

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**METODOLOGIA PARA RECONFIGURAÇÃO DE
REDES DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICAS
ASSIMÉTRICAS E NÃO BALANCEADAS COM
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

FLÁVIO ARTHUR LEAL FERREIRA

Porto Alegre, março de 2010.

FLÁVIO ARTHUR LEAL FERREIRA

**METODOLOGIA PARA RECONFIGURAÇÃO DE
REDES DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICAS
ASSIMÉTRICAS E NÃO BALANCEADAS COM
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada para obtenção do grau de Mestre, pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Porto Alegre, março de 2010

"METODOLOGIA PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICAS ASSIMÉTRICAS E NÃO BALANCEADAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA"

FLÁVIO ARTHUR LEAL FERREIRA

Esta dissertação foi julgada para a obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.



Flávio Antonio Becon Lemos, Dr.
Orientador

Rubem Dutra Ribeiro Fagundes, Dr.
Coordenador
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Flávio Antonio Becon Lemos, Dr.
Presidente - PUCRS



Daniel Ferreira Coutinho, Dr.
PUCRS



Sérgio Luís Haffner, Dr.
UFRGS

Agradecimentos

Deixo aqui meus agradecimentos:

- Ao orientador, Prof. Flávio Antonio Becon Lemos, pelo apoio e ensinamentos que proporcionaram a elaboração deste trabalho;
- Aos meus colegas de mestrado;
- À RGE, por fomentar o projeto de pesquisa que tornou possível o desenvolvimento deste trabalho;
- Aos meus filhos e minha esposa, pelo apoio que sempre me deram.

Resumo da Dissertação apresentada a PUCRS como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

METODOLOGIA PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICAS ASSIMÉTRICAS E NÃO BALANCEADAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

FLÁVIO ARTHUR LEAL FERREIRA

Março/2010.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Área de Concentração: Sistemas de Energia

Linha de Pesquisa: Planejamento e Gestão de Sistemas de Energia

Projeto de Pesquisa Vinculado: RGE

Palavras-chave: Distribuição de energia elétrica, operação de sistemas de energia, geração distribuída.

Neste trabalho é desenvolvida uma metodologia para identificar, em tempo de operação, a topologia mais adequada de um sistema de distribuição que restabeleça o fornecimento ao maior número possível de consumidores em condições de emergência, levando em conta a possibilidade de manobras de chaves que permitam o atendimento dentro de condições de segurança, bem como a utilização de geração distribuída que esteja operando ou possa ser sincronizada. A abordagem do problema foi realizada considerando uma formulação trifásica e desbalanceada para a rede de distribuição. O problema de reconfiguração com essas características foi modelado como um problema de otimização não-linear inteira mista. Para a sua solução foi escolhida a meta-heurística chamada de Têmpera Simulada, também conhecida como *Simulated Annealing*. Para avaliar o desempenho da metodologia foi utilizado um sistema exemplo criado para reproduzir as condições críticas normalmente encontradas em sistema de distribuição reais.

Abstract of Dissertation presented to PUCRS as one of the requirements to obtain
Master's Degree in Electrical Engineering.

**METHODOLOGY FOR RECONFIGURATION OF ASYMMETRICAL AND
UNBALANCED THREE-PHASE DISTRIBUTION NETWORKS WITH DISTRIBUTED
GENERATION**

FLÁVIO ARTHUR LEAL FERREIRA

March/2010

Advisor: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Concentration Field: Power Systems

Line of Research: Operation of Energy Systems

Link Research Project: RGE

Keywords: Power distribution, power systems operation, distributed generation.

This work develops a methodology aimed to identify a reconfigured topology of a distribution system that reestablishes the supply to as many consumers as possible in emergency conditions, taking in account the possibility of switch maneuvers that ensure the attendance of security conditions, as well as the use of distributed generation that is operating or can be synchronized. The problem is modeled considering a three-phase and unbalanced formularization for the distribution network. The reconfiguration problem with these characteristics was considered a mixed integer nonlinear optimization problem. For its solution, the meta-heuristic Simulated Annealing was chosen. To evaluate the performance of the methodology an example system was created and used to reproduce normally available distribution system critical conditions.

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Estados operativos da topologia de uma rede de distribuição.....	21
Figura 2.2 – Exemplo de configuração de alimentador com chaves telecomandadas...	30
Figura 2.3 – Ótimo Local e Ótimo Global	45
Figura 3.1 – Algoritmo genérico do Método <i>Simulated Annealing</i>	49
Figura 4.1 – Circuito equivalente π de um trecho da rede de distribuição trifásica	56
Figura 4.2 – Algoritmo do Fluxo de Potência – Somatório de Correntes.....	62
Figura 4.3 – Numeração de ramos - Fluxo de Potência – Somatório de Correntes	63
Figura 4.4 – Fluxo de Potência – Somatório de Correntes – Rede com malha.....	64
Figura 4.5 – Modelo trecho de rede de distribuição.....	66
Figura 5.1 – Fluxograma da Metodologia Proposta.....	71
Figura 5.2 – <i>Spanning Tree</i>	75
Figura 6.1 – Classificação das soluções das Cadeias de Markov geradas.....	107
Figura 6.2 – Temperatura usada nas Cadeias de Markov geradas.....	108
Figura 6.3 – Evolução da Função Objetivo	108
Figura 9.1 – Estrutura da rede aérea	143

Lista de Tabelas

Tabela 5.1: Blocos de Reconfiguração – Subestação 01 – Alimentador 01.....	78
Tabela 5.2: Blocos de Reconfiguração – Subestação 01 – Alimentador 03.....	79
Tabela 5.3: Blocos de Reconfiguração – Subestação 02 – Alimentador 02.....	80
Tabela 5.4: Blocos de Reconfiguração – Subestação 02 – Alimentador 04.....	81
Tabela 6.1: Avaliação 01 - Isolamento do Bloco em contingência.....	86
Tabela 6.2: Avaliação 01 - Solução inicial – <i>Spanning Tree</i>	86
Tabela 6.3: Avaliação 01 - Resultados obtidos com Método <i>Simulated Annealing</i>	87
Tabela 6.4: Avaliação 01 - Resultados obtidos com Busca Completa	87
Tabela 6.5: Avaliação 02 - Isolamento do Bloco em contingência.....	90
Tabela 6.6: Avaliação 02 - Solução inicial – <i>Spanning Tree</i>	90
Tabela 6.7: Avaliação 02 - Resultados obtidos com Método <i>Simulated Annealing</i>	91
Tabela 6.8: Avaliação 02 - Resultados obtidos com Busca Completa	91
Tabela 6.9: Avaliação 03 - Isolamento do Bloco em contingência.....	94
Tabela 6.10: Avaliação 03 - Solução inicial – <i>Spanning Tree</i>	95
Tabela 6.11: Avaliação 03 - Resultados obtidos com Método <i>Simulated Annealing</i>	95
Tabela 6.12: Avaliação 03 - Resultados obtidos com Busca Completa	96
Tabela 6.13: Avaliação 03 - Isolamento dos Blocos Ilhados.....	97
Tabela 6.14: Avaliação 03 - Solução inicial.....	97
Tabela 6.15: Avaliação 03 - Resultados obtidos com Método <i>Simulated Annealing</i>	98
Tabela 6.16: Avaliação 03 - Resultados obtidos com Busca Completa.....	98
Tabela 6.17: Avaliação 04 - Isolamento do Bloco em contingência.....	101
Tabela 6.18: Avaliação 04 - Solução inicial – <i>Spanning Tree</i>	102
Tabela 6.19: Avaliação 04 – Com GD - Resultados obtidos com Método <i>Simulated Annealing</i>	103
Tabela 6.20: Avaliação 04 – Com GD - Resultados obtidos com Busca Completa.....	104
Tabela 6.21: Avaliação 04 – Sem GD - Resultados obtidos com Método <i>Simulated Annealing</i>	105
Tabela 6.22: Avaliação 04 – Sem GD - Resultados obtidos com Busca Completa.....	106
Tabela 9.1: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 01.	120
Tabela 9.2: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 01 – (continuação).....	121
Tabela 9.3: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 01 – (continuação).....	122
Tabela 9.4: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 01 – (continuação).....	123
Tabela 9.5: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 03.	124
Tabela 9.6: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 03 – (continuação).....	125
Tabela 9.7: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 03 – (continuação).....	126
Tabela 9.8: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 02.	127
Tabela 9.9: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 02 – (continuação).....	128
Tabela 9.10: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 02 – (continuação).....	129
Tabela 9.11: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 02 – (continuação).....	130
Tabela 9.12: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 04.	131

Tabela 9.13: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 04 – (continuação).....	132
Tabela 9.14: Chaves instaladas - Subestação 01 – Alimentador 01.....	133
Tabela 9.15: Chaves instaladas - Subestação 01 – Alimentador 03.....	133
Tabela 9.16: Chaves instaladas - Subestação 02 – Alimentador 02.....	134
Tabela 9.17: Chaves instaladas - Subestação 02 – Alimentador 04.....	135
Tabela 9.18: Chaves instaladas na fronteira - Subestação 01 – Subestação 02.....	135
Tabela 9.19: Chaves instaladas na fronteira - Subestação 01 – Subestação 02.....	136
Tabela 9.20: Chaves instaladas na fronteira - Subestação 01 – Subestação 02.....	136
Tabela 9.21: Chaves instaladas na fronteira - Subestação 01 – Subestação 02.....	136
Tabela 9.22: Cargas instaladas - Subestação 01 – Alimentador 01.....	137
Tabela 9.23: Cargas instaladas - Subestação 01 – Alimentador 01 – (continuação)..	138
Tabela 9.24: Cargas instaladas - Subestação 01 – Alimentador 03.....	139
Tabela 9.25: Cargas instaladas - Subestação 02 – Alimentador 02.....	140
Tabela 9.26: Cargas instaladas - Subestação 02 – Alimentador 02 – (continuação)..	141
Tabela 9.27: Cargas instaladas - Subestação 02 – Alimentador 04.....	142
Tabela 9.28: Estruturas Aéreas.....	143

Sumário

1.	Introdução	12
1.1	Revisão Bibliográfica.....	13
1.2	Objetivos da Dissertação	18
1.3	Organização da Dissertação	19
2	O Problema da Reconfiguração de Redes de Distribuição	20
2.1	Chaves de Manobra em Redes de Distribuição	23
2.1.1	Reconfiguração com Chaves Telecomandadas.....	29
2.2	Automação da Rede de Distribuição.....	32
2.3	Geração Distribuída em Redes de Distribuição	34
2.4	A Reconfiguração como um Problema de Otimização.....	39
2.4.1	Função Objetivo.....	40
2.4.2	Restrições	42
2.4.3	Métodos de Otimização.....	43
3	Simulated Annealing	48
3.1	Análise da Convergência	51
3.2	Critérios de Parada	53
4	Fluxo de Potência Trifásico.....	55
4.1	Modelagem Trifásica.....	55
4.2	Modelagem Linearizada	58
4.3	Fluxo de Potência Soma de Correntes	59
4.4	Modelagem dos componentes da rede.....	65
5	Metodologia Proposta	67
5.1	Etapas da Metodologia	69
5.1.1	Carga Inicial das Definições da Rede	69
5.1.2	Compilação das Definições e Geração das Estruturas de Trabalho	70
5.1.3	Execução do Procedimento de Otimização	72
5.1.4	Implementação do método <i>Simulated Annealing</i>	77
6	Resultados.....	82
6.1	Características do Sistema Exemplo	82
6.2	Avaliação 1	85
6.2.1	Comentários	88
6.3	Avaliação 2	89
6.3.1	Comentários	92
6.4	Avaliação 3	93
6.4.1	Comentários	99
6.5	Avaliação 4	100
6.5.1	Comentários	106
7	Conclusão.....	110
7.1	Trabalhos Futuros	111

8	Bibliografia	114
9	Anexos.....	120
A.	Sistema Exemplo.....	120
B.	Planta do Sistema Exemplo.....	144

1. Introdução

Durante os últimos anos, o setor elétrico brasileiro têm sido alvo de significativas mudanças nas regulamentações, com o objetivo de melhorar cada vez mais a qualidade, continuidade e confiabilidade do abastecimento de energia elétrica. Por outro lado, questões financeiras, limitadoras da capacidade de investimento das empresas, estão cada vez mais presentes no contexto dos projetos de planejamento de sistemas de energia. Como consequência, observa-se no atual cenário das empresas que atuam no setor de distribuição de energia elétrica uma crescente necessidade de uso de sistemas computacionais para apoio às atividades de planejamento e operação das suas redes. As atividades dos engenheiros e operadores de sistemas de distribuição de energia têm necessitado cada vez mais de ferramentas computacionais que garantam agilidade e flexibilidade no projeto e operação destas redes.

