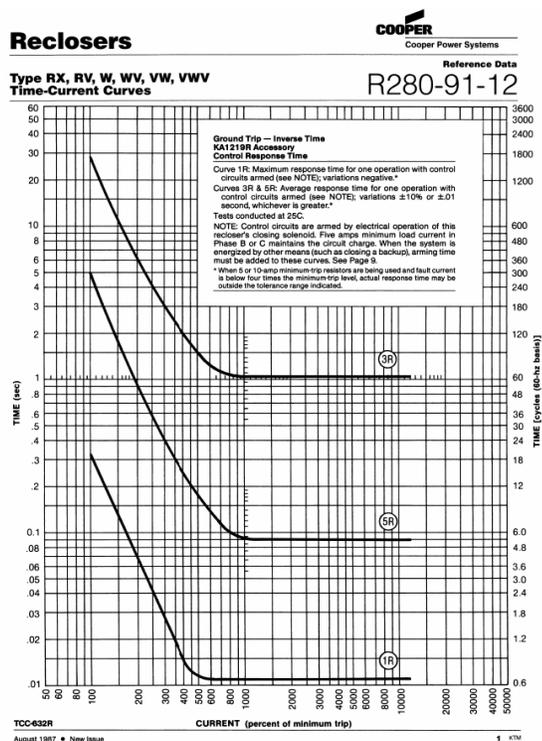


FIGURA A.7: Curvas de operação dos religadores

A Figura A.7. apresenta as curvas de operação de fase para os religadores do tipo RX, RV, WV, VW e VVW, os quais foram desenvolvidos a mais de 30 anos e ainda são largamente utilizados atualmente. Religadores mais modernos podem apresentar mais de 40 opções de curvas de operação.

Os religadores normalmente são especificados através de sua tensão nominal, corrente nominal e capacidade de interrupção. Devido a grande gama de religadores disponíveis, para os estudos de caso foi utilizada a tabela A.4, a qual não representa especificamente nenhum religador.

QUADRO A.4: Característica técnicas para os estudos de caso

Tensão Nominal	Corrente Nominal	Capacidade de Interrupção
		Simétrica
15kV	630A	12.000A
25kV	630A	12.000A

A.1.4 – Relés de sobrecorrente

Como o próprio nome já indica, são todos os relés que atuam para uma corrente maior que a do seu ajuste. Da mesma forma que os religadores, os relés de sobrecorrente possuem ajustes de proteção individualizados para defeitos de “fases” (proteção de fase 50 e 51) e para os defeitos envolvendo retorno por terra, “neutro” (proteção de neutro 50N e 51N).

Os relés de sobrecorrente funcionam com valores de corrente nominal de 1 amper ou 5 ampères conforme especificação e aplicação. Normalmente estes relés são utilizados como proteção geral dos alimentadores. Como os relés operam com correntes nominais nos patamares de 1 ou 5A, é necessária a utilização de transformadores de corrente que rebaixe a corrente primária de carga a valores secundários aceitáveis pelos relés.

Devido a configuração de ligação dos transformadores de corrente (em estrela), as proteções de fase (50 e 51) são sensibilizadas por qualquer tipo de defeito (defeitos trifásicos, bifásicos, fase-terra e bifásicos terra). Já as proteções de neutro (50N e 51N), somente são sensibilizadas pela corrente de falta com retorno por terra (defeitos fase-terra e bifásicos-terra).

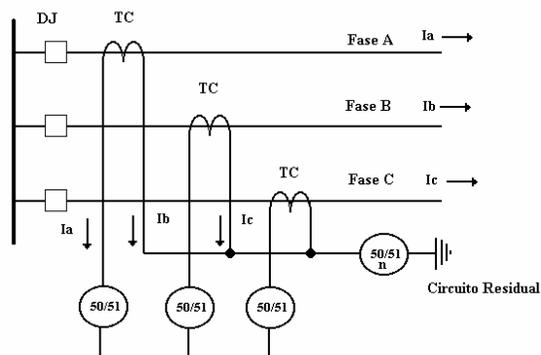


FIGURA A.8: Característica de operação dos relés de sobrecorrente

Nos relés de tempo inverso (51 e 51N), a temporização ou retardo de atuação varia inversamente com a corrente, isto é, quanto maior a corrente de atuação menor é o tempo de

retardo. As curvas características de tempo inverso dos relés de sobrecorrente são denominadas conforma sua declividade, normalmente classificadas entre:

- Normalmente inverso;
- Muito inverso;
- Extremamente inverso.

A relação entre tempo e corrente é estabelecida por normas internacionais, tais como a IEC 255-4 que pode ser expressa por:

$$t(i) = \left(\frac{k \cdot \beta}{i^\alpha - 1} \right) \cdot D \quad (\text{A.1})$$

onde:

- $t(i)$ = tempo de operação em segundos
- k = múltiplo de tempo
- i = múltiplo da corrente de ajuste
- D = Dial de Multiplicação
- β e α = constantes específicas de cada tipo de curva

O ajuste da declividade da curva “tempo x corrente” é determinado pelas constantes β e α .

QUADRO A.5: Constantes de Declividade - IEC 255-4

Tipo de Curva	Constante α	Constante β
Normalmente inversa	0,02	0,14
Muito inversa	1,00	13,5
Extremamente inversa	2,00	80,0

Graficamente pode-se observar a diferença de declividade entre as curvas de operação através da Figura A.9

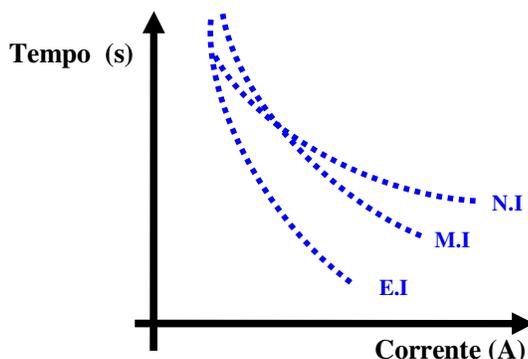


FIGURA A.9: Característica de operação dos relés de sobrecorrente temporizados

Os relés de sobrecorrente temporizados (51 e 51N) podem ter seus tempos de operação alterados através do dial de ajuste (D) que normalmente variam entre 0,05 e 1.

Além das curvas temporizadas (51 e 51N) os relés de sobrecorrente podem apresentar elementos de operação instantâneas (50 e 50N) os quais são ajustados para detectar defeitos próximos, normalmente com valores elevados, os quais podem gerar desgastes prematuros e danificar alguns componentes do sistema caso o defeito não seja extinto rapidamente.

A.2 - Dispositivos de manobra

Os dispositivos de manobra normalmente utilizados na rede de distribuição são as chaves faca unipolares e as chaves tripolares sob-carga.

A.2.1 – Chaves faca

A Chave Faca basicamente é uma seccionadora de rede, ou seja, é utilizada apenas para abertura manual de trechos de rede. As chaves faca não apresentam capacidade de operação sob-carga superior a 3A em 23kV e 5A em 13,8kV (conforme abordado no capítulo 3) sendo necessário realizar desligamentos caracterizados como “Manobra de Segurança”.

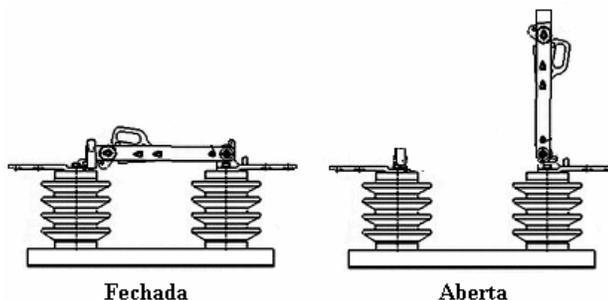


FIGURA A.10: Chave faca

QUADRO A.6: Característica técnica das Chaves Faca.

Tensão Nominal	Corrente Nominal
15 kV	200 A
	400 A
25 kV	200 A
	400 A

A.2.2 – Chaves tripolares sob-carga

A Chave tripolar sob-carga diferentemente da unipolar pode ser operada com corrente, desde que seja obedecido o seu limite nominal. Existem diversos modelos e tipos de chaves sob-carga, com meios de interrupção da corrente de carga, através do óleo, gás SF₆, vácuo, entre outros.

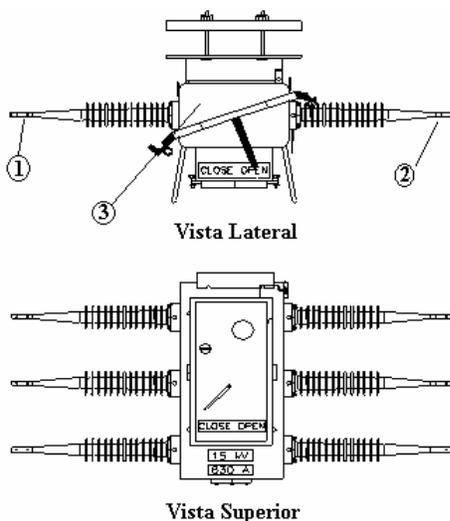


FIGURA A.11 Chave faca

- 1- Conexão de Entrada
- 2- Conexão de Saída
- 3- Câmara de Extinção de Corrente

QUADRO A.7: Característica técnica das Chaves Tripolares.

Tensão Nominal	Corrente Nominal
15 kV	630 A
25 kV	630 A

ANEXO B
DESEMPENHO DAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

O sistema de distribuição é o último elo no complexo sistema de potência, pois entrega a energia elétrica aos consumidores, sendo a parte do sistema que está diretamente em contato com o usuário. O seu desempenho está intimamente relacionado à concepção, construção, qualidade dos materiais e equipamentos empregados, às condições ambientais, aos danos causados por terceiros e aos trabalhos de manutenção.

