

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

**OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: Uma
Abordagem Considerando a Seleção e Alocação de
Dispositivos de Proteção e Manobras**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Gustavo Dorneles Ferreira

**Santa Maria, RS, Brasil
2009**

**OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: Uma Abordagem
Considerando a Seleção e Alocação de Dispositivos de
Proteção e Manobras**

por

Gustavo Dorneles Ferreira

Dissertação de Mestrado submetida ao 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
Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Ghendy Cardoso Junior, Dr. Eng.

Santa Maria, RS, Brasil

2009

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


A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação de Mestrado

**OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: Uma Abordagem
Considerando a Seleção e Alocação de Dispositivos de Proteção e
Manobras**

elaborada por
Gustavo Dorneles Ferreira

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:



Ghendy Cardoso Junior, Dr. Eng. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



Vinícius Jacques Garcia, Dr. Eng. (UNIPAMPA)



Luciane Neves Canha, Dra. Eng. (UFSM)

Santa Maria, 27 de março de 2009.

© 2009

Todos os direitos autorais reservados a Gustavo Dorneles Ferreira. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita com autorização por escrito do autor.

Endereço: Rua José do Patrocínio, 713/01, Bairro Cidade Baixa, Porto Alegre, RS, 90050-003.

Fone: (51) 30291170. End. Eletr.: gustavoferreira@ece.ufrgs.br

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Professor Ghendy Cardoso Junior, pela boa vontade e paciência na forma como compartilhou seu conhecimento ao longo de nossa convivência, sendo sempre muito presente na realização deste trabalho. Sua paixão contagiante pela ciência foi um estímulo vital em minha busca pelo conhecimento.

Aos meus pais Lucy e Gilberto, e meu irmão Renan, agradeço pelo carinho, compreensão e apoio incondicional ao longo de minha vida. Também por serem os pilares da minha existência, responsáveis por todos os sucessos que obtive até então.

Agradeço à minha namorada Caren pela compreensão e força nos momentos difíceis, e pelo amor e carinho de todos os dias. Por reavivar minha fé no mundo, nas pessoas, e em meus ideais.

Agradeço ao meu amigo Ricardo Teixeira pela amizade incondicional e apoio em todos os sentidos. Pela paciência nos momentos difíceis, pela palavra amiga e sensata.

Ao meu amigo e colega Eng. Adriano Moraes, agradeço a agradável convivência, o conhecimento compartilhado e o companheirismo.

Ao professor Lenois Mariotto e aos membros da banca examinadora, professor Vinícius Jacques Garcia e professora Luciane Canha, pelas valiosas sugestões que auxiliaram no engrandecimento deste trabalho.

Por fim, agradeço aos meus familiares e amigos, que de alguma me apoiaram e torceram por mim.

“– Foi o tempo que perdeste com tua rosa que fez tua rosa tão importante.

(...)

– Os homens esqueceram essa verdade, disse a raposa. Mas tu não a deves esquecer. Tu te tornas eternamente responsável por aquilo que cativas. Tu és responsável pela rosa...”

(Antoine Saint-Exupéry)

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: Uma Abordagem Considerando a Seleção e Alocação de Dispositivos de Proteção e Manobras

AUTOR: GUSTAVO DORNELES FERREIRA

ORIENTADOR: GHENDY CARDOSO JUNIOR, DR. ENG.

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 27 de março de 2009.

Uma das principais metas das empresas concessionárias é fornecer energia a seus clientes de forma confiável e com baixo custo. Tradicionalmente, órgãos reguladores do setor elétrico estabelecem metas de continuidade, que devem ser satisfeitas sob pena da aplicação de vultosas multas. Durante muitos anos, as concessionárias têm adotado a prática de permitir o incremento das interrupções temporárias, visando à diminuição na ocorrência das interrupções permanentes no fornecimento de energia, pelo emprego do esquema de proteção coordenado. Entretanto, com o crescente aumento das cargas eletrônicas, e a existência de processos industriais automatizados cada vez mais complexos, existe uma menor tolerância à ocorrência de interrupções de curta duração. Logo, a confiabilidade deve ser caracterizada de forma mais ampla, considerando a ocorrência deste tipo de distúrbio. A definição dos tipos de dispositivos de proteção, e a disposição dos mesmos em locais específicos do alimentador, possibilitam restringir a propagação de faltas, reduzindo o número de consumidores submetidos a interrupções no fornecimento de energia. De forma semelhante, a alocação de chaves de manobras de maneira otimizada provê meios de reduzir a duração das interrupções, possibilitando a isolamento de trechos da rede sob condição de falta, a reconfiguração do alimentador e o restabelecimento do fornecimento à parte dos consumidores, caso ocorram interrupções permanentes. Visando estes fatores, neste trabalho são propostas duas metodologias de otimização da confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição. A otimização com objetivo único consiste na alocação de dispositivos de proteção e manobras no alimentador, visando à minimização de indicadores de confiabilidade que consideram a ocorrência de interrupções permanentes no fornecimento de energia. É possível a escolha de diferentes indicadores, considerando parâmetros como: carga, número de consumidores, energia e custos relacionados à ocorrência de interrupções. O esquema de proteção, neste caso é pré-definido (coordenado ou seletivo), sendo aplicado a todos os religadores alocados no processo de otimização, inclusive ao disjuntor da subestação. A segunda metodologia – denominada duplo objetivo – consiste na minimização simultânea de um indicador de confiabilidade que considera a ocorrência de interrupções permanentes, e do indicador MAIFI_E (*Momentary Average Interruption Event Frequency Index*), que considera a ocorrência de eventos causadores de interrupções temporárias no fornecimento de energia. Desta forma, além da alocação dos dispositivos de proteção e manobras, o processo de otimização visa definir o esquema de proteção a ser empregado nos religadores, bem como no disjuntor da subestação. Ambas as formulações resultam em modelos de programação não-lineares, com funções objetivo descontínuas e não diferenciáveis, sujeitas a restrições não-lineares. Estas restrições refletem limitações técnicas e econômicas, tais como coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção, topologia do alimentador, número máximo de dispositivos disponíveis para alocação, entre outras. Na busca da melhor solução do problema com objetivo único é empregado o Algoritmo Genético Simples. Um conjunto de soluções ótimas do problema duplo objetivo é obtido utilizando o Algoritmo Genético Multiobjetivo. Dentre estas, a solução mais adequada é selecionada por meio de um Sistema de Inferência Nebulosa. O desempenho dos algoritmos e a qualidade das soluções foram verificados submetendo um sistema de distribuição real de 421 barras ao processo de otimização. Por fim, os resultados são comentados e comparados com as práticas mais utilizadas pelas concessionárias.

Palavras-chave: otimização da confiabilidade; sistemas elétricos de distribuição; alocação otimizada de dispositivos de proteção e manobras; algoritmos genéticos; lógica nebulosa.

ABSTRACT

Master of Science Dissertation
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

ELECTRIC DISTRIBUTION POWER SYSTEMS RELIABILITY OPTIMIZATION: An Approach Considering the Selection and Allocation of Protection and Switching Devices

AUTHOR: GUSTAVO DORNELES FERREIRA
ADVISOR: GHENDY CARDOSO JUNIOR, DR. ENG.
Santa Maria, March 27, 2009.

One of the main goals of the electric utilities is to provide energy to its customers in a reliable and low cost way. Traditionally, the electricity sector regulatory commissions impose continuity targets, which must be carried out, to avoid great penalties. For many years, the electric utilities have adopted the practice of allowing the increment of temporary interruptions, aiming the reduction of permanent interruptions in energy supply, through coordinated protection schemes. However, due to the increase growing in electronic loads, and the existence of complex power-driven industrial processes, there is a less tolerance in short duration interruptions events. Therefore, the reliability must be characterized as widely way, considering the occurrence of such disturbances. The definition of protection devices types, and its arrangement in the feeder, enables the restriction of faults propagation, reducing the number of consumers subject to interruptions in energy supply. Similarly, the allocation of switching devices in an optimized way, provides a reduction of the interruptions duration, allowing the isolation of portions of the network subject to failure, the reconfiguration of the feeder and restoration of the supply to the consumer, in permanent interruptions cases. Targeting these factors, in this work are proposed two methods to optimize the reliability of electrical distribution systems. The optimization with a single objective is based on optimized allocation of protective and switching devices in the feeder, aiming the minimization of the reliability indices that considers the occurrence of permanent interruptions in energy supply. It is possible the choice of different indices, considering parameters such as load, number of consumers, and energy costs related to the occurrence of interruptions. The protection scheme, in this case is pre-defined (coordinated or selective), and applied to all reclosers allocated in the process of optimization, as well as the breaker of the substation. The second methodology - called double objective - is based on simultaneous minimization of reliability index that take into account the occurrence of permanent interruptions, and the indicator $MAIFI_E$ (*Momentary Average Interruption Event Frequency Index*), which considers the incidence of events that cause temporary interruptions in energy supply. Thus, besides the allocation of protection and switching devices, the optimization consists in definition of the protection scheme to be employed in reclosers and circuit breaker at the substation. Both formulations result in models of nonlinear programming with discontinuous and non-differentiable objective functions, subject to non-linear restrictions. These restrictions reflect in economic and technical limitations, such as coordination and selectivity between the protective devices, topology of the feeder, maximum number of devices available for allocation, and others. In order to find the best solution of the problem with single objective, a Simple Genetic Algorithm is proposed. A conjunct of best solutions of the dual objective problem was accomplished by using Multiobjective Genetic Algorithm. Among these, the most appropriate solution is selected through the use of Fuzzy Inference System. The performance of the algorithms and the quality of the solutions were verified by submitting a real 421 bus distribution system in the process of optimization. The results are commented and compared with the commonly practices used by electric companies.

Keywords: reliability optimization; distribution power systems; optimal allocation of protective and switching devices; genetic algorithms, fuzzy logic.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Considerações Gerais.....	1
1.2	Objetivos do Trabalho.....	2
1.3	Motivação.....	3
1.4	Estado-da-Arte.....	5
1.5	Organização da Dissertação.....	11
2.	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	14
2.1	Considerações Gerais.....	14
2.2	Terminologia	14
2.3	Topologia dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.....	19
2.4	Dispositivos de Proteção Contra Sobrecorrentes e Manobras	22
2.5	Práticas Empregadas na Proteção de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	38
2.6	Considerações Finais.....	45
3	CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	46
3.1	Considerações Gerais.....	46
3.2	Aspectos Gerais da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	46
3.3	Faltas	48
3.4	Interrupções	53
3.5	Impacto da Utilização dos Esquemas de Proteção Coordenado e Seletivo na Confiabilidade dos Sistemas Elétricos de Distribuição	57
3.6	Indicadores de Confiabilidade.....	60
3.7	Considerações Finais.....	63
4	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA.....	66
4.1	Considerações Gerais.....	66
4.2	Representação da Topologia do Alimentador de Distribuição	67
4.3	Caracterização do Problema e Representação das Soluções.....	71
4.4	Definição dos Conjuntos de Blocos, Zonas de Proteção, Zonas de Chaveamento e Seções a Jusante.....	73
4.5	Funções Objetivo	78
4.6	Restrições	85

4.7	Considerações Finais.....	88
5	BUSCA DA SOLUÇÃO ÓTIMA: ALGORITMOS GENÉTICOS E LÓGICA NEBULOSA	90
5.1	Considerações Gerais.....	90
5.2	Algoritmos Genéticos.....	90
5.3	Codificação do cromossomo.....	94
5.4	População Inicial.....	95
5.5	Algoritmo Genético Simples (AGS).....	95
5.6	Algoritmo Genético Multiobjetivo (AGM).....	99
5.7	Lógica Nebulosa.....	106
5.8	Visão Geral do Algoritmo.....	114
5.9	Considerações Finais.....	117
6	TESTES, RESULTADOS E AVALIAÇÃO DAS SOLUÇÕES.....	119
6.1	Considerações Gerais.....	119
6.2	Características do Sistema Teste e Determinação dos Dados de Entrada.....	120
6.3	Avaliação da Confiabilidade do Alimentador Considerando a Configuração Original do Sistema de Proteção.....	128
6.4	Melhoria da Confiabilidade do Alimentador Considerando a Alocação Otimizada de Dispositivos de Proteção e Manobras.....	130
6.5	Considerações Finais.....	160
7	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	163
7.1	Conclusões.....	163
7.2	Sugestões Para Trabalhos Futuros.....	164
	BIBLIOGRAFIA.....	165
	APÊNDICE A - Dados do Alimentador Teste.....	169
	APÊNDICE B - Dados da Carga.....	179

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

Nos últimos anos, as concessionárias têm sido confrontadas com muitas mudanças no setor elétrico. Como consequência tem-se um mercado mais competitivo, e mais exigente em relação à qualidade do serviço de fornecimento de energia. Para manter a competitividade, as empresas procuram aumentar o valor de mercado do serviço prestado, e reduzir os custos operacionais. Entretanto, o primeiro fator depende da manutenção de um alto padrão de qualidade, e o segundo, da aplicação de investimentos de forma racionalizada.

A tendência de quebra dos monopólios de mercado têm tornado possível aos consumidores certa liberdade quanto à escolha da empresa a ser contratada para prestar determinado serviço. No setor elétrico brasileiro essa tendência manifestou-se em 1995, com a criação da modalidade de contratação de fornecimento livre, os chamados consumidores livres. Por enquanto essa possibilidade é um privilégio de grandes e médios consumidores. Entretanto, a tendência de abertura gradativa dos mercados de bens e serviços de forma geral, é visível. Esse fato instigou o desenvolvimento e emprego da tecnologia de geração distribuída, de modo que atualmente, muitos trabalhos relacionados são encontrados na literatura. Em decorrência desses fatos, é crescente a pressão sob as empresas concessionárias, no que diz respeito ao custo do serviço de fornecimento e ao estabelecimento de padrões ótimos de confiabilidade de seus sistemas de distribuição.

Tradicionalmente, níveis aceitáveis de confiabilidade têm sido determinados por órgãos reguladores do setor energético. No Brasil, a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, órgão do governo federal responsável por regular e fiscalizar a atuação das concessionárias, estabelece os indicadores de continuidade (ANEEL, 2000), métricas da qualidade do fornecimento de energia, apuradas nos períodos mensal, trimestral e anual. Resoluções específicas estipulam metas para cada concessionária e grupos de consumidores, sendo que no caso de violação das mesmas, a concessionária sofre penalização na forma de multas.

Além do prejuízo social sofrido pelas concessionárias – este de difícil mensuração – o baixo desempenho dos sistemas de distribuição afeta diretamente o custo operacional da empresa. Como fator agravante, pode ser também considerado o não faturamento de energia durante as interrupções, principalmente quando os desligamentos afetam grande número de consumidores ou consumidores de grande porte. Este aspecto gera outra abordagem para a estimação da confiabilidade, relacionada ao impacto econômico das interrupções no fornecimento de energia.

A definição dos tipos de dispositivos de proteção, e a disposição dos mesmos em locais específicos do alimentador, em conjunto possibilitam restringir a propagação de faltas, reduzindo o número de consumidores submetidos a interrupções no fornecimento de energia. De forma semelhante, a alocação de chaves de manobras de forma otimizada provê uma forma de reduzir a duração das interrupções, possibilitando a isolação de trechos da rede sob condição de falta, a reconfiguração do alimentador e o restabelecimento do fornecimento a parte dos consumidores, na ocorrência de interrupções permanentes.

Atualmente não há regulação da qualidade do fornecimento de energia considerando a ocorrência de interrupções de curta duração. Entretanto, as concessionárias têm sido confrontadas com o aumento do número de queixas relacionadas a esse tipo de distúrbio no fornecimento de energia. A principal razão é a existência de cargas sensíveis em todos os setores (residencial, comercial e industrial). O afluxo de computadores digitais e outros tipos de controles eletrônicos é o cerne do problema. As indústrias estão investindo mais em equipamentos automatizados para alcançar a máxima produtividade e se manterem competitivas. Deste modo, as interrupções de curta duração têm impacto maior na atualidade, do que há poucos anos atrás (DUGAN *et al.*, 1996).

1.2 Objetivos do Trabalho

Neste trabalho, propõe-se o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para avaliação e otimização da confiabilidade de sistemas de distribuição. A partir de dados que definem a topologia do alimentador de distribuição, a melhoria na confiabilidade é obtida por meio da alocação de dispositivos de proteção contra sobrecorrentes, bem como de chaves de manobras. Os dispositivos de proteção explícitos no processo de otimização compreendem os religadores, seccionadores, chaves fusíveis repetidoras e chaves fusíveis, modelados de acordo com suas características funcionais.

São propostas duas abordagens para o problema de otimização da confiabilidade. Na primeira – denominada otimização com objetivo único – a metodologia consiste na alocação otimizada e integrada dos dispositivos de proteção e manobras, visando à minimização de um indicador de confiabilidade associado à ocorrência de interrupções permanentes no fornecimento de energia. Neste caso, o esquema de proteção (coordenado ou seletivo) é pré-definido, sendo aplicado a todos os religadores alocados no processo de otimização, inclusive ao disjuntor da subestação.

De modo a agregar maior flexibilidade à metodologia, o processo de otimização pode ser efetuado a partir da minimização de diferentes indicadores de confiabilidade, considerando parâmetros como carga, número de consumidores, energia e custos relacionados à ocorrência de interrupções permanentes no fornecimento.

A segunda abordagem permite a caracterização da confiabilidade de forma mais ampla, considerando além da ocorrência de interrupções permanentes, a ocorrência de interrupções temporárias. O processo de otimização – denominado duplo objetivo – consiste na minimização simultânea de um indicador de confiabilidade que considera a ocorrência de interrupções permanentes, e do indicador MAIFI_E (*Momentary Average Interruption Event Frequency Index*) que considera eventos causadores de interrupções temporárias. Além da alocação dos dispositivos de proteção e manobras, essa metodologia visa definir o esquema de proteção (seletivo ou coordenado) a ser adotado em cada religador, bem como no disjuntor da subestação.

Ambas as formulações resultam em modelos de programação não-linear, com funções objetivo descontínuas e não diferenciáveis, sujeitas a restrições não-lineares. Estas restrições refletem limitações técnicas e econômicas, tais como coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção, topologia do alimentador, número máximo de dispositivos disponíveis para alocação, entre outras.

Os problemas de otimização propostos consistem em problemas combinatórios, cujas soluções não podem ser obtidas por meio de algoritmos determinísticos em tempo viável. Desta forma, foi empregado o Algoritmo Genético Simples (AGS) na busca da melhor solução do problema de otimização com objetivo único. O problema de otimização com duplo objetivo, por sua vez, requer uma técnica de busca mais sofisticada, sendo neste caso empregado o Algoritmo Genético Multiobjetivo (AGM). Como resultado do processo de busca efetuado pelo AGM, tem-se ao invés de uma única solução, um conjunto de soluções ótimas. Desta forma, a determinação da solução mais adequada dentre as demais, requer o emprego de um segundo mecanismo de tomada de decisão, que consiste em um Sistema de Inferência Nebulosa.

1.3 Motivação

Durante muito tempo os estudos relacionados ao planejamento e confiabilidade de sistemas elétricos foram voltados à geração e à transmissão de energia. O principal motivo foi o grande volume de investimentos direcionados a essas áreas, bem como o fato de que perturbações nestes componentes do sistema atingem grande número de consumidores. Logo, a preocupação com a qualidade no fornecimento de energia, em função de distúrbios próximos à carga (ou mesmo causados pela carga), característicos dos sistemas de distribuição, é relativamente recente.

Algumas características dos sistemas de distribuição, como grande extensão, instalação dos condutores predominantemente aérea, e proximidade de aglomerados populacionais, os tornam o componente do sistema elétrico (geração, transmissão e

distribuição) mais vulnerável à ocorrência de faltas e interrupções no fornecimento de energia. Estudos indicam que 80% das interrupções ocorridas nos sistemas de potência são causadas por faltas nos sistemas de distribuição, que notadamente são eventos estocásticos.

Tradicionalmente, a maioria das concessionárias tem desenvolvido manuais que determinam procedimentos para seleção de dispositivos de proteção e suas aplicações específicas. O número e tipos de dispositivos a serem instalados em um alimentador em particular, dependem da impedância do sistema, magnitude e tipo de carga, configuração do circuito e exposição a fatores de risco, potenciais causadores de interrupções. Como tais referências são limitadas ao âmbito de cada concessionária, verifica-se a ausência de padronização de projetos para os sistemas de proteção, o que os torna dependentes da filosofia de cada empresa, não levando necessariamente a uma relação ótima entre aplicação de investimentos e nível almejado de confiabilidade.

Os trabalhos encontrados na literatura atual, que abordam a melhoria da confiabilidade através da alocação de dispositivos de proteção e manobras em sua grande maioria, consideram o impacto na confiabilidade somente devido à ocorrência de interrupções permanentes no fornecimento de energia. Esse fato deve-se à adoção por parte das concessionárias, da prática de permitir o incremento na ocorrência de interrupções temporárias, tendo em vista à redução das interrupções permanentes. Isso é possível através do emprego do esquema de proteção coordenado, no qual o religador atua antes das chaves fusíveis a jusante, para faltas temporárias na zona de proteção destas. Entretanto, com o crescente aumento das cargas eletrônicas, e a existência de processos industriais automatizados cada vez mais complexos, existe uma menor tolerância das cargas à ocorrência de interrupções de curta duração. Desta forma, atualmente, a confiabilidade necessita de uma caracterização mais ampla, considerando a ocorrência deste tipo de distúrbio.

A análise do problema abordado neste trabalho leva à conclusão de que outro fator é comumente ignorado por trabalhos relacionados. Quando se tratam de métodos de otimização baseados na alocação somente de chaves de manobras, o indicador a ser minimizado deve necessariamente ser baseado na duração das interrupções. O que se verifica, é que na maioria dos casos não é considerada a existência de dispositivos de proteção ao longo do alimentador, somente na subestação. Essa modelagem resulta em uma mensuração um tanto distorcida da duração das interrupções, tendo em vista que a instalação de dispositivos de proteção, tanto no tronco principal do alimentador como nos ramais laterais, tende a reduzir drasticamente o indicador de confiabilidade. Por outro lado, métodos de otimização que consideram a alocação somente de dispositivos de proteção, podem considerar a minimização somente de indicadores baseados na frequência de

ocorrência das interrupções, tendo em vista que a instalação de chaves de manobras tem impacto positivo na redução da duração das mesmas.

A melhoria da confiabilidade implica em eficiência operacional da estrutura de distribuição como um todo. Logo, frente à crescente pressão decorrente da necessidade de padrões ótimos de confiabilidade, novas estratégias para melhorar o desempenho dos sistemas de distribuição mostram-se necessárias. Esses fatos motivam o desenvolvimento de métodos sistemáticos de planejamento de sistemas de distribuição, flexíveis e abrangentes em relação às necessidades atuais de concessionárias e consumidores. Visando atender a estas metas, este trabalho foi desenvolvido.

1.4 Estado-da-Arte

Alguns trabalhos são encontrados na literatura abordando a alocação otimizada de dispositivos de proteção e manobras, como forma de melhorar a confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição. De modo geral, as metodologias empregam algoritmos heurísticos na busca de soluções de boa qualidade para os problemas de otimização combinatória resultantes. Invariavelmente, a avaliação da confiabilidade é efetuada por meio de indicadores, que consideram consumidores, carga instalada, energia não fornecida ou custos associados à ocorrência de interrupções no fornecimento de energia. Custos de instalação e operação dos dispositivos também são considerados. Em sua maioria, os trabalhos tratam da alocação somente de chaves de manobras, sendo em menor quantidade os trabalhos que tratam da alocação de dispositivos de proteção, e poucos os que tratam da alocação otimizada de ambos os tipos de dispositivos.

LEVITIN *et al.* (1995) propuseram a alocação otimizada de chaves de manobras no alimentador de distribuição, com o objetivo de minimizar os indicadores SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), e Energia Não Suprida (*Unsupplied Energy*). Os autores consideraram duas metodologias de alocação. Na primeira, procuraram estabelecer os pontos de instalação das chaves de manobras ao longo do alimentador, considerando a existência de chaves de manobras para interligação com alimentadores distintos (fonte de alimentação alternativa) em posições pré-determinadas. Na segunda abordagem, estabeleceram a alocação das chaves de manobras ao longo do alimentador, e das chaves de interligação, simultaneamente. As funções objetivo resultantes são baseadas nos tempos de localização do defeito, chaveamento e reparo, taxas de faltas e carga instalada em cada trecho. Não foi considerada a existência de dispositivos de proteção ao longo do alimentador, de modo que a formulação estabeleceu que a ocorrência de faltas em qualquer ponto do mesmo, causa a interrupção de todos os consumidores do alimentador. Da mesma forma, não foram consideradas restrições técnicas, como carga máxima nos condutores e

queda de tensão admissível. A restrição econômica foi incorporada através da limitação do número de chaves a serem alocadas. Na busca da solução ótima foi empregado um Algoritmo Genético modificado, cujo diferencial foi a utilização de operadores genéticos adaptados para geração de indivíduos plausíveis.

BILLINTON & JONNAVITHULA (1996) expuseram os resultados de uma pesquisa que determinou o impacto (custos associados à ocorrência de interrupções) para cada tipo de consumidor, de acordo com o tempo de duração das interrupções. Propuseram uma metodologia de otimização visando definir a quantidade de chaves de manobras e os locais de instalação das mesmas em sistemas de distribuição radiais, com o objetivo de minimizar o custo estimado da energia não fornecida aos consumidores devido à ocorrência de interrupções (*Expected Outage Cost - ECOST*), mais os custos de instalação e operação dos dispositivos. A função objetivo resultante foi formulada considerando a carga instalada ao longo dos alimentadores, taxas de faltas, custo da energia não fornecida para cada tipo de consumidor, tempos de restabelecimento (reparo e chaveamento), custos de aquisição, instalação e manutenção, e tempo de vida útil para diferentes tipos de chaves de manobras. As restrições impostas foram relativas à magnitude da tensão nas cargas, carregamento dos condutores, e capacidade de reserva dos alimentadores. Na busca de soluções ótimas para o problema resultante, foi empregado o algoritmo *Simulated Annealing*. Este consiste numa técnica de otimização combinatória, que se baseia no processo de resfriamento controlado (cristalização) de metais em sistemas físicos. É um processo no qual um sólido é aquecido até atingir uma determinada temperatura, na qual todas as partículas arranjam-se randomicamente (fase líquida). O resfriamento controlado é efetuado diminuindo-se a temperatura lentamente até a cristalização do metal. O término do processo de resfriamento resulta em uma configuração (solução em potencial) no qual o nível energético do sistema é mínimo, sendo que este corresponde ao valor numérico obtido através da avaliação da função objetivo. A cada temperatura, o sistema é simulado utilizando um algoritmo cuja formulação é baseada na física estatística (algoritmo Metropolis). Um conjunto de movimentos (busca local nas vizinhanças de cada solução) é selecionado randomicamente, de modo que a configuração do sistema pode ser alterada de um estado para outro. Se o movimento resultar em nível energético mais baixo, então a configuração é aceita. Caso contrário, o aceite da nova configuração é definido probabilisticamente, sendo proporcional à temperatura do sistema. Conseqüentemente, diferentes configurações são mais facilmente aceitas nas altas temperaturas, de modo que nas temperaturas mais baixas somente configurações que ocasionam diminuição da função objetivo são aceitas.

TOUNE *et al.* (1998) propuseram a utilização da metaheurística Busca Tabu Reativa (*Reactive Tabu Search*) para alocar de forma otimizada as chaves de manobras em alimentadores de distribuição, visando à reconfiguração da rede no caso de interrupções. O

objetivo específico da metodologia proposta foi efetuar a distribuição da capacidade de reserva de cada subestação entre os trechos a serem restabelecidos, e maximizar a tensão em cada ponto da rede (estes objetivos geralmente são tratados como restrições, na maioria das metodologias de otimização da confiabilidade). As restrições consideradas foram relativas à manutenção da configuração radial dos alimentadores, capacidade das subestações, máxima queda de tensão e limite térmico dos condutores (corrente máxima admissível). A Busca Tabu utilizada é uma metaheurística que emprega uma técnica de busca guiada por regras proibitivas, e algoritmos heurísticos básicos de busca local. Baseia-se no histórico passado para determinar os procedimentos presentes da busca. A Busca Tabu Reativa é uma versão melhorada da Busca Tabu convencional, que agrega a capacidade de variação dinâmica de alguns parâmetros de controle do algoritmo, o que possibilita intensificar ou diversificar a exploração do espaço de busca conforme o comportamento das soluções. O método proposto empregou um procedimento heurístico para gerar um estado inicial sub-ótimo no espaço de soluções. Todos os estados de busca foram armazenados na lista tabu, que teve seu tamanho variado, através de um procedimento denominado *reactive*. Estados vizinhos foram gerados pelo remanejamento de carga entre as subestações (busca local). O algoritmo agregou um procedimento de escape de mínimos locais, que consistiu de um número de passos randômicos, executados a partir do ponto do espaço busca atual. De modo a verificar o desempenho do algoritmo, os autores comparam a qualidade das soluções e o tempo de processamento, com os algoritmos Busca Tabu (convencional), Algoritmo Genético, e *Parallel Simulated Annealing*, utilizando como sistema teste um sistema de distribuição composto por seis alimentadores e três subestações.

CELLI & PILO (1999) apresentaram uma metodologia de otimização que visa determinar o número e a localização dos dispositivos de chaveamento automáticos (*Automatic Sectionalizing Switching Device*), com capacidade de diagnosticar faltas e reconfigurar automaticamente o sistema, sendo este radial ou em malha. Na busca pelas soluções foi empregada uma técnica de programação dinâmica, baseada no Princípio da Otimalidade de Bellmann (*Bellmann's Optimality Principle*), em conjunto com uma técnica de redução de pontos candidatos à alocação (*thinning technique*). O objetivo específico foi minimizar a função objetivo baseada no indicador de confiabilidade que reflete o custo da interrupção (*assessment of outage cost*), definida pelo custo monetário da energia não fornecida devido à ocorrência de interrupções no fornecimento de energia. A formulação da mesma considerou os tempos de restabelecimento (tempo de localização da falta e tempo de reparo do componente sob falha), taxa de faltas do alimentador, custo da energia, comprimentos de cada seção e cargas instaladas. A metodologia de resolução do problema consistiu na inserção seqüencial de chaves de manobras automáticas na rede. Desta forma,

era mantida uma chave alocada em determinado ponto, se o valor resultante da avaliação da função objetivo resultasse no menor custo de interrupção, dentre as demais combinações. A alocação de uma chave em um ponto da rede que resultasse na redução do custo de interrupção inferior ao custo de instalação do dispositivo, determinava a eliminação do ponto do conjunto de pontos candidatos à alocação. Neste trabalho os autores afirmaram que a metodologia proposta garante a obtenção de soluções exatas (ótimas), ao contrário das metodologias que empregam algoritmos heurísticos. Entretanto, é conhecido o fato de que a complexidade do problema em questão determina sua classificação como um problema *NP-Hard* (*Nondeterministic Polynomial-Time Hard*), para o qual não existe até o momento, uma técnica determinística que garanta a solução ótima.

TENG & LU (2002) apresentaram um algoritmo evolutivo baseado em regras heurísticas, visando à alocação e realocação otimizada das chaves de manobras em alimentadores de distribuição. O objetivo foi a minimização de uma função que mensurava o custo monetário associado à ocorrência de interrupções no fornecimento de energia, devido à incidência de faltas no alimentador de distribuição. A metodologia proposta estabeleceu a divisão do alimentador em seções, limitadas por chaves de manobras. Desta forma, a função objetivo foi formulada com base na duração das interrupções, taxas de faltas, comprimentos, carga instalada e distribuição percentual de consumidores residenciais, comerciais e industriais, em cada seção da rede. Os custos monetários das interrupções foram definidos em conformidade com os custos da energia para cada tipo de consumidor. Como restrições, consideraram a capacidade de reserva de potência associada às chaves de interligação entre alimentadores distintos, e a queda de tensão máxima permitida. Dois estágios envolvendo a aplicação de regras heurísticas foram empregados no algoritmo. Num processo de busca local, avaliando a variação da função objetivo, a primeira regra determinava a direção da busca (direção de movimentação de cada chave, aumentando ou diminuindo o tamanho da seção associada à mesma). A segunda regra foi empregada de modo a determinar se, durante a movimentação de cada chave de manobras, a agregação de um ponto de carga à sua seção mostrava melhoria na avaliação da função objetivo. Com o intuito de possibilitar o escape de mínimos locais, foi empregado um processo de mutação, implementado selecionando-se duas seções do alimentador, uma com o maior, e outra com o menor custo de interrupção. O comprimento de ambas era então alterado de um valor aleatório, reduzindo-se o comprimento da maior, e aumentando-se o comprimento da menor seção.

TENG & LIU (2003) propuseram uma técnica de solução do problema de realocação de chaves de manobras em sistemas de distribuição, empregando o algoritmo Sistema Colônia de Formigas (*Ant Colony System*). Este é um algoritmo de otimização combinatória apresentado recentemente, inspirado no comportamento cooperativo das formigas, na

busca por alimento, através do caminho mais curto entre a fonte e sua colônia. Algumas características do algoritmo incluem realimentação positiva (troca de informação entre os agentes de busca – formigas), processamento distribuído e utilização de heurísticas construtivas "gulosas". As restrições impostas às soluções, e a função objetivo a ser minimizada foram semelhantes à formulação proposta em TENG & LU (2002). De modo a avaliar o desempenho e a qualidade das soluções, o algoritmo proposto foi comparado a um Algoritmo Genético e a um algoritmo de busca exaustiva.

SOUDI & TOMSOVIC (1997) marcaram o início de uma série de publicações abordando a alocação de dispositivos de proteção visando otimização da confiabilidade de sistemas de distribuição. Neste trabalho, primeiramente expuseram algumas práticas empregadas pelas concessionárias, visando à melhoria da confiabilidade em sistemas de distribuição. Baseados nas taxas de faltas permanentes e temporárias, carga e número de consumidores de cada seção do alimentador, propuseram a otimização da confiabilidade pela utilização de Programação Não-Linear Binária, de modo a definir a quantidade e os tipos de dispositivos de proteção, a serem alocados em locais específicos da rede. O objetivo foi a minimização dos índices de continuidade SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) ou ASIFI (*Average System Interruption Frequency Index*), utilizados por concessionárias norte-americanas. Outra abordagem foi empregada com o objetivo de minimizar os custos relativos à inserção de dispositivos de proteção no alimentador, de modo que os indicadores permanecessem abaixo de um valor preestabelecido. Pela formulação adotada, os ramais laterais foram classificados nas categorias 1, 2 e 3, de acordo com seus comprimentos, carregamentos e exposição a fatores de risco. A cada categoria foram aplicadas diferentes restrições quanto aos tipos de dispositivos de proteção passíveis de alocação. Nos ramais do tipo 1 foi restrita a alocação de qualquer tipo de dispositivo de proteção. No início dos ramais do tipo 2, necessariamente deveriam ser alocadas chaves fusíveis, e no ramal do tipo 3 qualquer tipo de dispositivo poderia ser alocado. Desta forma, a otimização explícita foi aplicada somente ao tronco principal do alimentador e ramais do tipo 3. Quanto à coordenação entre os dispositivos de proteção, restringiu-se a alocação de fusíveis no tronco principal do alimentador e a montante de religadores. Além desta, foi estabelecida a restrição quanto à instalação de determinados dispositivos em certos pontos, onde era conhecido o fato de não ser possível a coordenação entre os mesmos. Em relação ao custo, para o objetivo de minimização dos indicadores, foram limitadas as quantidades de cada tipo de dispositivo de proteção disponíveis para alocação. A modelagem do problema não considerou a possível utilização do esquema de proteção coordenado – uma prática muito utilizada pelas concessionárias, que possui influência direta na avaliação dos indicadores envolvidos no processo de otimização.

Posteriormente (1998), os autores seguiram a mesma abordagem, porém buscaram minimizar somente o indicador SAIFI, sendo a restrição de custos imposta referente ao número máximo de religadores e chaves fusíveis disponíveis para alocação. O principal diferencial do trabalho foi a aplicação de conhecimentos heurísticos de engenharia de proteção na linearização da função objetivo resultante, com o objetivo de diminuição do esforço computacional.

Em (1999) os autores avaliaram o desempenho e a viabilidade das técnicas de otimização desenvolvidas em (1998) e (2001), através da comparação destas soluções com as práticas empregadas pelas concessionárias, e da análise da complexidade computacional dos algoritmos. O trabalho consistiu em um estudo de caso, no qual foi utilizado um alimentador de grande porte, através do qual, empregando as metodologias de otimização desenvolvidas anteriormente, estabeleceram os seguintes objetivos: minimizar individualmente e simultaneamente os indicadores SAIFI e ASIFI, através da definição dos tipos e localizações dos dispositivos de proteção; identificar as possibilidades de emprego do esquema de proteção coordenado entre os dispositivos, baseando-se no balanço ótimo entre o decremento do indicador SAIFI e incremento do indicador MAIFI (*Momentary Average Interruption Frequency Index*) – indicador que considera a frequência das interrupções temporárias; e minimizar os custos de instalação de novos dispositivos de proteção, de modo a manter os indicadores SAIFI e ASIFI abaixo de um valor máximo pré-determinado. As restrições impostas foram semelhantes às definidas em (1998) e (2001). A partir dos resultados obtidos, os autores expuseram uma comparação com a situação original do alimentador, estabelecendo uma discussão sobre o impacto da alocação dos dispositivos na avaliação dos indicadores. A complexidade computacional dos algoritmos foi avaliada empregando-se um pacote de programação matemática baseado no método *Branch and Bound*. Desta forma, para um alimentador hipotético de grandes dimensões, foi estabelecido um processo de otimização com grande número de restrições, e expostos parâmetros como número de variáveis, tamanho das matrizes de restrições e tempos de processamento.

SOUDI & TOMSOVIC (2001) agregaram à metodologia desenvolvida anteriormente (1998), a avaliação da possibilidade de utilização do esquema de proteção coordenado ou seletivo entre religadores e fusíveis. A metodologia proposta estabeleceu primeiramente a minimização dos indicadores SAIFI e ASIFI através de processos de otimização independentes. Os resultados numéricos obtidos foram tratados como restrições no algoritmo que utilizou Programação por Metas (*Goal Programming*), buscando a minimização simultânea de ambos os indicadores. Outra formulação consistiu em agregar o método de Programação Nebulosa (*Fuzzy Programming*) ao método de Programação por Metas. Deste modo, os objetivos e restrições foram formulados como funções de pertinência

dos conjuntos nebulosos, permitindo a mensuração da variação de cada objetivo em relação aos valores mínimos dos indicadores, definidos pelos processos de otimização anteriores. A partir do melhor resultado procuraram estabelecer o balanço ótimo entre o decréscimo do indicador SAIFI, e o incremento do indicador MAIFI, de modo a definir os religadores nos quais a curva rápida de operação seria habilitada, caracterizando o esquema de proteção coordenado.

SILVA (2002) apresentou uma metodologia de otimização com o objetivo de minimizar o Índice de Confiabilidade da Rede (ICR), baseado no índice FEC (ANEEL, 2000), através da alocação de dispositivos de proteção no alimentador de distribuição. O autor adotou a classificação dos ramais em categorias, conforme estabelecido por SOUDI & TOMSOVIC (1997). Em relação à coordenação entre os dispositivos de proteção, foram incorporadas restrições como limitação do número de dispositivos em série e impossibilidade de alocação de fusíveis no tronco principal do alimentador e a montante de religadores. Outra restrição foi definida de forma a impossibilitar a alocação de certos tipos de dispositivos em certos pontos do alimentador, onde foi considerado previamente conhecido o fato de a coordenação e seletividade não ser possível. Como restrição econômica, foi limitado o número máximo de dispositivos disponíveis para alocação. No processo de busca das soluções viáveis o autor propôs a utilização da metaheurística Algoritmo Genético, referenciada como Algoritmo Genético Intermediário.

SILVA (2005) agregou à metodologia de alocação de dispositivos de proteção desenvolvida anteriormente (2002), a possibilidade de alocação de chaves de manobras. O objetivo da otimização foi a minimização uma função objetivo baseada nos custos da energia não fornecida devido a interrupções, e nos custos da alocação/relocação de dispositivos de proteção e manobras. As restrições em relação às possibilidades de reconfiguração do alimentador foram relativas ao fluxo de potência nos condutores, perfil de tensão e capacidade da subestação. Em relação ao sistema de proteção, foi implementado um algoritmo baseado em regras, executado após o processo de alocação dos dispositivos, visando o dimensionamento, ajuste e verificação da coordenação e seletividade entre os mesmos. Na busca das melhores soluções foi utilizada uma variação do algoritmo de Busca Tabu (*Tabu Search*), denominado Busca Tabu Reativa (*Reactive Tabu Search*).

1.5 Organização da Dissertação

O Capítulo 2 é destinado à exposição dos aspectos gerais relacionados aos sistemas de distribuição, com ênfase nos sistemas de proteção de sobrecorrente. O capítulo inicia-se com a definição dos termos técnicos adotados em projetos de sistemas de proteção, visando à padronização da terminologia. Para caracterizar o tema proposto neste trabalho,

são expostos os principais aspectos da topologia dos alimentadores de distribuição, seguido pela abordagem dos aspectos técnicos e operacionais dos dispositivos de proteção e manobras. Posteriormente, serão abordadas as práticas empregadas em proteção de sistemas de distribuição. Tendo em vista que as metodologias de otimização a serem propostas consideram o esquema de proteção a ser empregado entre religadores e chaves fusíveis, serão descritos os métodos de implementação dos esquemas de proteção coordenado e seletivo. Por fim, com base na pesquisa de normas de diferentes concessionárias, serão expostos os critérios heurísticos empregados na definição dos locais de instalação dos dispositivos de proteção e manobras. O objetivo é estabelecer referências que servirão como base durante a análise comparativa dos resultados obtidos.

No Capítulo 3 serão abordados os principais fatores que afetam o desempenho das redes de distribuição, mais especificamente, as faltas e interrupções no fornecimento de energia. Vários aspectos acerca destes fatores serão apresentados, como os tempos de restabelecimento e taxas das faltas, tendo em vista estes serem dados cruciais à modelagem do problema. Este capítulo será caracterizado pela exposição de várias informações relativas à confiabilidade, obtidas de estudos relacionados. Os indicadores de confiabilidade a serem empregados nas formulações das funções objetivo são expostos no término capítulo.

O Capítulo 4 aborda a formulação matemática do problema de otimização. Primeiramente, será definida a forma de representação da topologia do alimentador, bem como os dados necessários à avaliação da confiabilidade. A seguir serão apresentadas as formulações matemáticas das funções objetivo e restrições. Tais formulações foram baseadas em conjuntos numéricos, cujas definições matemáticas foram desenvolvidas com base na teoria dos conjuntos e elementos de lógica matemática, visando à interpretação mais clara da modelagem matemática do problema.

No Capítulo 5 são abordados os métodos de busca das melhores soluções para os problemas de otimização com objetivo único e duplo, que consistem no Algoritmo Genético Simples e no Algoritmo Genético Multiobjetivo, respectivamente. Serão expostos os conceitos e filosofias nas quais se baseiam os operadores evolutivos empregados pelos algoritmos, bem como os critérios considerados na definição de seus parâmetros de controle. Como a solução do problema multiobjetivo consiste não em uma, mas em um conjunto de soluções ótimas, a solução mais adequada é determinada por meio de um Sistema de Inferência Nebulosa, que será descrito neste capítulo. Primeiramente esse método será definido formalmente, pela exposição da definição matemática dos conjuntos nebulosos, operações lógicas, algébricas e relações entre os mesmos. Esses conceitos são empregados na descrição do sistema de inferência, bem como na forma com que a solução

do problema duplo objetivo é selecionada. O capítulo encerra-se com a exposição da estrutura geral do algoritmo de otimização desenvolvido neste trabalho.

No Capítulo 6 são demonstrados os resultados obtidos nos processos de otimização, aos quais foi submetido um alimentador real, composto por 421 barras. As taxas de faltas e tempos médios de restabelecimento foram determinadas a partir dos registros de interrupções no alimentador no ano de 2007. A partir destes, e dos dados topológicos do alimentador, foi efetuada a avaliação dos indicadores de confiabilidade abordados neste trabalho, considerando os tipos e as localizações dos dispositivos de proteção e manobras originalmente alocados no alimentador. Os processos de otimização propriamente ditos foram efetuados considerando 4 casos, sendo em cada qual estabelecida uma certa quantidade de cada tipo de dispositivos a serem alocados, bem como a pré-definição ou otimização na definição do esquema de proteção a ser empregado no disjuntor da subestação, e/ou religadores. As soluções obtidas foram avaliadas, comentadas e comparadas com as práticas mais comumente adotadas pelas concessionárias.

Por fim, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros acerca do tema desenvolvido.

2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Considerações Gerais

Neste capítulo primeiramente serão apresentados alguns termos técnicos empregados em projetos de sistemas de distribuição, com ênfase na proteção contra sobrecorrentes, de modo a padronizar a terminologia empregada. Serão expostos alguns aspectos relativos à topologia, com o objetivo de definir algumas características dos sistemas de distribuição, consideradas na metodologia de otimização proposta. A quarta seção deste capítulo será dedicada à abordagem de alguns aspectos técnicos e operacionais dos dispositivos de proteção contra sobrecorrentes (chave fusível – elo fusível, chave fusível repetidora, seccionalizador, religador e o conjunto relés de sobrecorrente, disjuntor e relé de religamento); e dispositivos de manobras (chaves de manobras). A alocação destes dispositivos de forma otimizada no alimentador de distribuição é o foco central deste trabalho, sendo importante o entendimento de seus aspectos funcionais.

Na quinta seção serão abordadas as práticas empregadas em proteção de sistemas de distribuição. Primeiramente serão expostos os métodos de implementação dos esquemas de proteção coordenado e seletivo, cujo impacto na confiabilidade do fornecimento de energia será discutido no Capítulo 3. Posteriormente, serão apresentados os critérios heurísticos empregados pelas concessionárias de energia, na definição dos locais de instalação dos dispositivos de proteção e manobras supracitados. Tais critérios serão expostos com o objetivo de estabelecer referências que servirão como base durante a análise comparativa dos resultados obtidos no Capítulo 6.

2.2 Terminologia

Nesta seção são definidos os principais termos técnicos utilizados em engenharia de sistemas elétricos de distribuição, visando o entendimento destes, e a padronização da nomenclatura utilizada neste trabalho (CPFL, 2003; GIGUER, 1988; GÖNEN, 2008; IEEE, 1968; IEEE Std. 493, 1997).

- Alimentador de distribuição:

Parte do sistema de distribuição de energia composta por todos os componentes desde o barramento de saída da subestação até o primário dos transformadores de distribuição (ou entradas de energia de consumidores alimentados em tensão primária). É composto de um circuito principal (tronco do alimentador), ramais e sub-ramais.

- Bloqueio:

Condição em que um dispositivo automático permanece, uma vez tendo efetuado uma ou mais operações de abertura de seus contatos, não os fechando novamente.

- Capacidade de interrupção ou abertura:

É a maior corrente que um equipamento pode interromper sem sofrer danos.

- Capacidade nominal:

É o valor da corrente, tensão, potência ou outra grandeza que o equipamento ou circuito pode suportar continuamente, sem sofrer danos.

- Característica de operação:

É definida por uma curva tempo x corrente que descreve o modo como o religador, relé, elo fusível ou outro dispositivo de proteção atuará.

- Componente:

Equipamento, linha, seção de linha ou grupo de itens que fazem parte de um sistema.

- Consumidor:

Ponto de entrega de energia com medição e faturamento associados.

- Controle eletrônico ou hidráulico:

Dispositivo interno ao equipamento automático de proteção que conta o número de operações automaticamente, hidráulica ou eletronicamente, com a finalidade de estabelecer a condição de bloqueio do equipamento.

- Coordenação:

Ato ou efeito de dispor dois ou mais equipamentos de proteção segundo certa ordem, de modo a atuarem numa seqüência de operação pré-estabelecida, permitindo o restabelecimento automático para faltas temporárias e seletividade para faltas permanentes.

- Corrente de curto-circuito:

Sobrecorrente que resulta de um curto-circuito.

- Correntes de *inrush*:

Correntes transitórias de valor elevado que circulam no momento da energização de transformadores e bancos de capacitores. O tempo de permanência dessa corrente é definido como sendo de 0,1 segundos.

- Curto-circuito:

Ligação intencional ou acidental entre dois ou mais pontos de um circuito, através de impedância desprezível.

- Defeito:

Termo utilizado para descrever uma alteração física prejudicial, que pode ser eliminada através da manutenção preventiva do componente. Um defeito não impede necessariamente o funcionamento do componente ou do sistema. Por exemplo: transformador com pequeno vazamento de óleo ou relé mal calibrado.

- Dispositivo protegido:

Também chamado dispositivo de proteção de retaguarda. É qualquer dispositivo de proteção localizado à montante (antes) do dispositivo protetor, considerando o barramento da subestação como origem.

- Dispositivo protetor:

Também chamado de dispositivo de proteção principal. É qualquer dispositivo de proteção automático ou não, localizado imediatamente antes do ponto de curto-circuito, considerando o barramento da subestação como origem.

- Faixa ou intervalo de coordenação:

É o intervalo de valores de corrente que determina a região (faixa ou intervalo) onde a coordenação está assegurada.

- Falha:

Termo utilizado quando algum componente do sistema deixa de desempenhar sua finalidade, levando-o à indisponibilidade. As falhas só são identificadas através de manutenção corretiva. Por exemplo: o desligamento emergencial de todo ou parte de um circuito elétrico devido à ocorrência de um curto-circuito no mesmo, coloca o mesmo sob condição de falha, pois este está deixando de cumprir sua finalidade, que é fornecer energia aos consumidores a ele conectados.

- Falta:

Termo que se aplica a todo fenômeno acidental que leva um componente do sistema a ser impedido de desempenhar sua função. Por exemplo: descarga atmosférica que incide em um alimentador, causando um curto-circuito (falta), podendo levar o alimentador a uma condição de falha.

- Falta permanente ou sustentada:

Toda falta que não é possível de ser eliminada com o desligamento temporário do circuito. Necessitam de reparo para haver o restabelecimento do fornecimento de energia. Por exemplo: condutor caído no solo.

- Falta temporária, momentânea ou transitória:

Evento temporário que gera um curto-circuito sustentado pela ocorrência de arco elétrico. Por exemplo: dois condutores tocam-se temporariamente, ocorrendo formação de arco elétrico sustentado mesmo quando os condutores afastam-se. Acarretam um curto-circuito na rede sem haver um defeito físico na mesma.

- Interrupção temporária, momentânea, transitória ou de curta duração:

É a indisponibilidade do serviço de fornecimento de energia para um ou mais consumidores, com duração limitada ao período necessário para restabelecimento através de operação de religamento automático de um dispositivo apropriado.

- Interrupção permanente, sustentada ou de longa duração:
Toda interrupção não classificada como momentânea.
- Proteção de retaguarda:
É o dispositivo de proteção situado à montante daquele que define a zona de proteção primária.
- Ramal lateral de alimentador de distribuição (ramal):
Parte de um circuito primário derivado diretamente de um tronco de alimentador.
- Religamento:
Operação que segue a uma abertura dos equipamentos automáticos de proteção, quando os contatos são novamente fechados.
- Seletividade:
Capacidade do dispositivo de proteção mais próximo da falta (dispositivo protetor) de antecipar, sempre, à atuação do equipamento de retaguarda (dispositivo protegido), independentemente da natureza da falta ser temporária ou permanente.
- Sistema:
Grupo de componentes interconectados, que possibilitam a transmissão de potência de um ou mais pontos até outro(s) ponto(s).
- Sistema de Distribuição de Energia:
Parte do sistema de potência destinado ao transporte de energia elétrica, a partir da subestação até os pontos de consumo. Neste trabalho é abordada a porção do sistema de distribuição compreendida entre o barramento secundário do transformador da subestação e o primário dos transformadores de distribuição (ou entradas de energia de consumidores alimentados em média tensão). Esta parte do sistema denomina-se sistema primário de distribuição, porém, será mantida a denominação sistema de distribuição, salvo referência contrária.
- Seqüência de operação:
Sucessão de desligamentos e religamentos de um equipamento na tentativa de eliminar faltas de natureza temporária sem prejuízo na continuidade do serviço. Se a falta persistir o desligamento do circuito deverá ser feito pelo equipamento mais próximo do ponto de falta (dispositivo protetor).
- Sobrecorrente:
Corrente elétrica de intensidade superior à máxima permitida para um sistema, equipamento ou componente elétrico.
- Subestação de distribuição:
Parte do sistema de potência que interliga o sistema de transmissão ou subtransmissão ao sistema de distribuição de energia. É composto por um conjunto de

equipamentos cujas principais finalidades são supervisionar e transformar alguns parâmetros da energia elétrica proveniente do sistema de transmissão, adequando-os às condições de distribuição e utilização.

- Sub-ramal:

Parte de um circuito primário que deriva diretamente de um ramal do alimentador.

- Tempo de arco:

É o tempo em que, iniciada a fusão do elo fusível, este demora na extinção do arco elétrico.

- Tempo de rearme:

De relés: Tempo que o relé de sobrecorrente leva para voltar à condição inicial. No caso do relé tipo disco de indução (eletromecânico), é o tempo que o disco leva para retornar ao ponto de partida, quando a corrente na bobina cai a um valor inferior à corrente de *drop-out*. Nos relés digitais, é o tempo que ele leva para voltar à condição de repouso após um comando de reset.

De religadores: Tempo necessário para o religador retornar à contagem zero do número de ciclos de religamento, após uma seqüência de operações completa ou incompleta.

Do seccionizador: Tempo em que o seccionizador perderá todas as contagens e voltará à contagem zero (tempo de memória).

- Tempo de religamento ou intervalo de religamento (*reclose interval*):

É o tempo entre uma abertura e o religamento automático de um equipamento de proteção, isto é, o intervalo no qual o dispositivo de interrupção permanece com os contatos abertos.

- Tempo máximo de fusão do elo fusível:

Máximo tempo no qual a fusão do elo é garantida, para uma determinada sobrecorrente.

- Tempo máximo de interrupção do elo fusível:

É a soma do tempo máximo de fusão e do tempo de arco. Para a coordenação ou seletividade entre elos fusíveis, ou entre elos fusíveis e outros dispositivos, são utilizados o tempo mínimo de fusão e o tempo máximo de interrupção.

- Tempo mínimo de fusão do elo fusível:

Maior tempo que o elo suporta uma determinada sobrecorrente sem danificar-se. Para tempos superiores, a sobrecorrente causa uma fusão total ou parcial do mesmo.

- Tronco de alimentador de distribuição:

Circuito primário principal do alimentador de distribuição, proveniente do barramento de saída da subestação de distribuição.

- Zona de proteção:

Trecho da rede protegido por um dispositivo de proteção. Uma zona de proteção é limitada pela mínima sobrecorrente a qual o dispositivo é capaz de detectar.

- Zona de proteção primária:

Trecho de rede situado a jusante de um dispositivo de proteção que será sensibilizado quando ocorrer uma falta (permanente ou temporária).

2.3 Topologia dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

O sistema de distribuição de energia é a porção do sistema elétrico de potência que interliga o sistema de transmissão de energia (fortemente malhado, em alta tensão) aos consumidores. Os níveis de tensão sob as quais opera (tensão primária) compreendem a faixa comumente denominada “média tensão”, entre 600V e 35kV (SHORT, 2004). Próximo a cada consumidor, são instalados transformadores de distribuição, que rebaixam a tensão para valores na faixa de 220V a 380V (tensão secundária ou “baixa tensão”). Alguns consumidores são alimentados em tensão primária. As redes de distribuição são extensas, provendo energia aos consumidores localizados nos mais diferentes locais, desde os centros urbanos, até as regiões mais remotas do planeta.

Os sistemas de distribuição, de modo geral, são compostos por circuitos individuais, denominados alimentadores primários de distribuição. Os alimentadores podem ser operados sob configurações em anel, em malha ou radial. Na configuração em anel (ou em laço), o alimentador parte do barramento da subestação, percorre uma determinada região e retorna ao mesmo, sendo a proteção de sobrecorrente na subestação efetuada por um único disjuntor. Na configuração em malha, os alimentadores são conectados a mais de uma subestação, de modo que cada terminal possui um conjunto relé disjuntor provendo a proteção contra sobrecorrente. Este é o sistema de operação mais confiável, porém com custos de implementação e operação mais elevados (GÖNEN, 2008). Atualmente, a maioria das redes de distribuição é concebida para operar na configuração radial, sendo esta a considerada neste trabalho. O sistema radial é caracterizado pelo fluxo da corrente num único sentido, da subestação para as cargas. Apesar de menos confiável, a operação radial é justificada entre outros fatores, pela relativa facilidade de implementação do sistema de proteção contra sobrecorrentes, controle de tensão, limitação da magnitude das correntes de faltas e pelos menores custos de implementação e operação (SHORT, 2004).

A Figura 2.1 mostra a representação unifilar de uma subestação de distribuição, e parte de um sistema de distribuição radial, composto por seis alimentadores (somente um é mostrado na totalidade). São mostrados os componentes de rede mais relevantes à

formulação da metodologia proposta neste trabalho. A alguns componentes do sistema são atribuídas identificações numéricas, que serão referenciadas ao longo do texto.

Na configuração radial, os alimentadores partem de um barramento comum na subestação (1), após o qual são instalados disjuntores (2), comandados por relés de sobrecorrente e relés de religamento, que efetuam a proteção individual de cada alimentador. Ao longo dos alimentadores podem ser instalados outros dispositivos de proteção, tais como: religadores (3), seccionalizadores (4), chaves fusíveis repetidoras (5) e chaves fusíveis (6); além das chaves de manobras, destinadas ao seccionamento do circuito (chaves “normalmente fechadas”) (7) e interligação com outros alimentadores (chaves “normalmente abertas”) (8).

Os alimentadores são compostos de um circuito principal, denominado tronco do alimentador (9), geralmente trifásico, com condutores de bitolas superiores aos demais circuitos. Os ramais (ou ramais laterais) (10) são circuitos primários que derivam diretamente do tronco do alimentador. Os circuitos que derivam dos ramais são denominados subramais (11). Os ramais e subramais podem ser monofásicos, bifásicos ou trifásicos. Os sistemas de distribuição trifásicos podem ser a três ou quatro condutores, sendo que neste último caso, o neutro é multiaterrado.

Quanto à forma de instalação dos condutores, os alimentadores podem ser subterrâneos, aéreos ou mistos. Os primeiros são mais empregados em centros urbanos populosos, com alta concentração de cargas. Essa forma de instalação traz algumas vantagens, como melhor visual estético, e menor taxa de falhas, tendo em vista que os condutores não são expostos à ação humana e condições ambientais anormais, como descargas atmosféricas, ventos, entre outros. Entretanto, exigem maior tempo de reparo, e possuem custos de instalação e operação mais elevados (entre 125 e 1000%) em relação aos condutores aéreos (GÖNEN, 2008). Devido a estes fatos, a instalação aérea dos condutores é mais comum nos sistemas de distribuição.

De forma a permitir a conexão entre alimentadores distintos são instaladas chaves de manobras (8), que, sob condições normais de operação dos alimentadores são mantidas abertas. Estas chaves “normalmente abertas” são manobradas com o intuito de restabelecer o fornecimento de energia de parte dos consumidores de um alimentador sob falta, quando existir a possibilidade de isolar o trecho no qual os mesmos se encontram conectados. Esta prática tem como finalidade específica a redução da duração das interrupções, caracterizando uma melhoria significativa da confiabilidade do sistema. Os alimentadores podem ser provenientes da mesma subestação ou de subestações distintas, sendo que neste caso, torna-se possível o restabelecimento em situações de emergência causadas (inclusive) por falhas nas subestações (GÖNEN, 2008).