A continuidade do fornecimento de energia aos consumidores é fundamental para o bem estar da sociedade moderna. Entretanto, quando acontecem eventos que provocam o isolamento de partes do sistema para permitir a manutenção, a consequência é o desabastecimento de um certo número de consumidores. A alocação de chaves ao longo dos alimentadores de uma rede de distribuição é uma forma de atuar, em tempo de projeto, com o objetivo de maximizar as características de confiabilidade esperadas de um dado desenho de rede, quando colocado em operação. Em grandes redes de distribuição, a escolha do local ideal de instalação e a quantidade de chaves a serem instaladas, são atividades presentes durante o processo de planejamento. Posteriormente, em tempo de operação da rede, em função de uma dada situação de contingência, ou de necessidade de manutenção programada, a configuração das chaves de manobra instaladas na rede deve ser modificada com o objetivo de isolar o trecho sujeito à situação de contingência ou alvo da manutenção programada. Uma vez realizado este isolamento, pela característica radial

normalmente utilizada, trechos à jusante do isolado também deixam de ser atendidos. Desta forma, uma reconfiguração da rede pode ser executada visando a melhora de indicadores, tais como número de consumidores atendidos, nível de tensão fornecido, perda de energia nos condutores, balanceamento da carga entre alimentadores e outros.

Este trabalho propõe uma metodologia a ser utilizada em tempo de operação, para a identificação da configuração mais adequada para a rede de distribuição após uma situação de contingência ou necessidade de manutenção, que causem o isolamento de um trecho da rede. A configuração identificada visa o restabelecimento do serviço ao maior número possível de consumidores.

Para o desenvolvimento da metodologia proposta neste trabalho, foram analisadas diversas metodologias e técnicas desenvolvidas e publicadas em trabalhos que abordam o problema da reconfiguração de redes de distribuição. Algumas propostas feitas têm a abordagem de modelagem de um sistema monofásico. Algumas abordagens consideram o problema da reconfiguração da rede apenas para redução de perdas e melhoria do grau de desbalanceamento das fases e dos alimentadores da rede. Levando em conta as tendências e necessidades observadas nas redes de distribuição das concessionárias brasileiras, este trabalho visa contribuir com uma metodologia que considere redes de distribuição trifásicas, não balanceadas, com consumidores trifásicos, bifásicos e monofásicos e com a presença de geração distribuída instalada na rede.

1.1 Revisão Bibliográfica

O investimento em controle e automação no sistema elétrico nas últimas décadas pode ser observado como um dos importantes recursos utilizados pelas empresas para aumentar a eficiência e a qualidade dos serviços prestados. Na área de distribuição de energia, empresas que iniciaram a implementação de automação já estão tendo retorno, principalmente com melhorias na confiabilidade (NORTHCOTE-GREEN, J., 2007). Neste cenário, sistemas computacionais são implementados para o suporte a decisões no planejamento e na operação. Nesta última área, os principais

são: sistemas de minimização de perdas, sistemas de controle de tensão, sistemas de controle de reativos e os sistemas de localização, isolamento de faltas, e reconfiguração para restabelecimento de fornecimento.

No desenvolvimento de pesquisa na área do planejamento da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica, o tema da reconfiguração da rede de distribuição têm sido abordado com diversos enfoques, visando quatro grandes objetivos: a redução de perdas, o balanceamento da distribuição da carga, o suporte volt/var, e a reconfiguração da rede para restabelecimento de fornecimento em situações de contingência.

A reconfiguração da rede é tipicamente um problema de otimização combinatória. As primeiras propostas de abordar o problema utilizaram modelos elétricos simplificados, puramente resistivos, e foram abordadas utilizando procedimentos computacionais convencionais, implementando algoritmos de busca seqüencial em estruturas de dados encadeadas, modelando a topologia do sistema de distribuição (CASTRO, C. H., BUNCH, J. B., TOPKA, T. M. 1980). Uma metodologia de reconfiguração de redes de distribuição com o objetivo de melhoria dos índices de confiabilidade foi proposta utilizando algoritmo de busca completa, mediante a premissa de manutenção da estrutura radial com avaliação de alternativas de fechamento de uma chave normalmente aberta e a correspondente abertura de uma chave normalmente fechada à montante (BROWN, R.E. 2001). Estas propostas viabilizam a obtenção de resultados em cenários de pequeno e médio porte, porém apresentam problemas de escalabilidade. Devido a natureza combinatória do espaço de soluções, a sua utilização é inviável em situações reais de maior porte.

O problema da reconfiguração da rede também foi abordado utilizando métodos de otimização clássica, mais especificamente, programação linear inteira mista. Estas abordagens foram possíveis mediante a utilização de modelos elétricos resistivos simplificados que puderam ser utilizados em sistemas de distribuição de pequeno porte utilizados em embarcações navais. (BUTLER, K. L., SARMA, N. D. R., PRASAD, R. 2001). A programação não linear inteira mista foi utilizada em metodologia de reconfiguração com formulação trifásica adotando equacionamento não linear, utilizando o produto comercial LINGO. A metodologia produziu resultados de boa

qualidade, apesar de não encontrar solução em algumas situações com pelo menos uma solução conhecida. O método de otimização Branch-and-Bound não pode ser utilizado pelo fato do problema não ser convexo com a formulação feita para a função objetivo, o que inviabiliza a solução do problema linear obtido após a etapa de relaxação do método Branch-and-Bound. (KHUSHALANI, S., SOLANKI, J. M., SCHULTZ, N. N., 2007).

Com a pesquisa na área da Ciência da Computação referente à Inteligência Artificial, as primeiras utilizações dos chamados sistemas inteligentes começaram a ser feitas para a abordagem do tema da reconfiguração de redes de distribuição (LIN, C. C., LEE, S. J., VENKATA, S. S. 1988). A teoria de Redes Neurais utilizando Lógica Fuzzy, apesar da manutenção complexa, têm sido considerada uma estrutura bastante adequada para modelar o conhecimento de operadores experientes e os dados do problema de reconfiguração. Nesta abordagem o conhecimento e os dados são modelados como regras e fatos. (KUO, H. C., HSU, Y. Y. 1993) (HSU, Y. Y., KUO, H. C. 1994) (KIM, H., KO, Y., JUNG, K. H. 1993) (NAGATA, T., SASAKI, N. 2001).

Os recursos da área de Inteligência Artificial, a representação do conhecimento através de regras e os mecanismos de inferência, têm sido considerados orientados para problemas nos quais exista predominantemente uma abordagem qualitativa ao invés de quantitativa. Desta forma, tendo uma abordagem quantitativa e intermediária entre os procedimentos computacionais convencionais e a Inteligência Artificial, as técnicas de programação heurísticas começaram a ser propostas como método para abordar o problema da reconfiguração (MORELATO, A. L., MONTICELLI, A. 1989).

A grande maioria das metodologias propostas modela o sistema elétrico de distribuição com simplificações, objetivando reduzir a complexidade e obtenção de um modelo linear. As principais simplificações feitas são a redução da rede a um modelo monofásico, e a consideração de que os condutores e as cargas são puramente resistivos. No caso de redes de distribuição, tais simplificações normalmente deixam o modelo distante da realidade. Uma metodologia para reconfiguração de redes de distribuição trifásicas, com abordagem restrita ao objetivo de redução de perdas foi proposta utilizando como método de otimização a técnica de programação heurística *Simulated Annealing* (ZIMMERMAN, R. D. 1992). Uma proposta de metodologia para

reconfiguração de redes de distribuição monofásica, com abordagem restrita ao objetivo de redução de perdas, foi feita utilizando uma extensão da técnica de programação heurística *Simulated Annealing*, conhecida como *Genetic Simulated Annealing* ou *Parallel Simulated Annealing* (ZHIGANG, M. 2008).

As iniciativas de pesquisas na área da programação heurística têm sido bastante numerosas, com uma também numerosa quantidade de métodos e suas variantes, tais como Busca Tabú, *simulated annealing*, algoritmos evolucionários, *particle swarm optimization*, e outros. A grande atividade neste cenário têm sido bastante alimentada pela evolução nos recursos computacionais, tais como computação paralela e computação distribuída. Um estudo comparativo entre técnicas de programação heurística aplicadas ao problema da reconfiguração de redes de distribuição foi desenvolvido na referência (TOUNE, S., FUDO, H., GENJI, T., FUKUYAMA, Y. 2002). Foram implementadas e comparadas, de maneira qualitativa e quantitativa, as técnicas: Algoritmo Genético, *Parallel Simulated Annealing* e Busca Tabú.

Uma metodologia para solução do problema da reconfiguração de redes de distribuição é utilizada com mais freqüência em situações de emergência, situações onde existem consumidores não atendidos. Desta forma, a metodologia deve oferecer soluções de boa qualidade, em um curto intervalo de tempo. O problema da reconfiguração de redes de distribuição é classificado na literatura um problema NP-Completo. Na Ciência da Computação, é classificado como NP-Completo todo problema para o qual, qualquer solução pode ser verificada em um tempo polinomial (FRANCO 1997). Em estudos comparativos da aplicação de métodos heurísticos em modelagens deste tipo de problema (TOUNE, S. 2002), foi identificado um melhor desempenho e escalabilidade do método Busca Tabú.

Uma deficiência característica e comum a praticamente todos os métodos de otimização de natureza heurística é a necessidade de avaliações iniciais para identificação e ajuste da configuração de parâmetros do método, de maneira a adequá-los às particularidades de cada tipo de problema. Em muitas situações tais ajustes são feitos de maneira empírica. Pesquisas têm sido feitas de maneira a utilizar o princípio da auto-adaptação para procedimentos de otimização heurística. Com esta abordagem, o ajuste dos parâmetros do método de otimização deixa de ser feito estaticamente

antes da utilização do método, e passa a ocorrer continuamente, de maneira dinâmica, durante a execução, mediante o uso de mecanismos de retroalimentação para ajuste dos parâmetros. (FESCIOGLU-UNVER, N., KOKAR, M. M. 2008)

Utilizando a conceituação estocástica de cadeias de Markov finitas homogêneas, foi provado que um algoritmo genético não têm convergência garantida de forma independente da população inicial. Utilizando a mesma argumentação é provado que um algoritmo *Simulated Annealing* têm convergência garantida de forma independente da solução de inicialização (RUDOLPH, G. 1994).

Uma tendência observada no mercado de distribuição de energia é o uso de Recursos de Energia Distribuída – DER, em especial, a utilização de Geração Distribuída. A principal característica e motivação para o uso destes recursos é o fornecimento de energia próximo às cargas. Com isto, índices de disponibilidade podem ser melhorados, perdas na rede podem ser reduzidas e o controle de tensão na rede pode ser otimizado. Este novo cenário esperado necessita de pesquisas no sentido de adaptar antigas técnicas de operação, controle, proteção e medição, propondo melhorias, assim como novas técnicas que levem em conta inclusive a possibilidade de operação ilhada destas fontes de energia (THATTE, A. A., ILIC, M. D. 2006).

Técnicas de controle e proteção de redes de distribuição que utilizam recursos de Geração Distribuída têm sido exploradas na literatura (JAVADIAN, S. A. M., HAGHIFAM, M. R. 2008). Alterações nas estratégias de proteção comumente utilizadas em redes de distribuição têm sido propostas, contemplando o isolamento de blocos em situação de falta, blocos com Geração Distribuída e operação ilhada de blocos alimentados por Geração Distribuída. Além disto, mudanças nos procedimentos de proteção devem ser implementados para permitir a realização de reconfiguração da rede que viabilize o restabelecimento do fornecimento de energia a blocos interrompidos após o isolamento de um bloco em situação de falta. (TAMIZKAR, R., JAVADIAN, S. A. M., HAGHIFAM, M. R. 2009).

1.2 Objetivos da Dissertação

Neste trabalho é feita uma revisão bibliográfica sobre o problema da reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica. É proposta uma metodologia para identificar, em tempo de operação de um sistema de distribuição de energia elétrica, a topologia mais adequada para utilização quando este estiver submetido à contingências. Entende-se por contingências, situações planejadas ou não planejadas em que um ou mais trechos da rede estejam isolados temporariamente. A configuração proposta visa o restabelecimento do serviço a consumidores que tiveram o fornecimento de energia elétrica interrompido. A metodologia considera a presença de geração distribuída e têm uma formulação trifásica e desbalanceada para a rede de distribuição e para as cargas. O modelo da topologia identificada deve considerar a configuração ótima das chaves de manobra quando submetida a uma determinada função objetivo, e a restrições de operação.

A metodologia proposta visa a solução de um problema conhecido por Reconfiguração de Rede de Distribuição de Energia Elétrica. Este é um problema de otimização que, devido à modelagem de Rede de Distribuição que será adotada, será um caso de otimização não linear inteira mista.

Também faz parte do objetivo deste trabalho o desenvolvimento de um protótipo de módulos de software que permitam o teste da metodologia proposta e análise dos resultados obtidos. É proposto no trabalho um sistema exemplo hipotético, mas com tamanho e características similares aos encontrados na realidade, constituído de uma rede de distribuição urbana, que fornece energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais. Como uma das atividades da análise dos resultados, a qualidade destes será comparada, sempre que possível, com resultados obtidos a partir da busca completa no espaço de soluções.

1.3 Organização da Dissertação

O trabalho é composto por sete capítulos, os quais são descritos brevemente a seguir, sendo o primeiro introdutório, onde são apresentados os objetivos, motivações e revisão bibliográfica relacionada com esta dissertação.