Existem indicadores regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL através da Resolução número 24 de 27 de janeiro de 2000 com o objetivo de medir a continuidade do serviço prestado pelas empresas a seus consumidores, sendo adotados índices que se baseiem nas interrupções de fornecimento ocorridas em seu sistema de distribuição.

Estes indicadores são calculados com base em todas as interrupções do sistema com duração igual ou superior a 3 (três) minutos (interrupções permanentes, desconsiderando os ciclos de religamento automático), independente da origem.

Somente são desconsideradas as seguintes interrupções:

- dos clientes, provocadas pela operação de seus próprios equipamentos de proteção ou de falhas em suas instalações, sempre que tais interrupções não afetem a outros clientes;
- devidas a situações climáticas ou ambientais com características de catástrofe, tais como tufão, terremoto, inundações, furacão e outros (Força Maior), sendo indicado, em observações, o critério utilizado para a desconsideração.

A seguir são apresentados os principais indicadores de qualidade muitos existentes em contratos de concessão e/ou sistemas estatísticos de associações nacionais de empresas distribuidoras.

B.1.1 - Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (SAIDI-DEC)

É o período de tempo total que o consumidor médio do sistema em análise ficou privado do fornecimento de energia elétrica no período de controle considerado.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \cdot t(i)}{Cs} \quad [\text{h}] \quad (\text{B.1})$$

onde:

- $Ca(i)$: Número de consumidores atingidos na interrupção (i).
- Cs : Número total de consumidores do sistema em análise.
- (i) : Número de ordem das interrupções ocorridas que varia de 1 a n.
- $t(i)$: Tempo de duração da interrupção [h] (i).

B.1.2 - Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (SAIFI-FEC)

É o número de interrupções que afetaram ao consumidor médio do sistema em análise durante o período de controle considerado.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (\text{B.2})$$

onde:

- $Ca(i)$: Número de consumidores atingidos na interrupção (i).
- Cs : Número total de consumidores do sistema em análise.
- (i) : Número de ordem das interrupções ocorridas que varia de 1 a n.

B.1.3 - Tempo médio de atendimento (TMA)

É a média aritmética dos intervalos de tempo compreendidos entre a hora de recebimento da reclamação do cliente até a hora da completa normalização do serviço de energia.

$$TMA = \frac{\sum_{i=1}^n t(i)}{n} \quad (\text{B.3})$$

onde:

- $t(i)$: Tempo *de* duração da interrupção (i).
- (i) : Número de ordem das interrupções ocorridas que varia de 1 a n.
- n : Número de *interrupções* ocorridas na rede considerada incluindo interrupções que afetem a um único consumidor.

B.2 – Registros de interrupções

O objetivo da otimização de confiabilidade focado nesta tese está direcionado diretamente na redução do tempo de restabelecimento de energia dos eventos caracterizados como “distribuição emergencial”, considerando o a redução na quantidade de clientes horas sem energia e no valor de energia não faturada. Desta forma, neste Capítulo são apresentados os resultados obtidos no tratamento dos *registros brutos*⁶ dos relatórios de interrupções emergências nas redes de distribuição de média tensão (13,8 e 23 kV) ocorridas entre os anos de 2000 e 2006.

Os registros brutos das interrupções apresentam algumas condições que podem tornar imprecisos os resultados dos dados a serem considerados nas análises de otimização. Por exemplo, uma equipe esta se deslocando, visualiza uma chave fusível atuada, caso inicie a localização do defeito, antes que ocorra o ingresso de uma reclamação de interrupção no fornecimento de energia pelo consumidor, este evento apresentará tempo de despacho igual a zero. Sendo assim, para a análise dos registros foram considerados alguns conceitos de estatística básica, tais como, tabelas de frequência, medidas de posição, variância e desvio padrão [MONTGOMERY,2003].

⁶ **Registros Brutos** é definido como sendo todos os registros emergências existentes no cadastro de eventos da distribuidora sem nenhum tipo de análise prévia.

B.3. – Técnicas de estatística utilizadas

O conceito de medida de posição utilizado serve para localizar a distribuição de frequência sobre o eixo de variação da variável em questão. Os três tipos de medidas utilizados foram: a média, a mediana e a moda. A média e a mediana indicam, por critérios diferentes, o centro da distribuição de frequência, já a moda indica a região de maior concentração de frequência na distribuição.

Como medida de tendência central foi adotada a média aritmética:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N} \quad (\text{B.4})$$

onde:

- \bar{X} : média aritmética;
- x_i : valores de uma variável;
- N: Número total de registros.

Já a variância é por definição, a média dos quadrados das diferenças dos valores x_i em relação a sua média [MONTGOMERY,2003].

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{X})^2}{N} \quad (\text{B.5})$$

onde:

- σ^2 : variância;
- \bar{X} : média aritmética;
- x_i : valores de uma variável;
- N: Número total de registros.

Defini-se como desvio padrão a raiz quadrada positiva da variância e representa de cada lado da média de uma distribuição normal aproximadamente 68,26% da população total [MONTGOMERY,2003].

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2(x)} \quad (\text{B.6})$$

onde:

- σ : desvio padrão;
- σ^2 : variância;
- x: valores de uma variável;

A consideração de 3 desvios padrões de cada lado representa 99,73% da população total da amostra [MONTGOMERY,2003]. Desta forma para uma representação mais real das interrupções ocorridas nos sistemas de distribuição, somente foram considerados os eventos com parâmetros dentro da faixa de ± 3 sigmas.

B.4 – Base de dados

Como base de dados, foram considerados os registros de interrupções da distribuidora AES Sul, uma das distribuidoras de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Sul entre os anos de 2000 e 2006. Estes dados foram utilizados como base para os estudos de caso realizados.

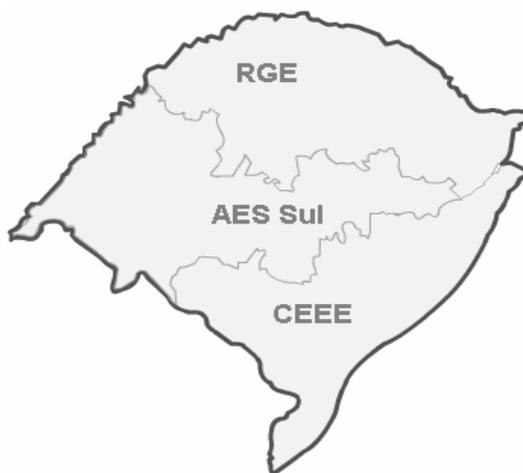


FIGURA B.1: Principais distribuidoras do estado

Como citado anteriormente, os consumidores de energia elétrica são afetados por perturbações no sistema de distribuição mais frequentemente do que por perturbações no sistema de transmissão [TSAO e CHANG,2003]. Esta característica também foi verificada para a distribuidora em questão e confirmada através dos gráficos B.1 e B.2, as quais se

referem a influencia das parcelas dos sistemas de transmissão e distribuição no desempenho dos indicadores técnicos de DEC (SAIDI) e FEC (SAIFI).

Tempo Total de Interrupção por Consumidor (DEC-SAIDI) - É o período de tempo total que o consumidor médio do sistema em análise ficou privado do fornecimento de energia elétrica no período de controle considerado.

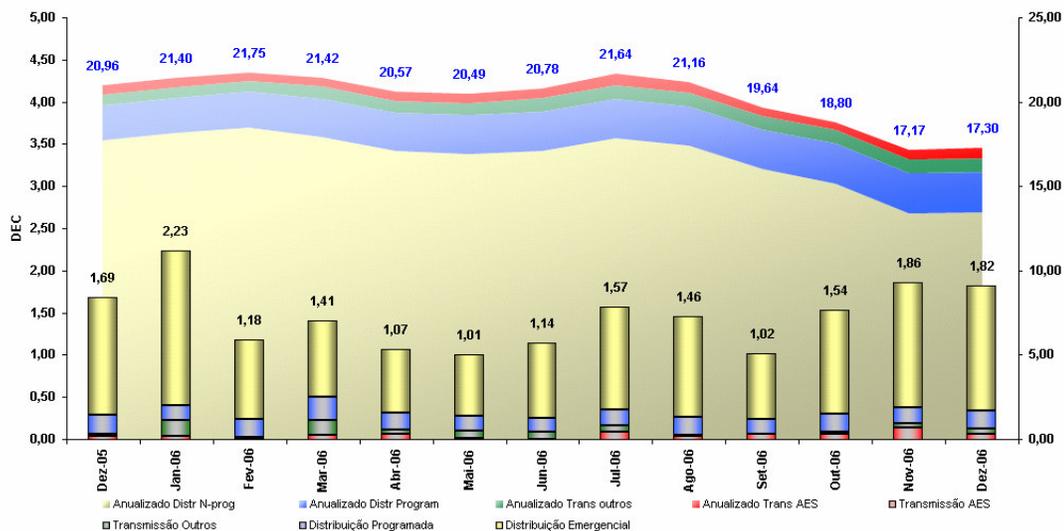


GRÁFICO B.1: DEC realizado 2006

Frequência Média de Interrupção por Consumidor (FEC-SAIFI) - É o número de interrupções que afetaram ao consumidor médio do sistema em análise durante o período de controle considerado.