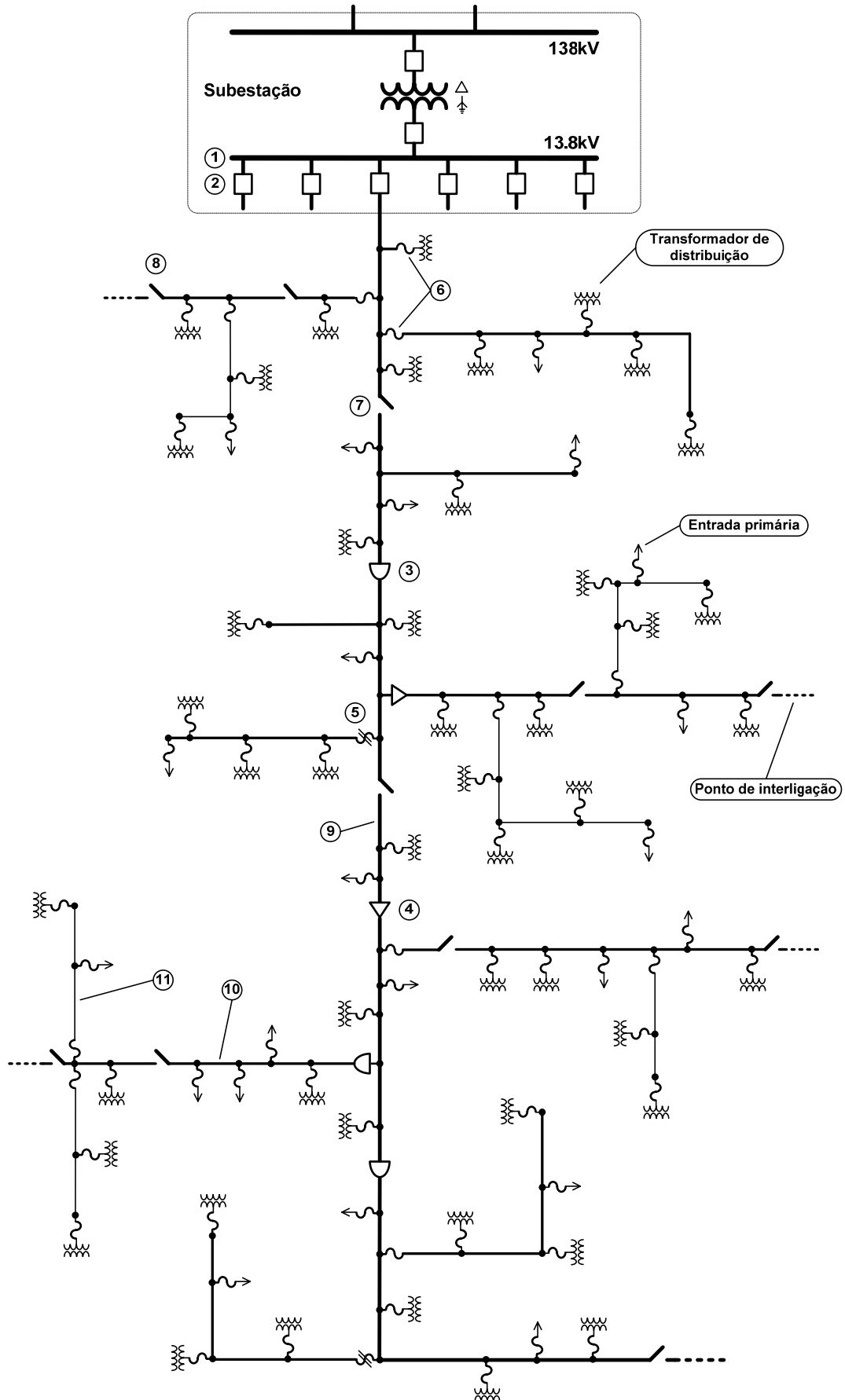


Figura 2.1 – Diagrama unifilar de sistema de distribuição radial simplificado.

2.4 Dispositivos de Proteção Contra Sobrecorrentes e Manobras

Os dispositivos de proteção normalmente utilizados nas redes de distribuição são as chaves fusíveis, chaves fusíveis repetidoras, seccionadores e religadores. Cada um destes equipamentos apresenta características técnicas e operacionais próprias, que serão apresentadas nesta seção.

Os dispositivos de proteção contra sobrecorrentes podem ser empregados para proteção de linhas e de equipamentos. A proteção de equipamentos visa exclusivamente proteger um equipamento (transformador, capacitor, entre outros), evitando sua danificação por correntes de curto-circuito, defeitos internos, sobrecargas ou descargas atmosféricas. A proteção de linha é o foco deste trabalho. É aquela na qual os dispositivos de proteção são dimensionados com a finalidade de proteger os circuitos primários ou secundários contra correntes de falta, ou sobrecargas. Isso é possível devido à capacidade de tais dispositivos de detectar possíveis faltas e isolar o trecho sob defeito, seccionando-o temporariamente ou permanentemente.

A instalação dos dispositivos de proteção nos alimentadores de distribuição tem como objetivos gerais satisfazer os seguintes aspectos:

- Salvar a integridade física de operadores, usuários do sistema e animais.
- Proteger materiais e equipamentos contra os danos causados por sobrecorrentes e sobrecargas (efeitos térmicos e mecânicos).
- Racionalizar os custos com manutenção corretiva.
- Melhorar a confiabilidade dos circuitos de distribuição, em consequência da possibilidade de restringir os efeitos de uma falta ao à menor porção possível do circuito, diminuindo o número de consumidores afetados e deste modo, melhorando os índices de avaliação da qualidade do fornecimento de energia (indicadores de confiabilidade).

As funções específicas dos dispositivos de proteção, desempenhadas com o intuito de satisfazer tais objetivos são:

- Detecção: devem detectar níveis de correntes anormais e, por outro lado, permitir a circulação contínua da corrente nominal do sistema. A forma de detecção da corrente varia de acordo com cada dispositivo, desde a reação de uma liga metálica ao calor gerado pela circulação da corrente, até o tratamento digital do sinal proveniente de um transformador de corrente.
- Interrupção: devem interromper correntes de curto-circuito dentro de sua capacidade nominal. De modo geral, os dispositivos de proteção interrompem a corrente de falta durante sua passagem pelo zero. Isto é possível pelo estabelecimento de um arco elétrico. Em um elo fusível, o arco é criado quando o elemento fusível funde-se, e em um disjuntor ou religador, quando os contatos separam-se mecanicamente. Após o estabelecimento do arco

elétrico, sua eliminação é feita aumentando-se a rigidez dielétrica do meio no qual o arco conduz, através do resfriamento, pressurização, alongamento ou insuflação de gás através do mesmo.

- Capacidades de manobras: alguns dispositivos são capazes de manobrar sob correntes de carga, enquanto outros exigem que não haja corrente circulante para que sejam manobrados.

A seguir serão apresentados os dispositivos empregados na execução destas funções nos sistemas de distribuição.

2.4.1 Chave Fusível – Elo Fusível

É um dispositivo eletromecânico de custo relativamente baixo, que provê a proteção monofásica do circuito. Sua atuação se dá quando a corrente atinge um valor acima da capacidade máxima tolerável pelo elo fusível, o que faz com que ocorra a fusão do mesmo (efeito Joule) e interrupção do circuito, exigindo sua substituição manual. São muitos os tipos e aplicações deste dispositivo, porém, em sistemas de distribuição, são amplamente utilizadas as chaves fusíveis tipo expulsão, abertas, não repetitivas e indicadoras.

Os principais componentes da chave fusível tipo expulsão são: base (isolador de porcelana ou resina epóxi), elo fusível, cartucho ou porta fusível (tubo de fibra isolante) e elementos de fixação (aço zincado), conforme mostrado na Figura 2.2.

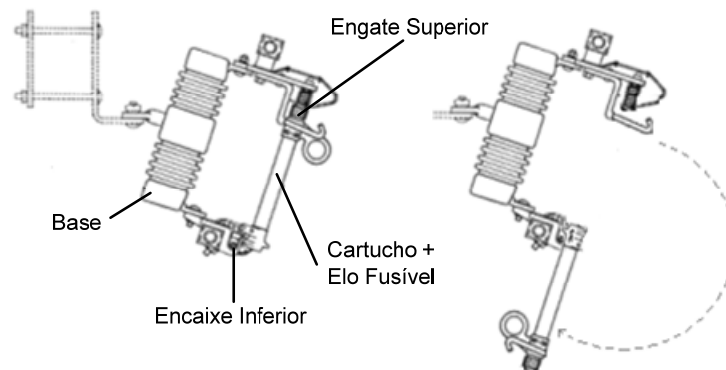


Figura 2.2 – Chave fusível.

O elo fusível é o elemento substituível do conjunto, sendo este responsável pela detecção de sobrecorrentes (Figura 2.3). É composto pelos seguintes elementos: botão com arruela (fixa a parte superior do elo na parte superior do cartucho, e dá continuidade elétrica), elemento fusível (estanho ou liga de estanho, prata ou níquel-cromo), tubo protetor (composto de fibra orgânica isolante) e cordoalha de cobre estanhado (fixa o elo na parte inferior do cartucho). É comum a utilização em paralelo com o elemento fusível, de um fio de alta resistência mecânica e elétrica, para evitar o alongamento (ou mesmo o rompimento) do elemento fusível devido a esforços de tração.

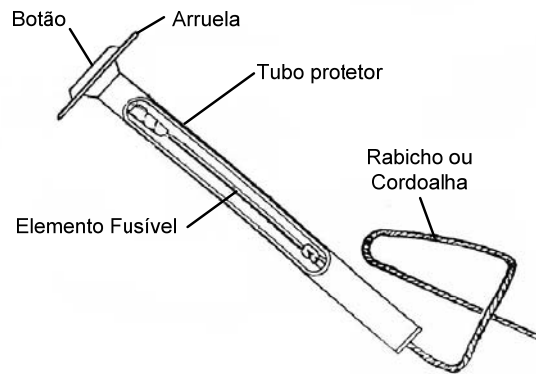


Figura 2.3 – Elo fusível.

O princípio de funcionamento é baseado na fusão do elemento fusível do elo fusível. Suas dimensões e resistividade elétrica determinam os valores de correntes e tempos de fusão associados (característica de operação). A liga é construída de modo que suas propriedades não sejam alteradas pela circulação da corrente nominal, mas deve fundir quando a corrente superar um limite máximo, por um determinado intervalo de tempo.

Com a fusão do elo ocorre a formação de um arco elétrico, que causa a rápida elevação da pressão e da temperatura no interior do tubo que o envolve. A temperatura elevada queima o tubo e/ou a parede interna do cartucho, cuja combustão emite gases desionizantes (hidrogênio e monóxido de carbono), elevando a rigidez dielétrica no interior do cartucho. Ao mesmo tempo, a alta pressão resultante expelle os gases pela parte inferior do cartucho, alongando o arco. A turbulência gerada, a presença dos gases desionizantes e o alongamento do arco, em conjunto, extinguem o arco, impedindo sua reignição após a passagem da corrente pelo zero. Em altas correntes, a ação de expulsão predomina, enquanto em baixas correntes a ação dos gases desionizantes predomina na extinção do arco. O empuxo para cima, originado da expulsão dos gases pela parte inferior do cartucho, causa a desconexão da parte superior do mesmo do contato da chave. Deste modo, o cartucho fica pendurado, indicando a atuação da chave.

Este tipo de chave fusível não deve ser empregada para manobra com carga, pois seus contatos não possuem meios de interrupção de arco. A abertura do circuito com carga leva a um desgaste prematuro dos contatos da chave, além disso, pode provocar danos físicos e risco de vida à pessoa que está realizando a operação de abertura, principalmente nos dias chuvosos. Isto acontece porque, no momento da abertura, o arco elétrico pode envolver a cruzeta e, estando esta aterrada, irá originar um curto-circuito fase-terra, que por sua vez, poderá produzir tensões de passo elevadas.

Existem acessórios para essas chaves que quando utilizados, possibilitam com segurança, a abertura de circuitos com carga. Um desses acessórios bastante utilizado é o *load buster*. Existem chaves que são equipadas com câmara de extinção de arco.

Aos elos fusíveis são associadas grandezas numéricas, que quantificam a rapidez com que os mesmos atuam para correntes acima de suas capacidades máximas admissíveis. Esta grandeza é denominada Relação de Rapidez (SHORT, 2004), definida como a relação entre os valores de corrente mínima de fusão em 0,1 segundo e 300 segundos, para elos fusíveis de correntes nominais até 100A, ou 600 segundos para elos fusíveis de correntes nominais acima de 100A, conforme expresso em (2.1) e (2.2), respectivamente.

$$RR_{IN \leq 100A} = \frac{\text{Corrente mínima de fusão em 0,1 segundos}}{\text{Corrente mínima de fusão em 300 segundos}} \quad (2.1)$$

$$RR_{IN > 100A} = \frac{\text{Corrente mínima de fusão em 0,1 segundos}}{\text{Corrente mínima de fusão em 600 segundos}} \quad (2.2)$$

De acordo com as características de atuação, os elos fusíveis utilizados na proteção das redes de distribuição são classificados nos tipos H, K e T.

Os elos do tipo H possuem correntes nominais até 8A, e são empregados na proteção de transformadores de baixa potência. São chamados elos fusíveis de alto surto, pois não fundem devido a surtos transitórios, como energização de transformadores. Possuem operação lenta (Relação de Rapidez entre 11,4 e 36,4), e não possuem capacidade de sobrecarga. Analisando-se as curvas características destes elos, pode-se concluir que praticamente não existe coordenação entre os mesmos (GIGUER, 1988).

Os elos tipos K e T são empregados na proteção de ramais, sendo sua principal diferença a velocidade de atuação. O elo tipo K possui característica de atuação rápida (Relação de Rapidez entre 6 e 8,1), e o tipo T possui característica lenta (Relação de Rapidez entre 10 e 13) (GIGUER, 1988).

As características de atuação tempo x corrente são padronizadas em três pontos (ANSI C37.42, 1989). A mínima e máxima corrente de fusão são especificadas nos tempos de 0,1 segundo, 10 segundos e 300 segundos (para elos de corrente nominal até 100A), ou 600 segundos (para elos de corrente nominal superior a 100A). As curvas características de atuação utilizadas em estudos de proteção são a mínima de fusão e a máxima de interrupção. A curva mínima de fusão é definida como 90% do tempo médio de fusão para as correntes na faixa de atuação do elo. A curva máxima de interrupção é estabelecida através do tempo médio de fusão, mais o tempo de arco, mais a tolerância devido a erros inerentes ao processo de fabricação. Estas curvas são estabelecidas para temperatura ambiente (25°C) e corrente de carga nula. A corrente de carga e a temperatura ambiente afetam a característica de fusão, porém o fator de maior impacto é o primeiro, especialmente em elos submetidos a sobrecargas.

Elos K e T de mesma capacidade nominal têm pontos idênticos em 300 ou 600 segundos nas curvas tempo x corrente, tendo portanto, as mesmas características de sobrecargas (GIGUER, 1988). Abaixo destes pontos porém, os mesmos divergem, e a característica mais rápida do elo tipo K torna-se evidente para correntes de maior magnitude, conforme mostrado na Figura 2.4.

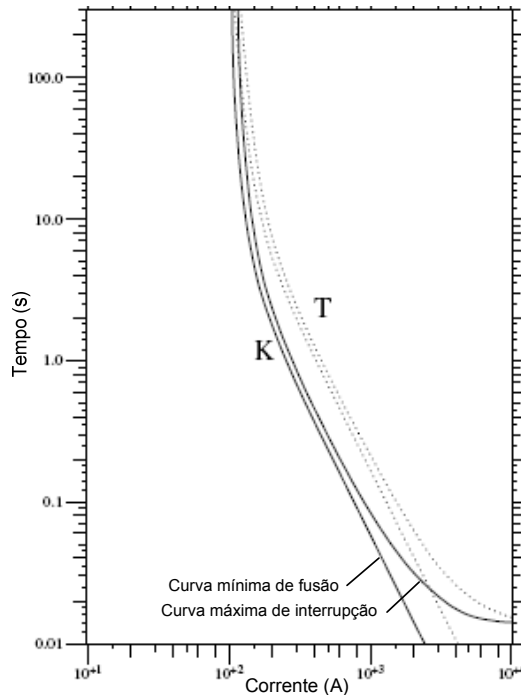


Figura 2.4 – Curvas características de atuação dos elos fusíveis tipos K e T.

Os elos fusíveis tipo K e T são divididos em dois grupos, de acordo com as correntes nominais:

- Preferenciais: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200 A.
- Não preferenciais: 8, 12, 20, 30, 50 e 80 A.

Esta classificação é estabelecida devido ao fato de que não existe seletividade entre elos preferenciais e não preferenciais adjacentes. Desta forma, quando aplicados, escolhe-se um grupo e exclui-se o outro. Como o número de elos preferenciais é superior ao de elos não preferenciais, as concessionárias adotam os primeiros, aumentando a flexibilidade operativa e reduzindo o número destes componentes em estoque.

Os elos K e T suportam 150% de sobrecarga por tempo indefinido. Essa capacidade de sobrecarga mostra-se importante em aplicações onde a coordenação limita a escolha da capacidade nominal do elo (SHORT, 2004).

2.4.2 Chave Fusível Repetidora

É um dispositivo de proteção composto basicamente por três chaves fusíveis, com dois mecanismos de transferência de carga, conforme mostrado na Figura 2.5.

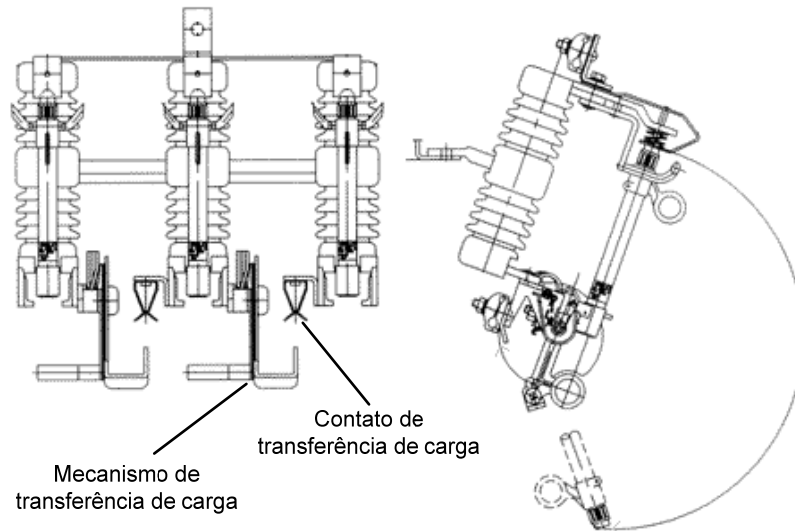


Figura 2.5 – Chave fusível repetidora.

A atuação de um elo fusível faz com que a parte móvel da chave fusível (cartucho) fique suspensa pela articulação inferior. Quando isso acontece, é acionado um mecanismo simples, que se aproveita do peso da parte móvel da chave para efetuar a transferência da carga para o próximo estágio. Desta forma, este dispositivo possui capacidade de eliminar faltas temporárias, efetuando até três religamentos, com tempo de duração igual ao intervalo de tempo desde a extinção do arco elétrico, até o cartucho atingir o final de seu curso de queda, fechando o contato de transferência com o próximo estágio da chave. As faltas permanentes causam a atuação dos três estágios, obrigando a substituição dos elos fusíveis. Uma vez substituídos, fecham-se os porta-fusíveis e abrem-se os contatos de transferência, acionando os olhais com a vara de manobras, deixando a chave repetidora em condições de operar novamente.

2.4.3 Seccionalizador

É um dispositivo automático, que opera em conjunto com o religador. É basicamente uma chave isolada a óleo, ou ar (interrupção do arco em câmara de gás SF₆ ou vácuo), monofásica ou trifásica, semelhante ao religador quanto à aparência. O seccionalizador, entretanto, não interrompe correntes de falta, devendo ser instalado na zona de proteção de um religador.

Quando o seccionalizador detecta uma corrente superior à sua corrente de atuação, é ativado um mecanismo de contagem. Cada vez que o religador interrompe a corrente de

falta, a corrente através do seccionizador cai abaixo de um determinado valor, incrementando um contador. Após um número pré-determinado de contagens (1, 2 ou 3), o seccionizador abre seus contatos definitivamente, antes da abertura definitiva dos contatos do religador (bloqueio). Para que isso seja possível, é necessário que o seccionizador seja instalado dentro da zona de proteção do religador, de modo que este atue para todas as correntes de curto-circuito a jusante do seccionizador.

Uma característica importante dos seccionizadores é o tempo de rearme, que é o intervalo de tempo no qual o dispositivo retém o número de contagens. Este deve ser superior ao tempo de operação total acumulado do religador, garantindo-se desta forma, a coordenação entre os dispositivos.

Embora o seccionizador não seja projetado para interromper correntes de curto-circuito, pode interromper correntes até seu valor nominal (alguns seccionizadores são capazes de interromper correntes maiores que 200% da nominal), ou ser fechado sob condições de falta. Desta forma, este dispositivo pode ser empregado também como dispositivo de manobras sob carga.

Quanto ao tipo de controle, é classificado como hidráulico ou eletrônico. O controle hidráulico é característico principalmente, de seccionizadores de menor capacidade nominal. O elemento sensível à corrente é uma bobina conectada em série com o circuito protegido. Este tipo de seccionizador quando atua, deve ser fechado manualmente.

Seccionizadores com controle eletrônico são em sua maioria trifásicos, e possuem capacidades nominais mais elevadas. Os sinais de corrente são obtidos através de transformadores de corrente, e tratados por um circuito eletrônico que realiza a contagem do número de operações e comanda a abertura do dispositivo. Na Figura 2.6 é mostrado um seccionizador trifásico com controle eletrônico, extraído do tanque de óleo.

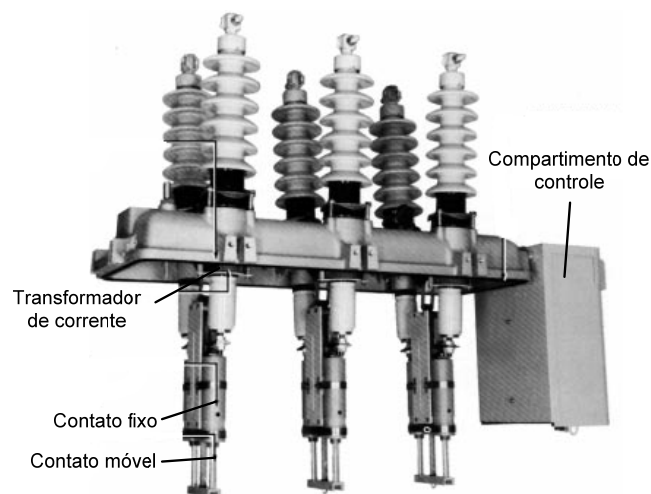


Figura 2.6 – Seccionizador com controle eletrônico.

Alguns acessórios permitem expandir a funcionalidade operacional dos seccionadores, como restritor de tensão (impede a contagem quando a falta é eliminada por um dispositivo de proteção a jusante), restritor de corrente (evita a contagem devido à energização de transformadores), sensor de faltas fase-terra (permite coordenação com o religador para faltas fase-terra), entre outros. Alguns seccionadores microprocessados são multifuncionais, agregando, além das características tradicionais de proteção, funções de medição e registro de eventos, possuindo ainda possibilidade de operação remota (motorizada).

2.4.4 Religador

É o equipamento de proteção mais sofisticado e de maior custo empregado ao longo dos alimentadores de distribuição. É essencial quando se deseja fornecer energia elétrica de modo confiável e seguro. Além da função de proteção, é utilizado como dispositivo de chaveamento, visando remanejo de cargas. Também pode ser utilizado em pequenas subestações, como proteção principal do alimentador.

É um dispositivo automático, interruptor de correntes de falta com capacidade de efetuar um número pré-determinado de operações de abertura e religamento, seguido do bloqueio de seus contatos na posição aberta. De modo geral, pode efetuar até 4 desligamentos, podendo ser todas as operações temporizadas, todas rápidas; ou um número determinado de operações rápidas, seguindo por outra quantidade de operações temporizadas. Usualmente, escolhe-se uma seqüência com duas operações rápidas e duas operações temporizadas, visando diminuir a quantidade de atuações de elos fusíveis, durante faltas temporárias; ou então, uma seqüência de operações somente temporizadas. A Figura 2.7 mostra a seqüência de operação de um religador com duas operações rápidas seguidas de duas temporizadas, onde IC e ICC são as correntes de carga e de curto-circuito, respectivamente.

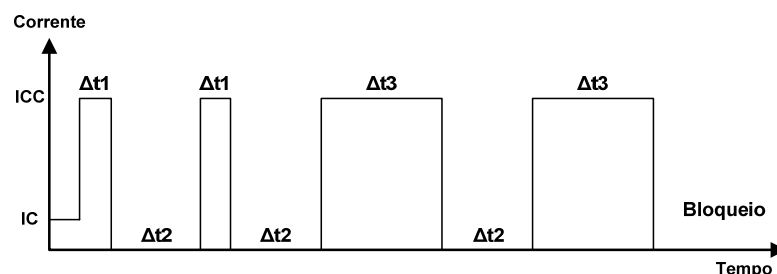


Figura 2.7 – Seqüência de operação do religador.

Quando o religador detecta a sobrecorrente, a abertura de seus contatos se dá após o intervalo de tempo Δt_1 , definido pela característica tempo x corrente da curva rápida de atuação. Os contatos permanecem abertos durante o intervalo de tempo Δt_2 , denominado

tempo ou intervalo de religamento (geralmente 2 segundos), após o qual os contatos são novamente fechados. Se a falta persistir, o processo se repete, com mais uma atuação do religador na curva rápida, seguido de duas atuações na curva temporizada (tempo de atuação Δt_3 , definido pela característica tempo x corrente da curva temporizada). Se as tentativas de eliminar a falta não forem bem sucedidas, ocorre o bloqueio dos contatos do religador na posição aberta.

As curvas temporizadas dos religadores são geralmente insensíveis às correntes de energização de transformadores (*inrush*), devido ao fato de possuírem tempos maiores que 0,1 segundo para uma ampla faixa de correntes de operação. As curvas rápidas possuem tempos inferiores a 0,1 segundo e, portanto, podem causar a atuação indevida do religador. A simples retirada da curva rápida evitaria a operação do mesmo, mas isso também impediria o religador de realizar a sua função principal. Uma maneira de se diminuir o número de operações, devido às correntes de *inrush* (quando for o caso), é usar uma única operação rápida.

Existem religadores monofásicos e trifásicos, estes últimos, com operação monofásica ou trifásica, e bloqueio trifásico. São classificados quanto ao tipo de controle como hidráulicos ou eletrônicos.

Nos religadores com controle hidráulico, o elemento sensível à corrente é uma bobina ligada em série com o circuito protegido. A atuação do dispositivo se dá com correntes superiores a 200% da corrente nominal da bobina. As curvas características de operação de fase são de tempo inverso, e dependentes do modelo do religador, sendo designadas por letras. A Figura 2.8 mostra as curvas características de operação de fase de um religador com controle hidráulico com bobina de 50 A. As curvas são designadas pelas letras A (curva rápida), B, C e D (curvas temporizadas). As curvas de operação de terra podem ser de tempo inverso ou tempo definido.

Este tipo de religador geralmente é isolado a óleo, podendo a interrupção do arco ser a óleo ou a vácuo (religadores de maior capacidade nominal). Em alguns religadores hidráulicos o mesmo óleo é utilizado na isolação, interrupção do arco e controle do dispositivo (funções de contagem, temporização, intervalo de religamento e bloqueio), este é chamado de sistema hidráulico único. No sistema hidráulico duplo, um tipo de óleo é utilizado na interrupção do arco, isolamento, contagem de operações e processo de religamento, enquanto que outro tipo de fluido é utilizado na temporização das curvas retardadas.

O sistema de controle de controle hidráulico é robusto e econômico. Estas características são importantes nos casos da utilização de religadores em locais remotos, como alimentadores situados em zonas rurais. Como desvantagem, tem-se menor exatidão

na atuação, devido ao fato de os fluídos utilizados no controle do dispositivo sofrerem ação do tempo, temperatura, umidade e contaminação.

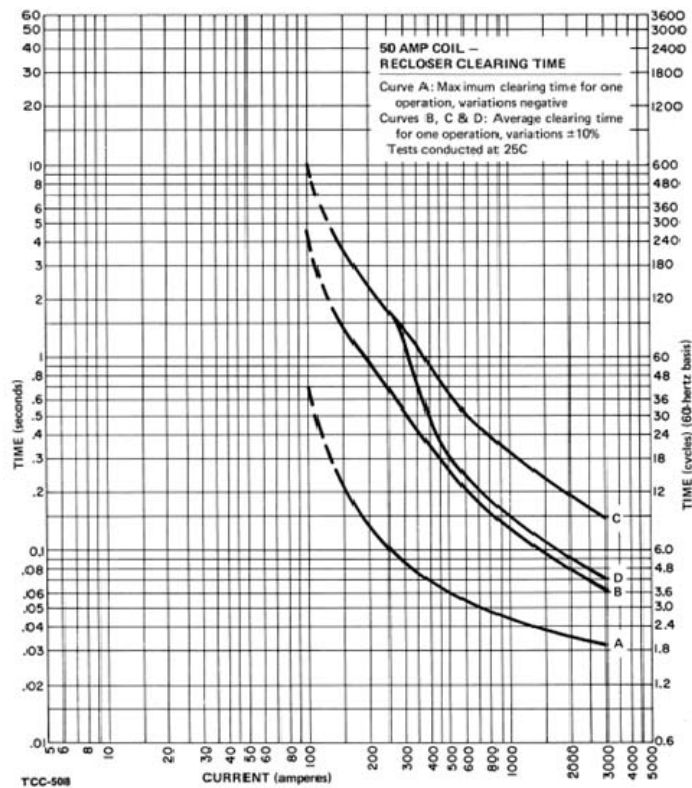


Figura 2.8 – Curvas características de atuação de religador com controle hidráulico.

Os religadores com controle eletrônico são mais flexíveis e versáteis. Os meios de interrupção podem ser óleo, vácuo ou gás SF₆, e isolamento a óleo, ar, ou gás SF₆. Os sinais de corrente são obtidos através de transformadores de corrente tipo bucha (montados no interior do dispositivo), e manipulados por um circuito eletrônico que realiza todos os procedimentos de controle do dispositivo. Um único tipo de controle pode ser utilizado em vários tipos de religadores, e vice-versa. A Figura 2.9 mostra alguns modelos deste tipo de religador.

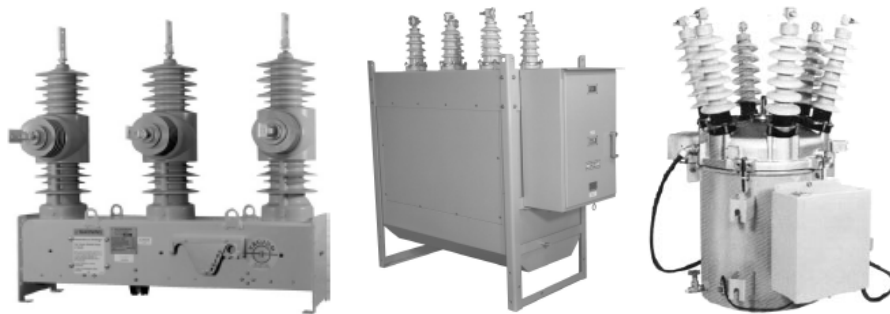


Figura 2.9 – Religadores trifásicos com controle eletrônico.

Um grande número de curvas características de operação pode ser utilizado, sendo as mesmas definidas por um pequeno circuito impresso, ou cartão tipo *plug-in*, inserido no circuito de controle, conforme mostrado na Figura 2.10.

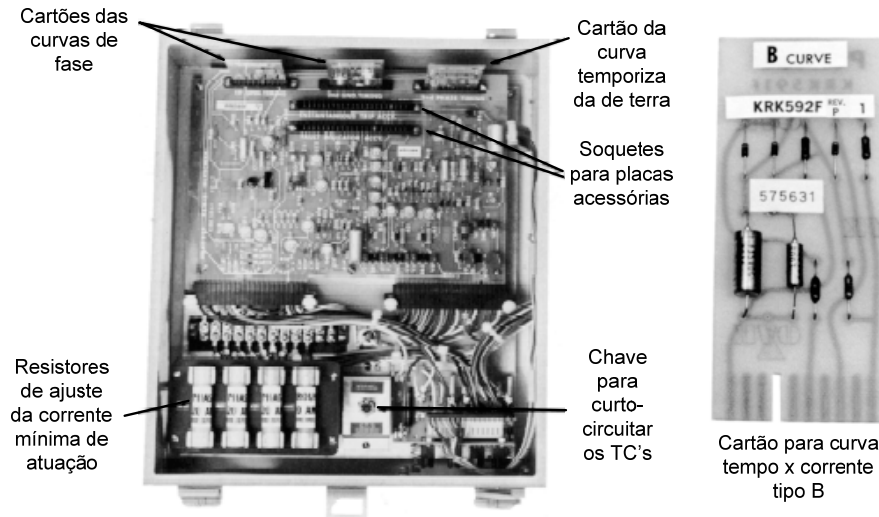


Figura 2.10 – Circuito eletrônico de controle e cartão plug-in para curva de atuação tipo B.

Religadores mais modernos, com controle microprocessado, permitem o ajuste das correntes de atuação na curva rápida e temporizada de forma independente, desta forma, além de ser possível a utilização das curvas temporizadas tradicionais dos religadores, é permitido o emprego de vários outros tipos de curvas, como de tempo definido e de tempo inverso (pouco inversa, normalmente inversa, muito inversa, extremamente inversa). Outras funções (algumas acessórias) também são disponíveis, como operação remota, oscilografia, registro de eventos, localização de faltas, medição, proteção de subtensão e sobretensão, entre outras.

2.4.5 Relés de Sobrecorrente, Disjuntor e Relé de Religamento

Os relés de sobrecorrente em conjunto com o disjuntor e o relé de religamento, são os dispositivos de proteção instalados na subestação, nas saídas dos alimentadores. Os relés de sobrecorrente são os dispositivos sensíveis à corrente, e recebem o sinal proveniente de transformadores de corrente, instalados logo após o barramento de saída da subestação. Normalmente são utilizados três relés para as fases e um para o neutro, cada qual composto por uma unidade de atuação temporizada (51/51N) e instantânea (50/50N), conforme mostrado na Figura 2.11. O relé de religamento é representado pela denominação 79 (ANSI).

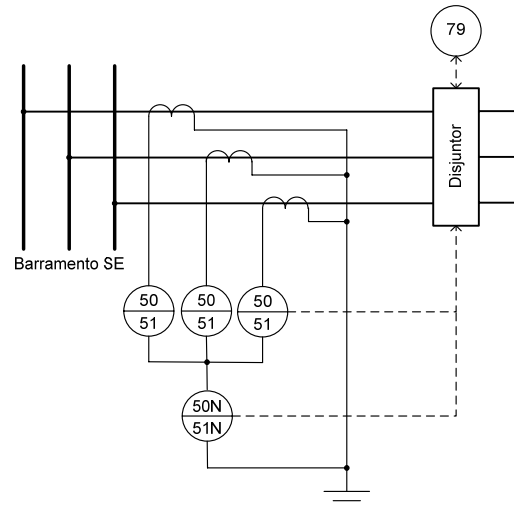


Figura 2.11 – Esquema básico da proteção de sobrecorrente na saída de um alimentador.

Os disjuntores são chaves com alta capacidade de interrupção de correntes, isoladas a óleo, vácuo ou gás SF₆, cujo comando de abertura e fechamento é realizado por relés de sobrecorrente e de religamento, respectivamente. Quando a corrente através da bobina do relé supera o valor ajustado (corrente de *pick-up*), o mesmo atua de acordo com uma curva característica tempo x corrente, fechando um contato auxiliar que energiza a bobina de abertura do disjuntor, que abre seus contatos, desligando o circuito. O temporizador do relé de religamento é então acionado, iniciando a contagem do tempo (intervalo de religamento) após o qual fecha um contato que energiza a bobina de fechamento do disjuntor. Se a sobrecorrente persistir, o processo é repetido até um número pré-estabelecido de operações, no qual o disjuntor bloqueia, com seus contatos na posição aberta. As atuações do relé podem ser primeiramente através da unidade instantânea seguida pela temporizada, ou somente através da unidade temporizada, com a unidade instantânea operando somente para correntes mais elevadas, caracterizando os esquemas de proteção coordenado e seletivo, respectivamente.

As características tempo x corrente de atuação dos relés são dadas por curvas de tempo inverso, definidas através da Equação 4.3.

$$t = \left(\frac{A}{M^p - 1} + B \right) DT \quad (4.3)$$

Onde:

DT = Dial de tempo;

M = Múltiplo da corrente de pick-up do relé.

Algumas referências normativas (IEC, ANSI, IEEE) estabelecem diferentes valores para as constantes A , B e p . As constantes definidas pela norma IEEE são mostradas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Valores das constantes que definem as curvas de atuação de relés de sobrecorrente segundo a norma IEEE.

Curva	A	B	p
Moderadamente inversa	0,0515	0,114	0,02
Muito inversa	19,61	0,491	2,0
Extremamente inversa	28,2	0,1217	2,0

Fonte: IEEE Std. C37.112,1996

Na Figura 2.12 são mostradas as curvas de tempo inverso, definidas pela Equação 4.3 e pelas constantes A , B e p na Tabela 2.1, para $DT=5$.

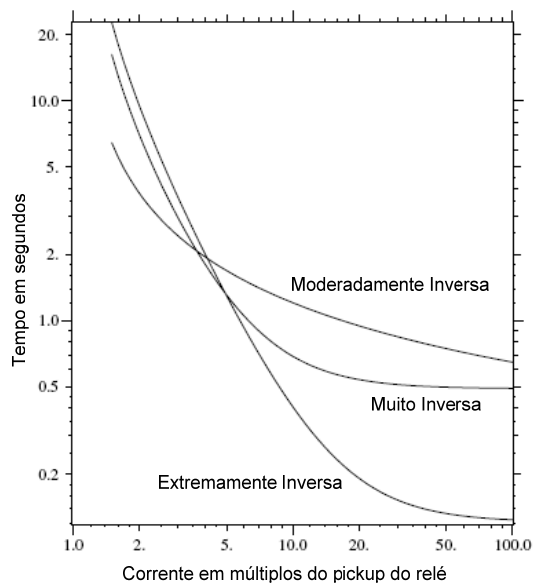
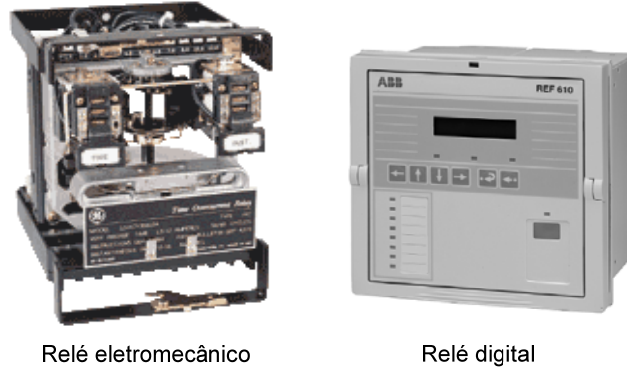


Figura 2.12 – Curvas de tempo inverso padrão IEEE para dial de tempo igual a 5.

Além da curva característica de operação, dois parâmetros definem os ajustes dos relés: a corrente de pick-up e o dial de tempo. A corrente de pick-up é a mínima corrente que deixa o relé no limiar de operação. O dial de tempo determina o tempo de atuação do relé. É uma constante multiplicadora da curva de atuação, que determina a posição da mesma em relação ao eixo do tempo.

Quanto ao aspecto construtivo, os relés podem ser classificados em eletromecânicos, estáticos ou digitais. Na Figura 2.13 são mostrados os relés eletromecânico e digital.



Relé eletromecânico Relé digital

Figura 2.13 – Relés de sobrecorrente eletromecânico e digital.

Os relés eletromecânicos geralmente são monofásicos, e funcionam baseados na rotação de um disco de indução, devido ao fluxo magnético através do mesmo. A corrente proveniente de um transformador de corrente circula em uma bobina magnetizante, produzindo fluxo magnético através de um núcleo de material ferromagnético. O núcleo é dividido em duas ramificações, e o fluxo em uma ramificação é defasado por uma bobina em curto-circuito (bobina de sombra). As duas componentes do fluxo magnético incidem sobre a face de um disco de material condutor, induzindo espiras de corrente no mesmo, originando uma força motriz resultante que faz o disco girar. A rotação do disco move um contato acoplado ao seu eixo, que ao final do seu curso fecha um circuito de corrente contínua que aciona a bobina de abertura do disjuntor. A velocidade de rotação do disco é proporcional à corrente circulante, e inversamente proporcional à força de uma mola restauradora, contrária ao conjugado de rotação, que tende a manter o disco na posição inicial. Estes parâmetros determinam a curva característica de atuação do relé, geralmente de tempo inverso. A corrente de pick-up do relé eletromecânico é ajustada através de *taps*, que são derivações da bobina magnetizante. O dial de tempo é ajustado através do posicionamento do contato móvel (acoplado ao eixo do disco), para mais próximo ou mais distante do contato fixo.

O relé de sobrecorrente de tempo inverso geralmente traz incorporada uma unidade de atuação instantânea (sem temporização proposital), cujo funcionamento é baseado no movimento de um eixo articulado, atraído pela força magnética gerada pela corrente circulante em uma bobina. Ao eixo é acoplado um contato que fecha um circuito de corrente contínua, energizando a bobina de fechamento do disjuntor. A atuação desta unidade é bastante rápida, conforme pode ser observado na Figura 2.14, onde é mostrada a curva característica de atuação da unidade instantânea do relé eletromecânico GE IAC51/IAC52.

Pode ser observado que a atuação instantânea do relé se dará para correntes iguais ou maiores a 1,5 vezes a corrente de ajuste (o mesmo acontece para a unidade temporizada). Essa é uma característica inerente aos relés eletromecânicos, de modo que

para correntes na faixa de 1 até 1,5 vezes o múltiplo da corrente de ajuste, a operação do mesmo é incerta.

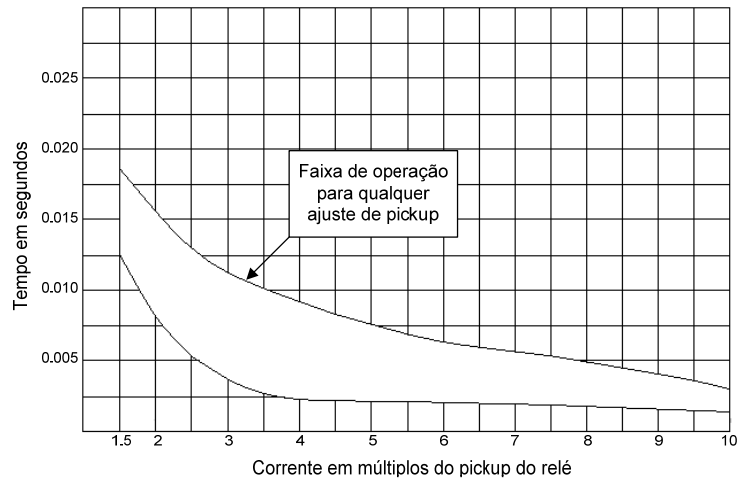


Figura 2.14 – Curva característica de atuação da unidade instantânea dos relés GE IAC51/IAC52.

Os relés eletromecânicos são empregados há muitos anos na proteção de sistemas elétricos. As principais características que devem ser consideradas na coordenação com outros dispositivos são o tempo de rearme (*reset time*) e o sobre-percurso (*overtravel*). O primeiro ocorre devido ao fato de o retorno do disco indução à posição inicial não ser instantânea. O tempo de retorno do disco desde a posição de atuação até a posição inicial é de aproximadamente 7 segundos, para dial de tempo igual a 10. Isto deve ser considerado para que haja coordenação durante as seqüências de religamento efetuadas pelo disjuntor na subestação, ou religadores ao longo do alimentador.

O sobre-percurso ocorre devido á inércia do disco de indução, que continua sua rotação mesmo quando a sobrecorrente é interrompida. Este é levado em consideração na determinação do tempo adicionado entre as curvas de atuação do relé e do dispositivo o a ser coordenado com o mesmo, e corresponde à parcela de 0,1 segundo do tempo total.

Os relés estáticos são constituídos de circuitos eletrônicos analógicos, que emulam as características tempo x corrente de atuação dos relés eletromecânicos. Os primeiros relés estáticos colocados em operação causaram muitos problemas, produzindo operações indevidas, sendo novamente substituídos pelos antigos, mas confiáveis relés eletromecânicos. Estes problemas ocorreram principalmente, porque os relés estáticos, sendo eletrônicos, possuíam sensibilidade muito apurada, e quaisquer transitórios ou pequenos distúrbios causavam sua atuação. Com o emprego de filtros esses problemas foram parcialmente contornados (KINDERMANN, 2005).

Os relés digitais incorporam um microprocessador que processa os sinais de corrente digitalizados. Agregam os relés de fase, de terra e de relé de religamento

integrados em um único dispositivo de dimensões reduzidas. Além das características de atuação de tempo inverso e instantânea, permitem a utilização de curvas de tempo definido (tempo de atuação independente da corrente), e até mesmo curvas “desenhadas” pelo usuário. Outras funções de proteção também são disponíveis como desbalanço de fase, sobrecarga, sobrecorrente de seqüência negativa, entre outras. Funções de diagnóstico possibilitam o auto-teste do dispositivo, prevenindo falhas de *hardware* e proteção contra falha de disjuntor. Funções auxiliares incluem localização de faltas, oscilografia, medição, sincronia de tempo via GPS, etc. Características inconvenientes dos dispositivos eletromecânicos são eliminadas pela utilização dos relés digitais, como sensibilidade a vibrações, tempo de rearme e sobre-percurso. Além disso, os ajustes dos parâmetros de atuação podem ser efetuados por meio de *softwares* com interfaces bastante amigáveis. A conexão de um microcomputador com o dispositivo permite o *upload* dos ajustes, sem retirar o mesmo de operação.

Por ser uma tecnologia relativamente recente, a aplicação dos relés digitais ainda sofre certa resistência, mas o rápido desenvolvimento da eletrônica digital vem fazendo com que haja a progressiva substituição dos tradicionais relés eletromecânicos (de boa reputação histórica), pelos modernos relés microprocessados.

2.4.6 Chaves de Manobras

As chaves de manobras ou chaves seccionadoras são dispositivos utilizados em sistemas de distribuição para isolar trechos da rede, remanejar cargas ou isolar equipamentos, como reguladores de tensão, religadores, entre outros. Estas chaves podem ser monopolares ou tripolares. As chaves tripolares podem ainda ser de abertura manual ou motorizada. As de abertura manual são operadas através de vara de manobras ou por um mecanismo mecânico que permite a abertura a certa distância. As chaves de abertura motorizada podem ser operadas remotamente. Na Figura 2.15 são mostradas as chaves monopolar e tripolar, de abertura manual. Estas são as mais comumente empregadas nas redes de distribuição, devido principalmente ao custo reduzido.



Chave de manobras monopolar

Chave de manobras tripolar

Figura 2.15 – Chaves de manobras monopolar e tripolar de abertura manual.

De modo geral, as chaves de manobras podem ser operadas sob carga. Algumas chaves são isoladas a óleo, gás SF₆ ou a vácuo, de modo que podem ser operadas em carga sem prejuízo a sua vida útil, ou mesmo interromper correntes de faltas. A Figura 2.16 mostra uma sofisticada chave de manobras, de operação remota (motorizada), dotada de câmaras de extinção de arco a gás SF₆ e sensores de tensão e corrente, possibilitando o monitoramento e medição de energia à distância.



Figura 2.16 – Chave de manobras tripolar de operação remota.

Devido ao custo elevado, este tipo de dispositivo é empregado em alimentadores de grande porte e/ou grande importância. Possuindo como grande vantagem, a redução da duração das interrupções.

2.5 Práticas Empregadas na Proteção de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Nesta seção primeiramente serão abordadas as características dos esquemas de proteção coordenado e seletivo, que determinam o comportamento dos dispositivos de proteção frente às faltas que ocorrem nas redes de distribuição. Os métodos de implementação destes esquemas serão expostos para o conjunto de dispositivos de proteção instalados na subestação (relés de sobrecorrente, disjuntor e relé de religamento), entretanto podem ser estendidos para os religadores.

O segundo aspecto a ser abordado diz respeito aos critérios heurísticos empregados pelas concessionárias na definição dos locais de instalação dos dispositivos de proteção e manobras, no universo do alimentador de distribuição.

2.5.1 Esquemas de Proteção Coordenado e Seletivo

O esquema de proteção coordenado é aquele no qual o disjuntor (ou religador) é ajustado para atuar antes dos elos fusíveis a jusante (protetores), para faltas na zona de proteção destes, na tentativa de eliminar faltas temporárias. Este esquema de proteção é implementado habilitando-se a curva rápida do religador, ou ajustando-se a corrente de atuação da unidade instantânea do relé de modo que sua zona de proteção sobreponha-se a toda ou parte da zona de proteção dos elos fusíveis. A Figura 2.17 mostra as zonas de proteção do relé da subestação e do elo fusível, definidas a partir do emprego do esquema de proteção coordenado.

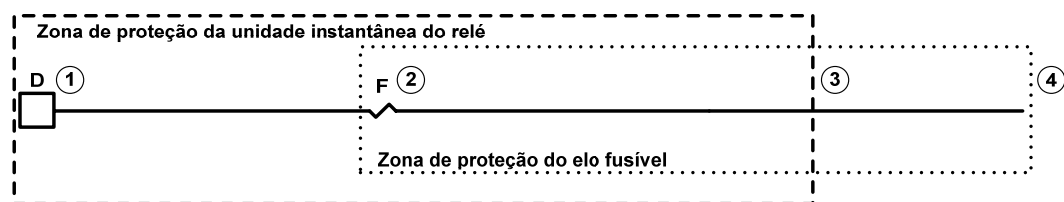


Figura 2.17 – Identificação das zonas de proteção do relé e do elo fusível, quando utilizado o esquema de proteção coordenado.

O ajuste da unidade instantânea de fase do relé, neste caso, deve ser inferior à mínima corrente de curto-circuito bifásica simétrica, no trecho no qual o relé é proteção de retaguarda (ponto 3). Deve ser ainda superior à corrente de carga incluindo possíveis manobras, e superior à corrente de *inrush*, originada da energização dos transformadores, com duração de 0,1 segundo. O ajuste da unidade instantânea de terra do relé deve ser menor que o valor simétrico da menor corrente de curto-circuito fase-terra, no trecho onde o relé é proteção de retaguarda (ponto 3 na Figura 2.17), e maior que a corrente de desbalanço e que a corrente de *inrush* proveniente de transformadores monofásicos.

Muitas vezes, é possível estender a zona de proteção do relé, de forma que se sobreponha a toda a zona de proteção do elo fusível (de todos ou alguns dos elos fusíveis do alimentador), ou seja, até o ponto 4.

A implementação deste esquema de proteção exige o emprego de relé de religamento, com bloqueio da unidade instantânea no primeiro ou segundo religamento. Deste modo, no caso de faltas no trecho entre os pontos 2 e 3, ocorre atuação da unidade instantânea de fase ou terra do relé, desligando o disjuntor antes da atuação do elo fusível. Em seguida, a unidade instantânea do relé é bloqueada, e o relé de religamento comanda o fechamento do disjuntor, de forma que, se a falta for eliminada, o sistema volta a operar normalmente. Se a falta persistir, o relé de sobrecorrente atuará por meio da unidade temporizada, que ajustada para um tempo de atuação superior ao elo fusível, permite a

operação deste. Na Figura 2.18 são mostradas as curvas características de operação do relé e do elo fusível, para este caso.

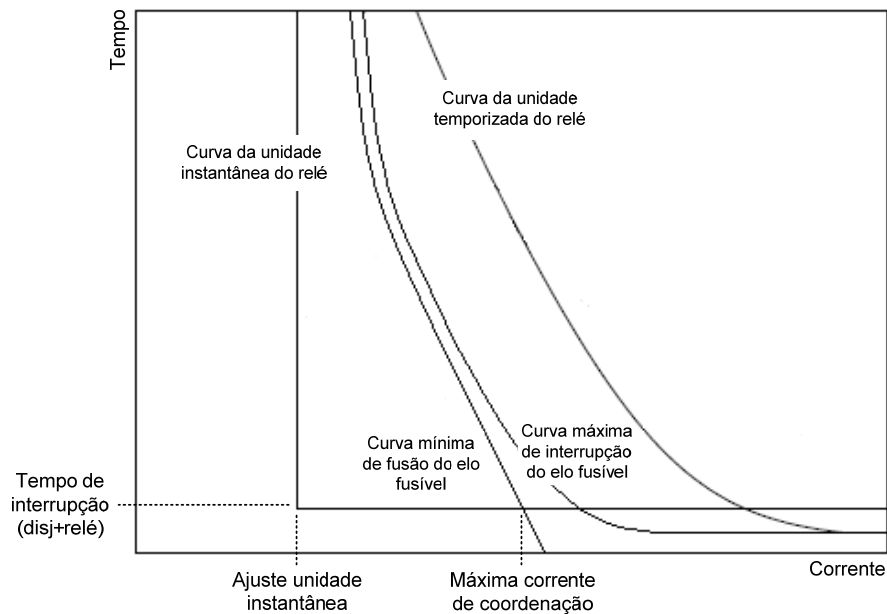


Figura 2.18 – Características de operação do relé e elo fusível, quando utilizado o esquema de proteção coordenado.

Algumas vezes torna-se difícil conseguir coordenação satisfatória entre os relés (ou religadores) e os elos fusíveis protetores. Estes operam mais rápido que o disjuntor para correntes de falta de valores elevados, de modo que ocorre atuação simultânea do elo fusível e do disjuntor, submetendo os consumidores do alimentador à interrupção temporária desnecessária. Isto ocorre devido ao fato de o relé possuir atraso na operação em torno de 1 ciclo, e o disjuntor interromper a corrente de falta em torno de 5 ciclos. Como os elos fusíveis tipo K (mais utilizados) possuem atuação rápida, estabelece-se uma corrente máxima de coordenação, definida como a interseção da curva mínima de fusão do elo com a reta de atuação da unidade instantânea do relé, no tempo de 0,1 segundo (6 ciclos). Para os religadores este valor pode variar, dependendo do tipo de curva rápida empregada e do tempo de interrupção do dispositivo.

O esquema de proteção seletivo permite a atuação seletiva dos dispositivos de proteção na eliminação da falta, isto é, o dispositivo imediatamente a montante desta (dispositivo protetor), é o que atua desligando o circuito. Neste caso, a curva rápida do religador é desabilitada ou a unidade instantânea cobre somente a zona na qual o relé é proteção primária, ou seja, até o ponto 2, na Figura 2.19.

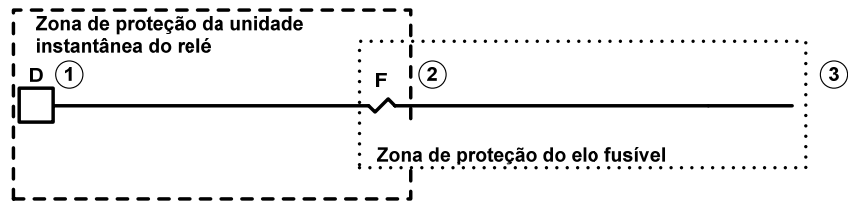


Figura 2.19 – Identificação das zonas de proteção do relé e do elo fusível quando utilizado o esquema de proteção seletivo.

No caso da ocorrência de faltas no trecho entre os pontos 2 e 3, o elo fusível atuará antes do relé de sobrecorrente. A unidade instantânea do relé, por sua vez, irá atuar somente para faltas entre os pontos 1 e 2. O ajuste da unidade instantânea de fase, neste caso, deverá ser pouco superior ao valor assimétrico da máxima corrente de curto-circuito (trifásico), no trecho na qual o relé é proteção de retaguarda (ponto 2). Deve ser ainda superior à corrente de carga incluindo possíveis manobras, e superior à corrente de *inrush*. A unidade instantânea de neutro deverá ser pouco superior ao valor assimétrico da máxima corrente de curto-circuito fase-terra, no trecho no qual o relé é proteção de retaguarda, (ponto 2). Na Figura 2.20 são mostradas as curvas características de operação do relé e do elo fusível para este caso.

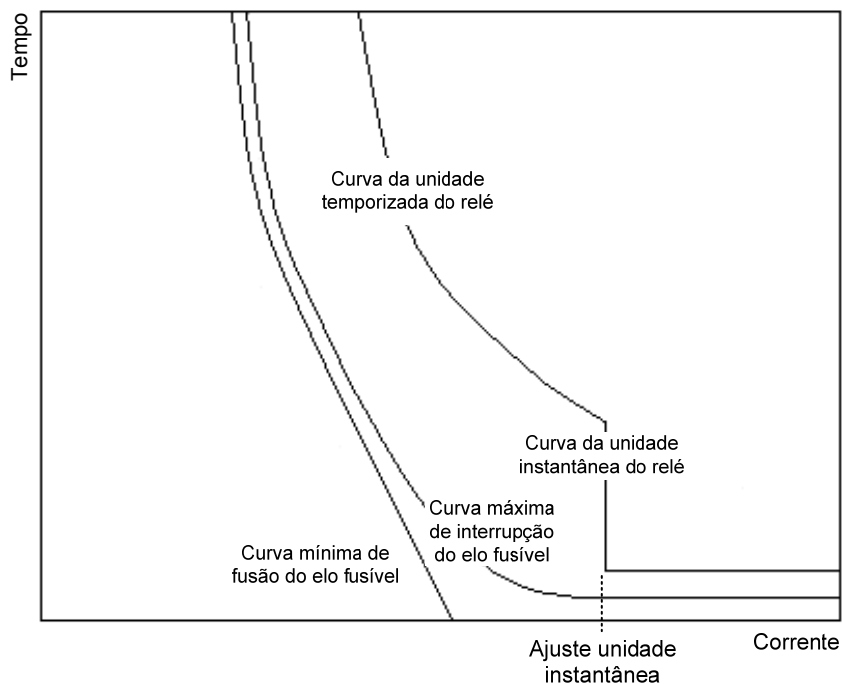


Figura 2.20 – Características de operação do relé e elo fusível, quando utilizado o esquema de proteção seletivo.

2.5.2 Critérios para Seleção e Alocação de Dispositivos de Proteção e Manobras em Sistemas Elétricos de Distribuição

De modo geral, não é possível o estabelecimento de procedimentos exatos para alocação dos dispositivos de proteção e manobras nas redes de distribuição. Estas decisões são heurísticas e dependentes das práticas adotadas por cada concessionária, que possuem critérios próprios para determinar a importância de certos consumidores e circuitos. Entretanto, invariavelmente, devem ser considerados aspectos técnicos e econômicos, buscando-se o balanço entre: operação segura do sistema, nível almejado de confiabilidade e investimentos.

Do ponto de vista da confiabilidade, a definição dos locais de instalação de dispositivos de proteção e manobras tem os seguintes objetivos (BANDEIRANTE, 1987):

- Minimizar o número de consumidores atingidos na ocorrência de faltas no sistema de distribuição.
- Possibilitar condições de religamento do sistema em tempo programado, na ocorrência de faltas transitórias.
- Na ocorrência de interrupções permanentes no sistema, restringir o desligamento apenas ao ramal sob falha, permitindo continuidade de serviço ou religamento dos demais ramos ou tronco do alimentador.
- Estabelecer esquemas de proteção econômicos, em função das particularidades de cada sistema de distribuição, tais como tipos de carga, importância dos consumidores, carregamento dos alimentadores ou ramos e localização dos circuitos em zonas de risco.

A seguir são expostos os critérios que definem os locais de instalação dos dispositivos de proteção e manobras, apresentados na Seção 2.4.

2.5.2.1 Chave Fusível

Apesar de ser um dispositivo de baixo custo, a quantidade de chaves fusíveis instaladas no alimentador deve ser a menor possível. Isto se deve ao fato de haverem muitas atuações destes dispositivos devido à faltas temporárias, de grande ocorrência em sistemas de distribuição (CPFL, 2003). Os seguintes aspectos devem ser considerados:

1) Este dispositivo não deve ser instalado no tronco principal do alimentador, sendo empregado no início de ramos de comprimento maior que 300 m, ou mais de 3 transformadores (CPFL, 2003).

2) Pode ser instalado no início de ramos com comprimento superior a 150 m, onde não haja cargas classificadas como especiais ou de grande importância, com baixa incidência de faltas temporárias (BANDEIRANTE, 1987).

3) Deve-se dar preferência à instalação em circuitos com alta incidência de faltas permanentes, ou em pontos de circuitos longos, onde o curto-circuito mínimo não é suficiente para sensibilizar o dispositivo de retaguarda (BANDEIRANTE, 1987; ELETROBRÁS, 1982).