No segundo capítulo é apresentada o problema da reconfiguração de redes de distribuição, a fundamentação teórica e as características das redes relevantes para este assunto. As motivações e funcionalidades do uso de geração distribuída são apresentadas, assim como sua influência no problema da reconfiguração de redes de distribuição. Finalmente o problema é caracterizado como um problema de otimização.

No terceiro capítulo, é apresentada a formulação geral do método de otimização *Simulated Annealing*, o seu embasamento matemático e as considerações gerais para sua utilização em problemas de otimização combinatória.

No quarto capítulo é feita uma avaliação das alternativas de procedimento para cálculo do fluxo de potência.

No quinto capítulo é apresentada a metodologia proposta neste trabalho para o problema da reconfiguração e a estrutura geral do sistema computacional desenvolvido.

No sexto capítulo, apresentam-se os resultados obtidos tanto para as situações simplificadas como para o problema completo.

Finalmente, no sétimo capítulo, são apresentadas as conclusões e sugestões de possíveis trabalhos futuros relacionados.

2 O Problema da Reconfiguração de Redes de Distribuição

A melhoria da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica entregue aos consumidores é uma meta permanente das concessionárias, seja para o atingimento de objetivos próprios de satisfação dos clientes, seja pela definição e cobrança de indicadores por parte da agência de regulamentação deste serviço. A qualidade do fornecimento de energia elétrica é fundamental, tanto para consumidores residenciais, que dependem deste fornecimento para suas necessidades básicas e conforto, assim como para consumidores comerciais e industriais, cuja produção e realização de receita de capital está cada vez mais associada à confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Conflitando com os objetivos de qualidade do serviço prestado, situações de manutenção preventiva programada e corretiva não programada, são necessárias na infraestrutura de equipamentos e materiais de uma rede de distribuição. Outra realidade inevitável é que o crescimento da demanda provoca necessidades de expansão da infraestrutura e, conseqüentemente, obras. O recurso utilizado para viabilizar a execução de manutenções em geral na rede é a execução de procedimentos de reconfiguração da topologia da rede. (BILLINTON, R., ALLAN, R. N., 1996).

Considerando o aspecto da topologia da rede, podemos construir um conjunto de três estados operativos, baseados nas referências (DY LIACCO, T. 1967) e (DY LIACCO, T. 1974) para representar as condições de operação de uma rede de distribuição, Figura 2.1:

1. Estado Normal: Neste estado, a topologia da rede está configurada na sua situação regular de uso e todos os consumidores estão sendo atendidos. Em função do carregamento do sistema, procedimentos de controle, como controle do nível de tensão e controle do fluxo de reativos,

podem agir sobre o sistema ao longo do tempo, mantendo-o no estado topológico normal;

2. Estado de Emergência: A rede está em estado de emergência, quando algum evento do tipo falta ou curto-circuito ocorre em algum alimentador. Os limites operativos do sistema são violados e algum procedimento de proteção é iniciado;
3. Estado de Reconfiguração: A rede está em estado de reconfiguração, quando a topologia da rede foi alterada. Esta alteração pode ter sido provocada pela atuação de dispositivos de proteção ou por manobras.

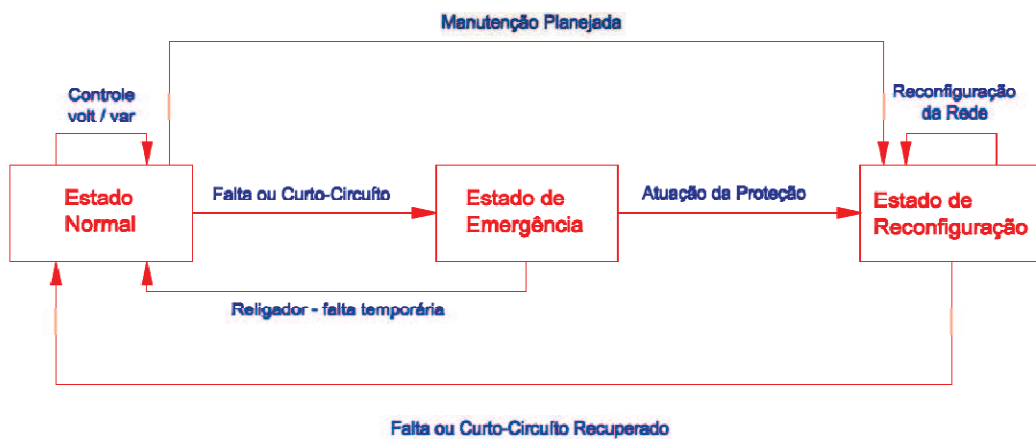


Figura 2.1 – Estados operativos da topologia de uma rede de distribuição.

Em um evento de contingência na rede de distribuição, seja por uma falta ou necessidade de manutenção programada, o procedimento de reconfiguração que caracteriza o problema abordado neste trabalho é executado pelas seguintes operações na rede:

1. identificação do local do evento de contingência;
2. execução do isolamento, à montante e à jusante, do menor trecho do alimentador que contenha o local identificado na operação 1. O isolamento é feito mediante a abertura de chaves de manobra;
3. identificação de possibilidades de mudança na topologia da rede, mediante mudança em outras chaves de manobra, tais que os

indicadores de qualidade da rede sejam melhorados, comparando com a situação atual, posterior a isolação realizada na operação 2.

4. realização da manutenção;
5. retorno à topologia normal de operação da rede.

O problema objeto da metodologia proposta neste trabalho consiste na obtenção de um plano de manobras das chaves existentes na rede que permita executar a reconfiguração em uma situação de contingência ou para uma manutenção programada.

A reconfiguração da rede em situações de contingência, conforme caracterização feita anteriormente, pode ser abordada em duas etapas: o isolamento da parte da rede onde está localizado o evento de contingência, e o processo de obtenção de uma configuração otimizada que será utilizada durante a manutenção da parte da rede que foi isolada.

O isolamento elétrico do local do evento de contingência é um problema de mapeamento da topologia da rede para identificação das chaves de manobra imediatamente à montante e à jusante deste ponto.

A segunda etapa, identificação de uma configuração otimizada a ser adotada durante a fase em que a rede estiver em manutenção, é um problema de otimização. Considerando que consumidores situados à jusante da área da rede que foi isolada podem ter ficado não energizados, busca-se restabelecer o fornecimento de energia, no menor espaço de tempo possível, à maior quantidade possível destes consumidores, atendidas determinadas condições de segurança e qualidade de serviço.

Considerando que situações como esta são de caráter temporário, tendo uma duração de tempo suficiente para a execução de um procedimento de manutenção, normalmente são toleradas condições de operação onde certos limites da rede são relaxados. Dentre estes limites, podemos citar a tensão dos nós e o carregamento de transformadores e condutores.

A questão da rapidez no restabelecimento do fornecimento está diretamente relacionada a complexidade da manobra proposta. Quanto maior o número de chaves a serem manobradas mediante deslocamento de equipes de manutenção, maior o

tempo e os custos operacionais. Com a crescente adoção de soluções utilizando chaves comandadas remotamente via infraestrutura de telecomunicação, a questão do número de chaves a serem manobradas se torna menos crítica. Manobras com um número maior de chaves, que viabilizem uma configuração melhor, que na situação atual são infactíveis, poderão ser consideradas adequadas diante de uma nova realidade.

2.1 Chaves de Manobra em Redes de Distribuição

Dispositivo de chaveamento/seccionamento é um termo genérico que engloba dispositivos e acessórios associados com a conexão e desconexão de circuitos em sistemas de energia. De uma maneira geral, nas atividades de operação de uma rede de distribuição, estes dispositivos são utilizados para reconfigurações da topologia da rede. Estas reconfigurações da rede são necessárias em situações de falta, para a execução de manutenções preventivas e para execução de manutenções corretivas. Os seguintes dispositivos de chaveamento/seccionamento são de uso geral no âmbito da indústria de distribuição de energia elétrica. (Willis, H. L. 2004).

O Disjuntor é um dispositivo capaz de estabelecer conexão, desconectar, conduzir corrente, interromper corrente em situações normais e em algumas situações anormais como é o caso de curto-circuito. Os disjuntores são um dos componentes do sistema de proteção de uma rede. São instalados acompanhados dos relés respectivos, que são os elementos responsáveis pela detecção das correntes e tensões elétricas do circuito que, após analisadas de acordo com ajustes prévios, podem enviar ou não uma sinalização de comando para o disjuntor. Um disjuntor instalado sem relés transforma-se apenas em uma chave de manobra, contudo, os disjuntores possuem a capacidade de interromper valores de corrente de defeito elevadas.

O religador é um disjuntor equipado com relés que permitem a configuração de um padrão de aberturas e fechamentos levando em consideração correntes de

curtocircuito em um alimentador de uma rede de distribuição. Normalmente, a capacidade de interrupção de corrente do religador é inferior à do disjuntor.

O relé do religador, ao identificar a ocorrência de uma corrente anormal no alimentador envia um sinal ao disjuntor para que seja efetuada a abertura dos contatos principais. Após um intervalo de tempo, chamado de tempo de religamento, de forma automática o relé envia um outro sinal para o disjuntor fechar os contatos principais, reenergizando o alimentador. Caso a corrente de falta persista, o religador inicia um novo ciclo de religamento, onde é efetuada uma abertura e um fechamentos. O número máximo de ciclos de religamento e o intervalo de tempo desta manobra dependem de programação prévia que considera a condição de serviço prevista na estratégia de proteção.

O objetivo desta configuração é fazer com que situações de curto-circuito temporárias, que ocorrem com maior frequência, não causem interrupção permanente nos consumidores abastecidos pelo alimentador.

O usual dos religadores disponíveis comercialmente é permitir a configuração de até quatro operações em um ciclo de religamento, possibilitando a definição da duração das operações como, por exemplo, uma operação rápida e três retardadas, ou, duas operações rápidas e duas retardadas, etc.

Os religadores podem ser utilizados tanto na subestação, no início do alimentador, quanto em diferentes pontos do alimentador, ao longo da extensão da rede de distribuição.

No início de todo alimentador, após a derivação do barramento da subestação, é necessária a utilização de uma solução de proteção, como um disjuntor comandado por relés de sobrecorrente. O religador substitui esta solução de proteção. Este nada mais é do que um dispositivo onde as funções de disjuntor, relés de sobrecorrente e relé com a função de religação estão embutidas em uma única solução.

Existem situações nas quais podem ser adotados religadores instalados em postes ao longo da rede de distribuição. A principal situação é quando o alimentador é muito extenso e a corrente de curto-circuito, a partir de uma determinada distância, não têm valor expressivo para sensibilizar a proteção no início do alimentador. Também é utilizado religador ao longo da rede em situações de ramais do alimentador que atendem cargas relevantes.

O Seccionalizador é uma chave de proteção utilizada em redes aéreas de distribuição que têm a finalidade de seccionar um trecho do alimentador quando ocorre uma falta à jusante da sua localização e cuja interrupção é feita por um religador situado à montante.

A função de proteção feita pelo seccionalizador é bastante simples. Cada vez que o religador à montante efetua uma abertura, interrompendo uma corrente de falta, o seccionalizador registra esta interrupção em um contador. Ao ser atingido um número de contagem previamente ajustado, dentro de um intervalo de tempo (tempo de rearme), o seccionalizador abre seus contatos, sempre com o circuito desenergizado pelo religador à montante, isolando o trecho defeituoso sob sua proteção, fazendo com que no próximo fechamento do religador, o trecho com falta esteja isolado.

Um dos parâmetros de ajuste dos seccionalizadores é o tempo de rearme, que é o tempo necessário para o circuito de controle apagar as contagens efetuadas e voltar a condição inicial. Normalmente este tempo é configurado entre 5 e 240s.

O seccionalizador não têm uma capacidade de interrupção de curto-circuito, sua função de seccionamento é executada após a interrupção da falta realizada pelo equipamento de proteção à montante, comandado por relés com as funções 50, 51 e 79.

Para que os seccionalizadores funcionem adequadamente, eles devem ser ajustados levando em consideração a configuração do equipamento de proteção à montante, normalmente um religador. Devem ser ajustadas correntes de acionamento, contador de aberturas antes que o seccionalizador efetue o bloqueio e tempo de rearme para que o seccionalizador apague sua memória de contagens efetuadas.

Uma chave é um dispositivo de seccionamento capaz de estabelecer conexão, desconectar, conduzir corrente, interromper corrente em situações normais assim como em situações especificadas de sobrecarga. Uma chave têm a finalidade de seccionar definitivamente um trecho do alimentador, quando ocorre um defeito à jusante de seu local de instalação e cuja interrupção é feita por equipamento de retaguarda. A chave não precisa ter uma capacidade de interrupção compatível com o nível de curto-circuito trifásico do ponto de sua instalação.

Chaves seccionadoras motorizadas, com recursos para operação remota ou via procedimentos de automatização pré-configurados, montadas em postes, foram

desenvolvidas para melhorar o desempenho do chaveamento requerido por procedimentos de controle e automação em redes aéreas de distribuição de energia elétrica. As infraestruturas de distribuição aéreas são as que apresentam maiores índices de eventos de falha. (NORTHCOTE-GREEN, J. 2007).

