Daniela Vinci Kondo

**ALOCÇÃO DE RELIGADORES AUTOMATIZADOS EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO**

São Paulo
2015

Daniela Vinci Kondo

**ALOCÇÃO DE RELIGADORES AUTOMATIZADOS EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Marcos Roberto Gouvêa

São Paulo
2015

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com anuência de seu orientador.

São Paulo, 30 de janeiro de 2015.

Assinatura do autor

Assinatura do orientador

Catálogo-na-publicação

Kondo, Daniela Vinci

Alocação de religadores automatizados em sistemas de distribuição / D.V. Kondo. – versão corr. -- São Paulo, 2015. 111 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Algoritmos genéticos 2.Distribuição de energia elétrica 3.Redes primárias de distribuição 4.Religadores I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação à minha família:

À minha mãe Márcia Alves Vinci de Carvalho Kondo, ao meu pai Takao Jaime Kondo e à minha irmã Fernanda Vinci Kondo, pela inestimada paciência e apoio durante todo o período do mestrado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a **Deus** em primeiro lugar, pela vida, e a **Jesus Cristo**, pela salvação.

Ao professor **Marcos Roberto Gouvêa**, por me orientar neste trabalho, pela paciência e por contribuir para o conhecimento no assunto.

Aos integrantes da banca examinadora, professor **Carlos Marcio Vieira Tahan** e professor **André Luiz de Carvalho Valente**, pelas valiosas contribuições para a edição revisada deste trabalho.

Aos amigos engenheiros **Daniel Perez Duarte**, **João Carlos Guaraldo**, **Henrique Kagan**, **Carlos Frederico Meschini de Almeida**, **Juan Carlos Cebrian Amasifen**, **Antonio Paulo da Cunha** e demais integrantes da empresa Sinapsis Inovação em Energia, pela oportunidade e incentivo para a realização deste trabalho.

À **Jenny Paola Gonzalez Perez** e ao **Juan Diego Echeverry Restrepo**, pelas ideias e contribuições para o aperfeiçoamento deste trabalho.

À equipe da concessionária Cemig-D, em especial **Luís Antonio Felber**, **Mozart Ferreira Braga Jr.** e **Jailson Augusto de Oliveira Nascimento**, pelas contribuições.

A todos os professores que, de forma direta ou indireta, puderam ensinar conceitos fundamentais para que eu tivesse condições de desenvolver o trabalho apresentado.

RESUMO

Atualmente, os órgãos reguladores do sistema elétrico têm imposto valores rigorosos de indicadores de continuidade às empresas de distribuição de energia. Essa imposição visa, principalmente, em condições de contingência, reduzir a duração e a frequência das interrupções no fornecimento da energia elétrica aos consumidores. As empresas de distribuição são penalizadas quando esses indicadores ultrapassam limites previamente fixados pelos órgãos reguladores. Nesse contexto, seguindo uma tendência mundial para melhorar a continuidade, sistemas modernos automatizados estão se disseminando cada vez mais nas redes elétricas de distribuição. Em condições de contingência, dispositivos de seccionamento automatizados podem ser utilizados na transferência rápida e eficiente de grupos de consumidores de um ponto de suprimento para outro, com o intuito de minimizar a interrupção do fornecimento da energia elétrica. Assim, faz-se necessário alocar eficientemente esses equipamentos em locais que permitam a melhoria nos indicadores de continuidade, porém respeitando as restrições técnicas e orçamentárias. Este trabalho propõe, em quatro etapas, uma metodologia para a instalação de religadores automatizados em alimentadores de distribuição primária, visando minimizar os indicadores de duração e frequência de interrupções, além da energia não distribuída. Na primeira etapa, os indicadores de continuidade são equacionados a partir dos parâmetros: frequência acumulada de consumidores na rede, demanda média dos consumidores, quantidade de falhas e seus respectivos tempos de interrupção. Cada um desses parâmetros é formulado como uma função do comprimento do tronco de cada alimentador. Posteriormente, para cada alimentador, um grupo de alternativas é definido. Cada alternativa é criada a partir da quantidade de religadores automatizados, normalmente fechados, para serem instalados ao longo do alimentador e em suas respectivas posições. A posição de instalação de cada religador é determinada considerando a melhor redução dos indicadores de continuidade e da energia não distribuída. Na segunda etapa, combinações de alternativas (com religadores automatizados, normalmente fechados) para todos os alimentadores são avaliadas, em termos da melhoria dos indicadores de continuidade para toda a região em estudo. Visando o

tratamento de todas as combinações de solução e a maximização do benefício/custo, um processo de otimização baseado em algoritmos genéticos é aplicado. Na terceira etapa, visando correlacionar um alimentador e seus vizinhos, religadores automatizados normalmente abertos são considerados e agregados à melhor alternativa obtida na etapa anterior. Desta forma, grupos de consumidores podem ser transferidos para outros alimentadores em casos de contingência. A melhor posição desses dispositivos considera a menor distância entre grupos de consumidores de alimentadores vizinhos. As restrições técnicas são avaliadas considerando níveis de tensão das barras e carregamento das linhas durante a simulação de contingências. Na quarta etapa, a segunda e a terceira etapa se repetem, até atingir o nível de saturação da melhoria produzida pelos novos religadores. Uma aplicação da metodologia proposta é apresentada considerando uma subestação e seus alimentadores. Resultados são mostrados, ilustrando a validade da metodologia proposta. Essa dissertação é uma pesquisa acadêmica concebida e baseada em projeto incluído no Programa de P&D da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), apresentado à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Palavras-chave: Algoritmos genéticos. Distribuição de energia elétrica. Redes primárias de distribuição. Redes inteligentes. Religadores.

ABSTRACT

Currently, government regulatory agencies have been imposing stringent values of continuity indicators to electric utilities. This imposition is principally, under contingency conditions, to reduce the duration and frequency of electricity supply interruptions to final customers. Electric utilities are penalized when these indicators exceed limits previously set up by regulators. In such a context, following global trend, modern automated systems are spreading increasingly in electrical distribution networks. Under contingency conditions, automatic switch can be used for fast and efficient transfer of consumer groups from a supply point to another in order to minimize the electricity supply interruption. Therefore, it is necessary to efficiently allocate these devices in order to improve continuity indicators, however, respecting the technical and financial constraints. This thesis proposes, in four steps, a methodology for automated reclosers installation on primary distribution feeders in order to minimize continuity indicators (duration and frequency of the interruptions) and energy not distributed. In the first step, the continuity indicators are equated using the parameters: cumulative frequency of consumers, mean power of consumers, number of faults and its durations. Each one of these parameters is formulated as a function of the main feeder length for each feeder. Subsequently, for each feeder, a group of alternatives is defined. Each alternative is created from number of automated reclosers operating normally closed to be installed along the feeder and at their respective positions. The position of each recloser is determined by considering the best reduction of continuity indicators and energy not distributed. In the second step (with automated reclosers operating normally opened) groups of alternatives for each feeders are evaluated considering the best reduction of total continuity indicators. In order to deal with all solution and maximizing the benefit/cost, an optimization process based on genetic algorithms is presented. In the third step, aiming to correlate a feeder and its neighbors, normally open automated reclosers are considered and added to the best alternative obtained from the previous step. Thus, consumer groups can be transferred to other feeders in case of contingencies. The best position for these devices is obtained by considering the shortest distance between consumer groups from neighboring

feeders. The technical constraints are evaluated considering voltage levels at each bar and loading at each line during contingency simulations. In the fourth step, the second and third steps are remade until saturate the improvement of the new reclosers. An application of this proposed methodology is shown considering a substation and its feeders. Results are presented showing its validation. This thesis is an academic research based on a project included on CEMIG R&D Program, presented to ANEEL (Brazilian regulatory agency)

Keywords: Genetic algorithms. Distribution energy. Primary distribution grids. Reclosers. Smart grids.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Resumo das publicações pesquisadas.	19
Figura 3.1 – Bloco de carga do dispositivo k.	36
Figura 3.2 – Pontos de carga no tronco do alimentador.	36
Figura 3.3 – Distribuição acumulada da quantidade de consumidores afetados.	38
Figura 3.4 – Distribuição acumulada da demanda média afetada.	39
Figura 3.5 – Distribuição acumulada da quantidade de falhas.	40
Figura 3.6 – Distribuição acumulada da duração das falhas.	41
Figura 4.1 – Fluxograma simplificado da metodologia proposta.	45
Figura 4.2 – Saturação na quantidade de religadores NF por alimentador.	47
Figura 4.3 – Fluxograma da etapa de elaboração de alternativas por alimentador.	48
Figura 4.4 – Função objetivo de um alimentador sem os religadores pré-instalados.	49
Figura 4.5 – Função objetivo de um alimentador com os religadores pré-instalados.	50
Figura 4.6 – Tronco de um alimentador fictício para o caso exemplo	51
Figura 4.7 – Parâmetros acumulados: número de consumidores, falhas por ano, consumo mensal e produto entre falha e sua duração.	52
Figura 4.8 – Diferença de posicionamento, considerando 1 dispositivo NF.	54
Figura 4.9 – Diferença de posicionamento, considerando 2 dispositivos NF.	54
Figura 4.10 – Diferença de posicionamento, considerando 3 dispositivos NF.	55
Figura 4.11 – Aplicação do AG na seleção das alternativas por alimentador.	57
Figura 4.12 – Exemplo de <i>string</i> de um indivíduo para os alimentadores analisados.	58
Figura 4.13 – Função objetivo e restrições para a maximização do benefício pelo custo.	59
Figura 4.14 – Exemplo do processo de torneio.	63
Figura 4.15 – Exemplo do processo de cruzamento.	64
Figura 4.16 – Exemplo do processo de mutação.	65
Figura 4.17 – Possíveis alternativas de instalação de dispositivos NA considerando 1 e 2 religadores NF.	66

Figura 4.18 – Cargas contidas em um bloco, a demanda média e suas coordenadas x e y	67
Figura 4.19 – Possibilidades de combinações entre blocos de carga de alimentadores diferentes.	69
Figura 4.20 – Exemplo de interligação entre dois alimentadores fictícios.....	70
Figura 4.21 – Exemplo de <i>string</i> de um indivíduo para os pares de blocos analisados.	74
Figura 4.22 – Frequências acumuladas de consumidores e falhas observadas em um alimentador.....	77
Figura 4.23 – Frequências acumuladas de consumidores e falhas observadas em um alimentador, considerando 1 NA no bloco 1.....	79
Figura 4.24 – Frequências acumuladas de consumidores e falhas observadas em um alimentador, considerando 1 NA no bloco 2.....	80
Figura 4.25 – Frequências acumuladas de consumidores e falhas observadas em um alimentador, considerando 2 NA.....	81
Figura 4.26 – Consumidores afetados e o produto acumulado entre falhas observadas e duração das interrupções em um alimentador.	83
Figura 4.27 – Demanda média afetada e o produto acumulado entre falhas observadas e duração das interrupções em um alimentador.	86
Figura 5.1 – Topologia da subestação MCLD.....	89
Figura 5.2 – Tronco de cada alimentador da subestação MCLD.	90
Figura 5.3 – Disposição dos religadores NF alocados.	95
Figura 5.4 – Disposição dos religadores NA alocados.....	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Parâmetros dos consumidores e das falhas no alimentador fictício.	51
Tabela 4.2 – Resultados para Minimização do Indicador FEC.	53
Tabela 4.3 – Resultados para Minimização do Indicador DEC.	53
Tabela 4.4 – Resultados para Minimização do Indicador END.	53
Tabela 4.5 – Possíveis alternativas para o Alimentador 1	58
Tabela 4.6 – Coordenadas das cargas e demanda média.	70
Tabela 4.7 – Resultados dos baricentros geográficos de cada bloco.	71
Tabela 4.8 – Combinações entre blocos A, B e C e suas distâncias totais.	71
Tabela 5.1 – Dados gerais de cada alimentador.	90
Tabela 5.2 – Funções acumuladas com a quantidade de consumidores por alimentador	91
Tabela 5.3 – Funções acumuladas com a demanda média por alimentador.	92
Tabela 5.4 – Funções acumuladas com a quantidade de falhas em 3 anos por alimentador	92
Tabela 5.5 – Funções acumuladas com a duração das falhas em 3 anos por alimentador	92
Tabela 5.6 – Resultados considerando a minimização dos indicadores FEC, DEC e END.	93
Tabela 5.7 – Parâmetros utilizados para aplicação do AG da etapa 2.	94
Tabela 5.8 – Posição dos religadores NF alocados	94
Tabela 5.9 – Indicadores coletivos antes e depois de alocar religadores NF.	94
Tabela 5.10 – Coordenadas dos baricentros geográficos após a inserção de religadores NF ..	96
Tabela 5.11 – Parâmetros utilizados para aplicação do AG da etapa 3.	96
Tabela 5.12 – Posição dos religadores NA alocados.	97
Tabela 5.13 – Indicadores coletivos sem religadores, somente com religadores NF e com religadores NF/NA.	97
Tabela A.1 – Quantidade de consumidores afetados, demanda média afetada, quantidade de falhas acumuladas e duração das falhas acumuladas no alimentador MCLD202	107

Tabela A.2 – Quantidade de consumidores afetados, demanda média afetada, quantidade de falhas acumuladas e duração das falhas acumuladas no alimentador MCLD205	108
Tabela A.3 – Quantidade de consumidores afetados, demanda média afetada, quantidade de falhas acumuladas e duração das falhas acumuladas no alimentador MCLD208	109

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

λ	Taxa de falha	MT	Média Tensão
γ	Taxa de interrupção	NA	Estado Normalmente Aberto
AG	Algoritmos genéticos	Nc(x)	Função acumulada da quantidade de consumidores afetados em x
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	NF	Estado Normalmente Fechado
BT	Baixa Tensão	PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
CEMIG-D	CEMIG Distribuição	SE ou SED	Subestação
DEC	Duração Equivalente da interrupção no Conjunto	SDMT	Sistema de Distribuição em Média Tensão
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora	TMAE	Tempo Médio de Atendimento Emergencial
DICRI	Duração da Interrupção ocorrida em dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão	TMD	Tempo Médio de Deslocamento
Dmed(x)	Função acumulada da demanda média de consumidores afetados em (x)	TME	Tempo Médio de Execução
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora	TMP	Tempo Médio de Preparação
END	Energia Não Distribuída		
f	Falha		
F(x)	Função acumulada da quantidade de falhas em (x)		
FDA	Função Desempenho do Alimentador		
Fd(x)	Função acumulada do TMAE em (x)		
FEC	Frequência Equivalente da interrupção no Conjunto		
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora		
GD	Geração Distribuída		
IM	Índice de Mérito		

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	15
1.1	Introdução	15
1.2	Objetivos.....	17
2	REVISÃO DA LITERATURA.....	18
2.1	Introdução	18
2.2	Publicações sobre alocação de dispositivos de proteção ou manobra	20
2.3	Publicações sobre alocação de dispositivos de proteção ou manobra operando normalmente fechados	22
2.4	Trabalhos envolvendo Geração Distribuída	28
2.5	Outros trabalhos.....	30
2.6	Comentários.....	31
3	CONCEITOS E PREMISSAS	34
3.1	Conceitos	34
3.1.1	Referentes a alimentadores.....	34
3.1.2	Referentes a indicadores de continuidade	37
3.1.3	Referentes a distribuição acumulada dos parâmetros de um alimentador.....	38
3.2	Premissas	41
4	METODOLOGIA	43
4.1	Linhas Gerais	43
4.2	Etapa 1: Especificação de alternativas de alocação de religadores NF	45
4.2.1	Determinação da quantidade máxima de religadores NF.....	46
4.2.2	Minimização da Função Desempenho do Alimentador	48
4.2.3	Exemplo de aplicação	50
4.3	Etapa 2: Aplicação do algoritmo genético para alocar religadores NF	55
4.3.1	Codificação de strings: alternativas	57
4.3.2	Sorteio da população inicial	58

4.3.3	Loop das gerações	59
4.3.4	Avaliação da função objetivo	59
4.3.4.1	Indicadores coletivos.....	60
4.3.4.2	Indicadores individuais	61
4.3.4.3	Consumidores especiais	62
4.3.5	Reprodução da população.....	63
4.3.6	Cruzamento e Mutação	64
4.4	Etapa 3: Alocação de religadores NA.....	65
4.4.1	Cálculo do baricentro geográfico de cada bloco de carga	67
4.4.2	Estabelecimento dos pares de blocos e cálculo da distância euclidiana.....	68
4.4.3	Exemplo de aplicação	70
4.4.4	Avaliação técnica da configuração	71
4.4.5	Aplicação do algoritmo genético para alocar religadores NA.....	73
4.5	Etapa 4: Seleção da melhor configuração.....	75
4.6	Funções dos indicadores de continuidade.....	75
4.6.1	Equacionamento do indicador FEC	76
4.6.2	Equacionamento do indicador DEC	82
4.6.3	Equacionamento do indicador END	84
5	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	88
5.1	Premissas	88
5.2	Dados da rede	89
5.3	Resultados.....	91
5.3.1	Etapa 1: Definição de alternativas para alocar religadores NF por alimentador	91
5.3.2	Etapa 2: Alocação dos religadores NF	94
5.3.3	Etapa 3: Alocação dos religadores NA.....	95
5.4	Conclusões.....	98
6	CONCLUSÃO.....	99
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102
	ANEXO A.DADOS INTERMEDIÁRIOS PARA ETAPA 1.....	107

1 Introdução e Objetivo

1.1 Introdução

Um dos desafios do sistema de distribuição do futuro é a possibilidade de seu restabelecimento rápido em condições de contingências. Atualmente, grande parte das pesquisas sobre o restabelecimento do sistema tem sido dedicada, principalmente, a sistemas de distribuição que atendem zonas de alta densidade de carga (HAUGHTON e HEYDT, 2010). Um sistema altamente confiável, reconfigurável e tolerante a falhas é garantido por múltiplos caminhos elétricos redundantes e, o mais importante, por estratégias inteligentes para isolamento de falhas, detecção e reconfiguração para gerenciar a redundância. Nos sistemas de distribuição contemporâneos, entretanto, essas estratégias são limitadas aos esquemas de proteção locais que, normalmente, não se comunicam entre si (HAUGHTON e HEYDT, 2010).

Com o atual enfoque sobre o conceito de “Smart Grids”, isto é, redes elétricas inteligentes, e sua aplicação nos sistemas de distribuição de energia, a automatização das redes com essa finalidade tem sido discutida, de modo a minimizar os impactos das interrupções no fornecimento de energia. Para a obtenção das melhores alternativas de reconfiguração de rede nessas condições, recursos de seccionamento e religamento automatizados, sobretudo com função de controle à distância, se destacam, devido à sua capacidade de transferência rápida e eficiente de grupos de consumidores de um ponto de suprimento para outro, em condições de contingência. Dessa forma, a aquisição desses dispositivos devidamente posicionados e coordenados permite que, em situações de contingência, os dispositivos de proteção locais atuem corretamente, isolando o defeito e permitindo a realimentação de blocos de carga por redes vizinhas, no menor tempo possível.