4) Após pontos de onde derivam cargas importantes (BANDEIRANTE, 1987; ELETROBRÁS, 1982).

5) Em circuitos longos, onde a corrente de curto-circuito mínima não é suficiente para sensibilizar o dispositivo de proteção de retaguarda (BANDEIRANTE, 1987; CELG, 1996; ELETROBRÁS, 1982).

6) A instalação de chaves fusíveis em ramais com alto carregamento deve ser criteriosamente avaliada, tendo em vista que sua atuação determina a interrupção de uma carga significativa (CPFL, 2003).

7) Devido à necessidade de substituição dos elos fusíveis após sua atuação, estes devem ser instalados em local de fácil acesso (CPFL, 2003).

8) O número de chaves fusíveis (incluindo chaves fusíveis repetidoras) em série não deve ser superior a três (CPFL, 2003; ELETROBRÁS, 1982), excluindo-se a chave fusível das entradas dos consumidores alimentados em média tensão. O critério que determina o número exato destes dispositivos em série é o da seletividade entre os elos (BANDEIRANTE, 1987).

9) Em trechos do alimentador próximos à subestação, que compreendem a zona de proteção da unidade instantânea dos relés de sobrecorrente, onde as correntes de curto-circuito possuem valores elevados, deve-se evitar a instalação de chaves fusíveis, devido à dificuldade de os dispositivos operarem de forma coordenada (CPFL, 2003).

2.5.2.2 Chave Fusível Repetidora

Devido à semelhança quanto aos aspectos operacionais, os itens (7), (8) e (9), relativos às práticas de alocação das chaves fusíveis, são igualmente aplicados às chaves fusíveis repetidoras. Além destes, devem ser observados os seguintes critérios (GRUPO REDE, 1998):

1) Em alimentadores que se originam em áreas urbanas e estendem-se a áreas rurais, podem ser instaladas chaves fusíveis repetidoras no início dos trechos que atendem a estas.

2) Podem ser instaladas após pontos de onde derivam cargas importantes, havendo trechos do circuito à jusante com elevada incidência de faltas temporárias.

2.5.2.3 Seccionalizador

Em relação ao seccionalizador, deve ser observado este deve ser instalado na zona de proteção de um religador ou dos relés de sobrecorrente da subestação. Devido ao custo elevado, este dispositivo geralmente é empregado no tronco principal do alimentador, e nos seguintes casos:

1) Após consumidores de certa importância (CELG, 1996; ELETROBRÁS, 1982), que sejam tolerantes às operações de religamento do religador de retaguarda (CPFL, 2003), ou no caso de o circuito à jusante do ponto de instalação do seccionalizador ser extenso (BANDEIRANTE, 1987).

2) No início de ramais longos, de certa importância, que alimentem cargas especiais, e/ou com elevada incidência de faltas permanentes (BANDEIRANTE, 1987; CELG, 1996; CPFL, 2003; ELETROBRÁS, 1982).

3) Em pontos do alimentador onde a corrente é muito alta para instalação de chaves fusíveis (CPFL, 2003).

4) Em pontos onde a coordenação com elos fusíveis não é satisfatória (CPFL, 2003; ELETROBRÁS, 1982).

2.5.2.4 Religador

O religador é o dispositivo de proteção de custo mais elevado, sendo instalado geralmente no tronco principal do alimentador, bem como nos seguintes casos:

1) No início de ramais longos, de certa importância, que alimentam cargas especiais, e/ou com elevada incidência de faltas temporárias (BANDEIRANTE, 1987; CELG, 1996; CPFL, 2003; ELETROBRÁS, 1982).

2) Em alimentadores que se bifurcam em dois circuitos (ELETROBRÁS, 1982; GRUPO REDE, 1998, CELG, 1996).

3) Após pontos de onde derivam cargas ou ramais de certa importância (ELETROBRÁS, 1982; CELG, 1996), se o circuito a jusante do ponto de instalação do religador for extenso (BANDEIRANTE, 1987) ou sujeito à incidência de elevado número de faltas (GRUPO REDE, 1998).

4) Em circuitos longos, onde a corrente de curto-circuito mínima não é capaz de sensibilizar o dispositivo de proteção de retaguarda, se economicamente justificado (BANDEIRANTE, 1987; CELG, 1996; ELETROBRÁS, 1982; GRUPO REDE, 1998).

2.5.2.5 Chave de Manobras

Os pontos de instalação das chaves de manobras devem ser definidos considerando as localizações dos dispositivos de proteção, devido ao fato de que alguns destes

possibilitam a realização de manobras no circuito, visando restabelecimento (BANDEIRANTE, 1987). Além disso, esses dispositivos devem ser instalados de acordo com os seguintes critérios:

- 1) Em pontos de interligação entre diferentes alimentadores (BANDEIRANTE, 1987; CELG, 1996).
- 2) Na saída da subestação, no início de cada alimentador e antes do primeiro consumidor (BANDEIRANTE, 1987).
- 3) Ao longo do tronco do alimentador, dividindo a carga em blocos. Deve ser considerada a queda de tensão e demanda máxima permitida, no restabelecimento de cada bloco de carga, através de uma chave de interligação (BANDEIRANTE, 1987).
- 4) Após pontos de onde derivam consumidores importantes (BANDEIRANTE, 1987; CELG, 1996).
- 5) Em pontos próximos ao início de circuitos com elevado carregamento (CELG, 1996).
- 6) Antes e após pontos de onde derivam consumidores importantes, com exigência de continuidade elevada (BANDEIRANTE, 1987).
- 7) Em locais de fácil acesso (CELG, 1996).

2.6 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os principais aspectos relacionados à topologia dos sistemas de distribuição, bem como as características técnicas e operacionais dos dispositivos de proteção e manobras. O objetivo foi definir características que serão consideradas na formulação do problema de otimização da confiabilidade, como aspectos da operação dos alimentadores e comportamento dos dispositivos de proteção frente à incidência de faltas. O modelo a ser proposto no Capítulo 4 considera a possibilidade de utilização dos esquemas de proteção coordenado e seletivo, que possui grande influência na avaliação da confiabilidade. No Capítulo 3, o impacto do emprego destes esquemas será discutido, de modo que se justifica a exposição dos métodos de implementação dos mesmos, no presente capítulo.

Foram apresentados os critérios de seleção e alocação de dispositivos de proteção e manobras, com base em um apanhado de critérios utilizados por diferentes concessionárias. Com isso, espera-se estabelecer uma base comparativa com os resultados obtidos do processo de otimização da confiabilidade, que serão expostos no Capítulo 6.

3 CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Considerações Gerais

A avaliação da confiabilidade é efetuada pela análise de dados históricos de eventos causadores de interrupções, em um dado período de tempo. Em conjunto, as informações sobre a incidência de faltas e duração das interrupções permitem estimar o comportamento dos sistemas de distribuição, provendo os dados necessários para melhorar o nível de confiabilidade dos mesmos (TENG *et al*, 2003). Este capítulo é dedicado à abordagem de tais fatores. Primeiramente, após uma breve caracterização da confiabilidade, serão expostas as características e classificações das faltas que ocorrem nas redes de distribuição, estabelecendo as formas como são determinadas as taxas de faltas, representações numéricas que quantificam a incidência destes distúrbios.

Na Seção 3.4 serão abordadas as interrupções não programadas do fornecimento de energia, denominadas interrupções emergenciais. Os aspectos de maior relevância neste assunto compreendem a forma como as mesmas são classificadas, bem como os tempos de restabelecimento associados.

A forma como a confiabilidade é influenciada pelo emprego dos esquemas de proteção seletivo e coordenado será demonstrada na seção 3.5, sendo expostos os resultados de alguns estudos que mostrarão a tendência atual de aplicação destas práticas, considerando o ponto de vista das concessionárias e consumidores.

Por fim, na Seção 3.5 serão apresentados os indicadores de confiabilidade de conjunto, que possibilitam a mensuração do desempenho global dos sistemas de distribuição. Apesar da existência de outros índices empregados na avaliação do desempenho dos sistemas de distribuição, serão apresentados somente aqueles abordados neste trabalho.

3.2 Aspectos Gerais da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Confiabilidade é a habilidade do sistema de distribuição desempenhar sua função sob condições definidas, por um período de tempo definido, sem falhas em seus componentes. Desta forma, esta pode ser vista como a arte de projetar e operar o sistema, que é imprevisível frente aos fenômenos naturais, e desta forma, sujeito a falhas. As concessionárias que possuem sistemas confiáveis são as que possuem maior domínio sobre os fatores que afetam seus sistemas de distribuição (WARREN, 1996).

Do ponto de vista prático, as principais razões que justificam a avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição são (ELETROBRÁS, 1982):

- Satisfazer normas de regulação do serviço de distribuição de energia.
- Melhorar a sistemática de projeto de sistemas, identificando e modificando parâmetros e componentes do sistema que tem efeito marcante na confiabilidade.
- Projetar o sistema de forma a minimizar o efeito de falhas em componentes da rede.
- Modificar o ambiente em que sistema está inserido, de modo a minimizar os efeitos do mesmo sobre o sistema.
- Identificar programas de manutenção que resultem em melhorias no desempenho.
- Aumentar a solidez das comparações entre alternativas de fornecimento de energia.
- Racionalizar a aplicação de investimentos, pela avaliação quantitativa do custo da concessionária e do benefício para o consumidor, associado a um nível específico de confiabilidade do serviço.

A análise econômica é uma ferramenta de planejamento amplamente empregada na determinação do capital aplicado na melhoria do desempenho dos sistemas de distribuição. O nível de confiabilidade pode ser considerado apropriado, quando o investimento requerido para prevenir as interrupções excede o custo associado às ocorrências destas (GÖNEN, 2008). Na Figura 3.1 este conceito é ilustrado graficamente.

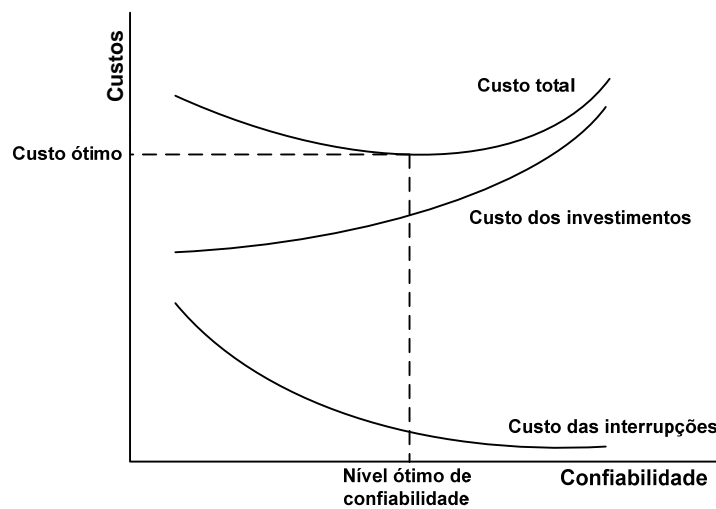


Figura 3.1 – Relação custos x confiabilidade (GÖNEN, 2008).

Observa-se que a melhoria da confiabilidade e o custo dos investimentos requeridos para tal são inversamente proporcionais, e o nível ótimo (ou apropriado) de confiabilidade corresponde ao custo ótimo, que é o mínimo custo total.

As concessionárias podem atribuir melhorias ao desempenho de seus sistemas de distribuição através de medidas preventivas ou corretivas. Algumas medidas práticas que incluem ações visando reduzir a ocorrência de faltas e interrupções, bem como o impacto

destes distúrbios na qualidade do fornecimento de energia, são abaixo relacionadas (SHORT, 2004; SOUDI *et al*, 1998; WARREN, 1996):

- Instalação de condutores isolados (ou protegidos), poda regular de árvores, instalação de proteções contra contato de animais (*animal guards*), instalação de pára-raios e descarregadores aéreos, e inspeção visual regular dos circuitos; são ações que auxiliam na redução da ocorrência de faltas e interrupções.
- Instalação de localizadores de faltas, utilização de sistemas de gerenciamento de interrupções e capacitação de equipes de campo, são medidas que reduzem o tempo de localização das faltas e reparo dos componentes.
- A instalação de sistemas de supervisão e chaves de manobras automatizadas auxilia na redução da duração das interrupções.
- De modo geral, a instalação de um maior número de dispositivos de proteção e manobras melhora o nível de confiabilidade do sistema de distribuição, tendo sempre em vista o fator econômico. Além disso, a seleção e alocação otimizada destes dispositivos reduzem o número de consumidores interrompidos na ocorrência de faltas, bem como a duração das interrupções.
- Mudanças na filosofia de proteção podem ser consideradas.

3.3 Faltas

Caracteriza-se uma falta a ocorrência de qualquer fenômeno físico que impeça o funcionamento de um elemento componente do sistema elétrico. Deve ser eliminada rapidamente, pois sua persistência pode ocasionar avarias e/ou destruição de equipamentos. Geralmente envolve o curto-circuito entre fases ou entre uma ou mais fases e a terra. Algumas características dos sistemas de distribuição, como grande extensão, instalação dos condutores predominantemente aéreos e a proximidade com os aglomerados populacionais, os tornam o componente do sistema elétrico (geração, transmissão e distribuição) mais vulnerável à ocorrência faltas e interrupções no fornecimento de energia.

De modo geral, as faltas tendem a ser fase-terra. Além da probabilidade maior de ocorrência, o fato dos sistemas de distribuição serem compostos por um grande número de ramais monofásicos faz com que pelo menos 80% das faltas envolvam somente uma fase. Faltas devido a falhas de equipamentos, contato de animais e árvores tendem a ser monofásicas à terra. Já faltas devido à incidência de descargas atmosféricas tendem a ser bifásicas à terra ou trifásicas à terra (SHORT, 2004). A distribuição das ocorrências de cada tipo de falta em relação ao número de fases envolvidas é mostrada na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Número de fases envolvidas em cada tipo de falta.

Tipo de falta	Percentual de ocorrência
Monofásica ao neutro	63%
Bifásica	11%
Bifásica ao neutro	2%
Trifásica	2%
Monofásica à terra	15%
Bifásica à terra	2%
Trifásica à terra	1%
Outras	4%

Fonte: SHORT, 2004.

Estudos indicam que aproximadamente 40% das faltas ocorrem sob condições climáticas adversas, devido à incidência de descargas atmosféricas e fortes ventos. Na Tabela 3.2 são mostradas as distribuições percentuais de ocorrência das faltas em sistemas aéreos de distribuição.

Tabela 3.2 – Distribuição percentual das principais causas da ocorrência de faltas.

Causa da falta	Percentual de ocorrência
Descargas atmosféricas	18%
Contato de árvores	18%
Falha de equipamentos	13%
Animais	8%
Vento	7%
Escavações	3%
Veículos	2,5%
Vandalismo	1%
Outros	29,5%

Fonte: SHORT, 2004.

A Figura 3.2 relaciona as taxas de incidência de faltas nas redes aéreas de distribuição, com as ocorrências de descargas atmosféricas (índices cerâmicos) em determinadas regiões (SHORT, 2004).

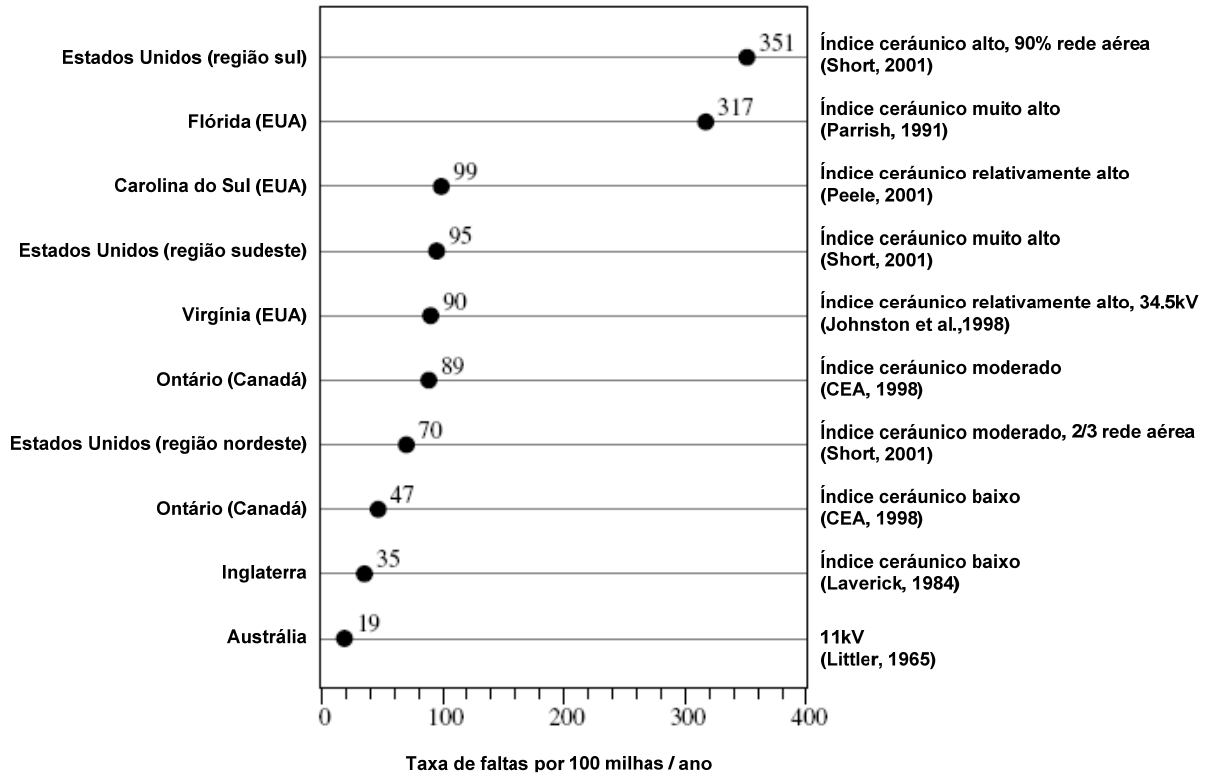


Figura 3.2 – Taxas de incidências de faltas em relação à incidência de descargas atmosféricas (SHORT, 2004).

De modo geral, a Figura 3.2 indica que a média de 90 faltas por 100 milhas (0,55 faltas/km.ano) mostra-se comum em locais com índice cerâmico moderado. Porém, as taxas de faltas elevam-se significativamente em áreas com alta incidência de descargas atmosféricas.

As interrupções e afundamentos de tensão provocados pela ocorrência de faltas são os distúrbios que causam maior impacto na confiabilidade e na qualidade de energia. De acordo com a sua natureza, as faltas são classificadas como permanentes ou temporárias.

Faltas permanentes ou sustentadas causam danos permanentes ao sistema ou parte dele, como falhas de isolamento, ruptura de cabos, ou curto-circuito em equipamentos como transformadores e capacitores, o que requer a manutenção do componente da rede sob defeito. Deste modo, independente do tipo de dispositivo de proteção que a elimina, uma falta permanente gera necessariamente uma interrupção permanente de todos os consumidores do trecho da rede sob defeito, exigindo a intervenção da equipe de manutenção. Devido a este fato, as faltas permanentes são mais facilmente identificadas, porém, são de ocorrência significativamente menor nas redes de distribuição.

Faltas temporárias, momentâneas ou transitórias geralmente não causam danos permanentes a qualquer componente da rede, de modo que o sistema volta a operar normalmente se houver o desligamento do circuito, seguido do religamento após um curto intervalo de tempo. Esse tipo de falta não é comum em circuitos subterrâneos, mas ocorre

em grande número em sistemas aéreos de distribuição (50 a 90% das faltas). As causas de sua ocorrência variam principalmente de acordo com a localização geográfica da rede (COATE *et al.*, 2001). Dentre as principais causas destacam-se a incidência de descargas atmosféricas, contato de árvores e animais, ventos fortes e arco elétrico em isoladores causado por acúmulo de poluição (SHORT, 2004). As faltas temporárias são a razão principal da utilização de religadores nos sistemas de distribuição, de modo que sua utilização reduz significativamente o número de interrupções permanentes. Eventualmente, uma falta temporária pode se transformar em permanente, caso não haja operação adequada dos equipamentos de proteção.

O estudo da confiabilidade baseia-se em dois princípios básicos: a análise histórica e a estimativa futura do desempenho do sistema de distribuição (CHOWDHURY, 2005). Desta forma, o estabelecimento de um modelo de avaliação depende da determinação de índices normalizados, que quantifiquem a incidência de cada tipo de falta na rede de distribuição. Tais indicadores, denominados taxas de faltas permanentes (λ) e temporárias (γ), são definidos como o número de faltas (permanentes ou temporárias) que ocorrem em um trecho da rede em um determinado período (geralmente um ano) pelo comprimento do mesmo (SOUDI *et al.*, 2001):

$$\lambda = \frac{\sum F_P}{\ell} \text{ [faltas/km.ano]} \quad (3.1)$$

$$\gamma = \frac{\sum F_T}{\ell} \text{ [faltas/km.ano]} \quad (3.2)$$

Onde:

$\sum F_P, \sum F_T$ = Somatório das faltas permanentes e temporárias, respectivamente, ocorridas no sistema em estudo, durante determinado período de tempo (geralmente um ano) [faltas/ano].

ℓ = Comprimento do trecho [km].

Para que a falta seja caracterizada como permanente ou temporária é necessária a análise dos dados históricos da interrupção, juntamente com a discriminação do tipo de dispositivo de proteção responsável pela eliminação da mesma.

Para um dado alimentador, as taxas de faltas podem ser determinadas por zona de proteção, definidas pelos dispositivos de proteção instalados, considerando o esquema de proteção adotado:

- Faltas permanentes na zona de proteção de um elo fusível, se utilizado esquema de proteção seletivo ou coordenado, causam a atuação do mesmo, havendo necessidade de manutenção no trecho da rede. Neste caso, a taxa de faltas permanentes é calculada de acordo com a expressão (3.3).

$$\lambda_{ZPF} = \frac{\text{Número de substituições do elo fusível com manutenção do trecho da rede}}{\ell_{ZPF}} \quad (3.3)$$

Onde λ_{ZPF} é a taxa de faltas permanentes para o trecho da rede pertencente à zona de proteção do elo fusível [*faltas/km.ano*], e ℓ_{ZPF} é o comprimento total do trecho [*km*].

- Faltas temporárias na zona de proteção de um elo fusível, se utilizado o esquema de proteção seletivo, causa a atuação do mesmo, e a falta é eliminada sem necessidade de manutenção no trecho da rede. A taxa de faltas temporárias é calculada de acordo com (3.4).

$$\gamma_{ZPF} = \frac{\text{Número de substituições do elo fusível sem manutenção no trecho da rede}}{\ell_{ZPF}} \quad (3.4)$$

- Faltas temporárias no trecho 1 da zona de proteção de religador (Figura 3.3), se utilizado esquema de proteção seletivo ou coordenado; ou trecho comum a zona de proteção do religador e do elo fusível (trecho 2), se utilizado esquema de proteção coordenado. Nestes casos, ocorrerá atuação do religador, a eliminação da falta e o religamento do circuito. Considerando que o elo fusível não atuará indevidamente, a taxa de faltas temporárias pode ser calculada de acordo com (3.5).

$$\gamma_{ZPR} = \frac{\text{Número de seqüências de religamento bem sucedidas}}{\ell_{ZPR}} \quad (3.5)$$

Onde λ_{ZPR} é a taxa de faltas temporárias para o trecho pertencente à zona de proteção do religador [*faltas/km.ano*]; e ℓ_{ZPR} é o comprimento total do trecho [*km*].

A informação sobre o número de seqüências de religamentos bem sucedidas, neste caso, poderá ser obtida através da utilização de religadores microprocessados – dotados de função de registro de eventos – ou de sistemas de supervisão tipo SCADA.

A taxa de faltas temporárias no trecho 3 será calculada de acordo com a equação (3.3).

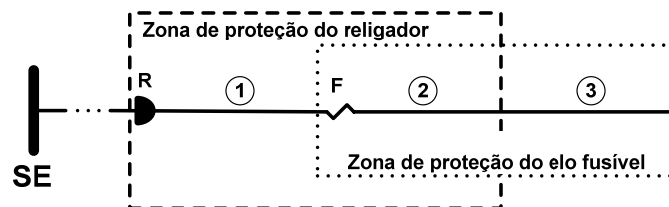


Figura 3.3 – Zonas de proteção de religador e elo fusível.

- Falta permanente em trecho pertencente à zona de proteção do religador, não comum a zona de proteção do elo fusível (trecho 1 na Figura 3.3). Independente do esquema de proteção utilizado haverá a execução completa da seqüência de operação do

religador, seguido do bloqueio do mesmo. Isto geralmente implica na necessidade de manutenção do trecho. Neste caso, a taxa de faltas permanentes é relativa somente ao trecho 1 da zona de proteção do religador ($\lambda_{ZPR(1)}$), sendo calculada por meio da expressão (3.6).

$$\lambda_{ZPR(1)} = \frac{\text{Número de bloqueios do religador}}{\ell_{ZPR(1)}} \quad (3.6)$$

Onde $\ell_{ZPR(1)}$ é comprimento do trecho 1 da zona de proteção do religador [km].

3.4 Interrupções

As interrupções no fornecimento de energia podem ser programadas, decorrentes do desligamento de circuitos para intervenção por parte da concessionária. Geralmente possui tempo de duração preestabelecido, sendo sua ocorrência comunicada previamente aos consumidores afetados (ANEEL, 2000). Os aspectos referentes a esse tipo de interrupção não serão discutidos, devido ao fato de este trabalho estar focado no impacto na confiabilidade das interrupções geradas pela ocorrência de faltas, denominadas interrupções emergenciais. Deste modo, neste trabalho a denominação interrupção, deve ser entendida (salvo referência explícita), como interrupção emergencial.

As interrupções são classificadas quanto ao tempo de duração como permanentes ou temporárias. Esta classificação é dependente do tipo de falta (permanente ou temporária) e do dispositivo de proteção que atua na eliminação da mesma (com ou sem função de religamento).

As **Interrupções permanentes, sustentadas ou de longa duração**, são as consideradas na avaliação dos indicadores de confiabilidade, para fins de regulação do serviço de distribuição de energia. São definidas em IEEE Std.1366, 2003 como as interrupções com duração maior ou igual que 5 minutos. A regulamentação brasileira (ANEEL, 2000), estabelece que os indicadores devam ser apurados por meio de procedimentos auditáveis, considerando interrupções permanentes (ou de longa duração) cujas durações sejam maiores ou iguais a 3 minutos. A concessionária deve manter um banco de dados destas interrupções e dos indicadores delas provenientes, no mínimo por 5 anos, com registro das seguintes informações:

- Fato gerador da interrupção;
- Data, hora e minutos do início e restabelecimento da interrupção;
- Número de unidades consumidoras atingidas em cada interrupção.

As interrupções permanentes são mais facilmente identificadas, pois geralmente, sua ocorrência requer intervenção por parte da equipe de manutenção da concessionária.

Interrupções temporárias, transitórias ou de curta duração são decorrentes principalmente das seqüências de atuação e religamentos efetuados pelo disjuntor da subestação, ou religadores ao longo do alimentador, na tentativa de eliminação das faltas. Em IEEE Std.1366, 2003 as interrupções temporárias são definidas de duas formas. A primeira é considerando-se cada abertura e religamento do religador (ou disjuntor, na subestação) como uma interrupção temporária. Dessa forma, as ocorrências de faltas temporárias podem ser verificadas pela contagem das atuações, não seguidas do bloqueio dos dispositivos que as eliminaram. A segunda definição estabelece a natureza temporária da interrupção quando sua duração é limitada pelo período necessário ao restabelecimento do serviço por um dispositivo interruptor de corrente, desde que o intervalo de tempo decorrente entre as sucessivas atuações e religamentos do circuito não exceda o tempo de 5 minutos. Desta forma, independente do número de atuações e religamentos efetuadas pelo dispositivo, se a eliminação da falta for bem sucedida, fica caracterizada uma única interrupção temporária. Esta definição representa de forma mais eficaz o impacto das interrupções temporárias para os consumidores, tendo em vista que interrupções subseqüentes a primeira não têm significativa relevância. Portanto, esta é a definição adotada neste trabalho, sendo mantida a denominação interrupção temporária.

A duração das interrupções é uma grandeza importante a ser estimada quando se deseja estabelecer um modelo para avaliação da confiabilidade das redes de distribuição. É definida como o tempo necessário para que o fornecimento de energia seja restabelecido, a cada ocorrência de interrupção permanente. O processo de restabelecimento pode ser efetuado através da manutenção do componente da rede sob falha, ou através de manobras de chaveamento, que permitem restabelecer parte dos consumidores, enquanto a atividade de manutenção encontra-se em andamento (BILLINTON *et al.*, 1996). Desta forma, quando ocorre uma interrupção permanente, a duração da mesma para um determinado consumidor dependerá de sua localização em relação ao local da falta, da posição das chaves de manobras (LEVITIN *et al.*, 1994) e do dispositivo de proteção que atuou na sua eliminação.

Quando um dispositivo de proteção atua, eliminando uma falta e gerando uma interrupção permanente, os consumidores localizados a jusante do mesmo são submetidos à indisponibilidade do fornecimento de energia, até que o reparo do componente sob falha seja concluído. O tempo de restabelecimento do fornecimento para tais consumidores, denominado tempo médio de restabelecimento por reparo (t_{rr}) é definido pela expressão (ABAIDE, 2005):

$$t_{rr} = t_{desp} + t_{desl} + t_{rep} \text{ [horas]} \quad (3.7)$$

Onde:

t_{desp} = Tempo médio de despacho [horas]. É o intervalo de tempo entre o registro da interrupção (geralmente contato telefônico de um cliente do trecho sob falha com uma central de atendimento), até o despacho da equipe de manutenção. O tempo de despacho está relacionado à capacidade operacional de cada concessionária (depende do número de equipes disponíveis para atendimento), número de eventos coincidentes, entre outros.

t_{desl} = Tempo médio de deslocamento [horas]. É o intervalo de tempo entre o despacho da equipe de manutenção e a localização do defeito pela mesma. Este depende do tipo de defeito (facilidade de localização), distância percorrida, condições climáticas, condições e proximidade das vias de acesso às redes, entre outros. Verifica-se uma grande distinção entre o tempo de deslocamento de acordo a localização da rede, urbana ou rural.

t_{rep} = Tempo médio de reparo [horas]. Definido pelo intervalo de tempo entre a localização do defeito e o término do procedimento de reparo do componente da rede, possibilitando o restabelecimento do fornecimento de energia. Essa parcela de tempo é dependente principalmente da causa do defeito.

A Figura 3.4 ilustra um trecho de um alimentador protegido por um religador (R). A incidência de uma falta permanente causa a atuação do mesmo, submetendo os consumidores a jusante a uma interrupção permanente, com duração igual ao tempo médio de restabelecimento por reparo.

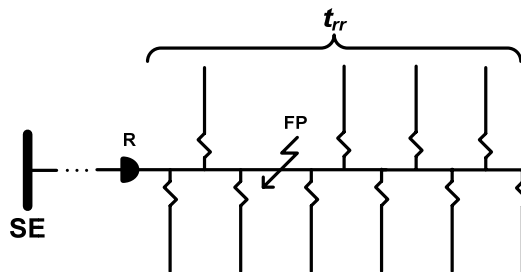


Figura 3.4 – Interrupção com duração igual ao tempo médio de restabelecimento por reparo, devida à incidência de falta permanente a jusante de religador.

Considerando-se a existência de dispositivos de manobras que possibilitem isolamento do trecho da rede sob falha, duas situações podem ocorrer. Na ocorrência de uma interrupção permanente a jusante de uma chave de manobras “normalmente fechada” (CM na Figura 3.5), é possível o restabelecimento do fornecimento de energia dos consumidores a montante da mesma. Tais consumidores são submetidos a um tempo de interrupção considerado menor que o tempo médio de restabelecimento por reparo, denominado tempo médio de restabelecimento por chaveamento (t_{rc}). Neste caso, interrupções geradas por faltas nos trechos entre o religador e a chave de manobras têm

duração igual ao tempo médio de restabelecimento por reparo, para todos os consumidores a jusante do religador.

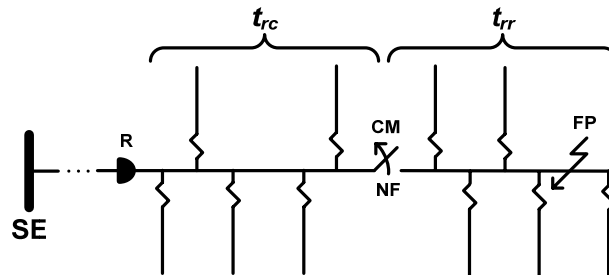


Figura 3.5 – Interrupção com duração igual aos tempos médios de restabelecimento por reparo e chaveamento, devida à incidência de falta permanente a jusante de chave de manobras.

A segunda situação é caracterizada pela existência de uma ou mais chaves de manobras “normalmente abertas”, visando interligação com um alimentador adjacente, conforme é mostrado na Figura 3.6. Deste modo, para faltas a montante da chave de manobras “normalmente fechada”, os consumidores a jusante da mesma sofrerão interrupção com duração igual ao tempo médio de restabelecimento por chaveamento.

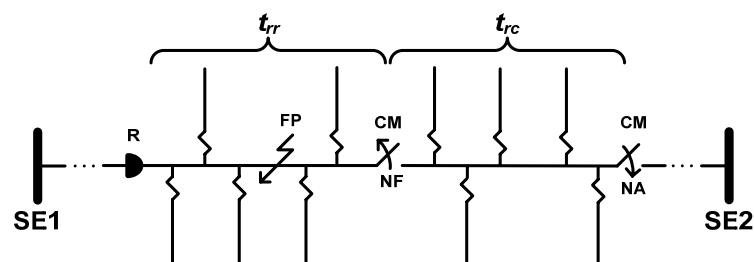


Figura 3.6 – Interrupção com duração igual aos tempos médios de restabelecimento por reparo e chaveamento, considerando a possibilidade de interligação entre alimentadores.

Este tipo de manobra só é possível se forem respeitadas restrições operacionais dos alimentadores. Estas incluem a capacidade de sobrecarga dos condutores e outros componentes dos alimentadores, e a máxima queda de tensão resultante do aumento da carga (BILLINTON *et al.*, 1996; TOUNE *et al.*, 1998).

O tempo médio de restabelecimento por chaveamento para esses casos é dado pela Equação (3.8):

$$t_{rc} = t_{desp} + t_{desl} + t_{chav} \text{ [horas]} \quad (3.8)$$

Onde:

t_{chav} = Tempo médio de chaveamento [horas]. Definido pelo intervalo de tempo entre a localização do defeito e o término das manobras de chaveamento. As manobras de chaveamento compreendem primeiramente, o isolamento do trecho sob falha (abertura de

uma chave “normalmente fechada”), seguido do rearme do dispositivo de proteção (para faltas a jusante da chave de manobras), ou do chaveamento visando interligação com um alimentador vizinho (fechamento de uma chave de manobras “normalmente aberta”, para faltas a montante da chave de manobras “normalmente fechada”). Esta parcela de tempo é dependente da distância percorrida para efetuar as manobras de chaveamento, tipo de dispositivo de proteção que atua na eliminação da falta (o procedimento de rearme de um religador ou seccionizador é geralmente mais rápido que a substituição do elo fusível), condições climáticas e condições e proximidade das vias de acesso às redes.

3.5 Impacto da Utilização dos Esquemas de Proteção Coordenado e Seletivo na Confiabilidade dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Entre outros fatores, o tipo de esquema de proteção empregado – coordenado ou seletivo – determina o tipo de interrupção, e o número de consumidores interrompidos na ocorrência de faltas. De acordo com a localização e a natureza da falta, diferentes situações podem ocorrer. O emprego do **esquema de proteção seletivo** entre o religador e as chaves fusíveis, ocasiona a atuação destas no caso de incidência de faltas permanentes e temporárias nas suas zonas de proteção (geralmente ramais laterais do alimentador). Desta forma, os consumidores do ramal protegido pela chave fusível são submetidos à interrupção permanente independente da natureza da falta, conforme mostrado na Figura 3.7.

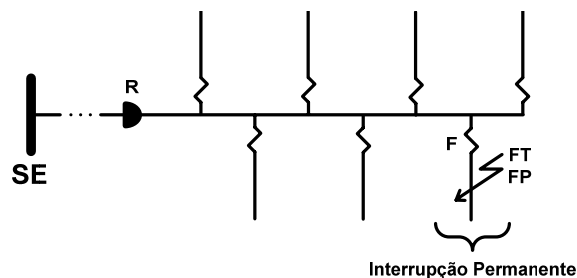


Figura 3.7 – Interrupção permanente devido à incidência de faltas permanentes e temporárias, quando empregado o esquema de proteção seletivo.

Quando empregado o **esquema de proteção coordenado**, a incidência de faltas temporárias nos ramais protegidos pelas chaves fusíveis (Figura 3.8) não provocam a atuação destas, porém, submete todos os consumidores do circuito a jusante do religador à interrupção temporária.

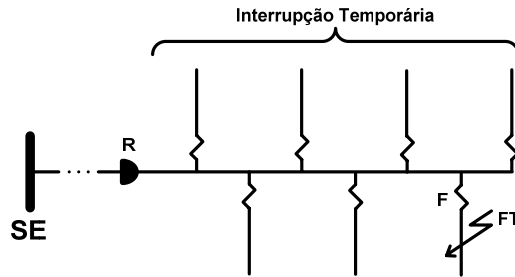


Figura 3.8 – Interrupção temporária devido a incidência de falta temporária, quando empregado o esquema de proteção coordenado.

Conforme é mostrado na Figura 3.9, a incidência de faltas permanentes no ramal lateral causa sucessivas operações do religador na curva rápida, seguidas pela operação na curva temporizada, e conseqüente atuação da chave fusível. Deste modo, todos os consumidores do circuito a jusante do religador são submetidos à interrupção temporária, e os consumidores do ramal protegido pelo elo fusível são submetidos à interrupção permanente.

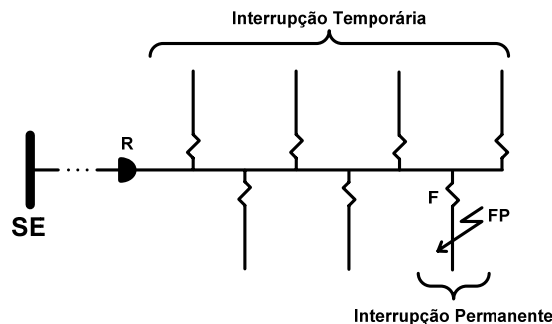


Figura 3.9 – Interrupção devido à incidência de falta permanente, quando empregado o esquema de proteção coordenado.

A principal desvantagem deste esquema de proteção é que todos os consumidores do circuito a jusante do religador serão submetidos às interrupções temporárias geradas por faltas nos ramos laterais do alimentador. Pode-se concluir que o impacto na confiabilidade se traduz pela redução do número de interrupções permanentes para os consumidores dos ramos protegidos pelas chaves fusíveis. Entretanto, os consumidores do circuito a jusante do religador sofrerão um acréscimo no número de interrupções temporárias. Por sua vez, o emprego do esquema de proteção seletivo tende a aumentar de 40 a 500% o número de atuações dos elos fusíveis, o que resulta no incremento da frequência média de ocorrência de interrupções permanentes, entre 10 a 60% (SHORT, 2004).

O emprego do esquema de proteção coordenado traz vantagens econômicas do ponto de vista da concessionária, pois com a eliminação das faltas pelos religadores, torna-se desnecessário o despacho da equipe de manutenção para efetuar a substituição dos elos

fusíveis. Além disso, ocorre uma redução significativa dos indicadores de confiabilidade utilizados na regulação do serviço, que consideram somente interrupções permanentes (DUGAN *et al.*, 1996).

Entretanto, nos últimos anos, com o crescente aumento das cargas eletrônicas, os consumidores em geral têm se tornado menos tolerantes à ocorrência de interrupções temporárias e subtensões causadas pelas mesmas. A razão principal a ser considerada é a larga utilização dos computadores digitais, que tendem a perder os dados armazenados na memória. Além disso, processos industriais automatizados – controlados por dispositivos digitais – tendem a ser interrompidos, e de acordo com sua complexidade, exigem maiores tempos de reinicialização. A maioria destes processos tende a ser interrompido na primeira atuação do religador, sendo que a segunda atuação (posterior ao religamento) não exerce grande impacto. Conclui-se que para muitos destes consumidores, a duração de uma interrupção é menos relevante que sua ocorrência. Por exemplo, o processo de manufatura de compostos plásticos pode requerer entre 4 a 6 horas para restabelecimento do processo de fabricação, devido à ocorrência de uma interrupção com duração de meio ciclo. Outros exemplos de processos críticos são manufaturas de papel, semicondutores, fundição de metais, linhas de montagem, entre outros. Por outro lado, para os consumidores residenciais, o fator mais importante é a duração das interrupções (DUGAN *et al.*, 1996).

Em IEEE Std. 493, 1997 foi exposto o resultado de um estudo realizado com 55 consumidores industriais, localizadas nos Estados Unidos e Canadá. O objetivo foi a determinação do tempo crítico de duração das interrupções, após o qual ocorre a paralisação total da produção. A pesquisa mostrou que, em média, interrupções com duração de 10 segundos são suficientes para interromper os processos industriais, sendo a média dos tempos de reinicialização dos mesmos igual a 17,4 horas. Do total de processos, 50% possuíam tempo de reinicialização em torno de 4 horas. Para interrupções com duração entre 1 e 10 ciclos, os resultados indicaram um tempo médio de retomada dos processos igual a 1,39 horas. O mesmo estudo, realizado com 54 consumidores comerciais, indicou que interrupções com duração de até 1 segundo provocavam a perda de produção para 15% dos consumidores, e interrupções com duração de até 5 minutos, tinham o mesmo efeito para 36% dos consumidores.

Em Lamedica *et al.* (2001), os autores expuseram o resultado de um estudo similar, efetuado em 93 plantas industriais, localizadas na Itália. Os resultados indicaram que 50% dos processos fabris são completamente interrompidos quando submetidos a interrupções com duração de até 1 minuto.

A preocupação crescente com a qualidade do fornecimento de energia, manifestada a partir dos anos 80, tem levado à gradativa redução no emprego do esquema coordenado. Na Tabela 3.3 são mostrados os resultados de pesquisas realizadas com concessionárias

norte-americanas em três diferentes anos, demonstrando o percentual das concessionárias que mantinham essa prática em seus sistemas de distribuição. Deve ser considerado que muitas concessionárias utilizam ambos os esquemas de proteção. Algumas empregam o esquema seletivo pelo fato de ter sido verificado um grande número de operações indevidas dos religadores e elos fusíveis. Porém, a decisão do esquema de proteção a ser utilizado deve ser analisada de acordo com cada caso específico (SHORT, 2004).

Tabela 3.3 – Percentual de concessionárias utilizando o esquema de proteção coordenado em diferentes anos (IEEE).

Ano da pesquisa	Percentual de concessionárias utilizando esquema de proteção coordenado
1988	91%
1994	71%
2000	66%

Fonte: SHORT, 2004.

3.6 Indicadores de Confiabilidade

São representações quantificáveis do desempenho dos sistemas elétricos, utilizados na mensuração da continuidade média do fornecimento de energia, a conjuntos de consumidores. Além da regulação do serviço de distribuição de energia pelos órgãos competentes, os indicadores de confiabilidade podem ser utilizados na identificação de áreas operacionais, subestações e alimentadores com baixo desempenho, auxiliando nas decisões de aplicação de recursos, visando aquisição ou manutenção de equipamentos (SOUDI *et al.*, 1997). Além disso, dados históricos de confiabilidade são essenciais em estudos sobre as causas da ocorrência de distúrbios e suas conseqüências, tanto do ponto de vista do consumidor como da concessionária. Estes dados históricos permitem ainda a identificação de padrões no comportamento sazonal dos sistemas de distribuição, e comparações entre sistemas de diferentes regiões e concessionárias.

A continuidade pode ser quantificada através de índices de individuais ou de conjunto. Os indicadores individuais não serão abordados neste trabalho, pois refletem a confiabilidade do fornecimento considerando consumidores individualmente. Os indicadores de continuidade de conjunto refletem o comportamento médio do fornecimento a um conjunto de consumidores. Define-se como conjunto, uma região, município ou uma zona do sistema que engloba certo número de consumidores, geograficamente vinculados (ANEEL, 2000).

Os indicadores de confiabilidade abordados neste trabalho são classificados de acordo com os parâmetros do sistema utilizados para ponderar os dados relativos à interrupção no fornecimento:

- Indicadores de confiabilidade baseados em consumidores;
- Indicadores de confiabilidade baseados em carga;
- Indicadores de confiabilidade baseados em energia;

3.6.1 Indicadores de Confiabilidade Baseados em Consumidores

São calculados com base na quantidade de consumidores do conjunto e número de consumidores atingidos em cada interrupção. No Brasil, a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, órgão do governo federal responsável por regular e fiscalizar a atuação das concessionárias, estabelece os indicadores de continuidade de conjunto (ANEEL, 2000):

- DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora: Definido como o intervalo de tempo em que, em média, no período de observação, cada unidade consumidora do conjunto considerado foi submetida à descontinuidade do fornecimento de energia elétrica.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{ne} Ce_i te_i}{Cc} \text{ [horas]} \quad (3.9)$$

Onde:

Ce_i = Número de unidades consumidoras interrompidas no evento i .

te_i = Duração de cada evento i [horas].

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocaram interrupções a uma ou mais unidades consumidoras.

ne = Número total de eventos no período considerado.

Cc = Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado.

- FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora: Definido como sendo o número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{ne} Ce_i}{Cc} \quad (3.10)$$

Estes indicadores devem ser apurados e relatados ao órgão regulador mensalmente, considerando as interrupções permanentes ocorridas neste período. Por meio de resoluções específicas (publicadas anualmente), são estabelecidas metas de continuidade (valores máximos por conjunto para cada indicador), de modo que esses devam ser observados com periodicidade mensal, trimestral e anual. A violação de tais metas acarreta na penalização da concessionária, na forma de multas.

O impacto na qualidade do fornecimento de energia decorrente da ocorrência de interrupções temporárias pode ser quantificado através de dois indicadores, conforme definido em IEEE Std.1366, 2003. O indicador MAIFI (*Momentary Average Interruption Frequency Index*) indica a frequência média com que os consumidores são submetidos a interrupções temporárias, considerando cada atuação e religamento efetuada pelo dispositivo de proteção como uma interrupção temporária. O indicador associado à definição de interrupção temporária adotada neste trabalho, conforme estabelecido na seção 3.3, é definido abaixo.

- MAIFI_E – *Momentary Average Interruption Event Frequency Index*: Indica a frequência média da ocorrência de eventos causadores de interrupções temporárias, desconsiderando os eventos que precedem o bloqueio do dispositivo de proteção.

$$MAIFI_E = \frac{\sum_{i=1}^{net} Cet_i}{Cc} \quad (3.11)$$

Onde:

Cet_i = Número de unidades consumidoras interrompidas no evento i .

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocaram interrupções temporárias a uma ou mais unidades consumidoras.

net = Número total de eventos causadores de faltas temporárias, no período considerado.

Cc = Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado.

Deve ser observado, que, havendo o bloqueio dos contatos do dispositivo de proteção na posição aberta – caracterizando uma interrupção permanente – não haverá incremento deste indicador.

3.6.2 Indicadores de Confiabilidade Baseados em Carga

Definidos em IEEE Std.1366, 2003. São calculados considerando a carga total dos consumidores do conjunto e a carga atingida em cada interrupção.

- ASIDI – *Average System Interruption Duration Index*: Definido como o intervalo de tempo, em que, em média, no período de observação considerado, a carga instalada do conjunto sofreu interrupção.

$$ASIDI = \frac{\sum_{i=1}^{ne} Se_i te_i}{Sc} \text{ [minutos]} \quad (3.12)$$

Onde:

Se_i = Carga interrompida no evento i [kVA].

Sc = Carga total do conjunto considerado [kVA].

te_i = Duração de cada evento i [minutos].

- ASIFI – *Average System Interruption Frequency Index*: Definido como a carga média interrompida, no período de observação considerado.

$$ASIFI = \frac{\sum_{i=1}^{ne} Se_i}{Sc} \quad (3.13)$$

3.6.3 Indicadores de Confiabilidade Baseados em Energia

São calculados considerando o somatório da energia não fornecida devido à ocorrência de interrupções.

- ENF – Energia Não Fornecida: Energia total não fornecida, no período de observação considerado, devido à ocorrência de interrupções (LEVITIN *et al.*, 1995).

$$ENF = \sum_{i=1}^{ne} Se_i te_i \text{ [kVA.hora]} \quad (3.14)$$

- CENF – Custos de Não Faturamento da Energia Não Fornecida: Também denominado Custo de Interrupção por Consumidor, reflete o valor monetário da energia não fornecida, não faturados pela concessionária, devido à ocorrência de interrupções, no período de observação considerado (BILLINTON *et al.*, 1996; TENG *et al.*, 2002, 2003).

$$CENF = \sum_{i=1}^{ne} (C_{RES\%i} CE_{RES} + C_{COM\%i} CE_{COM} + C_{IND\%i} CE_{IND}) Se_i te_i \text{ [R\$]} \quad (3.15)$$

Onde:

$C_{RES\%i}$, $C_{COM\%i}$, $C_{IND\%i}$ = Distribuições percentuais de consumidores residenciais, comerciais e industriais interrompidos no evento i .

CE_{RES} , CE_{COM} , CE_{IND} = Custos da energia para consumidores residenciais, comerciais e industriais, respectivamente [R\$/kVAh].

3.7 Considerações Finais

Durante muito tempo os estudos de confiabilidade em sistemas elétricos focaram a geração e a transmissão de energia, devido ao fato de que perturbações nestes componentes do sistema causam impacto em um grande número de consumidores. Logo, a preocupação com a qualidade no fornecimento de energia, em função de distúrbios próximos à carga (ou mesmo causados pela carga), característicos dos sistemas de

distribuição, é relativamente recente. Decorrente deste fato, o baixo nível de automação dos sistemas de distribuição dificulta a obtenção de dados precisos, necessários à implementação de modelos confiáveis para avaliação e otimização do desempenho das mesmas. Uma grande dificuldade é a determinação dos índices que expressam a frequência com que as faltas permanentes e temporárias ocorrem nos trechos da rede. A exatidão destes dados é proporcional aos recursos disponíveis para monitoramento, registro e manutenção de bancos de dados.

Outros parâmetros importantes a serem determinados compreendem os tempos de restabelecimento do fornecimento de energia. Estes podem ser determinados de maneira mais exata, equipando-se as equipes de campo com dispositivos de posicionamento global (GPS), o que possibilita a identificação dos tempos de deslocamento das equipes ao longo do alimentador.

A seleção do indicador de confiabilidade a ser minimizado depende principalmente do objetivo da otimização. Se o foco é satisfazer metas estabelecidas pelo órgão regulador, o indicador a ser utilizado será o definido na respectiva resolução normativa. Pesquisas mostram (IEEE Std.1366, 2003), a prevalência na utilização por concessionárias norte-americanas dos indicadores SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) e SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), conceitualmente equivalentes ao DEC (3.9) e FEC (3.10), respectivamente.

Abordagens com outro propósito deverão considerar a composição dos consumidores do alimentador. Se os consumidores servidos pelo alimentador forem em sua maioria residenciais, provavelmente o indicador a ser utilizado deverá ser baseado em consumidores (DEC ou FEC). Para alimentadores com número relativamente baixo de consumidores, elevada concentração de carga, predominantemente industriais e/ou comerciais, o indicador mais apropriado para avaliação deverá ser baseado em carga (ASIFI ou ASIDI) (IEEE Std.1366, 2003).

Se o objetivo da otimização é considerar a abordagem econômica como auxílio na tomada de decisão para aplicação de recursos (aquisição, instalação ou realocação de dispositivos de proteção e manobras), os indicadores Energia Não Fornecida (3.14) e Custos da Energia Não Fornecida CENF (3.15), podem ser utilizados. Ambos refletem (sob diferentes aspectos), o prejuízo sofrido pela concessionária pelo não faturamento da energia devido à ocorrência de interrupções. O indicador ENF pode ser associado ao custo de aquisição da energia pela concessionária, uma vez que reflete a energia total não fornecida sem distinção entre os tipos de consumidores. Já o indicador CENF expressa diretamente o valor monetário da energia não faturada, devido à distinção entre os diferentes tipos de consumidores.

Para os consumidores industriais, a criticidade dos processos fabris pode ser considerada, de modo a determinar o fator de maior relevância, a duração ou a ocorrência da interrupção. Desta forma, deve ser observado, que a alocação de chaves de manobras tem efeito somente na redução do tempo de interrupção, de modo que os indicadores FEC e ASIFI são insensíveis à instalação desses dispositivos.

4 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

4.1 Considerações Gerais

Neste capítulo primeiramente será definida a forma com que a topologia do alimentador de distribuição é representada, bem como os dados necessários ao processo de otimização da confiabilidade.

São propostas duas metodologias de otimização da confiabilidade, conforme será demonstrado na Seção 4.3. Na primeira, a confiabilidade é caracterizada somente pela ocorrência de interrupções permanentes no fornecimento de energia. Essa metodologia contempla a prática predominante do emprego do esquema de proteção coordenado, e prioriza a minimização dos indicadores de confiabilidade que atualmente são avaliados para fins de regulação do serviço de distribuição de energia.

A segunda abordagem caracteriza a confiabilidade de forma mais ampla, considerando inclusive a ocorrência de interrupções temporárias no fornecimento de energia. Como a frequência com que as interrupções desta natureza ocorrem depende do esquema de proteção adotado (coordenado ou seletivo), foi incorporada ao processo de otimização a definição do esquema de proteção a ser empregado nos religadores a serem alocados, bem como no disjuntor da subestação. Tendo em vista estes serem objetivos conflitantes, torna-se necessário o emprego de uma metodologia de otimização multiobjetivo.

Conforme será exposto no Capítulo 5, os métodos de busca são direcionados por uma ou duas funções objetivo, que efetuam a avaliação de várias possíveis soluções, cada qual correspondendo a uma configuração de tipos e localizações de dispositivos de proteção e manobras no alimentador. A forma como essa informação é codificada e avaliada pelas funções objetivo são expostas nas Seções 4.3 e 4.5, respectivamente. As restrições por sua vez, são definidas na Seção 4.6.

A avaliação das possíveis soluções através das funções objetivo é baseada na formação de conjuntos numéricos, que trazem informações específicas de cada solução, conforme será exposto na Seção 4.4. As definições matemáticas de tais conjuntos, bem como das funções objetivo e restrições foram formuladas com base na teoria dos conjuntos e elementos de lógica matemática (HALMOS, 1960), visando à interpretação mais clara da modelagem matemática do problema.

4.2 Representação da Topologia do Alimentador de Distribuição

A avaliação e a otimização da confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição dependem de uma representação da topologia do alimentador, na qual os parâmetros relevantes são organizados de modo que a manipulação dos dados seja efetuada de forma eficiente, durante a execução do algoritmo. Estes parâmetros incluem informações que definem as conexões entre os componentes da rede, localização das cargas e consumidores, comprimento de cada seção, entre outros. Neste trabalho, o alimentador de distribuição é representado como um grafo direcionado, composto por nós e arestas. Cada aresta é limitada por um nó de origem e um nó de destino.

Nesta representação, os nós correspondem às barras do alimentador, que podem ser pontos de conexão de carga (transformador ou entrada primária), pontos de derivação dos ramais, ou mesmo pontos arbitrários da rede. As arestas do grafo correspondem às seções da rede, compostas pelos condutores que conectam duas barras consecutivas.

Na Figura 4.1 é mostrada a representação unifilar de parte de um alimentador de distribuição. Os dispositivos de proteção e manobras instalados são identificados por siglas, conforme mostrado na legenda. As chaves de manobras “normalmente abertas” – identificadas pela sigla CHM (NA) – caracterizam pontos de interligação entre este, e um ou mais alimentadores.

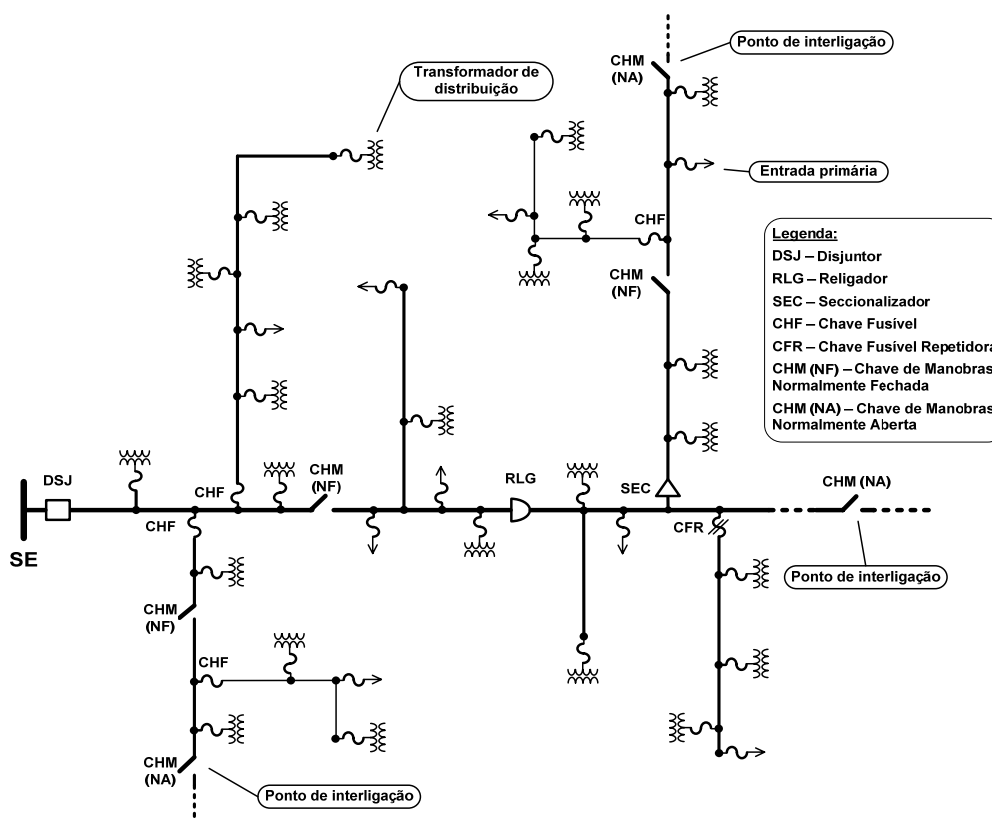


Figura 4.1 – Representação unifilar de parte de um alimentador de distribuição.

A representação do alimentador na forma de barras e seções é mostrada na Figura 4.2. Os transformadores de distribuição e entradas primárias correspondem aos pontos de conexão de carga, cada qual associado a uma barra. As chaves fusíveis de proteção individual destes foram suprimidas, tendo em vista que estas possuem localizações fixas (são instaladas no primário dos transformadores, e nos pontos de derivação das entradas primárias). Logo, a existência das mesmas não é considerada no processo de otimização. A posição em que cada dispositivo de proteção e manobras é alocado é definida como sendo no início de uma seção, imediatamente a jusante da barra de origem da mesma. Os pontos de interligação entre alimentadores distintos são representados pelas barras imediatamente à montante das chaves de manobras “normalmente abertas” – CHM (NA) –, sendo essas barras denominadas “barras de interligação”.