Duas características funcionais encontradas nas chaves de manobra as tornam o equipamento fundamental em um processo de reconfiguração automatizado de redes de distribuição:

- capacidade de manobra com carga;
- capacidade de operação telecomandada.

Para operação com carga, de uma maneira geral, os dispositivos de chaveamento/seccionamento dependem de um método de interrupção de corrente. Quanto mais alta a corrente, maior a dependência de um método eficiente de extinção de arco elétrico. Métodos mais antigos que dependem de óleo ou ar para extinção de arco são usados em tensões baixas com câmaras especiais para estender o arco além da distancia de condução. Isto necessita de um maior espaço e, com o espaço se tornando um recurso crítico, novos métodos de interrupção passaram a ser empregados.

O gás SF₆ têm sido utilizado atualmente tanto como meio para interrupção de arco quanto para isolamento de barramentos. Este gás têm mostrado grande eficiência como solução para projetos que envolvem premissas de redução de espaço físico necessário. Em aplicações externas, esta solução têm sido usada para chaves montadas em postes, apresentando alta confiabilidade, podendo operar em situações climáticas extremas, exigindo pouca manutenção. Somente a distância entre os contatos abertos da chave, em muitos projetos, já é suficiente para oferecer um ponto de isolamento adequado. A câmara de extinção de arco deve ser selada e livre de contaminação. Qualquer vazamento deve ser detectado, pois perda de pressão reduzirá as capacidades de interrupção. A possibilidade de vazamento, mesmo que pequena, é uma grande preocupação na área ambiental, pois o SF₆ é um gás que colabora para o efeito estufa e os produtos gerados pela quebra da molécula SF₆ são carcinogênicos. Em alguns países, o uso de chaves isoladas com SF₆ em ambiente externo não é permitido por legislação ambiental.

O método de interrupção utilizando vácuo têm tido uso comercial desde a década de 50. As vantagens mais significativas desta tecnologia de isolamento em chaves é a alta taxa de chaveamento, a necessidade de manutenção extremamente reduzida e a durabilidade. Atualmente, chaves a vácuo com relação custo-benefício muito favorável são encontradas para aplicações de 600V a 38kV, com capacidade de interrupção de corrente de até 80 kA. Interruptores a vácuo oferecem alta confiabilidade e durabilidade.

O crescente uso de procedimentos de controle atuando de forma remota têm mostrado que chaves tradicionais isoladas a ar podem não ser tão confiáveis em condições ambientais adversas tais como em climas extremamente frios.

Com a tecnologia atual nesta área, as partes móveis das chaves são encapsuladas em um alojamento selado de aço inoxidável preenchido com gás SF₆. São utilizados sensores de densidade de gás com compensação de temperatura com dispositivo de bloqueio da chave em situações de pressão baixa, com o objetivo de garantir que qualquer vazamento possa ser detectado e de que uma operação com segurança possa ser garantida. O gás é utilizado tanto para isolação quanto como método de extinção de arco. Atuadores motorizados são montados ao lado do gabinete da chave ou em gabinetes no nível do solo, fixados ao poste. Estes atuadores são acionados por interface conectada a um módulo de comunicação para acionamento à distância. As soluções disponíveis no mercado operam mesmo nas condições de linha sem alimentação, com retardos de até 0,5 segundo. Funcionalidades de medição podem ser instaladas, utilizando transformadores de corrente integrados às buchas da chave e transformadores de potencial individuais montados no poste.

As chaves seccionadoras motorizadas, com recursos para operação remota ou via procedimentos de automatização pré-configurados, disponíveis comercialmente, permitem uma implementação em etapas. Em um primeiro momento, a partir de uma avaliação que identifique a quantidade e a localização que maximize os indicadores de melhoria, as chaves são instaladas com configuração para operação automatizada de forma coordenada com a atuação dos mecanismos de proteção existentes. Em um segundo momento, fazendo uso de recursos de comunicação, o controle e operação destas chaves são integrados ao sistema de automação da subestação, sistema de

automação da rede de distribuição (Centro de Operações) e sistema de gerência da rede de distribuição (Centro de Operações).

A disponibilidade de um canal de comunicação é uma característica de vital importância para a automação da operação de uma rede de distribuição utilizando chaves. Canais de comunicação têm sido usados há bastante tempo pelas concessionárias de energia, e diferentes meios físicos têm sido utilizados para transmitir sinais, tais como circuitos de par de fios metálicos, enlaces de radio, fibras ópticas e ligações via satélite. Os principais meios de comunicação utilizados pelas distribuidoras de energia elétrica para fins de suporte a procedimentos de automação da operação de redes de distribuição são: fibra óptica, canal de dados de operadora de comunicação, canal de dados de telefonia celular e enlace de rádio frequência.

As diversas tecnologias de comunicação disponíveis como recurso para o comando remoto de chaves em redes de distribuição, podem ser analisadas utilizando o modelo OSI – Open System Interconnection da ISO – International Organization for Standardization. Segundo este modelo, uma tecnologia de comunicação de dados pode ser dividida em sete camadas lógicas. As camadas são: camada física, camada de enlace, camada de rede, camada de transporte, camada de sessão, camada de apresentação e camada de aplicação.

A camada física do modelo OSI descreve os meios físicos de comunicação utilizados para o transporte das mensagens entre o centro de operação e as chaves. Nestas definições são abordados tanto o meio de transporte propriamente dito, assim como conectores, níveis de tensão utilizados para sinalização, frequências, etc.

As Interfaces físicas de conexão mais utilizadas em chaves pelos fabricantes são as interfaces seriais RS-232 e RS-485. Ultimamente a interface de rede local Ethernet vem tendo um grau de adoção mais alto devido a grande proliferação de dispositivos de comunicação que adotam esta solução.

As seis últimas camadas se referem a protocolos de comunicação. Estes protocolos são responsáveis por atribuir um endereço para cada chave a ser comandada, pelo formato das mensagens ou comandos que serão enviados, pelo formato das respostas sinalizando o estado da chave, pelos procedimentos para tratamento de erros de comunicação e outros. De uma maneira simples podemos dizer que os protocolos de comunicação são a “linguagem” utilizada pelos sistemas de

tecnologia da informação utilizados no centro de operações para remotamente executar operações nas chaves da rede de distribuição. Alguns formatos já são padronizados pela indústria, enquanto outros são específicos de cada fabricante e do modelo da chave em questão.

Dentre os protocolos de comunicação que não são específicos de um fabricante podemos citar o MODBUS, DNP 3.0, UCA 2.0 e o IEC 60870-5-101.

2.1.1 Reconfiguração com Chaves Telecomandadas

Esta é a maneira de configuração de alimentadores de distribuição que mais recursos oferece para a automação da operação de reconfiguração para restabelecimento de serviço com objetivo de melhoria dos indicadores de confiabilidade.

Sistemas de distribuição normalmente são operados com os alimentadores configurados de forma radial. Nesta modalidade de configuração, cada alimentador é formado por um conjunto de blocos ou seções de carga delimitados por chaves de seccionamento normalmente fechadas instaladas ao longo dos alimentadores, e por chaves normalmente abertas, nas extremidades dos alimentadores, viabilizando a configuração de caminhos alternativos. Um curto-circuito em um alimentador com esta configuração provoca a atuação do disjuntor do alimentador. Após a falta ter sido detectada, as chaves de seccionamento relevantes podem ser abertas para isolamento do trecho com falta, após isto, com o fechamento do disjuntor, é restabelecido o fornecimento de energia aos consumidores situados à montante do trecho isolado. Utilizando chaves normalmente abertas, é possível o restabelecimento do serviço de consumidores situados à jusante do trecho isolado, mediante o fechamento destas, usando como fonte de energia outro trecho do próprio alimentador, ou um outro alimentador. .

As operações descritas acima podem ser comandadas remotamente no Centro de Operações quando um esquema automatizado é empregado na rede de distribuição. Neste caso, a detecção da falta, isolamento e o serviço de restabelecimento podem ser executados seqüencialmente e automaticamente,

comandados por um operador ou por um equipamento de automação instalado na rede, de tal forma que o tempo médio de indisponibilidade de serviço para os consumidores é reduzido significativamente.

O procedimento acima será descrito de maneira mais detalhada utilizando o sistema apresentado na Figura 2.2.

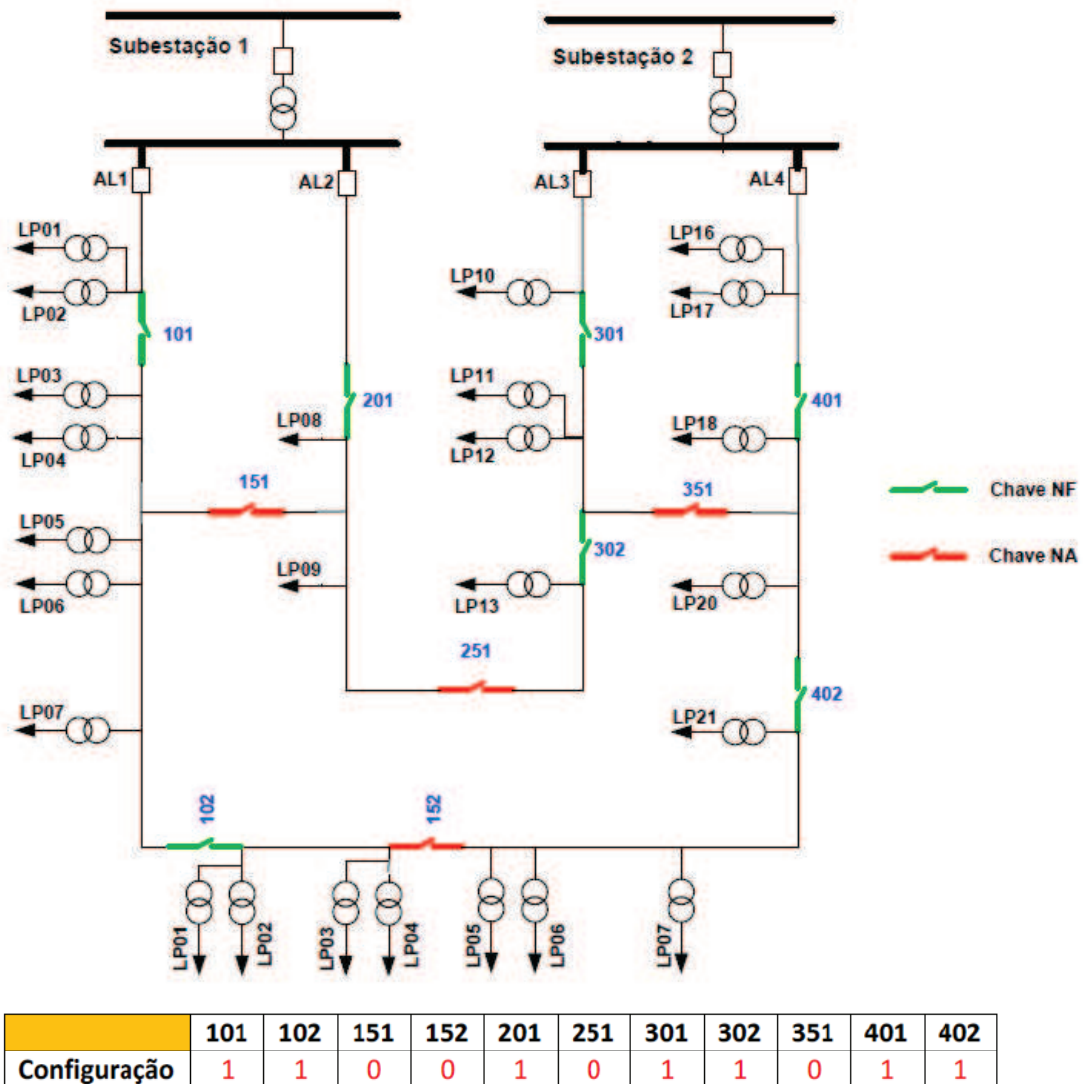


Figura 2.2 – Exemplo de configuração de alimentador com chaves telecomandadas.

Na Figura 2.2 é apresentada a estrutura genérica de uma rede composta por duas subestações, cada uma com dois alimentadores, fornecendo energia para consumidores distribuídos em uma região. Fisicamente a rede é formada por dois

anéis, um entre o alimentador 01 e o alimentador 04, e o outro entre o alimentador 02 e o alimentador 03, porém, com a configuração de chaves que está estabelecida, a rede é operada de maneira radial.

Na hipótese de um curto-circuito permanente no trecho localizado entre a subestação 02 e a chave 401, o sistema de proteção atua, neste caso com a abertura do disjuntor do alimentador 04. Nesta situação, os consumidores caracterizados com LP05, LP06, LP07, LP16, LP17, LP18, LP20 e LP21 ficam sem fornecimento de energia elétrica.

Um procedimento de reconfiguração da topologia da rede, mediante mudança na configuração das chaves pode criar uma nova situação que seja considerada melhor sob o ponto de vista de atendimento de consumidores, por exemplo. Neste caso, uma opção seria a abertura da chave 401 para efetivar o isolamento do trecho com problema, e o fechamento da chave 152, que viabiliza que os consumidores situados à jusante do trecho isolado possam ser atendidos a partir do alimentador 01. Observa-se que na nova configuração a rede continua sendo operada de maneira radial, a diferença é que os consumidores caracterizados como LP05, LP06, LP07, LP20 e LP21 têm seu fornecimento de energia restabelecido.