O avanço de novas tecnologias para dispositivos de seccionamento, religamento e processamento remoto; sistemas de comunicação e transmissão de dados; e microcomputadores para processamento em tempo real têm crescido nos últimos tempos. Tais tecnologias,

associadas à necessidade de maior confiabilidade nos sistemas de distribuição, podem ser consideradas os principais fatores contribuintes para a busca pela automação dos sistemas de distribuição, especialmente, por redes inteligentes.

Um passo inicial na busca de uma rede inteligente é a instalação otimizada dos dispositivos em questão. Tal ação deve ser alcançada com a determinação dos locais que contribuem e permitem a ação inteligente da rede, tendo em vista a diminuição dos valores dos indicadores de qualidade do serviço. Consequentemente, outros ganhos podem ser considerados, como a redução das compensações pagas aos clientes com índices acima do limite estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2013c). Dessa forma, o efeito da inserção dos dispositivos pode ser visto também sob o aspecto regulatório.

Automatizar os sistemas de distribuição é uma solução que possibilita melhorias nos valores dos indicadores de continuidade, minimizando o tempo que consumidores fiquem sem fornecimento de energia. Como exemplo, tem-se que a duração equivalente de interrupção por consumidor (DEC) apurado no Brasil é, atualmente, em torno de 18 horas (ANEEL, 2012a). O valor deste indicador em países desenvolvidos é menor, como por exemplo, em uma empresa distribuidora dos EUA é de cerca de 3 horas (AEP, 2014), considerando saídas intempestivas; outra da Inglaterra é de 66 minutos (NORTHERN POWERGRID, 2014); e uma do Japão é de 2 minutos (TEPCO, 2013). Embora haja diferenças quanto às topologias adotadas nos diferentes países, tem-se uma margem de melhorias a serem conquistadas para este indicador. Tais melhorias só são possíveis com a aplicação de recursos inteligentes.

Considerando a necessidade de maximizar a melhora dos valores dos indicadores de qualidade de serviço em sistemas de distribuição, nesse trabalho, propõe-se uma metodologia que permita definir os melhores locais onde religadores devam ser instalados, respeitando restrições técnicas e orçamentárias.

A presente dissertação está estruturada da seguinte forma:

O capítulo 2 apresenta o estado da arte, tratando de metodologias e tendências acerca de sistemas de alocação de dispositivos de seccionamento, propostas e aplicadas no mundo.

No capítulo 3, são descritos os conceitos e as premissas utilizados neste trabalho.

No capítulo 4, é apresentada a metodologia, que abrange os aspectos sobre configuração dos alimentadores, critérios de alocação de religadores e bases para otimização por meio de técnicas baseadas em algoritmos genéticos.

O capítulo 5 mostra a descrição de uma aplicação da metodologia de alocação dos religadores em alimentadores, baseados em uma rede real de distribuição.

No capítulo 6 são expostas as considerações finais, as conclusões e propostas para o prosseguimento do estudo em trabalhos futuros.

Finalmente, no capítulo 7 são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas nesta dissertação.

A diretriz dessa dissertação é concebida e baseada no projeto do Programa de P&D da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), apresentado à ANEEL, intitulado “Sistema de alocação de equipamentos de seccionamento automáticos em redes reconfiguráveis (*self-healing*) com foco na minimização de indicadores de continuidade” (SINAPSIS; CEMIG-D, 2012-2014), tendo a CEMIG Distribuição (CEMIG-D) como proponente e a Sinapsis Inovação em Energia como executora.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia para definir as melhores posições para a instalação de religadores, com recurso de controle à distância, em alimentadores de distribuição de energia elétrica. A aplicação dessa metodologia permite a identificação de posições estratégicas para se realizar seccionamentos e interligações entre alimentadores, de forma a minimizar os valores dos indicadores de continuidade de uma área em estudo, maximizando o benefício em relação ao custo desses dispositivos.

2 Revisão da Literatura

2.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados resumos de algumas metodologias de alocação de dispositivos de proteção ou manobra, utilizadas no Brasil e no mundo. São citados os objetivos envolvidos, o tipo de metodologia de otimização, as restrições metodológicas e outras características dos sistemas propostos. Além disso, algumas críticas e deficiências encontradas na literatura são apontadas. A Figura 2.1 apresenta um resumo de todas as publicações pesquisadas.

Artigo		Otimização											Dispositivo		Tipo	Operação		Objetivo								Restrições					
Titulo	Autores	Genetic Alg.	Imuno.	Fuzzy	Simulated Anneal.	Part. Swarm	Ant Colony	Busca exhaust.	Busca árvore	Análítico	Outra	Realoca	NF	NA	Ambos	Seccionadora	Religador	Convencional	Automático	Telecontrole	DEC	FEC	END	Ind. Individuais	Custo	Cons. Especiais	Multi	Carregamento	GD	Proteção	Tensão
A Hybrid Algorithm for Optimal Placement of Switches Devices in Electric Distribution Systems	Alves	x		x											x			x			x	x			x						
Optimal allocation of remote controlled switches in radial distribution systems	Assis et. al	x									x				x	x			x	x			x		x			x			
AHP Decision-Making Algorithm to Allocate Remotely Controlled Switches in Distribution Networks	Bernardon et. al									x	x				x				x	x	x	x						x		x	x
Optimal Sectionalizing Switches Allocation in Distribution Networks	Celli e Pilo										x		x			x		x			x	x	x		x						
Optimization of Recloser Placement to Improve Reliability by Genetic Algorithm	Dehghani e Dashti	x											x				x	x			x	x					x				
Ant Colony Optimization-Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multiobjective Approach	Falaghi et. al	x		x			x					x	x			x		x					x		x				x		
Optimal allocation of tie points in radial distribution systems using a genetic algorithm	Haghifam	x		x										x				x					x		x	x	x	x			

Artigo		Otimização										Dispositivo		Tipo	Operação		Objetivo						Restrições								
Título	Autores	Genetic Alg.	Imuno.	Fuzzy	Simulated Anneal.	Part. Swarm	Ant Colony	Busca exhaust.	Busca árvore	Análítico	Outra	Realoca	NF	NA	Ambos	Seccionadora	Religador	Convencional	Automático	Telecontrole	DEC	FEC	END	Ind. Individuals	Custo	Cons. Especiais	Multi	Carrregamento	GD	Proteção	Tensão
Optimum Number, Placement and Capacity of DGs and Reclosers using Analysis Hierarchical Process and Genetic Algorithm	Jafari et. al	x									x	x	x				x	x			x	x			x			x	x		x
Optimal Siting of Recloser and Sectionalizers to Reduce Non-Distributed Energy	JAMALI e SHATERI							x			x					x	x	x					x		x			x		x	x
Optimal Feeder-Switches and Pole-Mounted RTUs Relocation on Electrical Distribution System Considering Load Profile	Jintagasonwit et. al	x									x	x				x		x		x					x	x					
Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply	Levitin et. al	x												x		x		x													
Optimal Switching Placement for Customer Interruption Cost Minimization	Lin et. al		x								x			x	x			x	x						x	x		x			x
Switch Placement to Improve System Reliability for Radial Distribution Systems with Distributed Generation	Mao e Miu										x				x	x		x				x				x	x		x	x	
A Reliability Cost/Worth Approach to Determine Optimum Switching Placement in Distribution Systems	Moradi et. al				x										x	x			x				x		x						
Reliability Optimisation of Distribution Feeders	Olguin e Coelho									x		x					x	x				x									
Metodologia de Alocação Otimizada de Dispositivos de Proteção em Alimentadores baseada no Desempenho Máximo do Alimentador (DMA)	Oliveira et. al								x				x					x		x		x	x								
Feeder-Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization	Teng e Lu										x	x	x			x		x							x						
Otimização da alocação de	Zamborlini et. al				x			x			x		x				x	x				x	x								
Optimal Allocation of a Cross-Connection and Sectionalizers in Distribution Systems	Ziari et. al					x									x	x		x				x			x						

Figura 2.1 – Resumo das publicações pesquisadas.

As publicações estão classificadas como: alocação de novos dispositivos de proteção ou manobra, considerando manobras com restabelecimento temporário de energia em locais isolados; alocação de novos dispositivos de proteção ou manobra, operando normalmente fechados (NF), sem considerar manobras com restabelecimento temporário de energia em locais isolados; alocação de chaves envolvendo Geração Distribuída (GD); e outras publicações relacionadas.

2.2 Publicações sobre alocação de dispositivos de proteção ou manobra

Foi apresentado um trabalho (LEVITIN, MAZAL-TOV e ELMAKIS, 1995) sobre o procedimento de alocação de chaves de seccionamento, visando minimizar a Energia Não Distribuída (END) e o custo de aquisição das chaves, utilizando a técnica baseada em Algoritmos Genéticos (AG). Essa minimização implica na instalação dos dispositivos de seccionamento nas melhores posições, de forma que se obtenham alternativas de suprimento das cargas por transferência via chaves que operam no estado normalmente aberto (NA). Estas normalmente são instaladas em alimentadores que já possuam uma interconexão com outros alimentadores, e a instalação de dispositivos NF e NA é realizada de forma conjunta. Dois modelos de otimização são descritos, considerando ou não a predeterminação de pontos para instalar chaves NA. Não há limitações na capacidade das linhas. A *string* binária do AG é formada por trechos da rede entre nós e pontos de carga (seções) que contém ou não uma chave NF. Outra *string* binária (*substring*) é considerada para a determinação dos pontos para instalar chaves NA, em função dos elementos não nulos da *string* de chaves NF. No primeiro modelo de otimização, a *substring* não é utilizada, e soluções inviáveis podem ser produzidas durante a etapa de cruzamento do AG. Assim, o segundo modelo, AG modificado, foi desenvolvido, acrescentando a *substring* das chaves NA e alterando o processo de cruzamento. Os modelos foram validados por meio de uma simulação em uma rede de 96 seções, 52 pontos de carga e até 3 pontos de interconexão com outras redes.

Em um estudo (HAGHIFAM, 2004), uma metodologia foi elaborada para determinar o número ótimo de dispositivos NA e seus melhores posicionamentos, em uma rede radial, utilizando AG. A função objetivo envolve o custo ponderado da END e o custo ponderado da aquisição das

chaves. São considerados parâmetros como DEC, disponibilidade, tempo médio de reparo, taxa de falha e fator de importância das cargas em cada barra. As posições para a instalação dos dispositivos NA são previamente definidas. A *string* para o AG é binária, composta pela instalação ou não das chaves nas posições candidatas. A função de avaliação consiste na função objetivo, que busca minimizar os custos ponderados. Os resultados da aplicação da metodologia sobre uma rede com alimentadores reduzidos mostram que os melhores pontos estão: no final dos alimentadores e próximos de cargas com maior grau de importância.

Em um trabalho (ZIARI, LEDWICH, *et al.*, 2009), foi estudada a alocação de dispositivos seccionadores NF e NA, visando minimizar o custo da aquisição das chaves (associado ao número de dispositivos) e o custo da confiabilidade (proporcional ao indicador DEC). O algoritmo utilizado para otimização discreta é baseado na técnica do enxame de partículas. A posição das partículas indica a posição das chaves. Inicialmente esse parâmetro é aleatório, podendo os dispositivos estarem instalados em qualquer ponto da rede. A função objetivo é avaliada em função da posição da partícula em uma iteração e em função do menor resultado das iterações anteriores. O deslocamento das posições é feito em função da velocidade e de outros parâmetros do algoritmo. A metodologia foi testada em uma rede reduzida, com dois alimentadores paralelos e 50 pontos de carga. Apenas uma chave NA é instalada, em diferentes situações, onde se varia o peso do custo da confiabilidade. Adota-se que um baixo custo da confiabilidade implica em não instalar dispositivos NA. Considerando um peso elevado desse custo, a melhor posição estaria no final dos alimentadores.

Foi proposto recentemente (ALVES, 2012) um algoritmo híbrido baseado em lógica Fuzzy em conjunto com AG, com a finalidade de alocar dispositivos NA e NF, visando aprimorar a confiabilidade e custos de investimentos em rede de distribuição. O algoritmo é realizado em 3 etapas: cálculo do índice de alocação de chaves NF por seção usando lógica Fuzzy; determinação do melhor arranjo das seções para alocar chaves NF por AG; cálculo do índice de alocação de chaves NA para cada seção apta, usando lógica Fuzzy, e do retorno financeiro dentro de um planejamento. Na primeira etapa, o índice é determinado com base na confiabilidade, prioridade de consumidor e taxa de falhas. As seções determinadas na primeira etapa são os dados de entrada para a segunda etapa, inseridos no *string* do AG. Avalia-se a alocação por meio do índice de confiabilidade. Na terceira etapa, o índice é obtido a cada par de seções entre alimentadores, e é baseado em confiabilidade, carregamento e perfil de tensão.

Contudo, a alocação de chaves NA depende da proximidade física entre os alimentadores (pares de seções). Foram avaliados os piores casos de transferência, concluindo que um número maior de chaves NF nos alimentadores gera um índice maior de alocação de chaves NA. A metodologia é aplicada em dois alimentadores reais, sendo um deles com 358 seções. Nessa aplicação, foi priorizada a minimização do valor do indicador DEC.

Outro estudo recente (ASSIS, GONZÁLEZ, *et al.*, 2012) propõe um algoritmo que utiliza AG com população estruturada, para alocação de chaves seccionadoras e de manobra, sendo telecomandadas ou manuais. A avaliação da confiabilidade da rede utiliza principalmente os índices DEC e END. Na codificação do AG, cada *string* é definido por dois vetores (um para chave NF e outro para chave NA) contendo números inteiros (0 define a ausência de chave e 1-6 define o tipo da chave) e cada posição do *string* representa um trecho candidato a receber uma chave. Embora os autores reconheçam que o custo computacional é alto para redes extensas, o objetivo é encontrar uma boa solução para alocar as chaves, comparada à solução obtida por uma heurística construtiva (que busca a primeira solução viável, atingindo a função objetivo). A estruturação da população é uma estratégia para se realizar um número menor de avaliações do cruzamento, reduzindo o tempo computacional sem perder a qualidade da solução final. Três cenários foram comparados, considerando uma rede real com 10 alimentadores, em seu estado original; a mesma rede, porém, sem qualquer chave (simulação de uma heurística construtiva); e a mesma rede sem chaves (simulação do AG proposto). Embora a heurística construtiva tenha trazido um resultado em um tempo mais baixo, o resultado da simulação utilizando AG foi melhor.

2.3 Publicações sobre alocação de dispositivos de proteção ou manobra operando normalmente fechados

Em um estudo (OLGUÍN e COELHO, 2001), foi apresentado um algoritmo de otimização analítico, para localização de pontos de instalação de religadores, focando a minimização do valor do indicador de frequência equivalente de interrupção por consumidor (FEC). Esse indicador pode ser obtido, considerando a influência do número de religadores a serem instalados em um alimentador, além da influência do indicador FEC dos ramais adjacentes. Os pontos ótimos de alocação dos dispositivos também são resultados da aplicação do algoritmo.

Algumas restrições são consideradas inicialmente, como taxas de falhas constante e distribuição uniforme de carga. Para definir a influência do número de religadores sobre o FEC, foi considerado espaçamento igual entre os dispositivos alocados. O problema de otimização envolve a distribuição acumulada de cargas e falhas ao longo da linha. Um estudo de caso é descrito, sendo que os resultados mostram a diferença do FEC calculado, considerando a instalação de 2 e 3 religadores (sendo 1 deles o disjuntor da subestação).

Foi desenvolvida uma metodologia (JAMALI e SHATERI, 2005) para alocação de um religador e alguns seccionalizadores NF, visando minimizar a END do ponto de vista técnico e econômico. Os seccionalizadores são alocados primeiro, em um alimentador. O ganho devido a seu posicionamento é avaliado e comparado com o ganho devido à instalação e posicionamento de mais dispositivos, até se obter a saturação de seu valor, em função da quantidade de chaves. Esse ganho é obtido por meio do equacionamento formado por parâmetros, como a taxa de falha anual, a carga a montante do dispositivo, tempo entre reparo e chaveamento, custo da END. O algoritmo possui alto custo computacional, em alimentadores extensos, uma vez que todos os pontos da rede são testados. Após a definição dos pontos ótimos para seccionalizadores, determina-se a posição ótima para a instalação de um religador, que também pode estar em qualquer ponto da rede. Semelhante à avaliação do ganho dos seccionalizadores, o ganho do religador posicionado em cada ponto também é avaliado. Os parâmetros envolvidos são a demanda a montante e a jusante do ponto determinado, quantidade de faltas temporárias e permanentes em um ano, tempos de restabelecimento manual e reparo, custo de religamento, corrente de curto-circuito no ponto determinado. O ganho do religador é equacionado, considerando a instalação de 1, 2 ou múltiplos seccionalizadores. Seu valor deve ser positivo em todas as posições testadas, sendo que no maior valor possível está a localização ótima para o religador. Alguns seccionalizadores possuem limitação de tensão e de corrente, que também restringe seus posicionamentos. Com isso, os autores mostram certa preocupação com a coordenação entre os dispositivos de proteção alocados.

Outro estudo (ZAMBORLINI, TRINDADE, *et al.*, 2007) descreveu uma metodologia e aplicação de alocação de religadores em subestações, de modo a minimizar os valores dos indicadores DEC e FEC. Foram desenvolvidos três métodos de inserção dos dispositivos: por Busca Exaustiva (BE), utilizando algoritmo Simulated Annealing (SA) e por Distribuição Ponderada (DP). Os métodos são detalhados em (ZAMBON, 2006). A metodologia por BE foi

utilizada para validação do algoritmo SA adaptado ao problema, com a instalação de até 2 religadores por alimentador, devido ao alto custo computacional da BE. A metodologia DP realiza a distribuição de religadores por alimentador de forma proporcional à contribuição dos indicadores de cada circuito sobre a subestação: alimentadores com maiores índices DEC e FEC recebem mais dispositivos, até um determinado ponto de saturação. Essa saturação consiste no limite de melhoria dos valores dos indicadores que a instalação dos dispositivos proporciona. A posição dos religadores nos alimentadores é definida pela combinação de 4 métodos, envolvendo áreas com maiores taxas de falha (contendo ou não outros religadores em cada bloco) e pontos aleatórios. A comparação da aplicação do SA com a DP mostrou resultados equivalentes.

Uma metodologia (DEHGHANI e DASHTI, 2011) foi desenvolvida para alocação de religadores NF, em redes radiais, utilizando o AG como método de otimização. O objetivo é aumentar a confiabilidade do sistema, minimizando DEC e FEC a valores de meta. Nesse algoritmo, todos os trechos de uma rede radial são testados, como sendo candidatos ou não à instalação do religador. A *string* do AG é binária, composta por essas informações. Durante a aplicação do AG, a função de avaliação verifica se os valores dos indicadores a serem minimizados estão próximos de suas metas. A metodologia foi testada em uma rede de 70 barras, instalando 1, 2 ou 3 religadores, e seus resultados foram comparados a uma referência citada. Essa metodologia pode ser considerada exaustiva ao aplicá-la em redes de distribuição reais e maiores. Além disso, ao aumentar a quantidade de religadores a serem instalados, muitas alternativas inviáveis podem estar sendo consideradas, devido à proximidade entre os dispositivos, carecendo de restrições mais limitadoras.