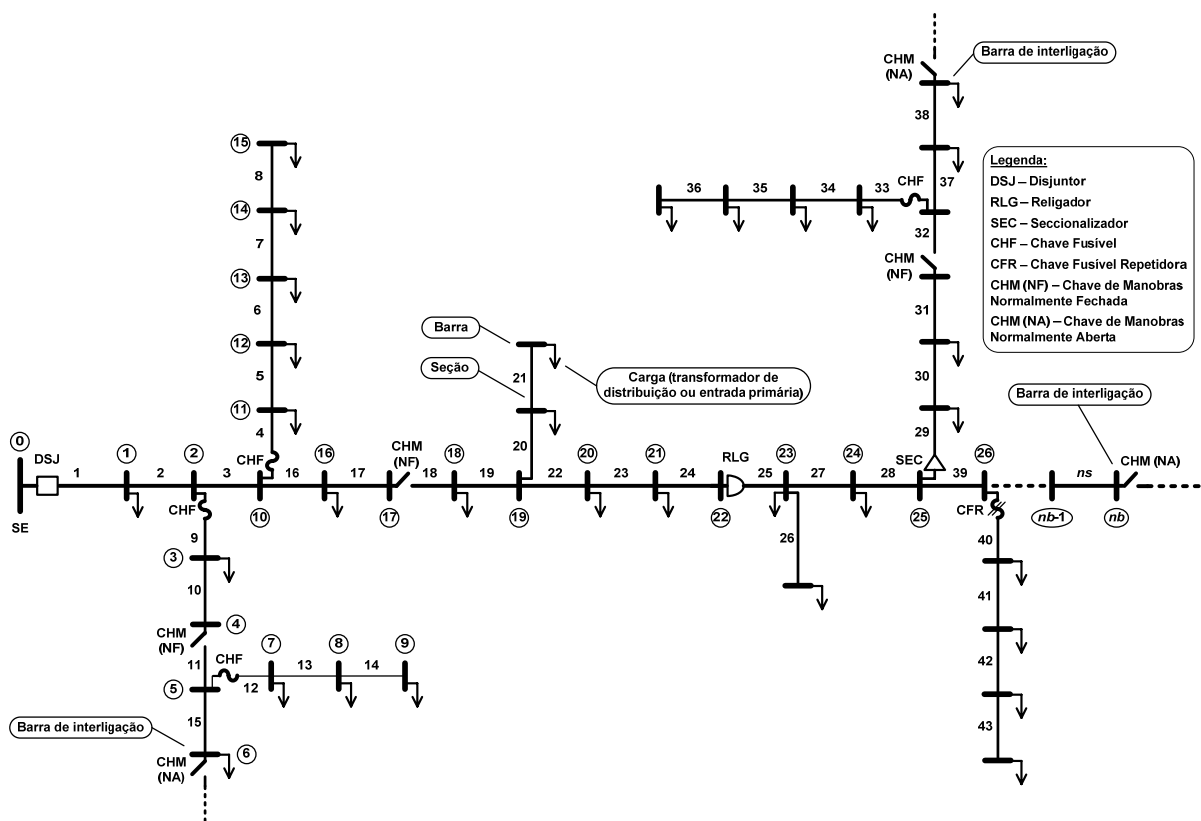


Figura 4.2 – Representação do alimentador na forma de barras e seções.

O alimentador é composto por nb barras que definem ns seções, sendo cada barra identificada por um valor numérico inteiro ($1 \dots nb$). Desta forma, a representação da topologia do alimentador é definida através de uma matriz, denominada matriz *Topologia* (T), com dimensão $2 \times ns$. Cada coluna da matriz é associada a uma seção do alimentador, sendo que o elemento da primeira linha corresponde à identificação numérica da sua barra de origem, e o elemento da segunda linha corresponde à identificação numérica da sua barra de destino. Conseqüentemente, a posição de cada coluna da matriz identifica

numericamente a seção correspondente. A Figura 4.3 mostra a estrutura da matriz T , associada ao alimentador representado na Figura 4.2.

$$|T| = \begin{array}{cccccccccccccccccccc} \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ ns \end{array} & \begin{array}{c} 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 15 \\ 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 16 \\ 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} 17 \\ \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} \dots \\ nb \end{array} & \begin{array}{c} nb-1 \\ nb \end{array} \end{array} \begin{array}{l} \rightarrow \text{Seção} \\ \rightarrow \text{Barra de origem} \\ \rightarrow \text{Barra de destino} \end{array}$$

Figura 4.3 – Matriz Topologia (T) associada ao alimentador representado na Figura 4.2.

Cada seção i ($i=1...ns$) caracteriza um ponto candidato à alocação de dispositivo de proteção ou chave manobras. As cargas e número de consumidores, inicialmente foram considerados parâmetros associados a cada barra do sistema. Entretanto, nesta representação, estes podem ser considerados como parâmetros concentrados em um ponto da seção imediatamente a montante de cada barra, conforme é mostrado na Figura 4.4. Além destes, os seguintes parâmetros são associados a cada seção i do alimentador:

- Comprimento (ℓ_i) [km].
- Taxa de faltas permanentes (λ_i) [faltas.km/ano].
- Taxa de faltas temporárias (γ_i) [faltas.km/ano].
- Carga instalada (S_i) [kVA].
- Número de consumidores (C_i).
- Distribuição percentual de consumidores residenciais, comerciais e industriais ($C_{RES(\%)i}$, $C_{COM(\%)i}$, $C_{IND(\%)i}$).
- Tempo médio de deslocamento da equipe de manutenção (t_{DESLi}) [horas].
- Correntes de carga e de curto-circuito mínima e máxima (IC_i , ICC_{MINi} , ICC_{MAXi}) [A].

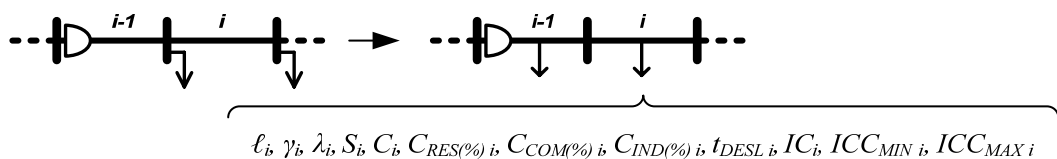


Figura 4.4 – Parâmetros associados às seções do alimentador.

A organização destes parâmetros na forma matricial define a “Matriz Parâmetros” (P), cuja estrutura é mostrada na Figura 4.5.

	1	2	...	i	...	ns	→ Seção
$ P =$	ℓ_1	ℓ_2	...	ℓ_i	...	ℓ_{ns}	→ Comprimento [km]
	λ_1	λ_2	...	λ_i	...	λ_{ns}	→ Taxa de faltas permanentes [faltas/km.ano]
	γ_1	γ_2	...	γ_i	...	γ_{ns}	→ Taxa de faltas temporárias [faltas/km.ano]
	S_1	S_2	...	S_i	...	S_{ns}	→ Carga [kVA]
	C_1	C_2	...	C_i	...	C_{ns}	→ Número de consumidores
	$C_{RES(\%)1}$	$C_{RES(\%)2}$...	$C_{RES(\%)i}$...	$C_{RES(\%)ns}$	→ Distribuição percentual de consumidores residenciais
	$C_{COM(\%)1}$	$C_{COM(\%)2}$...	$C_{COM(\%)i}$...	$C_{COM(\%)ns}$	→ Distribuição percentual de consumidores comerciais
	$C_{IND(\%)1}$	$C_{IND(\%)2}$...	$C_{IND(\%)i}$...	$C_{IND(\%)ns}$	→ Distribuição percentual de consumidores industriais
	t_{DESL1}	t_{DESL2}	...	t_{DESLi}	...	t_{DESLns}	→ Tempo de deslocamento da equipe de manutenção [horas]
	IC_1	IC_2	...	IC_i	...	IC_{ns}	→ Corrente de carga [A]
	ICC_{MIN1}	ICC_{MIN2}	...	ICC_{MINi}	...	ICC_{MINns}	→ Corrente de curto-circuito mínima [A]
	ICC_{MAX1}	ICC_{MAX2}	...	ICC_{MAXi}	...	ICC_{MAXns}	→ Corrente de curto-circuito máxima [A]

Figura 4.5 – Matriz Parâmetros (P), associada ao alimentador representado na Figura 4.2.

A caracterização da topologia do alimentador completa-se com a representação dos pontos de interligação entre o alimentador sob estudo e o(s) alimentador(es) adjacente(s). Da mesma forma com que os parâmetros de cada barra do sistema foram considerados concentrados nas seções imediatamente à sua montante (Figura 4.4), as barras de interligação são consideradas como seções de interligação. Desta forma, define-se a matriz denominada “Matriz Seções de Interligação” (SI), com dimensão $2 \times nsi$, onde nsi é o número de seções de interligação. A primeira linha da matriz é composta pelas identificações numéricas das seções si_k ($k=1...nsi$) com destino em cada barra de interligação. A segunda linha da matriz é composta pelas capacidades de reserva (CR_k) associadas a cada ponto de interligação, definidas como as cargas máximas [kVA] que podem ser supridas através destes, considerando os fatores:

- Capacidade de sobrecarga do transformador da subestação, no caso de os alimentadores a serem interligados serem provenientes de diferentes subestações.
- Limite térmico dos condutores do alimentador que supre o ponto de interligação.
- Máxima queda de tensão permissível na barra de interligação.

Desta forma, a capacidade de reserva associada a cada seção de interligação deve ser definida como a máxima carga que pode ser suprida, sem que haja violação das restrições acima estabelecidas. A estrutura da matriz SI é mostrada na Figura 4.6.

	1	2	...	k	...	nsi	→ identificação da seção de interligação
$ SI =$	15	38	...	si_k	...	ns	→ Seção de interligação
	CR_1	CR_2	...	CR_k	...	CR_{nsi}	→ Capacidade de reserva [kVA]

Figura 4.6 – Matriz Seções de Interligação (SI), associada ao alimentador representado na Figura 4.2.

4.3 Caracterização do Problema e Representação das Soluções

Neste trabalho a confiabilidade é otimizada com base na definição dos tipos e locais de instalação dos dispositivos de proteção e manobras no alimentador. Este é notadamente um problema combinatório, abordado a partir de duas metodologias, de acordo com o número de objetivos:

- Otimização com objetivo único:

Nesta abordagem, é considerada somente a ocorrência de interrupções permanentes no fornecimento de energia. Neste caso, o esquema de proteção a ser adotado nos religadores e no disjuntor da subestação é pré-definido (coordenado ou seletivo), sendo o esquema escolhido empregado em todos os religadores alocados no processo de otimização. Existe a possibilidade de serem mantidas fixas as posições de religadores (e dos demais dispositivos de proteção e manobras). Neste caso, os esquemas de proteção a serem empregados nestes religadores podem ser diferentes dos empregados nos religadores a serem alocados.

Essa formulação resulta em um modelo de programação cujo objetivo é a minimização da função não-linear, descontínua e não-diferenciável, com variáveis reais e inteiras (4.1), definida a partir de um dos indicadores de confiabilidade que consideram somente a ocorrência de interrupções permanentes (DEC, FEC, ASIDI, ASIFI, ENF ou CENF), definidos na Seção 3.6.

$$\min f(\mathbf{x}) \quad (4.1)$$

$$\mathbf{x} = \{x_i \in \mathbb{N} : (1 \leq i \leq ns) \wedge (0 \leq x_i \leq 6)\} \quad (4.2)$$

Sujeita às restrições não-lineares $r_n(\mathbf{x})$:

$$\sum_{n=1}^{nr} r_n(\mathbf{x}) \leq 0 \quad (4.3)$$

Onde ns é o número de seções do alimentador e nr é o número de restrições impostas ao vetor solução \mathbf{x} . O operador proposicional lógico (\wedge) empregado em (4.2), denota o produto lógico ("E") das proposições que definem a variável \mathbf{x} , através de suas componentes x_i . Este, bem como o operador proposicional de soma lógica (\vee) ("OU"), serão amplamente empregados neste capítulo.

- Otimização com duplo objetivo:

A metodologia de otimização com duplo objetivo considera a ocorrência de interrupções permanentes e temporárias do fornecimento de energia. Desta forma, além da definição dos tipos e localizações dos dispositivos de proteção e manobras, é definido o esquema de proteção a ser empregado nos religadores, bem como no disjuntor da subestação. De forma semelhante ao processo de otimização com objetivo único, podem ser mantidas fixas as posições de alguns religadores no alimentador. Neste caso, o esquema de proteção adotado nestes religadores pode ser pré-definido (seletivo ou coordenado) ou definido pelo processo de otimização.

Esta abordagem considera a minimização simultânea de duas funções objetivo, ambas não-lineares, descontínuas e não-diferenciáveis, com variáveis reais e inteiras, que são agregadas no vetor de objetivos (4.4):

$$\min f(\mathbf{x}) = (f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x})) \quad (4.4)$$

Sujeita às restrições não-lineares $r_n(\mathbf{x})$ (4.3), onde \mathbf{x} é definido em (4.2). A função $f_1(\mathbf{x})$ é definida a partir de um dos indicadores de confiabilidade: DEC, FEC, ASIDI, ASIFI, ENF ou CENF, da mesma forma que a otimização com objetivo único. A função $f_2(\mathbf{x})$ é definida pelo indicador MAIFI_E (3.11).

De acordo com (4.2), as componentes da solução \mathbf{x} assumem valores numéricos inteiros, no intervalo [0,6]. Como cada componente $x_i \in \mathbf{x}$ corresponde a uma seção do alimentador ($i=1...ns$), os valores numéricos que estas assumem indicam um determinado dispositivo alocado na seção i , como definido em (4.5).

$$\forall_{1 \leq i \leq ns} x_i \in \mathbf{x}$$

$$x_i = \begin{cases} 0 \Leftrightarrow \text{Não há dispositivo alocado na seção } i. \\ 1 \Leftrightarrow \text{Religador com curva rápida habilitada (RLGH) alocado na seção } i. \\ 2 \Leftrightarrow \text{Religador com curva rápida desabilitada (RLGD) alocado na seção } i. \\ 3 \Leftrightarrow \text{Seccionalizador (SEC) alocado na seção } i. \\ 4 \Leftrightarrow \text{Chave fusível repetidora (CFR) alocada na seção } i. \\ 5 \Leftrightarrow \text{Chave fusível (CHF) alocada na seção } i. \\ 6 \Leftrightarrow \text{Chave de manobras (CHM) alocada na seção } i. \end{cases} \quad (4.5)$$

Conforme visto no Capítulo 2, o esquema de proteção adotado em um religador é definido pela habilitação ou não da sua curva rápida de atuação. Como a avaliação das funções objetivo consideram o esquema de proteção adotado, o religador é representado como dois dispositivos distintos: religador com a curva rápida habilitada (RLGH) e religador com a curva rápida desabilitada (RLGD). Do mesmo modo, o conjunto disjuntor – relés de sobrecorrente – relé de religamento instalados na subestação, podem ser representados

como um religador com a curva rápida habilitada ou desabilitada, alocado na primeira seção do alimentador ($x_i=1$ ou $x_i=2$). Essa consideração pode ser efetuada sem prejuízo à modelagem do problema, tendo em vista a semelhança funcional entre estes dispositivos.

4.4 Definição dos Conjuntos de Blocos, Zonas de Proteção, Zonas de Chaveamento e Seções a Jusante

A formulação e avaliação das funções objetivo são baseadas em conjuntos numéricos, definidos com os propósitos de efetuar a modelagem do comportamento dos dispositivos de proteção frente às faltas, avaliar o número de consumidores (carga ou energia) interrompidos, bem como as possibilidades de chaveamento, na ocorrência de interrupções. Tais conjuntos são denominados conjuntos de *blocos*, *zonas de proteção*, *zonas de chaveamento* e *conjuntos de seções a jusante*. Estes são compostos pelas identificações numéricas de seções do alimentador, associadas a cada dispositivo de proteção e/ou chave de manobras.

O número de dispositivos de proteção e chaves de manobras alocados no alimentador pode ser expresso através do número componentes $x_i \in \mathbf{x}$, que assumem os valores numéricos definidos em (4.5):

$$\forall_{1 \leq i \leq ns}$$

$$n_{RLGH} = |\{i : x_i = 1\}| \quad (4.6)$$

$$n_{RLGD} = |\{i : x_i = 2\}| \quad (4.7)$$

$$n_{SEC} = |\{i : x_i = 3\}| \quad (4.8)$$

$$n_{CFR} = |\{i : x_i = 4\}| \quad (4.9)$$

$$n_{CHF} = |\{i : x_i = 5\}| \quad (4.10)$$

$$n_{CHM} = |\{i : x_i = 6\}| \quad (4.11)$$

Onde n_{RLGH} é o número de religadores com a curva rápida habilitada, n_{RLGD} é o número de religadores com a curva rápida desabilitada, n_{SEC} é o número de seccionalizadores, n_{CFR} é o número de chaves fusíveis repetidoras, n_{CHF} é o número de chaves fusíveis e n_{CHM} é o número de chaves de manobras. Nestas expressões, as barras verticais denotam a cardinalidade (número de elementos) de cada conjunto.

Um **bloco** (\mathbf{B}_j) associado ao dispositivo de proteção ou manobras j , ($j=1\dots n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}$) é um conjunto de seções do alimentador, composto pela seção na qual o dispositivo j encontra-se alocado, e pelas seções a jusante – e contíguas – à mesma. O término de um bloco é definido na seção imediatamente a montante da qual se inicia um bloco associado a um dispositivo a jusante do dispositivo j . As definições matemáticas dos blocos associados a cada tipo de dispositivo de proteção e chaves de manobras são dadas pelas expressões (4.12) a (4.17).

$$\forall_{\substack{1 \leq j \leq n_{RLGH} \\ 1 \leq i \leq n_S}} \mathbf{B}_j = \{i' \cup i : (\exists_{i'} x_{i'} = 1) \wedge (x_i = 0) \wedge (i' \prec i)\} \quad (4.12)$$

$$\forall_{\substack{n_{RLGD}+1 \leq j \leq n_{RLGD}+n_{RLGH} \\ 1 \leq i \leq n_S}} \mathbf{B}_j = \{i' \cup i : (\exists_{i'} x_{i'} = 2) \wedge (x_i = 0) \wedge (i' \prec i)\} \quad (4.13)$$

$$\forall_{\substack{n_{RLGD}+n_{RLGH}+1 \leq j \leq n_{RLGD}+n_{RLGH}+n_{SEC} \\ 1 \leq i \leq n_S}} \mathbf{B}_j = \{i' \cup i : (\exists_{i'} x_{i'} = 3) \wedge (x_i = 0) \wedge (i' \prec i)\} \quad (4.14)$$

$$\forall_{\substack{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+1 \leq j \leq n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR} \\ 1 \leq i \leq n_S}} \mathbf{B}_j = \{i' \cup i : (\exists_{i'} x_{i'} = 4) \wedge (x_i = 0) \wedge (i' \prec i)\} \quad (4.15)$$

$$\forall_{\substack{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+1 \leq j \leq n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF} \\ 1 \leq i \leq n_S}} \mathbf{B}_j = \{i' \cup i : (\exists_{i'} x_{i'} = 5) \wedge (x_i = 0) \wedge (i' \prec i)\} \quad (4.16)$$

$$\forall_{\substack{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CHR}+n_{CHF}+1 \leq j \leq n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CHR}+n_{CHF}+n_{CHM} \\ 1 \leq i \leq n_S}} \mathbf{B}_j = \{i' \cup i : (\exists_{i'} x_{i'} = 6) \wedge (x_i = 0) \wedge (i' \prec i)\} \quad (4.17)$$

Essas expressões definem que um bloco \mathbf{B}_j é caracterizado pela existência de uma (única) seção i' na qual se encontra alocado um dispositivo de proteção ou chave de manobras ($x_{i'}=1\dots 6$). O bloco é composto pela seção i' e pelas seções i , nas quais não há dispositivos de proteção ou manobras alocados ($x_i=0$). O operador precedência (\prec) estabelece que cada seção i localiza-se a jusante da seção i' (i' precede i).

Os conjuntos **zona de proteção** (\mathbf{ZP}_j) são compostos pelas seções do alimentador protegidas por dispositivos de proteção com capacidade de efetuar religamentos. Estes conjuntos são determinados somente para os dispositivos com essa capacidade (RLGH, RLGD e CFR).

No caso dos religadores, as seções que compõe a zona de proteção são determinadas a partir do ajuste da corrente de atuação da unidade de terra, e das correntes de curto-circuito fase-terra mínimas a jusante. Especificamente, por todas as seções a

jusante nas quais a corrente de curto-circuito mínima é igual ou superior a corrente de ajuste de disparo à terra do religador (ou do disjuntor-relé da subestação).

Para fins de modelagem (considerando que os religadores irão operar de forma coordenada), define-se que a zona de proteção do RLGH termina quando se inicia a zona de proteção de outro RLGH (4.18).

$$\forall_{\substack{1 \leq j \leq n_{RLGH} \\ 1 \leq i \leq n_S}} \mathbf{ZP}_j = \left\{ i' \cup i : (\exists_{i'} x_{i'} = 1) \wedge (I_{AJj} \leq ICC_{MINi}) \wedge (x_i \neq 1) \wedge (i' \prec i) \right\} \quad (4.18)$$

Onde i' é a seção em que o RLGH encontra-se alocado, I_{AJj} é o ajuste da corrente de disparo à terra e ICC_{MINi} é a corrente de curto-circuito mínimo na seção i , a jusante de i' .

A zona de proteção é definida considerando a corrente de curto-circuito fase-terra por este ser o tipo de falta mais comum nos sistemas de distribuição. A corrente de ajuste pode ser definida de duas formas. A primeira é especificando-se um valor de ajuste para cada seção do alimentador. A segunda consiste na aproximação da corrente de ajuste pela especificação de um fator de desequilíbrio de carga (f_d) e de um fator de segurança (f_s). Esses fatores são multiplicados pela corrente de carga na seção em que o religador encontra-se alocado, e o resultado equivale ao ajuste da corrente de disparo à terra (4.19).

$$I_{AJj} = f_s f_d IC_{i'} \quad (4.19)$$

Onde $IC_{i'}$ é a corrente de carga na seção i' .

No caso do RLGD, define-se que a zona de proteção termina na seção imediatamente à montante da seção na qual esteja alocado qualquer dispositivo de proteção, excluindo-se os seccionalizadores (4.20).

$$\forall_{\substack{n_{RLGH} + 1 \leq j \leq n_{RLGD} + n_{RLGH} \\ 1 \leq i \leq n_S}} \mathbf{ZP}_j = \left\{ i' \cup i : (\exists_{i'} x_{i'} = 2) \wedge (I_{AJj} \leq ICC_{MINi}) \wedge ((x_i = 0) \vee (x_i = 3) \vee (x_i = 6)) \wedge (i' \prec i) \right\} \quad (4.20)$$

Se houver seletividade entre a chave fusível repetidora (CFR) e as chaves fusíveis (CHF) alocadas à jusante, a CFR não deve atuar para faltas a jusante da CHF. Logo a zona de proteção da CFR é composta pelas seções a jusante da qual a mesma encontra-se alocada, até a seção imediatamente a montante da qual se encontra alocada uma CHF ou outra CFR (4.21).

$$\forall_{\substack{n_{RLGH} + n_{RLGD} + n_{SEC} + 1 \leq j \leq n_{RLGH} + n_{RLGD} + n_{SEC} + n_{CFR} \\ 1 \leq i \leq n_S}} \mathbf{ZP}_j = \left\{ i' \cup i : (\exists_{i'} x_{i'} = 4) \wedge (x_i \neq 5) \wedge (x_i \neq 4) \wedge (i' \prec i) \right\} \quad (4.21)$$

Somente é considerada a existência de CHF a jusante de CFR, pelo fato de que a alocação de RLGH, RLGD e SEC a jusante de uma CFR constitui uma restrição à solução do problema, conforme será exposto na Seção 4.6.

A ocorrência de uma falta em uma seção do alimentador pertencente a um bloco associado a um dispositivo de proteção causa a atuação do dispositivo. Desta forma, se for gerada uma interrupção permanente, esta afetará todos os consumidores a jusante do dispositivo de proteção. O fornecimento de energia poderá ser restabelecido à parte destes consumidores enquanto estiver sendo efetuado o reparo na seção sob falta, se a jusante da mesma houver um ou mais dispositivos de manobras, e uma ou mais seções de interligação. Além disso, a capacidade de reserva associada à seção de interligação deve ser suficiente para suprir a carga a ser restabelecida. Considera-se que manobras de chaveamento possam ser efetuadas por religadores (RLGH e RLGD), seccionalizadores (SEC) e chaves de manobras (CHM). O conjunto de seções do alimentador nas quais o restabelecimento do fornecimento de energia é possível (quando observadas as restrições supracitadas) caracteriza uma **zona de chaveamento**. As zonas de chaveamento são associadas a cada dispositivo de proteção e chave de manobras. A expressão (4.22) define o conjunto zona de chaveamento (ZC_j), associado a cada RLGH.

$$\forall_{\substack{1 \leq j \leq n_{RLGH} \\ 1 \leq i' \leq ns \\ 1 \leq k \leq nsi}} ZC_j = \{i'' \cup i : p_1 \wedge p_2 \wedge p_3 \wedge p_4 \wedge p_5 \wedge p_6\} \quad (4.22)$$

$$\begin{aligned} p_1 &: \exists_{i'} x_{i'} = 1 \\ p_2 &: \exists_{i''} i' \prec i'' \\ p_3 &: \exists_{i''} ((x_{i''} = 1) \vee (x_{i''} = 2) \vee (x_{i''} = 3) \vee (x_{i''} = 6)) \\ p_4 &: \exists_k i'' \prec si_k \\ p_5 &: \exists_k \left(\sum_{i=i''}^{si_k} S_i \leq CR_k \right) \\ p_6 &: i'' \prec i \end{aligned}$$

A proposição p_1 define a existência do RLGH, alocado na seção i' . A jusante do mesmo deve haver uma seção i'' (p_2), onde se encontra um dispositivo de manobras alocado ($x_{i''}=1$, $x_{i''}=2$, $x_{i''}=3$ ou $x_{i''}=6$, de acordo com p_3). A jusante do dispositivo de manobras deve haver uma seção de interligação si_k ($k=1...nsi$, onde k é o índice que indica um elemento da matriz Seções de Interligação, e nsi é o número de seções de interligação), conforme estabelece p_4 . A proposição p_5 define que o somatório das cargas instaladas nas seções i , que compreendem as seções desde i'' até a seção de interligação si_k , deve ser menor ou igual à capacidade de reserva da seção de interligação (CR_k). A proposição p_6 indica que as seções i , a serem restabelecidas, localizam-se a jusante do dispositivo de manobras, alocado em i'' .

Para os demais dispositivos de proteção, os conjuntos ZC_j são definidos da mesma forma, porém, x_j assume os diferentes valores que identificam cada dispositivo.

Na determinação de ZC_j para as CHM deve ser considerado que a ocorrência de uma falta em um bloco associado a uma CHM, que resultar numa interrupção permanente, desligará todos os consumidores a jusante do dispositivo de proteção que eliminou a falta. Com a abertura da chave de manobras, a seção sob falta pode ser isolada. Desta forma, com o rearme do dispositivo de proteção, os consumidores localizados nas seções a jusante deste e a montante da CHM, podem ser restabelecidos enquanto o reparo da seção sob falta estiver sendo efetuado. Além disso, se as condições impostas na expressão (4.22) forem satisfeitas, outra porção de consumidores pode ser restabelecida (4.23).

$$\begin{aligned} \forall & \begin{matrix} n_{RLGH} + n_{RLGD} + n_{SEC} + n_{CFR} + n_{CHF} + 1 \leq j \leq n_{RLGH} + n_{RLGD} + n_{SEC} + n_{CFR} + n_{CHF} + n_{CHM} \\ 1 \leq i \leq ns \\ 1 \leq i'' \leq ns \\ 1 \leq k \leq nsi \end{matrix} \\ ZC_j = & \left\{ (i'' \cup i : p_1 \wedge p_2 \wedge p_3 \wedge p_4 \wedge p_5) \cup \right. \\ & \left. (i''' \cup i'''' : p_1 \wedge p_6 \wedge p_7 \wedge p_8 \wedge p_9) \right\} \end{aligned} \quad (4.23)$$

$$\begin{aligned} p_1 : & \exists_i, x_i = 6 \\ p_2 : & \exists_{i''} i' \prec i'' \\ p_3 : & \exists_{i''} ((x_{i''} = 1) \vee (x_{i''} = 2) \vee (x_{i''} = 3) \vee (x_{i''} = 6)) \\ p_4 : & \exists_k i'' \prec si_k \\ p_5 : & \exists_k \left(\sum_{i=i''}^{si_k} S_i \leq CR_k \right) \\ p_6 : & i'' \prec i \\ p_7 : & \exists_{i'''} i'''' \prec i' \\ p_8 : & \exists_{i'''} ((x_{i'''} = 1) \vee (x_{i'''} = 2) \vee (x_{i'''} = 3) \vee (x_{i'''} = 4) \vee (x_{i'''} = 5)) \\ p_9 : & i''' \prec i'''' \prec i'' \end{aligned}$$

O conjunto é composto pela união de dois subconjuntos de seções. O primeiro subconjunto, denotado por $i'' \cup i$ corresponde às seções a serem restabelecidas a jusante da CHM. A formação deste subconjunto é idêntica à expressão (4.22). Logo, as proposições p_1 a p_6 foram anteriormente comentadas. O subconjunto $i''' \cup i''''$ corresponde às seções a serem restabelecidas entre o dispositivo de proteção que atua na eliminação da falta, e a CHM. A proposição p_7 define a que a seção i''' , na qual o dispositivo de proteção encontra-se alocado ($x_{i'''}=1, x_{i'''}=2, x_{i'''}=3, x_{i'''}=4$ ou $x_{i'''}=5$, de acordo com p_8) localiza-se a montante de i' . A proposição p_9 indica as localizações relativas das seções i'''' , a serem restabelecidas, ou seja, entre o dispositivo de proteção e a CHM.

As zonas de chaveamento são empregadas na avaliação da função objetivo definida por um dos indicadores que consideram a ocorrência de interrupções permanentes. Como na determinação desses conjuntos é considerada a restrição da capacidade de reserva das

seções de interligação, essa restrição não será violada, tornando desnecessária sua avaliação e aplicação de penalizações, ao contrário das demais restrições.

Os **conjuntos de seções a jusante** (\mathbf{SJ}_j), são compostos pelas seções do alimentador a jusante de cada dispositivo de proteção e chaves de manobras, conforme definido em (4.24), para os RLGH.

$$\forall_{\substack{1 \leq j \leq n_{RLGH} \\ 1 \leq i \leq n_S}} \mathbf{SJ}_j = \{i' \cup i : (\exists_{i'} x_{i'} = 1) \wedge (i' < i)\} \quad (4.24)$$

Para os demais dispositivos, os conjuntos \mathbf{SJ}_j são definidos da mesma forma, porém, $x_{i'}$ assume os diferentes valores que identificam cada dispositivo de proteção e chave manobras.

4.5 Funções Objetivo

Nesta seção será descrito o modo como as funções objetivo são avaliadas nos processos de otimização com objetivo único e duplo. Primeiramente serão expostas as formulações das funções objetivo que consideram a ocorrência de interrupções permanentes, e posteriormente, a formulação da função objetivo definida pelo indicador MAIFI_E . O desenvolvimento das equações será demonstrado somente para os indicadores DEC, FEC e MAIFI_E , sendo os demais indicadores desenvolvidos de forma semelhante ao DEC e FEC.

De acordo com o parâmetro a ser minimizado (carga ou número de consumidores interrompidos, energia ou custo da energia não fornecida), as funções f (4.1) e f_i (4.4) são definidas a partir de um dos indicadores de confiabilidade (4.25), (4.26), (4.27), (4.28), (4.29) ou (4.30). Nesta seção, para maior simplicidade, a função f_i será referenciada por f .

$$f = DEC = \frac{\sum_{i=1}^{ne} C_i t_i}{C_t} \text{ [horas]} \quad (4.25)$$

$$f = FEC = \frac{\sum_{i=1}^{ne} C_i}{C_t} \quad (4.26)$$

$$f = ASIDI = \frac{\sum_{i=1}^{ne} S_i t_i}{S_t} \text{ [minutos]} \quad (4.27)$$

$$f = ASIFI = \frac{\sum_{i=1}^{ne} S_i}{S_t} \quad (4.28)$$

$$f = ENF = \sum_{i=1}^{ne} S_i t_i \text{ [kVA.hora]} \quad (4.29)$$

$$f = CENF = \sum_{i=1}^{ne} \left(C_{RES(\%)i} CE_{RES} + C_{COM(\%)i} CE_{COM} + C_{IND(\%)i} CE_{IND} \right) S_i t_i \text{ [R\$]} \quad (4.30)$$

Onde:

C_i = Número de unidades consumidoras interrompidas no evento i .

t_i = Duração de cada evento i [horas].

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocaram interrupções a uma ou mais unidades consumidoras.

ne = Número total de eventos no período considerado.

C_t = Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado.

S_i = Carga interrompida no evento i [kVA].

S_t = Carga total do conjunto considerado [kVA].

CE_{RES} , CE_{COM} , CE_{IND} = Custos da energia para consumidores residenciais, comerciais e industriais, respectivamente [R\$/kVA.hora].

$C_{RES(\%)i}$, $C_{COM(\%)i}$, $C_{IND(\%)i}$ = Distribuições percentuais de consumidores residenciais, comerciais e industriais interrompidos no evento i .

Nesta forma os indicadores são avaliados considerando eventos ocorridos em um dado intervalo de apuração. Para que seja possível a estimação dos indicadores, a ocorrência de interrupções é ponderada através das taxas de faltas permanentes (λ) e temporárias (γ) em cada seção do alimentador. Essas taxas, multiplicadas pelo comprimento de cada seção (ℓ) definem a frequência com que as faltas ocorrem durante um determinado período. Considerando as taxas de faltas, os indicadores (4.25) e (4.26) podem ser estimados pelo somatório das contribuições de cada seção da rede (4.31) (4.32).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{ns} (\lambda_i + \gamma_i) \ell_i C_i t_i}{C_t} \text{ [faltas.horas/ano]} \quad (4.31)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{ns} (\lambda_i + \gamma_i) \ell_i C_i}{C_t} \text{ [faltas/ano]} \quad (4.32)$$

Onde, C_i é o número de unidades consumidoras interrompidas devido à ocorrência de faltas na seção i do alimentador, t_i é o tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia [horas], ℓ_i é o comprimento da seção [km] e ns é o número de seções do alimentador.

Considerando que cada seção i do alimentador ($1...ns$) pertence necessariamente a um bloco \mathbf{B}_j , associado a um dispositivo de proteção ou manobras ($j=1...n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}$), o indicador (4.31) pode ser estimado avaliando-se as contribuições das seções pertencentes a cada bloco (4.33).

$$DEC = \frac{I}{C_i} \left[\sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}} \sum_{i \in \mathbf{B}_j} (\lambda_i + \gamma_i) \ell_i C_i t_i \right] \quad (4.33)$$

A avaliação do indicador (4.32) é efetuada considerando separadamente as contribuições das seções pertencentes aos blocos definidos pelos dispositivos de proteção ($j=1...n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}$), e pelas chaves de manobras ($j=n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+1...n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}$) (4.34).

$$FEC = \frac{I}{C_i} \left[\sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}} \sum_{i \in \mathbf{B}_j} (\lambda_i + \gamma_i) \ell_i C_i + \sum_{j=n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}} \sum_{i \in \mathbf{B}_j} (\lambda_i + \gamma_i) \ell_i C_i \right] \quad (4.34)$$

O número de unidades consumidoras interrompidas (C_i) devido à ocorrência de faltas na seção $i \in \mathbf{B}_j$ pode ser expressa através dos conjuntos seções a jusante ($\mathbf{S}\mathbf{J}_j$) e zonas de chaveamento ($\mathbf{Z}\mathbf{C}_j$). Deste modo, o indicador FEC pode ser expresso conforme (4.35).

$$FEC = \frac{I}{C_i} \left[\sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}} \sum_{i \in \mathbf{B}_j} (\lambda_i + \gamma_i) \ell_i \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k + \sum_{j=n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}} \sum_{i \in \mathbf{B}_j} (\lambda_i + \gamma_i) \ell_i \left(\sum_{k \in (\mathbf{Z}\mathbf{C}_j - \mathbf{S}\mathbf{J}_j)} C_k + \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k \right) \right] \quad (4.35)$$

O primeiro termo da expressão (4.35) refere-se às contribuições no incremento do indicador das seções pertencentes aos blocos definidos por dispositivos de proteção. O número de unidades consumidoras interrompidas, neste caso, é expresso através do somatório do número de consumidores conectados a cada seção pertencente ao conjunto de seções a jusante do dispositivo de proteção $j \left(\sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k \right)$. Na avaliação das contribuições das seções pertencentes aos blocos definidos por chaves de manobras (segundo termo da expressão (4.35)), o número de unidades consumidoras interrompidas compreende, além dos consumidores conectados às seções a jusante de $j \left(\sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k \right)$, os consumidores

conectados nas seções entre o dispositivo de proteção que atua na eliminação da falta, e a chave de manobras. Como estas seções pertencem ao conjunto (\mathbf{ZC}_j) , podem ser representadas por \mathbf{ZC}_j , exclusas as seções a jusante de j $\left(\sum_{k \in (\mathbf{ZC}_j - \mathbf{SJ}_j)} C_k \right)$. Neste caso, o

emprego do operador diferença $(-)$ na expressão $k \in (\mathbf{ZC}_j - \mathbf{SJ}_j)$, indica que k pertence ao conjunto \mathbf{ZC}_j , excluídos os elementos de \mathbf{SJ}_j comuns a \mathbf{ZC}_j (se existentes).

A estimação do indicador de confiabilidade DEC depende da duração média das interrupções. Portanto, deve ser considerada a possibilidade de restabelecimento do fornecimento de energia de parte dos consumidores na ocorrência de interrupções. Conforme definido na Seção 3.4, uma porção dos consumidores é submetida à interrupção com duração igual ao tempo necessário para efetuação do reparo da seção da rede sob falta. Os demais consumidores são submetidos à interrupção com duração menor, igual ao tempo necessário para efetuação das manobras de chaveamento (ou rearme do dispositivo de proteção). Considerando a duração das interrupções, o indicador DEC é expresso por (4.36).

$$DEC = \frac{I}{C_t} \left\{ \sum_{j=1}^{n_{RLGH} + n_{RLGD} + n_{SEC} + n_{CFR} + n_{CHF} + n_{CHM}} (\lambda_i + \gamma_i) \ell_i \left[\left(\sum_{k \in (\mathbf{SJ}_j - \mathbf{ZC}_j)} C_k \right) t_{rr\ i} + \left(\sum_{k \in \mathbf{ZC}_j} C_k \right) t_{rc\ i} \right] \right\} \quad (4.36)$$

Onde $t_{rr\ i}$ e $t_{rc\ i}$ são respectivamente, os tempos médios de restabelecimento por reparo e chaveamento, na ocorrência de interrupção gerada por falta na seção i . O número de consumidores que sofrem interrupção com duração igual ao tempo médio de reparo é expresso através do somatório do número de consumidores conectados a cada seção pertencente ao conjunto de seções a jusante do dispositivo j (\mathbf{SJ}_j) , excluídos os consumidores conectados às seções pertencentes à zona de chaveamento \mathbf{ZC}_j

$\left(\sum_{k \in (\mathbf{SJ}_j - \mathbf{ZC}_j)} C_k \right)$. O número de consumidores submetidos à interrupção com duração igual ao tempo médio de chaveamento é igual ao somatório do número de consumidores conectados às seções pertencentes à zona de chaveamento associada ao dispositivo j $\left(\sum_{k \in \mathbf{ZC}_j} C_k \right)$.

Considerando o tipo de dispositivo de proteção que atua na eliminação de uma falta temporária, pode ou não ser gerada uma interrupção permanente. Se a falta ocorrer em uma seção da rede que faz parte do conjunto zona de proteção (\mathbf{ZP}_j) não será gerada interrupção permanente. Lembrando que este conjunto é definido somente para dispositivos com

capacidade de efetuar religamentos. Para que essa característica seja incorporada na estimação dos indicadores de confiabilidade, é definida a variável binária η_i (4.37):

$$\eta_i = \begin{cases} 0 & \Leftrightarrow i \in \mathbf{ZP}_j \\ 1 & \Leftrightarrow i \notin \mathbf{ZP}_j \end{cases} \quad (4.37)$$

A variável η_i multiplicada pela taxa de faltas temporárias de cada seção provê uma forma de modelar a eliminação deste tipo de falta pelos dispositivos com capacidade de efetuar religamentos. Desta forma, se a seção i pertence a qualquer conjunto \mathbf{ZP}_j , o indicador de confiabilidade não considera a taxa de faltas temporárias, não sendo incrementado.

As expressões (4.38) e (4.39) compreendem as formas finais das funções objetivo definidas pelos indicadores DEC e FEC, respectivamente.

$$DEC = \frac{I}{C_t} \left\{ \sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}} (\lambda_i + \eta_i \gamma_i) \ell_i \left[\left(\sum_{k \in (\mathbf{S}\mathbf{J}_j - \mathbf{Z}\mathbf{C}_j)} C_k \right) t_{rr i} + \left(\sum_{k \in \mathbf{Z}\mathbf{C}_j} C_k \right) t_{rc i} \right] \right\} \quad (4.38)$$

$$FEC = \frac{I}{C_t} \left[\sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}} \sum_{i \in \mathbf{B}_j} (\lambda_i + \eta_i \gamma_i) \ell_i \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k + \sum_{j=n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}} \sum_{i \in \mathbf{B}_j} (\lambda_i + \eta_i \gamma_i) \ell_i \left(\sum_{k \in (\mathbf{Z}\mathbf{C}_j - \mathbf{S}\mathbf{J}_j)} C_k + \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k \right) \right] \quad (4.39)$$

Aplicando-se o mesmo desenvolvimento aos demais indicadores, têm-se como resultado as funções objetivo definidas pelos indicadores ASIDI (4.40), ASIFI (4.41), ENF (4.42) e CENF (4.43).

$$ASIDI = \frac{I}{S_t} \left\{ \sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}} \sum_{i \in \mathbf{B}_j} (\lambda_i + \eta_i \gamma_i) \ell_i \left[\left(\sum_{k \in (\mathbf{S}\mathbf{J}_j - \mathbf{Z}\mathbf{C}_j)} S_k \right) t_{rr i} + \left(\sum_{k \in \mathbf{Z}\mathbf{C}_j} S_k \right) t_{rc i} \right] \right\} \quad (4.40)$$

$$ASIFI = \frac{I}{S_t} \left[\sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}} \sum_{i \in \mathbf{B}_j} (\lambda_i + \eta_i \gamma_i) \ell_i \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} S_k + \sum_{j=n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}} \sum_{i \in \mathbf{B}_j} (\lambda_i + \eta_i \gamma_i) \ell_i \left(\sum_{k \in (\mathbf{Z}\mathbf{C}_j - \mathbf{S}\mathbf{J}_j)} S_k + \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} S_k \right) \right] \quad (4.41)$$

$$ENF = \sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}} (\lambda_i + \eta_i \gamma_i) \ell_i \left[\left(\sum_{k \in (\mathbf{S}j - \mathbf{Z}C_j)} S_k \right) t_{rr i} + \left(\sum_{k \in \mathbf{Z}C_j} S_k \right) t_{rc i} \right] \quad (4.42)$$

$$CENF = \sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}} (\lambda_i + \eta_i \gamma_i) \ell_i \left\{ \left[\sum_{k \in (\mathbf{S}j - \mathbf{Z}C_j)} (C_{RES(\%)k} CE_{RES} + C_{COM(\%)k} CE_{COM} + C_{IND(\%)k} CE_{IND}) S_k \right] t_{rr i} + \left[\sum_{k \in \mathbf{Z}C_j} (C_{RES(\%)k} CE_{RES} + C_{COM(\%)k} CE_{COM} + C_{IND(\%)k} CE_{IND}) S_k \right] t_{rc i} \right\} \quad (4.43)$$

A função objetivo f_2 (4.4), considera a ocorrência de interrupções temporárias no fornecimento de energia, mensuradas pelo indicador $MAIFI_E$ (4.44):

$$f_2 = MAIFI_E = \frac{\sum_{i=1}^{net} C t_i}{C_t} \quad (4.44)$$

Onde:

$C t_i$ = Número de unidades consumidoras interrompidas no evento i .

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocaram interrupções temporárias a uma ou mais unidades consumidoras.

net = Número total de eventos causadores de faltas temporárias, no período considerado.

C_t = Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado.

Este indicador considera a frequência de ocorrência das interrupções temporárias, geradas pelas operações de religamento dos RLGH, RLGD e CFR. Como estes dispositivos operam somente para faltas nas seções pertencentes às suas zonas de proteção, o indicador $MAIFI_E$ pode ser estimado pelo somatório das contribuições de cada seção pertencente à zona de proteção dos dispositivos supracitados (4.45).

$$MAIFI_E = \frac{1}{C_t} \left[\sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}} \sum_{i \in \mathbf{Z}P_j} \gamma_i \ell_i C_i + \sum_{j=n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}} \sum_{i \in \mathbf{Z}P_j} \gamma_i \ell_i C_i \right] \quad (4.45)$$

O primeiro termo desta expressão refere-se às contribuições das seções pertencentes às zonas de proteção dos RLGH e RLGD, e o segundo termo, às contribuições das seções pertencentes às zonas de proteção das CFR. O número de unidades consumidoras interrompidas (C_i) devido à ocorrência de falta na seção $i \in \mathbf{Z}P_j$ corresponde a

todos os consumidores a jusante do dispositivo, expressos através dos conjuntos seções a jusante ($\mathbf{S}\mathbf{J}_j$) (4.46):

$$MAIFI_E = \frac{I}{C_t} \left[\sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}} \sum_{i \in \mathbf{Z}\mathbf{P}_j} \gamma_i \ell_i \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k + \sum_{j=n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}} \sum_{i \in \mathbf{Z}\mathbf{P}_j} \gamma_i \ell_i \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k \right] \quad (4.46)$$

O modo como o indicador é estimado considerando a ocorrência de faltas temporárias fica totalmente definida em (4.46). Porém deve-se considerar que a incidência de faltas permanentes nas seções pertencentes aos blocos definidos por SEC causa a atuação do RLGH ou RLGD a montante. Neste caso, o SEC irá desligar definitivamente o circuito somente após um determinado número de religamentos do religador a montante. O mesmo ocorre quando faltas permanentes incidem nas seções pertencentes a um bloco definido por uma CHF. Porém, a CHF atuará quando o religador a montante operar na curva temporizada. Desta forma, os consumidores localizados nas seções entre o SEC e o RLGH ou RLGD, bem como os consumidores localizados nas seções entre a CHF e o RLGH, serão submetidos à interrupção temporária, o que resulta no incremento do indicador (4.47).

$$MAIFI_E = \frac{I}{C_t} \left[\sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}} \left(\sum_{i \in \mathbf{Z}\mathbf{P}_j} \gamma_i \ell_i \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k + \sum_{q=n_{RLGH}+n_{RLGD}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}} \sum_{i \in \mathbf{B}_q} \lambda_i \ell_i \sum_{k \in (\mathbf{S}\mathbf{J}_j - \mathbf{S}\mathbf{J}_q)} C_k + \sum_{q=n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}} \sum_{i \in \mathbf{B}_q} \lambda_i \ell_i \sum_{k \in (\mathbf{S}\mathbf{J}_j - \mathbf{S}\mathbf{J}_q)} C_k \right) + \sum_{j=n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}} \sum_{i \in \mathbf{B}_q} \gamma_i \ell_i \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k \right] \quad (4.47)$$

As contribuições das seções pertencentes aos blocos definidos por SEC no incremento do indicador são expressas pelo segundo somatório que acompanha o primeiro termo, e as contribuições das seções pertencentes aos blocos definidos por CHF pelo terceiro somatório. Deve ser considerado que no caso das CHF, o indicador somente será incrementado se a mesma estiver alocada em uma seção pertencente à zona de proteção de um RLGH. Caso contrário, a CHF atua tanto para faltas permanentes como para faltas temporárias. Essa característica pode ser modelada pelo emprego da variável η_i definida em (4.37), resultando na expressão final da função objetivo definida pelo indicador $MAIFI_E$ (4.48):

$$MAIFI_E = \frac{I}{C_t} \left[\sum_{j=1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}} \left(\sum_{i \in \mathbf{Z}\mathbf{P}_j} \gamma_i \ell_i \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k + \sum_{q=n_{RLGH}+n_{RLGD}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}} \sum_{i \in \mathbf{B}_q} \lambda_i \ell_i \sum_{k \in (\mathbf{S}\mathbf{J}_j - \mathbf{S}\mathbf{J}_q)} C_k + \sum_{q=n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}} \sum_{i \in \mathbf{B}_q} (1 - \eta_i) \lambda_i \ell_i \sum_{k \in (\mathbf{S}\mathbf{J}_j - \mathbf{S}\mathbf{J}_q)} C_k \right) + \sum_{j=n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+1}^{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}} \sum_{i \in \mathbf{B}_q} \gamma_i \ell_i \sum_{k \in \mathbf{S}\mathbf{J}_j} C_k \right] \quad (4.48)$$

4.6 Restrições

As restrições aplicadas às soluções do problema de otimização da confiabilidade são de natureza técnica e econômica. As restrições de natureza econômica são impostas com o objetivo de limitar o capital a ser aplicado. As restrições de natureza técnica são relacionadas à coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção e à topologia do sistema. A restrição imposta pela capacidade de reserva das seções de interligação não será considerada nesta seção, tendo em vista que a avaliação da função objetivo considera as zonas de chaveamento, cuja determinação leva em conta esta característica.

A expressão que define as restrições não lineares (4.3) é definida pelo somatório do número de restrições violadas, expressas na forma de números inteiros (4.49).

$$r_n(\mathbf{x}) \in \mathbb{N} : \sum_{n=1}^{nr} r_n(\mathbf{x}) \leq 0 \quad (4.49)$$

4.6.1 Número Máximo de Dispositivos Disponíveis para Alocação

Esta restrição é agregada de forma a limitar o custo de aquisição e instalação dos dispositivos de proteção e manobras.

$$r_1 = (n_{RLGH} + n_{RLGD}) - n_{MAXRLG} \quad (4.50)$$

$$r_2 = n_{SEC} - n_{MAXSEC} \quad (4.51)$$

$$r_3 = n_{CFR} - n_{MAXCFR} \quad (4.52)$$

$$r_4 = n_{CHF} - n_{MAXCHF} \quad (4.53)$$

$$r_5 = n_{CHM} - n_{MAXCHM} \quad (4.54)$$

Onde $n_{MAXRLGH}$, $n_{MAXRLGD}$, n_{MAXSEC} , n_{MAXCFR} , n_{MAXCHF} e n_{MAXCHM} são as quantidades de cada tipo de dispositivo, disponíveis para alocação.

4.6.2 Alocação de CHF e CFR a Montante de Religadores

A instalação de chaves fusíveis e chaves fusíveis repetidoras a montante de religadores não é uma prática normalmente empregada na proteção de sistemas de distribuição, devido à dificuldade de obter-se coordenação e seletividade satisfatórias entre os dispositivos (4.55).

$$\forall_{\substack{n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+1 \leq j \leq n_{RLGH}+n_{RLGD}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF} \\ 1 \leq i \leq n_s}} r_6 = \left| \left\{ i \in \mathbf{S} \mathbf{J}_j : (x_i = 1) \vee (x_i = 2) \right\} \right| \quad (4.55)$$

A restrição r_6 é caracterizada no caso de haverem religadores alocados ($x_i=1$ ou $x_i=2$) nas seções i pertencentes aos conjuntos de seções a jusante (SJ_j), associadas às CFR ou CHF.

4.6.3 Número de Religadores e/ou Seccionalizadores em Série

A obtenção de coordenação é dificultada quando são dispostos mais de 3 religadores e/ou seccionalizadores em série (4.56):

$$\forall_{\substack{1 \leq i' \leq ns \\ 1 \leq i \leq ns}} r_7 = \left| \left\{ i : (x_{i'} = 1 \vee x_{i'} = 2 \vee x_{i'} = 3) \wedge (i < i') \wedge (x_i = 1 \vee x_i = 2 \vee x_i = 3) \right\} \right| - 3 \quad (4.56)$$

No caso de RLGD, RLGH ou SEC alocados nas seções i' o número de seções i a montante de i' tais que $x_i=1$, $x_i=2$ ou $x_i=3$, deve ser igual ou inferior a 3.

4.6.4 Número de CFR e/ou CHF em Série

De modo a assegurar a seletividade entre CFR e CHF, o número destes dispositivos em série é limitado a 3 (4.57):

$$\forall_{\substack{1 \leq i' \leq ns \\ 1 \leq i \leq ns}} r_8 = \left| \left\{ i : (x_{i'} = 4 \vee x_{i'} = 5) \wedge (i < i') \wedge (x_i = 4 \vee x_i = 5) \right\} \right| - 3 \quad (4.57)$$

4.6.5 Seções com Alocação Obrigatória de Dispositivos

A prática de instalação de certos dispositivos de proteção em determinados locais do alimentador faz parte da filosofia de projetos de proteção, adotada por muitas concessionárias. Estes locais compreendem as seções onde se iniciam ramais longos ou fortemente carregados, ou seções imediatamente a jusante de pontos de onde derivam cargas ou ramais de certa importância. Essa restrição é agregada para contemplar essas práticas, considerando ainda a possibilidade de que nem sempre é desejável realocar todos os dispositivos de proteção e manobras existentes em um alimentador. O disjuntor da subestação (representado por um religador), possui sua localização mantida fixa na primeira seção do alimentador pela aplicação dessa restrição ($x_1=1$ ou $x_1=2$). A seção cuja alocação de determinado tipo de dispositivo é obrigatória, é expressa por $\tilde{i}_{1...6}$, onde i é a seção na qual o dispositivo identificado pelo subscrito $1...6$ deve ser mantido fixo. No caso do RLGH, esta restrição é expressa por (4.58).

$$\forall_{i=\tilde{i}} r_9 = \left| \left\{ i : (x_i \neq 1) \right\} \right| \quad (4.58)$$

Essa restrição é definida de modo semelhante para os demais dispositivos (r_{10} a r_{14}).

4.6.6 Seções com Alocação de Dispositivos Restrita

Ao contrário das restrições r_9 a r_{14} , essas são empregadas com o intuito de impossibilitar a alocação de certos dispositivos de proteção e/ou manobras em determinadas seções. Uma prática comum que justifica a incorporação desta restrição é a não alocação de chaves fusíveis no tronco principal do alimentador. Porém, para agregar maior flexibilidade ao algoritmo de otimização, esta restrição é estendida para todos os dispositivos (proteção e manobras). Neste caso, a seção cuja alocação de determinado dispositivo é restrita é expressa por $\bar{i}_{1...6}$ onde i é a seção na qual a alocação do dispositivo identificado pelo subscrito $1...6$ é restrita. No caso do RLGH, esta restrição é expressa por (4.59).

$$\forall_{i \in \bar{i}} r_{15} = \left\{ i : (x_i = 1) \right\} \quad (4.59)$$

A definição dessa restrição é semelhante para os demais dispositivos (r_{16} a r_{21}).

4.6.7 Máximas Correntes de Carga e de Curto-Circuito Admissíveis

Esta restrição é agregada com o intuito de impossibilitar a alocação de determinados dispositivos em seções cuja magnitude da corrente carga seja superior à capacidade nominal dos mesmos. Da mesma forma, é restrita a alocação dos dispositivos em seções nas quais as correntes de curto-circuito máximas são superiores à capacidade de interrupção dos dispositivos de proteção, ou superiores à capacidade de curto-circuito das chaves de manobras. No caso do RLGH e RLGD (4.60):

$$\forall_{1 \leq i \leq ns} r_{22} = \left\{ i : ((x_i = 1) \vee (x_i = 2)) \wedge ((ICC_{MAX i} > I_{INT RLG}) \vee (IC_i > I_{NOM RLG})) \right\} \quad (4.60)$$

Onde $ICC_{MAX i}$ e IC_i são as correntes de curto-circuito máxima e de carga na seção i , respectivamente; $I_{INT RLG}$ e $I_{NOM RLG}$ são as correntes máxima de interrupção e nominal do religador. Esta restrição é igualmente aplicada aos demais dispositivos, caracterizando as restrições r_{23} a r_{27} .

4.6.8 Coordenação Religador – Religador

Esta restrição é agregada com o intuito de impossibilitar a alocação de religadores em seções onde não é possível a coordenação entre os mesmos. Estas seções são definidas através de um procedimento externo (estudo de coordenação e seletividade). São representadas por dois conjuntos, de modo que a alocação de um ou mais religadores em

seções pertencentes ao primeiro conjunto (U_i), implica na impossibilidade de serem alocados um ou mais religadores nas seções pertencentes ao segundo conjunto ($U_{i'}$), e vice-versa (4.61).

$$\forall_{\substack{i=\bar{i} \\ i'=\bar{i}'}} r_{28} = \left| \left\{ (\cup i, \cup i') : ((x_i = 1) \vee (x_i = 2)) \wedge ((x_{i'} = 1) \vee (x_{i'} = 2)) \right\} \right| \quad (4.61)$$

Onde \bar{i} e \bar{i}' são as seções que compõe os conjuntos U_i e $U_{i'}$, respectivamente.

4.6.9 Coordenação Religador – CFR/CHF

Esta restrição é semelhante à restrição r_{28} , porém impossibilita a alocação de religadores e chaves fusíveis em seções onde não é possível a coordenação entre esses dispositivos (4.62):

$$\forall_{\substack{i=\bar{i} \\ i'=\bar{i}'}} r_{29} = \left| \left\{ (\cup i, \cup i') : ((x_i = 1) \vee (x_i = 2)) \wedge ((x_{i'} = 4) \vee (x_{i'} = 5)) \right\} \right| \quad (4.62)$$

4.6.10 Seletividade CFR/CHF – CFR/CHF

Da mesma forma, a alocação de CFR e CHF é restrita em seções onde um procedimento externo determina a impossibilidade da obtenção de seletividade entre estes dispositivos (4.63).

$$\forall_{\substack{i=\bar{i} \\ i'=\bar{i}'}} r_{30} = \left| \left\{ (\cup i, \cup i') : ((x_i = 4) \vee (x_i = 5)) \wedge ((x_{i'} = 4) \vee (x_{i'} = 5)) \right\} \right| \quad (4.63)$$

4.7 Considerações Finais

Neste capítulo foram expostos os principais aspectos relacionados à formulação matemática do problema de otimização proposto neste trabalho. Primeiramente foi definida a forma de representação da topologia do alimentador, tendo em vista este ser o ponto de partida de qualquer processo de otimização que considere as localizações dos dispositivos de proteção e/ou manobras.

Conforme exposto na Seção 4.3, as duas metodologias de otimização propostas a princípio, diferenciam-se somente quanto ao número de objetivos. Porém, será mostrado no capítulo seguinte que, apesar de baseados na mesma filosofia, os algoritmos de busca empregados em cada metodologia empregam conceitos bastante diversos.

Na prática, os conjuntos definidos na Seção 4.4 são determinados por algoritmos que, baseados na matriz Topologia, Parâmetros e Seções de Interligação, retornam as identificações numéricas das seções que os compõem. Atenção especial foi dada à

implementação computacional desses algoritmos, tendo em vista à redução do esforço computacional exigido no processo de otimização.

5 BUSCA DA SOLUÇÃO ÓTIMA: ALGORITMOS GENÉTICOS E LÓGICA NEBULOSA

5.1 Considerações Gerais

Neste capítulo primeiramente será exposta a metodologia proposta para solucionar o problema de otimização com objetivo único, que consiste no emprego de um Algoritmo Genético (AG). Este AG foi desenvolvido com base em sua formulação original, proposta por John Holland, entre os anos de 1960 e 1970, na Universidade do Michigan (MICHALEWICZ, 1996). Neste trabalho, este algoritmo é referenciado como Algoritmo Genético Simples (AGS).

Na Seção 5.6 será descrito o Algoritmo Genético Multiobjetivo (AGM), aplicado à resolução do problema com objetivo duplo. O AGS pode ser igualmente aplicado neste tipo de problema, por meio da combinação linear e determinação de pesos para cada objetivo, que são agregados em um único. Ou ainda pelo tratamento de alguns dos objetivos como restrições. Porém, a determinação dos pesos e fatores de penalização para os respectivos métodos mostra-se problemática, sendo a solução final bastante sensível a pequenas mudanças nestes fatores (HORN *et al.*, 1994). Para contornar esses problemas, o AGM emprega o conceito de Otimalidade de Pareto, na definição das soluções que resultam nos valores mínimos para ambos os objetivos. São encontradas na literatura várias técnicas de implementação do AGM considerando esta abordagem, porém muitas delas ainda dependentes de parâmetros de difícil definição (DIAS *et al.*, 2002; HORN *et al.*, 1994).