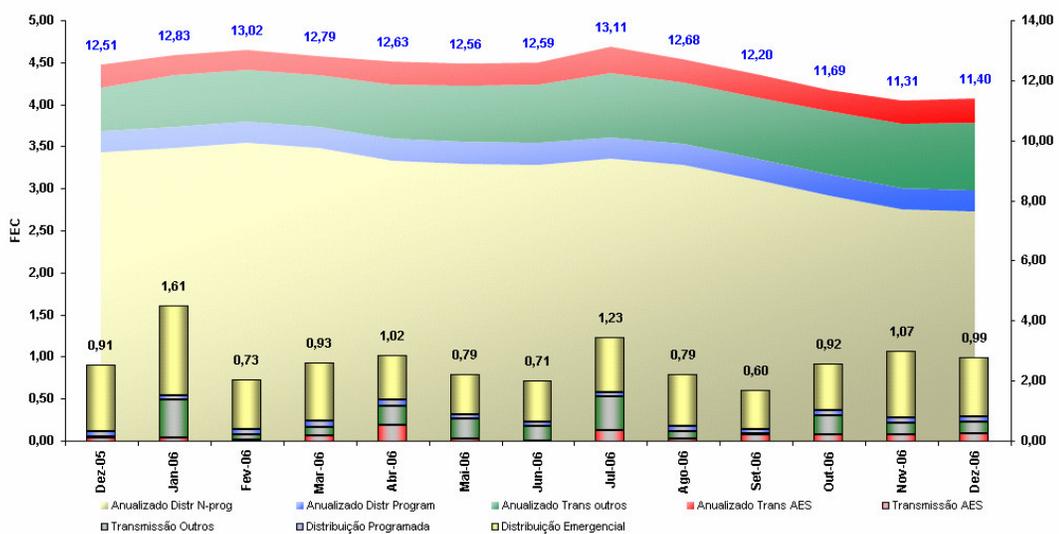


GRÁFICO B.2: FEC realizado 2006

Foi verificado um comportamento semelhante nos indicadores de DEF e FEC para os anos anteriores entre 2000 e 2005.

Apenas com o objetivo ilustrativo através dos gráficos B.3 e B.4 é possível verificar a distribuição dos indicadores técnicos de DEC e FEC nas principais distribuidoras do Brasil durante o ano de 2006. [Site ANEEL].

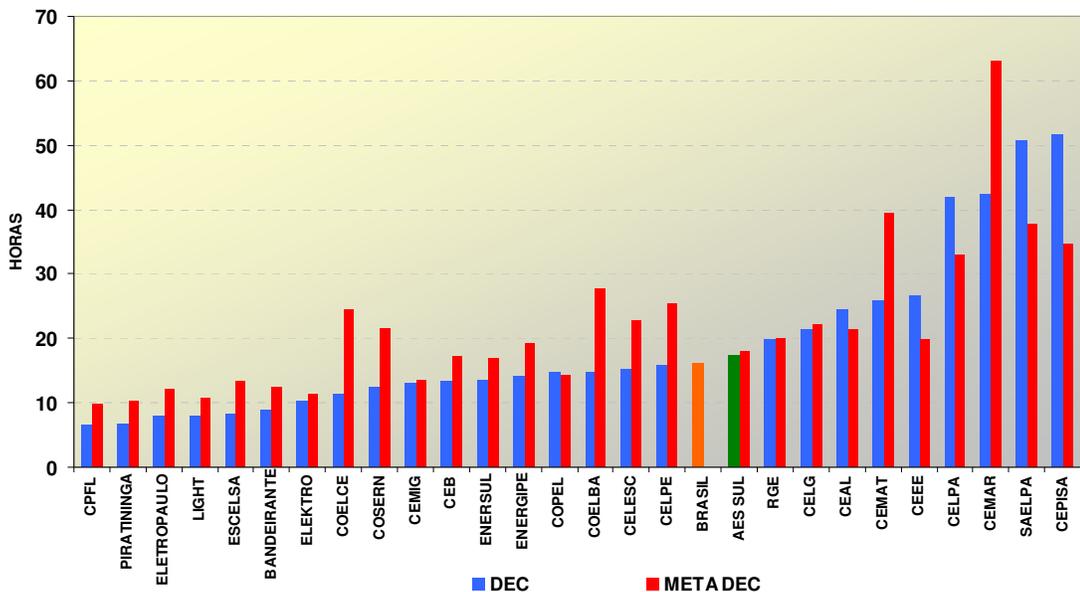


GRÁFICO B.3: DEC no Brasil

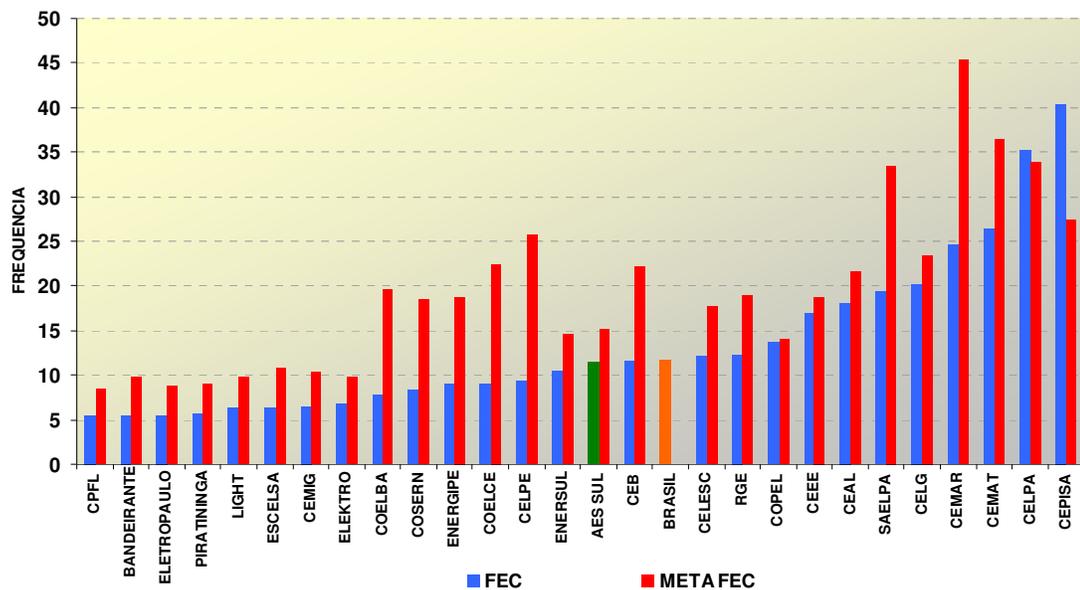


GRÁFICO B.4: FEC no Brasil

As novas regulamentações do setor elétrico têm solicitado das concessionárias uma maior eficiência no desempenho de seus sistemas de distribuição, exigindo níveis de qualidade e de continuidade de energia cada vez mais rigorosos. Nas últimas décadas os indicadores técnicos de DEC e FEC no Brasil apresentaram significativa melhoria, em contrapartida a duração média (DM) das interrupções apresentou um comportamento uniforme ao longo dos anos, conforme pode ser verificado através do gráfico B.5.

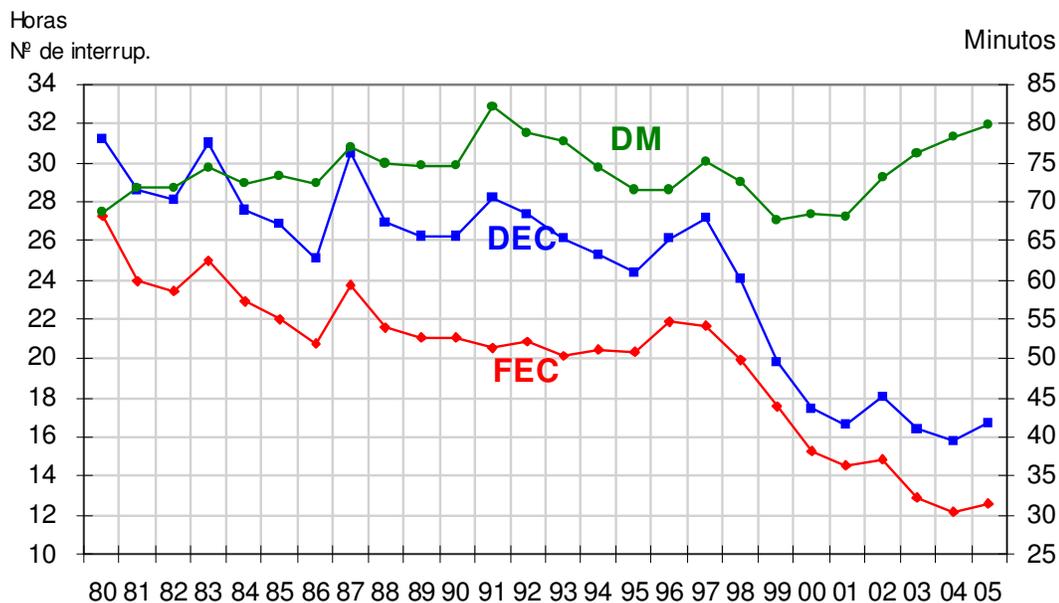


GRÁFICO B.5: Comparativo entre DEC e FEC

Para que seja possível uma correta mensuração dos níveis de confiabilidade dos sistemas de distribuição, torna-se necessária a compreensão das principais causas de interrupções de energia e suas conseqüências.

B.5.1 – Principais causas de interrupções de energia

A experiência comprova que o princípio de Pareto (80% da variação se deve a 20% das causas) pode ser aplicado à modelagem de processos ou dados [RONALD,2001]. O comportamento da maior parte dos processos é, normalmente, direcionado por 3 a 6 variáveis chaves, que quando descobertas possibilitam um melhor controle e otimização do processo em análise [RONALD,2001].

Analisando as principais causas que influenciaram no indicador de DEC no ano de 2006, através do gráfico de Pareto, é possível verificar que mais da metade do indicador DEC é oriundo de defeitos de difícil localização.