Um algoritmo de busca heurística (OLIVEIRA, TAKAHATA e MAIA, 2011) foi apresentado, para otimizar a alocação e a quantidade de novos dispositivos de proteção em alimentadores, visando melhorar os valores de indicadores de continuidade. A metodologia foi dividida em quatro etapas: (a) Busca em Árvore para determinar todos os dispositivos de proteção existentes; (b) avaliação o Desempenho Máximo do Alimentador (DMA) por número de clientes, pela demanda, por multas individuais e híbrido ponderado; (c) definição de um Índice de Mérito; (d) análise da relação de cada DMA e seu Índice de Mérito. Para cada dispositivo de proteção localizado, o Desempenho é o produto entre um determinado parâmetro a montante do dispositivo e o comprimento da rede a jusante do mesmo. Esse parâmetro pode ser o número

de clientes, a potência instalada, o potencial de multas devido à transgressão de indicadores individuais de continuidade, entre outros. A soma de cada Desempenho é o Desempenho de um Alimentador, e a maximização deste consiste no DMA. O Índice de Mérito é uma ponderação para a função multiobjetiva (minimizar custo de alocação e realocação, maximizar DMA – Cliente, DMA – Carga, DMA – Multas Individuais, etc.). A análise é feita, considerando curvas ponderadas de desempenho pelo número de dispositivos. O limite de dispositivos alocados é determinado pelo ponto de saturação dessas curvas. Priorizam-se os alimentadores com as menores curvas. Essa metodologia não é recomendável para ser implementada em grandes áreas, como alimentadores longos ou subestações inteiras, uma vez que dispense de alto processamento devido à busca em árvore.

A CEMIG-D é uma empresa distribuidora do grupo CEMIG, que atende 96% da área de concessão de Minas Gerais, com mais de 7 milhões de consumidores, em 774 municípios (CEMIG, 2014). A concessionária utiliza uma documentação que estipula etapas para o planejamento da operação, buscando aprimorar, entre outros aspectos, a continuidade no fornecimento de energia. Segundo (CEMIG-D, 2012), os alimentadores devem ter, no mínimo, 3 interligações para transferência de carga, sendo que: a primeira deve suportar até 67% do carregamento do alimentador, a segunda até 33% do carregamento do alimentador, e a terceira até 15% do carregamento do alimentador. Considera-se que 40% da capacidade nominal do condutor de um alimentador urbano é reservada para o atendimento às ocorrências no sistema elétrico.

Algumas premissas (CEMIG-D, 2012), para definir pontos de instalação de equipamentos de proteção na CEMIG-D, foram elaboradas por um grupo de trabalho, formado por representantes das equipes de proteção de todas as regiões da CEMIG-D. A partir dessas definições foi possível uniformizar um método para se diagnosticar a necessidade de equipamentos nas redes. Esses critérios, segundo a CEMIG-D, são orientações e estão em constante revisão, a fim de aprimorar a metodologia.

Para equipamentos religadores, destaca-se:

- Equipamento de proteção (religador/seccionalizador) nas interfaces rural/urbano de alimentador misto (entrada de localidades/povoados) em rede monofásica: acima de 100 clientes no núcleo urbano.
- Equipamento de proteção (religador/seccionalizador) nas interfaces rural/urbano de alimentador misto (entrada de localidades/povoados) em rede trifásica: acima de 500 clientes no núcleo urbano.
- Religador monofásico V4H ou 4E nas derivações acima de 100 clientes.
- Religador monofásico V4H ou 4E nas derivações entre 50 e 100 clientes com extensão de tronco maior que 10 km.
- Religador nas interfaces urbano/rural de alimentador misto em rede monofásica: acima de 100 clientes.
- Religador nas interfaces urbano/rural de alimentador misto em rede monofásica: Entre 50 e 100 clientes com extensão de tronco maior que 10 km.
- Religador nas interfaces urbano/rural de alimentador misto em rede trifásica: acima de 300 clientes.
- Religador nas interfaces urbano/rural de alimentador misto em rede trifásica: Entre 150 e 300 clientes com extensão de tronco maior que 10 km.

Foi desenvolvida (CELLI e PILO, 1999) uma metodologia para determinar a quantidade e o local para alocação de dispositivos de seccionamento automatizados NF, tanto em redes radiais como em redes em malha. Utilizando o princípio ótimo de Bellmann, combinado com algumas heurísticas, o algoritmo tem por objetivo aprimorar economicamente a confiabilidade das redes primárias de distribuição, quanto à duração e frequência de interrupções de longa duração, além da energia não fornecida ao consumidor, em função do custo da instalação dos dispositivos. Heurísticas preliminares foram utilizadas para evitar a explosão combinatória que o princípio de Bellmann produziria, descartando alternativas onde o ganho seria mínimo, por exemplo.

Algumas delas, porém, pouco contribuem para a redução do custo computacional, quando da implementação em redes malhadas. No algoritmo, inicialmente alguns nós candidatos são escolhidos para instalação de 1 dispositivo. Esses nós foram previamente avaliados por meio das heurísticas preliminares. Até o algoritmo encontrar a política com a melhor solução, existem níveis intermediários de decisão. Nestes, são aplicados pesos, conforme o benefício que tais dispositivos em suas posições definidas proporcionaram. Em cada nível, insere-se mais um dispositivo, considerando a posição do nível anterior, e determina-se o maior ganho, até que não existam mais dispositivos a serem alocados ou até o custo total se tornar inviável. Dois exemplos são apresentados, um para rede radial e outro para rede em malha.

Em um artigo (MORADI, FOTUHI-FIRUZABAD e RASHIDI-NEJAD, 2005), os autores utilizaram o algoritmo meta heurístico Simulated Annealing para obter um número ótimo de dispositivos de seccionamento automático a serem alocados, além de suas posições ótimas. A função objetivo envolve a minimização do custo da interrupção, que relaciona o capital investido, os custos de aquisição, instalação e manutenção das chaves, a duração da interrupção, a variação de carga, falhas aleatórias, classes de consumidores, END e outros fatores. O posicionamento dos dispositivos, como em outros trabalhos científicos, é definido como sendo qualquer trecho da rede. Para cada novo bloco criado, o custo da END é calculado, à medida que contingências em toda a rede são simuladas e reconfigurações são executadas. Essa metodologia, portanto, tem sua aplicação limitada a redes reduzidas. Dois estudos de caso foram realizados: um utilizou apenas chaves seccionadoras; o outro, chaves entre alimentadores, permitindo caminhos alternativos para a transferência de carga. Os dispositivos NA são instalados nos finais de cada alimentador.

Foi proposta em um trabalho (LIN, CHEN, *et al.*, 2006) a alocação de chaves automatizadas ao longo dos alimentadores primários, tanto dispositivos NF como NA. O Algoritmo Imunológico (AI) utilizado permite identificar os pontos ótimos para a alocação dessas chaves. A formulação do problema foi baseada na minimização da soma dos custos da interrupção em cada linha do sistema em estudo, além do custo do investimento na aquisição de chaves. Dessa forma, considerou-se uma ponderação para os consumidores de diferentes classes, priorizando consumidores especiais. Também foram consideradas como premissas a não sobrecarga dos alimentadores e transformadores, quando das transferências de carga, e a ausência de queda de tensão nas linhas de forma significativa. Cada anticorpo do AI possui uma série de soluções

candidatas, compostas pelo estado do dispositivo, pela característica manual/automática e pela posição do mesmo na rede. O posicionamento das chaves, no entanto, pode ser qualquer trecho da rede, possibilitando que dispositivos muito próximos entre si sejam alocados. Os autores comparam os resultados com a mesma metodologia, utilizando algoritmos genéticos.

Em outro trabalho (BERNARDON, SPERANDIO, *et al.*, 2011) foi desenvolvida uma ferramenta, utilizando um método baseado em um processo analítico hierárquico para alocação de chaves controladas por telecomando. A ferramenta desenvolvida avalia o impacto da instalação das chaves nos índices de confiabilidade do sistema e sugere novas configurações. Três funções objetivo foram aplicadas: redução de DEC, FEC e END. A metodologia utiliza um algoritmo de fluxo de potência iterativo simplificado, que não envolve a corrente absorvida pela carga. Foram consideradas como restrições: o limite de carregamento dos equipamentos, os limites de corrente dos dispositivos de proteção e os limites de tensão das redes primárias. As análises são feitas sempre considerando pares de chaves a serem alocados, uma NA na fronteira com outros alimentadores e outra NF no tronco do alimentador. A localização inicial da chave NF é o mais distante possível da chave NA, no tronco do alimentador. Conforme os defeitos são simulados, somente uma matriz de lógica estrutural é atualizada, indicando o impacto da instalação dos pares de chaves na rede. Para determinar a seleção de pontos de alocação dos pares de chaves, foram utilizados métodos de busca heurística baseados na estratégia de troca de ramos, e trocando os estados dos pares de chaves. O processo analítico hierárquico avalia por escala de importância, isto é, o “peso” de cada função objetivo e compara com os índices estimados nas configurações simuladas e com a configuração inicial.

2.4 Trabalhos envolvendo Geração Distribuída

Em um estudo (MAO e MIU, 2003), foi descrita uma metodologia envolvendo algoritmos de busca em grafos para redes com uma ou mais GDs, com a finalidade de se obter a localização ótima de novas chaves seccionadoras, a coordenação com as chaves existentes e a quantidade de cargas a serem desligadas. As funções multiobjetivas incluíam minimizar: o número de novas chaves, o número de operações das chaves existentes, a quantidade de consumidores prioritários a serem interrompidos e a quantidade total de consumidores que seriam desligados. Dado um sistema radial, com as informações de pré-falta, localização das GDs e da falta, e

considerando que a falta foi isolada, o algoritmo avalia o carregamento da rede por cálculos de fluxo de potência e simula a transferência de carga, até obter estabilidade. Quando a transferência de carga se tornar inviável, novas chaves são inseridas na rede até que essa transferência seja possível, e as GDs alimentam os blocos isolados. O custo computacional para essa metodologia é alto. Dois algoritmos foram desenvolvidos: um com o objetivo de maximizar o número de cargas prioritárias a serem mantidas, e o outro, buscando manter todas as cargas prioritárias ligadas.

Em outro trabalho, uma metodologia (FALAGHI, HAGHIFAM e SINGH, 2009) baseada em colônias de formigas, foi descrita, utilizando uma aproximação multiobjetiva por lógica Fuzzy. Essa metodologia foi utilizada para otimização de alocação de chaves de seccionamento em redes de distribuição com GDs. Os objetivos dessa aplicação foram baseados na melhoria da confiabilidade do sistema (END e índices de duração da interrupção), e na minimização do custo das chaves. Os objetivos consideram aspectos econômicos, alocando novas chaves, realocando as chaves existentes na rede e considerando as restrições das redes, como o tratamento de GDs após o restabelecimento do serviço. A trilha de feromônio é composta por uma *string* binária com as posições candidatas à instalação de chaves, ou com a posição onde já existe uma chave. Essas posições podem ser qualquer trecho ou chave existente, o que inviabiliza a aplicação do algoritmo em redes extensas, exigindo muitas iterações para se atingir um resultado satisfatório. Além disso, em redes com GDs, são simuladas as possibilidades de reconfiguração, de forma a minimizar a END, devido à isolação de blocos indiretamente afetados por uma contingência. Isso também dispense de alto processamento computacional. O algoritmo foi testado em uma rede de 64 barras e em uma rede real pequena. Comparado ao algoritmo genético, ambos os métodos alcançaram a mesma função objetiva.

Um estudo mais recente (JAFARI, MONSEF e MOGHADAM, 2011), foram utilizados o Processo de Análise Hierárquica (AHP) – método para encontrar a melhor resposta nos problemas nos quais há muitos critérios que devem ser considerados – e AG, a fim de se obter um melhor número, localização e capacidade de GDs. O algoritmo utilizado foi obtido pela combinação de três algoritmos separados: Algoritmo de pesquisa direta, AG e método AHP. Primeiramente, de acordo com o número de GDs e religadores, através da utilização do AG, são determinadas a posição e a capacidade de GDs e religadores. Em seguida, através do método AHP e, considerando a importância da confiabilidade, perdas, perfil de tensão e custo, um

melhor número de GDs e religadores é alcançado. Os resultados simulados em 33 alimentadores de distribuição padrões do Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) validaram a efetividade do método. Através do uso desses algoritmos, GDs são instaladas próximas aos centros de carga para diminuir perdas, melhorar perfil de tensão e confiabilidade; simultaneamente, religadores são colocados nos ramais que maximizam a confiabilidade na rede.

2.5 Outros trabalhos

Em um artigo (TENG e LU, 2002), uma metodologia foi elaborada, baseada em heurísticas, para realocar chaves seccionadoras NF em uma rede, de modo a reduzir o custo da interrupção. O algoritmo foi dividido em duas partes: com informações locais, define-se a direção do deslocamento da chave; depois, o ponto onde a reinstalação de uma chave seria mais benéfica. Técnicas de mutação também foram aplicadas, para se obter uma solução global. Vários fatores definiram o custo de interrupção, como matrizes de DEC, percentuais de carga equivalente de cada classe de consumidores, capacidade de transferência de carga dos alimentadores e taxas de falhas. Durante as iterações, as chaves seccionadoras são movimentadas, mutações são aplicadas, os cálculos de custo de interrupção são realizados e a análise do benefício da movimentação é feita. O crescimento anual das cargas em uma rede, contudo, futuramente impedirá que haja transferências de carga entre alimentadores, sem transgredir os limites de carregamento. Nesse momento, a metodologia deveria prever a aquisição de novos dispositivos de seccionamento e religamento.

Outro artigo (JINTAGOSONWIT, JINTAGOSONWIT e WATTANAPONGSAKORN, 2005) descreveu uma metodologia, baseada em AG para aprimorar a confiabilidade em redes, realocando chaves e unidades terminais remotas (RTU) nos troncos de alimentadores. A função objetivo é a minimização do custo da interrupção, levando em consideração o perfil de carga e o percentual de cada classe em um alimentador, incluindo consumidores especiais. O tronco do alimentador é dividido em áreas de carga de 500m de comprimento, definindo uma taxa de falha para cada área e um perfil de carga. A *string* do AG é composta por dois tipos de informação: cada poste onde existe uma chave instalada no tronco do alimentador, e se nesse poste existe ou não uma RTU. Foi simulado um caso de um alimentador relativamente pequeno.

2.6 Comentários

Diversos trabalhos científicos com o objetivo de alocar dispositivos de manobra ou proteção já foram desenvolvidos, com o intuito de aprimorar o desempenho das redes de distribuição. Nesses trabalhos, inicialmente, são propostas as posições candidatas para a instalação dos dispositivos a serem alocados. Em seguida, é executado um processo de otimização que busca determinar a melhor alternativa para a instalação dos equipamentos.

De forma geral, essas abordagens resultam em alocações adequadas para redes reduzidas, limitadas a apenas alguns alimentadores. No entanto, a aplicação dessas metodologias se torna de difícil realização quando há muitas posições candidatas para alocação dos dispositivos, que ocorre quando se trata de grande quantidade de alimentadores em geral, atendendo a áreas extensas. Além disso, devido ao seu escopo reduzido, o total de equipamentos disponíveis para a alocação nem sempre é considerado. Na aplicação em redes reais, tal aspecto se torna uma restrição ao problema, fazendo com seja necessária a escolha de alternativas que podem não produzir a melhoria mais significativa em termos de continuidade de fornecimento para determinados alimentadores, mas que respeitam o limite de dispositivos disponíveis.

Os dispositivos de seccionamento que operam NF são os mais utilizados para alocação nos trabalhos referenciados, tanto manuais como automatizados. Alguns trabalhos, porém, estão limitados a equipamentos de seccionamento de rede com poucos recursos para o restabelecimento rápido do sistema, como chaves seccionalizadoras. A presença de funções de telecontrole, nesse caso, permitiria ganhos significativos para a redução dos valores dos indicadores de duração de interrupções individuais ou coletivos.

Dos artigos que envolvem dispositivos com comunicação e telecomando, nenhum abordou a possibilidade de não haver a correspondente área de cobertura para a execução dessa funcionalidade, o que é uma restrição importante a ser considerada, principalmente quando aplicada em áreas menos urbanizadas.

Parte dos estudos realizados, visando à melhoria da confiabilidade e a minimização de custos, sugere apenas realocar os dispositivos de seccionamento já existentes no sistema, o que atingiria o objetivo de redução de custo apenas por não propor a aquisição de novos equipamentos.

Entretanto, o acréscimo de novos dispositivos, considerando o crescimento do carregamento das redes e sua expansão ao longo do tempo, permite uma redução considerável dos valores dos indicadores de continuidade, de forma que seus ganhos econômicos poderiam ser comparados com os da realocação proposta.

Poucos trabalhos levaram em consideração a interação com os dispositivos de proteção existentes nas redes, garantindo a seletividade. Tal fator é importante para uma melhor análise do desempenho da metodologia, de forma mais aderente à realidade dos sistemas de distribuição.

A alocação de dispositivos que operam NA, em algumas referências pesquisadas, é um assunto pouco discutido ou mesmo não tratado. Algumas sugerem que os locais ótimos sejam preestabelecidos pelo usuário, ou que apenas as menores distâncias topológicas sejam candidatas à instalação dos mesmos, sem verificar os limites de carregamento ou tensão dos alimentadores vizinhos.

Assim, há diversas metodologias difundidas no mundo, que foram propostas para aprimorar os sistemas de distribuição, sobretudo os indicadores de continuidade. Porém, observa-se que ainda há possibilidades de aprofundar a pesquisa e explorar aspectos importantes na questão da alocação de dispositivos de manobra ou proteção. Nesta dissertação, são abordados os seguintes aspectos, referentes à alocação de religadores com comando à distância:

- A definição dos melhores locais para inserir certa quantidade de religadores NF em alimentadores, visando aprimorar indicadores coletivos de continuidade locais;
- A montagem das alternativas, considerando o item anterior, de forma que estas sejam os dados de entrada para a aplicação do algoritmo de otimização;
- Baseando-se no resultado do item anterior, a proposição de critérios para alocação de dispositivos NA entre alimentadores vizinhos, para o atendimento de contingências, utilizando algoritmo de otimização;

- A repetição dos algoritmos de otimização, considerando a saturação da melhoria produzida pela inserção dos religadores NF e NA.

3 Conceitos e Premissas

Neste capítulo são apresentados conceitos utilizados nessa dissertação, relacionados a alimentadores, a indicadores de continuidade e a distribuição acumulada de parâmetros. Também são descritas as premissas utilizadas para o desenvolvimento da metodologia proposta.