A solução do problema com objetivo duplo consiste não em uma, mas em um conjunto de soluções ótimas. Dentre estas, a mais adequada é determinada por meio de um Sistema de Inferência Nebulosa, descrito na Seção 5.7. Este método permite a aplicação de critérios de decisão de forma estruturada para definição da melhor configuração de tipos e locais de instalação dos dispositivos de proteção e manobras, no universo do alimentador. O capítulo encerra-se com a exposição da estrutura geral dos algoritmos de otimização desenvolvidos neste trabalho.

5.2 Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos Genéticos são algoritmos de busca baseados nos mecanismos de seleção genética natural, que combinam os conceitos de sobrevivência dos indivíduos mais adaptados ao meio, com mecanismos randômicos e estruturados de permutação de informação genética entre indivíduos (GOLDBERG, 1989). De forma simplificada, a evolução é o resultado da interação genética entre indivíduos ao longo das gerações,

levando ao aparecimento de características diferenciadas. A possibilidade de permanência dos indivíduos com determinadas características na natureza é afetada pelos demais indivíduos da população (concorrência pelos alimentos, predadores, e acasalamento), bem como pela sua adaptabilidade ao ambiente (disponibilidade de alimento e condições climáticas, por exemplo). Os indivíduos mais adaptados a tais condições possuem maior chance de sobreviver e gerar descendentes, o que leva à perpetuação de suas características genéticas. Desta forma, durante o curso da evolução, a tendência é de que existam nas populações indivíduos com informação genética herdada de indivíduos com aptidão acima da média. A natureza não-determinística da evolução leva a uma produção permanente de novas informações e, portanto, à criação de diferentes indivíduos (BÄCK *et al.*, 1997).

A terminologia empregada nos Algoritmos Genéticos é resultado de uma miscelânea de termos característicos das ciências naturais e computacionais. Em cada *geração* uma *população* é formada por um conjunto de *indivíduos*, também chamados *cromossomos*, *genótipos* ou *estruturas*, que são potenciais soluções do problema de otimização (codificadas). Por sua vez, cada cromossomo é formado por um conjunto de *genes*, os quais podem assumir determinados *valores*, chamados *alelos*. A *posição* de um gene no cromossomo é chamada *locus*. A decodificação de um cromossomo resulta na sua manifestação exterior, denominada *fenótipo*, *conjunto de parâmetros* ou *solução* (GOLDBERG, 1989; MICHALEWICZ, 1996). Na Figura 5.1 é mostrada uma população formada por N_p indivíduos, cada qual possuindo n_s genes.

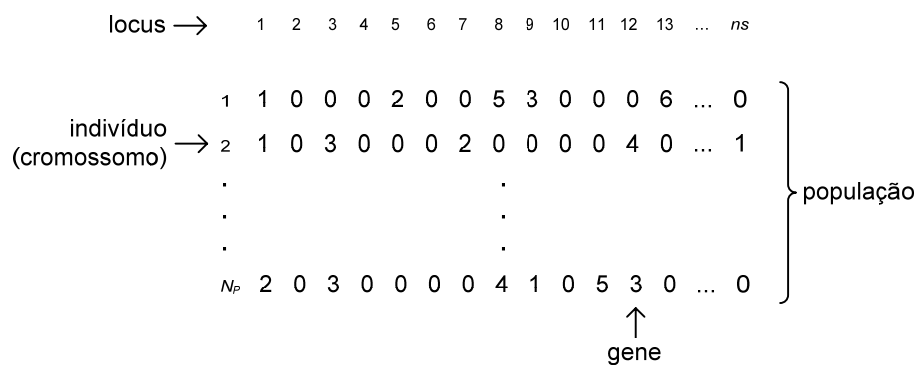


Figura 5.1 – Terminologia empregada nos AGs.

A *aptidão* é um valor numérico associado a cada indivíduo, que mensura o seu grau de adaptação ao meio, em relação aos demais indivíduos da população. Este valor é decorrente da avaliação de uma *função de aptidão*, ou *função objetivo*, que caracteriza o problema de otimização.

De modo geral, a implementação do AG segue os seguintes procedimentos (MICHALEWICZ, 1996):

- Representação genética das potenciais soluções do problema (codificação do cromossomo).
- Estratégia de criação da população inicial.
- Determinação da função de aptidão.
- Determinação da estratégia de seleção.
- Determinação dos operadores genéticos.
- Seleção dos parâmetros de controle.
- Definição do critério de parada.

A Figura 5.2 mostra de forma simplificada, a estrutura da maioria dos algoritmos evolutivos (BÄCK *et al.*, 1997).

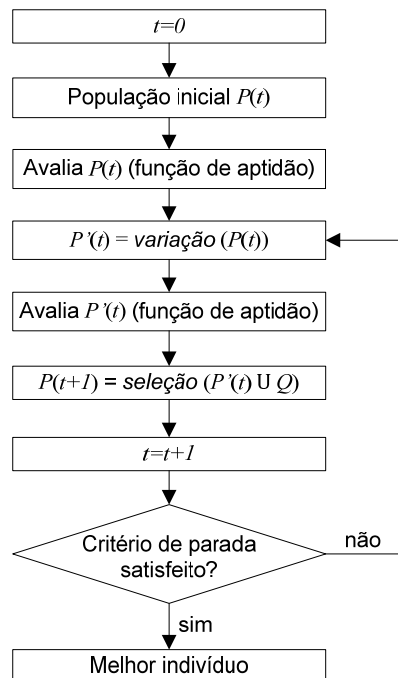


Figura 5.2 – Estrutura simplificada dos algoritmos evolutivos.

Onde $P(t)$ denota uma população de μ indivíduos na geração t . $P'(t)$ é o conjunto de λ indivíduos descendentes de $P(t)$ gerados por meio de operadores genéticos, representados pelo operador *variação*. O conjunto Q é um conjunto especial de indivíduos, considerados no mecanismo de seleção. Este pode ser um conjunto vazio ($Q=\emptyset$) ou igual a $P(t)$ ($Q=P(t)$).

A seguir são descritos os operadores genéticos que atuam na população corrente para criar a próxima geração de indivíduos, possibilitando a convergência das soluções ao longo das gerações.

- Seleção: Este operador modela o mecanismo de sobrevivência dos indivíduos mais adaptados na natureza, por meio da seleção dos indivíduos com melhor aptidão, que

contribuirão com sua informação genética para formação dos indivíduos da geração seguinte. Os principais operadores de seleção propostos na literatura, incluem os métodos de seleção proporcional, torneio, estocástico residual, classificação linear, classificação uniforme, entre outros (BÄCK, 1994; BÄCK *et al.*, 1997). O operador de seleção proporcional (também conhecido como método da roleta) originalmente proposto por Holland, é um operador probabilístico que se baseia na aptidão de cada indivíduo com relação aos demais para determinar a probabilidade do mesmo ser selecionado. Este método requer o emprego de uma função de escalonamento (*fitness scaling*), que efetua a normalização dos valores das aptidões dos indivíduos, adequando-os ao processo de seleção. O escalonamento é efetuado para sejam mantidos níveis apropriados de competição no mecanismo de seleção, evitando que as populações sejam dominadas por indivíduos com aptidão muito acima da média, o que leva à convergência precoce do algoritmo (GOLDBERG, 1989). As técnicas de normalização incluem o escalonamento linear dinâmico, exponencial, logarítmico e truncagem sigma. Um grande número de trabalhos que propõem estratégias evolutivas diferenciadas são encontrados na literatura, entre estas a seleção dinâmica ou estática, extintiva ou preservativa e elitista ou pura, entre outras (BÄCK *et al.*, 1991; SRINIVAS *et al.*, 1994).

- Reprodução: É o processo no qual os indivíduos mais aptos de uma geração são repassados diretamente para a próxima. Este operador garante a permanência dos melhores indivíduos no processo evolutivo, e mantém alta a probabilidade de que venham a contribuir na formação de um ou mais descendentes. O operador de reprodução caracteriza a estratégia elitista $(\mu+\lambda)$, ou μ -elitista, em que o curso da evolução é monótono. Nesta, dada uma população $P(t)$, μ indivíduos são selecionados deterministicamente e λ indivíduos são gerados por mutação e recombinação. Neste caso, o número de indivíduos da população $P(t+1)$ é igual a $(\mu+\lambda)$, ($Q=P(t)$ na Figura 5.2). Por outro lado, na estratégia (μ,λ) , λ descendentes são criados por recombinação e mutação, a partir de μ indivíduos selecionados, que são então substituídos pelos μ melhores indivíduos da população $P(t+1)$ ($Q=\emptyset$ na Figura 5.2). Este mecanismo permite que o melhor membro da população $P(t+1)$ possa ter aptidão inferior ao melhor membro da população $P(t)$, isto é, trata-se de um método não-elitista (BÄCK *et al.*, 1996).

- Recombinação: É o operador que desempenha o papel principal no processo evolutivo. Neste, os genes de dois indivíduos selecionados são combinados para gerar um ou dois novos indivíduos, que farão parte da próxima geração. A recombinação é importante para que haja proliferação dos indivíduos mais adaptados (melhores soluções) (GOLDBERG, 1989). Originalmente, a recombinação consiste no operador de recombinação de ponto único (*crossover single point*) entretanto, variações deste são encontradas na literatura, como a recombinação de múltiplos pontos e uniforme.

- **Mutação:** É um operador considerado secundário no processo evolutivo. Caracteriza-se pela aplicação de alterações randômicas em um ou mais genes de um indivíduo, levando à formação de outro. Estas alterações ocorrem com baixa probabilidade, definida pela taxa de mutação. A mutação provê diversidade às populações, evitando que as mesmas sejam dominadas por indivíduos semelhantes, o que leva à perda de material genético potencialmente aproveitável. Pode ser vista como uma forma randômica de exploração do espaço de soluções, garantindo o escape de mínimos locais (GOLDBERG, 1989).

5.3 Codificação do cromossomo

Apesar de a formulação original do AG considerar a codificação binária do cromossomo (conceito de *esquemas* ou padrões de similaridade, apresentado por Goldberg, 1989), a codificação por meio de números inteiros foi adotada visando à diminuição do esforço computacional, tendo em vista que os genes podem ser representados por um menor número de algarismos. Além disso, de acordo com Goldberg (1989), tal representação pode ser definida por meio do menor alfabeto que possibilite a caracterização natural do problema, desde que permita a identificação de padrões de similaridade entre as estruturas (cromossomos).

A codificação do cromossomo foi efetuada em conformidade com a expressão (4.2), onde foi definido o vetor solução $\mathbf{x} = \{x_i \in \mathbb{N} : (1 \leq i \leq ns) \wedge (0 \leq x_i \leq 6)\}$. Os alelos associados a cada gene (valores que estes podem assumir) foram definidos em (4.5). A posição i de cada gene no cromossomo (locus) identifica cada seção do alimentador (local candidato à alocação de dispositivo de proteção ou manobras), conforme mostra a Figura 5.3.

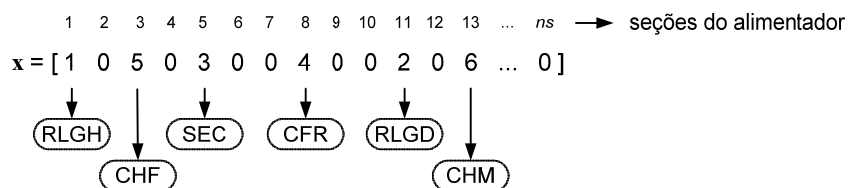


Figura 5.3 – Codificação do cromossomo.

Neste exemplo, o cromossomo (solução \mathbf{x}) determina uma configuração de tipos e localizações de dispositivos de proteção e manobras, tal que na primeira seção do alimentador há um RLGH alocado (disjuntor), na seção de número 3 uma chave fusível, e assim sucessivamente.

5.4 População Inicial

Tradicionalmente, os indivíduos que compõem a população inicial são gerados de forma randômica, tendo em vista que a convergência da população deve independer da população inicial. Esta afirmação se aplica principalmente à AGs que empregam operadores evolutivos não elitistas. Entretanto, de acordo com fatores inerentes ao problema, pode haver melhora no desempenho do AG, quando o processo evolutivo parte de um espaço de soluções plausíveis (MICHALEWICZ *et al.*, 1995). Este fato foi verificado nos algoritmos desenvolvidos neste trabalho, de modo que a população inicial é formada somente por indivíduos plausíveis com relação às restrições r_1 (4.50) a r_{27} (4.60).

5.5 Algoritmo Genético Simples (AGS)

Neste trabalho, o Algoritmo Genético Simples (AGS) foi desenvolvido para otimização da confiabilidade dos sistemas de distribuição considerando um objetivo único. Este objetivo é a minimização de um dos indicadores de confiabilidade definidos nas expressões (4.25) a (4.30), sem considerar a definição na escolha do esquema de proteção, e conseqüentemente, a ocorrência de interrupções temporárias.

O AGS foi modificado em relação à sua formulação original, principalmente no que diz respeito à adoção da estratégia evolutiva elitista, operador de recombinação uniforme e à codificação do cromossomo (originalmente binária). Estas estratégias foram adotadas com base na análise empírica do desempenho global do algoritmo. Para tal, considerou-se o número de gerações necessárias para a convergência das soluções, o esforço computacional e a qualidade das soluções, considerando diferentes parâmetros de controle. A definição dos parâmetros de controle, por sua vez, mostra-se fortemente dependente da dimensão do problema, mensurada pelo número de variáveis (genes do cromossomo). Devido a este fato, a maioria dos parâmetros de controle do AGS e do AGM foram definidos em função do número de seções do alimentador (ns).

Na Figura 5.4 é mostrada a estrutura do AGS, sendo a seguir descritos e comentados os operadores evolutivos empregados, bem como os parâmetros de controle do algoritmo. Nesta figura, $\mathbf{P}(t)$ é a população de N_P indivíduos na geração t , \mathbf{x}_t^* é o melhor indivíduo da população, N_G é o número máximo de gerações e N_{GF} é o número máximo de gerações com a aptidão do melhor indivíduo estagnada.

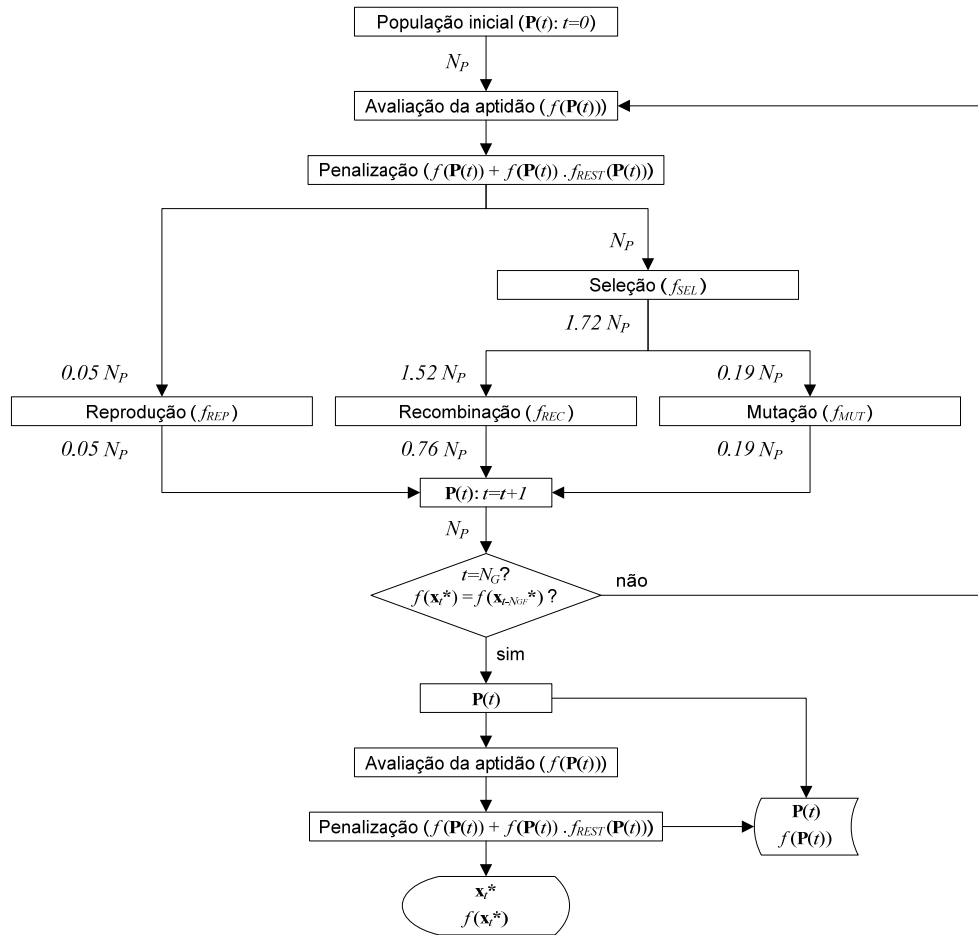


Figura 5.4 – Estrutura do Algoritmo Genético Simples.

O tamanho da população (N_p) é um dos parâmetros de controle mais importantes do AG, as considerações observadas na literatura sugerem que o tamanho da população deve aumentar com o número de variáveis (MICHALEWICZ, 1996). Populações com grande número de indivíduos possuem maior diversidade, o que reduz a probabilidade de haver convergência prematura das soluções para ótimos locais. Obviamente, o incremento no número de indivíduos resulta no aumento proporcional do esforço computacional. A escolha deste parâmetro mostra-se fortemente dependente do problema e dos operadores genéticos empregados no algoritmo, devendo ser estabelecido um balanço entre a manutenção da diversidade e o esforço computacional (SRINIVAS *et al.*, 1994). Em alguns trabalhos encontrados na literatura, como Deb (2000), Deb *et al.* (2002), Dias *et al.* (2002) e Gao *et al.* (2000) são observadas variações desse parâmetro na faixa de 1,1 a 30 vezes o número de variáveis do problema. Desta forma, com base na avaliação do desempenho do AG, o tamanho da população (N_p) foi definido como sendo igual a 2 vezes o número de genes do cromossomo (5.1):

$$N_p = 2ns \quad (5.1)$$

Na Figura 5.4, a estrutura do AGS é mostrada na forma de fluxograma, indicando o curso da população $\mathbf{P}(t)$ em cada geração t , bem como a quantidade de indivíduos (relativa ao tamanho total da população) submetida a cada operador (representados pelos retângulos).

5.5.1 Avaliação da aptidão ($f(\mathbf{P}(t))$) e penalização ($f(\mathbf{P}(t)) + f_{REST}(\mathbf{P}(t))$)

Em cada geração, os indivíduos da população são avaliados por meio da função de aptidão ($f(\mathbf{P}(t))$), definida por uma das expressões (4.38) a (4.43).

No método de penalização empregado, o problema restrito é transformado em irrestrito, pela associação de um fator de penalidade no caso de violação das restrições. Este fator é determinado por meio da função de penalização (5.2), e acrescentado à aptidão de cada indivíduo (5.3):

$$f_{REST}(\mathbf{x}_i) = \frac{1}{2} \log \left(1 + \sum_{j=1}^{nr} r_j(\mathbf{x}_i) \right) \quad (5.2)$$

$$f(\mathbf{x}_i) = f(\mathbf{x}_i) + f(\mathbf{x}_i) \cdot f_{REST}(\mathbf{x}_i) \quad (5.3)$$

$$\forall_{1 \leq i \leq N_p} \mathbf{x}_i \in \mathbf{P}(t).$$

Onde nr é o número de restrições não-lineares r_1 a r_{nr} . A Figura 5.5 mostra o gráfico que relaciona o número de restrições violadas com o fator de penalização resultante.

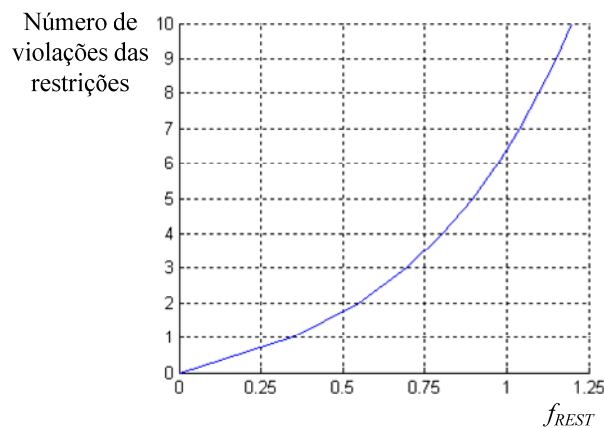


Figura 5.5 – Relação entre o número de violações das restrições e o fator de penalização.

A Equação (5.2) foi adotada de modo que a violação de um pequeno número de restrições não seja penalizada de forma muito rigorosa, pois desta forma, soluções de boa qualidade podem ser eliminadas prematuramente do processo evolutivo.

5.5.2 Reprodução (f_{REP})

O operador de reprodução consiste na seleção determinística dos 5% ($0,05 \cdot N_P$) melhores indivíduos da população, chamados *indivíduos de elite*. Estes indivíduos são escolhidos a partir de suas aptidões e repassados diretamente para a população seguinte.

5.5.3 Seleção (f_{SEL})

O operador de seleção emprega o mecanismo de torneio, que consiste primeiramente na seleção randômica de 5% indivíduos da população. O vencedor do torneio é o indivíduo cujo valor decorrente da avaliação da função de aptidão for o menor dentre os demais. Este processo é repetido $1,72 N_P$ vezes, sendo em cada interação selecionado um indivíduo. Este é um método bastante popular, pois além de computacionalmente eficiente, permite o ajuste da pressão seletiva por meio da escolha do tamanho do torneio (número de indivíduos participantes) (BÄCK *et al.*, 1997).

5.5.4 Recombinação (f_{REC})

Foi empregado no AGS o operador de recombinação uniforme (uma generalização da recombinação de ponto único). Neste, os genes dos dois indivíduos selecionados são comparados em cada locus. No caso de os alelos (valores assumidos pelos genes) de ambos os indivíduos serem iguais para o mesmo locus, este é repassado ao descendente. Caso contrário, o alelo a ser repassado ao indivíduo descendente é definido randomicamente, com iguais probabilidades. Excluídos os indivíduos gerados por reprodução (5%), o operador de recombinação produz 80% dos indivíduos, totalizando 76% da população ($0,95 \cdot 0,8 = 0,76 N_P$).

Evidências empíricas sugerem que a recombinação uniforme é mais adequada para pequenas populações, devido à sua característica disruptiva, que auxilia na manutenção da diversidade (SRINIVAS *et al.*, 1994).

5.5.5 Mutação (f_{MUT})

Devido à adoção da codificação inteira do cromossomo, foi desenvolvido um operador de mutação diferenciado em relação ao método tradicional, que consiste na inversão dos valores binários dos genes dos indivíduos selecionados. Primeiramente, é definido um conjunto de genes, que serão submetidos à mutação, denominados *genes mutantes*. Estes são selecionados randomicamente, com probabilidade determinada pela taxa de mutação, igual a 0,01. Cada gene mutante assume um alelo $\{0,6\}$, definido randomicamente, com probabilidade uniforme. Por meio do operador de mutação são

produzidos 19% da população total de indivíduos. Este percentual corresponde a 20% do total de indivíduos, excluídos os gerados por reprodução ($0,95 \cdot 0,2 = 0,19 N_p$).

A taxa de mutação é um importante parâmetro do AG, pois influencia na diversidade das populações e na convergência das soluções. Valores altos tendem a transformar o AG em uma busca randômica, favorecendo a exploração do espaço de soluções. Por outro lado, valores baixos desse parâmetro favorecem a intensificação da busca. Porém, tendem a reduzir a reinserção de informação genética perdida (alelos). Baixas taxas de mutação são empregadas quando a população possui grande número de indivíduos, o que favorece na manutenção da diversidade (SRINIVAS *et al.*, 1994). Conforme observado na literatura, valores típicos deste parâmetro encontram-se na faixa de 0,001 a 0,01. Podendo ser definido ainda como o inverso do número total de genes do cromossomo (BÄCK *et al.*, 1996).

5.5.6 Critérios de convergência ($t = N_G$ e $f(\mathbf{x}_t^*) = f(\mathbf{x}_{t-N_{GF}}^*)$)

Os critérios de convergência adotados determinam duas condições para o término da execução do AGS, que são testadas antes do início de cada ciclo. A primeira condição estabelece um número máximo de gerações do ciclo evolutivo ($t = N_G$), igual à 35% do número de genes do cromossomo (5.4):

$$N_G = 0,35ns \quad (5.4)$$

O segundo critério estabelece o término da execução do AGS caso a aptidão do melhor indivíduo permaneça estagnada ($f(\mathbf{x}_t^*) = f(\mathbf{x}_{t-N_{GF}}^*)$) durante 25% do número máximo de gerações (5.4). Considera-se neste caso, que houve a convergência da solução.

$$N_{GF} = 0,25 N_G \quad (5.5)$$

Quando um desses critérios é alcançado, a população é avaliada ($f(\mathbf{P}(t))$) e penalizada ($f(\mathbf{P}(t)) + f(\mathbf{P}(t)) \cdot f_{REST}(\mathbf{P}(t))$). O melhor indivíduo é então selecionado (\mathbf{x}_t^*). A população final e as aptidões dos indivíduos que a compõem são armazenadas, sendo empregadas como população inicial (e aptidões iniciais) de uma possível nova execução do algoritmo, conforme será exposto na Seção 5.8.

5.6 Algoritmo Genético Multiobjetivo (AGM)

Nesta abordagem, além da definição das localizações dos dispositivos de proteção e manobras, é definido o esquema de proteção a ser empregado nos religadores e no disjuntor da subestação. Para tal, é considerada a minimização simultânea do indicador MAIFI_E (4.48), que considera a ocorrência de interrupções temporárias; e de um dos

indicadores de confiabilidade definidos nas expressões (4.38) a (4.43), que consideram a ocorrência de interrupções permanentes no fornecimento de energia.

A busca das melhores soluções é efetuada por meio do Algoritmo Genético Multiobjetivo (AGM), o qual se baseia no algoritmo NSGA-II (*Nondominated Sorting Genetic Algorithm II*), apresentado por Deb *et al.* (2002). Dentre suas características principais destacam-se o forte elitismo, independência de certos parâmetros de controle (de difícil definição), e baixa complexidade computacional. Problemas multiobjetivos são caracterizados pela maior complexidade em relação a problemas com critério único, o que torna necessária a utilização de operadores evolutivos diferenciados.

Na otimização com um único critério, o ótimo é definido a partir de um único valor numérico, que corresponde ao valor mínimo de uma função objetivo. Quando a otimização possui mais de um objetivo, a noção de otimalidade não é tão óbvia, pois possivelmente haverá uma solução ótima para cada objetivo, cada qual diferente em relação às demais (Michalewicz, 1996). Neste caso, ao invés de uma única função, um vetor de objetivos é minimizado. A solução do problema não é única, mas é composta por um conjunto de soluções, conhecido como conjunto *Pareto-ótimo*. Cada ponto na superfície resultante do espaço de busca composto pelo conjunto é ótimo, no sentido que nenhuma melhoria pode ser alcançada em um componente do vetor de objetivos que não conduza à degradação em pelo menos um dos componentes restantes (FONSECA *et al.*, 1993).

De forma geral, o problema multiobjetivo pode ser descrito por meio de um vetor de funções f que mapeia um conjunto de m parâmetros (ou variáveis de decisão), para um conjunto de n objetivos, conforme formalmente expresso em (5.6) (ZITZLER *et al.*, 1999):

$$\min \mathbf{y} = f(\mathbf{x}) = (f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_n(\mathbf{x})) \quad (5.6)$$

$$\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_m) \in X$$

$$\mathbf{y} = (y_1, y_2, \dots, y_n) \in Y$$

Onde \mathbf{x} é chamado vetor de decisão, X é o espaço de parâmetros, \mathbf{y} é o vetor de objetivos e Y é o espaço de objetivos. O conjunto de soluções consiste em todos os vetores de decisão, cujo vetor objetivo correspondente não pode ser melhorado em qualquer dimensão, sem degradação em outra. Estes vetores contêm os conjuntos de soluções Pareto-ótimas. Matematicamente, o conceito de Otimalidade de Pareto é descrito como se segue: Assumindo que o problema consista em um problema de minimização, consideram-se dois vetores de decisão $\mathbf{a}, \mathbf{b} \in X$. Então \mathbf{a} *domina* \mathbf{b} se (e somente se) (5.7):

$$\forall i \in \{1, 2, \dots, n\} : f_i(\mathbf{a}) \leq f_i(\mathbf{b}) \wedge \exists j \in \{1, 2, \dots, n\} : f_j(\mathbf{a}) < f_j(\mathbf{b}) \quad (5.7)$$

Todos os vetores decisão que não são dominados por outro vetor decisão em um determinado conjunto são chamados *não dominados*, com respeito a tal conjunto. Os vetores decisão não dominados em todo o espaço de busca, constituem o conjunto de soluções Pareto-Ótimas, ou a *fronteira de Pareto*, conforme a Figura 5.6.

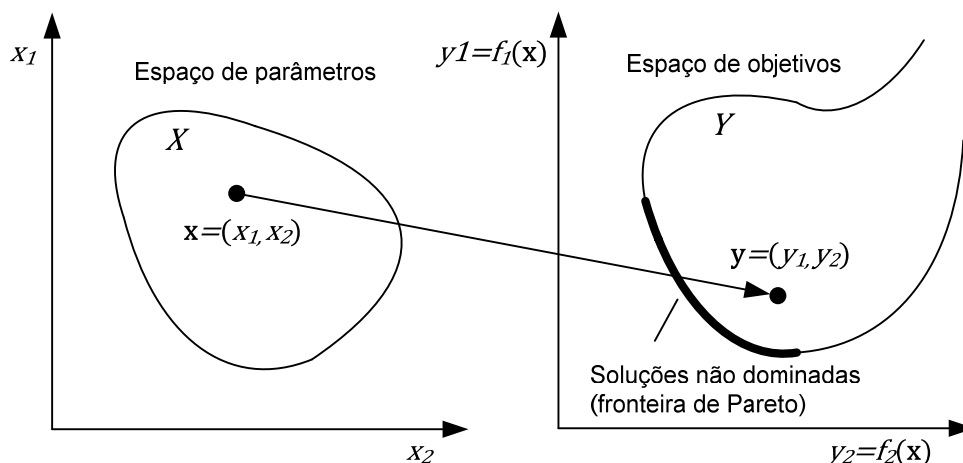


Figura 5.6 – Mapeamento das variáveis de decisão para o espaço de objetivos e a fronteira de Pareto.

De modo geral, a metodologia de busca do AGM consiste na manutenção de soluções de boa qualidade nas fronteiras de Pareto, o que permite a pesquisa por outras soluções não dominadas em paralelo (FONSECA *et al.*, 1993). O mecanismo de busca baseia-se em dois conceitos, empregados de forma a atender dois objetivos:

- A convergência das soluções para a primeira fronteira de Pareto, por meio do emprego do conceito de dominância de Pareto como forma de seleção.
- A manutenção da diversidade das soluções na fronteira de Pareto, baseando-se no conceito de distância de compressão, para efetuar a dispersão das soluções.

Na Figura 5.7 é mostrada a estrutura do AGM, sendo a seguir descritos e comentados os operadores evolutivos empregados, bem como os parâmetros de controle do algoritmo. O fluxograma indica o curso da população $P(t)$ em cada geração t , bem como a quantidade de indivíduos (relativa ao tamanho total da população) submetida a cada operador (representados pelos retângulos). O tamanho da população é relacionado ao número de genes do cromossomo (5.8):

$$N_p = 2ns \quad (5.8)$$

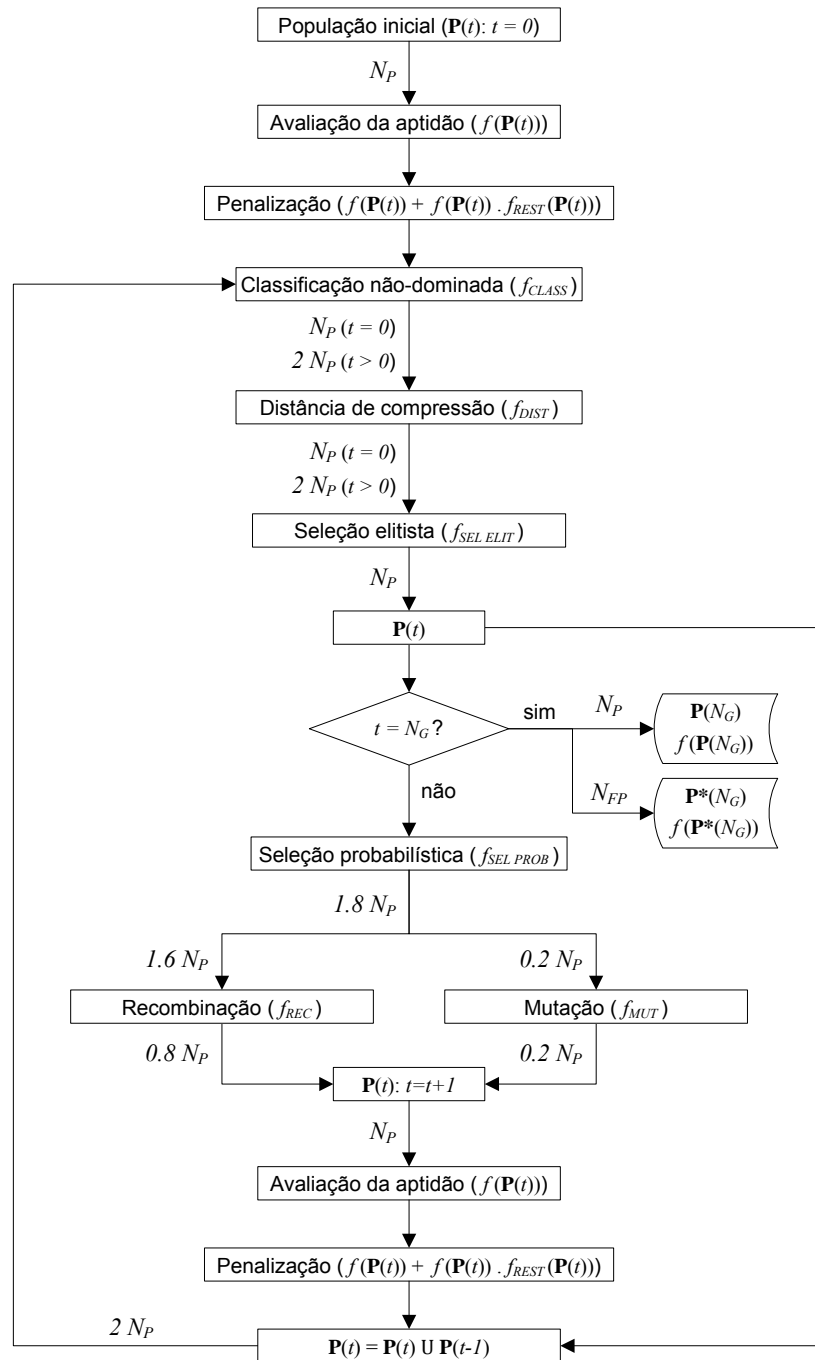


Figura 5.7 – Estrutura do Algoritmo Genético Multiobjetivo.

A geração da população inicial, avaliação da aptidão ($f(\mathbf{P}(t))$) e penalização ($(f(\mathbf{P}(t)) + f(\mathbf{P}(t)) \cdot f_{REST}(\mathbf{P}(t)))$), são efetuadas conforme exposto nas Seções 5.4 e 5.5.1, respectivamente. Porém, neste caso duas funções de aptidão são avaliadas, sendo o fator de penalidade (5.2) aplicado às duas componentes do vetor de objetivos (5.9).

$$f(\mathbf{x}_i) = (f_1(\mathbf{x}_i) + f_1(\mathbf{x}_i) \cdot f_{REST}(\mathbf{x}_i), f_2(\mathbf{x}_i) + f_2(\mathbf{x}_i) \cdot f_{REST}(\mathbf{x}_i)) \quad (5.9)$$

$$\forall_{1 \leq i \leq N_P} \mathbf{x}_i \in \mathbf{P}(t).$$

5.6.1 Classificação não dominada (f_{CLASS})

Para identificar as soluções não dominadas em cada fronteira de Pareto, cada indivíduo $\mathbf{x}_i \in \mathbf{P}(t)$ é comparado com demais indivíduos da população, por meio da avaliação da expressão (5.7). Os mesmos são classificados em ordem ascendente, de acordo com seus níveis de domínio sobre os demais indivíduos, o que leva à definição de n_f fronteiras de Pareto. Primeiramente, são identificados os indivíduos não dominados da primeira fronteira, que recebem classificação unitária ($f_{CLASS}(\mathbf{x}_i)=1$). Estes indivíduos são então desconsiderados na identificação dos indivíduos não dominados da segunda fronteira, cuja classificação é incrementada ($f_{CLASS}(\mathbf{x}_i)=2$). Este processo repete-se até que todos os indivíduos sejam classificados (N_p indivíduos na primeira geração e $2N_p$ indivíduos nas demais). A Figura 5.8 mostra o resultado da classificação não dominada dos indivíduos em n_f fronteiras de Pareto. Obviamente, em se tratando de um problema de minimização, os indivíduos com menor classificação são os indivíduos mais aptos da população ($f_{CLASS}(\mathbf{x}_i)=1$).

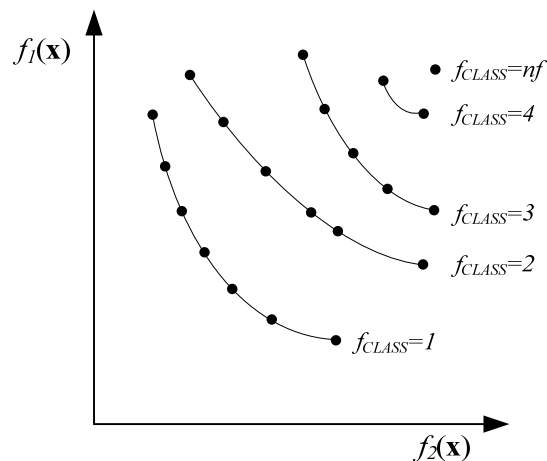


Figura 5.8 – Classificação não dominada dos indivíduos em n_f fronteiras de Pareto.

5.6.2 Distância de compressão (f_{DIST})

Conforme mencionado anteriormente, além da convergência das soluções, é necessário que seja mantida a diversidade entre as soluções do conjunto Pareto-ótimo, ou seja, certo afastamento entre as soluções localizadas na mesma fronteira. A diversidade é avaliada calculando-se a densidade de soluções nos arredores de cada solução, isto é, a distância média entre duas soluções vizinhas da solução avaliada, com relação às suas aptidões. Esta grandeza, denominada *distância de compressão*, é proporcional ao perímetro do retângulo em cujos vértices localizam-se as soluções vizinhas de $\mathbf{x}_i \in \mathbf{P}(t)$, conforme mostrado na Figura 5.9.

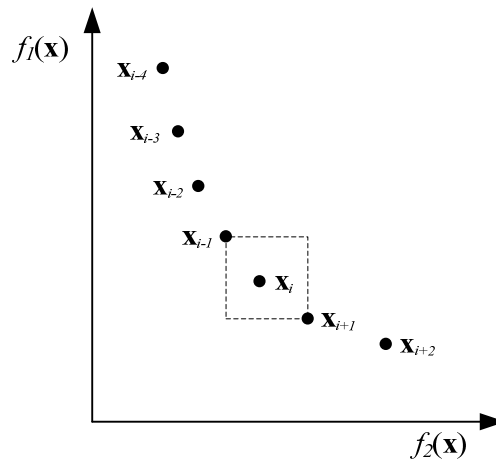


Figura 5.9 – Distância de compressão da solução \mathbf{x}_i na fronteira de Pareto.

A distância de compressão da solução \mathbf{x}_i é calculada através da expressão (5.10).

$$f_{DIST}(\mathbf{x}_i) = \frac{f_1(\mathbf{x}_{i-1}) - f_1(\mathbf{x}_{i+1})}{\max(f_1)} + \frac{f_2(\mathbf{x}_{i+1}) - f_2(\mathbf{x}_{i-1})}{\max(f_2)} \quad (5.10)$$

Onde $\max(f_1)$ e $\max(f_2)$ são os valores máximos das funções de aptidão f_1 e f_2 , para as soluções localizadas nos extremos da mesma fronteira de Pareto (\mathbf{x}_{i-4} e \mathbf{x}_{i+2} , neste caso). As distâncias de compressão para estas soluções assumem valores infinitos ($f_{DIST}(\mathbf{x}_{i-4}) = \infty$ e $f_{DIST}(\mathbf{x}_{i+2}) = \infty$).

5.6.3 Seleção elitista ($f_{SEL\ ELIT}$)

Nesta etapa do processo evolutivo, os indivíduos estão caracterizados por suas classificações e distâncias de compressão ($f_{CLASS}(\mathbf{x}_i)$, $f_{DIST}(\mathbf{x}_i)$). O operador de seleção elitista é empregado com o intuito de reduzir para N_p o número de indivíduos da população, que nesta etapa é igual a $2N_p$ ($t > 0$). A seleção é efetuada em duas etapas determinísticas. A primeira enfatiza a manutenção da diversidade nas fronteiras de Pareto, pela eliminação dos indivíduos com as menores distâncias de compressão de cada fronteira. O número máximo de indivíduos a serem mantidos em cada fronteira é definido a partir de uma progressão geométrica decrescente, sendo que na primeira fronteira esta quantidade é mantida fixa, igual a 35% do número de indivíduos da população (5.11).

$$N_{FPj} = \begin{cases} 0,35N_p; & j = 1 \\ \left(N_p 0,8^{(j-1)} \frac{0,2}{1-0,8^{nf}} \right); & 2 \leq j \leq nf \end{cases} \quad (5.11)$$

Onde N_{FP_j} é o número máximo de indivíduos em cada fronteira j . No caso de o número de indivíduos na fronteira j ser maior que N_{FP_j} , são rejeitados os indivíduos excedentes cujas distâncias de compressão sejam as menores dentre os demais. Os indivíduos localizados nos extremos de cada fronteira são mantidos neste processo, pois possuem distâncias de compressão infinitas. Esta etapa garante a existência de um determinado número indivíduos em cada fronteira, que decresce a partir da primeira. Além disso, a permanência dos indivíduos com maiores distâncias de compressão garante a distribuição uniforme das soluções no espaço de soluções.

A primeira etapa da seleção elitista geralmente não é suficiente para reduzir a N_p o número de indivíduos da população. Desta forma, a segunda etapa determina a exclusão dos indivíduos excedentes com as maiores classificações. No caso da Figura 5.8, seria excluído da população o indivíduo localizado na última fronteira de Pareto ($f_{CLASS}(\mathbf{x}_i)=nf$), seguido pelos indivíduos da penúltima fronteira ($f_{CLASS}(\mathbf{x}_i)=4$), e assim sucessivamente. Quando o número de indivíduos na fronteira for superior ao número de indivíduos a serem excluídos, estes são definidos a partir das menores distâncias de compressão.

5.6.4 Seleção probabilística ($f_{SEL\ PROB}$)

O operador de seleção é baseado no mecanismo de torneio (semelhante ao AGS), porém, os indivíduos são selecionados considerando suas classificações e distâncias de compressão. Primeiramente, são selecionados randomicamente 5% dos indivíduos da população. O vencedor do torneio é o indivíduo com a menor classificação dentre os demais. Se houver mais de um indivíduo com a mesma classificação, o vencedor será o indivíduo cuja distância de compressão for maior. Este processo é repetido $1,8 N_p$ vezes, sendo selecionado um indivíduo em cada interação.

5.6.5 Recombinação (f_{REC}) e mutação (f_{MUT})

Foram empregados os mesmos operadores de recombinação e mutação do AGS, comentados nas Seções 5.5.5 e 5.5.6, respectivamente. Porém, no caso do AGM, 80% dos indivíduos da população são gerados por recombinação, e 20% por mutação. Após a aplicação desses operadores, os indivíduos são avaliados ($f(\mathbf{P}(t))$) e penalizados ($f(\mathbf{P}(t)) + f_{REST}(\mathbf{P}(t))$). Os indivíduos da população anterior (selecionados pelo processo de seleção elitista) são então agregados à atual população ($\mathbf{P}(t) \cup (\mathbf{P}(t-1))$), e novamente submetidos ao operador de classificação (f_{CLASS}).

5.6.6 Critério de convergência ($t = N_G$)

O critério de convergência adotado consiste no estabelecimento de um número máximo de gerações do ciclo evolutivo ($t = N_G$), definido a partir do número de genes do cromossomo.

$$N_G = 0,3 ns \quad (5.12)$$

Quando este critério é alcançado, a população ($\mathbf{P}(N_G)$), bem como as aptidões dos indivíduos ($f(\mathbf{P}(N_G))$) são armazenados, sendo empregados como população inicial de uma possível nova execução do algoritmo, conforme será exposto na Seção 5.8. O conjunto das melhores soluções ($\mathbf{P}^*(N_G) = (\mathbf{x}_1^*, \mathbf{x}_2^*, \dots, \mathbf{x}_{N_{FP}}^*)$) é composto pelos N_{FP} indivíduos localizados na primeira fronteira de Pareto, correspondendo a 35% do número total de indivíduos da população, de acordo com a expressão (5.11).

Como resultado do processo de otimização, têm-se um conjunto de soluções Pareto-ótimas, sendo cada qual associada a um vetor de objetivos, com duas componentes ($f(\mathbf{P}^*(N_G)) = (f_1(\mathbf{P}^*(N_G)), f_2(\mathbf{P}^*(N_G)))$). Desta forma, frente ao relativamente grande número de soluções a serem analisadas, a identificação da solução mais adequada não é trivial. Esta dificuldade é contornada com o emprego de um mecanismo de tomada de decisão, que possibilite a determinação da melhor solução com base no balanço entre as variações dos dois objetivos em relação aos seus valores máximos e mínimos, conforme será exposto a seguir.

5.7 Lógica Nebulosa

Freqüentemente, os objetos do mundo real não podem ser precisamente associados a uma única classe específica de objetos. Ao invés disso, tal classificação pode ser ambígua, levando o objeto a pertencer a várias classes, em diferentes graus. Por exemplo, existe ambigüidade quanto à classificação do número 10 em relação à “classe dos números reais muito maiores que 1”. Claramente, esta não constitui uma classe (conjunto) no senso matemático comum. Essa classificação imprecisa é de fato, uma importante regra do raciocínio humano, particularmente no domínio do reconhecimento de padrões, comunicação e abstração. Os conjuntos nebulosos (*Fuzzy Sets*) provêm uma forma natural de lidar com problemas nos quais a fonte de imprecisão reside na ausência de critérios que definem o quanto um objeto é membro de uma classe (ZADEH, 1989).

5.7.1 Definições

Seja X um espaço de objetos e $x \in X$ um elemento genérico desse espaço. Um conjunto nebuloso A em X é caracterizado por uma função de pertinência $\mu_A(x)$, que associa a cada ponto em X um número real no intervalo $[0,1]$. Este valor representa o grau de pertinência de x a A , sendo que a proximidade de $\mu_A(x)$ com a unidade indica um alto grau de associação. Formalmente, um conjunto nebuloso A pode ser representado por um conjunto de pares ordenados (5.13):

$$A = \{(\mu_A(x), x) : x \in X\} \quad (5.13)$$

Na Figura 5.10 (1) são mostradas as funções de pertinência associadas aos conjuntos nebulosos A e B . Alguns operadores lógicos usuais são estendidos à aplicação nos conjuntos nebulosos, como o complemento (NOT), a união (OR) e a interseção (AND) (ZADEH, 1965):

- O complemento de um conjunto nebuloso A , é denotado por A' e definido segundo a expressão (5.14).

$$\mu_{A'}(x) = 1 - \mu_A(x) \quad (5.14)$$

- A interseção de dois conjuntos nebulosos A e B caracterizados pelas funções de pertinência $\mu_A(x)$ e $\mu_B(x)$, respectivamente, resulta em um conjunto nebuloso C , tal que $C=A \cap B$ (5.15).

$$\mu_C(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x)) \quad (5.15)$$

- A união de dois conjuntos nebulosos A e B caracterizados pelas funções de pertinência $\mu_A(x)$ e $\mu_B(x)$, respectivamente, resulta em um conjunto nebuloso C , tal que $C=A \cup B$ (5.16).

$$\mu_C(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x)) \quad (5.16)$$

Na Figura 5.10 (2), (3) e (4) são mostrados os conceitos de complemento, união e interseção de conjuntos nebulosos.

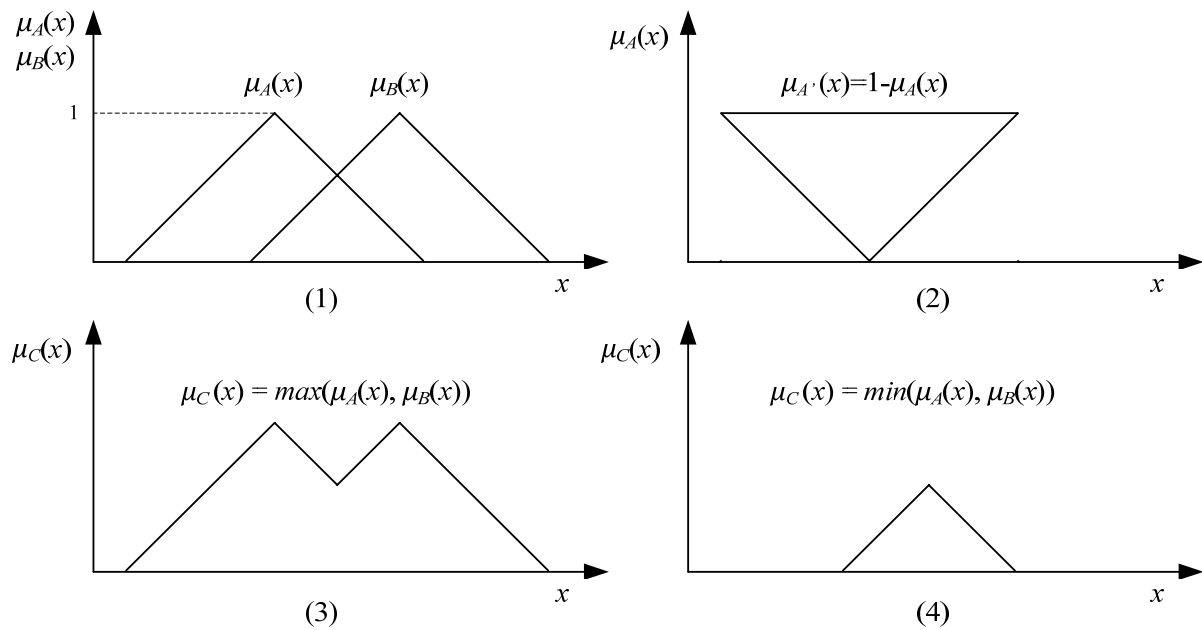


Figura 5.10 – Conjuntos nebulosos e operadores lógicos.

Além desses operadores, as operações algébricas de produto (\cdot) e soma ($+$) são igualmente aplicadas aos conjuntos nebulosos:

- O produto algébrico de A e B ($A \cdot B$), bem como a soma algébrica ($A+B$), são definidos pelas expressões (5.17) e (5.18), respectivamente.

$$\mu_{A \cdot B}(x) = \mu_A(x) \cdot \mu_B(x) \quad (5.17)$$

$$\mu_{A+B}(x) = \mu_A(x) + \mu_B(x) : \forall x \mu_{A+B}(x) \leq 1 \quad (5.18)$$

Uma relação entre conjuntos nebulosos é o mapeamento dos elementos de um espaço X em um espaço Y . Tal mapeamento é efetuado por meio por meio de regras de inferência, na forma de sentenças lingüísticas. Uma relação R é o mapeamento do espaço cartesiano ($X \times Y$) para o intervalo $[0, 1]$, onde a intensidade do mapeamento é expressa pela função de pertinência da relação entre os pares ordenados, expressa por $\mu_R(x, y)$. Uma relação em $X \times Y$ é definida pela expressão (5.19).

$$R = \{((x, y), \mu_R(x, y)) : (x, y) \in X \times Y\} \quad (5.19)$$

As operações de complemento, união e interseção podem ser estendidas às relações, que por sua vez podem ser aplicadas a um número infinito de conjuntos.

5.7.2 Sistema de Inferência Nebulosa

Neste trabalho, é empregado o Sistema de Inferência Nebulosa tipo Mandani, com o objetivo de definir a melhor configuração de tipos e localizações de dispositivos de proteção e manobras do conjunto de soluções Pareto-ótimas retornadas pelo AGM. Esta decisão é tomada considerando o balanço entre as variações dos indicadores de confiabilidade, com relação a seus valores máximos e mínimos.

Os Sistemas de Inferência Nebulosa (*fuzzy inference systems*) são também conhecidos como sistemas baseados em regras nebulosas, modelos nebulosos, sistema especialista nebuloso ou memória associativa nebulosa. Consistem em uma interface de fuzzificação, base de regras, base de dados, máquina de decisão e em uma interface de defuzzificação (SIVANANDAM *et al.*, 2007), conforme mostrado no diagrama de blocos da Figura 5.11.

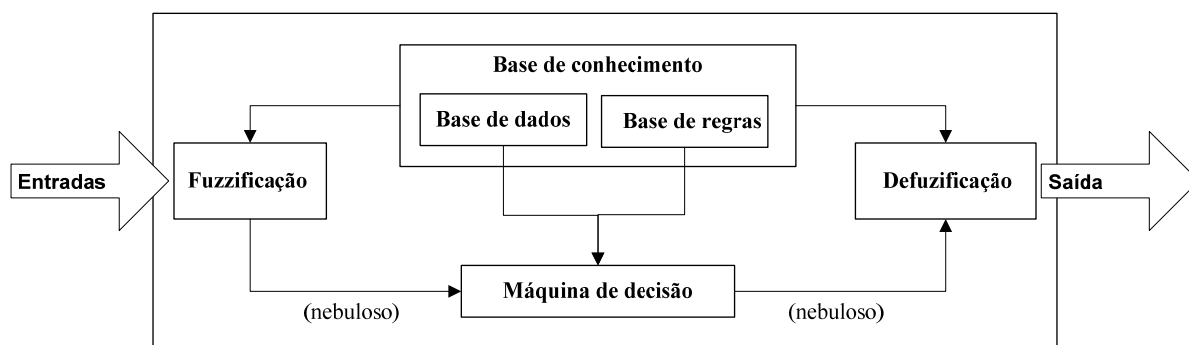


Figura 5.11 – Sistema de inferência nebulosa.

De modo geral, a interface de fuzzificação converte as variáveis de entrada em variáveis lingüísticas nebulosas. A base de conhecimento contém as informações necessárias para tal conversão (base de dados), bem como um conjunto de regras que refletem o conhecimento em relação ao processo de tomada de decisão. A máquina de decisão efetua a inferência propriamente dita, por meio da combinação de dados e regras, resultando em uma resposta no domínio nebuloso, traduzida pela interface de defuzzificação.

5.7.2.1 Entradas

Conforme exposto na Seção 5.6, como resultado do processo de otimização, tem-se um conjunto de N_{FP} soluções Pareto-ótimas ($\mathbf{P}^*(N_G) = (\mathbf{x}_1^*, \mathbf{x}_2^*, \dots, \mathbf{x}_{N_{FP}}^*)$). A cada solução é associado um vetor de objetivos ($f(\mathbf{P}^*(N_G)) = (f_1(\mathbf{P}^*(N_G)), f_2(\mathbf{P}^*(N_G)))$), cujas componentes correspondem aos valores mínimos de uma das funções objetivo (4.38) a (4.43), e da função objetivo definida pelo indicador MAIFI_E, para cada solução em particular. Desta

forma, às componentes $f_1(\mathbf{P}^*(N_G))$ e $f_2(\mathbf{P}^*(N_G))$ são associados os conjuntos nebulosos (5.20) e (5.21), respectivamente.

$$\Delta_1 = \left\{ \left(\mu_{\Delta_1}(\delta_1), \delta_1 \right) : \delta_1 \in [0, 1] \right\} \quad (5.20)$$

$$\Delta_2 = \left\{ \left(\mu_{\Delta_2}(\delta_2), \delta_2 \right) : \delta_2 \in [0, 1] \right\} \quad (5.21)$$

As variáveis de entrada dos conjuntos nebulosos Δ_1 e Δ_2 são as variações das componentes do vetor de objetivos $f_1(\mathbf{P}^*(N_G))$ e $f_2(\mathbf{P}^*(N_G))$ normalizadas, em relação ao valor mínimo de cada componente, calculadas pelas expressões (5.22) e (5.23):

$$\delta_{1i} = \frac{f_1(\mathbf{x}_i^*) - \min(f_1(\mathbf{P}^*(N_G)))}{\max(f_1(\mathbf{P}^*(N_G))) - \min(f_1(\mathbf{P}^*(N_G)))} \quad (5.22)$$

$$\delta_{2i} = \frac{f_2(\mathbf{x}_i^*) - \min(f_2(\mathbf{P}^*(N_G)))}{\max(f_2(\mathbf{P}^*(N_G))) - \min(f_2(\mathbf{P}^*(N_G)))} \quad (5.23)$$

$$\forall_{1 \leq i \leq N_{fp}} \mathbf{x}_i^* \in \mathbf{P}^*(N_G)$$

5.7.2.2 Fuzzificação

Na etapa de fuzzificação, as variáveis de entrada δ_1 e δ_2 (o índice i por enquanto será desconsiderado) são mapeadas para o domínio dos conjuntos nebulosos, pela determinação de seus graus de pertinência (no intervalo $[0, 1]$) em relação aos subconjuntos nebulosos de entrada. As funções de pertinência representam os aspectos fundamentais de todas as ações teóricas e práticas de sistemas nebulosos. A quantidade de funções de pertinência em um universo de discurso bem como suas formas, são escolhidas com base na experiência humana e natureza do processo de tomada de decisão. As formas mais comuns são do tipo triangular, trapezoidal, gaussiana, sigmóide e spline cúbico (*S-shape*). As funções de pertinência triangulares e trapezoidais empregadas neste trabalho caracterizam subconjuntos de entrada (Figura 5.12) representados pelos valores lingüísticos baixo (B), baixo-médio (BM), médio (M) e alto (A), tal que $\Delta_1 = \{\Delta_{1B}, \Delta_{1BM}, \Delta_{1M}, \Delta_{1A}\}$ e $\Delta_2 = \{\Delta_{2B}, \Delta_{2BM}, \Delta_{2M}, \Delta_{2A}\}$.

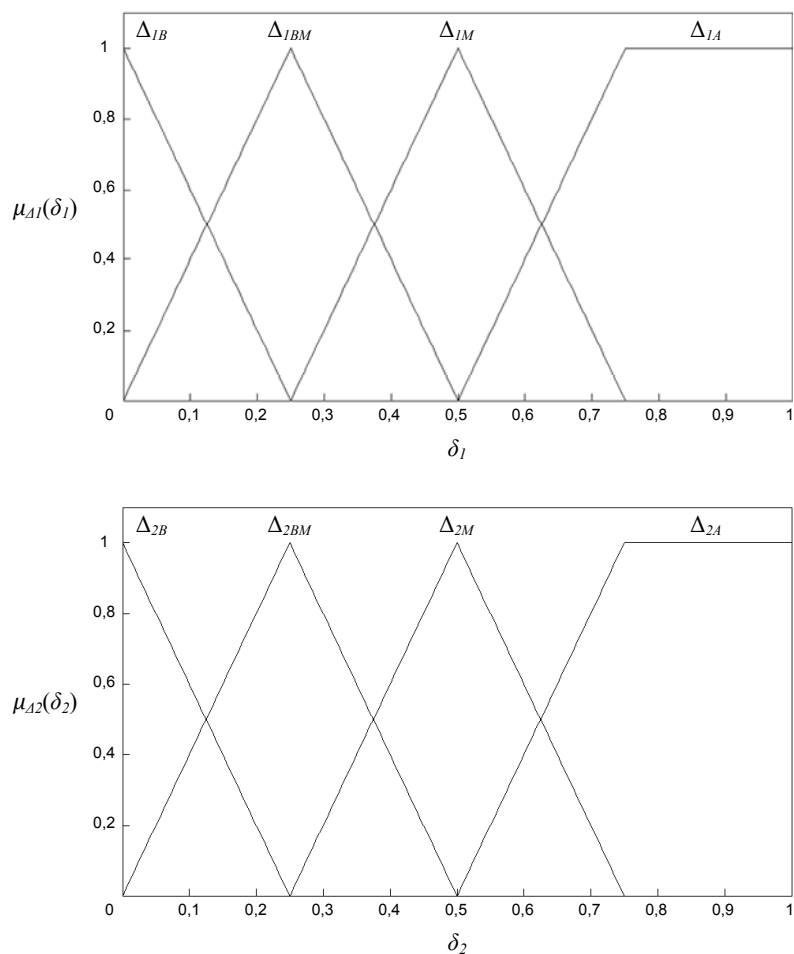


Figura 5.12 – Funções de pertinência dos subconjuntos de Δ_1 e Δ_2 .