Com uma observação mais detalhada da rede pode ser visto que a reconfiguração que foi descrita acima não é a única opção existente. Resultado equivalente pode ser alcançado utilizando a chave 351 em substituição a chave 152. Neste caso os mesmos consumidores têm seu serviço restabelecido, porém a partir do alimentador 03 da mesma subestação. A escolha de qual das configurações possíveis será adotada caracteriza um processo de otimização, onde o desempenho de cada uma das opções é medido segundo um critério pré-definido, e a configuração que tenha o melhor mérito segundo este critério será adotada. A metodologia proposta neste trabalho objetiva esta escolha.

2.2 Automação da Rede de Distribuição

A automação de uma rede de distribuição de energia elétrica, no seu sentido mais amplo, engloba todos os procedimentos relacionados ao uso da lógica de automação e de ferramentas de software para a tomada de decisões e execução de intervenções no sistema como um todo.

O conceito de automação de uma rede de distribuição de energia elétrica, atualmente, está sendo abordado em duas grandes áreas:

- Sistema de Gerenciamento da Distribuição – DMS – *Distribution Management System*
- Sistema de Automação da Distribuição – DA – *Distribution Automation System*

O DMS – *Distribution Management System*, têm como foco os sistemas de informação disponibilizados à sala de controle de uma distribuidora, ele centraliza as informações e os controles necessários à gerencia da rede de uma maneira regular e diária. O DMS oferece ao operador do sistema funções para monitoria e tomada de decisões, que garantam a segurança, a integridade e a eficiência do sistema. O núcleo de um DMS é composto por todas as bases de dados onde estão modeladas todas as estruturas da rede, e por todos os sistemas de informações que carregam e mantêm atualizadas estas bases. Além disto, ferramentas para interface com o operador, viabilizando acesso intuitivo e eficiente, complementam o escopo esperado do DMS. A infraestrutura de suporte básica de um DMS é o SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition, que é uma camada de protocolos, estruturas de dados e módulos de software que permitem a monitoria e supervisão dos equipamentos da rede de distribuição.

O DA – *Distribution Automation System*, é um dos módulos do DMS. Neste módulo estão considerados todos os equipamentos que podem ser controlados remotamente e a infraestrutura de comunicação que permite acesso a estes equipamentos.

Dentro do cenário da automação da distribuição, o crescente uso de Geração Distribuída, os recursos de comunicação, os recursos de medição automática-

Automatic Metering Reading estão caracterizando uma nova abordagem de redes de distribuição chamada *SmartGrids*.

A utilização da automação em redes de distribuição normalmente têm sido feita em duas grandes etapas:

- Automação das Subestações da rede

A automação da subestação têm sido o ponto de partida de todas as iniciativas. Recursos de comunicação são utilizados para permitir que o sistema SCADA colete informações e interaja com disjuntores e relés de proteção localizados na subestação, ou com equipamentos intermediários, conhecidos como unidades terminais remotas-RTU. Estas unidades, viabilizam a concentração das funções de gerência de um grupo, ou de todos os equipamentos da subestações em uma unidade remotamente instalada na subestação, que é acessada pelo sistema SCADA localizado no centro de operações.

- Automação do alimentador – chaves de manobra

É a evolução dos processo de automação implantados na subestação. Projetos nesta área estão começando a surgir, mas ainda não é observada uma tendência geral de uso. Normalmente a implantação deste tipo de projeto ainda está associada a investimentos específicos de melhoria ou de atingimento de metas acordadas com órgãos de regulamentação e fiscalização.

Uma das funções conceitualmente atribuídas a um DMS é a simulação e execução de manobras para a reconfiguração da rede de forma automatizada. A metodologia proposta neste trabalho visa definir os procedimentos que irão compor esta função.

2.3 Geração Distribuída em Redes de Distribuição

Conforme o Glossário de Termos Técnicos do PRODIST publicado pela ANEEL, Geração Distribuída é definida como geração de energia elétrica de qualquer potência, conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachada, ou não, pelo Operador Nacional do Sistema – ONS. A Lei 10.848/046 menciona a Geração Distribuída como uma das possíveis fontes de geração de energia. O detalhamento do Decreto 5.163/047 que regulamenta a comercialização de energia elétrica, formaliza esta opção no mercado de energia.

Geração Distribuída, no contexto deste trabalho, é considerada a geração ou armazenamento de energia elétrica, conectados ao sistema de energia no nível de distribuição, tanto em tensão primária quanto em tensão secundária, em pontos situados ao longo dos alimentadores de uma rede de distribuição, normalmente nas instalações de consumidores. A fonte de energia usualmente é diesel, gás, células fotovoltaicas, células combustível, vento, biomassa e hidráulica (pequenas centrais hidroelétricas).

O uso de geração distribuída têm aumentado desde o início deste século. Esta tecnologia têm evoluído, e o seu impacto nos sistemas de distribuição de energia têm se mostrado tanto uma oportunidade quanto um grande desafio. O uso de geração distribuída pode trazer benefícios econômicos, sociais e ambientais.

A opção pelo uso de geração distribuída está sendo uma realidade na maioria dos países, e está sendo favorecida por iniciativas de:

- tirar proveito da relação custo/benefício favorável de novas tecnologias de pequenos geradores;
- reduzir a dependência de combustíveis baseados no carbono;
- incrementar o uso de fontes renováveis de energia que minimizem a emissão de gás carbônico;

- fazer frente ao aumento de demanda por energia elétrica confiável, gerada de maneira eficiente e com custo/benefício favorável;
- implantar modelo de mercado de energia desregulamentado.

Os sistemas de distribuição de energia sofrem um impacto muito grande com a utilização destas fontes de geração distribuída interconectadas diretamente na rede. Os sistemas de distribuição, de uma maneira quase que geral, sempre foram planejados e operados com uma topologia radial, possuem uma filosofia de proteção baseada neste tipo de topologia, e normalmente não têm recursos para operação e gerência de unidades de geração. A reconfiguração da rede para restabelecimento do fornecimento de energia também é afetada, principalmente em situações onde um trecho da rede que possui geração distribuída fica isolado. Esta situação, conhecida como formação de uma ilha, quando planejada, permite que um número maior de consumidores possa ser atendido durante o processo de reconfiguração.

Benefícios da Geração Distribuída para o Consumidor

Um consumidor pode ter como apelo para a utilização de Geração Distribuída a redução no custo e o aumento da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Esta redução de custo pode vir tanto da redução da demanda de pico contratada quanto da quantidade de energia consumida que é comprada da distribuidora. Este benefício em potencial precisa de uma avaliação financeira, levando em consideração os planos tarifários da distribuidora e as respectivas formas de contratação.

Além de potenciais benefícios financeiros diretos, benefícios indiretos advindos da possível maior confiabilidade e menor quantidade de interrupções no fornecimento de energia precisam ser quantificados e considerados.

Um tipo de Geração Distribuída que está tendo um aumento significativo de utilização é chamado de co-geração, trigeração ou geração combinada calor e energia elétrica (*CHP – Combined Heat and Power System*). Com este tipo de tecnologia, a partir de uma fonte de energia primária, obtém-se simultaneamente energia elétrica, calor e frio. A energia térmica é usualmente obtida para o atendimento de necessidades de água quente, aplicações com necessidade de vapor em baixa

pressão e necessidades de refrigeração. Com este tipo de solução um benefício adicional para o consumidor é realizado, o aumento da eficiência ou melhoria na relação custo/benefício da contratação de energia primária. Para consumidores que têm grande necessidade de água quente e refrigeração, como hotéis e hospitais, sistemas de co-geração, onde existe recuperação do calor, podem ter um retorno financeiro bastante superior a uma solução convencional de geração distribuída.

Custos da Geração Distribuída para o Consumidor

Para o consumidor, as principais desvantagens da adoção de Geração Distribuída são as necessidades de investimento e de custeio para manutenção, e a possível necessidade de investimento em capacitação técnica em uma área fora do seu negócio.

O custo fixo para o consumidor é investimento necessário para a instalação. Isto inclui os custos de equipamentos e materiais propriamente ditos, assim como toda e qualquer modificação necessária no prédio que vai hospedar a infraestrutura. Existem custos de capacitação de recursos humanos e ferramentas para a integração da solução nos processos de gerência e monitoria da instalação do consumidor.

Um primeiro custo variável que faz parte do custeio mensal da solução de geração distribuída é a manutenção e operação. Este custo pode ser de contratação de terceiros ou custo de pessoal técnico próprio. Na quantificação de custos, o principal e mais relevante custo variável é o custo com combustível ou energia primária.

Finalmente, devem ser considerados os custos de interconexão com a rede da distribuidora de energia elétrica. Infraestrutura para proteção e controle deve ser projetada e instalada. A concessionária de distribuição de energia é responsável por aprovar projeto e supervisionar a instalação desta infraestrutura visando segurança, controle de tensão, frequência, fase e harmônicas relacionados com a interconexão.

Benefícios da Geração Distribuída para a Concessionária de Distribuição de Energia

A instalação de Geração Distribuída na rede de uma concessionária de serviço de distribuição de energia elétrica pode ter como benefícios a redução da demanda em horários de pico, podendo esta reduzir ou postergar investimentos em infraestrutura de distribuição, assim como postergar o estabelecimento de novos contratos de compra de energia elétrica. Além disto, pode ser um recurso de apoio ao atingimento de índices de qualidade no fornecimento de energia, devido a sua contribuição na redução dos índices de consumidores não atendidos em situação de contingência quando este recurso for considerado no planejamento de reconfiguração da rede.

Custos da Geração Distribuída para uma Concessionária de Distribuição de Energia

Normalmente, para uma concessionária de serviço de distribuição de energia elétrica, a principal desvantagem quando um consumidor instala uma unidade de geração distribuída pode ser a perda de receita. Isto vai depender muito da situação. Quando a rede opera no limite de sua capacidade os custos marginais para atender aumento do consumo são altos, assim como a receita marginal nesta situação é baixa. Já em uma situação de rede com capacidade bem superior a demanda, a situação é inversa. Nesta última situação, a situação de perda de receita pela utilização de geração distribuída é maior.

Outro custo que a concessionária de distribuição têm com geração distribuída é causado pelo aumento da complexidade para planejar e operar o sistema de distribuição. Este tipo de recurso têm enorme impacto nos procedimentos de proteção normalmente utilizados, além das necessidades de implantação de procedimentos de segurança.

Os problemas que devem ser resolvidos em um ambiente com geração distribuída incluem a mudança na filosofia de proteção, o controle de diferença de fases entre geração e rede, harmônicas geradas pelas unidades de geração e fluxos de potência que circulam de maneira indevida. O controle de tensão deve ser implementado de maneira a evitar fluxo indevido de potência e, em caso de compra de energia por parte da concessionária, controle da qualidade de energia sendo injetada na rede.

No nível normativo, o IEEE publicou o padrão 1547, que objetiva oferecer um conjunto de critérios e requisitos para a conexão de geração distribuída em uma rede de distribuição. Este padrão é composto dos seguintes documentos:

- IEEE 1547.1: publicado em 2005. Descreve os testes e procedimentos de certificação;
- IEEE 1547.2: descreve a conceituação técnica de suporte ao padrão;
- IEEE 1547.3: publicado em 2007, descreve as técnicas de monitoração;
- IEEE 1547.4: é um guia para projeto, operação e integração de sistemas;
- IEEE 1547.5: é voltado para geração que supera 10 MVA;
- IEEE 1547.6: descreve práticas para interconexão de redes.

No Brasil, a resolução nº 345 / 2008 da ANEEL aprovou em 16/12/2008 os procedimentos PRODIST. Estes Procedimentos de Distribuição, são um conjunto de regras com vistas a subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional na identificação e classificação de suas necessidades para o acesso ao sistema de distribuição, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade. A partir do PRODIST, as concessionárias de serviço de distribuição estão atualizando seus manuais de procedimentos e normas de projeto.

2.4 A Reconfiguração como um Problema de Otimização

A reconfiguração de uma rede de distribuição realizada durante a operação é feita através de operações de abertura e fechamento de chaves de manobra. O objetivo a ser atingido, usualmente, é a melhoria no balanceamento das cargas, redução nas perdas ou o restabelecimento do fornecimento de energia para consumidores durante manutenções corretivas ou preventivas. O atingimento deste tipo de objetivo pode ser quantificado por um indicador de melhoria. Quando a quantidade de chaves existente permite diversas alternativas de mudança, o problema consiste na identificação de uma combinação das chaves existentes que, quando utilizada, cause o melhor impacto no indicador de melhoria.

Cada uma das possibilidades de configuração de uma rede fica caracterizada pela situação (aberta ou fechada) de cada uma das chaves instaladas. Desta forma podemos definir o conjunto discreto e finito S composto por todas as combinações possíveis de configuração da rede.

O indicador de melhoria que quantifica o grau de atingimento do objetivo da reconfiguração é uma função que gera um indicador numérico do mérito desta mudança, a partir da configuração de chaves proposta, e do estado atual da utilização da rede. Assim, temos uma função $f(s, x)$, que têm como argumentos uma configuração de chaves s e um estado do sistema x .