3.1 Conceitos

3.1.1 Referentes a alimentadores

Alimentador é um segmento de rede do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT), composto por condutores, equipamentos de proteção e manobra, cargas, bem como outros componentes funcionais. Por meio do alimentador, transporta-se energia elétrica de uma Subestação de Distribuição (SED) aos consumidores supridos em Média Tensão (MT) e a transformadores de distribuição da concessionária. Estes, por sua vez, representam nesse modelo de alimentador os consumidores supridos em Baixa Tensão (BT).

Dispositivo de manobra, ou simplesmente designado por **chave**, é um equipamento de rede que permite alterar a topologia da rede, operando no estado aberto ou fechado, possibilitando a interrupção do fluxo de energia ou a energização de trechos de rede.

Dispositivo de proteção é um equipamento de rede que interrompe o fluxo de energia durante condição de falta, com o objetivo de prover segurança humana e a instalações elétricas, atuando contra sobrecorrentes e, no caso geral, outros tipos de anomalias, como subtensão, sobretensão, desequilíbrio, etc.

Função de telecontrole ou telecomando é uma funcionalidade que permite, à distância, a operação e supervisão do estado de um dispositivo de proteção ou manobra, utilizando tecnologias de comunicação.

Disjuntores são dispositivos de proteção e manobra usualmente instalados na saída do alimentador da subestação para energizá-lo, quando opera no estado fechado. Em geral, são equipados com proteção de sobrecorrente e subtensão.

Religadores são dispositivos de proteção e manobra que podem seccionar ou religar um circuito, conforme ajuste de curvas de tempo em função da corrente. Tal dispositivo é grande responsável pelo restabelecimento do fornecimento de energia, durante faltas temporárias, automaticamente.

Bases fusíveis são dispositivos de proteção, normalmente instalados na conexão de ramal com o tronco, que podem seccionar um circuito, conforme ajuste de curvas de tempo em função da corrente.

Chaves manuais são dispositivos de manobra que podem seccionar ou religar um circuito, por meio da operação manual no local da chave.

Trecho de rede é um segmento do alimentador composto por cabos e estruturas de suporte, no qual podem ser conectados consumidores, transformadores de distribuição e outros elementos, exceto dispositivos de manobra ou proteção.

Taxa de falha de um trecho de rede, λ , é o número médio de defeitos num certo período, ou interrupções não programadas, por unidade de comprimento do trecho, usualmente o quilômetro.

Taxa de interrupções de um trecho de rede, γ , é o número médio de interrupções programadas num certo período, por unidade de comprimento do trecho, usualmente o quilômetro.

Bloco de carga representa o conjunto de trechos de rede contíguos, limitados por dispositivos de manobra ou proteção, conforme o exemplo na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Bloco de carga do dispositivo k.

Carga equivalente ou Ponto de carga é uma representação de carga em determinado horário, conectada em um ponto de um trecho, com a intensidade da demanda média de um consumidor do tronco ou de consumidores de um ramal. Ao ponto de carga está associada a quantidade de consumidores que este representa. A Figura 3.2 ilustra o conceito de ponto de carga, onde C1, C2, C3 e C4 são consumidores com suas respectivas cargas em determinado horário. P1, P2 e P3 são pontos de carga, representando a carga e a quantidade de consumidores.

Figura 3.2 – Pontos de carga no tronco do alimentador.

Tronco de um alimentador, de acordo com o PRODIST (ANEEL, 2013b), é definido como sendo o conjunto de trechos de rede adjacentes, a partir da subestação, com os maiores valores de corrente circulantes durante a demanda máxima. Esses valores, porém, não devem ultrapassar a maior corrente de qualquer ramal a jusante. Possui, no máximo, 90% do comprimento total do alimentador.

Ramal de um alimentador, conforme o PRODIST (ANEEL, 2013b), é definido como cada conjunto de trechos contíguos que não foram classificados como tronco.

3.1.2 Referentes a indicadores de continuidade

Duração Equivalente da interrupção no Conjunto de consumidores (DEC), conforme estabelecido pelo PRODIST (ANEEL, 2013c), representa, para um universo de consumidores, o tempo médio equivalente, usualmente em horas, que seu suprimento é interrompido durante certo período de tempo.

Frequência Equivalente da interrupção no Conjunto de consumidores (FEC), conforme o PRODIST (ANEEL, 2013c), representa, para um universo de consumidores, a frequência equivalente de ocorrência de interrupções num período de tempo definido.

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) representa o tempo, usualmente em horas, que um consumidor específico teve seu suprimento interrompido durante o período de observação.

Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC) representa a frequência que um consumidor específico teve seu suprimento interrompido durante o período de observação.

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) representa o tempo máximo, usualmente em horas, que um consumidor específico teve seu suprimento interrompido durante o período de observação.

Tempo médio de atendimento a emergências (TMAE) conforme o PRODIST (ANEEL, 2013c), representa o intervalo de tempo que transcorre desde o instante da ocorrência da interrupção no suprimento até aquele em que o sistema foi restabelecido. É composto por três parcelas:

- TMP: tempo médio de preparação da equipe de atendimento, expresso em minutos;

- TMD: tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;
- TME: tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos.

3.1.3 Referentes a distribuição acumulada dos parâmetros de um alimentador

A **distribuição acumulada da quantidade de consumidores** (N_c) é uma função que quantifica os consumidores, atendidos em MT e BT, afetados por uma falha a montante de seu ponto de carga (localização no alimentador). Considera-se que um alimentador pode ser reduzido ao seu tronco e os consumidores e ramais agrupados ao longo do mesmo (pontos de carga), nas posições x_1 até x_n . Os valores N_1 até N_n representam a quantidade de consumidores concentrados em cada ponto de carga da rede. Os parâmetros $N_{C0,x1}$ até $N_{C,xn-L}$ representam o número de consumidores afetados no caso de falha na posição x . Supõe-se que, ao longo do tronco do alimentador, exista uma chave fictícia entre cada ponto de carga, conforme a Figura 3.3.

Figura 3.3 – Distribuição acumulada da quantidade de consumidores afetados.

A **distribuição acumulada da demanda média afetada** (D_{med}) é uma função que quantifica, durante o período de demanda máxima, a demanda média dos consumidores atendidos em MT e BT, afetados por uma falha no tronco, a montante de seu ponto de carga. Analogamente a N_c , os parâmetros $D_{med_{0,x1}}$ até $D_{med_{xn-L}}$ representam a demanda média dos consumidores afetados no caso de falha na posição x , conforme a Figura 3.4.

Figura 3.4 – Distribuição acumulada da demanda média afetada.

A **distribuição acumulada da quantidade de falhas historicamente registradas** (F) é uma função que quantifica as falhas registradas por ano, acumuladas por ponto de carga. Os parâmetros $F_{0,x1}$ até F_{xn-L} representam a quantidade de falhas acumulada em cada posição x , conforme a Figura 3.5.

Figura 3.5 – Distribuição acumulada da quantidade de falhas.

A **distribuição acumulada da duração das falhas historicamente registradas** (Fd) é uma função que quantifica os TMAE de cada falha registrada por ano, acumulada por ponto de carga. Semelhante a F , os parâmetros $Fd_{0,x1}$ até Fd_{xn-L} representam a duração das falhas acumulada em cada posição x , conforme a Figura 3.6.

Figura 3.6 – Distribuição acumulada da duração das falhas.

3.2 Premissas

A metodologia desenvolvida leva em consideração as seguintes hipóteses de trabalho:

- A rede de distribuição primária é radializada;
- Não são consideradas as influências de interrupções devido a defeitos na rede BT;
- São consideradas as interrupções não programadas somente na rede MT;
- Os dispositivos alocados são religadores com função de telecomando, operando NF ou NA. Porém, é livre o uso de outros dispositivos NA, desde que possuam a função de telecomando;

- A alocação de dispositivos que operam NF será feita somente no tronco dos alimentadores;
- O tronco de cada alimentador não conta com nenhum dispositivo base fusível, devido à dificuldade de coordenação;
- Um dispositivo que opera NA, alocado em um ponto da rede, considera que a capacidade de transferência de carga é de, no mínimo, um bloco inteiro;
- As redes possuem nível de carga constante;
- Os alimentadores possuem, no mínimo, um disjuntor na subestação, como dispositivo de proteção ou manobra;
- As parcelas que compõem o TMAE são estabelecidas com os critérios a seguir:
 - A parcela TMP é considerada inferior a três minutos;
 - A soma das parcelas TMD e TME é definida conforme o registro histórico de ocorrências.
- O cálculo dos indicadores de continuidade é realizado (SINAPSIS; CEMIG-D, 2012-2014), considerando:
 - Nas condições de contingências, a previsão de transferências de blocos de carga entre dois ou mais circuitos;
 - Registros históricos de ocorrências de interrupção, com suas respectivas durações.

4 Metodologia

A metodologia proposta nesse trabalho descreve como realizar a alocação de religadores NF e NA com recurso de telecomando em locais estratégicos, de forma a aprimorar a qualidade do serviço em alimentadores de distribuição. A vantagem de inserir esse tipo de dispositivo com controle à distância é o ganho obtido no TMAE, durante o reestabelecimento do fornecimento de energia aos blocos de carga a montante e a jusante do bloco de defeito. Se esse reestabelecimento for inferior a três minutos, conforme o PRODIST (ANEEL, 2013c), a interrupção não é contabilizada nos indicadores de continuidade para os consumidores externos ao bloco de carga onde ocorreu o defeito.

4.1 Linhas Gerais

O objeto de estudo consiste num conjunto de NAL alimentadores $AL(i)$, com $i=1, NAL$. É possível instalar até $NR(i)$ religadores por alimentador e, ao todo, pode-se alocar até NRT religadores. O objetivo da metodologia proposta é determinar a quantidade e a posição de cada religador em cada alimentador, além dos pontos de interligação entre alimentadores, de forma a otimizar os valores de indicadores de qualidade do conjunto. Sendo assim, divide-se a metodologia em etapas.

Na Etapa 1, cada alimentador i é representado por meio de seu tronco, com seus consumidores, transformadores de distribuição e ramais concentrados em pontos de carga. Em seguida, cria-se um conjunto de alternativas $ALT_NF(i, j)$, sendo que j representa a quantidade de religadores NF que podem ser alocados no alimentador i . O índice j varia de um até $NR(i)+1$; onde $NR(i)$ é a quantidade máxima de religadores NF que podem ser alocados no alimentador i , exceto o religador da subestação. Nota-se que é considerada a alternativa sem a alocação de religadores, o que justifica o acréscimo de uma unidade na quantidade de alternativas. Em cada alternativa,

determina-se o melhor posicionamento dos religadores no tronco do alimentador, com o objetivo de otimizar os valores dos indicadores de qualidade FEC, DEC e END.

Cada alternativa $ALT_NF(i,j)$ está associada a um conjunto de blocos de carga $BL(i,j,k)$, formados pela inserção dos j religadores NF, sendo que k indica o bloco da alternativa $ALT_NF(i,j)$. O índice k varia de um até $j+1$. Assim, cada alimentador i fica associado a um conjunto de $NR(i)$ alternativas com 1, com 2, até com $NR(i)$ religadores.

Os possíveis conjuntos de alternativas $ALT_NF(i,j)$ são submetidos, na Etapa 2, a um processo de otimização, utilizando técnicas baseadas em Algoritmos Genéticos. Ponderando-se os indicadores coletivos, individuais e de consumidores especiais, a otimização busca a melhor solução, considerando a restrição da quantidade total de religadores, NRT , a serem instalados. A otimização dos indicadores do sistema é realizada por meio de rotina específica, apresentada no item posterior.

Ainda resta considerar as possibilidades de localização de religadores NA: por exemplo, em um alimentador i com um religador NF, é possível se obter 4 possibilidades de religadores NA: apenas um no primeiro Bloco, $BL(i,1,1)$, ou um no segundo Bloco, $BL(i,1,2)$, ou um em cada Bloco ou ainda nenhum em cada Bloco.

Na Etapa 3, são propostas as possibilidades de conexão entre alimentadores, para atendimento de contingências. Dado que a melhor alternativa de instalação de religadores NF foi selecionada na Etapa 2, pares de blocos de carga, de diferentes alimentadores, são avaliados para a inserção de religadores NA. O critério de seleção da melhor solução, análogo ao da Etapa 2, se fundamenta na minimização dos valores dos indicadores de continuidade do sistema e na menor distância euclidiana entre os baricentros geográficos dos blocos pertencentes a um determinado par, desde que sejam atendidas as restrições técnicas de carregamento e limites de tensão.

Finalmente, na Etapa 4, é obtida a melhor solução, escolhida dentre as de um conjunto de ótimas e subótimas. Estas são obtidas pela realização das Etapas 2 e 3 sucessivamente.

O fluxograma da Figura 4.1 resume a metodologia proposta.

Figura 4.1 – Fluxograma simplificado da metodologia proposta.

4.2 Etapa 1: Especificação de alternativas de alocação de religadores NF

Dado o conjunto de alimentadores, $AL(i)$, os passos da Etapa 1 consistem em:

- Determinação da quantidade máxima de religadores NF a serem instalados em cada alimentador, $NR(i)$, conforme descrito no item seguinte;
- Definição do tronco de cada alimentador i , com os pontos de carga que representam os ramais, os transformadores de distribuição e as cargas atendidas em MT;
- Estabelecimento das distribuições dos valores acumulados ao longo do alimentador de: quantidade de consumidores, demanda média atendida, quantidade de falhas e duração das falhas, em função da distância da subestação até o final do comprimento do tronco;

- Expressão dessas distribuições acumuladas por meio de polinômios, obtidos por regressão polinomial. O procedimento de obtenção desses polinômios a partir das distribuições dos valores acumulados de cada um dos parâmetros está detalhadamente tratado no item 4.6;
- Determinação da(s) localização(ões) do(s) religador(es) em cada alimentador, considerando as possibilidades de instalação de até $NR(i)$ religadores, por meio da minimização (programação não linear) da soma ponderada das funções fec , dec e end , que determinará o posicionamento dos j religadores NF. Essa função é denominada Função Desempenho do Alimentador (FDA) que pontua o seu mérito diante da continuidade de serviço. O processo de minimização dessa etapa é apresentado em item subsequente.

Assim, ficam definidas as alternativas, $ALT_NF(i,j)$, onde i é a ordem do alimentador e j é a quantidade de religadores NF, que varia de 0 a $NR(i)$.

4.2.1 Determinação da quantidade máxima de religadores NF

A abordagem utilizada neste trabalho estabelece um limite prévio para a quantidade de religadores a serem instalados, com base na prática comum utilizada no planejamento de redes de distribuição. Para planejadores, evita-se a alocação de mais de três religadores em série, devido às dificuldades nos ajustes que garantem a operação coordenada da proteção.

Por outro lado, a limitação pode ser feita de forma iterativa, por meio da observação da melhoria que cada quantidade de religadores pode proporcionar em cada alimentador, conforme o fluxograma mostrado na Figura 4.2.

Figura 4.2 – Saturação na quantidade de religadores NF por alimentador.

Para a instalação de apenas um dispositivo, por exemplo, determina-se uma posição para a instalação que produza maior melhoria em termos de continuidade do fornecimento; para a instalação de dois dispositivos, duas posições, e assim por diante. Se não houve melhoria significativa nos indicadores, de uma iteração para a outra, devido à instalação de mais um dispositivo, considera-se que o processo chegou ao ponto de saturação, conforme o gráfico na Figura 4.3, e o processo é interrompido. Essa abordagem é aderente a estudos apresentados em (SHORT, 2005).

Figura 4.3 – Fluxograma da etapa de elaboração de alternativas por alimentador.

4.2.2 Minimização da Função Desempenho do Alimentador

Inicialmente é considerado que os alimentadores, objeto de alocação de religadores, não apresentam religadores com telecomando instalados anteriormente.

A função objetivo de cada alternativa é a minimização da FDA, que é a representação polinomial da soma ponderada das funções *fec*, *dec* e *end*, equacionadas na seção 4.6. O processo de minimização dessa função, sujeita às restrições de posicionamento, pode ser expresso conforme o quadro da Figura 4.4, cuja resolução é feita por programação não linear.

$$\min [K_{fec} \cdot fec(xr_j, xr_{j+1}, \dots, xr_{NR(i)}) + K_{dec} \cdot dec(xr_j, xr_{j+1}, \dots, xr_{NR(i)}) + K_{end} \cdot end(xr_j, xr_{j+1}, \dots, xr_{NR(i)})]$$

Sujeito a:

$$j > 0$$

$$j \leq NR(i)$$

$$xr_0 = 0$$

$$xr_{j+1} - xr_j > d$$

$$xr_{j+1} > xr_j$$

$$xr_{NR(i)} < L$$

$$xr_j \neq xr$$

$$Nc(xr_{j+1}) - Nc(xr_j) \neq 0$$

Figura 4.4 – Função objetivo de um alimentador sem os religadores pré-instalados.

Onde K_{fec} , K_{dec} e K_{end} são as respectivas ponderações de cada função fec , dec e end ; j o índice do religador NF; $NR(i)$ o limite de quantidade religadores para o alimentador i ; xr posição do religador alocado; xr_0 posição do disjuntor da subestação do alimentador; d distância mínima para garantir a coordenação entre dispositivos de proteção ou manobra da rede; L é comprimento do tronco do alimentador; $Nc(x)$ número de consumidores afetados por uma falha a montante de x .

As restrições impostas permitem que os religadores não sejam instalados em posições inviáveis, como fora do intervalo de 0 a L km; em posições iguais; ou onde a diferença entre a função que define a quantidade de consumidores afetados entre uma e outra posição seja nula, formando blocos sem consumidores.

Um alimentador objeto da alocação de religadores NF pode conter religadores instalados anteriormente. Quando os houver, a minimização da FDA deve considerá-los, cuidando para que não haja blocos de carga sem consumidores.

Semelhante à formulação das alternativas sem esses religadores, a função objetivo de cada alternativa é a minimização da função FDA, sujeita às restrições de posicionamento, conforme o quadro da Figura 4.5.

$$\min [K_{fec} \cdot fec(xr_j, xr_{j+1}, \dots, xr_n) + K_{dec} \cdot dec(xr_j, xr_{j+1}, \dots, xr_n) + K_{end} \cdot end(xr_j, xr_{j+1}, \dots, xr_n)]$$

Sujeito a:

$$j > 0$$

$$j \leq n$$

$$xr_0 = 0$$

$$xr_{j+1} > xr_j$$

$$xr_n < L$$

$$xr_{j+1} - xr_j > d$$

$$xr_j - x_{ch} > d$$

$$xr_j \neq xr$$

$$Nc(xr_{j+1}) - Nc(xr_j) \neq 0$$

$$Nc(xr) - Nc(x_{ch}) \neq 0$$

Figura 4.5 – Função objetivo de um alimentador com os religadores pré-instalados.