5.7.2.3 Regras de Inferência

As regras de inferência são condições lingüísticas empregadas no mapeamento dos conjuntos de entrada (antecedentes) em relação aos subconjuntos de saída (conseqüências), de acordo com a definição (5.19). Os operadores E/OU são empregados na combinação das funções de pertinência acionadas por cada regra. O operador “E” (também chamado T-norma) pode ser implementado através da interseção (5.15) ou como o produto algébrico (5.18) dos conjuntos nebulosos. Da mesma forma, o operador “OU” (T-conorma) pode ser implementado pela união (5.16) ou pela soma algébrica (5.17) dos conjuntos.

A cada regra de inferência pode ser associado um determinado peso $[0, 1]$, o que resulta na aplicação de um método de implicação, implementado por meio de uma T-norma.

A base de regras do sistema de inferência determina as relações que efetuam o mapeamento dos subconjuntos nebulosos de Δ_1 e Δ_2 em um conjunto de saída $\Delta_o = \{\Delta_{oB}, \Delta_{oBM}, \Delta_{oM}, \Delta_{oMA}, \Delta_{oA}\}$, cujos subconjuntos são caracterizados pelas funções

de pertinência mostradas na Figura 5.13, que assumem os valores lingüísticos baixo (B), baixo-médio (BM), médio (M), médio-alto (MA) e alto (A).

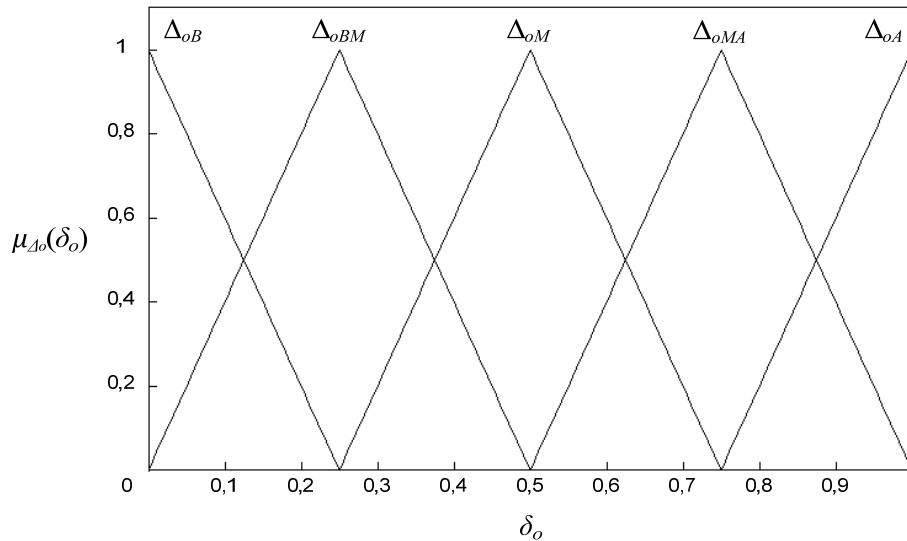


Figura 5.13 – Funções de pertinência dos subconjuntos de Δ_o .

A base de regras emprega somente a T-norma “E” de produto algébrico, para efetuar a combinação dos antecedentes. Como foi atribuído peso unitário a todas as regras, o método de implicação não é necessário. As regras lingüísticas, na forma “SE <antecedente 1> E <antecedente 2> ENTÃO <conseqüência> (peso da regra)” são listadas abaixo:

- (i) SE $\Delta_1 = \Delta_{1B}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2B}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oB}$ (1)
- (ii) SE $\Delta_1 = \Delta_{1B}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2BM}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oB}$ (1)
- (iii) SE $\Delta_1 = \Delta_{1B}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2M}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oBM}$ (1)
- (iv) SE $\Delta_1 = \Delta_{1B}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2A}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oMA}$ (1)
- (v) SE $\Delta_1 = \Delta_{1BM}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2B}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oB}$ (1)
- (vi) SE $\Delta_1 = \Delta_{1BM}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2BM}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oBM}$ (1)
- (vii) SE $\Delta_1 = \Delta_{1BM}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2M}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oM}$ (1)
- (viii) SE $\Delta_1 = \Delta_{1BM}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2A}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oMA}$ (1)
- (ix) SE $\Delta_1 = \Delta_{1M}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2B}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oBM}$ (1)
- (x) SE $\Delta_1 = \Delta_{1M}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2BM}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oM}$ (1)
- (xi) SE $\Delta_1 = \Delta_{1M}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2M}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oM}$ (1)
- (xii) SE $\Delta_1 = \Delta_{1M}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2A}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oA}$ (1)
- (xiii) SE $\Delta_1 = \Delta_{1A}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2B}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oMA}$ (1)
- (xiv) SE $\Delta_1 = \Delta_{1A}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2BM}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oMA}$ (1)
- (xv) SE $\Delta_1 = \Delta_{1A}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2M}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oA}$ (1)
- (xvi) SE $\Delta_1 = \Delta_{1A}$ E $\Delta_2 = \Delta_{2A}$ ENTÃO $\Delta_o = \Delta_{oA}$ (1)

Esta base de regras foi construída através da aplicação de critérios heurísticos acerca das variações dos indicadores de confiabilidade. A variação “baixa” foi considerada como até 125% do valor mínimo do indicador (i). As regras relativas às variações “baixa” de um indicador e “média” do outro (iii) e (ix) são mapeadas para o subconjunto de saída Δ_{oBM} (variação “baixa à média”), e assim sucessivamente.

5.7.2.4 Agregação

Cada regra de inferência retorna um subconjunto nebuloso de saída, truncado. A agregação é o processo no qual estes subconjuntos são combinados, resultando em outro conjunto nebuloso. Essa operação é efetuada pela aplicação do operador T-conorma aos subconjuntos, sendo que o operador empregado foi o de soma algébrica.

5.7.2.5 Defuzzificação:

Este é processo inverso da fuzzificação, onde o conjunto nebuloso resultante da agregação dos subconjuntos de saída é traduzido em um valor numérico determinístico, resultado da inferência dos conjuntos de entrada pelas regras lingüísticas. O método de defuzzificação empregado foi o dos momentos compostos, centróide ou centro de massa (5.24).

$$\delta^* = \frac{\sum_j \mu_{\Delta_o}(\delta_{o_j}) \delta_{o_j}}{\mu_{\Delta_o}(\delta_{o_j})} \quad (5.24)$$

Onde j é o número de regras de inferência e δ^* é a abscissa do centro de gravidade do conjunto nebuloso resultante da agregação.

5.7.2.6 Saídas

O centro de gravidade do conjunto nebuloso agregado (δ^*) é um valor numérico no intervalo $[0,1]$, que traduz as relações entre as entradas, combinadas pelas regras lingüísticas (e heurísticas) de inferência. A grosso modo, este valor pode ser visto como proporcional às magnitudes das variáveis de entrada δ_1 e δ_2 . A Figura 5.14 mostra a superfície decorrente da inferência das variáveis de entrada δ_1 e δ_2 , quando estas assumem todos os valores em suas faixas de variação $[0,1]$.

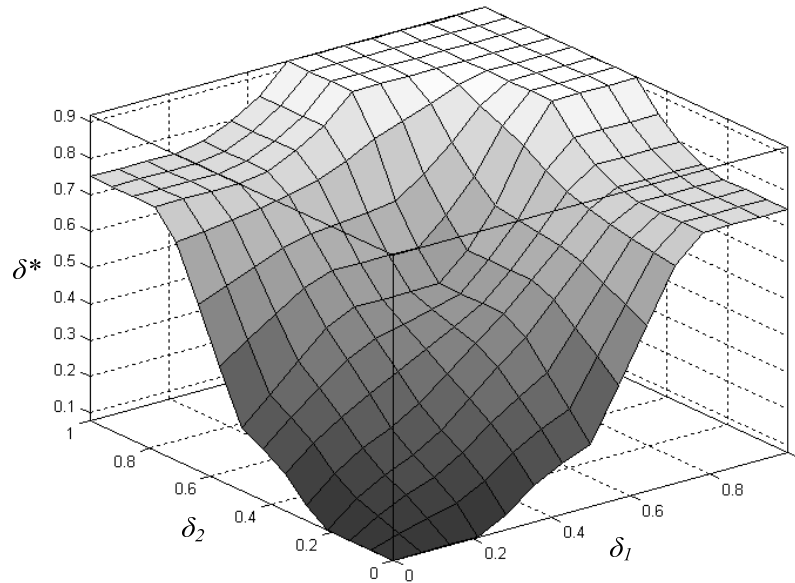


Figura 5.14 – Superfície resultante do processo de inferência nebulosa.

Por meio desta superfície, pode-se concluir que, submetendo-se todas as soluções do conjunto Pareto-ótimo ao processo de inferência, a definição da melhor solução resume-se à seleção da solução cuja variável de saída do processo de inferência nebuloso (δ^*) for a menor dentre as demais. Definindo-se o processo de inferência por meio do operador \mathcal{IN} , a metodologia de seleção da solução mais adequada pode ser expressa formalmente (5.25):

$$\forall_{1 \leq i \leq N_{FP}} \mathbf{x}^{**} = \left\{ \mathbf{x}_i^* \in \mathbf{P}^*(N_G) : \mathcal{IN}(f_1(\mathbf{x}_i^*), f_2(\mathbf{x}_i^*)) = \min(\mathcal{IN}(f_1(\mathbf{P}^*(N_G)), f_2(\mathbf{P}^*(N_G)))) \right\} \quad (5.25)$$

Onde $\mathbf{x}^{**} = \{x_1, \dots, x_{ns}\}$ é a solução final, e representa uma configuração de tipos e localizações de dispositivos de proteção e manobras no alimentador de distribuição.

5.8 Visão Geral do Algoritmo

Nas seções anteriores, foram expostos os mecanismos específicos empregados nos Algoritmos Genéticos e no Sistema de Inferência Nebulosa, na determinação da melhor solução de ambos os problemas de otimização. A visão geral do algoritmo – tema desta seção – tem como principais objetivos a exposição da estrutura do algoritmo de otimização com objetivo único e duplo, de algumas opções agregadas ao processo de otimização, bem como a forma com que as restrições relativas à coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção são tratadas.

Na Figura 5.15 os paralelogramos oblíquos representam dados de entrada. Estes dados compreendem o indicador a ser otimizado e/ou avaliado, as variáveis que definem a topologia do alimentador (Seção 4.2), e algumas opções de entrada de dados.

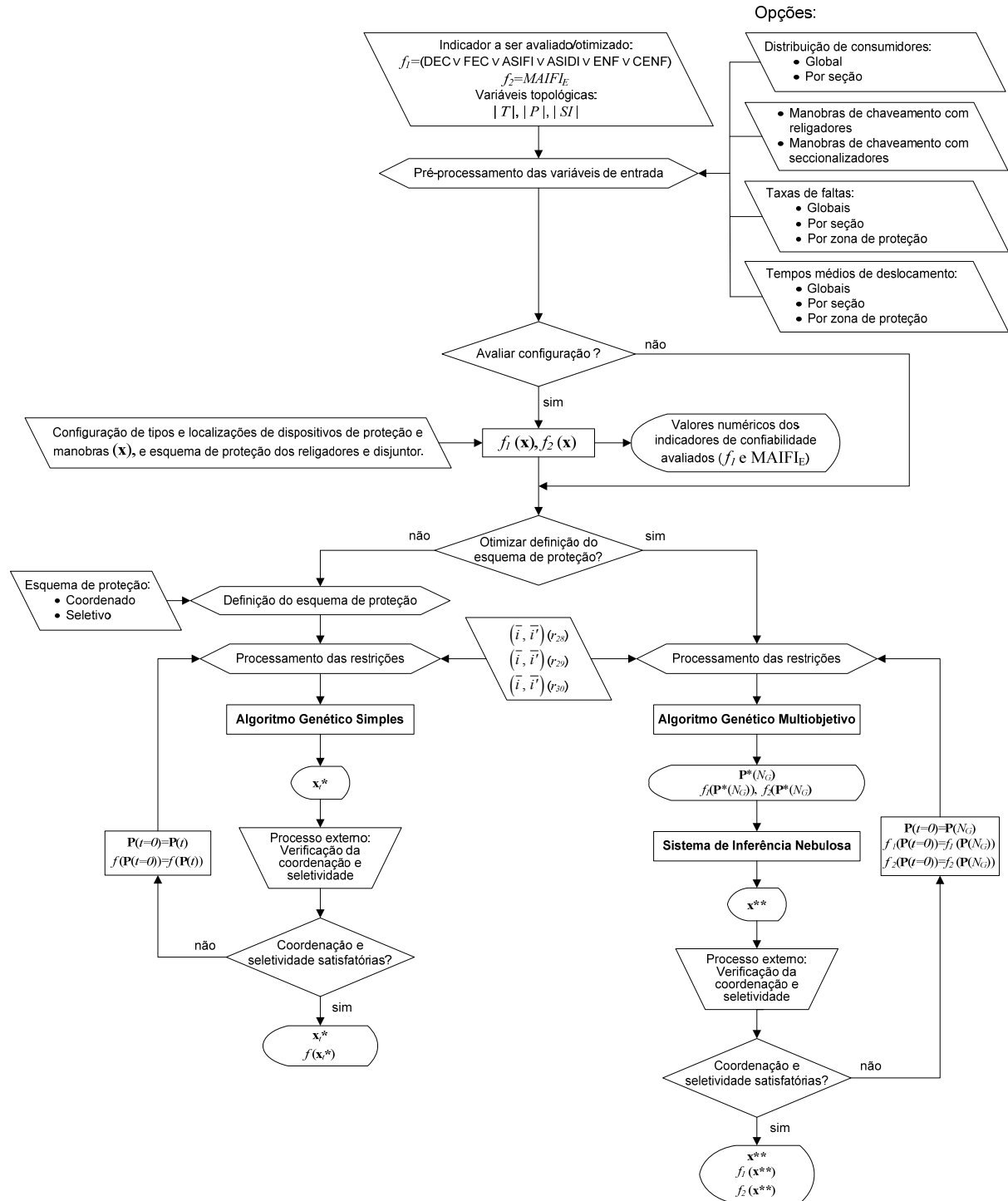


Figura 5.15 – Estrutura do algoritmo de otimização.

A opção “distribuição de consumidores” ($C_{RES(\%i)}$, $C_{COM(\%i)}$, $C_{IND(\%i)}$) é empregada no indicador CENF (4.30), e pode ser definida através de uma única distribuição percentual (para cada tipo de consumidor) que será aplicada à todas as seções do alimentador (global);

ou através da definição de uma distribuição de consumidores para cada seção individualmente.

As opções “manobras de chaveamento com religadores e seccionalizadores” informam ao algoritmo se estes dispositivos – além da função de proteção – podem ser empregados em manobras de chaveamento, visando o restabelecimento do fornecimento caso ocorram interrupções permanentes.

As taxas de faltas permanentes e temporárias podem ser definidas como valores únicos, que serão aplicados a todas as seções do alimentador (global), ou definidas para cada seção individualmente (taxas de faltas por seção). Outra opção é definir as taxas de faltas por zona de proteção, associadas a cada dispositivo de proteção. Neste caso, um algoritmo efetua um tratamento estatístico simplificado dos dados relacionados às ocorrências de interrupções do fornecimento de energia, determinando as taxas de faltas permanentes e temporárias para todas as seções do alimentador. Obviamente, o uso desta opção depende da existência de um histórico de dados relativos às ocorrências de interrupções em um determinado período, no alimentador sob estudo. Estes dados consistem nas informações sobre o tipo de falta (permanente ou temporária) e dispositivo que atuou na sua eliminação, conforme descrito na Seção 3.3. As taxas de faltas temporárias nas seções cobertas por dispositivos com capacidade de efetuar religamentos são estimadas com base nas taxas de faltas temporárias das seções cobertas por chaves fusíveis. O procedimento de determinação das taxas de faltas será descrito de forma mais detalhada no Capítulo 6. As mesmas opções aplicam-se à definição dos tempos médios de deslocamento, porém a determinação dos mesmos apartir das zonas de proteção não emprega nenhum tratamento estatístico, somente as informações relativas aos tempos médios de deslocamento até as seções onde se encontram alocados os dispositivos de proteção.

Definidos os dados de entrada, pode ser efetuada a avaliação de um dos indicadores de confiabilidade DEC, FEC, ASIFI, ASIDI, ENF ou CENF, bem como do indicador MAIFI_E.

Após a avaliação dos indicadores, é definido o processo de otimização a ser executado. Independente deste é solicitada a entrada dos dados relativos às restrições de coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção, definidas nas Seções 4.6.7, 4.6.8 e 4.6.9. Estes dados correspondem às seções nas quais a coordenação e seletividade entre religadores e chaves fusíveis não são possíveis de serem obtidas (\bar{i}, \bar{i}') . Estas seções devem ser determinadas por um procedimento externo, que geralmente consiste em um estudo de coordenação e seletividade prévio, ou efetuado para cada configuração de dispositivos (solução) retornada pelo AGS ou pelo AGM.

Se a otimização consistir no processo com objetivo único (desempenhado pelo AGS) deve ser previamente definido o esquema de proteção a ser adotado nos religadores a serem alocados, bem como no disjuntor da subestação. A opção de otimização na definição do esquema de proteção remete ao processo de otimização com objetivo duplo, desempenhado pelo AGM. Posterior à execução do AGM, o Sistema de Inferência Nebulosa seleciona a solução mais adequada do conjunto Pareto-Ótimo. Esta solução pode ser submetida à verificação da coordenação e seletividade. Se for constatada a impossibilidade de obtenção destas, novos conjuntos de restrições são agregados aos previamente informados, e uma nova execução do algoritmo pode ser iniciada. Para que o processo evolutivo inicie com uma população inicial de indivíduos de boa qualidade, a população final retornada na última execução do AGS ou do AGM é definida como população inicial da próxima execução.

5.9 Considerações Finais

Neste capítulo foram expostos os três principais métodos empregados na busca pelas soluções ótimas dos problemas de otimização da confiabilidade. Este é notadamente um problema combinatório, classificado pela teoria da complexidade computacional como NP-Difícil (Não Determinístico Polinomial – Difícil). Uma das características desta classe de problemas é o crescimento exponencial da complexidade com a dimensão do problema, o que impossibilita sua solução de forma determinística em tempo viável.

Mais especificamente, a alocação de dispositivos de proteção e manobras consiste em um problema de permutação com elementos repetidos. Considerando um alimentador com n_S seções, o número de permutações (configurações) possíveis de serem obtidas pela alocação de $n_{RLG}+n_{SEC}+n_{CFR}+n_{CHF}+n_{CHM}$ dispositivos de proteção e manobras, é dada por (5.26):

$$P_{n_S}^{n_{RLG} n_{SEC} n_{CFR} n_{CHF} n_{CHM}} = \frac{n_S!}{n_{RLG}! n_{SEC}! n_{CFR}! n_{CHF}! n_{CHM}! (n_S - (n_{RLG} + n_{SEC} + n_{CFR} + n_{CHF} + n_{CHM}))!} \quad (5.26)$$

Para se ter idéia da complexidade do problema, considera-se a alocação de 24 dispositivos de proteção e manobras ($n_{RLG}=1$, $n_{SEC}=1$, $n_{CFR}=2$, $n_{CHF}=10$ e $n_{CHM}=10$), em um alimentador composto por 100 seções. Neste caso, em um processo enumerativo (determinístico), a melhor configuração seria definida a partir da avaliação de aproximadamente $1,88 \cdot 10^{33}$ diferentes soluções. Esse número decresce devido à imposição das restrições, o que torna difícil sua estimativa. Porém, neste exemplo o alimentador pode ser considerado de pequeno porte. Na prática, alimentadores de médio porte possuem mais de 500 seções.

A complexidade deste tipo de problema desta forma, justifica a aplicação dos Algoritmos Genéticos como mecanismo de busca da melhor solução. A grande vantagem do emprego desse método é sua robustez frente a problemas os quais informações analíticas sobre a função objetivo (como a derivada) não são conhecidas. Essa vantagem é devida ao fato de o AG pesquisar soluções ótimas a partir de um conjunto de soluções, e não a partir de uma única, como os algoritmos de busca tradicionais. Entretanto, apesar de envolver procedimentos probabilísticos, o AG está muito distante de ser um método de busca puramente aleatório. Ao invés disso, ele emprega procedimentos de busca direcionados por operadores determinísticos e estocásticos.

Com relação à otimização multiobjetivo, de forma geral os algoritmos evolutivos são os métodos de busca que apresentam melhor desempenho com relação aos métodos tradicionais (ZITZLER *et al.*, 1999). Dentre estes, se destacam o método de soma ponderada dos objetivos e o de programação por metas. O primeiro consiste na agregação dos objetivos em uma única função. A dificuldade neste caso reside na necessidade de se determinar a priori os valores dos pesos associados a cada objetivo. A solução mostra-se muito dependente desses valores, sendo que geralmente, diferentes soluções são obtidas para diferentes pesos. A programação por metas por sua vez, consiste na seleção de um objetivo primário, sendo os demais tratados como restrições. O inconveniente desta abordagem é a necessidade de se determinar valores mínimos e máximos aceitáveis para as restrições, o que pode exigir o emprego de um processo prévio de otimização. Além disso, se estes valores não forem cuidadosamente definidos, a solução ótima pode não existir (SOUDI *et al.*, 2001).

Um inconveniente do AG – bem como da maioria dos algoritmos heurísticos –, é a determinação dos parâmetros de controle que resultam no melhor desempenho do algoritmo. Não existe uma única definição que poderia ser considerada universal para todos os problemas, o que exige o teste exaustivo de várias combinações de parâmetros. De acordo com MICHALEWICZ (1996), tudo indica que encontrar bons valores para os parâmetros do AG é ainda mais uma arte do que uma ciência.

À primeira vista, a seleção da melhor solução do conjunto Pareto-ótimo (definido pelo AGM) pode parecer trivial. No desenvolvimento deste trabalho, a primeira idéia que se teve foi simplesmente selecionar a solução cuja soma dos objetivos fosse a menor dentre as demais. Entretanto, o fato que justifica a adoção do sistema de inferência nebulosa como forma de classificação das soluções, é a possibilidade de rejeitar a solução cuja variação de um dos objetivos em relação ao valor mínimo seja alta, mesmo que a soma das variações dos dois objetivos seja baixa. Isso é possível pelo fato de que o mapeamento das entradas em relação às saídas do sistema de inferência é efetuado em paralelo.

6 TESTES, RESULTADOS E AVALIAÇÃO DAS SOLUÇÕES

6.1 Considerações Gerais

Neste capítulo serão demonstrados os resultados obtidos com a alocação otimizada de dispositivos de proteção e manobras em um alimentador real. Primeiramente serão apresentadas as principais características do sistema selecionado para os testes, bem como a forma com que os dados de entrada dos algoritmos de otimização foram determinados. Os principais aspectos abordados nesta etapa compreendem a determinação das taxas de faltas e dos tempos médios de restabelecimento, definidos a partir dos registros de ocorrências de interrupções no alimentador.

Considerando as localizações originais dos dispositivos de proteção e manobras – bem como o esquema de proteção adotado no disjuntor da subestação –, será efetuada uma avaliação preliminar da confiabilidade do alimentador, visando o estabelecimento de referências comparativas com os resultados obtidos. Tal avaliação compreende a determinação dos indicadores de confiabilidade abordados neste trabalho, através do módulo de avaliação do algoritmo de otimização, bem como o cálculo de alguns dos indicadores através dos dados históricos de ocorrências de interrupções no alimentador.

Os testes foram efetuados submetendo-se o alimentador a 24 processos de otimização, divididos em 4 casos. Os casos 1 e 2 compreendem a minimização dos indicadores de confiabilidade que consideram a ocorrência de interrupções permanentes, sendo o esquema de proteção pré-definido (seletivo no caso 1 e coordenado no caso 2). Os problemas de otimização nestes casos possuem objetivos únicos, sendo empregado o AGS na busca das melhores soluções. Nos casos 3 e 4, além da alocação dos dispositivos de proteção e manobras, os processos de otimização consideram a definição do esquema de proteção a ser empregado no disjuntor e nos religadores, caracterizando o problema de otimização duplo objetivo. Nestes casos o AGM é empregado como mecanismo de busca das melhores soluções. Em todos os casos serão expostos e comentados alguns parâmetros de desempenho dos algoritmos.

Devido ao grande número de testes efetuados, será dada ênfase à avaliação das soluções obtidas com os processos de otimização que compreendem a minimização dos indicadores DEC e ASIFI, tendo em vista que estes consideram parâmetros bastante diferenciados entre si (consumidores e duração das interrupções, e carga interrompida, respectivamente).

Neste capítulo, quando houver referência à quantidade de chaves fusíveis repetidoras, chaves fusíveis e chaves de manobras (dispositivos monofásicos ou unipolares)

deverá ser considerado o número de conjuntos trifásicos destes dispositivos. Como exemplo, a alocação de uma chave fusível no início de um ramal, corresponde à alocação de um conjunto trifásico de chaves fusíveis.

6.2 Características do Sistema Teste e Determinação dos Dados de Entrada

Para avaliar o algoritmo de otimização, bem como a qualidade das soluções obtidas, foram efetuados testes considerando a alocação de dispositivos de proteção e manobras em um alimentador real, de operação radial, e instalação aérea dos condutores na sua totalidade. Algumas das características deste alimentador são abaixo relacionadas:

- Número de barras: 421.
- Extensão total: 42,4 km (1,04 km de ramais monofásicos e bifásicos).
- Carga total instalada: 11,62 MVA.
- Número total de consumidores atendidos: 8246.
- Número de transformadores: 137
- Tensão nominal: 23 kV.
- Corrente de carga na saída da subestação: 153 A.

Os dados completos relativos à topologia do alimentador (barras de início e término, comprimento, carga instalada, número de consumidores, taxas de faltas, corrente de carga e correntes de curto-circuito máxima e mínima de cada seção) são expostos no Apêndice A. No Apêndice B são mostrados os dados específicos das cargas (localização, potência e número de consumidores de cada transformador).

Originalmente não há religadores, seccionadores ou chaves fusíveis repetidoras instaladas no alimentador, sendo o sistema de proteção de sobrecorrente composto – além do sistema de proteção da subestação – por 29 chaves fusíveis. No caso de ocorrência de interrupções permanentes, o restabelecimento de parte dos consumidores do alimentador é possível através de 4 pontos de interligação e 33 chaves de manobras de operação manual. Na Figura 6.1 é mostrada a representação unifilar do alimentador, bem como os locais em que os dispositivos de proteção e manobras encontram-se originalmente instalados. Foi mantida a escala real dos comprimentos dos ramais e do tronco principal do alimentador, porém são mostrados somente os transformadores com potência igual ou superior a 150 kVA.

Para fins de análise, na Figura 6.1 foi estabelecida a divisão do alimentador em duas zonas. A zona 1 corresponde à área do alimentador localizada em uma região urbana, caracterizada pelo grande número de ramais curtos, maior concentração de carga e consumidores (60% da carga e 65% dos consumidores). Nesta área há duas seções de interligação (235 e 232), localizadas próximas às maiores concentrações de cargas e consumidores do alimentador. A zona 2 do alimentador corresponde a uma região menos populosa, podendo ser considerada como uma área rural. Esta é caracterizada pelo maior comprimento dos ramais (64% da extensão total do alimentador) e menor densidade de cargas e consumidores. As duas seções de interligação existentes nesta área (395 e 393) localizam-se distantes da subestação, uma delas em um ponto extremo do alimentador.

Como as seções de interligação provêm de alimentadores originados da mesma subestação, a capacidade de sobrecarga do transformador da subestação pode ser desconsiderada como restrição à capacidade de reserva das seções de interligação. O segundo fator a ser considerado é associado ao limite térmico dos condutores dos alimentadores vizinhos ao alimentador teste, que suprem as seções de interligação; bem como ao limite térmico das seções do próprio alimentador teste, contíguas às seções de interligação. As capacidades nominais e impedâncias dos condutores dos alimentadores vizinhos não são conhecidas, o que leva à impossibilidade de ser considerada essa restrição, bem como a restrição de máxima queda de tensão. Com relação ao alimentador teste, as capacidades nominais dos condutores que constituem as seções de interligação (220 A nas seções 235 e 232 e 160 A nas seções 395 e 393) são superiores à corrente nominal do alimentador na saída do barramento da subestação (153 A). Isso torna possível o suprimento de toda a carga do alimentador através de uma das seções de interligação. Logo, com base neste fato, a capacidade de reserva das seções de interligação será desconsiderada.

Conforme exposto no Capítulo 2, no disjuntor da subestação, o esquema de proteção coordenado é caracterizado pela sobreposição das zonas de proteção das unidades instantâneas de fase e terra dos relés de sobrecorrente, às zonas de proteção das chaves fusíveis a jusante. Para tal, o ajuste da corrente de atuação da unidade instantânea de terra deve ser inferior ao valor simétrico da menor corrente de curto-circuito fase-terra, no trecho onde o relé é proteção de retaguarda. Conforme definido no Capítulo 4, as faltas fase-terra foram consideradas na determinação do alcance da zona de proteção do disjuntor e dos religadores, devido ao fato de estas serem de ocorrência mais freqüente nos sistemas de distribuição. Os fatos que levam a essa consideração na modelagem das zonas de proteção, serão mais amplamente comentados na Seção 0.

Na subestação do alimentador sob estudo, o esquema de proteção originalmente empregado é o esquema seletivo. Neste caso, a corrente de atuação da unidade

instantânea de terra foi ajustada em 800 A. Considerando que as correntes de curto-circuito fase-terra mínima em todas as seções do alimentador variam na faixa de 181 A a 291 A, a unidade instantânea não atuará para faltas dessa natureza que venham a incidir em qualquer ponto do alimentador, conforme se verifica na Figura 6.2. Nesta é mostrada a curva característica de operação do relé de sobrecorrente de terra, bem como os valores máximos e mínimos das correntes de curto-circuito fase-terra mínima, nas seções 1 e 421, respectivamente.

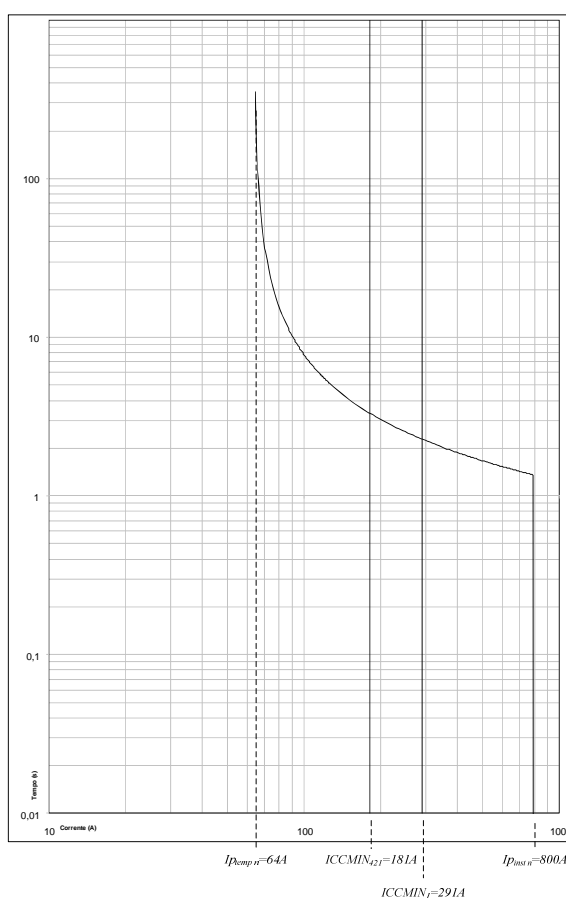


Figura 6.2 – Curva característica de operação do relé de sobrecorrente de terra.

As taxas de faltas nas seções do alimentador (Apêndice A) foram estimadas com base na análise dos dados históricos da ocorrência de interrupções, no ano de 2007. Essa análise consistiu primeiramente na filtragem dos eventos a serem considerados, sendo excluídas as interrupções não emergenciais, decorrentes de atividades de manutenção preventiva, obras de expansão, entre outros. Foram desconsideradas as interrupções causadas por defeitos nos transformadores de distribuição, tendo em vista que estas afetam somente os consumidores ligados aos mesmos. Além disso, as faltas nesses componentes são eliminadas pelas suas proteções individuais, e não pela proteção de linha, que é o foco deste trabalho.

As localizações das faltas foram associadas às zonas de proteção definidas pelas chaves fusíveis originalmente instaladas no alimentador, bem como à zona de proteção do disjuntor da subestação. A sistemática de registro dos dados históricos analisados considera a causa “falta temporária”, quando o fator gerador das interrupções não é identificado. Entretanto, as descargas atmosféricas – apesar de ser um fator gerador de interrupções identificado nos registros – foram consideradas como faltas temporárias, tendo em vista que a incidência de descargas atmosféricas pode ser identificada, mas não necessariamente implica na necessidade de manutenção da seção da rede atingida. Além disso, o perfil das incidências remete à conclusão que essa consideração é válida, conforme se verifica na Tabela 6.1. Considerando esses fatores geradores, bem como as localizações das faltas, as taxas de faltas temporárias nas seções pertencentes às zonas de proteção das chaves fusíveis foram calculadas conforme a expressão (3.4).

Tabela 6.1 – Fatores geradores das interrupções permanentes considerados no cálculo das taxas de faltas temporárias.

Fator gerador da interrupção	Condição climática	Número de ocorrências	Percentual de ocorrência
Descarga atmosférica	Temporal	14	48%
	Chuva	7	24%
	Tempo bom	1	3,5%
	Subtotal	22	75,5%
Falta temporária	Chuva	2	7%
	Nublado	1	3,5%
	Tempo bom	4	14%
	Subtotal	7	24,5%
Total		29	100%

A partir desses dados observa-se que as descargas atmosféricas correspondem às maiores causas de interrupções permanentes no fornecimento. As condições climáticas nas quais ocorrem caracterizam a natureza temporária dessas faltas.

Como as faltas temporárias na zona de proteção do disjuntor da subestação são eliminadas pelas operações de religamento, as taxas de faltas temporárias nestas seções foram calculadas por meio de um tratamento estatístico, considerando o número de incidências de faltas desta natureza, nas seções pertencentes aos blocos definidos pelas chaves fusíveis. A partir desse conjunto de dados, o tratamento estatístico consiste na exclusão sucessiva dos dados menos significantes, isto é, os dados com maior desvio em relação à média. Quando a mediana do conjunto de dados é superior a média, um valor mínimo extremo é excluído do conjunto, caso contrário, um valor máximo é excluído. Esse

processo é repetido até que a variação relativa dos dados (coeficiente de variação de Pearson) atinja um valor menor ou igual a 0,5. O coeficiente de variação mensura o quanto os dados estão próximos do valor médio, sendo que valores do coeficiente menores que 0,5 indicam grande representatividade da média. O valor médio das taxas de faltas temporárias decorrente deste processo foi atribuído às seções pertencentes à zona de proteção do disjuntor.

As taxas de faltas permanentes nas seções pertencentes às zonas de proteção das chaves fusíveis e do disjuntor da subestação foram determinadas de acordo com as expressões (3.3) e (3.6), respectivamente. Os fatores geradores, as condições climáticas e o número de ocorrências das interrupções consideradas são expostos na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Fatores geradores de interrupções permanentes considerados no cálculo das taxas de faltas permanentes.

Fator gerador da interrupção	Condição climática	Número de ocorrências	Percentual de ocorrência
Animais	Tempo bom	4	33,3%
Condutor	Tempo bom	1	8,3
Conexão	Nublado	1	8,3
	Chuva	1	8,3
Isolador	Nublado	1	8,3
Manutenção emergencial	Tempo bom	1	8,3
Poste	Tempo bom	1	8,3
	Chuva	1	8,3
Vegetal	Tempo bom	1	8,3
Total		12	100%

Neste caso, as condições climáticas sob as quais as faltas ocorrem – bem como suas causas – caracterizam a natureza permanente das mesmas. Considerando os dados das Tabelas 6.1 e 6.2, verifica-se que 71% das faltas são de natureza temporária, um percentual típico dos sistemas de distribuição. Do total de 41 ocorrências no ano, 61% das interrupções foram registradas sob condições climáticas adversas (chuva e temporal), sendo 54% devidas à incidência de descargas atmosféricas. Este valor elevado é provavelmente devido ao emprego do esquema de proteção seletivo no disjuntor da subestação.

Os tempos médios de restabelecimento por reparo e chaveamento foram definidos a partir dos registros das durações das interrupções no alimentador sob estudo. O fator gerador “falta temporária” é caracterizado quando a causa da interrupção não é identificada, não sendo efetuada manutenção em quaisquer componentes do alimentador. Os procedimentos decorrentes neste caso consistem no despacho da equipe da manutenção,

deslocamento até o local da falta, verificação da inexistência de defeito na rede, e rearme do dispositivo de proteção. Conforme definido no Capítulo 3, as parcelas de tempo envolvidas nestas atividades compreendem o tempo de despacho, deslocamento e chaveamento, excluindo-se deste último o tempo necessário para efetuação das manobras de chaveamento. Deste modo, os tempos médios de restabelecimento por chaveamento (3.8) e reparo (3.7) foram definidos como as médias das durações das interrupções geradas por faltas temporárias e permanentes, respectivamente, desconsiderando o dado menos significativo dos conjuntos:

- Tempo médio de restabelecimento por chaveamento (t_{rc}): 48,8 minutos.
- Tempo médio de restabelecimento por reparo (t_{rr}): 153,0 minutos.

Na Tabela 6.3 são expostos os registros de todas as interrupções, suas durações, número de consumidores atingidos e indicadores DEC e FEC resultantes de cada ocorrência.

Tabela 6.3 – Registros das ocorrências de interrupções permanentes consideradas no cálculo das taxas de faltas e tempos médios de restabelecimento.

Seção	Fator gerador	Duração (minutos)	Número de consumidores	DEC (horas)	FEC
Faltas Temporárias					
18	Descarga Atmosférica	76	63	0,00968	0,00764
18	Descarga Atmosférica	234	63	0,02980	0,00764
18	Descarga Atmosférica	184	63	0,02343	0,00764
18	Descarga Atmosférica	135	63	0,01719	0,00764
121	Descarga Atmosférica	177	15	0,00537	0,00182
121	Descarga Atmosférica	118	15	0,00358	0,00182
121	Descarga Atmosférica	333	15	0,01010	0,00182
325	Descarga Atmosférica	75	74	0,01122	0,00897
325	Descarga Atmosférica	181	74	0,02707	0,00897
325	Descarga Atmosférica	94	74	0,01406	0,00897
325	Descarga Atmosférica	106	74	0,01585	0,00897
325	Descarga Atmosférica	113	74	0,01690	0,00897
353	Descarga Atmosférica	192	159	0,06170	0,01928
353	Descarga Atmosférica	82	159	0,02635	0,01928
353	Descarga Atmosférica	162	159	0,05206	0,01928
403	Descarga Atmosférica	209	37	0,01563	0,00449
403	Descarga Atmosférica	82	37	0,00613	0,00449
403	Descarga Atmosférica	64	37	0,00479	0,00449
403	Descarga Atmosférica	64	37	0,00479	0,00449
403	Descarga Atmosférica	182	37	0,01361	0,00449
420	Descarga Atmosférica	106	3	0,00064	0,00036
420	Descarga Atmosférica	67	3	0,00041	0,00036

9	Falta temporária	64	104	0,01345	0,01261
9	Falta temporária	44	104	0,00925	0,01261
9	Falta temporária	73	104	0,01534	0,01261
292	Falta temporária	67	97	0,01314	0,01176
325	Falta temporária	18	74	0,00269	0,00897
403	Falta temporária	27	37	0,00202	0,00449
420	Falta temporária	270	3	0,00164	0,00036
Faltas Permanentes					
9	Animais	45	104	0,00946	0,01261
40	Manutenção emergencial	75	5342	0,80979	0,64783
1	Conexão	38	8246	0,63333	1,00000
83	Condutor	225	488	0,22193	0,05918
93	Poste	42	67	0,00569	0,00813
121	Poste	620	15	0,01880	0,00182
172	Animais	54	719	0,07847	0,08719
172	Vegetal	125	719	0,18165	0,08719
197	Conexão	142	969	0,27811	0,11751
208	Isolador	247	608	0,30353	0,07373
221	Animais	47	86	0,00817	0,01043
420	Animais	61	3	0,00037	0,00036
Total				2,97718	2,33131

As localizações das faltas foram associadas às seções onde se encontram instalados os dispositivos de proteção que atuaram na eliminação das mesmas. Os somatórios dos indicadores de confiabilidade DEC e FEC referem-se respectivamente, à duração e frequência média das interrupções às quais os consumidores foram submetidos durante o ano em questão.

Quanto à distribuição dos consumidores residenciais, comerciais e industriais ($C_{RES(\%)}$, $C_{COM(\%)}$, $C_{IND(\%)}$), os dados disponíveis permitiram identificar somente os consumidores cujo fornecimento de energia é efetuado sob contratação de demanda. A carga instalada dos mesmos (identificados por asteriscos no Apêndice B) totaliza 2460 kVA (21% da carga total do alimentador). Desta forma, para fins de exposição da metodologia, a distribuição percentual dos consumidores – dados de entrada do processo de otimização considerando o indicador CENF (4.30) – foi considerada como sendo 100% industriais nas seções do alimentador nas quais estes se encontram conectados. Essa consideração é válida, tendo em vista que estas seções não contêm outros consumidores. Nas demais seções do alimentador nas quais a distribuição dos consumidores não é conhecida, foram adotadas as distribuições de 95% de consumidores residenciais e 5% de consumidores comerciais.

Os custos da energia para cada tipo de consumidor (CE_{RES} , CE_{COM} , CE_{IND}) foram definidos a partir das tarifas médias por classe de consumo na região sul do Brasil, no ano de 2008 (ANEEL, 2008), sendo as seguintes:

- Custo da energia para consumidores residenciais (CE_{RES}): 0,273 R\$/kWh.
- Custo da energia para consumidores comerciais (CE_{COM}): 0,250 R\$/kWh.
- Custo da energia para consumidores industriais (CE_{IND}): 0,208 R\$/kWh.

Como os fatores de potência das cargas e carregamento dos transformadores não são conhecidos, a energia não fornecida (ENF), bem como e os custos associados ao não faturamento de energia durante as interrupções (CENF), foram determinados a partir da potência nominal dos transformadores, em kVA.

6.3 Avaliação da Confiabilidade do Alimentador Considerando a Configuração Original do Sistema de Proteção

Para que sejam estabelecidas referências comparativas do nível de confiabilidade atual do alimentador com os resultados obtidos nos processos de otimização, nesta seção serão expostas as avaliações dos indicadores de confiabilidade abordados neste trabalho, resultantes da configuração original de tipos e localizações de dispositivos de proteção e manobras no alimentador.

Na Tabela 6.5 são expostas as seções do alimentador nas quais se encontram originalmente instalados os dispositivos de proteção e manobras, de acordo com a Figura 6.1.

Tabela 6.4 – Configuração original de tipos e localizações dos dispositivos de proteção e manobras, originalmente alocados no alimentador.

Dispositivo	Seções	Quantidade
Disjuntor (esquema de proteção seletivo)	1	1
Chave fusível	9, 18, 40, 57, 67, 83, 92, 93, 121, 172, 197, 206, 208, 221, 248, 249, 264, 281, 287, 292, 310, 318, 325, 340, 353, 374, 380, 403, 420	29
Chave de manobras	3, 21, 28, 29, 36, 41, 58, 65, 66, 75, 79, 113, 126, 133, 143, 145, 163, 169, 171, 180, 190, 195, 220, 239, 245, 246, 265, 286, 288, 291, 370, 371, 402	33

A maioria das práticas tradicionalmente adotadas pelas concessionárias, na definição dos tipos e localizações dos dispositivos de proteção – expostas no Capítulo 2 – é observada neste alimentador. Entretanto, foi instalada uma chave fusível no tronco principal do alimentador (seção 40). Apesar de este ser um ponto de derivação, esta não é uma

prática comum, considerando a proximidade do local de instalação da chave com a subestação, além da alta corrente de carga neste ponto (93 A). A existência desta chave fusível justifica os ajustes elevados dos relés de sobrecorrente, provavelmente devido à dificuldade na obtenção de seletividade entre estes dispositivos. Além desse local, as chaves fusíveis foram instaladas logo após o ponto onde o tronco do alimentador se bifurca em dois grandes ramos (seções 197 e 206), e em quase todos os ramais laterais do alimentador próximos à subestação. Algumas chaves fusíveis foram instaladas no início de ramais de comprimento reduzido, como é o caso dos ramais com início nas seções 67 e 249, com comprimentos de 92 m e 135 m, respectivamente. Foram instaladas 5 chaves fusíveis em série (seções 40, 197, 353, 403 e 420), o que provavelmente só foi possível devido ao valor elevado do elo fusível na seção 40. A chave fusível na seção 420 foi instalada devido ao fato de este ser o início de um ramal que se encontra imediatamente a montante de um dos dois consumidores mais importantes do alimentador (500 kVA).

Grande parte das chaves de manobras foi distribuída ao longo do tronco principal do alimentador, possibilitando o seccionamento do mesmo em muitos blocos, e no caso de interrupções, o restabelecimento de grande parte dos consumidores, através das 4 seções de interligação. A maior concentração de chaves de manobras encontra-se na zona 1, onde a concentração de carga e consumidores é mais elevada. Nesta porção do alimentador encontra-se outro importante consumidor (500 kVA), localizado na seção 73. Todos os ramais nos arredores deste possuem chaves fusíveis instaladas em suas seções de início, com o objetivo de evitar a interrupção do mesmo no caso de faltas nos ramais próximos. A montante, e imediatamente a jusante do ponto de derivação desse consumidor, foram instaladas chaves de manobras, uma prática típica de priorização de cargas importantes.

Os resultados das avaliações dos indicadores de confiabilidade, considerando a configuração original dos dispositivos de proteção e manobras são demonstrados na Tabela 6.5. Para fins de comparação, os indicadores foram avaliados de duas formas. Na primeira – denominada “método de avaliação” – os indicadores foram determinados através do módulo de avaliação do algoritmo de otimização, considerando os dados de entrada determinados de acordo com os procedimentos descritos na Seção 6.2. No método de cálculo, os indicadores foram determinados a partir dos registros das ocorrências de interrupções no alimentador (Tabela 6.3) sendo, portanto, estes os seus valores exatos.

Tabela 6.5 – Valores dos indicadores de confiabilidade avaliados pelo algoritmo de otimização e calculados a partir dos registros das ocorrências de interrupções no alimentador.

Método	DEC	FEC	ASIDI	ASIFI	ENF	CENF	MAIFI _E
Avaliação	2,9845	2,3313	4,2852	3,0000	49794,6	12491,0	9,4887
Cálculo	2,9772	2,3313	4,2837	3,0000	49776,4	-	-
Erro (%)	0,24	0,00	0,03	0,00	0,03	-	-

A diferença observada entre os valores avaliados e calculados dos indicadores DEC, ASIDI e ENF é devido à determinação dos tempos médios de restabelecimento a partir da duração média das interrupções, e não de seus valores exatos. Porém, este erro pode ser considerado baixo, mostrando-se satisfatória a aproximação desses parâmetros. As avaliações dos indicadores FEC e ASIFI por sua vez, consideram somente as taxas de faltas, não dependendo de parâmetros médios ou aproximados. Desta forma, a igualdade entre os valores avaliados e calculados desses indicadores, indica somente que as taxas de faltas foram determinadas de forma correta. Não foi efetuado o cálculo do indicador CENF pelo fato de a distribuição percentual dos consumidores ser desconhecida, não sendo a mesma considerada nos registros de interrupções. Da mesma forma, não há registro das interrupções temporárias no alimentador, impossibilitando o cálculo do indicador MAIFI_E.

6.4 Melhoria da Confiabilidade do Alimentador Considerando a Alocação Otimizada de Dispositivos de Proteção e Manobras

A partir dos dados de entrada definidos na Seção 6.2, nesta seção serão expostos os resultados obtidos nos processos de otimização da confiabilidade do alimentador selecionado para os testes, considerando os seguintes casos:

Caso 1: realocação das 29 chaves fusíveis e 33 chaves de manobras existentes no alimentador, mantendo o esquema de proteção seletivo no disjuntor da subestação.

Caso 2: realocação das 29 chaves fusíveis e 33 chaves de manobras existentes no alimentador, empregando o esquema de proteção coordenado no disjuntor da subestação.

Caso 3: alocação de um religador, um seccionalizador, duas chaves fusíveis repetidoras, 20 chaves fusíveis e 25 chaves de manobras; otimização na definição do esquema de proteção a ser empregado no religador e no disjuntor da subestação.

Caso 4: alocação de dois religadores, um seccionalizador, duas chaves fusíveis repetidoras, 20 chaves fusíveis e 25 chaves de manobras; otimização na definição do esquema de proteção a ser empregado no religador e no disjuntor da subestação.

Foram executados 6 processos de otimização para cada caso acima definido. Os casos 1 e 2 caracterizam problemas de otimização com objetivo único, consistindo na minimização dos indicadores de confiabilidade DEC, FEC, ASIDI, ASIFI, ENF e CENF. Os casos 3 e 4 consistem em problemas de otimização duplo objetivo, os quais compreendem a minimização dos indicadores considerados nos casos 1 e 2, simultaneamente ao indicador MAIFI_E. Considerou-se em todos os casos que além das funções de proteção, os religadores e seccionalizadores são igualmente empregados em manobras de chaveamento.

As restrições comuns aos processos de otimização considerando os casos descritos acima são as seguintes:

- Restrição quanto à alocação de CHF e CFR a montante de religadores (4.55).
- Número máximo de religadores e/ou seccionalizadores em série igual 3 (4.56).
- Número máximo de CHF e/ou CFR em série igual a 3 (4.57).
- Seções com alocação de dispositivos restrita (4.59). Apesar de a configuração original considerar a alocação de uma chave fusível no tronco principal do alimentador (seção 40), será restrita a alocação de chaves fusíveis e chaves fusíveis repetidoras no tronco do alimentador. A alocação destes dispositivos será possível somente nas seções a jusante da bifurcação do tronco principal, após a chave de manobras originalmente alocada na seção 163, onde se inicia a zona 2 do alimentador. Esta restrição será igualmente aplicada aos ramais curtos, sendo impossibilitada a alocação de chaves fusíveis e chaves fusíveis repetidoras em ramais cujos comprimentos sejam inferiores a 100 m.
- Máximas correntes de carga e curto-circuito admissíveis (4.60). Tendo em vista os valores máximos das correntes de carga e curto-circuito do alimentador (153 A e 1717 A, respectivamente), essa restrição não será aplicada aos religadores, seccionalizadores e chaves de manobras. Isso devido ao fato de que estes dispositivos (de classe de tensão compatível com o sistema em estudo) possuem tipicamente, correntes nominais e capacidades de interrupção (ou capacidades de curto-circuito para as chaves de manobras) superiores a estes valores. As máximas correntes de carga para as chaves fusíveis e chaves fusíveis repetidoras foram restritas ao valor máximo de 100 A. Esta é a capacidade nominal típica dos porta-fusíveis empregados em sistemas de distribuição. Considerando a relação X/R igual a 0,75 na saída da subestação (pior caso), tem-se uma corrente de curto-circuito máxima assimétrica igual a 1803 A neste ponto. Logo, a restrição de máxima corrente de curto-circuito não será aplicada às chaves fusíveis e chaves fusíveis repetidoras, pois estes dispositivos geralmente possuem capacidade de interrupção igual ou superior a 2 kA.

Conforme definido no Capítulo 5, os parâmetros dos Algoritmos Genéticos Simples e Multiobjetivo foram definidos em função da dimensão do problema, neste caso, o número de seções do alimentador. Considerando que o alimentador é composto por 421 seções, abaixo são expostos os parâmetros de controle do Algoritmo Genético Simples:

- Tamanho da população (N_P): 842.
- Número de indivíduos gerados por reprodução (indivíduos de elite): 42.
- Número de indivíduos gerados por recombinação: 640.
- Número de indivíduos gerados por mutação: 160.
- Número máximo de gerações (N_G): 147.
- Número máximo de gerações com o valor da função objetivo do melhor indivíduo estagnada (N_{GF}): 37.

Os parâmetros de controle do Algoritmo Genético Multiobjetivo são abaixo relacionados:

- Tamanho da população (N_p): 842.
- Número de indivíduos a serem mantidos na primeira fronteira de Pareto: 295.
- Número de indivíduos gerados por recombinação: 674.
- Número de indivíduos gerados por mutação: 168.
- Número máximo de gerações (N_G): 126.

6.4.1 Caso 1: realocação dos dispositivos de proteção e manobras existentes no alimentador, esquema de proteção seletivo no disjuntor da subestação

Neste caso, os processos de otimização consistem na realocação das 29 chaves fusíveis e 33 chaves de manobras existentes no alimentador, sendo o esquema de proteção seletivo mantido no disjuntor da subestação. Os valores dos indicadores resultantes, as reduções percentuais dos mesmos em relação aos seus valores avaliados, bem como as seções definidas pelo algoritmo para alocação dos dispositivos, são apresentadas na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Resultados dos processos de otimização para o caso 1.

Indicador de Confiabilidade	Valor do indicador	Redução (%)	Seções CHF	Seções CHM
DEC (horas/ano)	2,31	28,9	7, 78, 80, 82, 91, 94, 97, 103, 112, 115, 129, 137, 149, 161, 165, 175, 183, 191, 194, 197, 200, 212, 221, 225, 274, 278, 394, 410, 411	12, 24, 27, 43, 44, 52, 55, 61, 81, 89, 98, 131, 117, 138, 145, 156, 170, 176, 216, 228, 230, 233, 241, 247, 263, 268, 293, 330, 358, 382, 399, 401, 420
FEC	2,01	13,7	7, 56, 75, 82, 88, 91, 97, 103, 105, 115, 135, 137, 149, 161, 165, 175, 183, 185, 191, 197, 210, 212, 233, 234, 251, 303, 359, 398, 411	-
ASIDI (horas/ano)	2,78	35,1	7, 70, 83, 86, 87, 91, 94, 103, 112, 114, 115, 129, 137, 142, 161, 177, 183, 189, 191, 204, 212, 231, 246, 253, 254, 261, 288, 331, 421	15, 28, 35, 40, 45, 55, 61, 74, 81, 98, 104, 106, 109, 126, 135, 145, 162, 163, 171, 178, 179, 186, 197, 228, 234, 240, 241, 244, 257, 273, 293, 330, 359
ASIFI	2,40	20,0	7, 72, 75, 91, 94, 95, 97, 101, 105, 121, 135, 137, 160, 161, 175, 177, 194, 197, 212, 213, 231, 234, 274, 387, 399, 405, 409,	-

			419, 420	
ENF (kVA.horas/ ano)	31998	35,7	7, 70, 88, 91, 97, 101, 103, 105, 115, 125, 135, 137, 140, 142, 161, 165, 180, 200, 201, 204, 210, 212, 215, 234, 245, 253, 274, 331, 417	15, 27, 28, 37, 48, 49, 55, 77, 81, 89, 98, 104, 123, 129, 143, 144, 154, 170, 173, 179, 183, 206, 213, 216, 241, 250, 251, 269, 273, 293, 313, 330, 353
CENF (R\$/ano)	8454	32,3	7, 68, 80, 82, 88, 91, 94, 112, 115, 120, 129, 135, 137, 142, 161, 177, 183, 200, 201, 204, 210, 215, 219, 244, 261, 274, 279, 331, 420	14, 21, 31, 43, 49, 58, 60, 85, 89, 103, 109, 111, 113, 136, 138, 158, 169, 170, 174, 176, 190, 207, 213, 216, 217, 228, 245, 253, 268, 293, 324, 330, 375

Estes resultados mostram que pode haver uma redução significativa nos indicadores, mesmo sem a instalação de novos dispositivos de proteção. Como as chaves de manobras não exercem impacto sobre a frequência de ocorrência de interrupções – somente na duração das mesmas – a alocação destes dispositivos não é considerada na minimização dos indicadores FEC e ASIFI.

As localizações das chaves fusíveis e chaves de manobras definidas pelo processo de otimização considerando a minimização do indicador DEC, bem como as taxas de faltas permanentes nas seções do alimentador são mostradas na Figura 6.3.

Na Figura 6.3 as taxas de faltas permanentes são mostradas através de uma escala de cores, indicando a estimativa de incidências de faltas permanentes por quilômetro nas seções do alimentador, no período de um ano. Neste caso, as seções identificadas por traços pretos indicam a estimativa de incidência de faltas permanentes nula.

Em todos os processos de otimização foi definida a alocação de uma chave fusível na seção 7, no início do ramal mais próximo à subestação, onde é estimada a incidência de 4 faltas/ano (7,9% do total de faltas no alimentador).

Em relação à configuração original, o processo de minimização do indicador DEC determinou a realocação da maioria das chaves fusíveis dos ramais da zona 2 – onde as estimativas indicam incidência nula de faltas permanentes – para a zona 1, onde a ocorrência de faltas foi estimada com taxas entre 0,5 a 1,5 faltas/km.ano. Como a zona 2 é caracterizada pelas altas taxas de faltas temporárias (entre 1,5 a 7 faltas/km.ano), a retirada das chaves fusíveis desta porção do alimentador possibilita a eliminação das faltas pelo disjuntor da subestação, reduzindo drasticamente os indicadores de confiabilidade. Entretanto, as atuações do disjuntor provocam a interrupção temporária de todos os consumidores do alimentador, o que resulta no incremento de 21% do indicador MAIFI_E.

A instalação de chaves fusíveis em ramais curtos não é uma prática tradicionalmente adotada, como é o caso do ramal com início na seção 78. Neste caso, o processo de otimização determinou a alocação de 3 chaves fusíveis em 773 metros de rede (1,8% do comprimento total do alimentador). Entretanto, considerando a elevada taxa de incidência de faltas permanentes (1,385 faltas/km.ano), e o número de consumidores conectados neste ramal (488), o mesmo mostra-se responsável por 5,5% do valor original do indicador DEC. A alocação das chaves fusíveis reduziu em 37% a duração média das interrupções por consumidor neste ramal, e em 2,5% sua contribuição no valor total do indicador DEC.

Comparando-se a Figura 6.1 com a Figura 6.3, observa-se que as localizações originais e otimizadas das chaves de manobras na zona 1 são semelhantes. Entretanto, com relação à zona 2, a maioria das chaves de manobras foram realocadas para o tronco do alimentador que se bifurca à direita da figura, onde estima-se a incidência de aproximadamente 3 faltas permanentes por ano, causando a interrupção de 12% dos consumidores do alimentador, a jusante da seção 197.

Como o indicador DEC considera o número de consumidores interrompidos, não foi dada prioridade à continuidade de um dos dois grandes consumidores do alimentador (500 kVA), localizado na seção 419 (zona 2). A chave fusível originalmente alocada na seção imediatamente à montante deste (420) foi substituída por uma chave de manobras, incrementando em 4 interrupções/ano, o número de desligamentos os quais esse consumidor é submetido. O mesmo não acontece quando o processo de otimização considera a minimização de um indicador baseado em carga, como se verifica na Figura 6.4,

onde são demonstradas as localizações das chaves fusíveis, definidas pelo processo de otimização considerando a minimização do indicador ASIFI.