Considerando o conjunto S de todas as combinações possíveis de configurações de chaves, podem existir elementos que não atendam a características topológicas exigidas na rede ou que gerem uma configuração onde limites operacionais de segurança sejam ultrapassados. Desta forma, o processo de escolha da melhor alternativa para reconfiguração da rede têm a formulação usual de um problema de otimização com restrições:

$$\begin{aligned}
& \min_{s \in S} f(s, x) \\
& s. a. H(s, x) = 0 \\
& G(s, x) \leq 0
\end{aligned} \tag{2.1}$$

O estado elétrico do sistema de distribuição pode ser caracterizado pelos fasores das tensões nodais. Desta forma, sendo n o número de nós, o elemento genérico do conjunto de estados da rede pode ser definido como:

$$x = [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n, |V_1|, |V_2|, \dots, |V_n|]$$

com

$$\begin{aligned}
|V_i| &= [|V_i^a|, |V_i^b|, |V_i^c|], \quad 1 \leq i \leq n \\
\theta_i &= [\theta_i^a, \theta_i^b, \theta_i^c], \quad 1 \leq i \leq n
\end{aligned}$$

Com esta formulação $x \in X \subseteq \mathbb{R}^{6*n}$.

Os elementos $s \in S$ que atendem às restrições de igualdade e desigualdade indicadas em (2.1) são chamadas de pontos factíveis do espaço de soluções S .

Cada elemento s do espaço de soluções S é caracterizado pela situação da configuração de cada uma das suas chaves. Desta forma, sendo n_c o número de chaves, o elemento genérico do espaço de soluções S pode ser definido como:

$$s = [s_1, s_2, \dots, s_{n_c}] \quad s_i \in \{0,1\}, \quad 1 \leq i \leq n_c$$

2.4.1 Função Objetivo

O indicador da qualidade de uma dada alternativa de reconfiguração é obtido a partir de uma função objetivo. A escolha dos fatores que serão utilizados nesta função para avaliar o mérito da alternativa usada como argumento depende do tipo de melhoria que é objetivo da reconfiguração.

Para o problema da reconfiguração com o objetivo de restabelecimento do fornecimento, propõe-se que sejam considerados os seguintes critérios para a comparação e escolha das alternativas de solução:

- minimização da quantidade de consumidores não atendidos;
- minimização das perdas nos condutores da rede;
- minimização do desvio do nível de tensão médio em relação ao esperado;
- minimização do número de chaves manobradas manualmente;
- minimização do número de chaves manobradas por telecomando.

A função objetivo proposta neste trabalho é:

$$f(s, x) = P1 * \left(\frac{EIT}{EIT_{Max}} \right) + P2 * \left(\frac{PERDAS}{Perdas_{Max}} \right) + P3 * \left(\frac{NIT_{Med} - NIT_{Esp}}{NIT_{Esp}} \right) + P4 * \left(\frac{NCM}{NCMT} \right) + P5 * \left(\frac{NCT}{NCTT} \right) \quad (2.2)$$

Onde:

EIT – Energia Interrompida Total

EIT_{Max} – Energia Interrompida Máxima

PERDAS – Perdas Técnicas

$Perdas_{Max}$ – Perdas Máximas esperadas

NIT_{Med} – Nível de tensão médio na rede

NIT_{Esp} – Nível de tensão esperado na rede

NCM – Número de chaves manuais manobradas na reconfiguração

NCMT – Número total de chaves manuais na rede

NCT – Número de chaves telecomandadas manobradas na reconfiguração

NCTT – Número total de chaves telecomandadas na rede

Os valores EIT, PERDAS, NIT_{Med} , NCM e NCT da solução são normalizados em relação aos respectivos valores máximos. Os pesos P1, P2, P3, P4 e P5 são

utilizados para adequar a otimização às prioridades que são premissas do projeto de otimização.

Os valores EIT, PERDAS, e NIT_{Med} da solução são obtidos após a execução do procedimento de fluxo de potência definido em 4.3 - Fluxo de Potência Soma de Correntes.

2.4.2 Restrições

Qualquer que seja a alternativa de solução a ser implementada, a rede de distribuição como um todo necessita permanecer em condições seguras de operação, com procedimentos de proteção e controle ativos. Desta forma, o procedimento que visa obter uma solução otimizada deve levar em consideração que uma solução deverá estar restrita ao atendimento de determinadas condições.

Os procedimentos de operação e de proteção de redes de distribuição normalmente são baseados na existência de uma topologia radial. Desta forma, a primeira restrição à qual estarão submetidas as soluções candidatas é de que a configuração de chaves da solução implemente uma estrutura radial.

Sob o ponto de vista elétrico, uma solução candidata deverá implementar uma configuração com a qual a rede de distribuição, estando energizada, atenda as Leis de Kirchhoff das tensões e das correntes. Para a avaliação da qualidade de qualquer solução candidata, deverá ser executado um procedimento de cálculo do fluxo de potência. A solução deverá atender a restrições operacionais referentes a tensão entregue aos consumidores e aos limites de sobrecarga de transformadores e condutores, tal que:

- Queda de Tensão: $V_i^p \geq 0.95, \forall i, p \in \{a, b, c\}, 1 \leq i \leq n$
- Corrente no trecho j $I_j^p \leq Corrente_{Max}(Condutor_{Trecho_i}) \forall j, p \in \{a, b, c\}$

Considerando o custo e o tempo das operações para realização de manobras, a quantidade de chaves cuja configuração deve ser alterada deve estar limitada:

- Número de Chaves Manuais Manobradas ≤ 4

- Número de Chaves Telecomandadas Manobradas ≤ 10

Dependendo do trecho da rede de distribuição que for interrompido e da localização de unidades de geração distribuída, um procedimento de reconfiguração poderá estabelecer a formação de ilhas, trechos da rede de distribuição com geração distribuída instalada, eletricamente isolados de qualquer subestação. Além de uma potencia nominal de geração, os geradores trifásicos utilizados nas soluções de geração distribuída têm limitações quanto ao desbalanceamento da carga alimentada. Desta forma, a configuração das eventuais ilhas formadas deverá estar limitada:

- Desbalanceamento das fases ≤ 0.98
- Potência Demandada Total \leq Potência nominal do Gerador

Considerado que uma solução de reconfiguração não será utilizada de forma permanente, mas somente quando da ocorrência de uma situação de contingência, determinadas restrições usuais durante a operação da rede podem ser relaxadas, com o objetivo de aumentar a quantidade de alternativas de solução e eventualmente reduzir o impacto da contingência. Soluções que se tornem aceitáveis a partir do relaxamento de alguma restrição devem ter penalização no valor de sua função objetivo.

Restrições Relaxadas:

- $V_i^p \geq 0.9 pu, \forall i, p \in \{a, b, c\}, 1 \leq i \leq n$
- Número de Chaves Manuais Manobradas ≤ 8

2.4.3 Métodos de Otimização

Otimização é o processo de identificar, dentro de um conjunto finito ou infinito de possibilidades, o melhor membro, segundo um critério de medida do mérito ou qualidade de cada um dos membros deste conjunto. (GONZALEZ, T. F. 2007).

De uma maneira geral, a otimização de um sistema consiste em minimizar uma função objetivo de tal forma que restrições preestabelecidas não sejam violadas. A formulação de um problema deste tipo é composta de:

- **Variáveis que podem ser otimizadas:** são um conjunto de variáveis cujos valores definem uma possível solução;
- **Espaço de soluções:** são todas as combinações de valores das variáveis que podem ser otimizadas;
- **Função Objetivo:** é uma expressão matemática, um algoritmo ou qualquer procedimento que, a partir das variáveis que descrevem uma possível solução, retorne um valor numérico que expresse a qualidade relativa desta solução;
- **Restrições:** normalmente são expressões matemáticas que se referem a aspectos que definem limites para que uma solução seja considerada viável;
- **Restrições Relaxadas:** são restrições que podem ser violadas intencionalmente para facilitar a investigação no espaço de soluções ou para identificar soluções potenciais que apresentam valor da função objetivo com resultados desejáveis;
- **Fator de Penalidade:** é um valor incluído na computação da função objetivo que está associado a violação de uma restrição, pode ser constante ou variar de acordo com o nível da violação. Fatores de Penalidade altos normalmente são utilizados para restrições que não podem ser toleradas, e fatores de penalidade baixos são utilizados para restrições relaxadas.

A função Objetivo e todas as restrições, devem poder ser computadas e testadas em todas as possíveis soluções que compõem o espaço de soluções. No caso de não existir uma solução que satisfaça todas as restrições, o problema está mal formulado ou não existem soluções possíveis.

Uma dada solução é dita um Ótimo Global, quando ela produz o melhor valor da função objetivo ao ser comparada com todos os elementos do espaço de soluções. Uma dada solução é dita um Ótimo Local, quando ela produz uma piora no valor da função objetivo em toda a vizinhança de soluções próximas a esta solução, ou seja,

sempre que qualquer variável otimizada sofrer uma pequena perturbação, o valor da função objetivo piora. Estas duas situações estão exemplificadas na Figura 2.3.

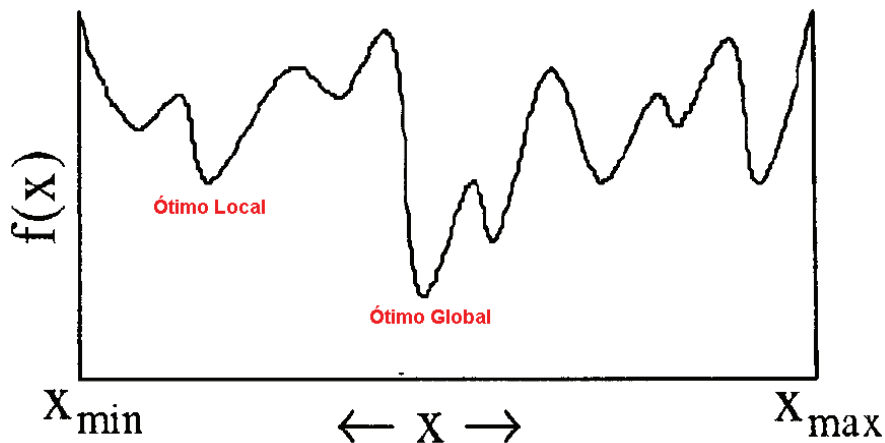


Figura 2.3 – Ótimo Local e Ótimo Global

Existem duas situações em que podem ser garantidas a identificação de um ótimo global. A primeira situação é quando o espaço de soluções é suficientemente pequeno de tal forma a permitir que todas as soluções possam ser exaustivamente avaliadas. A segunda situação é quando a função objetivo é derivável e o espaço de soluções é contínuo e convexo. Este é um conceito matemático atribuído a espaços de soluções onde, entre duas quaisquer soluções diferentes, sempre é possível identificar uma solução intermediária. Um espaço de soluções S é um conjunto convexo se $\forall x, y \in S, \alpha x + (1 - \alpha)y \in S, \forall \alpha \in [0; 1]$.

Os métodos de otimização utilizados, de uma maneira geral, estão categorizados da seguinte forma: (NOCEDAL, J., WRIGHT, S. J. 1999)

- Otimização Clássica – Programação Matemática
 - Programação Linear: Variáveis contínuas, função objetivo linear, restrições lineares. Tradicionalmente resolvidos pelo método Simplex;
 - Programação Não Linear: Variáveis contínuas, função objetivo ou restrições têm característica não-linear. Tradicionalmente

resolvidos pelos métodos de Newton, Lagrange ou Gradiente Reduzido;

- Programação Inteira e inteira mista: Parte ou todas as variáveis somente podem assumir valores inteiros ou discretos. Algoritmos de solução são ditos enumerativos. Ex: Branch-and-Bound;

- Otimização Estocástica

As variáveis que modelam o problema são caracterizadas por incertezas. Diferentemente de otimização determinística, as incertezas estão explicitamente descritas nos modelos através de variáveis aleatórias. Resolvidos por decomposição estocástica e busca local estocástica. (GONZALEZ, T. F. 2007);

- Meta-Heurísticas

- *Simulated Annealing*
- Algoritmo Genético
- Busca Tabú

O problema da Reconfiguração de Redes de Distribuição formulado em 2.4 possui as seguintes características:

- Função Objetivo: possui característica não-linear devido a formulação adotada em 2.4.1 (EIT, PERDAS e Nível de tensão médio);
- Variáveis adotadas na modelagem do problema: contínuas e inteiras;
- Restrições: de igualdade, de desigualdade e topológicas.

Com a caracterização acima, o problema da Reconfiguração de Redes de Distribuição é considerado um problema de otimização do tipo Programação Não Linear Inteira Mista, uma vez que somente parte das variáveis está restrita a valores inteiros (situação de cada chave - 0 significa chave aberta e 1 significa chave fechada).