Onde K_{fec} , K_{dec} e K_{end} são as respectivas ponderações de cada função fec , dec e end ; j o índice do religador NF; xr posição do religador alocado; xr_0 posição do disjuntor no alimentador, isto é, no início do mesmo; L comprimento do tronco do alimentador; x_{ch} a posição de um religador existente no alimentador; d distância mínima para garantir a coordenação entre dispositivos de proteção ou manobra da rede; $Nc(x)$ número de consumidores afetados por uma falha a montante de x .

Analogamente à formulação das alternativas sem esses religadores, acrescenta-se que os novos blocos entre religadores novos ou entre um religador novo e um dispositivo já instalado não estejam sem consumidores.

4.2.3 Exemplo de aplicação

Para os exemplos de aplicação, a resolução da programação não linear foi feita utilizando a ferramenta disponibilizada pelo software MATLAB®, função “fmincon”.

No exemplo a seguir (KONDO, ALMEIDA, *et al.*, 2013), considerou-se a instalação de apenas religadores NF (no máximo 3) e que não haveria dispositivos de seccionamento previamente instalados. O alimentador fictício foi reduzido a um tronco, representado na Figura 4.6, com 10 km de comprimento, e 6 pontos de carga (N1 a N6). A Tabela 4.1 mostra, por ponto de carga,

o número de consumidores, o consumo mensal concentrado, a quantidade de falhas acumuladas e a duração das falhas até o restabelecimento do sistema.

Figura 4.6 – Tronco de um alimentador fictício para o caso exemplo

Tabela 4.1 – Parâmetros dos consumidores e das falhas no alimentador fictício.

Parâmetro	N1	N2	N3	N4	N5	N6
Número de consumidores	1	3	2	5	8	4
Consumo mensal (MWh/mês)	578	770	385	674	963	481
Falhas (f/ano)	0	2	0	2	5	3
Duração (h)	0	1	0	3	2	3

Os gráficos da Figura 4.7 apresentam os parâmetros acumulados ao longo do alimentador. Os indicadores FEC, DEC e END anuais, tendo somente o disjuntor da subestação, são respectivamente 12; 27h; e 142.50 MWh/mês.

Figura 4.7 – Parâmetros acumulados: número de consumidores, falhas por ano, consumo mensal e produto entre falha e sua duração.

São consideradas alternativas com 1, 2 ou 3 dispositivos NF alocados no tronco do alimentador em estudo. As funções polinomiais com o número de falhas por ano, representada por $F(x)$, o número de consumidores afetados por falha, representada por $Nc(x)$, o produto entre cada falha e sua duração acumulado, representado por $fd(x)$, e a demanda média acumulada, representada por $Dmed(x)$, foram definidas utilizando regressão polinomial, conforme (4.1)-(4.4).

$$F(x) = -0,0079x^3 + 0,1693x^2 + 0,2832x + 0,3304 \quad (4.1)$$

$$Nc(x) = -0,0079x^5 + 0,1935x^4 - 1,6048x^3 + 5,1996x^2 - 7,6876x + 22,8721 \quad (4.2)$$

$$fd(x) = -0,0055x^4 + 0,0864x^3 - 0,1287x^2 + 0,8413x + 0,1767 \quad (4.3)$$

$$Dmed(x) = -0,0033x^3 + 0,0780x^2 - 0,9259x + 4,7958 \quad (4.4)$$

A resolução dos equacionamentos que definem a FDA foi feita utilizando a ferramenta MATLAB®. A Tabela 4.2, a Tabela 4.3 e a Tabela 4.4 mostram os resultados, considerando, respectivamente, a minimização dos valores dos indicadores FEC, DEC e END.

Tabela 4.2 – Resultados para Minimização do Indicador FEC.

Núm. de Religadores	FEC estimado (f/ano)	X1 (km)	X2 (km)	X3 (km)
1	7.85	5.61	-	-
2	6.81	4.10	6.31	-
3	6.42	1.26	5.54	7.50

Tabela 4.3 – Resultados para Minimização do Indicador DEC.

Núm. de Religadores	DEC estimado (h/ano)	X1 (km)	X2 (km)	X3 (km)
1	15.95	5.65	-	-
2	14.03	1.66	5.94	-
3	13.18	1.21	5.91	7.50

Tabela 4.4 – Resultados para Minimização do Indicador END.

Núm. De Religadores	END estimado (MWh/ano)	X1 (km)	X2 (km)	X3 (km)
1	71.38	4.52	-	-
2	58.66	3.29	6.22	-
3	54.28	2.00	5.13	7.50

Analisando os resultados, através da Figura 4.8, Figura 4.9 e Figura 4.10, observa-se que a diferença no posicionamento dos dispositivos é mínima em quase todos os casos, para os diferentes objetivos a serem atingidos. Assim, haverá casos em que a minimização ótima de um dos indicadores implicará a minimização de outros indicadores.

Figura 4.8 – Diferença de posicionamento, considerando 1 dispositivo NF.

Figura 4.9 – Diferença de posicionamento, considerando 2 dispositivos NF.

Figura 4.10 – Diferença de posicionamento, considerando 3 dispositivos NF.

4.3 Etapa 2: Aplicação do algoritmo genético para alocar religadores NF

A etapa anterior permitiu listar o conjunto de melhores alternativas $ALT_NF(i,j)$ para instalação de religadores NF.

Na maior parte dos casos, a existência de grande quantidade de religadores, a serem alocados em grandes áreas de estudo, torna o problema combinatório inviável de ser avaliado exaustivamente. Sendo assim, foi adotada a técnica baseada em Algoritmos Genéticos (AG) para a seleção das alternativas.

Segundo (GOLDBERG, 1989), as vantagens de se utilizar AG são enumeradas como:

- Uso de codificação do conjunto de parâmetros, e não os parâmetros propriamente ditos;
- Definição de uma população de soluções alternativas, e não uma alternativa única;
- Utilização de informações da função objetivo, e não de suas derivadas ou funções auxiliares;

- Uso de regras de transição probabilísticas para a busca no espaço de soluções, e não regras determinísticas.

O fluxograma da Figura 4.11 mostra os passos a serem seguidos para a aplicação de um AG. Dentre os parâmetros de entrada, estão:

- As alternativas de cada alimentador (para codificação de *strings*);
- A quantidade total de dispositivos a serem alocados;
- Os pesos para cada parcela da função de avaliação;
- A quantidade de indivíduos que compõem uma população;
- A quantidade de gerações que determina quantas vezes uma nova população será gerada;
- A quantidade de indivíduos selecionados para reprodução (torneio);
- A probabilidade de cruzamento; e
- A probabilidade de mutação.

Após o processo, o indivíduo melhor avaliado, composto pela quantidade ótima e posicionamento de cada um dos religadores NF, bem como o benefício produzido por eles é o resultado final dessa etapa, em função da redução dos valores dos indicadores de continuidade do conjunto.

Figura 4.11 – Aplicação do AG na seleção das alternativas por alimentador.

4.3.1 Codificação de strings: alternativas

A codificação de um indivíduo, representado por um *string*, é o conjunto de todos os alimentadores *NAL* em estudo, um em cada gene, com uma possível solução para o problema. Cada alimentador *i* possui um conjunto de alternativas $ALT_NF(i,j)$, definidas na primeira etapa da metodologia. Em cada alelo do *string*, representa-se uma das alternativas enumeradas sequencialmente. A Figura 4.12 representa um exemplo de *string* para 3 alimentadores em estudo. A Tabela 4.5 apresenta o significado de cada alternativa enumerada para o Alimentador 1. No caso, a alternativa selecionada para o Alimentador 1 no *string*, alternativa 2, é a alternativa $ALT_NF(1,1)$ com 1religador NF nas coordenadas $(x1,y1)$, formando os blocos $BL(1,1,1)$ e $BL(1,1,2)$.

Figura 4.12 – Exemplo de *string* de um indivíduo para os alimentadores analisados.

Tabela 4.5 – Possíveis alternativas para o Alimentador 1

Alternativa	ALT_NF(i,j)	Coordenada NF (x,y)	Indicador minimizado
1	(1,0)	-	-
2	(1,1)	(x1,y1)	FEC
3	(1,1)	(x1,y1)	DEC
4	(1,1)	(x1,y1)	END
5	(1,2)	(x1,y1); (x2,y2)	FEC
6	(1,2)	(x1,y1); (x2,y2)	DEC
7	(1,2)	(x1,y1); (x2,y2)	END

4.3.2 Sorteio da população inicial

Inicialmente, certa quantidade de indivíduos é criada de forma aleatória, utilizando uma função randômica. A diversidade dos indivíduos gerados determina a probabilidade de que alguns indivíduos estejam próximos da solução ótima do problema.

4.3.3 Loop das gerações

Define-se uma quantidade de gerações a serem realizadas, isto é, quantas vezes os indivíduos gerados sofrerão a seleção, avaliação, reprodução, cruzamento e mutação. Assim, a tendência é que as populações, de geração em geração, se aproximem da melhor solução, mensurada pela função de avaliação de seus indivíduos (KAGAN, SCHMIDT, *et al.*, 2009).

4.3.4 Avaliação da função objetivo

Estipulada uma população inicial, define-se a função de avaliação, levando em conta a função objetivo a ser maximizada. A função de avaliação *faval* é composta pelo o benefício (*benef*) proporcionado pela nova configuração de cada alimentador, dado o custo da configuração, isto é, o a quantidade de dispositivos (*num_disp*) novos na área em estudo, conforme a Figura 4.13.

$$\max f_{aval} = \text{benef} / \text{num_disp}$$

Subject to:

$$\text{num_disp} \leq \text{num_max_disp}$$

Figura 4.13 – Função objetivo e restrições para a maximização do benefício pelo custo.

Onde *num_max_disp* é o número máximo de dispositivos a serem alocados na área de estudo.

O benefício é obtido por meio do cálculo dos indicadores de continuidade para a configuração de rede em análise. Este é representado em (4.5).

$$\text{benef} = p_{INDc} * \text{NOTA}_{INDc} + p_{INDi} * \text{NOTA}_{INDi} + p_{INDe} * \text{NOTA}_{INDe} \quad (4.5)$$

Onde *NOTA_{INDc}*, *NOTA_{INDi}* e *NOTA_{INDe}* são as notas de melhoria dos indicadores coletivos, individuais e para consumidores especiais, respectivamente; *p_{INDc}*, *p_{INDi}* e *p_{INDe}* são a ponderação para relativização de prioridades dos indicadores coletivos, individuais e para consumidores especiais, respectivamente (cuja soma deve resultar a unidade).

Cada nota de melhoria de cada tipo de indicador (coletivo, individual e para consumidores especiais) contém ponderações de índices de mérito, conforme a prioridade de cada parcela que a compõe. O índice de mérito (IM) é baseado no benefício (decréscimo dos indicadores) que os dispositivos proporcionaram, e é calculado conforme (4.6).

$$IM_{IND} = 1 - \frac{IND_{COM}}{IND_{SEM}} \quad (4.6)$$

Sendo IND_{COM} o valor estimado do indicador com os dispositivos alocados e IND_{SEM} o valor estimado do indicador sem os mesmos (condição inicial). No caso de piora nos valores dos indicadores de desempenho verificados para uma alternativa de alocação de religadores, o IM correspondente assumirá valor negativo. Esse comportamento permite facilmente identificar as alternativas desfavoráveis.

4.3.4.1 Indicadores coletivos

A composição da nota de melhoria para indicadores coletivos é definida em (4.7).

$$NOTA_{INDc} = p_{DEC} * IM_{DEC} + p_{FEC} * IM_{FEC} + p_{END} * IM_{END} \quad (4.7)$$

Onde p_{DEC} , p_{FEC} e p_{END} os pesos para os indicadores DEC, FEC e END, respectivamente (cuja soma deve resultar a unidade); IM_{DEC} , IM_{FEC} e IM_{END} os índices de mérito dos indicadores DEC, FEC e END, respectivamente, calculados conforme (4.6).

O cálculo dos indicadores DEC, FEC e END é obtido por uma metodologia (SINAPSIS; CEMIG-D, 2012-2014) que simula a probabilidade de ocorrência de defeitos em cada trecho de rede e correspondentes manobras para restabelecimento parcial e total da rede. A cada reconfiguração resultante de cada manobra são computadas as quantidades de consumidores sem fornecimento, a demanda média desses consumidores e os períodos de tempo de interrupção correspondentes.

4.3.4.2 Indicadores individuais

Uma vez que não são consideradas as influências de interrupções devido a defeitos na rede BT, a composição da nota de melhoria para indicadores individuais é baseada na compensação paga aos consumidores, devido à transgressão dos indicadores individuais de continuidade. Essa compensação é avaliada, considerando os dados dos consumidores concentrados nos transformadores MT/BT que os suprem.

Inspirada na compensação estipulada pelo PRODIST (ANEEL, 2013c), a nota de melhoria para indicadores individuais é definida nas equações (4.8)-(4.11).

$$NOTA_{INDi} = 1 - \frac{Comp_global_{com}}{Comp_global_{sem}} \quad (4.8)$$

$$Comp_global = \sum_{j=1}^m Comp_trafo_j \quad (4.9)$$

$$Comp_trafo = \sum_{i=1}^n \left(Trans_trafo_i * Custoi * \frac{Energ_i}{730} * kei_i \right) \quad (4.10)$$

$$Trans_trafo = \max(INDi_est, INDi_conj) \quad (4.11)$$

Sendo ia classe de consumo; $NOTA_{INDi}$ a nota de melhoria dos indicadores individuais; $Comp_global_{com}$ e $Comp_global_{sem}$ a compensação global aos consumidores com e sem os dispositivos alocados, respectivamente; $Comp_trafo$ a compensação aos consumidores do transformador em análise; $Trans_trafo$ a transgressão dos indicadores individuais no transformador em análise; $Custoi$ a estimativa da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para consumidores do tipo i ; $Energ_i$ a estimativa de energia para consumidores do tipo i ; kei_i constante definida pelo PRODIST, sendo “15” para consumidores BT e “20” para consumidores MT; $INDi_est$ o indicador individual de duração e frequência estimado; e $INDi_conj$ o limite máximo do indicador individual de duração e frequência para o conjunto ANEEL, ao qual o transformador em análise está localizado.

A finalidade dos fatores $Custo_i$ e $Energ_i$ é permitir estimar os encargos médios de uso do sistema de distribuição para os consumidores de cada classe, conectados em um dado transformador. Logo, a metodologia deve dispor de valores típicos da concessionária para os encargos por classe de consumo e nível de tensão. A existência de diferentes tarifas para cada classe de consumo obriga a discriminação no cálculo de transgressão de cada indicador.

4.3.4.3 Consumidores especiais

Conforme o Módulo 4 do PRODIST (ANEEL, 2013a), as empresas distribuidoras devem, entre outras obrigações, “priorizar a continuidade de suprimento das cargas relacionadas aos serviços essenciais”. E ainda “analisar, em caráter de urgência, a possibilidade de restabelecer o fornecimento de energia elétrica de unidades consumidoras que exerçam atividades essenciais e que disponham de geração autônoma, no caso de pane nos sistemas destes ou de insuficiência de fornecimento”.

Assim, composição da nota de melhoria para indicadores de consumidores especiais é baseada nos indicadores individuais de cada consumidor especial, concentrado em seu respectivo transformador MT/BT. Essa composição é definida em (4.12)-(4.14).

$$NOTA_{INDe} = \frac{\sum_{i=1}^n (nota_esp_i)}{n} \quad (4.12)$$

$$nota_esp = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i * NumCons_esp_i * IMesp_i)}{\sum_{i=1}^n (P_i * NumCons_esp_i)} \quad (4.13)$$

$$IMesp_i = \frac{P_{DIC_i} * IM_{DIC_trafo} + P_{FIC_i} * IM_{FIC_trafo} + P_{DMIC_i} * IM_{DMIC_trafo}}{P_{DIC_i} + P_{FIC_i} + P_{DMIC_i}} \quad (4.14)$$

Sendo $NOTA_{INDe}$ a nota de melhoria dos indicadores dos consumidores especiais; $nota_esp$ a nota de melhoria para consumidores especiais concentrados em um transformador MT/BT; P_i

a prioridade de consumidor especial do tipo i ; $NumCons_esp_i$ o número de consumidores especiais do tipo i ; IM_{esp_i} o índice de mérito do consumidor especial do tipo i ; p_{DIC} , p_{FIC} e p_{DMIC} os pesos para os indicadores DIC, FIC e DMIC, respectivamente; IM_{DIC_trafo} , IM_{FIC_trafo} e IM_{DMIC_trafo} os índices de mérito dos indicadores estimados DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora), FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora), respectivamente. Cada IM é calculado conforme (4.6).

4.3.5 Reprodução da população

Depois de avaliar os indivíduos, ocorre o processo de seleção ou reprodução dos que passarão pelo processo de cruzamento e mutação. Dentre os diversos métodos de seleção, nessa metodologia, será utilizado o método do torneio. Dado o tamanho do torneio, k , seleciona-se aleatoriamente k indivíduos que participarão do processo. Dentre eles, o que tiver a melhor avaliação irá compor a nova população. Para manter a mesma quantidade de indivíduos da população anterior, o processo se repete tantas vezes quanto for necessário, até igualar o mesmo número de indivíduos. A Figura 4.14 ilustra um exemplo do processo, considerando que o tamanho do torneio é 3 e a população é composta por 10 indivíduos. Os indivíduos destacados compõem a nova população.

Indivíduo	Avaliação	Torneios		
1	200	1	7	8
2	100	2	3	5
3	9500	6	4	4
4	100	2	7	1
5	100	8	5	10
6	10000	5	5	5
7	1	3	4	2
8	40	4	2	6
9	10	4	6	5
10	3	10	9	1

Figura 4.14 – Exemplo do processo de torneio.

4.3.6 Cruzamento e Mutação

Por meio do cruzamento, cria-se novas soluções para o problema, permitindo maior diversidade na população. Dentre os diversos métodos de cruzamento, nessa metodologia, será utilizado o cruzamento em um ponto (KAGAN, SCHMIDT, *et al.*, 2009), que funciona da seguinte forma: uma taxa de cruzamento P_c é predefinida, de forma que somente uma parte dos indivíduos selecionados no processo de reprodução passe pela etapa de cruzamento, e os demais sejam apenas copiados. Dentre os indivíduos a serem cruzados, aleatoriamente escolhe-se um par de *strings*. Sorteia-se aleatoriamente uma posição, ou *locus*, e troca-se os genes entre os *strings* na posição selecionada. A Figura 4.15 mostra um exemplo do processo de cruzamento, considerando que a posição 2 foi a sorteada e que um indivíduo possua três alimentadores.

Figura 4.15 – Exemplo do processo de cruzamento.

Após a etapa de cruzamento, executa-se a mutação, permitindo que possíveis boas soluções, perdidas durante a reprodução e cruzamento, possam ser recuperadas. Uma taxa de mutação P_m é predefinida, de forma que aleatoriamente um gene dentre os indivíduos da geração é alterado. A Figura 4.16 mostra um exemplo do processo de mutação ocorrido na posição 3 do indivíduo *i*, composto por três alimentadores.