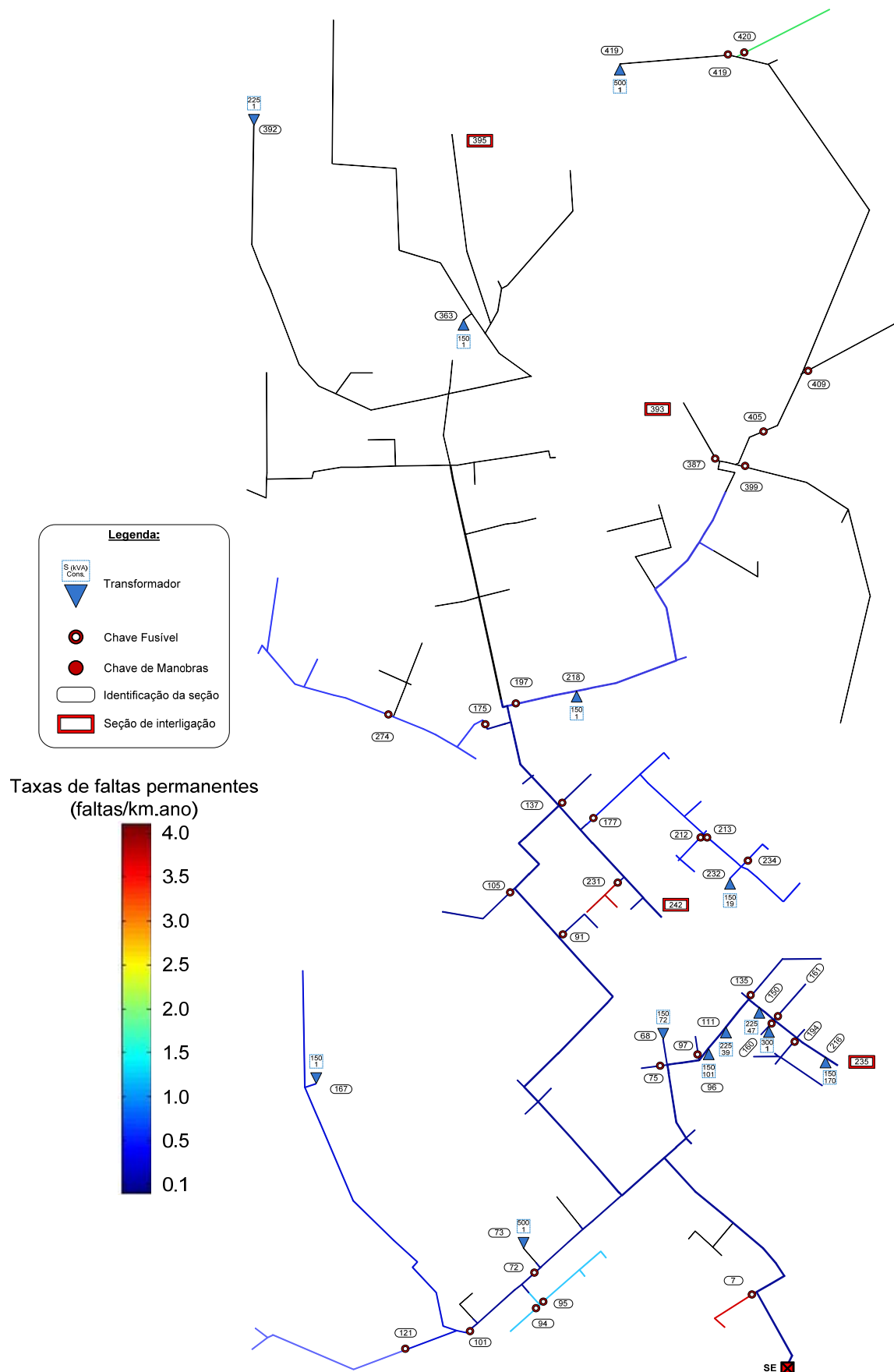


Figura 6.4 – Localizações das chaves fusíveis resultantes do processo de otimização considerando a minimização do indicador ASIFI (caso 1).

Nos processos de minimização dos indicadores baseados em carga e energia (ASIDI, ASIFI, ENF e CENF), foi priorizada a continuidade dos dois consumidores mais importantes do alimentador (seções 73 e 419), cujas cargas instaladas correspondem a 8,6% da carga total do alimentador. No caso de minimização do indicador ASIFI, foi alocada uma chave fusível na seção 72, imediatamente a jusante do ponto de derivação do ramal onde se localiza um desses consumidores (seção 73, zona 1), garantindo a continuidade do mesmo no caso de faltas à jusante. Da mesma forma, a frequência das interrupções as quais era submetido o consumidor localizado na seção 419 (zona 2) foi reduzida em 75%, pela alocação de chaves fusíveis nas seções 387, 399, 409 e 420.

Nos seis processos de otimização apresentados nesta seção, o critério de parada que definiu o término da execução do AGS foi o número máximo de gerações com o valor da função objetivo do melhor indivíduo estagnada. Em média, este critério foi alcançado após 94 gerações. Na Figura 6.5 são mostrados alguns parâmetros de desempenho do AGS, nos processos de otimização considerando a minimização dos indicadores DEC e ASIFI. Nestes casos, as melhores soluções foram encontradas após 52 e 29 gerações, sendo os critérios de parada alcançados após 89 e 66 gerações, respectivamente.

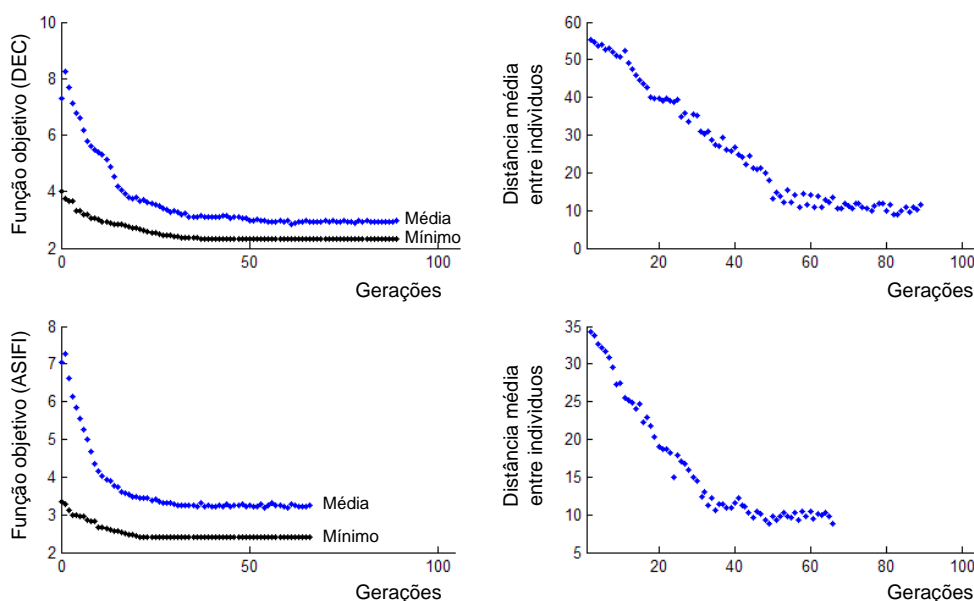


Figura 6.5 – Parâmetros de desempenho do AGS nos processos de otimização considerando a minimização dos indicadores DEC e ASIFI (caso 1).

Frente à grande dimensão do espaço de busca, e o relativamente baixo número de gerações necessárias para convergência, o desempenho do AGS pode ser considerado satisfatório. A distância média entre indivíduos é o valor médio da diferença entre a aptidão de cada indivíduo e a aptidão do melhor indivíduo da população em cada geração. Esta é uma medida da diversidade das populações ao longo do processo evolutivo. No caso do AGS, o fato de a distância média entre os indivíduos estabilizar-se após a convergência do

algoritmo, remete ao fato de que não há degradação da diversidade da população após a convergência. Isso é devido ao relativamente alto valor da taxa de mutação, e ao grande tamanho da população, o que possibilita a exploração ampla do espaço de busca, mesmo após a convergência do algoritmo. Nos casos expostos na Figura 6.5, os valores mínimos das aptidões dos melhores indivíduos na primeira geração correspondem a 173% e 141% dos valores finais dos indicadores DEC e ASIFI, respectivamente. Estes valores estão somente 34% e 13% acima do valor inicial dos indicadores, avaliados considerando a configuração original dos dispositivos no alimentador. O fato de a população inicial ser gerada de forma parcialmente plausível, permite que o processo evolutivo parta de um conjunto de soluções de boa qualidade, resultando na convergência acelerada das soluções.

6.4.2 Caso 2: realocação dos dispositivos de proteção e manobras existentes no alimentador, esquema de proteção coordenado no disjuntor da subestação

Neste caso, o esquema de proteção coordenado no disjuntor da subestação foi caracterizado pela definição do ajuste da corrente de operação da unidade instantânea do relé de terra em 50 A. Desta forma, o relé opera para a corrente de curto-circuito fase-terra mínima em qualquer ponto do alimentador, antes da unidade temporizada (ajustada em 64 A). Este ajuste pode ser considerado aceitável, tendo em vista a pequena quantidade de cargas monofásicas, que resulta em uma corrente de desbalanço de fases desprezível. Será considerado que o disjuntor e as chaves fusíveis irão operar de forma coordenada, em toda a faixa de variação das correntes de curto-circuito fase-terra.

Os valores dos indicadores resultantes dos processos de otimização, bem como as seções definidas pelo algoritmo para alocação dos dispositivos de proteção e manobras, são relacionados na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Resultados dos processos de otimização para o caso 2.

Indicador de Confiabilidade	Valor do indicador	Redução (%)	Seções CHF	Seções CHM
DEC (horas/ano)	1,97	37,3	7, 44, 68, 70, 88, 91, 94, 97, 103, 112, 120, 125, 135, 137, 161, 177, 183, 185, 188, 191, 198, 200, 212, 210, 233, 274, 286, 324, 401	19, 35, 36, 40, 46, 55, 56, 71, 77, 81, 84, 90, 106, 123, 122, 140, 144, 145, 150, 163, 171, 178, 179, 205, 230, 234, 250, 251, 273, 321, 339, 382, 417
FEC	1,73	25,8	7, 44, 68, 78, 80, 91, 93, 97, 105, 135, 137, 155, 161, 165, 175, 185, 191, 194, 200, 207, 210, 212, 244, 245, 263, 295, 300, 333, 410	-

ASIDI (horas/ano)	1,82	57,5	7, 44, 75, 83, 91, 94, 97, 103, 105, 108, 125, 135, 137, 140, 161, 177, 180, 183, 185, 188, 201, 208, 210, 212, 221, 228, 244, 315, 421	15, 27, 39, 43, 48, 49, 71, 72, 81, 84, 101, 104, 130, 131, 144, 156, 158, 163, 166, 179, 181, 186, 191, 206, 216, 233, 234, 273, 274, 300, 321, 324, 375
ASIFI	1,74	41,8	7, 38, 68, 70, 83, 87, 91, 94, 103, 105, 125, 135, 137, 160, 177, 183, 187, 189, 194, 197, 200, 201, 210, 233, 234, 269, 286, 288, 417	-
ENF (kVA.horas/ ano)	20641	58,5	9, 38, 68, 70, 78, 91, 97, 103, 105, 114, 115, 135, 137, 161, 172, 183, 185, 189, 191, 200, 207, 212, 231, 253, 254, 261, 263, 330, 421	14, 21, 29, 37, 55, 61, 64, 69, 71, 82, 85, 104, 126, 127, 129, 144, 154, 156, 166, 170, 173, 179, 181, 195, 196, 213, 250, 273, 274, 278, 303, 321, 353
CENF (R\$/ano)	5528	55,7	9, 41, 82, 88, 91, 102, 103, 105, 114, 121, 135, 137, 161, 177, 180, 183, 185, 191, 200, 207, 212, 228, 231, 245, 246, 251, 253, 303, 420	15, 26, 27, 37, 46, 52, 55, 72, 79, 81, 98, 104, 106, 122, 156, 157, 158, 163, 166, 171, 173, 187, 198, 204, 239, 254, 263, 268, 274, 278, 290, 347, 375

Com o emprego no esquema de proteção coordenado no disjuntor da subestação, as faltas temporárias incidentes em quaisquer pontos do alimentador são eliminadas pelo mesmo, o que leva os indicadores relacionados na Tabela 6.7 a assumirem seus valores mínimos (considerando a quantidade de dispositivos alocados neste caso). Entretanto, as interrupções temporárias decorrentes das atuações do disjuntor afetam todos os consumidores do alimentador, levando o indicador MAIFI_E ao seu valor máximo. No caso de minimização do indicador DEC, o indicador MAIFI_E teve seu valor incrementado 392% em relação ao valor original, avaliado considerando o emprego do esquema de proteção seletivo no disjuntor. Da mesma forma, o emprego do esquema de proteção coordenado resulta na alocação de chaves fusíveis e chaves de manobras exclusivamente em seções do alimentador onde há incidência de faltas permanentes, o que resulta na concentração desses dispositivos na zona 1 do alimentador, como pode ser observado na Figura 6.6, onde são expostas as localizações dos dispositivos de proteção e manobras resultantes do processo de otimização considerando a minimização do indicador DEC.

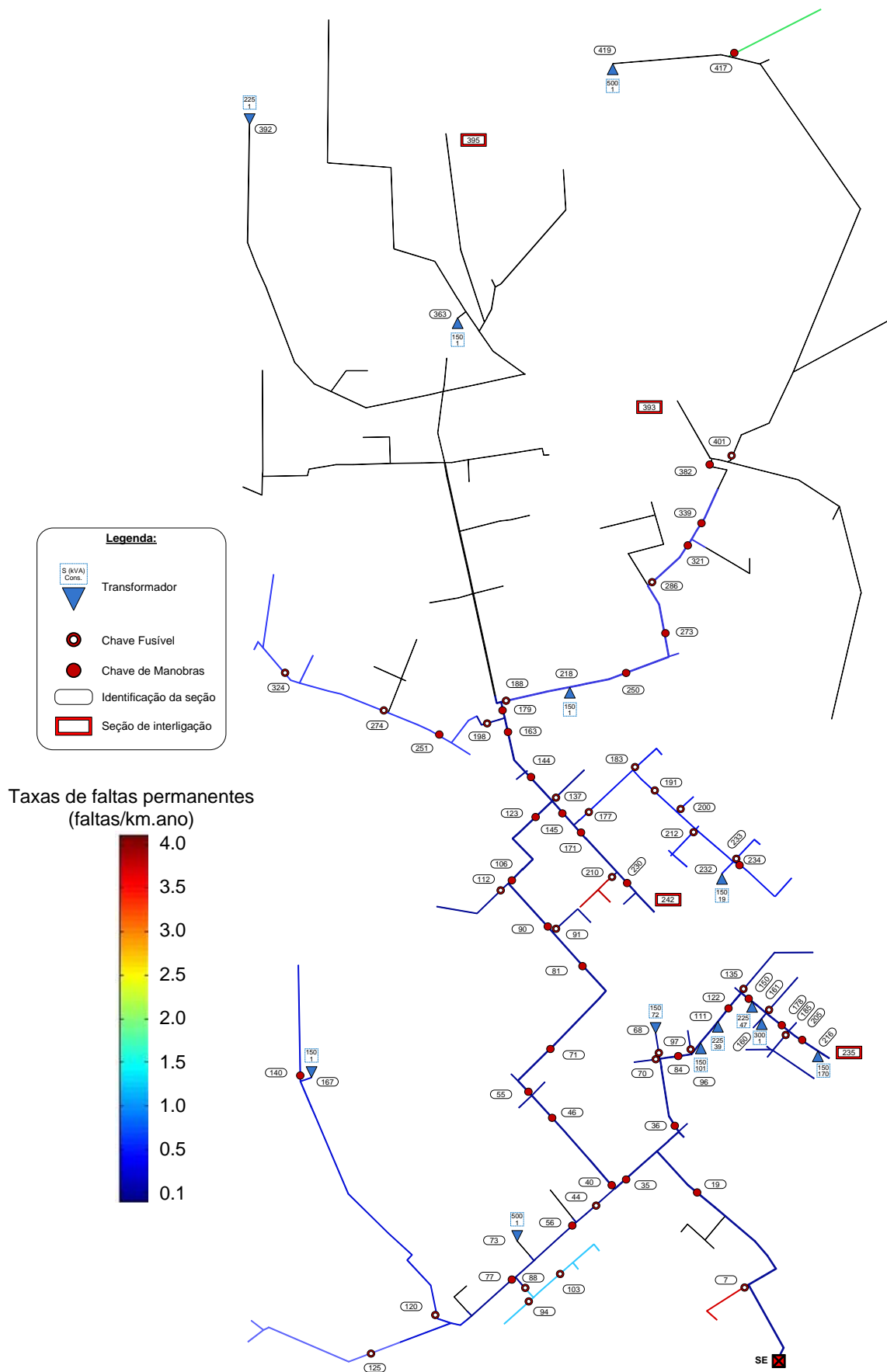


Figura 6.6 – Localizações dos dispositivos de proteção e manobras resultantes do processo de otimização considerando a minimização do indicador DEC (caso 2).

De forma similar ao caso 1, não foram alocadas chaves fusíveis ou chaves de manobras na porção esquerda da zona 2 do alimentador. Essa área é caracterizada pelo grande número de incidências de faltas temporárias, sendo estas responsáveis por 18% do indicador $MAIFI_E$ resultante desta configuração. Esses dispositivos foram alocados em ramais mais próximos à subestação, onde a incidência de faltas permanentes causaria a interrupção de todos os consumidores do alimentador. O mesmo pode ser verificado na Figura 6.7, que ilustra os resultados obtidos com a minimização do indicador ASIFI.

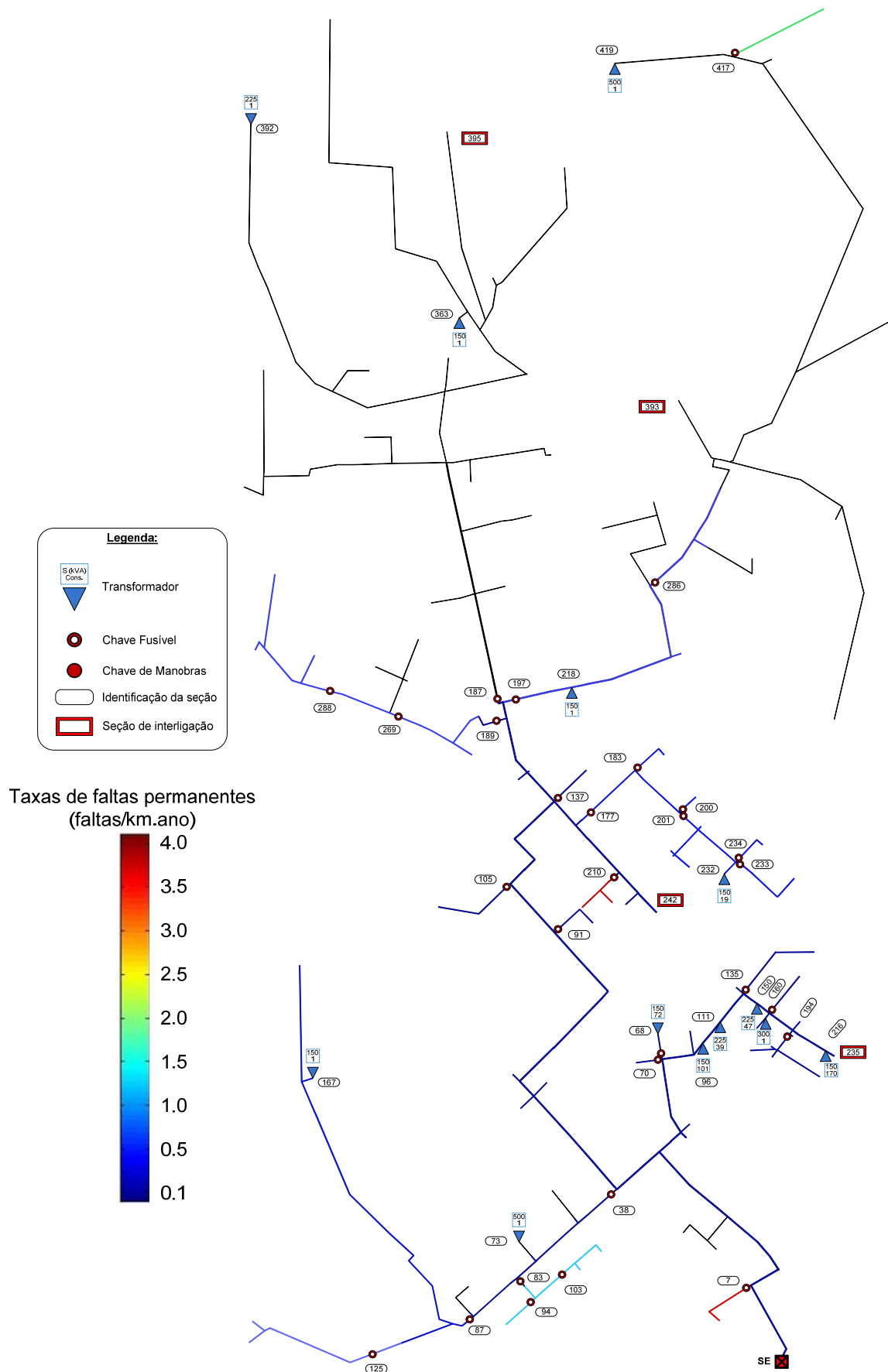


Figura 6.7 – Localizações das chaves fusíveis resultantes do processo de otimização considerando a minimização do indicador ASIFI (Caso 2).

A principal diferença entre esta, e a configuração definida pelo processo de minimização do indicador DEC, é a realocação da chave fusível da seção 401 para a seção 417, e da seção 120 para a seção 87, priorizando a continuidade das duas cargas mais elevadas do alimentador, localizadas nas seções 419 e 73.

De forma semelhante ao caso 1, nos casos apresentados nesta seção o critério de parada que definiu o término da execução do AGS foi o número máximo de gerações com o valor da função objetivo do melhor indivíduo estagnada. Em média, este critério foi alcançado após 87 gerações. Na Figura 6.5 são mostrados alguns parâmetros de desempenho do AGS, nos processos de otimização considerando a minimização dos indicadores DEC e ASIFI. Nestes casos, as melhores soluções foram encontradas após 52 e 29 gerações, sendo os critérios de parada alcançados após 89 e 66 gerações, respectivamente.

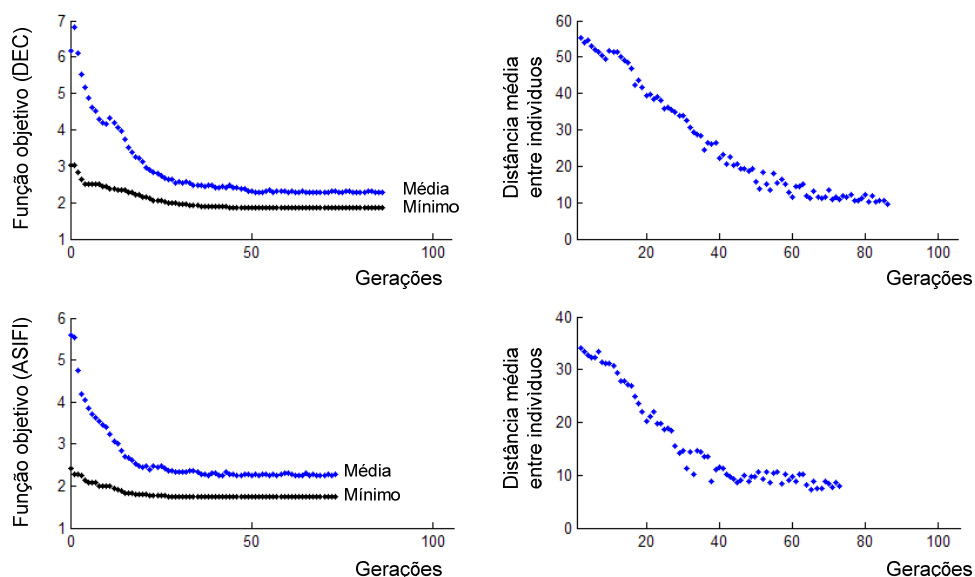


Figura 6.8 – Parâmetros de desempenho do AGS nos processos de otimização considerando a minimização dos indicadores DEC e ASIFI (caso 2).

6.4.3 Caso 3: alocação de um religador, um seccionalizador, duas chaves fusíveis repetidoras, 20 chaves fusíveis e 25 chaves de manobras; otimização na definição do esquema de proteção a ser empregado no religador e no disjuntor da subestação.

Os ajustes das correntes de atuação das unidades de terra dos RLGH, eventualmente alocados pelos processos de otimização neste caso, foram definidos de acordo com a expressão (4.19). Para o fator de segurança (f_s) e de desequilíbrio (f_d), foram especificados os valores de 1 e 0,3 respectivamente, resultando em correntes de atuação iguais a $0,3 \cdot IC_i$, onde IC_i é a corrente nominal de carga na seção i , na qual o dispositivo

encontra-se alocado. Com esse ajuste, espera-se que as zonas de proteção dos RLGH alocados em quaisquer seções do alimentador estendam-se até o término da rede, a jusante do dispositivo, conforme será verificado a seguir.

Na Tabela 6.8 são demonstrados os resultados dos processos de otimização duplo objetivo, considerando a minimização simultânea dos indicadores de confiabilidade DEC, FEC, ASIDI, ASIFI, ENF e CENF, e do indicador MAIFI_E.

Tabela 6.8 – Resultados dos processos de otimização para o caso 3.

Indicador de Confiabilidade	Valores dos indicadores	Redução (%)	Seções RLGD/RLGH/SEC/CFR	Seções CHF	Seções CHM
DEC (horas/ano)	2,05	31,3	Seções RLGD: 1, 26 RLGH: 26 SEC: 76 CFR: 236, 382	7, 16, 83, 91, 95, 101, 105, 129, 135, 137, 165, 183, 189, 191, 194, 197, 212, 221, 295, 420	8, 19, 27, 40, 41, 60, 77, 85, 89, 113, 115, 126, 131, 138, 139, 169, 179, 181, 225, 250, 255, 257, 273, 274, 330
MAIFI _E	6,44	32,1		7, 38, 91, 101, 102, 103, 105, 115, 165, 183, 189, 197, 201, 210, 213, 274, 299, 317, 355, 413	-
FEC	1,58	32,2	Seções RLGD: 1, 26 SEC: 40 CFR: 16, 300	7, 16, 61, 82, 88, 97, 112, 114, 125, 135, 142, 165, 183, 188, 198, 204, 231, 255, 285, 420	24, 43, 45, 49, 74, 95, 117, 127, 139, 152, 156, 173, 181, 182, 187, 225, 233, 244, 260, 270, 280, 286, 313, 368
MAIFI _E	4,18	55,9		7, 16, 47, 78, 82, 112, 129, 135, 160, 165, 175, 188, 194, 210, 274, 292, 361, 362, 391, 420	-
ASIDI (horas/ano)	2,09	51,2	Seções RLGD: 1, 30 SEC: 71 CFR: 38, 347	7, 16, 78, 80, 93, 121, 142, 172, 197, 201, 202, 219, 231, 277, 285, 288, 334, 377, 379, 421	8, 21, 37, 42, 61, 81, 111, 112, 122, 139, 144, 162, 163, 171, 180, 191, 261, 300, 301, 309, 321, 330, 369, 370, 408
MAIFI _E	4,75	49,9			
ASIFI	1,63	45,6			
MAIFI _E	4,27	55,0			
ENF (kVA.horas/ano)	27856,7	44,0			
MAIFI _E	4,16	56,1			

CENF (R\$/ano)	7168,6	42,6		7, 16, 38, 61, 94, 95, 105, 115, 128, 135, 137, 161, 165, 180, 194, 207, 210, 274, 299, 417	8, 31, 43, 65, 69, 82, 98, 104, 109, 139, 142, 150, 164, 170, 178, 212, 216, 234, 261, 268, 272, 273, 321, 382, 398
MAIFI _E	3,81	59,8	RLGD: 1, 28 SEC: 55 CFR: 325, 368		

Apesar da alocação de um religador, um seccionalizador e duas chaves fusíveis repetidoras, os indicadores DEC, ASIDI, ENF e CENF apresentaram valores superiores aos indicadores resultantes do caso 2. Isso se deve principalmente ao fato de que estes indicadores consideram as durações das interrupções, influenciadas diretamente pelo número de chave de manobras alocadas, reduzido de 33 para 25. Além disso, foi reduzido de 29 para 20 o número de chaves fusíveis, o que tende a elevar todos os indicadores. Apesar disso, os indicadores FEC e ASIFI – que não consideram a duração das interrupções – apresentaram reduções de 5,8% e 6,3%, respectivamente, em relação ao caso 2. O fato de ser considerada a minimização do indicador MAIFI_E de forma simultânea com esses indicadores é outro fator que tende a elevar seus valores finais. Entretanto, verifica-se a redução média de 87,6% no indicador MAIFI_E.

Na Figura 6.9 são expostas as localizações dos dispositivos de proteção e manobras, definidas pelo processo de minimização do indicador DEC e MAIFI_E, bem como as seções onde foi definida a alocação dos religadores, seccionalizadores e chaves fusíveis repetidoras nos casos de minimização dos indicadores FEC, ASIDI, ENF e CENF (identificadas pelos retângulos cinzas). Nesta Figura, a escala de cores corresponde às taxas de faltas temporárias nas seções do alimentador.

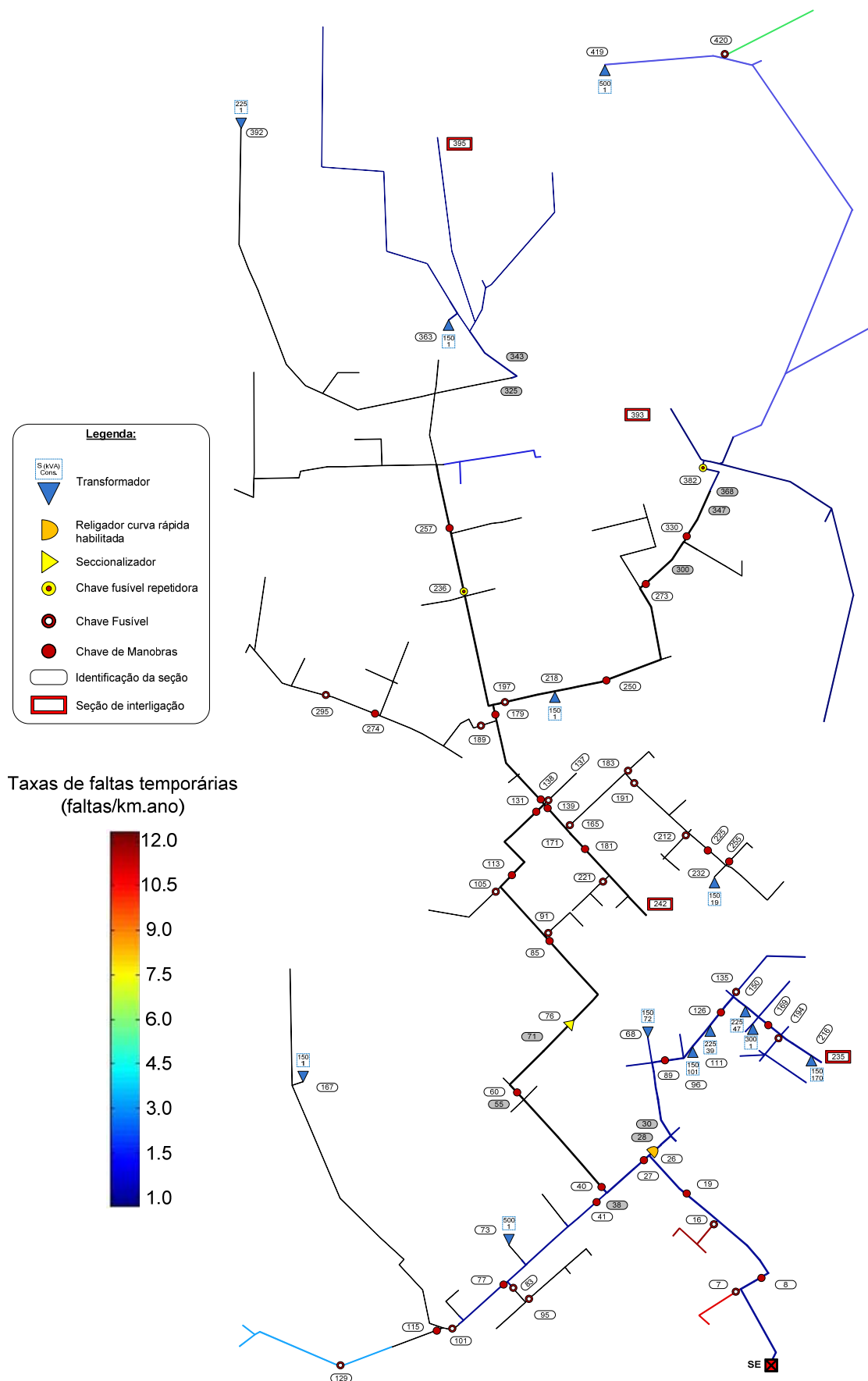


Figura 6.9 – Localizações dos dispositivos de proteção e manobras resultantes do processo de otimização considerando a minimização dos indicadores DEC e MAIFI_E (caso 3).

O processo de minimização do indicador DEC foi o único a definir a habilitação da curva rápida do religador, o que resultou na menor redução do indicador MAIFI_E. Na seção onde este religador foi alocado (26) a corrente de carga é igual a 36 A, o que resulta no ajuste da corrente de atuação da unidade de terra em 10,8 A, conforme definido anteriormente. Como a menor corrente de curto-circuito fase-terra mínima a jusante do religador é igual a 223 A, verifica-se a atuação do mesmo para faltas em todos os pontos a sua jusante.

Todos os processos de otimização determinaram a alocação do religador em um ponto estratégico do circuito, após a primeira derivação do tronco do alimentador (seções 26, 28 e 30), onde a jusante encontra-se 17,2% dos consumidores e 25% da carga do alimentador. Além disso, esta é a única porção do tronco do alimentador onde foi estimada a incidência de faltas temporárias. Considerando a configuração original dos dispositivos de proteção e manobras, as 5,5 faltas temporárias anuais incidentes nas seções a jusante do religador – 14,5% do total de faltas desta natureza no alimentador – são responsáveis por 41% do valor original do indicador MAIFI_E. No processo de minimização simultânea ao indicador DEC, a alocação do religador – e de duas chaves fusíveis – é responsável por 26% da redução total do indicador MAIFI_E (32,1%), e 15,7% da redução total do indicador DEC (31,3%). Além disso, foi possível a realocação de 5 das 9 chaves de manobras originalmente alocadas a jusante do dispositivo.

O seccionalizador foi alocado invariavelmente na ramificação do tronco do alimentador oposta ao religador, nas seções 37, 40, 55, 71 e 76. O bloco definido pelo dispositivo compreende uma grande extensão do tronco do alimentador, onde é estimada a incidência de faltas permanentes na taxa de 1,189 faltas/km.ano. Como não é prevista a incidência de faltas temporárias nestas seções, a alocação do seccionalizador nestes locais permite que a função principal deste dispositivo – isolar trechos sob condição de falta permanente – seja explorada ao máximo.

Em relação às chaves fusíveis repetidoras, com exceção das seções 16 e 38 (processos de minimização dos indicadores FEC e ENF, respectivamente), estas foram alocadas na zona 2 do alimentador, no início de trechos longos, com elevadas taxas de faltas temporárias (e taxas de faltas permanentes nulas), contemplando a prática de instalação desses dispositivos em locais do alimentador que se estendem a áreas rurais. A jusante da CFR alocada na seção 382 é estimada a ocorrência de 11,8 faltas temporárias ao ano, que correspondem a 30,4% do total de faltas desta natureza no sistema em estudo. Com a alocação da CFR na seção 236, espera-se a eliminação de 7 faltas temporárias ao ano.

O objetivo duplo do processo de otimização resulta em uma maior uniformidade na distribuição das chaves fusíveis ao longo do alimentador. Entretanto, nos processos de

minimização dos indicadores DEC e FEC, a maioria desses dispositivos permaneceu sendo alocada na zona 1 do alimentador, onde há maior concentração de consumidores. As chaves de manobras por sua vez, foram alocadas em posições semelhantes às definidas nos casos 1 e 2, ao longo do tronco do alimentador e nos ramais sujeitos à incidência de faltas permanentes.

A carga instalada – ao contrário dos consumidores – é menos concentrada em pontos específicos do alimentador, o que resulta na alocação das chaves fusíveis de forma mais distribuída entre as zonas 1 e 2. Esse fato é verificado na Figura 6.10, onde é exposto o resultado do processo de otimização considerando a minimização dos indicadores ASIFI e MAIFI_E.

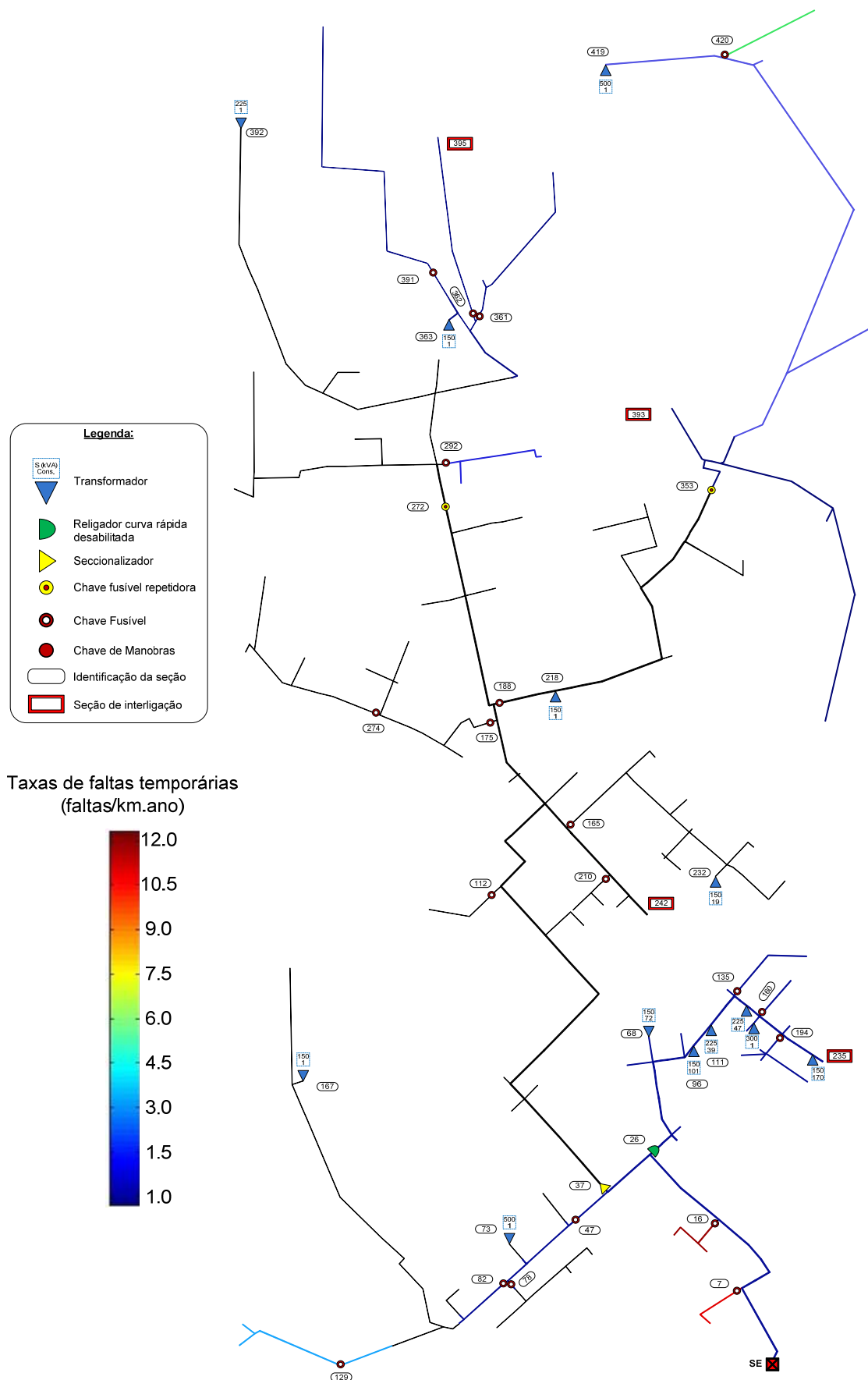


Figura 6.10 – Localizações dos dispositivos de proteção resultantes do processo de otimização considerando a minimização dos indicadores ASIFI e MAIFI_E (caso 3).

Com exceção das chaves fusíveis, as localizações dos dispositivos de proteção definidas por esse processo são semelhantes aos casos considerando a minimização dos demais indicadores. Apesar das taxas de faltas permanentes nulas a jusante das seções 292, 361, 362 e 391 (zona 2), chaves fusíveis foram alocadas nas mesmas, visando à redução das interrupções temporárias, decorrentes da atuação da CFR alocada à montante, na seção 272. Pelo mesmo motivo, todos os processos de otimização definiram a alocação da chave fusível na seção 16, início do ramal que detém as mais elevadas taxas de faltas temporárias do alimentador (11,66 faltas/km.ano).

Como pode ser observado na maioria dos casos, as chaves fusíveis repetidoras foram alocadas em seções que definem zonas de proteção nas quais não é estimada a incidência de faltas permanentes, sendo esses locais sujeitos à incidência somente de faltas temporárias. Dessa forma, evita-se a necessidade de substituição de todos os elos fusíveis, o que acontece na ocorrência de falta permanente na zona de proteção da mesma. Logo, a aplicação desses dispositivos tende a reduzir somente o indicador $MAIFI_E$.

Na Figura 6.11 são expostas as soluções finais Pareto ótimas resultantes dos processos de otimização duplo objetivo discutidos nesta seção, bem como os parâmetros de desempenho do AGM.

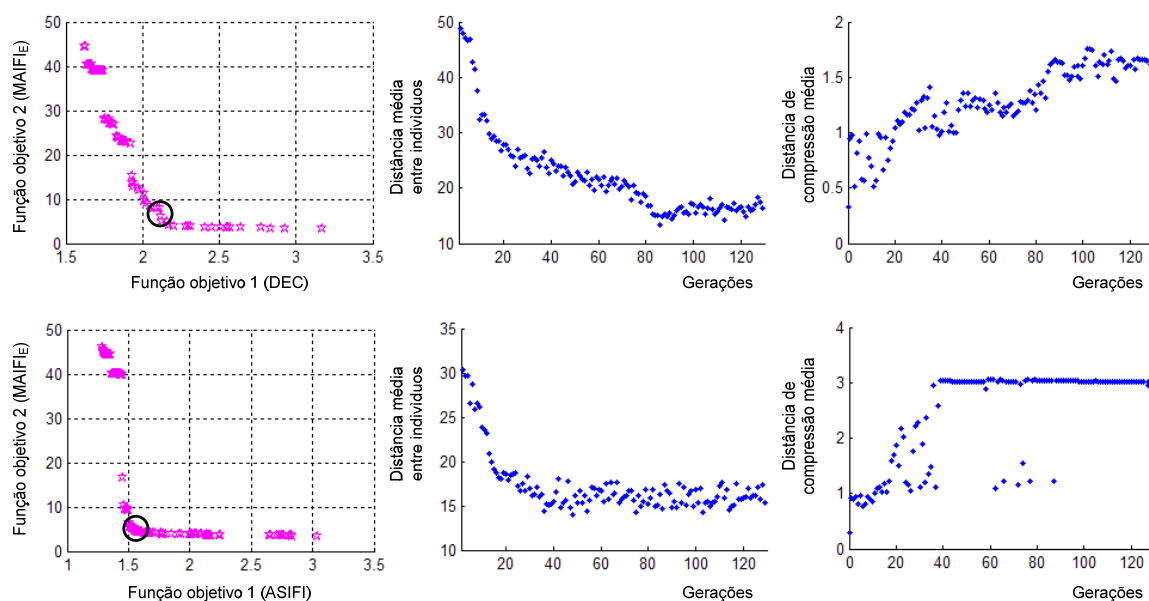


Figura 6.11 – Fronteiras de Pareto e parâmetros de desempenho do AGM nos processos de otimização considerando a minimização dos indicadores DEC, ASIFI e $MAIFI_E$ (caso 3).

As soluções selecionadas pelo Sistema de Inferência Nebulosa foram assinaladas por círculos na Figura 6.11. A descontinuidade da curva que define a fronteira de Pareto em cada caso demonstra a grande variação dos indicadores devido ao esquema de proteção considerado em cada solução. No primeiro caso se mostra mais evidente o fato de que as soluções na parte superior do gráfico (valores máximos do indicador $MAIFI_E$ e mínimos do

indicador DEC) correspondem às configurações nas quais o esquema de proteção coordenado é empregado no religador e no disjuntor. A porção intermediária da curva (valores do indicador MAIFI_E entre 20 e 30) compreende as soluções nas quais o esquema de proteção coordenado é empregado no disjuntor, e o seletivo no religador. Por sua vez, a porção inferior da curva contém a solução selecionada pelo Sistema de Inferência Nebulosa. Dentre estas, encontram-se configurações nas quais o esquema de proteção seletivo é empregado em ambos os dispositivos, ou o esquema coordenado é empregado somente no religador. Na Tabela 6.9 são expostas as características das fronteiras de Pareto resultantes dos processos de otimização em questão. Suas variações normalizadas em relação aos valores mínimos de cada indicador caracterizam as entradas do Sistema de Inferência Nebulosa (δ_1 e δ_2), conforme definido no Capítulo 5,

Tabela 6.9 – Características das soluções Pareto ótimas resultantes dos processos de otimização considerando a minimização dos indicadores MAIFI_E, DEC e ASIFI (caso 3).

Função objetivo	Valor máximo	Valor mínimo	Solução selecionada	Variação normalizada (%)
DEC (horas/ano)	3,17	1,62	2,05	27,7
MAIFI _E	44,8	3,72	6,44	6,6
ASIFI	3,04	1,29	1,63	19,4
MAIFI _E	45,98	3,84	4,27	1,0

Os parâmetros de desempenho do AGM demonstrados na Figura 6.11 compreendem métricas da habilidade de convergência do algoritmo, sob dois aspectos. A distância média entre indivíduos – diferença média entre as aptidões de todos os indivíduos em relação ao melhor indivíduo em cada geração – representa a diversidade global da população. A estabilização das distâncias médias em valores reduzidos – o que ocorreu em torno de 100 e 60 gerações nestes casos – indica a convergência das soluções em torno da solução ótima no espaço de busca.

A distância de compressão média compreende a diversidade das soluções na fronteira de Pareto. De forma semelhante à distância média entre indivíduos, a estabilização deste parâmetro em valores elevados indica a convergência das soluções na fronteira ótima do espaço de busca, de forma mais específica. A invariabilidade deste parâmetro – após em torno de 40 gerações no segundo caso – indica que a partir dessa geração não foram agregadas soluções não dominadas à fronteira. Isso ocorre quando estas soluções não existem, ou quando o número máximo de soluções a serem mantidas na fronteira (35% da população) é alcançado, e a substituição de uma solução pertencente à fronteira por outra,

resulta em uma distância de compressão inferior (menor espalhamento das soluções). Neste ponto considera-se alcançada a convergência das soluções.

6.4.4 Caso 4: alocação de dois religadores, um seccionalizador, duas chaves fusíveis repetidoras, 20 chaves fusíveis e 25 chaves de manobras; otimização na definição do esquema de proteção a ser empregado no religador e no disjuntor da subestação.

Os ajustes das correntes de atuação das unidades de terra dos RLGH, eventualmente alocados pelos processos de otimização foram definidos de forma semelhante ao caso 3. Na Tabela 6.10 são demonstrados os resultados dos processos de otimização duplo objetivo para o presente caso. As reduções percentuais nos indicadores foram calculadas em relação aos indicadores resultantes dos processos de otimização do caso 3.

Tabela 6.10 – Resultados dos processos de otimização para o caso 4.

Indicador de Confiabilidade	Valores dos indicadores	Redução (%)	Seções RLGD/RLGH/ SEC/CFR	Seções CHF	Seções CHM
DEC (horas/ano)	1,99	2,9	RLGD: 1, 26, 188 SEC: 37 CFR: 44, 334	9, 16, 77, 83, 91, 103, 112, 114, 129, 135, 165, 175, 182, 185, 210, 225, 299, 324, 398, 417	15, 26, 55, 56, 74, 76, 90, 119, 121, 122, 131, 156, 158, 170, 181, 205, 217, 234, 254, 273, 295, 321, 331, 368, 413
MAIFI _E	4,50	30,1			
FEC	1,49	5,7	RLGD: 1, 28, 43 SEC: 106 CFR: 44, 185	9, 16, 78, 82, 91, 94, 109, 112, 121, 172, 182, 188, 189, 231, 244, 315, 334, 339, 356, 401	-
MAIFI _E	4,39	105,0			
ASIDI (horas/ano)	1,81	13,4	RLGD: 1, 188 RLGH: 26 SEC: 37 CFR: 317, 292	7, 16, 23, 44, 78, 87, 91, 112, 115, 172, 175, 204, 210, 212, 229, 233, 255, 295, 301, 417	19, 45, 60, 69, 72, 85, 109, 119, 130, 142, 156, 157, 171, 178, 191, 206, 213, 216, 260, 263, 274, 293, 342, 347, 382
MAIFI _E	6,93	143,0			
ASIFI	1,58	3,1	RLGD: 1, 26, 46 SEC: 139 CFR: 334, 347	7, 16, 38, 66, 78, 105, 115, 120, 135, 165, 185, 191, 207, 208, 210, 225, 268, 288, 292, 417	-
MAIFI _E	3,61	15,4			

ENF (kVA.horas/ ano)	25189,8	9,6	RLGD: 1, 46 RLGH: 28 SEC: 158 CFR: 44, 339	9, 18, 78, 87, 112, 121, 172, 175, 207, 210, 212, 225, 269, 285, 324, 334, 371, 389, 391, 417	6, 21, 27, 31, 43, 47, 48, 66, 76, 98, 122, 131, 136, 158, 163, 181, 188, 204, 253, 257, 270, 273, 293, 359, 370
MAIFI _E	4,10	1,4			
CENF (R\$/ano)	5997,7	16,3	RLGD: 1 RLGH: 28, 38 SEC: 46 CFR: 317, 368	7, 9, 16, 51, 78, 88, 93, 114, 129, 175, 177, 188, 201, 212, 213, 231, 274, 299, 324, 421	15, 37, 52, 55, 71, 104, 112, 113, 130, 138, 157, 162, 176, 205, 228, 263, 265, 269, 273, 286, 320, 321, 322, 339, 417
MAIFI _E	5,36	140,6			

Foi verificada a atuação dos RLGH para faltas em todas as seções a jusante dos mesmos, em todos os processos de otimização expostos na Tabela 6.10.

Esses resultados indicam pequenas reduções dos indicadores em relação ao caso anterior, sendo que as maiores melhorias (processos de minimização dos indicadores ASIDI e CENF) foram obtidas sob o custo de aumentos consideráveis do indicador MAIFI_E, o que indica a inviabilidade da inserção de 2 religadores no alimentador.

Na Figura 6.12 são expostas as localizações dos dispositivos de proteção e manobras, definidas pelo processo de minimização dos indicadores DEC e MAIFI_E, bem como as seções onde foi definida a alocação dos religadores, seccionalizadores e chaves fusíveis repetidoras nos casos de minimização dos indicadores FEC, ASIDI, ENF e CENF (identificadas pelos retângulos cinzas).

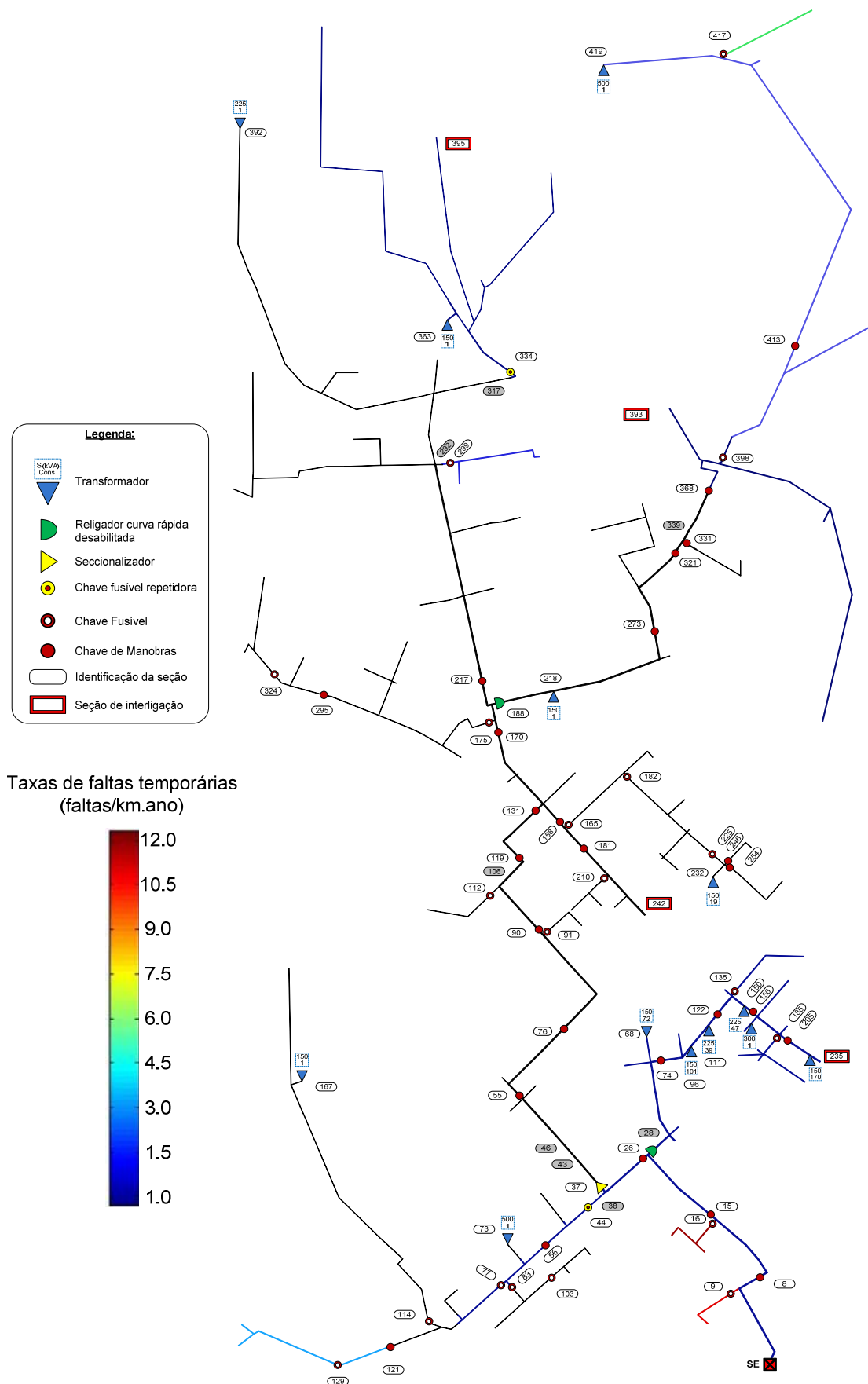


Figura 6.12 – Localizações dos dispositivos de proteção e manobras resultantes do processo de otimização considerando a minimização dos indicadores DEC e MAIFI_E (caso 4).

De forma semelhante ao caso 3, em todos os processos de otimização foi definida a alocação de um dos religadores após a primeira derivação do tronco do alimentador, nas seções 26 e 28. Os processos de minimização dos indicadores DEC, FEC e ASIFI definiram a desabilitação da curva rápida de ambos os religadores, o que resultou nas menores reduções dentre os demais indicadores.

Nos processos de minimização dos indicadores DEC e ASIDI o segundo religador foi alocado na seção 188, que define o início de uma longa ramificação do tronco do alimentador, onde é estimada a incidência de 1 falta permanente ao ano, submetendo à interrupção 11,7% dos consumidores e 15% da carga instalada do alimentador. Relativo ao processo de minimização do indicador DEC, foi determinada a alocação de uma chave fusível na seção 398, onde tem início um ramal longo do alimentador, sujeito à incidência de 6,15 faltas temporárias/ano. Esta chave fusível foi alocada com o intuito de limitar o número de interrupções temporárias decorrentes das atuações do religador a montante, em detrimento à continuidade dos 37 consumidores a jusante da chave fusível (0,4% do total de consumidores). Como neste ramal encontra-se 9,7% da carga do alimentador, além de uma das duas maiores cargas individuais (500 kVA, seção 419), no processo de minimização do indicador ASIDI não foi definida a alocação de chaves fusíveis a jusante do religador, evitando o desligamento da carga pela incidência das 12 faltas temporárias anuais no ramal (31% do total de faltas temporárias). A eliminação dessas faltas pelo religador, e a habilitação da curva rápida do religador alocado na seção 26 resultaram no maior incremento do indicador MAIFI_E (143%) dentre os demais processos.

De forma bastante diferenciada em relação aos demais casos, no processo de minimização do indicador CENF foi determinada a alocação de um RLGH na seção 38, no início de um ramal extenso, próximo à subestação. Analisando-se a distribuição de faltas temporárias no alimentador, a solução resultante deste caso mostra-se bastante convincente. Podem ser identificadas basicamente 4 áreas do alimentador sujeitas à incidência de faltas temporárias, três delas na zona 2 (superior esquerda, superior direita e inferior esquerda) e uma na zona 1. As CFR foram alocadas no início dos ramais na parte superior da Figura 6.12, possibilitando a eliminação das faltas temporárias nestas áreas de forma isolada, sem prejuízo ao indicador MAIFI_E. Os dois religadores alocados na zona 1 são responsáveis pela eliminação de faltas dessa natureza nas áreas do alimentador mais próximas à subestação, onde a ocorrência destas resulta em um maior impacto na confiabilidade do sistema. É estimada a eliminação de 4,7 faltas temporárias/ano pelo religador alocado na seção 38 (12% do total de faltas temporárias), a jusante do qual localiza-se 13,3% da carga instalada do alimentador.

Nos casos de minimização dos indicadores ASIFI (Figura 6.13) e ENF foi determinada a alocação do seccionalizador nas seções 139 e 158, locais que a princípio,

não contemplam a prática de instalação desse dispositivo no início de trechos longos do alimentador. O bloco definido pelo dispositivo é composto por 791 m de rede, onde é esperada a ocorrência de 0,17 faltas permanentes anuais. Porém este local compreende uma ramificação do tronco do alimentador onde foi restrita a alocação de chaves fusíveis, sendo este trecho responsável por 10% do indicador ASIFI resultante da configuração original dos dispositivos de proteção.

A alocação das chaves fusíveis repetidoras foi definida de acordo com as práticas mais adotadas na definição do local de instalação deste dispositivo. Estas foram alocadas na zona 2 do alimentador (seções 334 e 347), no início dos trechos que detêm as maiores incidências de faltas temporárias (15,4% e 31% do total de faltas temporárias no alimentador).

Na Figura 6.14 são expostas as soluções Pareto ótimas resultantes dos processos de otimização considerando a minimização dos indicadores DEC, ASIFI e $MAIFI_E$, bem como alguns parâmetros de desempenho do AGM.

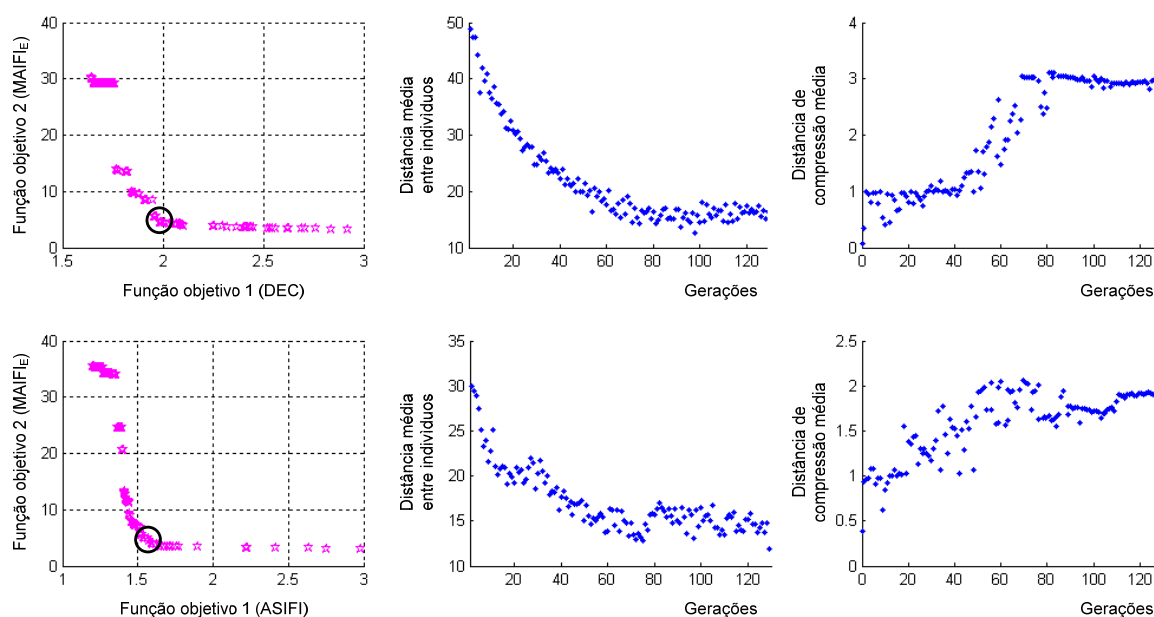


Figura 6.14 – Fronteiras de Pareto e parâmetros de desempenho do AGM nos processos de otimização considerando a minimização dos indicadores DEC, ASIFI e $MAIFI_E$ (caso 4).