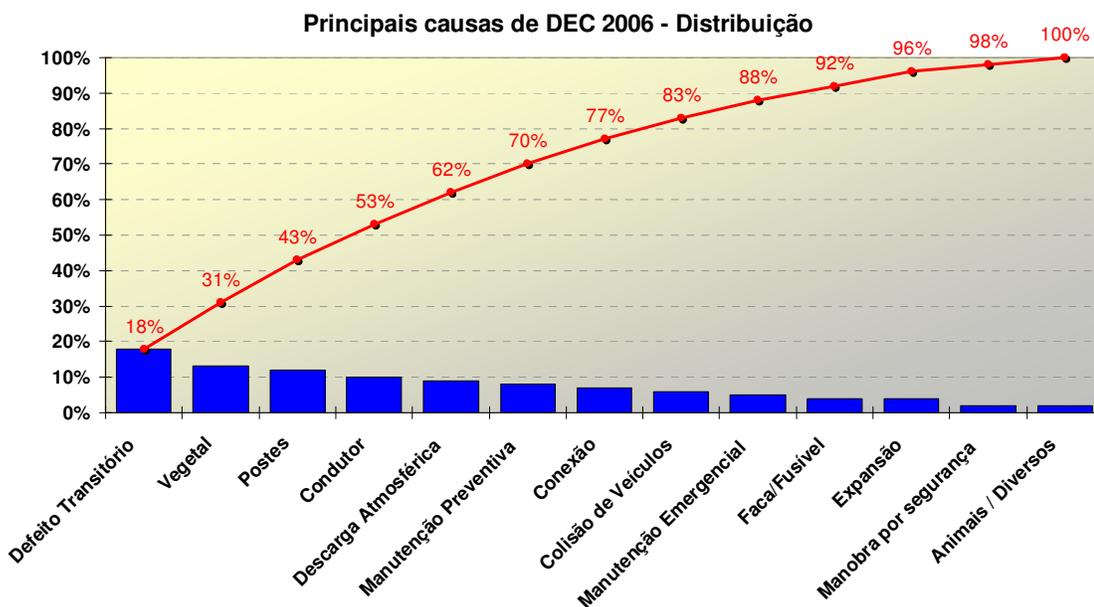


GRÁFICO B.6: Principais causas - DEC 2006 – Distribuição

Analisando o gráfico de Pareto B.6, referente as causas que influenciaram o FEC no ano de 2006, se verificou uma repetição das causas. Este comportamento foi verificado nos anos anteriores entre 2001 e 2005, indicando que existem causas correlacionadas de influencia entre os indicadores técnicos.

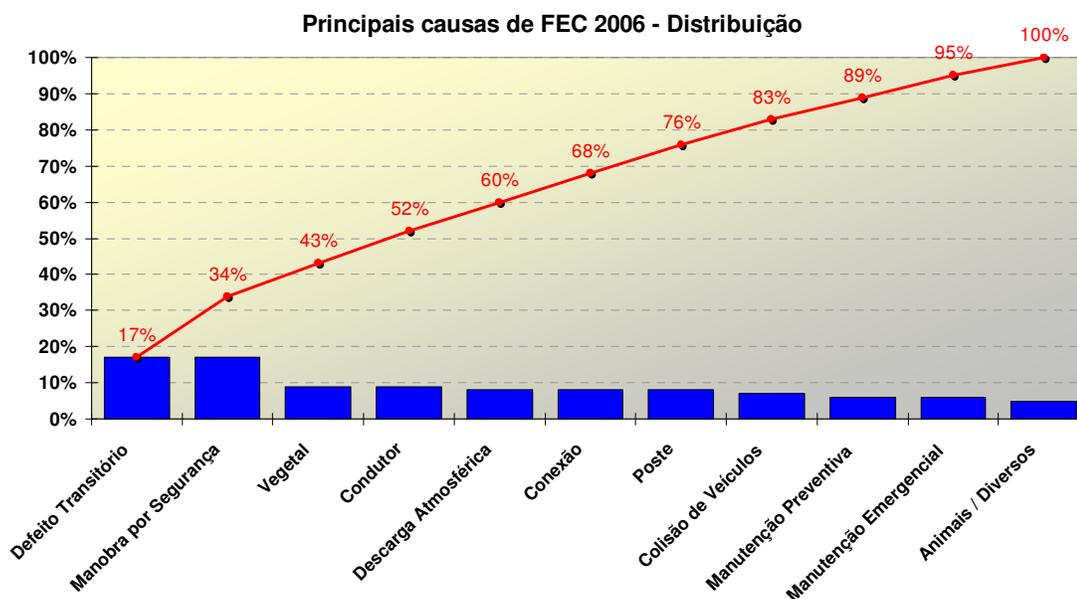


GRÁFICO B.7: Principais causas - FEC 2006 – Distribuição

A causa caracterizada como “Manobra de Segurança” é oriunda de desligamentos parciais realizados pelas equipes de eletricitistas, de alguns dispositivos de comutação sob carga (disjuntores, religadores e chaves a óleo), visando a redução da corrente de carga e possibilitando a manobra de dispositivos que não apresentam chaveamento sob carga (chaves fusíveis e chaves faca). Estes desligamentos são necessários, uma vez que, foi regulamentado pela AES Sul limites para operação de abertura e fechamento de chaves fusíveis e facas, com o objetivo de evitar o surgimento de arco-voltaico durante a manobra. Estes limites foram definidos através de ensaios de campo e laboratório, na qual foram realizadas simulações de operação destes equipamentos sob diversos patamares de corrente e medido o arco-voltaico resultante. Os valores considerados como seguros estão descritos na tabela B.1.

TABELA B.1: Limites Operacionais

Classe de Tensão (kV)	Carga (kVA)	Limite (A)
13,8	119	5
23,1	119	3

Caso o limite de corrente das chaves fusíveis ou faca unipolares ultrapasse os limites máximos para abertura conforme especificado na tabela acima, as chaves somente poderão ser abertas com o uso de ferramenta Loadbuster⁷, sem carga ou através das manobras de segurança.

Existem diversas chaves fusíveis e facas instaladas em campo as quais não são compatíveis com a ferramenta Loadbuster⁵.

B.5.2 – Interrupções de fornecimento

Devido ao fato das redes de distribuição na sua grande maioria serem aéreas, é impossível evitar as conseqüências de eventos naturais, acidentes físicos, falhas de equipamento, erros de operação, falhas humanas entre outros.

A distribuidora AES Sul apresenta uma média mensal de 2000 interrupções de origem emergencial em suas redes de distribuição em média tensão (13,8kV e 23kV).

⁷ **Loadbuster**, é um dispositivo auxiliar que ao serem conectados em paralelo as chaves faca e fusíveis possibilitam a interrupção do arco-voltaico através de câmaras a vácuo.

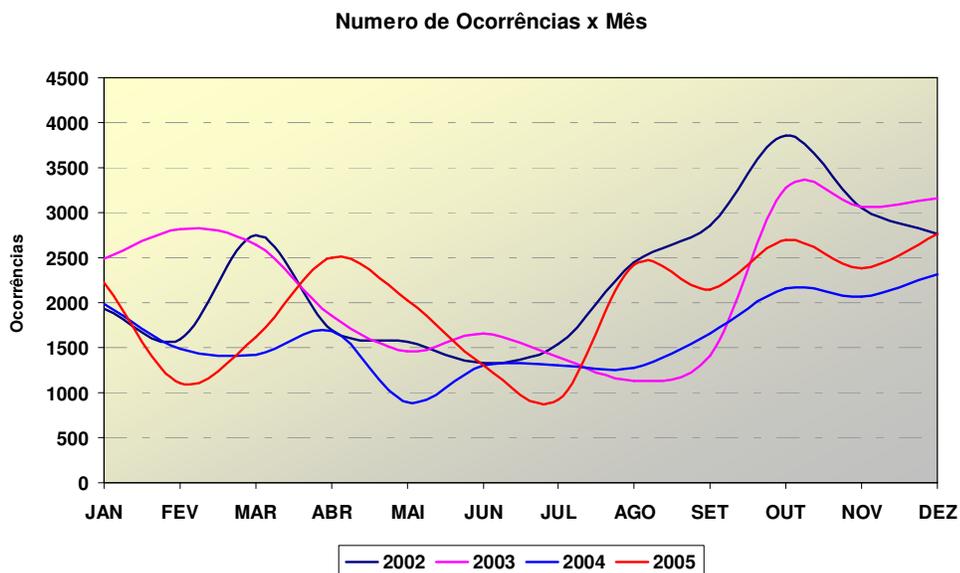


GRÁFICO B.8: Número de ocorrências mensais – 2002 a 2006

Ao se analisar o gráfico B.9, podemos observar um comportamento mensal semelhante ao longo dos anos do histórico, sendo que, o número de eventos se acentua a partir do mês de setembro até dezembro. Este comportamento pode ser atribuído as características climáticas do estado do Rio Grande do Sul sendo os meses entre setembro e dezembro, os meses de temporais com chuvas torrenciais, alto nível ceráunico e fortes ventos.

Nos últimos anos as condições climáticas estão se intensificando, esta característica pode ser verificada através da Figura 3.2, a qual discrimina por superintendência o número de *dias críticos*⁸ anuais.

⁸**Dias Críticos**, é definido como sendo os dias que apresentaram um número de eventos superior a média histórica dos últimos 24 meses mais três desvios padrões.