Figura 4.16 – Exemplo do processo de mutação.

4.4 Etapa 3: Alocação de religadores NA

Alocados os religadores NF num alimentador, há várias possibilidades de conectar religadores NA aos seus blocos de carga, para o atendimento de consumidores a jusante de blocos onde ocorrem falhas. São as condições de emergência.

Assim, a título de ilustração, num alimentador com 1 religador NF alocado, há 4 possibilidades de conexão de religadores NA aos blocos de carga; com 2 religadores NF, há 8 possibilidades, como mostra a Figura 4.17.

Figura 4.17 – Possíveis alternativas de instalação de dispositivos NA considerando 1 e 2 religadores NF.

A definição dos critérios de posicionamento dos dispositivos NA consiste nos seguintes passos:

- Identificação dos blocos $BL(i,j,k)$ da configuração selecionada na Etapa 2;
- Cálculo do baricentro geográfico de cada k bloco $BL(i,j,k)$;
- Estabelecimento do conjunto de pares de blocos $PAR(BL1,BL2)$ que, potencialmente, constituem as extremidades de um trecho com um relâmpago NA (portanto $BL1$ deve pertencer a um alimentador diferente do qual pertence $BL2$) e cálculo da menor distância euclidiana entre cada par;
- Avaliação técnica da configuração, considerando as restrições técnicas para as alternativas com relâmpagos NA;
- Criação do conjunto de alternativas $ALT_NA(PAR)$, em função da quantidade de relâmpagos NA disponíveis para alocação;

- Seleção da melhor alternativa por meio da aplicação do AG, levando em conta a minimização dos valores dos indicadores de continuidade e as menores distâncias entre blocos.

A identificação de cada bloco é feita, conforme a definição de blocos de carga, descrito na seção 3.1. Os demais itens são descritos a seguir.

4.4.1 Cálculo do baricentro geográfico de cada bloco de carga

Dado o conjunto de blocos identificados, em cada bloco $BL(i,j,k)$ é determinado o ponto que representa o **baricentro geográfico** do bloco.

Um bloco de carga contém cargas, posicionadas em pontos definidos por coordenadas georreferenciadas x e y , conforme o exemplo na Figura 4.18.

Figura 4.18 – Cargas contidas em um bloco, a demanda média e suas coordenadas x e y .

A representação de um bloco de carga por um único ponto é feita, baseando-se na região do bloco onde a concentração de demanda seja maior. Assim, para cada carga, define-se o produto entre suas coordenadas (x,y) e sua demanda média $Dmed$ no horário de pico do sistema em estudo. A média desses produtos em relação à demanda total do bloco define as coordenadas do baricentro geográfico, conforme as equações (4.15) e (4.16).

$$C_x = \frac{\sum_{i=1}^{tc} (x_i * Dmed_i)}{Dt_{tot}} \quad (4.15)$$

$$C_y = \frac{\sum_{i=1}^{tc} (y_i * Dmed_i)}{Dt_{tot}} \quad (4.16)$$

Sendo C_x a coordenada x do baricentro, C_y a coordenada y do baricentro, $Dmed_i$ a demanda média da carga i no horário de pico, e $Dtot$ a demanda total do bloco, definida pela soma de todas as cargas tc .

4.4.2 Estabelecimento dos pares de blocos e cálculo da distância euclidiana

Após a determinação do baricentro geográfico de todos os blocos, realiza-se a combinação entre cada bloco, formando pares de blocos $PAR(BL1, BL2)$, desde que os blocos não pertençam a um mesmo alimentador i . A título de ilustração, a Figura 4.19 mostra as possibilidades de combinações entre blocos de carga de dois alimentadores, cada um com 1 religador NF e 1 religador NA. Por exemplo, o primeiro $PAR(BL1, BL2)$ analisado na figura considera $BL(1,1,1)$ como $BL1$ e $BL(2,1,1)$ como $BL2$.

Figura 4.19 – Possibilidades de combinações entre blocos de carga de alimentadores diferentes.

Para cada par de blocos $PAR(BL1, BL2)$, calcula-se a distância euclidiana bidimensional D_{pq} entre os baricentros geográficos p e q , dada pela expressão (4.17).

$$D_{pq} = \sqrt{(p_x - q_x)^2 + (p_y - q_y)^2} \quad (4.17)$$

Sendo p_x a coordenada x do baricentro do bloco $BL1$; p_y a coordenada y do baricentro do bloco $BL1$; q_x a coordenada x do baricentro do bloco $BL2$; q_y a coordenada y do baricentro do bloco $BL2$.

Assim, define-se menor a distância que estabelece o trecho médio de linha, que pode ser interpretado como sendo um indicador do comprimento de trecho de rede equivalente a ser construído e a posição do dispositivo NA, determinando as possíveis interconexões, para transferência de carga.

4.4.3 Exemplo de aplicação

No exemplo a seguir, considera-se dois alimentadores, Alim. 1, com os blocos A e B, e Alim. 2, com o bloco C, conforme a Figura 4.20. Cada carga está localizada numa coordenada X e Y e possui a demanda média no horário de demanda máxima do sistema, conforme a Tabela 4.6. O sistema de coordenadas foi considerado genérico, assim como a unidade de distância entre os pontos.

Figura 4.20 – Exemplo de interligação entre dois alimentadores fictícios.

Tabela 4.6 – Coordenadas das cargas e demanda média.

Carga	X	Y	Dmed [kVA]
A1	1	2	5
A2	2	3	3
B1	4	4	2
B2	5	3	4
C1	2	2	3
C2	3	0	6
C3	4	1	2

Utilizando as equações (4.15), (4.16) e (4.17), as coordenadas dos baricentros de cada bloco são vistas na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Resultados dos baricentros geográficos de cada bloco.

Bloco	X	Y	Distância para bloco C
A	1,38	2,38	2,25
B	4,67	3,33	3,14
C	2,91	0,73	-

A Tabela 4.8 mostra as possibilidades de combinação entre os blocos, além das distâncias totais entre cada bloco, considerando a alocação de 0, 1 ou 2 religadores NA.

Tabela 4.8 – Combinações entre blocos A, B e C e suas distâncias totais.

ALT_NA	Quantidade relig. NA	PAR(BL1,BL2)	Distância total
1	0	-	-
2	1	A,C	2,25
3	1	B,C	3,14
4	2	A,C e B,C	5,39

4.4.4 Avaliação técnica da configuração

O desempenho técnico das redes de distribuição está relacionado às suas configurações topológicas que podem assumir, em condição de operação normal, e à minimização do impacto de contingências ao longo do dia. A grande quantidade de configurações (estados) que a rede pode operar, diante de cada condição, torna praticamente inviável a verificação de todas as restrições (níveis de tensão e carregamento, por exemplo) no processo de alocação dos religadores.

É importante notar que a consideração das restrições pode impedir que configurações interessantes para a alocação de religadores sejam consideradas devido à transgressão de limites técnicos. Tal situação poderia, por muitas vezes, ser contornada com obras de reforço de custo conveniente.

Avaliam-se as restrições de níveis de tensão e carregamento e a disponibilidade de comunicação por telecontrole dos religadores, por meio de uma nota ($NOTA_R$) conforme mostrado na equação (4.18).

$$NOTA_R = p_{NT} * NOTA_{NT} + p_{CAR} * NOTA_{CAR} + p_{COM} * NOTA_{COM} \quad (4.18)$$

Sendo $NOTA_{NT}$ a nota de melhoria dos níveis de tensão; $NOTA_{CAR}$ a nota de melhoria do carregamento dos alimentadores; $NOTA_{COM}$ a nota de disponibilidade de comunicação; p_{NT} , p_{CAR} e p_{COM} os pesos para os níveis de tensão, carregamento e disponibilidade de comunicação, respectivamente, cuja soma deve resultar a unidade.

Os níveis de tensão podem ser avaliados conforme (4.19).

$$NOTA_{NT} = \frac{0,7 * Energ_{TC} + 0,3 * Energ_{TP}}{Energ_{TA} + Energ_{TC} + Energ_{TP}} \quad (4.19)$$

Sendo $Energ_{TA}$, $Energ_{TC}$ e $Energ_{TP}$ a energia demandada pelas cargas com nível de tensão adequado, crítico e precário, respectivamente.

Os valores de ponderação “0,7” e “0,3” são fundamentados no cálculo da duração relativa de tensão crítica e precária, respectivamente, contidos no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2013c). Estes também são utilizados para o cálculo da nota de carregamento da rede, avaliado conforme (4.20).

$$NOTA_{CAR} = \frac{0,7 * Compr_{TC} + 0,3 * Compr_{TP}}{Compr_{TA} + Compr_{TC} + Compr_{TP}} \quad (4.20)$$

Sendo $Compr_{TA}$, $Compr_{TC}$ e $Compr_{TP}$ o comprimento de rede com carregamento na faixa de atendimento adequada, crítica e precária, respectivamente.

A disponibilidade de comunicação pode ser avaliada conforme (4.21).

$$NOTA_{COM} = \sum_{i=1}^n \frac{QC(i)}{n} \quad (4.21)$$

Sendo i o índice do religador considerado na alternativa e $QC(i)$ a qualidade de comunicação para o dispositivo i .

4.4.5 Aplicação do algoritmo genético para alocar religadores NA

O conjunto de alternativas $ALT_NA(PAR)$ contempla o conjunto de pares de blocos candidatos a serem interligados por meio de religadores NA, avaliados tecnicamente, quando em condições de contingência. Semelhante ao processo descrito na Etapa 2, aqui as configurações completas (religadores NF e NA) são avaliados, considerando que a codificação do *string* e a função objetivo sofrem alterações.

A codificação de um indivíduo, representado por um *string*, é o conjunto de todas as posições candidatas a instalação de religadores NA. Cada alelo contém um par de blocos $PAR(BL1, BL2)$, enumerado sequencialmente. A quantidade de genes é definida pela quantidade de religadores NA disponíveis para alocação. A Figura 4.21 representa um exemplo de *string* para 3 religadores NA. No caso, a alternativa selecionada para o religador NA_1 no *string*, alternativa 2, é a alternativa $ALT_NA(PAR2)$ sendo $PAR2$ o par de blocos $BL(1,1,2)$ e $BL(2,1,2)$.

Figura 4.21 – Exemplo de *string* de um indivíduo para os pares de blocos analisados.

Na função de avaliação, o benefício é obtido por meio do cálculo dos indicadores de continuidade para a configuração de rede em análise, além do somatório das distâncias euclidianas entre os baricentros geográficos de todos os pares de blocos selecionados para instalação de religadores NA. O equacionamento é representado em (4.22).

$$benef = p_{IND_c} * NOTA_{IND_c} + p_{IND_i} * NOTA_{IND_i} + p_{IND_e} * NOTA_{IND_e} + p_{dist} * dist \quad (4.22)$$

Onde $NOTA_{IND_c}$, $NOTA_{IND_i}$ e $NOTA_{IND_e}$ são, respectivamente, as notas de melhoria dos indicadores coletivos, individuais e para consumidores especiais, $dist$ é a soma de todas as distâncias euclidianas entre blocos com religadores NA; p_{IND_c} , p_{IND_i} , p_{IND_e} e p_{dist} são, respectivamente, a ponderação para relativização de prioridades dos indicadores coletivos, indicadores individuais, indicadores para consumidores especiais e distância euclidiana entre blocos (cuja soma deve resultar a unidade).

O sorteio da população inicial, o loop das gerações, a reprodução, o cruzamento e a mutação são realizados da mesma forma que na Etapa 2. Porém, deve-se incluir uma restrição durante os processos de cruzamento e mutação: verificar se não houve a seleção de pares de blocos repetidos, para que um religador NA não conecte dois blocos onde já exista um religador conectando-os.

4.5 Etapa 4: Seleção da melhor configuração

Após determinar as melhores posições para alocação de religadores NF e os melhores blocos para inserir religadores NA, o processo das Etapas 2 e 3 é repetido, excluindo-se a alternativa ótima do sistema, obtida na iteração anterior. Assim, realiza-se sucessivamente esse processo, resultando nas alternativas subótimas, até que a diferença entre os méritos seja inferior a um valor preestabelecido.

Note que, a primeira iteração do processo tem o vício de selecionar a melhor alternativa NF e a esta agregar a melhor alternativa NA. Com isso, pode ocorrer que exista outro par alternativas (NF,NA) com alocação de NF diferente da ótima resultante da Etapa 2, que seja melhor do que a anterior. Com o procedimento iterativo apresentado, obtém-se outros pares de alternativas (NF,NA), ditos subótimos, que oferecem outras soluções que podem ser comparadas a primeira, facultando a escolha da melhor dentre todas as alternativas (NF,NA) obtidas, além daquela considerada na primeira iteração.

Esta etapa, portanto, visa a escolha da melhor alternativa de alocação de religadores (NF,NA) dentre todas as resultantes do processo iterativo.

4.6 Funções dos indicadores de continuidade

Nessa seção, encontra-se o detalhamento para a determinação das funções utilizadas nas etapas que compõem a metodologia descrita nessa dissertação.

4.6.1 Equacionamento do indicador FEC

Conforme estabelecido pelo PRODIST (ANEEL, 2013c), o indicador FEC é calculado conforme (4.23).

$$FEC = \frac{\sum_i NC^i}{NC^{total}} \quad (4.23)$$

Onde: NC^i é o número de consumidores que tiveram seu suprimento interrompido na contingência i ocorrida durante o período de observação; e NC^{total} o número total de consumidores que compõem o universo em observação.

A Figura 4.22 ilustra a abordagem proposta para um sistema simplificado. No caso, considera-se a ação de 2 dispositivos com funcionalidade de religamento: o disjuntor da subestação (na posição $xr0 = 0$), e um religador rl (que será alocado no ponto $xr1$, entre 0 e L km).

Figura 4.22 – Frequências acumuladas de consumidores e falhas observadas em um alimentador.

A função fec , que define o comportamento para o indicador FEC consiste num somatório, composto pelo produto entre falhas observadas e consumidores afetados, em relação ao total de consumidores no alimentador. Detalhadamente, considerando uma falha na subestação (SE), a parcela correspondente à contribuição do indicador FEC é mostrada em (4.24).

$$fec_{SE} = \frac{[F(SE)] * Nc(0)}{Nc(0)} \quad (4.24)$$

No bloco 1 (entre 0 e $xr1$ km), a parcela correspondente à contribuição do indicador FEC é mostrada em (4.25).

$$fec_{0,xr1} = \frac{[F(xr1) - F(0)] * Nc(0)}{Nc(0)} \quad (4.25)$$

No bloco 2 (entre $xr1$ e L km), a parcela correspondente à contribuição do indicador FEC é apresentada em (4.26).

$$fec_{xr1,L} = \frac{[F(L) - F(xr1)] * Nc(xr1)}{Nc(0)} \quad (4.26)$$

Assim, a função fec do alimentador em estudo consiste na soma das 3 parcelas definidas acima. A minimização desse somatório resulta nas posições ótimas para a instalação de religadores NF, sem dispositivos NA. Essa seria uma alternativa a ser armazenada para a etapa posterior.

Ao determinar que nos novos blocos criados existam ou não dispositivos NA, o número de consumidores afetados é alterado em função da existência ou não desse dispositivo de transferência de carga, no bloco a jusante do bloco em análise. No sistema simplificado da Figura 4.22 se no bloco 1 houvesse um dispositivo NA, a parcela de contribuição devido a uma falha na subestação seria alterada, pois os consumidores afetados seriam somente do bloco 2. Os gráficos de distribuição de consumidores afetados e de distribuição de falhas seriam como na Figura 4.23e o equacionamento da função fec seria como em (4.27).

Figura 4.23 – Frequências acumuladas de consumidores e falhas observadas em um alimentador, considerando 1 NA no bloco 1.

$$fec(xr_1) = \frac{[F(SE)] * N_c(xr_1)}{N_c(0)} + \frac{[F(xr_1) - F(xr_0)] * N_c(xr_0)}{N_c(0)} + \frac{[F(L) - F(xr_1)] * N_c(xr_1)}{N_c(0)} \quad (4.27)$$

Se no bloco 2 houvesse um dispositivo NA, a parcela de contribuição devido a uma falha na subestação seria alterada, pois os consumidores afetados seriam somente do bloco 1. Os gráficos de distribuição de consumidores afetados e de distribuição de falhas seriam como na Figura 4.24 e o equacionamento da função fec seria como em (4.28).

Figura 4.24 – Frequências acumuladas de consumidores e falhas observadas em um alimentador, considerando 1 NA no bloco 2.

$$\begin{aligned}
 fec(xr_1) = & \frac{[F(SE)] * [Nc(xr_0) - Nc(xr_1)]}{Nc(0)} + \frac{[F(xr_1) - F(xr_0)] * [Nc(xr_0) - Nc(xr_1)]}{Nc(0)} \\
 & + \frac{[F(L) - F(xr_1)] * Nc(xr_1)}{Nc(0)}
 \end{aligned} \quad (4.28)$$

E se, no mesmo sistema, nos blocos 1 e 2 tivessem um dispositivo NA cada, a parcela de contribuição devido a uma falha na subestação seria alterada, pois não haveriam consumidores afetados. Os gráficos de distribuição de consumidores afetados e de distribuição de falhas seriam como na Figura 4.25e o equacionamento da função fec seria como em (4.29).

Figura 4.25 – Frequências acumuladas de consumidores e falhas observadas em um alimentador, considerando 2 NA.

$$fec(xr_1) = \frac{[F(xr_1) - F(xr_0)] * [Nc(xr_0) - Nc(xr_1)]}{Nc(0)} + \frac{[F(L) - F(xr_1)] * Nc(xr_1)}{Nc(0)} \quad (4.29)$$

Portanto, de forma genérica, o equacionamento de cada parcela da função fec é dado por bloco, em função da existência de um dispositivo NA nos blocos a jusante. A equação (4.30) representa a parcela escrita em função da posição de um religador (xr_i), da posição do religador do próximo bloco (xr_{i+1}) e em função da posição do religador mais próximo que contenha um dispositivo NA ou fim de circuito (xr_j).

$$fec(xr_{i,j}) = \frac{[F(xr_{i+1}) - F(xr_i)] * [Nc(xr_i) - Nc(xr_j)]}{Nc(0)} \quad (4.30)$$

4.6.2 Equacionamento do indicador DEC

Conforme estabelecido pelo PRODIST (ANEEL, 2013c), a Duração Equivalente da interrupção no Conjunto de consumidores (DEC) é calculada conforme (4.31).

$$DEC = \frac{\sum_i (NC^i * Dur^i)}{NC^{total}} \quad (4.31)$$

Onde Dur^i a duração média da contingência i , usualmente medida em horas, e contabilizada a partir de três minutos (ANEEL, 2013c).