Pode ser considerada a convergência das soluções em torno de 110 e 155 gerações, respectivamente. Este é um resultado um tanto incomum, tendo-se em vista que os processos de otimização que consistem na minimização de indicadores baseados na duração das interrupções (DEC, ASIFI, ENF e CENF) têm como característica a maior complexidade. Isso é devido ao fato de ser agregada a alocação das chaves de manobras ao problema, o que resulta em maior número de permutações, e como consequência, o aumento do espaço de busca. A dispersão dos pontos que definem as distâncias médias entre indivíduos, bem como as distâncias de compressão médias ao longo das gerações, indica certa dificuldade de obtenção das soluções ótimas pelo AGM, no caso de minimização dos indicadores ASIFI e $MAIFI_E$. Esse comportamento do algoritmo dificilmente pode ser justificado, considerando os mecanismos estocásticos envolvidos no processo evolutivo.

As características das soluções Pareto ótimas resultantes desses casos são expostas na Tabela 6.11.

Tabela 6.11 – Características das soluções Pareto ótimas resultantes dos processos de otimização considerando a minimização dos indicadores MAIFI_E, DEC e ASIFI (caso 4).

Função objetivo	Valor máximo	Valor mínimo	Redução do valor mínimo em relação ao caso 3 (%)	Solução selecionada	Varição normalizada (%)
DEC (horas/ano)	2,92	1,62	0,0	1,99	28,4
MAIFI _E	30,4	3,3	11,3	4,50	4,4
ASIFI	2,98	1,21	6,2	1,58	20,9
MAIFI _E	35,4	3,12	18,7	3,61	1,5

Os processos de otimização apresentados nesta seção resultaram em fronteiras de Pareto semelhantes aos processos apresentados no caso 3. No caso de minimização do indicador DEC, os valores mínimos assumidos pelo mesmo (solução localizada no extremo superior da fronteira) em ambos os casos são idênticos. O valor mínimo do indicador MAIFI_E (solução localizada no extremo inferior da fronteira), apresentou redução de 11,3%. Logo, independente da solução selecionada pelo Sistema de Inferência Nebulosa, não é possível a obtenção de grandes melhorias nos indicadores, o que indica ser inviável a instalação de dois religadores no alimentador estudado.

6.5 Considerações Finais

Neste capítulo, inicialmente foram expostas as características do alimentador empregado nos testes dos algoritmos desenvolvidos, bem como a forma como foram determinados os dados de entrada necessários aos processos de otimização. Como pôde ser observado, foram consideradas algumas aproximações na modelagem do problema, dentre as quais se destacam a determinação das capacidades de reserva das seções de interligação e das zonas de proteção dos religadores com a curva habilitada.

Na determinação das capacidades de reserva das seções de interligação, não foram consideradas as restrições de limite térmico dos condutores do alimentador que supre as seções de interligação, bem como a máxima queda de tensão. Conforme foi comentado na Seção 6.2, não são conhecidas as capacidades nominais e impedâncias dos condutores do alimentador adjacente ao alimentador teste. Porém, quando disponível essa informação, a capacidade de reserva associada ao limite térmico dos condutores pode ser facilmente agregada. No entanto, a máxima queda de tensão é uma restrição cuja avaliação não é trivial, pois depende da execução de um algoritmo de cálculo de fluxo de potência. A incorporação deste processo ao algoritmo de otimização desenvolvido deve ser considerada

de forma criteriosa, tendo-se em vista que o mesmo deveria ser executado para cada solução que compõe a população do Algoritmo Genético, a cada geração. Nos casos expostos neste capítulo, seriam necessárias em média 76000 execuções do algoritmo nos processos de otimização desempenhados pelo AGS, e 106000 execuções nos processos com duplo objetivo, onde o AGM é o mecanismo de busca das soluções. Desta forma, mostra-se necessário um estudo aprofundado acerca dos métodos de cálculo de fluxo de potência, visando à implementação de um algoritmo que resulte no mínimo incremento do esforço computacional.

Na determinação das zonas de proteção dos RLGH, conforme definido no Capítulo 4, foram consideradas as faltas fase-terra – bem como as correntes de curto-circuito mínimas resultantes – tendo em vista estas serem de ocorrência mais freqüente nos sistemas de distribuição. Na prática, as unidades instantâneas de fases e terra dos relés de sobrecorrente (ou curvas rápidas de fases e terra dos religadores) definem cada qual, uma zona de proteção independente. Para que ambas sejam consideradas na modelagem do comportamento desses dispositivos frente à incidência de faltas, é necessária a determinação de taxas de faltas que considerem individualmente, as faltas entre fases e as faltas fase-terra. O que impede essa discriminação é o baixo nível de detalhamento dos registros históricos de interrupções, que geralmente não trazem a informação do número de fases envolvidas nas faltas.

As taxas de faltas foram determinadas a partir dos registros históricos das ocorrências de interrupções no alimentador estudado. Esse procedimento possibilitou uma aproximação satisfatória na estimação dos indicadores. Como era esperado, as soluções resultantes determinaram a alocação dos dispositivos de proteção e manobras com prioridade aos locais com elevadas taxas de faltas. Como não foi estimada a incidência de faltas permanentes em grande parte da zona 2 do alimentador, nos casos 1 e 2 não foi determinada a alocação de quaisquer dispositivos nesta área. Essas soluções mostram-se um tanto impraticáveis, tendo-se em vista que os ramais nesta porção do alimentador compreendem 27% de sua extensão total. Por outro lado, em detrimento às práticas tradicionalmente consideradas, estes resultados contemplam os locais onde realmente foi constatada a incidência de faltas. Logo, considerando a probabilidade estatística de ocorrência destes distúrbios, haverá melhoria da confiabilidade de maneira concordante com os resultados expostos.

Para que sejam contempladas as práticas adotadas pela concessionária, no início de ramais longos onde não é estimada a incidência de faltas, pode ser definida a alocação de determinado dispositivo de forma fixa. Uma forma de se obter uma distribuição mais uniforme dos dispositivos é através da determinação das taxas de faltas médias do alimentador, e definição das mesmas como globais. Neste caso, os dispositivos são

alocados com total prioridade à distribuição dos consumidores no alimentador (no caso de minimização dos indicadores DEC e FEC). Uma maneira semelhante, que resulta na estimativa mais aproximada dos indicadores, é a determinação das taxas de faltas médias de áreas do alimentador com características diversas, como áreas urbanas, rurais, populosas, com elevada incidência de descargas atmosféricas, etc.

Considerando a distribuição esparsa das incidências de faltas no alimentador, a minimização do indicador MAIFI_E em conjunto com os demais indicadores (casos 3 e 4), possibilitou a obtenção de soluções de melhor qualidade em relação aos casos 1 e 2. As pequenas melhorias obtidas no caso 4 em relação ao caso 3, indicaram claramente a inviabilidade da alocação de dois religadores e um seccionalizador no alimentador estudado. Com relação ao caso 3, considerando a solução resultante do processo de minimização do indicador CENF, foi obtido um aumento de R\$ 5.322,00 no faturamento anual da concessionária, em relação à configuração inicial dos dispositivos. Uma análise econômica simplificada, considerando uma série uniforme de recebimentos anuais de R\$ 5.322,00, juros de 10% ao ano e tempo de vida útil dos dispositivos igual a 20 anos, leva à conclusão que ao final deste período, o valor presente da série de recebimentos seria de R\$ 45.300,00. Logo, se forem considerados os custos de aquisição, instalação e manutenção dos novos equipamentos, e os custos de realocação e manutenção das chaves fusíveis e chaves de manobras, a instalação do religador e do seccionalizador não se mostra viável. A vantagem neste caso reside unicamente na melhoria da confiabilidade do fornecimento de energia.

7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

7.1 Conclusões

Neste trabalho foi proposta uma abordagem para melhoria da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, considerando a determinação de forma otimizada dos tipos e locais de instalação dos dispositivos de proteção e manobras no alimentador de distribuição, bem como a definição do esquema de proteção a ser empregado nos religadores e no disjuntor da subestação.

Com o desenvolvimento de duas metodologias de otimização, buscou-se contemplar a abordagem tradicional da confiabilidade, e estabelecer uma forma mais abrangente de caracterização da mesma. Além disso, com a possibilidade de escolha do indicador a ser minimizado, a agregação de várias restrições, e de diferentes formas de definição dos dados de entrada, procurou-se desenvolver uma ferramenta de otimização flexível, que permita a análise e melhoria da confiabilidade sob vários aspectos.

As metodologias de otimização com objetivo único e duplo resultaram em problemas combinatórios, com funções objetivo não lineares e não-diferenciáveis, com variáveis reais e inteiras. Os Algoritmos Genéticos – em conjunto com a Lógica Nebulosa – mostraram-se mecanismos eficientes na busca pelas melhores soluções, em tempo de processamento aceitável.

Os resultados obtidos com o alimentador empregado nos testes mostraram que melhorias consideráveis na confiabilidade podem ser conseguidas, quando é considerada maior sistematização na definição dos tipos e locais de instalação dos dispositivos de proteção e manobras. Melhores soluções foram obtidas quando a minimização na ocorrência de interrupções temporárias foi efetuada simultaneamente à ocorrência de interrupções permanentes. A configuração original dos dispositivos de proteção e manobras no alimentador mostra que, apesar de não haver regulação do serviço de distribuição considerando a ocorrência de interrupções temporárias, existe a preocupação por parte da concessionária em minimizar o efeito desses distúrbios, mesmo que para tal seja necessário o incremento dos indicadores de confiabilidade considerados para fins de regulação. Ao contrário da maioria dos trabalhos relacionados encontrados na literatura, o presente trabalho foi desenvolvido visando contemplar esse aspecto, determinado pela característica atual da carga, cada vez mais sensível à ocorrência de interrupções de curta duração.

Um aspecto bastante relevante observado no desenvolvimento desse trabalho, diz respeito à necessidade de maior detalhamento dos registros históricos da ocorrência de interrupções. Com isso, torna-se possível a modelagem do problema com maior exatidão,

sendo os resultados fortemente dependentes da qualidade dos dados de entrada. Portanto, melhorias neste aspecto podem ser obtidas com o emprego de sistemas de monitoramento automatizados, que além de possibilitar o incremento da confiabilidade dos sistemas de distribuição, fornecem dados mais detalhados do comportamento dos mesmos, necessários ao estudo e desenvolvimento de ferramentas de otimização eficientes.

7.2 Sugestões Para Trabalhos Futuros

Dentre os principais aspectos sugeridos no desenvolvimento de trabalhos futuros podem ser citados:

- Agregar um algoritmo de cálculo de fluxo de potência à metodologia desenvolvida, de modo a possibilitar a inclusão da restrição da máxima queda de tensão nas cargas, bem como limite térmico dos condutores.
- Desenvolvimento de um algoritmo de dimensionamento, coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção, de modo a permitir a especificação das chaves fusíveis e ajustes dos relés, religadores, e seccionadores, de forma automática. Assim elimina-se a necessidade do emprego de um procedimento externo para verificação da coordenação e seletividade. Além disso, torna-se possível a determinação das zonas de proteção dos dispositivos de forma exata.
- Agregar uma função objetivo que considere os custos de aquisição, manutenção e realocação dos equipamentos. Essa possibilidade permite que a análise econômica da viabilidade das soluções seja efetuada de forma automatizada, inferindo ao algoritmo a capacidade de determinar o número de cada tipo de dispositivo a ser alocado, que resulta na melhor alternativa de investimento.
- Considerar a presença de geração distribuída no alimentador. Essa versatilidade resulta em uma metodologia de otimização mais complexa, pois exige o emprego de um algoritmo de cálculo de fluxo de potência e de curto-circuito para redes em malha. Porém, o emprego de geração distribuída é uma tendência atual, sendo crescente a necessidade de procedimentos sistemáticos de otimização da confiabilidade sistemas de distribuição, considerando esse fator.
- Desenvolvimento de uma interface amigável para a entrada de dados, em conjunto com um sistema de banco de dados para cadastro e visualização dos parâmetros topológicos e operacionais de alimentadores de distribuição.
- Verificar o desempenho de outros mecanismos de busca (Busca Tabu, Sistema Colônia de Formigas, Simulated Annealing, entre outros) das soluções para o problema proposto, visando à possibilidade de serem obtidas melhorias com relação à velocidade de convergência e redução do esforço computacional.

BIBLIOGRAFIA

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 – UFSM, Santa Maria, 2005.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução n. 024, de 27 de janeiro de 2000**. Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexren>>. Acesso em: 03/01/2008.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Tarifas médias por classe de consumo / região (2008)**. Disponível em <http://rad.aneel.gov.br/reportserverSAD?fSAD_REPORTS?fSAMP_TarifaMedCConsumoRegiao&rs:Command=Render>. Acesso em: 01/02/2008.

ANSI. **Std. C37.42**: American national standard specifications for distribution cutouts and fuse links. 1989.

BÄCK, T. Selective pressure in evolutionary algorithms: a characterization of selection mechanisms. **Relatório técnico**, Dept. of Computer Science, University of Dortmund, Alemanha, 1994.

BÄCK, T.; HAMMEL, U.; SCHWEFEL, H. D. Evolutionary computation: comments on the history and current state. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 1, n. 1, pp. 3-18, 1997.

BÄCK, T.; HOFFMEISTER, F. Extended selection mechanisms in Genetic Algorithms. **Proceedings of the 4th International Conference on Genetic Algorithms**, pp. 92-99. Morgan San Mateo, CA: Kaufmann Publishers, 1991.

BACK, T.; SCHWEFEL, H. D. Evolutionary computation: an overview. **Relatório técnico**, Dept. of Computer Science, University of Dortmund, Alemanha, 1996.

BANDEIRANTE. **Norma técnica NTBD 2.02-0**: Projeto de redes de distribuição aérea primária. [São Paulo], 1987.

BANDEIRANTE. **Norma técnica NTBD 3.01-0**: Proteção de redes de distribuição aérea primária. [São Paulo], 1987.

BILLINTON R.; JOUNAVITHULA S. Optimal switching device placement in radial distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 3, pp. 1646-1651, 1996.

CELG. **Norma técnica NTD-08**: Critérios de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas Classes 15 e 36,2kV. Goiás, 1996.

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

CHOWDHURY, A. A. Distribution Feeder Reliability Assessment. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**. v. 3, pp. 2179-2184, jun. 2005.

COATE, B. D.; WAREHAM, D. C. Decreasing momentary outages with specific distribution feeder improvements. **IEEE Transaction on Industry Applications**. v. 37, n. 2, pp. 458-463, 2001.

- CPFL. **Norma técnica**: Proteção de redes aéreas de distribuição – sobrecorrente. [s.i.], 2003.
- DEB, K. An efficient constraint handling method for Genetic Algorithms. **Computer Methods in applied Mechanics and Engineering**, Elsevier, v. 186, pp. 311-338, 2000.
- DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 6, n. 2, pp. 182-197, apr. 2002.
- DIAS, A. H. F.; VASCONCELOS, J. A. Multiobjective Genetic Algorithm applied to solve optimization problems. **IEEE Transactions on Magnetics**, v. 38, n. 2, pp. 3133-3137, mar. 2002.
- DUGAN, R. C.; RAY, L. A.; SABIN, D. D.; BAKER, G.; GILKER, C. SUNDARANI, A. Fast tripping of utility breakers and industrial load interruptions. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 2, pp. 55-64, may/jun. 1996.
- ELETRORBRÁS. Comitê de distribuição. **Desempenho de sistemas de distribuição**. Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás. v.3. Rio de Janeiro: Campus Eletrobrás, 1982.
- ELETRORBRÁS. Comitê de distribuição. **Manutenção e operação de sistemas de distribuição**. Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás. v.4. Rio de Janeiro: Campus Eletrobrás, 1982.
- ELETRORBRÁS. Comitê de distribuição. **Planejamento de sistemas de distribuição**. Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás. v.1. Rio de Janeiro: Campus Eletrobrás, 1982.
- ELETRORBRÁS. Comitê de distribuição. **Proteção de sistemas aéreos de distribuição**. Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás. v.2. Rio de Janeiro: Campus Eletrobrás, 1982.
- FERREIRA, G. D.; CARDOSO Jr., G.; MORAIS, A. P.; MARIOTTO, L.; MÜLLER, F. M.; Seleção e Alocação Otimizada de Dispositivos de Proteção Contra Sobrecorrentes em Sistemas Elétricos de Distribuição. **XVII Congresso Brasileiro de Automática**. Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil. 2008.
- FONSECA, C. M.; FLEMING, P. J. Genetic Algorithms for multiobjective optimization: formulation, discussion and generalization. **Proceedings of the Fifth International Conference in Genetic Algorithms**. San Mateo, CA: Morgan Kaufmann, jul. 1993.
- GAO, W.; SHI, L.; YAO, P. Study on Multi-Objective Genetic Algorithm. **Proceedings of the 3rd World Congress on Intelligent Control and Automation**, Hefei, China, jun./jul. 2000.
- GIGUER, S. **Proteção de sistemas de distribuição**. Porto Alegre: SAGRA, 1988, 344 p.
- GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in search, optimization, and machine learning**. Mass.: Addison-Wesley, 1989.
- GÖNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. 2nd ed. Boca Raton: CRC Press LCC, 2008.
- GRUPO REDE. **Norma técnica**: Ajustes, aplicação e coordenação de equipamentos de proteção de sobrecorrentes da distribuição. Cuiabá, 1998.
- GUNTHER, E. W.; MEHTA, H. A survey of distribution system power quality – preliminary results. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 10, n. 1, pp. 322–329, Jan. 1995.

- HALMOS, P. **Naive set theory**. New York: Van Nostrand Reinhold Company, 1960.
- HORN, J.; NAFPLIOTIS, N.; GOLDBERG, D. E. A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective optimization. **IEEE Conference on Evolutionary Computation**, v. 1, pp. 82-87, jun. 1994.
- IEEE Committee Report. Proposed definitions of terms for reporting and analyzing outages of electrical transmission and distribution facilities and interruptions. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 87, n. 5, pp. 1318-1323, may 1968.
- IEEE. **Std C37.112**: IEEE standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays. 1996.
- IEEE. **Std. 1366**: IEEE Guide for electric power distribution reliability indices. 2003.
- IEEE. **Std. 493**: IEEE Recommended practice for design of reliable industrial and commercial power systems (Gold Book). 1997.
- KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Florianópolis: edição do autor, 2005.
- LAMEDICA, R.; ESPOSITO, G.; TIRONI, E.; ZANINELLI, D.; PRUDENZI, A. A survey on power quality cost in industrial customers. **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, v. 2, pp. 938-943, 2001.
- LEVITIN G.; MAZAL-TOV S.; ELMAKIS D. Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply. **Electric Power System Research**, n. 35, pp. 149-155, 1995.
- LEVITIN G.; MAZAL-TOV S.; ELMAKIS D. Optimal switch allocation in electrical distribution systems by genetic algorithm. **Electric Power System Research**, v. 31, n. 2, pp. 97-102, 1994.
- MICHALEWICZ, Z. **Genetic Algorithm + data structures = evolution programs**. 3rd ed. New York: Springer-Verlag, 1996.
- MICHALEWICZ, Z.; NAZHIYATH, G. Genocop III: a co-evolutionary algorithm for numerical optimization problems with nonlinear constraints. **IEEE International Conference on Evolutionary Computation**, n. 2, pp. 647-651, nov./dec. 1995.
- SHORT, T. **Electric power distribution handbook**. Boca Raton: CRC Press LCC, 2004.
- SILVA, L. G. W. **Alocação otimizada de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP, Ilha Solteira, 2002.
- SILVA, L. G. W. **Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP, Ilha Solteira, 2005.
- SIVANANDAM, S. N.; SUMATHI, S.; DEEPA, S. N. **Introduction to Fuzzy Logic using MATLAB**. New York: Springer Berlin Heidelberg, 2007.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal distribution protection design: Quality of solution and computational analysis. **International Journal on Electric Power and Energy Systems**, v. 21, pp 327-335, 1999.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal Trade-Offs in Distribution Protection Design. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 16, No 2, pp 292-296, 2001.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimized distribution protection using binary programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13, n. 1, pp. 218–224, jan. 1998.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Towards optimized distribution protection design. **Proceedings of the Third International Conference on Power System Planning and Operations**. Ivory Coast, jan. 1997.

SRINIVAS, M.; PATNAIK, L. M. Genetic algorithms: a survey. **IEEE Computer Society Magazine**, v. 27, pp. 17-26, jun. 1994.

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

TENG J.; LU C. Feeder switch relocation for customer interruption costs minimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 17, n. 1, pp. 254-259, 2002.

TOUNE, S.; FUDO, H.; GENGI, T.; FUKUYAMA, Y.; NAKANISHI, Y. A reactive Tabu Search for service restoration in electric power distribution systems. **IEEE International Conference on Evolutionary Computation**. 1998.

WARREN, C. A. Distribution reliability: what is it? **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 2, pp. 32-37, jul./aug. 1996.

ZADEH, L. A. Fuzzy sets. **Information and Control**, n. 8, pp. 338-353, 1965.

ZADEH, L. A. Knowledge representation on fuzzy logic. **IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering**, v. 1, pp. 89-100, mar. 1989.

ZITZLER, E.; THIELE, L. Multiobjective Evolutionary Algorithms: a comparative case study and the strength Pareto approach. **IEEE transactions on Evolutionary Computation**, v. 3, n. 4, pp. 257-272, nov. 1999.

APÊNDICE A – Dados do Alimentador Teste

ℓ = Comprimento

γ = Taxa de faltas temporárias

λ = Taxa de faltas permanentes

S = Carga

C = Número de consumidores

IC = Corrente de carga

ICC_{MAX} = Corrente de curto-circuito máxima (trifásico)

ICC_{MIN} = Corrente de curto-circuito mínima (fase-terra)

Seção	Barra de início	Barra de destino	ℓ [km]	γ [faltas.km/ano]	λ [faltas.km/ano]	S [kVA]	C	IC [A]	ICC _{MAX} [A]	ICC _{MIN} [A]
1	0	901	0,001	1,599	0,162	0,00	0	153,01	1717	291
2	901	486	0,032	1,599	0,162	0,00	0	153,01	1713	291
3	486	899	0,000	1,599	0,162	0,00	0	153,01	1713	291
4	899	771	0,010	1,599	0,162	0,00	0	153,01	1711	291
5	771	770	0,345	1,599	0,162	0,00	0	153,01	1661	289
6	770	497	0,074	1,599	0,162	45,00	99	151,65	1650	288
7	770	495	0,009	1,599	0,162	0,00	0	1,36	1659	289
8	497	773	0,079	1,599	0,162	0,00	0	150,29	1639	287
9	495	894	0,000	10,490	3,497	0,00	0	1,36	1659	289
10	773	775	0,073	1,599	0,162	0,00	0	150,29	1629	287
11	894	772	0,222	10,490	3,497	0,00	0	1,36	1616	287
12	775	774	0,090	1,599	0,162	0,00	0	150,29	1616	286
13	772	490	0,064	10,490	3,497	45,00	104	1,36	1603	286
14	774	765	0,185	1,599	0,162	0,00	0	150,29	1591	285
15	765	509	0,062	1,599	0,162	75,00	43	148,63	1583	285
16	765	891	0,026	1,599	0,162	0,00	0	1,66	1586	285
17	509	778	0,170	1,599	0,162	0,00	0	147,17	1561	283
18	891	507	0,000	11,662	0,000	0,00	0	1,66	1586	285
19	778	888	0,139	1,599	0,162	0,00	0	147,17	1543	282
20	507	776	0,123	11,662	0,000	0,00	0	1,66	1563	284
21	888	514	0,000	1,599	0,162	0,00	0	147,17	1543	282
22	776	502	0,059	11,662	0,000	45,00	25	0,80	1553	283
23	776	777	0,112	11,662	0,000	0,00	0	0,86	1543	283
24	514	694	0,074	1,599	0,162	0,00	0	147,17	1533	282
25	777	506	0,049	11,662	0,000	75,00	38	0,86	1534	282
26	694	886	0,071	1,599	0,162	0,00	0	36,03	1524	281
27	694	887	0,043	1,599	0,162	0,00	0	111,13	1528	281
28	886	517	0,000	1,599	0,162	0,00	0	36,03	1524	281
29	887	516	0,000	1,599	0,162	0,00	0	111,13	1528	281
30	517	695	0,065	1,599	0,162	0,00	0	36,03	1516	281
31	516	513	0,053	1,599	0,162	75,00	143	111,13	1519	281
32	695	520	0,057	1,599	0,162	112,5	72	2,50	1509	280
33	695	696	0,035	1,599	0,162	0,00	0	0,00	1512	281
34	695	885	0,028	1,599	0,162	0,00	0	33,54	1512	281
35	513	779	0,171	1,599	0,162	0,00	0	108,89	1490	280
36	885	519	0,000	1,599	0,162	0,00	0	33,54	1512	281
37	779	889	0,020	1,599	0,162	0,00	0	92,97	1486	279

Apêndice A – Dados do Alimentador Teste

Seção	Barra de início	Barra de destino	ℓ [km]	γ [faltas.km/ano]	λ [faltas.km/ano]	S [kVA]	C	IC [A]	ICC _{MAX} [A]	ICC _{MIN} [A]
38	779	890	0,022	1,599	0,162	0,00	0	15,93	1486	279
39	519	829	0,028	1,599	0,162	0,00	0	33,54	1509	280
40	889	512	0,000	0,000	0,189	0,00	0	92,97	1486	279
41	890	510	0,000	1,599	0,162	0,00	0	15,93	1486	279
42	829	679	0,038	1,599	0,162	0,00	0	33,54	1504	280
43	512	515	0,156	0,000	0,189	45,00	63	92,97	1460	278
44	510	508	0,157	1,599	0,162	75,00	140	15,93	1459	278
45	679	524	0,095	1,599	0,162	75,00	64	33,21	1493	279
46	515	518	0,172	0,000	0,189	45,00	70	91,86	1431	276
47	508	782	0,063	1,599	0,162	0,00	0	13,94	1449	277
48	524	697	0,060	1,599	0,162	0,00	0	32,21	1485	279
49	518	780	0,242	0,000	0,189	0,00	0	90,19	1392	274
50	782	504	0,095	1,599	0,162	45,00	58	12,18	1433	277
51	782	674	0,025	1,599	0,162	0,00	0	1,76	1445	277
52	697	884	0,074	1,599	0,162	0,00	0	32,21	1476	279
53	780	522	0,085	0,000	0,189	75,00	1	0,38	1379	274
54	780	525	0,088	0,000	0,189	112,5	170	2,07	1378	274
55	780	781	0,098	0,000	0,189	0,00	0	87,74	1377	273
56	504	783	0,173	1,599	0,162	0,00	0	11,28	1405	275
57	674	846	0,000	0,000	0,000	0,00	0	1,76	1445	277
58	884	528	0,000	1,599	0,162	0,00	0	32,21	1476	279
59	781	527	0,042	0,000	0,189	45,00	88	1,32	1370	273
60	781	881	0,227	0,000	0,189	0,00	0	86,42	1339	271
61	783	499	0,058	1,599	0,162	0,00	0	9,48	1395	275
62	783	892	0,030	1,599	0,162	0,00	0	1,80	1400	275
63	846	511	0,171	0,000	0,000	112,5	160	1,76	1417	276
64	528	698	0,044	1,599	0,162	0,00	0	32,21	1471	278
65	881	533	0,000	0,000	0,189	0,00	0	86,42	1339	271
66	499	893	0,000	1,599	0,162	0,00	0	9,48	1395	275
67	892	500	0,000	0,000	0,000	0,00	0	1,80	1400	275
68	698	535	0,120	1,599	0,162	150,0	72	2,20	1457	277
69	698	531	0,037	1,599	0,162	75,00	1	29,34	1467	278
70	698	883	0,018	1,599	0,162	0,00	0	0,66	1469	278
71	533	542	0,327	0,000	0,189	75,00	128	86,42	1287	268
72	893	688	0,058	1,599	0,162	0,00	0	9,48	1386	274
73	500	503	0,092	0,000	0,000	500,0	1	1,80	1385	274
74	531	882	0,033	1,599	0,162	0,00	0	29,11	1463	278
75	883	530	0,000	1,599	0,162	0,00	0	0,66	1469	278
76	542	711	0,040	0,000	0,189	0,00	0	84,89	1281	268
77	688	496	0,041	1,599	0,162	112,5	111	4,12	1379	274
78	688	895	0,052	1,599	0,162	0,00	0	5,37	1377	274
79	882	532	0,000	1,599	0,162	0,00	0	29,11	1463	278
80	530	529	0,104	1,599	0,162	45,00	41	0,66	1452	277
81	711	553	0,203	0,000	0,189	75,00	135	84,89	1250	266
82	496	689	0,235	1,599	0,162	0,00	0	2,43	1341	271
83	895	494	0,000	0,000	1,385	0,00	0	5,37	1377	274
84	532	804	0,079	1,599	0,162	0,00	0	29,11	1454	277

Apêndice A – Dados do Alimentador Teste

Seção	Barra de início	Barra de destino	ℓ [km]	γ [faltas.km/ano]	λ [faltas.km/ano]	S [kVA]	C	IC [A]	ICC _{MAX} [A]	ICC _{MIN} [A]
85	553	710	0,173	0,000	0,189	0,00	0	83,16	1224	265
86	689	491	0,028	1,599	0,162	0,00	0	0,14	1336	271
87	689	897	0,029	1,599	0,162	0,00	0	2,29	1336	271
88	494	685	0,075	0,000	1,385	0,00	0	5,37	1365	273
89	804	803	0,001	1,599	0,162	0,00	0	29,11	1453	277
90	710	563	0,077	0,000	0,189	75,00	138	82,18	1213	264
91	710	806	0,163	0,000	0,189	0,00	0	0,98	1201	263
92	491	896	0,000	0,000	0,000	0,00	0	0,14	1336	271
93	897	489	0,000	0,000	0,424	0,00	0	2,29	1336	271
94	685	684	0,065	0,000	1,385	0,00	0	0,99	1354	272
95	685	492	0,039	0,000	1,385	75,00	134	4,37	1358	272
96	803	534	0,069	1,599	0,162	150,0	101	28,99	1445	277
97	803	536	0,113	1,599	0,162	30,00	1	0,12	1435	276
98	563	712	0,235	0,000	0,189	0,00	0	80,62	1180	262
99	806	562	0,087	0,000	0,189	45,00	44	0,98	1189	262
100	896	815	0,094	0,000	0,000	0,00	0	0,14	1321	270
101	489	824	0,040	0,000	0,424	0,00	0	2,29	1329	271
102	684	488	0,122	0,000	1,385	75,00	95	0,99	1334	271
103	492	687	0,210	0,000	1,385	0,00	0	3,02	1324	271
104	534	537	0,084	1,599	0,162	112,5	92	26,72	1436	276
105	712	570	0,034	0,000	0,189	75,00	144	1,75	1175	261
106	712	838	0,099	0,000	0,189	0,00	0	78,87	1166	261
107	815	493	0,079	0,000	0,000	75,00	4	0,14	1308	270
108	824	691	0,046	0,000	0,424	0,00	0	2,29	1322	270
109	687	686	0,132	0,000	1,385	0,00	0	1,87	1303	269
110	687	498	0,039	0,000	1,385	75,00	97	1,15	1318	270
111	537	538	0,049	1,599	0,162	225,0	39	24,11	1430	276
112	570	807	0,172	0,000	0,189	0,00	0	0,09	1152	260
113	838	795	0,000	0,000	0,189	0,00	0	78,87	1166	261
114	691	690	0,065	0,000	0,424	0,00	0	1,56	1312	270
115	691	487	0,256	0,000	0,424	0,00	0	0,73	1282	268
116	686	501	0,040	0,000	1,385	75,00	162	1,87	1297	269
117	538	539	0,087	1,599	0,162	75,00	32	23,00	1420	275
118	807	565	0,191	0,000	0,189	75,00	1	0,09	1126	258
119	795	797	0,062	0,000	0,189	0,00	0	78,87	1158	260
120	690	823	0,162	0,000	0,424	0,00	0	1,56	1286	268
121	487	898	0,000	3,286	1,095	0,00	0	0,73	1282	268
122	539	880	0,020	1,599	0,162	0,00	0	21,97	1418	275
123	797	796	0,136	0,000	0,189	0,00	0	78,87	1140	259
124	823	802	0,163	0,000	0,424	0,00	0	1,56	1261	267
125	898	485	0,261	3,286	1,095	30,00	14	0,73	1242	266
126	880	540	0,000	1,599	0,162	0,00	0	21,97	1418	275
127	796	580	0,039	0,000	0,189	45,00	141	78,87	1134	259
128	802	801	0,034	0,000	0,424	0,00	0	1,56	1256	267
129	485	484	0,470	3,286	1,095	0,00	0	0,21	1175	261
130	540	700	0,056	1,599	0,162	0,00	0	21,97	1412	275
131	580	721	0,219	0,000	0,189	0,00	0	77,35	1106	257

Apêndice A – Dados do Alimentador Teste

Seção	Barra de início	Barra de destino	ℓ [km]	γ [faltas.km/ano]	λ [faltas.km/ano]	S [kVA]	C	IC [A]	ICC _{MAX} [A]	ICC _{MIN} [A]
132	801	505	0,150	0,000	0,424	45,00	40	1,56	1234	265
133	484	900	0,000	3,286	1,095	0,00	0	0,21	1175	261
134	700	699	0,041	1,599	0,162	0,00	0	0,00	1407	274
135	700	546	0,088	1,599	0,162	75,00	63	3,17	1402	274
136	700	879	0,033	1,599	0,162	0,00	0	18,80	1408	274
137	721	589	0,211	0,000	0,189	75,00	125	1,46	1080	255
138	721	586	0,061	0,000	0,189	112,5	78	58,96	1102	256
139	721	584	0,083	0,000	0,189	0,00	0	16,92	1100	256
140	505	692	0,267	0,000	0,424	0,00	0	1,13	1195	263
141	900	808	0,028	3,286	1,095	0,00	0	0,21	1172	261
142	546	555	0,162	1,599	0,162	45,00	76	1,21	1385	273
143	879	543	0,000	1,599	0,162	0,00	0	18,80	1408	274
144	586	722	0,123	0,000	0,189	0,00	0	57,24	1092	256
145	584	870	0,000	0,000	0,189	0,00	0	16,92	1100	256
146	692	521	0,400	0,000	0,424	30,00	1	1,13	1140	259
147	808	483	0,056	3,286	1,095	30,00	1	0,21	1165	261
148	808	820	0,098	3,286	1,095	0,00	0	0,00	1164	261
149	555	719	0,179	1,599	0,162	0,00	0	0,00	1365	272
150	543	545	0,065	1,599	0,162	225,0	41	18,80	1401	274
151	722	587	0,056	0,000	0,189	75,00	18	0,75	1085	255
152	722	723	0,080	0,000	0,189	0,00	0	56,49	1086	255
153	722	810	0,011	0,000	0,189	0,00	0	0,00	1091	255
154	870	720	0,028	0,000	0,189	0,00	0	16,92	1098	256
155	521	523	0,053	0,000	0,424	25,00	2	1,00	1133	259
156	545	701	0,057	1,599	0,162	0,00	0	17,88	1395	274
157	723	869	0,131	0,000	0,189	0,00	0	56,49	1077	254
158	720	713	0,044	0,000	0,189	0,00	0	16,92	1095	256
159	523	693	0,127	0,000	0,424	0,00	0	0,92	1117	258
160	701	548	0,036	1,599	0,162	300,0	1	0,88	1389	273
161	701	560	0,225	1,599	0,162	112,5	134	1,93	1359	272
162	701	878	0,046	1,599	0,162	0,00	0	15,08	1390	273
163	869	593	0,000	0,000	0,189	0,00	0	56,49	1077	254
164	713	581	0,027	0,000	0,189	0,00	0	6,96	1093	256
165	713	871	0,039	0,000	0,189	0,00	0	9,97	1092	256
166	693	550	0,541	0,000	0,424	15,00	8	0,28	512	203
167	693	526	0,055	0,000	0,424	150,0	1	0,65	1110	257
168	548	544	0,058	1,599	0,162	75,00	1	0,47	1380	273
169	878	551	0,000	1,599	0,162	0,00	0	15,08	1390	273
170	593	724	0,070	0,000	0,189	0,00	0	56,49	1072	254
171	581	872	0,000	0,000	0,189	0,00	0	6,96	1093	256
172	871	583	0,000	0,000	0,899	0,00	0	9,97	1092	256
173	551	552	0,042	1,599	0,162	112,5	138	15,08	1385	273
174	724	599	0,024	0,000	0,189	75,00	85	45,54	1070	254
175	724	868	0,032	0,000	0,189	0,00	0	10,95	1068	254
176	872	579	0,053	0,000	0,189	112,5	186	6,96	1089	255
177	583	714	0,344	0,000	0,899	0,00	0	9,97	1067	253
178	552	702	0,047	1,599	0,162	0,00	0	11,92	1380	273

Apêndice A – Dados do Alimentador Teste

Seção	Barra de início	Barra de destino	l [km]	γ [faltas.km/ano]	λ [faltas.km/ano]	S [kVA]	C	IC [A]	ICC _{MAX} [A]	ICC _{MIN} [A]
179	599	730	0,054	0,000	0,189	0,00	0	43,99	1066	253
180	868	597	0,000	0,000	0,189	0,00	0	10,95	1068	254
181	579	577	0,143	0,000	0,189	0,00	0	3,75	1078	254
182	714	588	0,054	0,000	0,899	75,00	83	8,73	1063	253
183	714	785	0,151	0,000	0,899	0,00	0	1,24	1053	252
184	702	557	0,054	1,599	0,162	75,00	95	1,65	1372	272
185	702	703	0,024	1,599	0,162	0,00	0	5,21	1377	272
186	702	877	0,035	1,599	0,162	0,00	0	5,07	1376	272
187	730	744	0,021	0,000	0,189	0,00	0	25,18	1064	253
188	730	865	0,030	0,000	0,189	0,00	0	18,81	1064	253
189	597	596	0,081	0,000	0,189	112,5	1	10,95	1059	253
190	577	873	0,000	0,000	0,189	0,00	0	3,75	1078	254
191	588	715	0,233	0,000	0,899	0,00	0	7,63	1047	252
192	785	590	0,039	0,000	0,899	75,00	100	1,24	1050	252
193	703	554	0,018	1,599	0,162	112,5	1	0,65	1375	272
194	703	705	0,094	1,599	0,162	0,00	0	4,56	1363	272
195	877	556	0,000	1,599	0,162	0,00	0	5,07	1376	272
196	744	864	0,034	0,000	0,189	0,00	0	25,18	1062	253
197	865	601	0,000	0,000	0,538	0,00	0	18,81	1064	253
198	596	867	0,046	0,000	0,189	0,00	0	9,91	1051	252
199	873	707	0,077	0,000	0,189	0,00	0	3,75	1073	254
200	715	585	0,106	0,000	0,899	45,00	41	0,70	1039	251
201	715	716	0,122	0,000	0,899	0,00	0	6,93	1038	251
202	705	704	0,011	1,599	0,162	0,00	0	2,41	1361	272
203	705	547	0,041	1,599	0,162	112,5	49	1,01	1356	271
204	705	559	0,237	1,599	0,162	112,5	56	1,14	1326	270
205	556	558	0,034	1,599	0,162	112,5	1	5,07	1373	272
206	864	602	0,000	0,000	0,000	0,00	0	25,18	1062	253
207	601	603	0,187	0,000	0,538	75,00	111	18,81	1051	252
208	867	598	0,000	0,000	0,554	0,00	0	9,91	1051	252
209	707	569	0,113	0,000	0,189	0,00	0	1,73	1065	253
210	707	875	0,039	0,000	0,189	0,00	0	2,02	1068	254
211	716	582	0,020	0,000	0,899	75,00	93	1,17	1036	251
212	716	812	0,162	0,000	0,899	0,00	0	1,39	1021	250
213	716	837	0,199	0,000	0,899	0,00	0	4,37	1025	250
214	704	549	0,024	1,599	0,162	112,5	80	1,91	1357	271
215	704	541	0,118	1,599	0,162	75,00	1	0,49	1343	271
216	558	561	0,132	1,599	0,162	150,0	170	3,09	1359	271
217	602	613	0,231	0,000	0,000	112,5	68	25,18	1043	251
218	603	605	0,161	0,000	0,538	150,0	1	17,36	1040	251
219	598	726	0,045	0,000	0,554	0,00	0	9,91	1044	252
220	569	876	0,000	0,000	0,189	0,00	0	1,73	1065	253
221	875	572	0,000	0,000	3,571	0,00	0	2,02	1068	254
222	812	813	0,011	0,000	0,899	0,00	0	0,00	1020	250
223	812	814	0,024	0,000	0,899	0,00	0	0,00	1019	249
224	812	575	0,093	0,000	0,899	75,00	84	1,39	1011	249
225	837	717	0,036	0,000	0,899	0,00	0	4,37	1023	250

Apêndice A – Dados do Alimentador Teste

Seção	Barra de início	Barra de destino	ℓ [km]	γ [faltas.km/ano]	λ [faltas.km/ano]	S [kVA]	C	IC [A]	ICC _{MAX} [A]	ICC _{MIN} [A]
226	561	831	0,031	1,599	0,162	0,00	0	0,07	1356	271
227	613	819	0,263	0,000	0,000	0,00	0	23,72	1023	250
228	605	862	0,034	0,000	0,538	0,00	0	17,00	1038	251
229	726	725	0,134	0,000	0,554	0,00	0	9,91	1023	250
230	876	706	0,018	0,000	0,189	0,00	0	1,73	1063	253
231	572	571	0,026	0,000	3,571	75,00	61	2,02	1065	253
232	717	573	0,079	0,000	0,899	150,0	19	0,50	1018	249
233	717	680	0,021	0,000	0,899	0,00	0	2,24	1020	249
234	717	874	0,030	0,000	0,899	0,00	0	1,63	1021	249
235	831	564	0,039	1,599	0,162	45,00	1	0,07	1352	271
236	819	621	0,102	0,000	0,000	75,00	74	21,29	1015	249
237	819	677	0,008	0,000	0,000	0,00	0	1,23	1022	250
238	819	678	0,012	0,000	0,000	0,00	0	1,20	1022	250
239	862	606	0,000	0,000	0,538	0,00	0	17,00	1038	251
240	725	592	0,045	0,000	0,554	75,00	52	8,74	1016	250
241	725	591	0,105	0,000	0,554	75,00	77	1,17	1011	249
242	706	903	0,126	0,000	0,189	0,00	0	0,00	1054	252
243	706	566	0,079	0,000	0,189	75,00	81	1,73	1054	252
244	571	708	0,056	0,000	3,571	0,00	0	0,76	1059	253
245	680	842	0,000	0,000	0,899	0,00	0	2,24	1020	249
246	874	576	0,000	0,000	0,899	0,00	0	1,63	1021	249
247	621	745	0,201	0,000	0,000	0,00	0	20,08	1000	248
248	677	844	0,000	0,000	0,000	0,00	0	1,23	1022	250
249	678	843	0,000	0,000	0,000	0,00	0	1,20	1022	250
250	606	827	0,110	0,000	0,538	0,00	0	17,00	1030	250
251	592	594	0,070	0,000	0,554	75,00	1	7,36	1005	249
252	708	567	0,081	0,000	3,571	75,00	25	0,76	1050	252
253	708	709	0,117	0,000	3,571	0,00	0	0,00	1046	252
254	842	784	0,123	0,000	0,899	0,00	0	2,24	1007	248
255	576	574	0,060	0,000	0,899	112,5	99	1,63	1017	249
256	745	625	0,008	0,000	0,000	0,00	0	2,25	999	248
257	745	858	0,089	0,000	0,000	0,00	0	17,82	994	247
258	844	800	0,061	0,000	0,000	0,00	0	1,23	1015	249
259	843	617	0,135	0,000	0,000	75,00	105	1,20	1008	249
260	827	731	0,301	0,000	0,538	0,00	0	17,00	1010	248
261	594	595	0,063	0,000	0,554	75,00	1	7,14	996	248
262	784	578	0,035	0,000	0,899	75,00	199	2,24	1003	248
263	574	568	0,166	0,000	0,899	45,00	1	0,21	1006	248
264	625	859	0,000	0,000	0,000	0,00	0	2,25	999	248
265	858	630	0,000	0,000	0,000	0,00	0	17,82	994	247
266	800	616	0,140	0,000	0,000	75,00	111	1,23	1000	248
267	731	612	0,050	0,000	0,538	75,00	132	1,56	1007	248
268	731	732	0,253	0,000	0,538	0,00	0	15,44	994	247
269	595	727	0,155	0,000	0,554	0,00	0	6,83	973	247
270	568	718	0,117	0,000	0,899	0,00	0	0,00	999	247
271	859	747	0,188	0,000	0,000	0,00	0	2,25	980	246
272	630	635	0,179	0,000	0,000	75,00	85	17,82	981	246

Apêndice A – Dados do Alimentador Teste

Seção	Barra de início	Barra de destino	l [km]	γ [faltas.km/ano]	λ [faltas.km/ano]	S [kVA]	C	IC [A]	ICC _{MAX} [A]	ICC _{MIN} [A]
273	732	733	0,103	0,000	0,538	0,00	0	15,44	988	246
274	727	792	0,240	0,000	0,554	0,00	0	4,14	939	244
275	727	600	0,007	0,000	0,554	0,00	0	2,69	972	247
276	747	746	0,052	0,000	0,000	0,00	0	2,25	974	246
277	635	748	0,063	0,000	0,000	0,00	0	16,09	977	246
278	733	860	0,037	0,000	0,538	0,00	0	12,08	986	246
279	733	861	0,009	0,000	0,538	0,00	0	3,36	987	246
280	792	863	0,058	0,000	0,554	0,00	0	4,14	931	243
281	600	866	0,000	0,000	0,000	0,00	0	2,69	972	247
282	746	629	0,092	0,000	0,000	112,5	240	2,25	965	245
283	748	757	0,145	0,000	0,000	0,00	0	10,84	966	245
284	748	855	0,025	0,000	0,000	0,00	0	2,92	974	245
285	748	856	0,036	0,000	0,000	0,00	0	2,33	974	245
286	860	619	0,000	0,000	0,538	0,00	0	12,08	986	246
287	861	618	0,000	0,000	0,000	0,00	0	3,36	987	246
288	863	604	0,000	0,000	0,554	0,00	0	4,14	931	243
289	866	607	0,151	0,000	0,000	75,00	107	2,69	950	245
290	757	648	0,154	0,000	0,000	75,00	30	10,84	956	244
291	855	639	0,000	0,000	0,000	0,00	0	2,92	974	245
292	856	638	0,000	1,686	0,000	0,00	0	2,33	974	245
293	619	620	0,042	0,000	0,538	45,00	72	12,08	983	246
294	618	735	0,169	0,000	0,000	0,00	0	3,36	970	245
295	604	826	0,142	0,000	0,554	0,00	0	4,14	912	242
296	607	793	0,014	0,000	0,000	0,00	0	1,34	948	245
297	648	758	0,044	0,000	0,000	0,00	0	10,15	953	243
298	639	676	0,083	0,000	0,000	0,00	0	2,92	966	245
299	638	749	0,076	1,686	0,000	0,00	0	2,33	969	245
300	620	738	0,123	0,000	0,538	0,00	0	11,17	976	245
301	735	734	0,172	0,000	0,000	0,00	0	3,36	953	243
302	826	611	0,145	0,000	0,554	45,00	45	0,72	899	241
303	826	821	0,046	0,000	0,554	0,00	0	3,41	906	241
304	793	609	0,141	0,000	0,000	45,00	46	0,71	935	244
305	793	614	0,199	0,000	0,000	45,00	44	0,64	921	243
306	793	818	0,022	0,000	0,000	0,00	0	0,00	945	245
307	758	759	0,033	0,000	0,000	0,00	0	0,36	951	243
308	758	652	0,151	0,000	0,000	75,00	47	7,02	938	242
309	758	650	0,066	0,000	0,000	0,00	0	2,77	947	243
310	676	845	0,000	0,000	0,000	0,00	0	2,92	966	245
311	749	634	0,103	1,686	0,000	75,00	40	1,45	962	244
312	749	644	0,208	1,686	0,000	45,00	52	0,89	955	244
313	738	737	0,086	0,000	0,538	0,00	0	11,17	971	245
314	734	736	0,145	0,000	0,000	0,00	0	3,36	939	242
315	821	608	0,076	0,000	0,554	112,5	119	3,41	896	241
316	759	656	0,126	0,000	0,000	75,00	11	0,36	943	243
317	652	851	0,220	0,000	0,000	0,00	0	5,90	918	240
318	650	852	0,000	0,000	0,000	0,00	0	2,77	947	243
319	845	751	0,148	0,000	0,000	0,00	0	2,92	951	244

Apêndice A – Dados do Alimentador Teste

Seção	Barra de início	Barra de destino	ℓ [km]	γ [faltas.km/ano]	λ [faltas.km/ano]	S [kVA]	C	IC [A]	ICC _{MAX} [A]	ICC _{MIN} [A]
320	644	816	0,146	1,686	0,000	0,00	0	0,14	940	242
321	737	794	0,017	0,000	0,538	0,00	0	11,17	970	245
322	736	627	0,269	0,000	0,000	112,5	228	2,24	914	240
323	736	631	0,064	0,000	0,000	75,00	90	1,12	933	242
324	608	729	0,077	0,000	0,554	0,00	0	1,32	886	240
325	851	653	0,000	1,394	0,000	0,00	0	5,90	918	240
326	852	760	0,308	0,000	0,000	0,00	0	2,77	918	240
327	751	750	0,126	0,000	0,000	0,00	0	0,72	939	243
328	751	637	0,173	0,000	0,000	75,00	79	2,20	934	242
329	816	817	0,034	1,686	0,000	0,00	0	0,14	937	242
330	794	626	0,045	0,000	0,538	45,00	91	9,87	967	244
331	794	673	0,076	0,000	0,538	0,00	0	1,31	962	244
332	729	728	0,030	0,000	0,554	0,00	0	0,00	884	239
333	729	836	0,008	0,000	0,554	0,00	0	1,32	885	240
334	653	763	0,025	1,394	0,000	0,00	0	5,90	916	240
335	760	761	0,183	0,000	0,000	0,00	0	2,77	901	239
336	750	645	0,125	0,000	0,000	45,00	46	0,72	927	242
337	637	753	0,084	0,000	0,000	0,00	0	1,10	926	241
338	817	643	0,026	1,686	0,000	75,00	5	0,14	935	242
339	626	739	0,076	0,000	0,538	0,00	0	8,47	963	244
340	673	847	0,000	0,000	0,000	0,00	0	1,31	962	244
341	728	822	0,010	0,000	0,554	0,00	0	0,00	883	239
342	836	615	0,348	0,000	0,554	45,00	116	1,32	843	236
343	763	657	0,189	1,394	0,000	5,00	1	5,90	899	239
344	761	762	0,087	0,000	0,000	0,00	0	2,16	893	238
345	761	809	0,122	0,000	0,000	0,00	0	0,61	890	238
346	753	752	0,127	0,000	0,000	0,00	0	1,10	915	240
347	739	857	0,149	0,000	0,538	0,00	0	8,47	954	243
348	847	622	0,152	0,000	0,000	112,5	1	1,31	947	243
349	657	764	0,121	1,394	0,000	0,00	0	5,85	888	238
350	762	655	0,136	0,000	0,000	75,00	38	2,16	881	237
351	809	654	0,101	0,000	0,000	30,00	48	0,61	882	237
352	752	754	0,033	0,000	0,000	0,00	0	1,10	912	240
353	857	632	0,000	1,128	0,000	0,00	0	8,47	954	243
354	622	811	0,089	0,000	0,000	0,00	0	1,02	939	242
355	764	768	0,070	1,394	0,000	0,00	0	1,66	883	237
356	764	769	0,105	1,394	0,000	0,00	0	4,20	881	237
357	655	786	0,375	0,000	0,000	0,00	0	1,50	850	234
358	754	755	0,212	0,000	0,000	0,00	0	1,10	892	238
359	632	740	0,098	1,128	0,000	0,00	0	8,47	948	242
360	811	624	0,072	0,000	0,000	45,00	84	1,02	932	241
361	768	790	0,039	1,394	0,000	0,00	0	0,76	880	237
362	768	767	0,008	1,394	0,000	0,00	0	0,90	883	237
363	769	658	0,053	1,394	0,000	150,0	1	2,75	877	237
364	769	850	0,070	1,394	0,000	0,00	0	1,45	877	237
365	786	787	0,118	0,000	0,000	0,00	0	1,50	841	233
366	755	756	0,089	0,000	0,000	0,00	0	1,10	885	238

Apêndice A – Dados do Alimentador Teste

Seção	Barra de início	Barra de destino	ℓ [km]	γ [faltas.km/ano]	λ [faltas.km/ano]	S [kVA]	C	IC [A]	ICC _{MAX} [A]	ICC _{MIN} [A]
367	755	840	0,029	0,000	0,000	0,00	0	0,00	889	238
368	740	636	0,076	1,128	0,000	45,00	1	8,47	941	242
369	790	791	0,097	1,394	0,000	0,00	0	0,76	872	236
370	767	839	0,000	1,394	0,000	0,00	0	0,90	883	237
371	850	659	0,000	1,394	0,000	0,00	0	1,45	877	237
372	787	849	0,122	0,000	0,000	0,00	0	1,50	831	232
373	756	633	0,097	0,000	0,000	75,00	105	1,10	876	237
374	840	682	0,000	0,000	0,000	0,00	0	0,00	889	238
375	636	834	0,004	1,128	0,000	0,00	0	8,36	941	242
376	791	660	0,034	1,394	0,000	75,00	1	0,34	869	236
377	791	798	0,029	1,394	0,000	0,00	0	0,42	869	236
378	839	651	0,493	1,394	0,000	75,00	13	0,90	852	234
379	659	662	0,201	1,394	0,000	75,00	8	1,45	864	235
380	849	661	0,000	0,000	0,000	0,00	0	1,50	831	232
381	682	683	0,474	0,000	0,000	0,00	0	0,00	840	234
382	834	833	0,040	1,128	0,000	0,00	0	8,36	937	242
383	798	799	0,415	1,394	0,000	0,00	0	0,42	836	233
384	651	805	0,320	1,394	0,000	0,00	0	0,00	833	232
385	662	663	0,168	1,394	0,000	75,00	1	0,72	854	234
386	661	825	0,230	0,000	0,000	0,00	0	1,50	814	231
387	833	642	0,013	1,128	0,000	112,5	1	0,36	936	241
388	833	641	0,034	1,128	0,000	30,00	7	8,00	935	241
389	799	666	0,171	1,394	0,000	30,00	26	0,42	822	232
390	805	841	0,144	1,394	0,000	0,00	0	0,00	825	231
391	663	667	0,492	1,394	0,000	45,00	22	0,67	825	231
392	825	664	0,159	0,000	0,000	225,0	1	1,50	802	230
393	642	681	0,301	1,128	0,000	0,00	0	0,00	915	239
394	641	835	0,040	1,128	0,000	0,00	0	7,40	932	241
395	841	902	0,000	1,394	0,000	0,00	0	0,00	825	231
396	667	671	0,724	1,394	0,000	10,00	1	0,04	786	227
397	664	665	0,076	0,000	0,000	75,00	4	0,16	722	223
398	835	828	0,016	1,128	0,000	0,00	0	5,42	930	241
399	835	640	0,131	1,128	0,000	0,00	0	1,98	923	240
400	671	789	0,336	1,394	0,000	0,00	0	0,00	769	225
401	828	853	0,130	1,128	0,000	0,00	0	5,42	918	240
402	640	854	0,000	1,128	0,000	0,00	0	1,98	923	240
403	853	646	0,000	1,829	0,000	0,00	0	5,42	918	240
404	854	832	0,215	1,128	0,000	0,00	0	1,98	908	239
405	646	647	0,144	1,829	0,000	15,00	1	5,42	905	239
406	832	675	0,042	1,128	0,000	0,00	0	1,98	905	239
407	647	741	0,265	1,829	0,000	0,00	0	5,33	882	237
408	675	766	0,191	1,128	0,000	0,00	0	1,98	893	237
409	741	649	0,436	1,829	0,000	15,00	31	0,59	847	233
410	741	788	1,703	1,829	0,000	0,00	0	4,75	756	224
411	766	623	0,494	1,128	0,000	5,00	2	0,80	862	234
412	766	628	0,070	1,128	0,000	75,00	58	1,18	887	237
413	788	743	0,152	1,829	0,000	0,00	0	4,60	746	223

Apêndice A – Dados do Alimentador Teste

Seção	Barra de início	Barra de destino	ℓ [km]	γ [faltas.km/ano]	λ [faltas.km/ano]	S [kVA]	C	IC [A]	ICC _{MAX} [A]	ICC _{MIN} [A]
414	788	669	0,042	1,829	0,000	75,00	1	0,15	753	224
415	623	610	0,735	1,128	0,000	75,00	53	0,75	819	230
416	743	742	0,042	1,829	0,000	0,00	0	4,45	743	223
417	743	670	0,012	1,829	0,000	0,00	0	0,15	734	222
418	610	830	0,029	1,128	0,000	0,00	0	0,00	817	230
419	742	672	0,484	1,829	0,000	500,0	1	4,45	714	219
420	670	848	0,000	5,703	1,901	0,00	0	0,15	734	222
421	848	668	0,526	5,703	1,901	75,00	3	0,15	411	181

APÊNDICE B – Dados da Carga

Potência (kVA)	Seção	Número de consumidores	Quantidade
5	343	1	2
	411	2	
10	396	1	1
15	405	1	3
	409	31	
	166	8	
25	155	2	1
30	388	7	7
	146	1	
	125	14	
	351	48	
	389	26	
	147	1	
	97	1	
45	6	99	26
	43	63	
	46	70	
	127	141	
	50	58	
	293	72	
	330	91	
	368	1	
	132	40	
	13	104	
	59	88	
	342	116	
	142	76	
	360	84	
	99	44	
	312	52	
	22	25	
	302	45	
	336	46	
	304	46	
	200	41	
	391	22	
	80	41	
305	44		
263	1		
235	1		
75	15	43	62

Apêndice B – Dados da Carga

31	143
71	128
81	135
90	138
174	85
45	64
69	1*
117	32
236	74
207	111
272	85
44	140
290	30
240	52
182	83
251	1
261	1
308	47
95	134
135	63
289	107
262	199
328	79
350	38
231	61
116	162
105	144
243	81
184	95
267	132
137	125
379	8
311	40
224	84
192	100
266	111
259	105
412	58
211	93
241	77
110	97
323	90
373	105
102	95
378	13

Apêndice B – Dados da Carga

	25	38	
	252	25	
	151	18	
	415	53	
	385	1	
	215	1*	
	168	1*	
	53	1*	
	316	11	
	376	1	
	397	4	
	414	1	
	421	3	
	338	5	
	107	4	
	118	1	
	138	78	
	104	92	
	217	68	
	173	138	
	189	1	
	176	186	
	205	1	
	77	111	
	315	119	
	32	72	
	282	240	
	322	228	
	54	170	
	161	134	
	214	80	
	63	160	
	255	99	
	348	1*	
	204	56	
	203	49	
	193	1*	
	387	1*	
	96	101	
	218	1*	
	216	170	
	363	1*	
	68	72	
	167	1*	
	232	19	
112,5			22
150			7

Apêndice B – Dados da Carga

225	111	39	3
	150	41	
	392	1*	
300	160	1	1
500	419	1*	2
	73	1*	

* Fornecimento sob contratação de demanda.