Para a solução de um problema de Programação Inteira Mista, conforme classificação acima, as opções de abordagem são:

- Otimização Clássica – Programação Inteira Mista

Os métodos disponíveis são chamados de métodos enumerativos, sendo o mais utilizado, o método Branch-and-Bound. Este método é voltado para problemas convexos, uma vez que é utilizado, durante sua execução etapa de relaxação e solução por programação linear, que exige um espaço de solução convexo. As características das restrições da formulação adotada em (2.2), principalmente a restrição topológica, tornam o espaço de soluções não convexo, o que inviabiliza o uso deste método com a formulação feita;

- Otimização Heurística

Permite obter bons resultados para problemas nos quais os métodos de otimização clássica não se aplicam ou falham. Não existe garantia de identificação de ótimo global. Identifica solução(ões) de boa qualidade. Como exemplos podem-se citar os algoritmos genéticos, *Simulated Annealing* e Busca Tabú.

3 Simulated Annealing

Na área de sistemas de energia o método *Simulated Annealing* têm sido utilizado na solução de vários tipos de problemas de otimização, dentre os quais podemos identificar exemplos tanto na área de planejamento (ROMERO, R., GALLEGO, R. A., MONTICELLI, A. 1996)., quanto na área de operação (NARA, K., KITAGAWA, M. 1991) (ZHIGANG, M. 2008).

Simulated Annealing, ou arrefecimento simulado, é um algoritmo meta-heurístico para a solução de problemas combinatórios de otimização. O nome do método é inspirado em técnica da área da metalurgia que produz materiais metálicos de alta resistência mediante aquecimento e posterior esfriamento lento com o objetivo de produzir uma estrutura cristalina mais equilibrada. Na etapa de aquecimento, os átomos são liberados de suas posições iniciais (equilíbrios locais de energia interna) e têm liberdade suficiente de movimento para posicionamento em locais de maior equilíbrio. O esfriamento gradual vai dando chance de que sejam encontradas posições de melhor equilíbrio da energia interna que as posições iniciais.

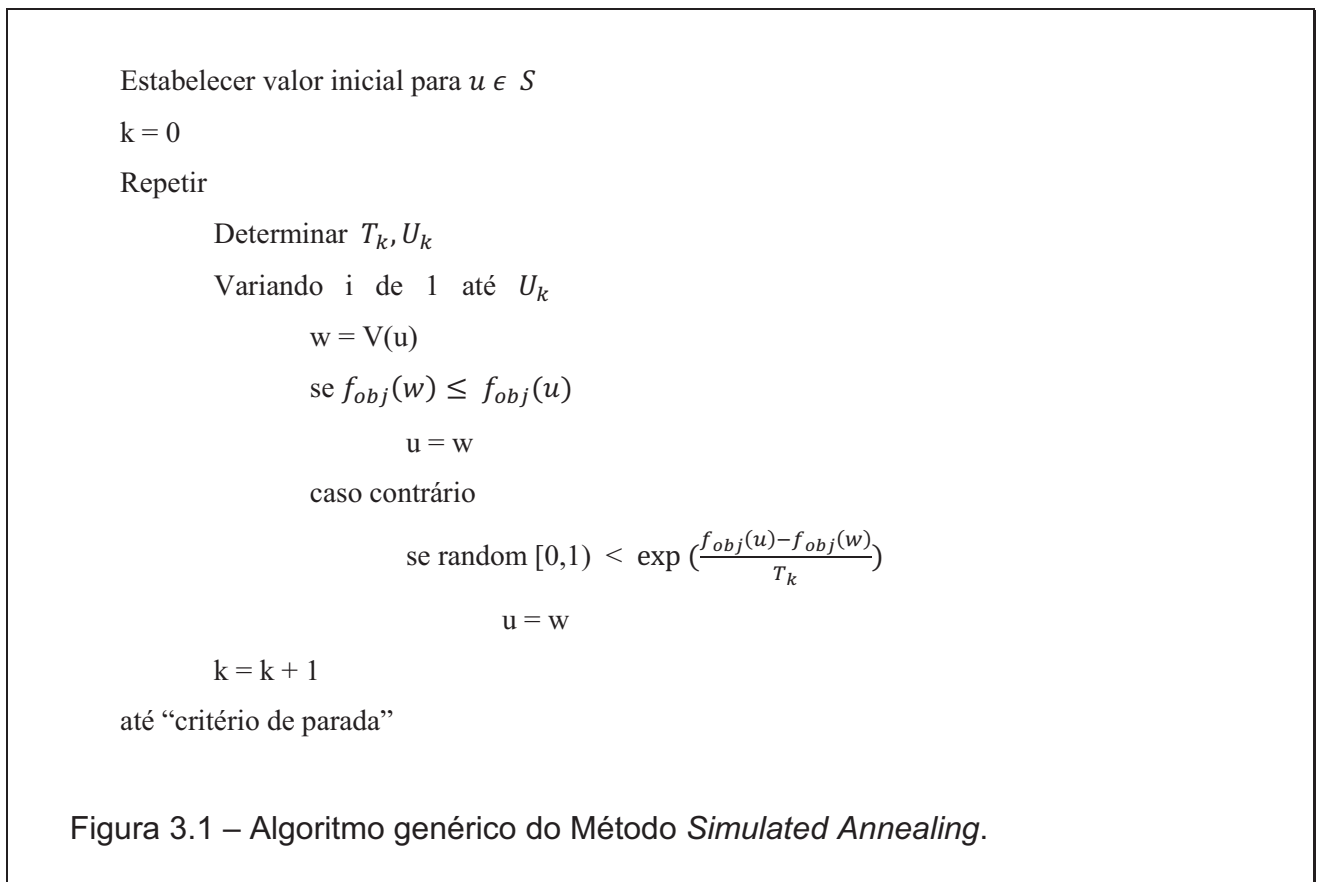
Por analogia ao processo físico, o algoritmo de otimização *Simulated Annealing*, utiliza o conceito de “temperatura”, definido como a diferença de qualidade (valor da função objetivo) entre duas soluções. O processo inicia tolerando um valor de temperatura alto. Em cada etapa de otimização, a solução inicial é substituída por uma solução aleatoriamente “vizinha” sempre que esta tiver uma qualidade maior, ou sempre que a diferença de qualidade (para mais ou para menos) estiver dentro da tolerância da temperatura atual. Inicialmente, quando a temperatura está alta, a solução inicial pode ser substituída quase que randomicamente. Durante o processo de otimização a temperatura é gradualmente reduzida fazendo com que o grau de liberdade de substituição da solução anterior esteja cada vez mais associada a uma melhora na qualidade da solução (função objetivo).

Para a execução do processo de otimização deve ser definido o procedimento de escolha aleatória de uma solução “vizinha” da atual. Como um exemplo, em um processo de otimização da localização de chaves em uma rede de distribuição, uma solução vizinha de uma dada solução pode ser a movimentação de uma das chaves, aleatoriamente escolhida, para uma nova posição aleatoriamente escolhida. O procedimento de substituição de uma solução por uma solução vizinha, associado ao procedimento de “redução da temperatura”, desempenha um papel fundamental na performance do processo de otimização utilizando a técnica de *Simulated Annealing*.

Este método de otimização foi desenvolvido inicialmente no contexto da otimização mecânica (KIRKPATRICK, S., GELATT JR, C. D., VECCHI, M. P. 1983), sendo apropriado para problemas de otimização combinatória do tipo :

$$\min_x f_{obj}(x), \quad x \in S, \quad \text{onde } f_{obj} : S \rightarrow \mathbb{R}, \quad \text{sendo } S \text{ finito}$$

Na Figura 3.1 é apresentado o algoritmo genérico do método.



Neste algoritmo T_k é um número real positivo que representa a temperatura na etapa k , assumindo o maior valor na etapa inicial, e sendo reduzido, com tendência a zero, nas etapas subseqüentes. Os parâmetros U_k são números inteiros positivos que representam a quantidade de soluções candidatas que serão investigadas na etapa k .

No espaço finito de soluções S , a função $V : S \rightarrow S$, é utilizada para obter uma solução vizinha da solução atual. O algoritmo é repetido iterativamente até ser atingido o critério de parada definido. Sempre que uma nova solução apresentar uma melhora na função objetivo, $f_{obj}(w) \leq f_{obj}(u)$, a nova solução substitui a anterior. Mesmo que a nova solução não apresente melhora, caso o valor de afastamento computado, $\exp\left(\frac{f_{obj}(u)-f_{obj}(w)}{T_k}\right)$, seja superior a um número aleatório, situado entre 0 e 1, a nova solução substitui a anterior. Este valor de afastamento aproxima-se de 1 durante as primeiras etapas do processo, tornando alta a probabilidade de substituições com novas soluções. A cada etapa o valor T_k é reduzido, fazendo com que o afastamento tenda a zero, diminuindo gradualmente a probabilidade de utilização de soluções que não melhorem a qualidade da solução atual.

Desta forma, o algoritmo aceita inicialmente quase todas transições propostas de maneira a não ficar focado em um mínimo local, permitindo que, com a evolução das iterações, as transições possam ser feitas no entorno de um mínimo global.

A origem da proposta do método *simulated annealing* é a Distribuição de Boltzmann definida por:

Sendo $f : S \rightarrow \mathbb{R}$, S finito e $T > 0$

$$q_i(T) = \frac{1}{N_0} \exp\left(-\frac{f(i)}{T}\right), \quad \forall i \in S$$

Onde $N_0 = \sum_{i \in S} \exp\left(-\frac{f(i)}{T}\right)$ é uma constante para normalização.

A partir da Distribuição de Boltzmann, utilizando algoritmo baseado no Método Montecarlo (METROPOLIS, N., ROSENBLUTH, A., ROSENBLUTH, M., TELLER, A., TELLER, E. 1953) pode ser executado o método *simulated annealing*. A partir de um estado x é gerado um estado y pela aplicação de uma perturbação, sendo a transição aceita com a seguinte probabilidade:

$$P_{aceitar} = \begin{cases} 1, & \text{se } E_y - E_x \leq 0 \\ \exp \frac{-(E_y - E_x)}{k_b \cdot T}, & \text{se } E_y - E_x > 0 \end{cases}$$

Neste contexto, o Método *simulated annealing* é o uso iterativo do critério de Metropolis para valores decrescentes do parâmetro T .

O Método *Parallel Simulated Annealing* é uma extensão do Método *Simulated Annealing*, onde instâncias em paralelo da lógica *Simulated Annealing* são executadas. Desta forma, além de um desempenho melhor, quando recursos computacionais com multiprocessamento estão disponíveis, esta abordagem também obtém melhores resultados quanto a evitar mínimos locais. Existem implementações que, durante a execução, combinam os resultados que estão sendo obtidos em cada instância paralela de processamento, como gerações de soluções de um algoritmo genético. Tais tipos de implementação são chamadas *Genetic Simulated Annealing* (CHEN, H., FLANN, N. S., WATSON, D. W. 1998).

3.1 Análise da Convergência

Uma análise das características de convergência do método *simulated annealing* pode ser feita sob a ótica dos processos estocásticos, mais especificamente utilizando a teoria das cadeias de Markov (PAPOULIS, A. 1991).

Uma cadeia de Markov finita é uma seqüência de variáveis aleatórias $X_k \in S$, com S finito, tal que:

$$P\{X_k = i_k | X_{k-1} = i_{k-1}, \dots, X_0 = i_0\} = P\{X_k = i_k | X_{k-1} = i_{k-1}\}$$

Desta forma, em uma cadeia de Markov, a probabilidade de mudarmos de uma variável aleatória X_k para X_j não depende do passado ou de transições anteriores. Com isto para as variáveis aleatórias $X_k \in S$, pode ser definido para cada k a matriz de transição $P^{(k)}$ da seguinte maneira:

$$P_{ij}^{(k)} = P\{X_k = j | X_{k-1} = i\}$$

Quando a matriz de transição $P_{ij}^{(k)}$ não depende de k , a cadeia de Markov é dita homogênea. No âmbito das cadeias de Markov homogêneas pode existir uma distribuição limite se, para cada $i \in S$ existe o limite:

$$q_i = \lim_{k \rightarrow +\infty} P\{X_k = i | X_0 = j\} \text{ com } q_i \text{ independente de } j$$

É possível provar que:

Sendo q uma distribuição de probabilidade em S

$$\text{Se } q_i \cdot P_{ij} = q_j \cdot P_{ji}, \quad \forall i, j \in S,$$

Então q é a distribuição limite desta cadeia de Markov.

A partir da definição do Critério de Metropolis, pode ser provado que uma Cadeia de Markov construída segundo este critério possui distribuição limite q . (HAESER, G. 2006).

A distribuição de Boltzmann têm uma importante propriedade (HAESER, G. 2006):

Sendo $S_{opt} = \{i \in S | f(i) \leq f(j), \forall j \in S\}$ e $|S_{opt}|$ a cardinalidade de S_{opt} ,

$$\lim_{T \rightarrow 0^+} q_i(T) = \frac{1}{|S_{opt}|}, \text{ se } i \in S_{opt}, \text{ caso contrário é igual a zero} \quad (3.1)$$

Como a cadeia têm uma distribuição limite,

$$\begin{aligned} \lim_{T \rightarrow 0^+} \lim_{k \rightarrow +\infty} P\{X_k = i | X_0 = j\} &= \lim_{T \rightarrow 0^+} q_i(T) \\ \lim_{T \rightarrow 0^+} \lim_{k \rightarrow +\infty} P\{X_k \in S_{opt}\} &= 1 \end{aligned}$$

Desta forma, com um mecanismo de perturbação, um número infinito de transições, com a tendência de T para zero, o método *simulated annealing* encontra um ótimo global com probabilidade 1. O método consiste em construir uma cadeia de Markov homogênea para um dado T fixo até atingir a distribuição limite. O valor de T , é reduzido sistematicamente até ter um valor próximo de zero.