A Figura 4.26 ilustra o relacionamento entre a função $fd(x)$ e a distribuição acumulada dos consumidores $Nc(x)$, utilizados no equacionamento do indicador DEC. Através dessa abordagem o equacionamento do indicador DEC torna-se análogo ao equacionamento do indicador FEC.

Figura 4.26 – Consumidores afetados e o produto acumulado entre falhas observadas e duração das interrupções em um alimentador.

Detalhadamente, devido a uma falha na subestação, a parcela correspondente à contribuição do indicador DEC é mostrada em (4.32).

$$dec_{SE} = \frac{[fd(SE)] * Nc(0)}{Nc(0)} \quad (4.32)$$

No bloco 1 (entre 0 e $xr1$ km), a parcela correspondente à contribuição do indicador DEC está representada em (4.33).

$$dec_{0,xr1} = \frac{[fd(xr1) - fd(0)] * Nc(0)}{Nc(0)} \quad (4.33)$$

No bloco 2 (entre $xr1$ e L km), a parcela correspondente à contribuição do indicador DEC é apresentada em (4.34).

$$dec_{xr1,L} = \frac{[fd(L) - fd(xr1)] * Nc(xr1)}{Nc(0)} \quad (4.34)$$

Consequentemente, pode-se deduzir a função dec para n dispositivos em um alimentador, como a soma de todas as parcelas funções dec por bloco, entre 0 e L km, considerando ou não a existência de um dispositivo NA nos blocos a jusante. A equação (4.35) representa uma parcela genérica, escrita em função da posição de um religador (xr_i), da posição do religador do próximo bloco (xr_{i+1}) e em função da posição do religador mais próximo que contenha um dispositivo NA ou fim de circuito (xr_j).

$$dec(xr_{i,j}) = \frac{[fd(xr_{i+1}) - fd(xr_i)] * [Nc(xr_i) - Nc(xr_j)]}{Nc(0)} \quad (4.35)$$

4.6.3 Equacionamento do indicador END

Apesar de não definida no PRODIST como indicador para avaliação de desempenho dos sistemas de distribuição, a Energia Não Distribuída (END) foi equacionada nesse trabalho, uma vez que tal indicador também é internacionalmente utilizado na avaliação de desempenho dos sistemas de distribuição de energia (CEER, 2008). De acordo com (PELEGRINI, ALMEIDA, *et al.*, 2012), no Brasil, o custo da END é um parâmetro utilizado para otimização de investimentos na qualidade da rede. Como o indicador ainda não é regulado no Brasil, as

concessionárias utilizam-no para avaliar o impacto das interrupções para atividades econômicas específicas ou no âmbito social.

Calcula-se a Energia Não Distribuída (END) como o somatório do produto entre a demanda média não suprida, D_{med}^i e as respectivas durações da contingência Dur^i para cada bloco de carga i , conforme (4.36).

$$END = \sum_i (D_{med}^i * Dur^i) \quad (4.36)$$

A demanda média é obtida pela relação entre o consumo mensal de cada ponto de carga e o número médio de horas em um mês (24 horas x 365 dias / 12 meses), visto em (4.37).

$$D_{med} = \frac{\mathcal{E}_{mensal}}{730} \quad (4.37)$$

Para o equacionamento do comportamento deste indicador ao longo de um alimentador, utiliza-se a distribuição acumulada da demanda (calculada a partir da distribuição acumulada do consumo de energia). O equacionamento do comportamento do indicador END é semelhante ao do indicador DEC. Basicamente, substitui-se a quantidade de consumidores em cada ponto de carga pela demanda média equivalente.

A Figura 4.27 ilustra o relacionamento entre a função $fd(x)$ e a demanda afetada, utilizados no equacionamento do indicador END. Semelhante à função $dec(x)$, a função $end(x)$ é definida pelo somatório dos produtos entre os tempos de atendimento e a demanda afetada pela mesma.

Figura 4.27 – Demanda média afetada e o produto acumulado entre falhas observadas e duração das interrupções em um alimentador.

Detalhadamente, devido a uma falha na subestação, a parcela correspondente à contribuição do indicador END é mostrada em (4.38).

$$end_{SE} = [fd(SE)] * Dmed(0) \quad (4.38)$$

No bloco 1 (entre 0 e $xr1$ km), a parcela correspondente à contribuição do indicador END é mostrada em (4.39).

$$end_{0,xr1} = [fd(xr1) - fd(0)] * Dmed(0) \quad (4.39)$$

E no bloco 2 (entre $xr1$ e L km), a parcela correspondente à contribuição do indicador END é apresentada em (4.40).

$$end_{xr1,L} = [fd(L) - fd(xr1)] * Dmed(xr1) \quad (4.40)$$

Consequentemente, pode-se deduzir a função end para n dispositivos em um alimentador, como a soma de todas as parcelas funções end por bloco, entre 0 e L km, considerando ou não a existência de um dispositivo NA nos blocos a jusante. A equação (4.41) representa uma parcela genérica, escrita em função da posição de um religador (xr_i), da posição do religador do próximo bloco (xr_{i+1}) e em função da posição do religador mais próximo que contenha um dispositivo NA ou fim de circuito (xr_j).

$$end(xr_{i,j}) = [fd(xr_{i+1}) - fd(xr_i)] * [Dmed(xr_i) - Dmed(xr_j)] \quad (4.41)$$

5 Aplicação da Metodologia

Neste capítulo são descritos as premissas utilizadas e os dados da rede estudada. A aplicação da metodologia proposta foi feita em uma subestação de distribuição de energia e parte de seus alimentadores.

5.1 Premissas

Para validação da metodologia descrita neste trabalho, discriminada em 3 etapas, uma rede de distribuição real foi utilizada para simulação. Foram adotadas as seguintes premissas:

- Os dispositivos a serem alocados são religadores com acionamento por telecomando, que cobrem 100% da área em estudo;
- Limita-se a instalação de até 2 religadores NF novos por alimentador;
- Não há religadores preexistentes com o recurso de telecontrole na área em estudo, exceto o disjuntor de cada alimentador na subestação;
- São priorizados apenas os indicadores coletivos para o processo de minimização dos valores de indicadores de continuidade;
- A quantidade total de religadores disponíveis para alocação é de 10 unidades, sendo 5 religadores NF e 5 religadores NA;
- Para o cálculo da demanda média, o horário de demanda máxima do sistema é das 19h às 20h;
- Para o cálculo dos indicadores de continuidade, considera-se que o tempo de localização de falhas é de 30 minutos, o tempo de manobra para chaves manuais é de 15 minutos, o tempo de manobras para chaves com telecomando é de 1 minuto, o tempo de reparo é de 60 minutos, as falhas transitórias são desconsideradas e são permitidas sobrecargas de até 1,25 pu, durante as manobras;

- A realização da Etapa 4 considera uma única iteração para as etapas descritas na metodologia.

Para a obtenção dos dados desse estudo, a ferramenta computacional auxiliar utilizada foi o SINAPgrid© (SINAPSIS, 2014).

5.2 Dados da rede

A rede em estudo está fundamentada em (SINAPSIS; CEMIG-D, 2012-2014). Foram considerados 3 alimentadores que atendem cerca de 37 mil consumidores. A Figura 5.1 mostra a topologia da rede.

Figura 5.1 – Topologia da subestação MCLD.

A Tabela 5.1 mostra alguns dados relevantes para esse estudo.

Tabela 5.1 – Dados gerais de cada alimentador.

Parâmetro	MCLD202	MCLD205	MCLD208
Número de consumidores	7035	17419	12636
Demanda média(kW)	3340,32	2497,81	3177,18
Falhas médias (f/3 anos)	18	89	49
Duração Total TMAE (h/3 anos)	43,51	166,90	88,91
Comprimento do tronco (km)	8,94	9,37	9,07
Comprimento total (km)	29,75	42,18	32,75

O destaque para o tronco de cada alimentador pode ser visto na Figura 5.2.

Figura 5.2 – Tronco de cada alimentador da subestação MCLD.

5.3 Resultados

Nos próximos itens, serão descritos os resultados obtidos para cada etapa separadamente. As ferramentas computacionais auxiliares utilizadas para esse estudo foram: o Matlab®, para resolução de programação não linear, o SINAPgrid© (SINAPSIS, 2014), para os demais cálculos.

5.3.1 Etapa 1: Definição de alternativas para alocar religadores NF por alimentador

As funções acumuladas de quantidade de consumidores, demanda média, quantidade de falhas e duração das falhas, foram determinadas a partir do processo de regressão polinomial, cujos polinômios podem ser vistos na Tabela 5.2, Tabela 5.3, Tabela 5.4 e Tabela 5.5.

Os dados intermediários para os cálculos nessa etapa estão no ANEXO A.

Tabela 5.2 – Funções acumuladas com a quantidade de consumidores por alimentador

Alimentador	Nc [consumidores]
MCLD202	$7351,47 - 1395,22x + 343,86x^2 - 26,6390x^3$
MCLD205	$16103,14 + 5809,54x - 9392,28x^2 + 5386,45x^3 - 1408,96x^4 + 167,04x^5 - 7,3375x^6$
MCLD208	$13048,86 - 1009,39x - 833,87x^2 + 1483,26x^3 - 685,01x^4 + 136,25x^5 - 12,521062x^6 + 0,4362x^7$

Tabela 5.3 – Funções acumuladas com a demanda média por alimentador

Alimentador	Dmed [kW]
MCLD202	$3219,06 + 444,91x - 136,79x^2 + 5,8359x^3$
MCLD205	$2407,54 + 347,22x - 368,10x^2 + 153,58x^3 - 29,4587x^4 + 2,4401x^5 - 0,0718x^6$
MCLD208	$3284,49 - 373,52x + 274,81x^2 - 65,1872x^3 + 0,7019x^4 + 0,9660x^5 - 0,0771x^6 + 0,0010x^7$

Tabela 5.4 – Funções acumuladas com a quantidade de falhas em 3 anos por alimentador

Alimentador	F [falhas/3 anos]
MCLD202	$-0,2596 + 0,6641x + 0,3441x^2 - 0,0242x^3$
MCLD205	$11,0796 - 43,2919x + 46,9229x^2 - 19,9152x^3 + 3,8779x^4 - 0,3431x^5 + 0,0112x^6$
MCLD208	$-1,9418 + 13,9644x - 10,9125x^2 + 2,6306x^3 + 0,0943x^4 - 0,1049x^5 + 0,0127x^6 - 0,0004x^7$

Tabela 5.5 – Funções acumuladas com a duração das falhas em 3 anos por alimentador

Alimentador	Fd [h/3 anos]
MCLD202	$0,4289 - 1,7364x + 0,5772x^2 + 0,0167x^3$
MCLD205	$24,1681 - 99,4188x + 111,58x^2 - 48,0449x^3 + 9,5864x^4 - 0,8818x^5 + 0,0304x^6$
MCLD208	$-2,1910 + 16,6854x - 13,1332x^2 + 3,2969x^3 - 0,0062x^4 - 0,0876x^5 + 0,0108x^6 - 0,0004x^7$

Em cada alimentador, considerando a minimização dos valores dos indicadores FEC, DEC e END, foi realizado o processo de programação não linear, cujos resultados para a instalação de 0, 1, e 2 dispositivos podem ser vistos na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Resultados considerando a minimização dos indicadores FEC, DEC e END

MCLD202									
Núm. de Religadores	FEC estimado (f/ ano)	X1 (km)	X2 (km)	DEC estimado (h/ ano)	X1 (km)	X2 (km)	END estimado (MWh/ ano)	X1 (km)	X2 (km)
0	5,29	-	-	14,34	-	-	46,18	-	-
1	4,42	2,39	-	11,36	2,90	-	35,20	6,90	-
2	4,36	2,32	7,75	10,84	2,82	8,02	31,83	6,09	7,62
MCLD205									
Núm. de Religadores	FEC estimado (f/ ano)	X1 (km)	X2 (km)	DEC estimado (h/ ano)	X1 (km)	X2 (km)	END estimado (MWh/ ano)	X1 (km)	X2 (km)
0	27,29	-	-	53,09	-	-	139,99	-	-
1	20,21	6,41	-	40,46	6,50	-	109,22	6,64	-
2	18,12	5,90	7,05	34,84	6,06	8,73	91,24	6,07	8,71
MCLD208									
Núm. de Religadores	FEC estimado (f/ ano)	X1 (km)	X2 (km)	DEC estimado (h/ ano)	X1 (km)	X2 (km)	END estimado (MWh/ ano)	X1 (km)	X2 (km)
0	14,38	-	-	27,75	-	-	91,17	-	-
1	11,46	5,63	-	21,15	5,69	-	71,97	6,19	-
2	10,25	4,96	7,57	18,82	5,17	7,56	65,80	5,18	7,04

5.3.2 Etapa 2: Alocação dos religadores NF

Definidas todas as melhores possibilidades de instalação de dispositivos NF, aplica-se o AG. Cada alternativa é codificada em *strings* de 3 genes, uma vez que a área em estudo possui 3 alimentadores. A Tabela 5.7 contém os parâmetros de entrada para a aplicação do AG da Etapa 2.

Tabela 5.7 – Parâmetros utilizados para aplicação do AG da etapa 2.

Parâmetro	Valor
Total de dispositivos NF	5
Peso do FEC	0,4
Peso do DEC	0,3
Peso da END	0,3
População	10
Gerações	10
Torneio	3
Probabilidade de Cruzamento	0,5
Probabilidade de Mutação	0,1

A solução ótima encontrada pelo AG determinou que os religadores NF fossem posicionados conforme a Tabela 5.8. A Tabela 5.9 apresenta a comparação dos indicadores de continuidade antes e depois da alocação. A Figura 5.3 mostra a disposição dos equipamentos alocados nos alimentadores.

Tabela 5.8 – Posição dos religadores NF alocados

Religador NF	Alimentador	Distância até a subestação [km]
1	MCLD202	6,09
2	MCLD202	7,62
3	MCLD205	6,64
4	MCLD208	5,17
5	MCLD208	7,56

Tabela 5.9 – Indicadores coletivos antes e depois de alocar religadores NF.

Indicador	Sem NF	Com NF
FEC (f/ano)	5,66	5,46
DEC (h/ano)	17,19	16,34
END (MWh/ano)	12,22	11,45

Figura 5.3 – Disposição dos religadores NF alocados.

5.3.3 Etapa 3: Alocação dos religadores NA

Para cada novo bloco de carga formado, considerando a melhor alternativa de instalação dos dispositivos NF, descritas na etapa anterior, determinam-se os baricentros geográficos de cada bloco. O sistema de coordenadas georreferenciadas utilizado é a projeção Universal Transversa de Mercator (UTM), cuja unidade de comprimento é o metro (m).

Na etapa anterior, a instalação de 2 religadores NF no alimentador MCLD202 permite a formação dos blocos $BL(1,2,1)$, $BL(1,2,2)$ e $BL(1,2,3)$; a instalação de 1 religador NF no alimentador MCLD205 permite a formação dos blocos $BL(2,1,1)$ e $BL(2,1,2)$; e a instalação de 2 religadores NF no alimentador MCLD208 permite a formação dos blocos $BL(3,2,1)$, $BL(3,2,2)$ e $BL(3,2,3)$.

A Tabela 5.10 mostra as coordenadas calculadas que definem o baricentro geográfico de cada bloco.

Tabela 5.10 – Coordenadas dos baricentros geográficos após a inserção de religadores NF

BL(i,j,k)	Baricentro (x; y)
(1,2,1)	(624800,18 ; 8156551,03)
(1,2,2)	(621130,95 ; 8153450,63)
(1,2,3)	(622742,43 ; 8153495,02)
(2,1,1)	(622694,96 ; 8151864,69)
(2,1,2)	(622293,72 ; 8150634,54)
(3,2,1)	(623890,19 ; 8153957,24)
(3,2,2)	(623428,55 ; 8151676,32)
(3,2,3)	(623262,99 ; 8149924,52)

Definidas todas as melhores possibilidades de instalação de dispositivos NA entre blocos, aplica-se o AG. Cada alternativa é codificada em *strings* de 5 genes, uma vez que 5 religadores NA estão disponíveis para alocação.

A Tabela 5.7 contém os parâmetros de entrada para a aplicação do AG da etapa 3.

Tabela 5.11 – Parâmetros utilizados para aplicação do AG da etapa 3.

Parâmetro	Valor
Total de dispositivos NA	5
Peso do FEC	0,3
Peso do DEC	0,3
Peso da END	0,3
Peso da distância	0,1
População	10
Gerações	10
Torneio	3
Probabilidade de Cruzamento	0,5
Probabilidade de Mutação	0,1

A solução ótima encontrada pelo AG determinou que os religadores NA fossem posicionados conforme a Tabela 5.12. A Tabela 5.13 apresenta a comparação dos indicadores de continuidade antes e depois da alocação. A Figura 5.4 mostra a disposição dos equipamentos alocados entre

os alimentadores. A distância calculada entre os baricentros dos blocos é apenas um indicador para avaliação, que orienta na seleção das melhores posições de religadores NA.

Tabela 5.12 – Posição dos religadores NA alocados

Religador NA	Bloco 1	Bloco 2	Distância [km]
1	BL(1,2,1)	BL(2,1,2)	1,94
2	BL(1,2,3)	BL(2,1,2)	3,35
3	BL(2,1,1)	BL(3,2,1)	0,75
4	BL(2,1,1)	BL(3,2,2)	2,44
5	BL(2,1,2)	BL(3,2,3)	1,32

Tabela 5.13 – Indicadores coletivos sem religadores, somente com religadores NF e com religadores NF/NA.

Indicador	Sem Religadores	Com NF	Com NF e NA
FEC (f/ano)	5,66	5,46	3,59
DEC (h/ano)	17,19	16,34	9,68
END (MWh/ano)	12,22	11,45	5,28

Figura 5.4 – Disposição dos religadores NA alocados.

5.4 Conclusões

Por meio dos resultados da aplicação da metodologia, pode-se concluir que houve uma redução de 36,6% no indicador FEC, 43,7% no indicador DEC e 56,8% no indicador END, comparando a topologia sem os religadores (antes) e a topologia com religadores NF e NA (depois). Dessa forma, a aplicação da metodologia proposta resultou no posicionamento ótimo dos religadores disponíveis, produzindo a redução ótima nos valores dos indicadores de continuidade.

6 Conclusão

A presente pesquisa atingiu seu objetivo por meio de uma proposição de uma metodologia para alocação de religadores automatizados em alimentadores de distribuição primária, visando minimizar os valores de indicadores de duração e frequência de interrupções, além da energia não distribuída.

A metodologia inclui a representação simplificada de alimentador que abriga blocos de carga, definidos pelo posicionamento de dispositivos de manobra e proteção. Numa fase inicial, são alocados religadores NF nos alimentadores, por meio de programação não linear.

Posteriormente, por meio de técnicas baseadas em AG, é selecionada a melhor configuração de religadores NF para o sistema como um todo, entendendo-se como melhor configuração aquela que oferece os melhores índices de continuidade, respeitando a quantidade máxima preestabelecida de religadores.