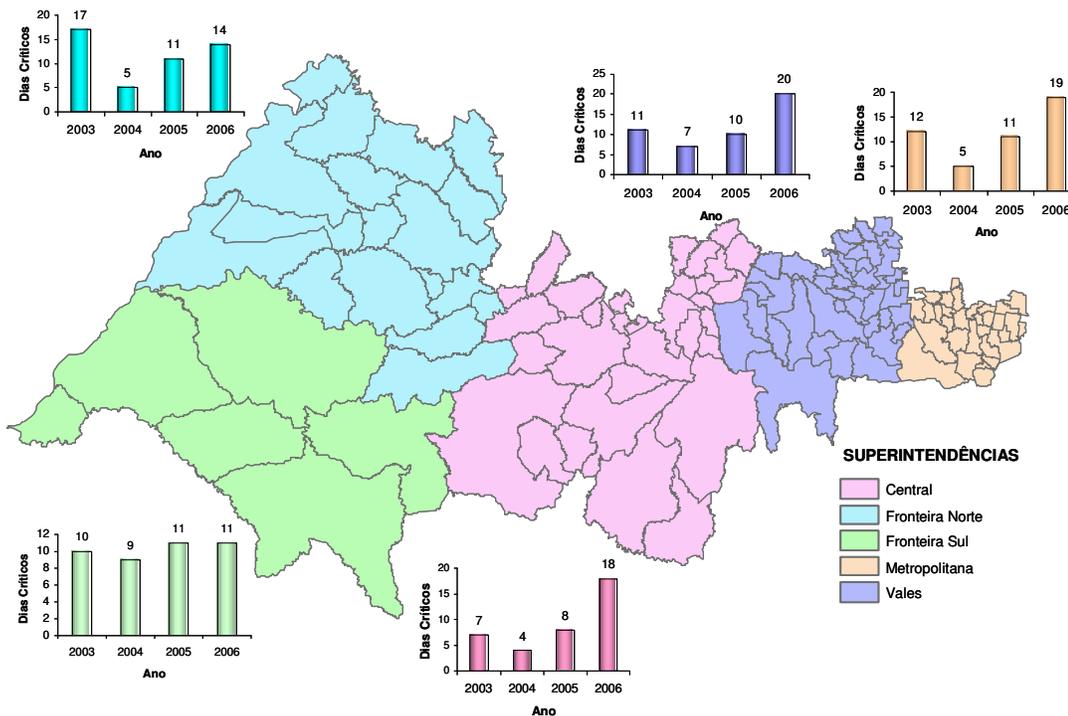


FIGURA B.2: Distribuição dos dias críticos – Superintendências da AES Sul

Este comportamento é importante a medida que se busca a correta mensuração da energia não fornecida, pois no estado existem algumas regiões com cargas sazonais, como por exemplo nas regiões das fronteiras onde nos meses de irrigação e colheita a carga demanda é dezenas de vezes maior do que no restante do ano. Em contrapartida tornasse irrelevante na análise da aplicação de investimentos em dispositivos de manobra ou proteção dentro do universo do alimentador em estudo, visto que, normalmente os dispositivos utilizados não são itinerantes, sendo aplicados de forma permanente nas redes de distribuição.

B.5.3 – Taxa de falhas (w_o)

Um dos fatores mais importantes para análises de confiabilidade, é a frequência de falhas em que o sistema em estudo está submetido.

Os sistemas de distribuição na AES Sul são divididos em dois grandes grupos, sendo eles: Redes de Distribuição Urbana “RDU”, as quais se destinam ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores situados em zonas urbanas, com alta densidade demográfica e alta demanda de energia elétrica e as Redes de Distribuição Rural “RDR”, que se destinam ao

fornecimento de energia elétrica aos consumidores situados no meio rural, isto é, locais afastados dos centros urbanos, com baixa densidade demográfica, baixa demanda de energia elétrica e predominância de propriedades rurais.

Em comparação com o sistema urbano, o sistema de distribuição rural está sujeito a maior influência de descargas atmosféricas, árvores, vandalismo e defeitos estruturais. Já o sistema de distribuição urbano apresenta uma alta influência de defeitos oriundos do carregamento, furto de energia, vandalismo e colisões de veículos.

Observando-se o gráfico B.9 pode-se verificar o grande número de ocorrências emergenciais nos sistemas de distribuição rural em comparação ao sistema de distribuição urbano.

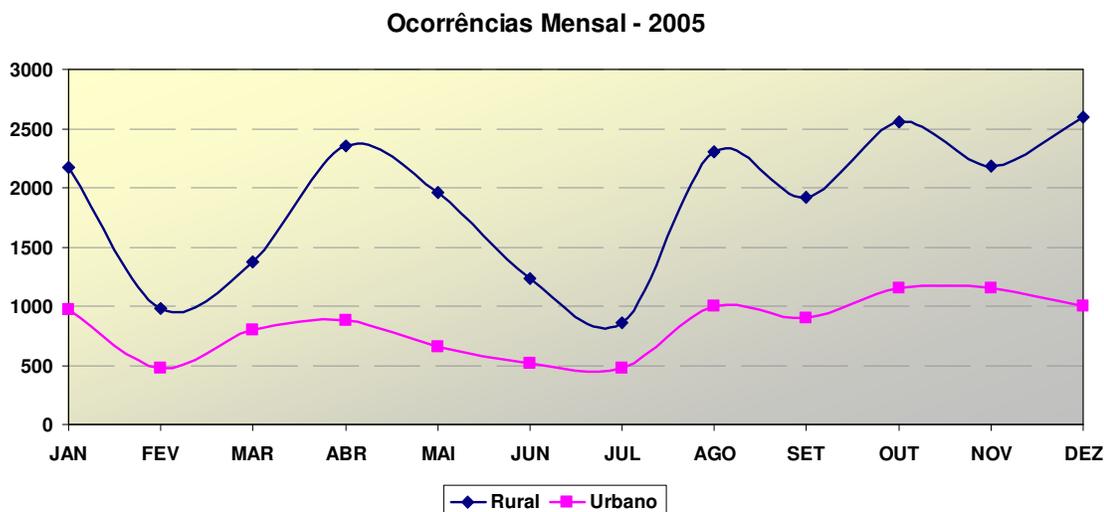


GRÁFICO B.9: Número de ocorrências emergenciais em 2005

Em contrapartida, devido ao fato das redes rurais apresentarem uma extensão muito superior às redes urbanas a sua taxa de falhas torna-se menor, conforme se pode verificar pelo gráfico B.10.

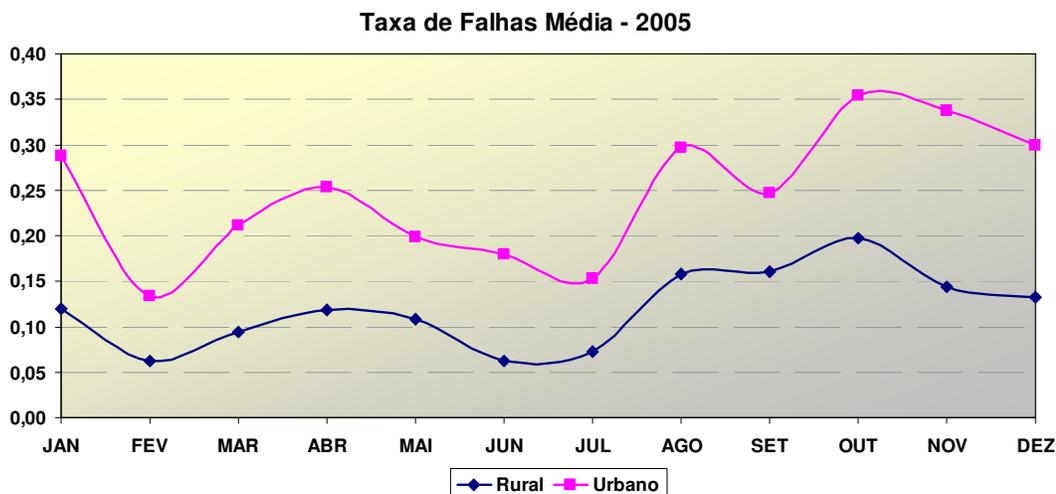


GRÁFICO B.10: Taxa de falhas emergências em 2005

Estes comportamentos se demonstraram semelhantes entre os anos analisados.

B.5.4 – Tempo médio de despacho (τ_{desp})

O tempo de despacho está relacionado diretamente à capacidade operacional de cada empresa, pois depende do número de equipes disponíveis para atendimento emergencial, este comportamento pode ser confirmado através do gráfico B.11 onde é visto a direta relação entre o tempo médio de despacho e o número de ocorrências no sistema.

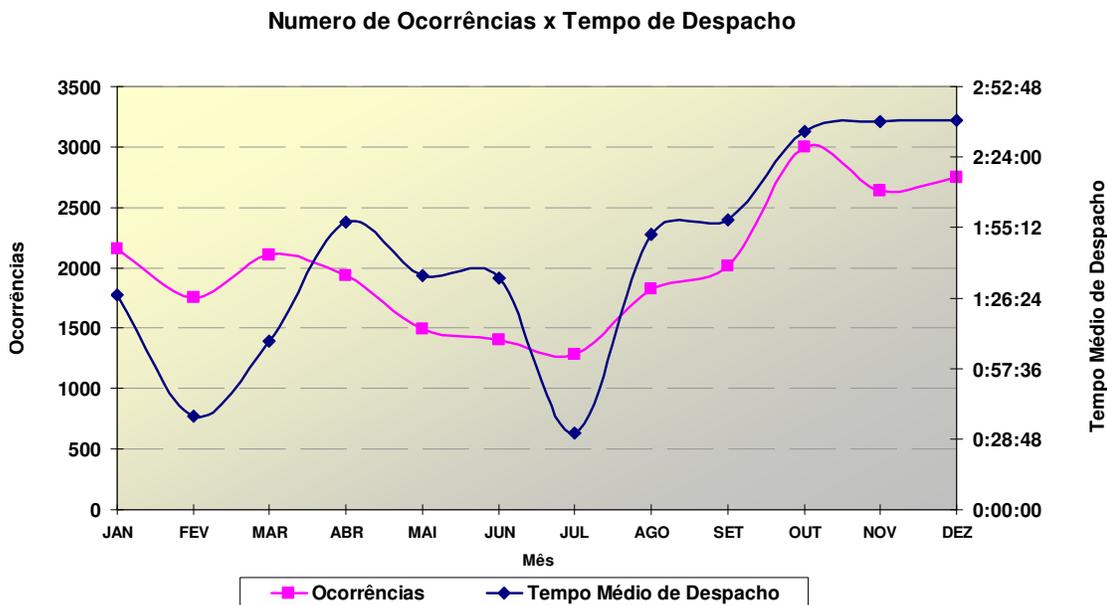


GRÁFICO B.11: Número de ocorrências x Tempo de despacho

Além da relação direta com o número de ocorrência, através do gráfico B.12 foi possível verificar uma significativa diferença entre os tempos de despacho para os eventos oriundos em regiões urbanas em relação aos eventos oriundos em regiões rurais.