Alocados os religadores NF, são definidas as posições para os religadores NA, que operam durante contingências para otimizar indicadores de continuidade, novamente utilizando técnicas baseadas em AG, dada a quantidade máxima de religadores e critérios de níveis de tensão e carregamento admissíveis.

Um processo iterativo na busca de outras soluções, que potencialmente poderiam suplantam o mérito da solução ótima obtida na primeira iteração, oferece robustez à seleção da melhor configuração de alocação de religadores NF e NA.

A metodologia proposta permite a análise de um conjunto de alternativas, selecionando a de melhor desempenho, sem incorrer na explosão combinatória, frequentemente presente em problemas dessa natureza em grandes áreas de estudo.

Outro ponto a se destacar na metodologia proposta é a consideração de religadores NA, o que não é comum em muitas metodologias constantes em publicações especializadas, embora seja, efetivamente, presente em praticamente todas as redes de distribuição como elemento básico para mitigar os efeitos de falhas em alimentadores.

A eficiência e a praticidade da metodologia foram verificadas em um exemplo de aplicação, que resultou numa melhora significativa dos valores dos indicadores de qualidade, mediante a alocação de religadores NF e NA.

Embora a pesquisa tenha se concentrado no alcance de seu objetivo, foram identificados temas correlatos que, por não pertencerem ao foco do trabalho, julga-se que poderiam ser objeto de pesquisa futuras, quais sejam:

- A representação dos alimentadores utilizada pode ser distorcida, caso haja uma grande concentração de carga próximo à subestação. Sugere-se a pesquisa de outros modelos que poderiam representar essa realidade com maior propriedade;
- Um dos critérios de mérito para seleção de religadores NA, na metodologia proposta, considera como indicador, a distância euclidiana entre baricentros dos blocos de carga dos outros alimentadores. Entende-se que esse critério poderia ser aperfeiçoado, considerando além desse indicador, a configuração do bloco real de carga, oferecendo maior precisão na seleção;
- A metodologia proposta pressupõe um nível de demanda para alocação dos religadores, considerando como sendo a demanda em horário de ponta. Uma investigação que poderia ser realizada seria a quantificação do custo/benefício em se considerando diferentes níveis de carga vis-à-vis os diversos indicadores de continuidade associados a cada patamar de carga;
- Alguns parâmetros que governam, em grande parte, a alocação ótima de religadores, como a quantidade de consumidores, a quantidade de falhas em cada trecho, e mesmo a demanda de cada ponto de carga, evoluem no tempo, quer seja pelo crescimento socioeconômico da região, quer seja pela introdução de melhoria nas condições de

operação da rede. Uma pesquisa que poderia ser conduzida seria a otimização do posicionamento dos religadores ao longo do tempo, em detrimento das posições ótimas referentes a cada ano;

- Outra sugestão de pesquisa que poderia ser desenvolvida seria avaliação do custo/benefício de uma obra de reforço, em uma alternativa que seria descartada por transgressão nos critérios técnicos de carregamento e níveis de tensão;
- Uma vez alocados os religadores NF e NA, o próximo passo seria a implantação do conceito de *self-healing* nas redes de distribuição. Uma sugestão de linha de pesquisa contempla o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que permita definir, em condições de contingência, a sequência otimizada de manobras dos religadores, para o isolamento do defeito e restabelecimento aos demais clientes.

7 Referências Bibliográficas

AEP. Infrastructure Needs. **American Electric Power**, 2014. Disponível em: <<https://www.aep.com/about/IssuesAndPositions/Distribution/InfrastructureNeeds.aspx>>. Acesso em: 08 Agosto 2014.

ALVES, H. N. A hybrid algorithm for optimal placement of switches devices in electric distribution systems. **Latin America Transactions, IEEE**, v. 10, p. 2218-2223, Dec. 2012.

ANEEL. "Indicadores de Qualidade". **Brasil - Anual**, 2012a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisaGeral.cfm>. Acesso em: 15 jul. 2013.

ANEEL. "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST". **Módulo 4, Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**, 2013a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 17 set. 2013.

ANEEL. "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST". **Módulo 7, Cálculo de Perdas na Distribuição**, 2013b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 27 jul. 2013.

ANEEL. "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST". **Módulo 8, Qualidade da Energia Elétrica**, 2013c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 17 set. 2013.

ASSIS, L. S. et al. "Optimal allocation of remote controlled switches in radial distribution systems". **Power and Energy Society General Meeting, IEEE** , 22-26 jul. 2012. 1-8.

BERNARDON, D. P. et al. AHP Decision-Making Algorithm to Allocate Remotely Controlled Switches in Distribution Networks. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, jul. 2011. 1884-1892, vol. 26, no. 3.

CEER. 4th Benchmarking report on Quality of electricity Supply, 2008. Disponível em: <http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2008/C08-EQS-24-04_4th%20Benchmarking%20Report%20EQS_10-Dec-2008_re.pdf>.

CELLI, G.; PILO, F. Optimal Sectionalizing Switches Allocation in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 14, n. 3, p. 1167-1172, July 1999.

CEMIG. A Cemig: Quem Somos. **Site da CEMIG**, 2014. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/quem_somos/Paginas/default.aspx>. Acesso em: 30 Março 2014.

CEMIG-D. **Instrução de Operação: Critérios de Operação para os Estudos de Planejamento Integrado – Média Tensão**. OD/PO – AF Eng. e Planejamento da Operação MT. [S.l.], p. 8. 2012. (IO – OD/PO-007).

DEHGHANI, N.; DASHTI, R. Optimization of Recloser Placement to Improve Reliability by Genetic Algorithm. **Energy and Power Engineering Scientific Research**, set. 2011. 508-512, no. 3.

FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M.-R.; SINGH, C. Ant Colony Optimization-Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multiobjective Approach. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, jan. 2009. 268-276, vol.24, no.1.

GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning**. New York: Addison-Wesley Publishing Company, Inc. USA, 1989.

HAGHIFAM, M. R. Optimal allocation of tie points in radial distribution systems using a genetic algorithm. **Electrical Energy Systems, International Transactions on, John Wiley & Sons, Ltd.**, mar. abr. 2004. 85–96, Vol. 14, Issue 2.

HAUGHTON, D.; HEYDT, G. T. Smart distribution system design: Automatic reconfiguration for improved reliability. **Power and Energy Society General Meeting, IEEE**, 25-29 jul. 2010. 1-8.

JAFARI, M.; MONSEF, H.; MOGHADAM, S. Z. **Optimum number, placement and capacity of DGs and reclosers using analysis hierarchical process and genetic algorithm.** Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011 10th International Conference on. Rome: IEEE. 2011. p. 1 - 4.

JAMALI, S. S.; SHATERI, H. Optimal Siting of Recloser and Sectionalizers to Reduce Non-Distributed Energy. **Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES**, 18 ago. 2005. 1-7.

JINTAGOSONWIT, P.; JINTAGOSONWIT, P.; WATTANAPONSAKORN, N. **Optimal feeder-switches and pole-mounted RTUs relocation on electrical distribution system considering load profile.** 18th International Conference on Electricity Distribution. Turin: CIRED. 2005. p. 1-5.

KAGAN, N. et al. **Métodos de Otimização aplicados a Sistemas Elétricos de Potência.** 2ª. ed. São Paulo: Blucher, 2009.

KONDO, D. V. et al. A Methodology for Reclosers Allocation in Distribution Networks. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA)**, São Paulo, 2013. 1-8.

LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply,” Elsevier. **Electric Power Systems Research**, dez. 1995. 149–155, Vol. 35, Issue 3.

LIN, C. H. et al. Optimal switching placement for customer interruption cost minimization. **Power Engineering Society General Meeting**, 2006.

MAO, Y.; MIU, K. N. Switch Placement to Improve System Reliability for Radial Distribution Systems with Distributed Generation. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, nov. 2003. 1346-1352, vol. 18, no. 4.

MORADI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; RASHIDI-NEJAD, M. A Reliability Cost/Worth Approach to Determine Optimum Switching Placement in Distribution Systems. **Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES**, 2005. 1-5.

NORTHERN POWERGRID. Reliability and availability. **Annual Stakeholder Report**, 2014. Disponível em: <<http://report14.yourpowergrid.co.uk/#!/reliability>>. Acesso em: 19 set. 2014.

OLGUÍN, G. P.; COELHO, J. Reliability Optimisation of Distribution Feeders. **Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto**, set. 2001. vol. 3.

OLIVEIRA, C. C. B.; TAKAHATA, D.; MAIA, M. Metodologia de Alocação Otimizada de Dispositivos de Proteção em Alimentadores baseada no Desempenho Máximo do Alimentador (DMA). **IX CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Cuiabá – MT**, 2011. 975-980.

PELEGRINI, M. A. et al. **Survey and applications of interruption costs in large customers**. In: The 15th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2012. Hong Kong: IEEE. 2012. p. 1-4.

SHORT, T. A. **Distribution Reliability and Power Quality**. [S.l.]: CRC Press, 2005.

SINAPSIS. **SINAPgrid rev3.1: Manual Geral**. Sinapsis Inovação em Energia. São Paulo, p. 143. 2014.

SINAPSIS; CEMIG-D. **P&D - Sistema de alocação de equipamentos de seccionamento automáticos em redes auto-reconfiguráveis (self-healing) com foco na minimização de indicadores de continuidade**. São Paulo. 2012-2014.

TENG, J. H.; LU, C. N. Feeder-Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization. **Power Systems, IEEE Transactions on**, jan. 2002. 254-259, vol.17, no.1.

TEPCO. TEPCO power outage frequency and duration per household. **Tokyo Electric Power Company**, 2013. Disponível em: <<http://www.tepco.co.jp/en/challenge/csr/sustainability/energy-e.html>>. Acesso em: 15 jul. 2013.

ZAMBON, E. Otimização de índices de confiabilidade em redes de distribuição de energia elétrica. **Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Espírito Santo**, 2006.

ZAMBORLINI, V. C. et al. Otimização da alocação de religadores em larga escala. **II CBEE - Congresso Brasileiro de Eficiência Energética, 2007, Vitória – ES**, 2007.

ZIARI, I. et al. Optimal allocation of a cross-connection and sectionalizers in distribution systems. **TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference. IEEE**, 23-26 jan. 2009. 1-5.

ANEXO A. Dados intermediários para

Etapa 1

Para o alimentador MCLD202, a Tabela A.1 mostra a quantidade de consumidores afetados, a demanda média afetada, a quantidade de falhas e a duração das falhas, acumulados.

Tabela A.1 – Quantidade de consumidores afetados, demanda média afetada, quantidade de falhas acumuladas e duração das falhas acumuladas no alimentador MCLD202

Distância do ponto de carga até subestação [km]	Quantidade de consumidores afetados	Demanda média afetada [kW]	Quantidade de falhas acumuladas [f/3 anos]	Duração das falhas acumuladas [h/3 anos]
0	7037	3366,86	0	0
0,09	7015	3362,25	0	0
0,13	6984	3359,86	0	0
0,17	6977	3358,85	0	0
0,4	6967	3358,19	0	0
0,92	6966	3346,43	0	0
6,52	4882	2665,11	13	19,11
6,89	4880	1878,86	13	19,11
7,26	4879	942,97	13	19,11
7,29	4861	941,63	14	29,99
7,93	4843	940	14	29,99
7,96	4842	939,93	14	29,99
8,04	4840	938,05	14	29,99
8,13	4833	920,83	15	38,51
8,22	4832	917,46	15	38,51
8,35	4819	905,22	15	38,51
8,68	4808	904,41	15	38,51
8,85	4796	902,07	15	38,51
8,94	3122	539,65	18	43,51
9,19	3054	517,25	18	43,51
9,45	3043	513,58	18	43,51
9,48	0	0	18	43,51

Para o alimentador MCLD205, a Tabela A.2 mostra a quantidade de consumidores afetados, a demanda média afetada, a quantidade de falhas e a duração das falhas, acumulados.

Tabela A.2 – Quantidade de consumidores afetados, demanda média afetada, quantidade de falhas acumuladas e duração das falhas acumuladas no alimentador MCLD205

Distância do ponto de carga até subestação [km]	Quantidade de consumidores afetados	Demanda média afetada [kW]	Quantidade de falhas acumuladas [f/3 anos]	Duração das falhas acumuladas [h/3 anos]
0	17968	2549,72	0	0
0,26	17956	2549,03	0	0
0,43	17937	2548,65	0	0
0,89	17839	2542,19	1	1,67
1,16	17764	2537,21	2	3,78
1,33	17725	2535,09	2	3,78
1,81	17652	2529,5	3	11,92
2,37	17603	2525,23	3	11,92
2,55	17550	2522,25	3	11,92
2,63	17368	2509,13	4	18,55
2,66	17328	2506,39	4	18,55
2,82	17244	2499,88	5	25,18
2,88	17164	2494,59	5	25,18
3,03	17139	2493,11	5	25,18
3,63	17137	2445,93	5	25,18
3,74	16775	2411,25	5	25,18
3,78	16682	2403,84	6	25,63
4,16	16383	2373,95	8	26,9
4,96	16235	2361,32	8	26,9
5,09	15339	2287,35	13	33,64
5,2	15252	2279,07	13	33,64
5,4	14749	2230,95	15	39,29
5,42	14592	2210,71	15	39,29
5,49	12512	1954,41	23	58,78
5,56	12184	1926,92	23	58,78
5,69	11879	1898,43	24	60,94
5,73	11808	1884,5	26	69,44
5,84	11567	1860,18	27	70,53
5,87	11479	1845,98	27	70,53
6	11256	1812,86	27	70,53
6,18	11063	1782,13	27	70,53
6,34	11004	1776,27	27	70,53
6,47	11003	1772,6	27	70,53
6,55	10893	1761,42	27	70,53
6,64	10831	1756,73	27	70,53
6,73	10720	1732,82	27	70,53
6,82	8092	1231,58	56	115,18
6,94	7389	1147,44	62	120,63
7,01	7304	1128,76	62	120,63

Distância do ponto de carga até subestação [km]	Quantidade de consumidores afetados	Demanda média afetada [kW]	Quantidade de falhas acumuladas [f/3 anos]	Duração das falhas acumuladas [h/3 anos]
7,16	7239	1105,84	64	121,72
7,32	7130	1089,68	64	121,72
7,35	6762	1051,15	64	121,72
7,53	6704	1040,51	64	121,72
7,57	6476	1018,27	69	125,7
7,74	6223	971,03	72	132,39
7,77	6187	959,39	72	132,39
7,9	6186	956,5	72	132,39
7,94	6150	951,87	72	132,39
7,98	4791	590,04	72	132,39
8,03	4668	546,92	72	132,39
8,05	4642	542,03	72	132,39
8,21	4596	536,1	72	132,39
8,41	4417	518,97	72	132,39
8,49	4321	509,2	72	132,39
8,65	3901	460,25	72	132,39
9,02	3766	445,95	72	132,39
9,19	3173	374,75	79	147,61
9,23	3117	368,76	79	147,61
9,32	3047	354,45	81	173,71
9,37	0	0	95	182,93

Para o alimentador MCLD208, a Tabela A.3 mostra a quantidade de consumidores afetados, a demanda média afetada, a quantidade de falhas e a duração das falhas, acumulados.

Tabela A.3 – Quantidade de consumidores afetados, demanda média afetada, quantidade de falhas acumuladas e duração das falhas acumuladas no alimentador MCLD208

Distância do ponto de carga até subestação [km]	Quantidade de consumidores afetados	Demanda média afetada [kW]	Quantidade de falhas acumuladas [f/3 anos]	Duração das falhas acumuladas [h/3 anos]
0	10984	2944,15	0	0
0,3	10972	2943,56	2	2,63
0,34	10957	2942,97	2	2,63
0,41	10924	2941,49	2	2,63
0,45	10890	2939,17	2	2,63
0,65	10793	2928,87	3	3,31
0,81	10686	2916,32	3	3,31

Distância do ponto de carga até subestação [km]	Quantidade de consumidores afetados	Demanda média afetada [kW]	Quantidade de falhas acumuladas [f/3 anos]	Duração das falhas acumuladas [h/3 anos]
0,97	10555	2901,95	3	3,31
1,29	10454	2891,52	3	3,31
1,52	10395	2886,13	4	5,68
1,64	10322	2877,96	4	5,68
3,09	10066	2841,39	5	5,89
3,12	10018	2835,26	5	5,89
3,18	9868	2817,64	5	5,89
3,37	9758	2805,38	5	5,89
3,6	9757	2797,81	5	5,89
3,63	9748	2797,23	5	5,89
3,86	9747	2774,89	5	5,89
3,89	9670	2762,69	5	5,89
3,9	9574	2746	5	5,89
4,08	9314	2667,53	6	8,86
4,11	9225	2654,99	6	8,86
4,13	8942	2603,23	12	18,26
4,15	8941	2595,28	12	18,26
4,23	8112	2498,26	12	18,26
4,37	8084	2489,23	12	18,26
4,4	7813	2450,44	14	19,39
4,59	7590	2426,09	14	19,39
4,64	7543	2420,19	15	21,25
4,66	7494	2413,88	15	21,25
4,69	7493	2411,78	15	21,25
4,8	7116	2270,53	16	23,7
4,85	7098	2265,12	17	24,6
4,91	7028	2257,3	17	24,6
4,95	6780	2218,76	18	25,14
5,05	6779	2214,95	18	25,14
5,14	6570	2170,71	18	25,14
5,17	6534	2146,8	18	25,14
5,72	6409	2088,23	20	29,47
5,75	6391	2085,72	20	29,47
6,06	5093	1558,8	25	45,52
6,11	4964	1538,97	25	45,52
6,22	4740	1506,15	25	45,52
6,34	4479	1469,77	26	46,61
6,46	4394	1447,15	28	48,84
6,56	4049	1402,79	28	48,84
6,75	3945	1388,05	28	48,84
6,97	3941	1387,21	28	48,84

Distância do ponto de carga até subestação [km]	Quantidade de consumidores afetados	Demanda média afetada [kW]	Quantidade de falhas acumuladas [f/3 anos]	Duração das falhas acumuladas [h/3 anos]
6,99	3940	1373,48	28	48,84
7,03	3939	1364,47	28	48,84
7,06	3938	1361,06	28	48,84
7,09	3937	1351,83	28	48,84
7,13	3907	1336,75	29	54,64
7,34	3898	1333,66	29	54,64
7,46	3877	1318,85	29	54,64
7,54	3111	1198,4	37	68,43
7,65	3108	1189,1	37	68,43
7,68	2901	1155,83	37	68,43
7,79	1848	997,52	37	68,43
7,8	1828	992,33	37	68,43
7,83	1827	980,03	37	68,43
8,01	1740	950,5	38	70,13
8,07	1709	931,99	38	70,13
8,16	1708	913,29	38	70,13
8,33	1700	908,19	38	70,13
8,54	1669	903,49	38	70,13
8,66	1659	899,99	40	74,95
8,89	1614	891,17	41	75,77
8,95	1405	817,9	45	80,7
9,07	0	0	49	88,91