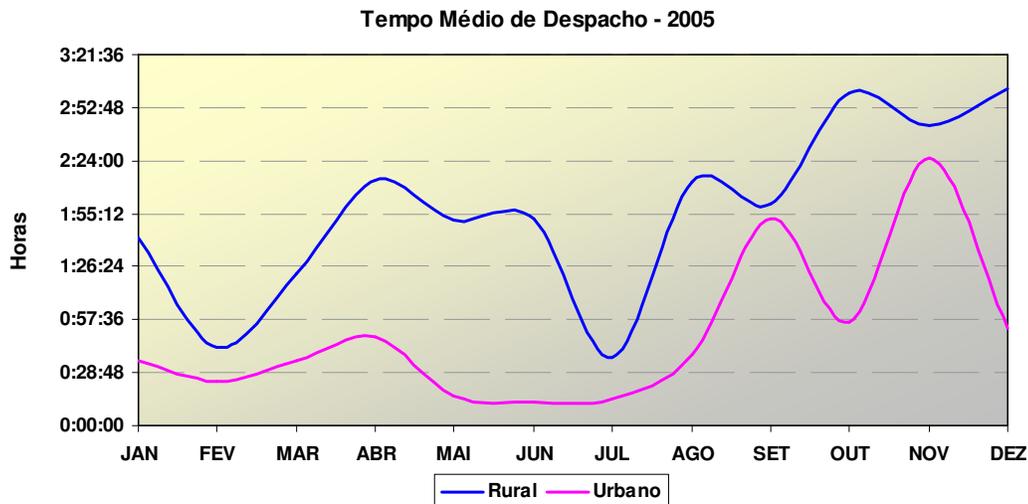


GRÁFICO B.12: Tempos médios de despacho por região

Esta diferença ocorre devido a priorização definida pela distribuidora, na qual, os eventos nas regiões urbanas apresentam uma prioridade de atendimento maior em relação as regiões rurais, visto o elevado número de consumidores em relação as regiões rurais.

Para os estudos de caso, foram utilizados os Tempos Despacho médios anuais.

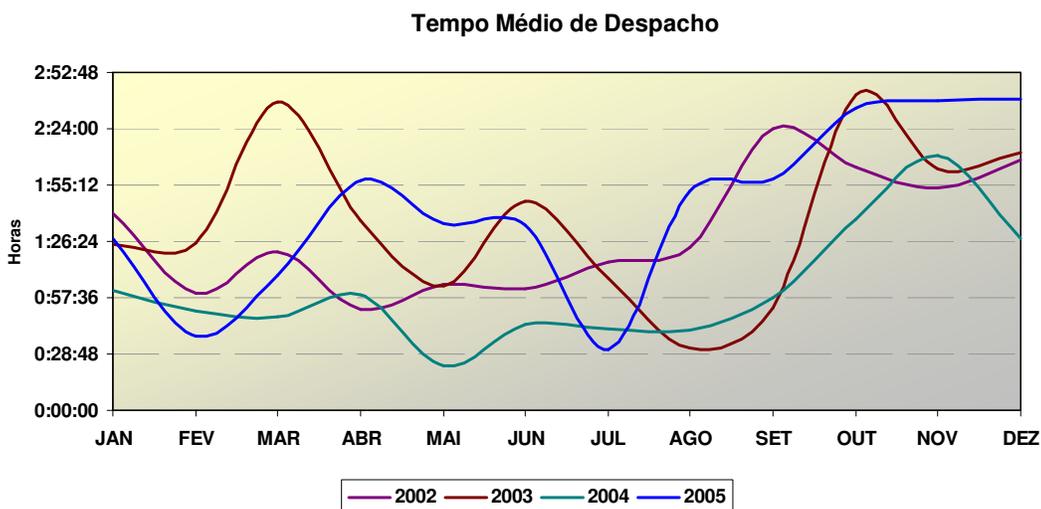


GRÁFICO B.13: Tempos médios de despacho por região

B.5.5 – Tempo médio de deslocamento (τ_{desl})

O tempo de deslocamento depende de muitos fatores, tais como, distância percorrida, condições das rodovias e acessos, mas principalmente da natureza do defeito, ou seja, se é de fácil visualização e localização.

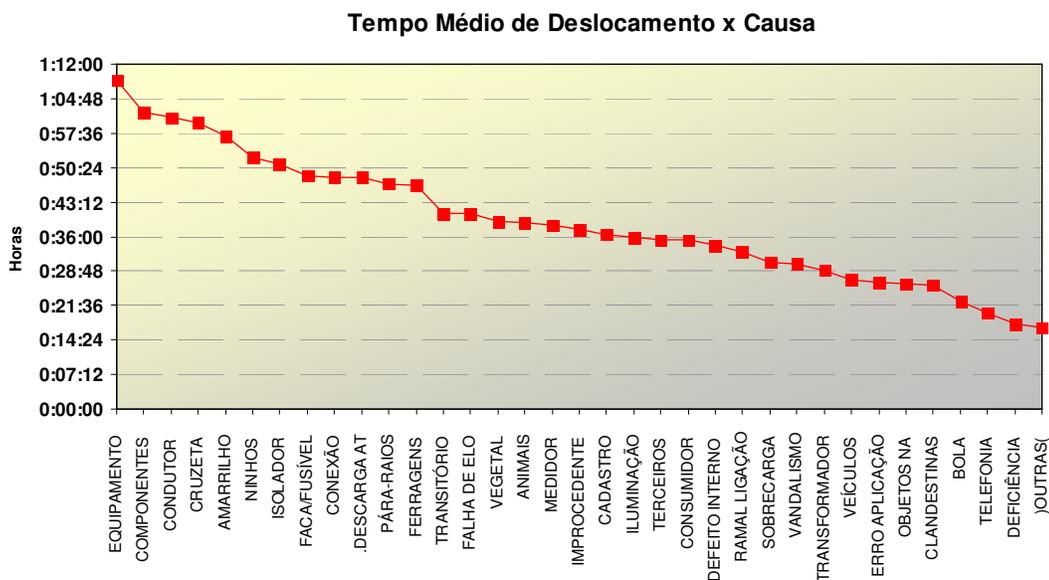


GRÁFICO B.14: Tempo de deslocamento x Causa da ocorrência

A análise dos tempos de deslocamento foi realizada para as regiões consideradas como Rurais e Urbanas. Esta distinção é necessária devido as características próprias de cada região, tais como distância percorrida, vias de acesso e condições das rodovias.

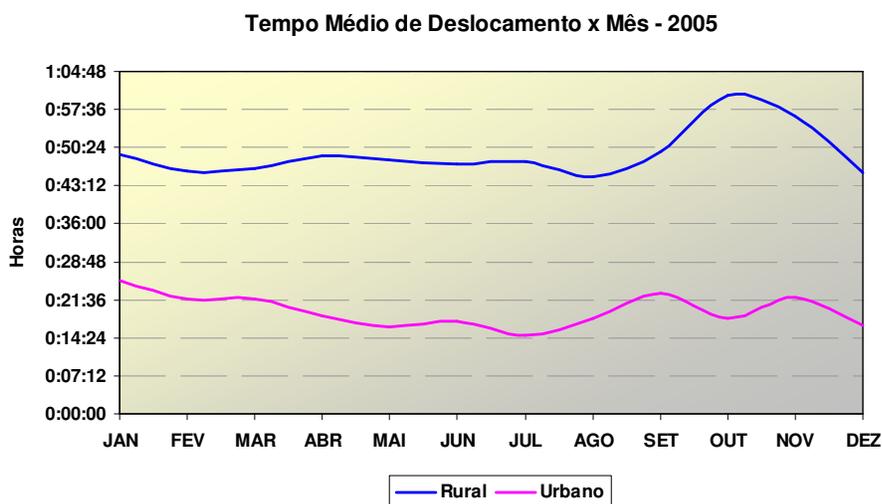


GRÁFICO B.15: Tempo de deslocamento por região

Pode-se observar que não houve alterações significativas durante os meses do ano no tempo médio de deslocamento para as regiões urbanas, evidenciando assim que as condições climáticas não interferem muito na localização dos defeitos em regiões urbanas. Já para as regiões rurais, pode-se observar um pequeno acréscimo no tempo médio de deslocamento, justamente devido as condições das vias de acesso, as quais geralmente não apresentam calçamento adequado, reduzindo a velocidade média dos veículos em condições climáticas adversas.

B.5.6 – Tempo médio de manutenção (τ_{man})

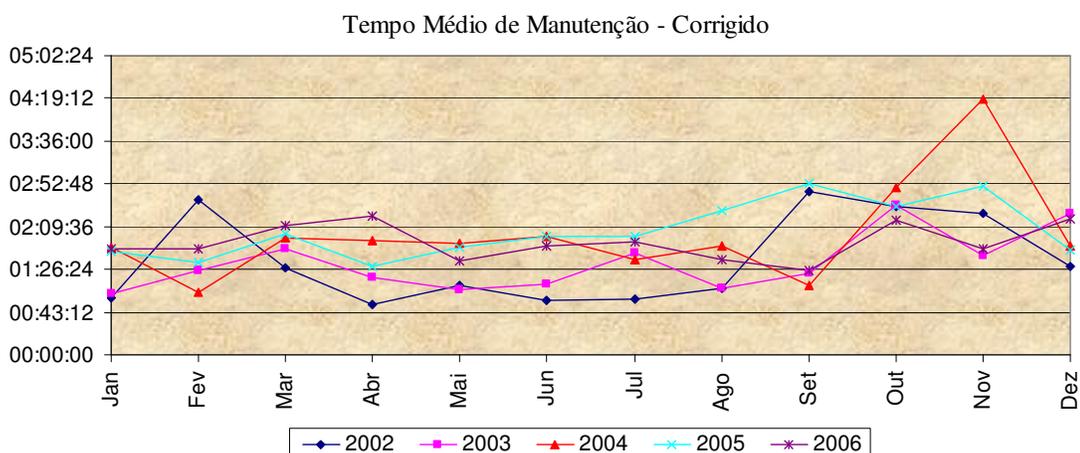


GRÁFICO B.16: Tempo médio de manutenção

O tempo médio de manutenção apresenta uma relação direta com a causa da ocorrência, pois cada tipo de defeito apresenta uma ação de correção e um tempo de serviço específico. Observando o gráfico B.17, é possível verificar esta relação.

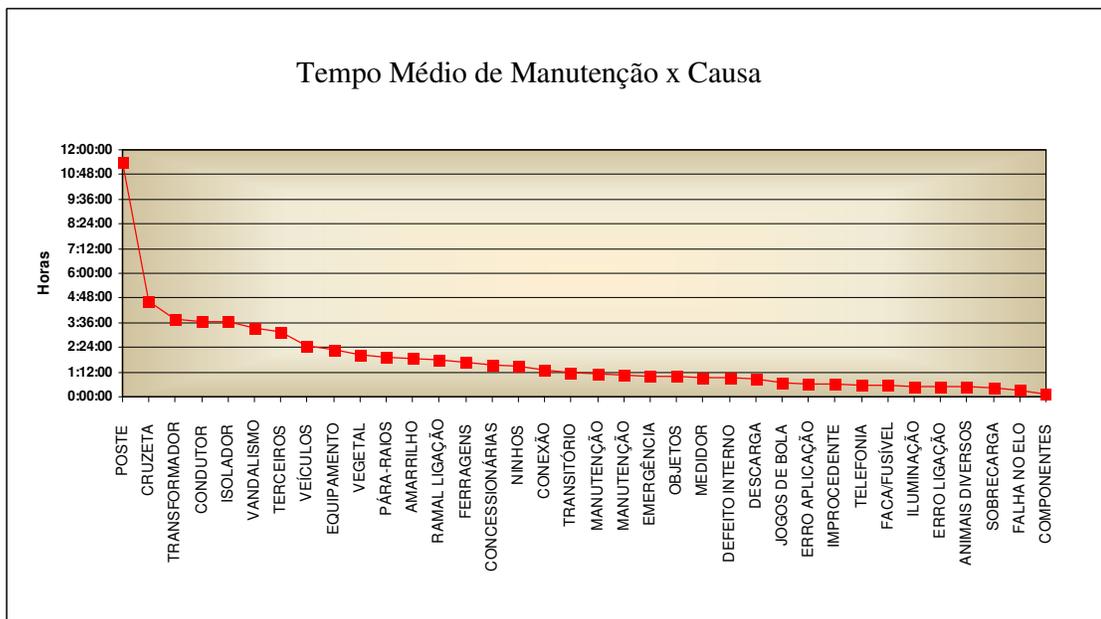


GRÁFICO B.17: Tempo médio de manutenção x Causa

Os sistemas atuais de cadastro das concessionárias do estado do Rio Grande do Sul, não registram as ocorrências as quais foram restabelecidos de forma automática pelas proteções com religamento, desta forma a quantidade de defeitos de origem transitória é muito maior do que o apresentado. Alguns autores afirmam os defeitos transitórios podem representar até 90% dos defeitos nas redes aéreas de distribuição [FRANÇA,2003; MAEZONO,2001; CIPOLI,2001].

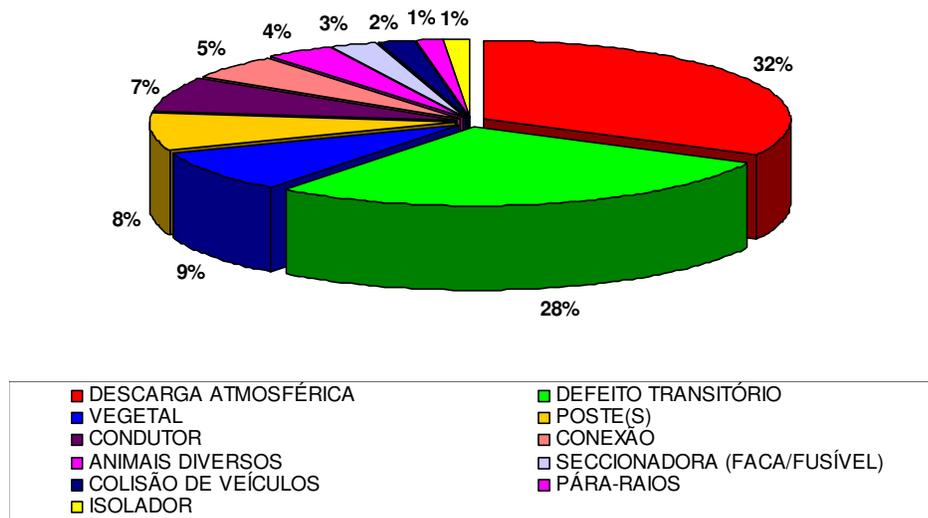


GRÁFICO B.18: Distribuição percentual de falhas

III. Dados de Cargas

TABELA C.3: Carregamento dos transformadores.

Nó	P Diurna [kVA]	Q Diurna [kVAr]	P Noturna [kVA]	Q Noturna [kVAr]	Nome TR	Potência Nominal [kVA]	Proprietário
2268	1.310	0.432	2.151	0.707	LBS – 197	5	ET
2269	1.020	0.335	1.669	0.548	LBS – 135	5	ET
2270	4.148	1.794	3.198	1.219	LBS – 198	10	ET
2271	1.984	0.767	2.292	0.798	LBS – 194	5	ET
2273	6.194	2.424	6.909	2.419	LBS – 539	15	ET
....

C.2 – Iniciando um estudo ou abrindo um arquivo existente

Na tela inicial são disponibilizadas duas opções:

“*Novo Estudo*” : Inicia um novo estudo.

“*Abrir Estudo*” : Abre um estudo existente;



FIGURA C.1: Tela inicial do ASP

Ao selecionar “*Novo Estudo*” é solicitado que informe o caminho onde estão os arquivos com os dados de rede (arquivos com extensão “.CSV”). Uma vês selecionado o arquivo, já é possível calcular o fluxo de potência do sistema.

C.3 - Calculando o fluxo de potência.

O fluxo de potencia é calculado através do botão “*Calcular Fluxo*” na tela principal do ASP. Ao selecionar esta opção aparecerá uma tela solicitando o valor inicial da tensão e o período que deseja calcular o fluxo de potência. Este período pode ser diurno ou noturno.

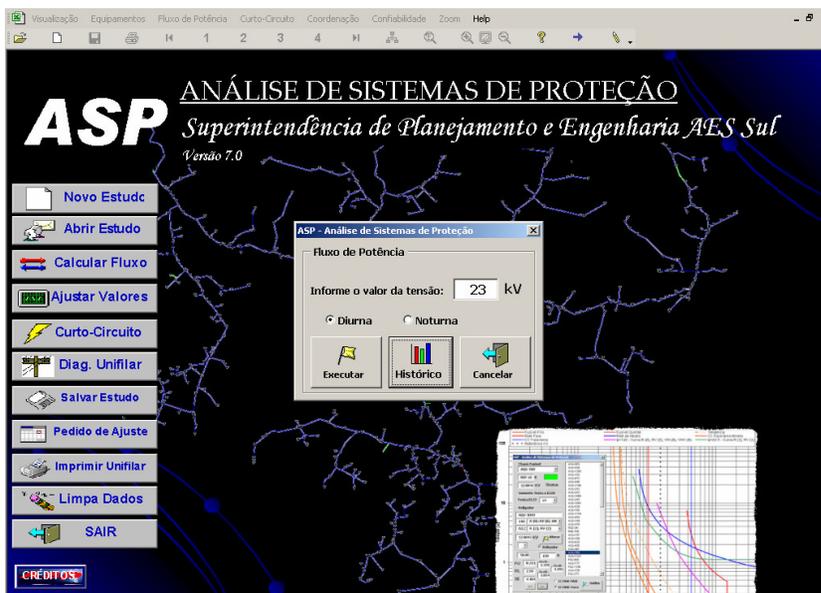


FIGURA C.2: Cálculo do fluxo de potência

Após o cálculo inicial do fluxo de potência, o ASP exibe uma caixa de opções para que seja possível ao usuário a correção dos valores simulados, conforme medições históricas.

C.4 - Calculando as correntes de curto-circuito.

As correntes de curto-circuito nas redes de distribuição, são calculadas conforme os dados de impedância dos condutores e os valores equivalentes na barra da SE informados pelo usuário.

C.6 – Diagrama unifilar

O ASP exibe o diagrama unifilar do sistema georeferenciado, com os equipamentos solicitados pelo usuário.

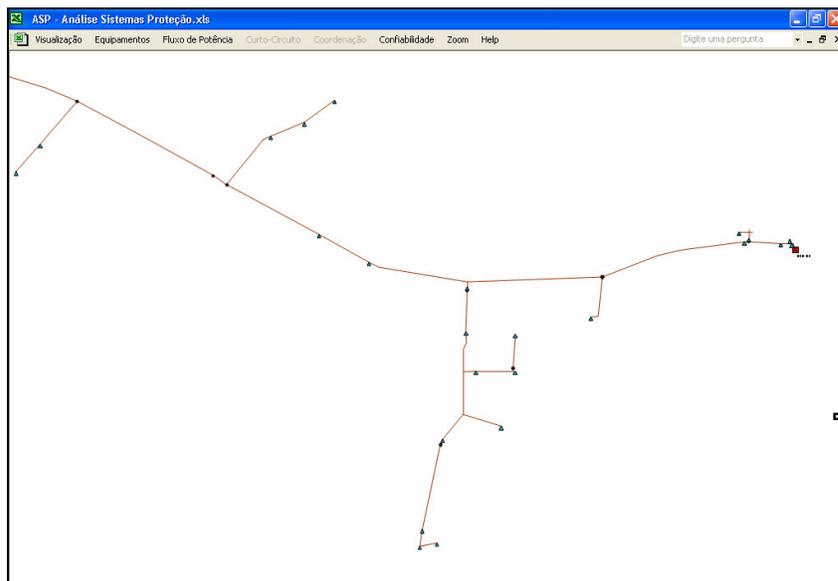


FIGURA C.4: Diagrama unifilar georeferenciado



FIGURA C.5: Legenda de equipamentos

C.7 – Seletividade automática

A seletividade automática é realizada pelo ASP conforme os algoritmos desenvolvidos no capítulo 4. Os elos determinados pelo software são listados no relatório de curto-circuito, sendo demonstrado também no diagrama unifilar.

Caso necessário o usuário pode realizar alterações nos ajustes propostos pelo software através da seleção do dispositivo no diagrama unifilar do atalho **Ctrl+Shift(A): Ajuste Manual de Elos**.

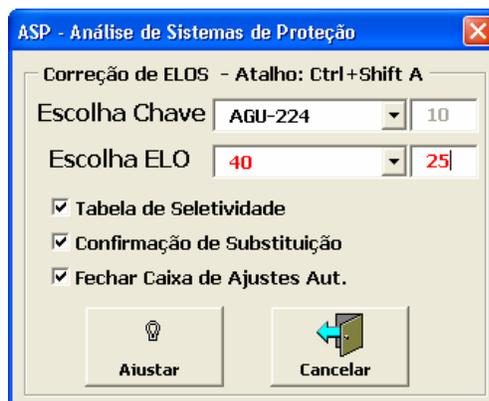


FIGURA C.6: Substituição de elos pelo usuário

Qualquer alteração manual realizada pelo usuário o ASP, realiza uma análise crítica, informando problemas de carregamento, segurança e coordenação. Não possibilitando ao usuário a utilização de elos de capacidade inferior ao carregamento, informando se o elo aplicado não protege plenamente o ramal e através da janela a seguir, demonstra as probabilidades de sucesso de coordenação para a situação proposta pelo usuário em relação a chave alterada e as chaves a montante e a jusante.

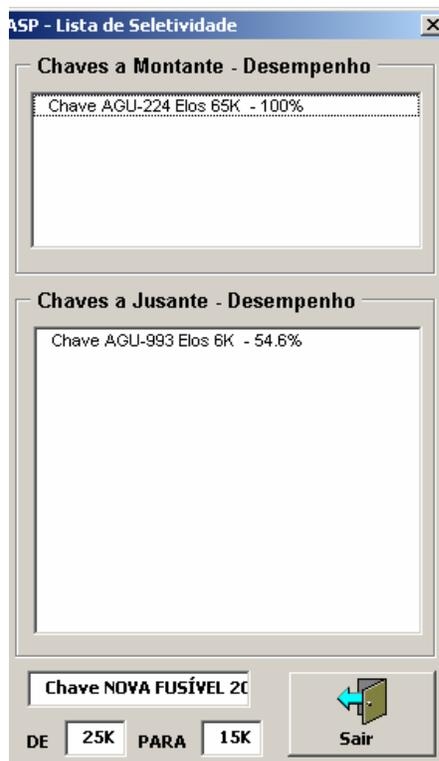


FIGURA C.7: Tabela de seletividade

Por exemplo, caso o usuário opte por substituir os elos de uma chave com 15K para 25K, haverá uma probabilidade de coordenação de 100% com a chave a montante AGU-224 com elos de 65K, mas apenas 54,6% para a chave a jusante AGU-993.

C.8 – Verificação gráfica da seletividade

É possível ao usuário a verificação gráfica da seletividade de todos os dispositivos de proteção do sistema em estudo, através do atalho *Ctrl(G)*.

Através desta função é possível analisar pontualmente a coordenação de cada chave fusível com a proteção da subestação e com os religadores de distribuição, dentro da faixa esperada de curto-circuito.

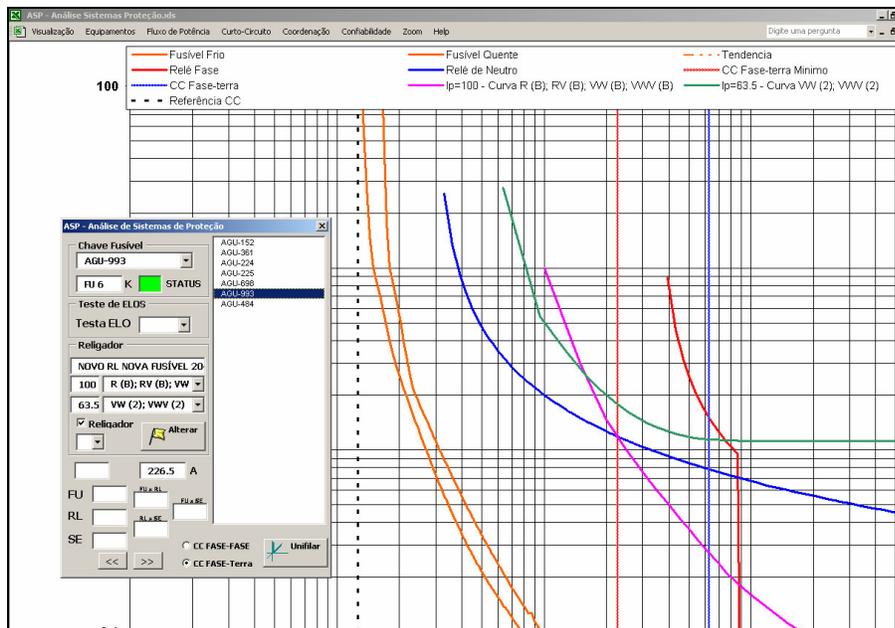


FIGURA C.8: Gráfico de seletividade e coordenação

P.S – Somente serão plotadas as curvas dos religadores para as chaves que existirem após o mesmo, caso não exista um religador a montante da chave selecionada não será plotada a curva do religador.

C.8 – Lista de material

Esta opção exibe uma caixa de diálogo onde constam as quantidades de chaves fusíveis estudadas e a relação necessária de elos fusíveis para a implementação do estudo de seletividade em campo.

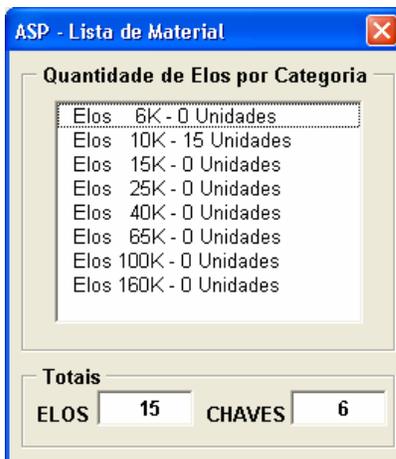


FIGURA C.9: Lista de material

C.9 – Algoritmos de otimização

Os algoritmos de confiabilidade desenvolvidos são apresentados no módulo de confiabilidade do ASP, na qual a análise da influencia de inserção ou remoção de dispositivos de proteção e manobra podem ser verificados conforme as opções selecionadas pelo usuário.

The screenshot shows the 'ASP - Análise de Sistemas de Proteção' window with the following settings:

- Dados Estatísticos - Tempos Médios:**
 - Localização: 20 minutos
 - Serviço: 30 minutos
 - Velocidade Equipe: 45 km/h
 - Taxa de Falhas: 0.2 km
 - Selected: Metodologia Clássica
- Calculo de Energia Interrompida:**
 - Energia Interrompida Atual
- Opções de Testes:**
 - Equipamentos: 5 % Transitórios
 - Melhoria %: 25 (60)
 - Passo de Teste: 1
 - Selected: Por Numero de Equipamentos
 - Por Diferença de Desempenho
 - Por Numero de Chaves e Desempenho
 - Considerar transferência de carga
- Inserção de Novos Equipamentos:**
 - Selected: Chaves Facas Até: 400 A
 - Chaves Fusíveis
 - Repetidoras
 - Religadores
 - Misto x Custos
 - Curvas Rápidas dos RL's habilitadas
 - Desconsiderar Equip. Existentes
- Tipo de Teste:**
 - Selected: Energia (V.A.)
 - Consumidores
- Lógica Reversa:**
 - Tipo de Equipamento
 - Todos os Pontos
- Buttons:** Histórico, ENTER, Cancelar

FIGURA C.10: Opções de confiabilidade

Os resultados obtidos podem ser verificados através do diagrama unifilar ou pelo relatório de confiabilidade.