3.2 Critérios de Parada

Para a implementação do método, os seguintes parâmetros precisam ser adequados:

- o valor inicial T_0 ;
- uma função para determinar o decréscimo de T ;
- uma função para determinar o número de transições para cada temperatura - U_k .

A definição destes parâmetros representará a estratégia de arrefecimento escolhida. Esta estratégia terá impacto na qualidade da convergência, na velocidade de atingimento desta convergência e no critério de parada. Existem muitas estratégias propostas, sendo a sua escolha feita em função do problema em questão. (AARTS, E. H. L., KORST, J. H. M. 1989).

O valor inicial da temperatura, T_0 , é fundamental para o aumento da probabilidade de fuga de um mínimo local. A situação ideal é que nos instantes iniciais da busca no espaço de soluções praticamente todas as movimentações sejam aceitas. Desta forma, uma maneira empírica de ajuste deste parâmetro é com a execução do algoritmo de geração de soluções, criando algumas cadeias de Markov. O parâmetro T_0 pode ser incrementado a partir da unidade até que se a quantidade das soluções iniciais das cadeias aceitas tenha um valor significativo quando comparado com a ordem de grandeza do tamanho do espaço de soluções.

A função utilizada para redução da temperatura com o aumento da quantidade de cadeias geradas é importante para a obtenção de uma boa velocidade de convergência. O tempo de redução da temperatura deve ser maior, quanto maior for a expectativa de existência de mínimos locais, de maneira a permitir que a quantidade de cadeias com maior grau de liberdade seja maior nas situações com muitos mínimos.

O último parâmetro de configuração é a função que gera o tamanho da cadeia de Markov a ser gerada para cada nível de temperatura. O tamanho da cadeia gerada deve ser tal que esta se aproxime do equilíbrio de uma distribuição limite. Desta forma, este tamanho é uma função da temperatura, uma vez que quanto maior o grau de liberdade tolerado, maior a quantidade de soluções aceitas, e maior é o tamanho da cadeia limite.

O critério de parada está associado a um indicador da estabilidade do valor da função objetivos das soluções.

4 Fluxo de Potência Trifásico

A definição de uma metodologia para reconfiguração de redes de distribuição de energia utiliza ferramentas para avaliação das características de soluções. Com o objetivo de avaliar o nível de tensão e as perdas de energia para cada uma das configurações de rede candidatas a solução do problema, deve ser utilizado um procedimento de cálculo de fluxo de potência.

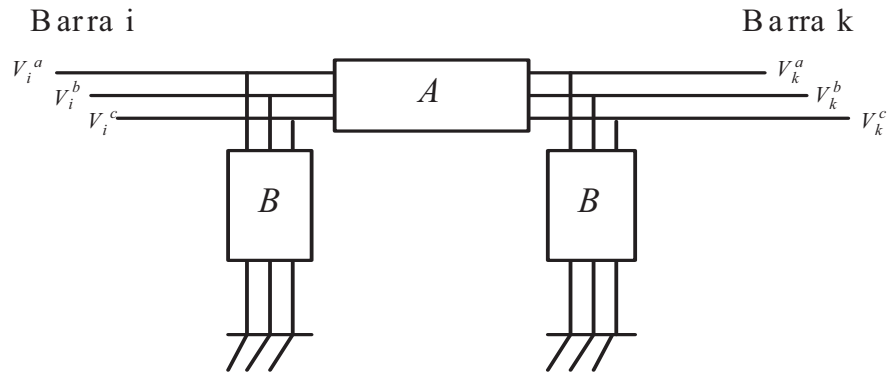
4.1 Modelagem Trifásica

Para efeitos de cálculo do fluxo de potência, a modelagem típica de uma rede de distribuição, consiste de um grafo, sendo um nó com tensão especificada, a subestação, e conectadas ao nó da subestação, de forma radial ou radial fracamente malhada, estão conectados os nós de carga.

A solução do procedimento de cálculo do fluxo de potência oferece os valores da magnitude e ângulos das tensões de cada fase de cada nó e os valores da magnitude e ângulos das correntes injetadas em cada fase de cada nó.

Os valores complexos V_i^p e I_i^p representam, respectivamente tensão e corrente injetada na fase p do nó i .

As ligações trifásicas entre os nós são modeladas conforme Figura 4.1. É construída a matriz admitância da rede, Y_{bus} , que relaciona V_i^p e I_i^p (ZIMMERMAN, 1995).



$$A = \begin{pmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{pmatrix} \quad B = \frac{1}{2} * \begin{pmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{pmatrix}$$

Figura 4.1 – Circuito equivalente π de um trecho da rede de distribuição trifásica

A matriz Y_{bus} , matriz admitância para um condutor trifásico entre os nós i e k é uma matriz 6 X 6 determinada da seguinte maneira (ZIMMERMAN,1995):

$$Y_{ik} = \begin{pmatrix} A^{-1} + B & -A^{-1} \\ -A^{-1} & A^{-1} + B \end{pmatrix} \quad (4.1)$$

Desta forma, a relação entre os vetores 3 X 1, V_i^p, V_k^p, I_i^p , e I_k^p é dado pela seguinte expressão (ZIMMERMAN,1995):

$$\begin{pmatrix} I_i \\ I_k \end{pmatrix} = Y_{ik} * \begin{pmatrix} V_i \\ V_k \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

A expressão (4.2) pode ser escrita como:

$$I_i^p = \sum_{k=1}^n \sum_{m=a}^c Y_{ik}^{pm} V_k^m \quad (4.3)$$

O que permite chegar nas equações do fluxo de potência trifásico (ZIMMERMAN, 1995):

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

$$S_i^p = V_i^p \left(\sum_{k=1}^n \sum_{m=a}^c Y_{ik}^{pm} V_k^m \right)^* \quad (4.5)$$

$$S_i^p = \sum_{k=1}^n \sum_{m=a}^c V_i^p (V_k^m)^* (Y_{ik}^{pm})^* \quad (4.6)$$

$$S_i^p = \sum_{k=1}^n \sum_{m=a}^c (|V_i^p| e^{j\theta_i^p}) (|V_k^m| e^{-j\theta_k^m}) (Y_{ik}^{pm}) \quad (4.7)$$

$$P_i^p = |V_i^p| \sum_{k=1}^n \sum_{m=a}^c |V_k^m| (G_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm} + B_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm}) \quad (4.8)$$

$$Q_i^p = |V_i^p| \sum_{k=1}^n \sum_{m=a}^c |V_k^m| (G_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm} - B_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm}) \quad (4.9)$$

As expressões (4.8) e (4.9) são as equações do fluxo de potência trifásico (ZIMMERMAN,1995). O sistema de equações algébricas, formado pelo conjunto destas equações, compõe o problema do fluxo de potência trifásico e quando resolvido apresenta os estados das variáveis V_i^p , V_k^p , I_i^p , e I_k^p .

Esta abordagem pode ser utilizada para qualquer sistema de energia, porém é mais adequada para redes de transmissão e de sub-transmissão, uma vez que as redes de distribuição, devido ao seu grande número de nós e a sua topologia radial, têm como característica uma matriz Y_{bus} mal condicionada.

4.2 Modelagem Linearizada

Uma modelagem que é utilizada, normalmente em tempo de planejamento de sistemas elétricos, é chamada de modelo linearizado. Esta modelagem consiste em uma aproximação do fluxo de potência convencional. Inicialmente foi desenvolvida para representação de redes de transmissão, posteriormente foram feitas as aproximações equivalentes para redes de distribuição.

Para redes de transmissão, nas equações do fluxo de potência convencional são introduzidas certas aproximações aceitáveis, baseadas em características particulares deste ambiente. As magnitudes das tensões são consideradas iguais a 1 pu para todos os nós. As perdas de potência ativa são desprezadas. As aberturas angulares dos fasores tensão, pelo fato de serem pequenas são consideradas iguais ao valor do seu seno no equacionamento. As resistências série dos ramos, por serem muito menores que suas reatâncias, são desconsideradas. Com estas simplificações, a modelagem do sistema passa a ser linear. O estado de cada nó fica caracterizado pelo ângulo do fasor da tensão e pelo valor da injeção de potência ativa. A relação entre os fluxos de potência ativa e as aberturas angulares é linear e similar a existente entre os fluxos de

corrente e as tensões nodais de um circuito em corrente contínua. Devido a este fato, esta modelagem também é chamada de fluxo de potência CC.

Para redes de distribuição, podem ser feitas aproximações equivalentes, levando em consideração as características particulares de uma rede de distribuição. Nas redes de transmissão de energia a relação entre as resistências e reatâncias série dos ramos é baixa, da ordem de 0,1 a 0,3, e o fluxo de potência está fortemente associado com os ângulos dos fasores das tensões. Nas redes de distribuição a relação entre as resistências e as reatâncias têm ordem de grandeza um ou superior e os fluxos de potência estão fortemente associados ao valor das tensões dos nós. Assim, nesta abordagem os ângulos são considerados nulos e são substituídos pela magnitude das tensões, e as injeções de potência são substituídas por injeções de corrente. (ROMERO, R., MONTICELLI, A., GARCIA, A., HAFFNER, S. 2002), (HAFFNER, S., PEREIRA, L. A., PEREIRA, L. F. A., LEMOS, F. A. B., LIMA, A. L., BRIXIUS, C., GIRON, L. R. 2004).

A modelagem linearizada produz resultados aproximados. Esta modelagem pode ser bastante útil em etapas preliminares de estudos de planejamento da expansão de redes elétricas ou na classificação de cenários de operação para avaliação de violações operacionais em estudos de análise de segurança. Desta forma, este tipo de modelagem não foi considerada apropriada para os objetivos deste trabalho.

4.3 Fluxo de Potência Soma de Correntes

O método para reconfiguração de rede de distribuição proposto neste trabalho necessita a disponibilidade de uma rotina para cálculo do fluxo de potência. Uma vez que se tratam de redes de distribuição de energia, a rotina deve ser capaz de solucionar problema de fluxo de potência para redes radiais ou pouco malhadas e com relação R/X nos trechos da rede com ordem igual ou superior a 1, conforme característica encontrada nas redes de distribuição urbanas e rurais. Além disto, por ser uma rotina que será utilizada de maneira iterativa, deve ter alto grau de robustez e eficiência. Finalmente, a rotina de fluxo de potência deve ter uma abordagem trifásica.

As primeiras formulações de procedimentos computacionais para cálculo de fluxo de potência datam da década de 50 do século passado (WARD et al, 1956). A maioria das primeiras formulações eram baseadas na matriz de admitância da rede e no método iterativo de Gauss-Seidel. Essas formulações apresentavam uma característica de convergência ruim quando utilizadas em situações de mal condicionamento da matriz admitância, assim como em situações de redes de muitas barras. Uma maneira de abordar este problema foi a utilização da matriz impedância (BROWN et al, 1963).

As formulações largamente utilizadas atualmente, têm suas origens nas técnicas de solução utilizando o algoritmo de Newton Raphson, desacoplado rápido e seus derivados (TINNEY, W. F., WALKER, J. W., 1967), que são muito utilizadas para problemas em redes bem condicionadas.

Diversas iniciativas foram feitas para proposição de modificações para melhorar a robustez destes algoritmos em situações de mau condicionamento do sistema.

Nas áreas de sistemas de transmissão e sub-transmissão, que têm estruturas malhadas e com caminhos redundantes, estes métodos têm muita utilização, já as redes de distribuição, devido às características de resistência e reatância dos condutores, assim como à sua característica radial, fazem parte da grupo de sistemas de energia mal condicionados sob o ponto de vista de técnicas baseadas no algoritmo Newton-Raphson. A alta relação R/X e a característica topologia dos sistemas de distribuição deterioram a dominância da diagonal da matriz utilizada no algoritmo Newton-Raphson, tornando-a próxima de uma matriz singular. Experiências com estes tipos de algoritmo mostram insucessos, onde não existe convergência para a maior parte das redes de distribuição (Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, A. e Luo, G. X., 1988).

Baseados na característica radial dos sistemas de distribuição, que implica na existência de um único caminho de qualquer nó à fonte, uma classe de algoritmos chamada *Backward/Forward Sweep Power Flow Algorithms for Radial Systems* – BFS-PARS foi proposta (ZIMMERMAN, 1995).

Diversas variações do algoritmo *Backward/Forward Sweep* já foram propostas. De uma maneira genérica esta classe de algoritmos é constituída de duas etapas. A partir de uma ordenação da estrutura de árvore dos nós da rede, conforme Figura 4.3,

uma varredura, seguindo esta ordenação, do final para o começo (*Backward*) é feita acumulando as injeções de corrente, ou de potência, que ocorrem em cada nó. Posteriormente, em uma varredura do começo para o final (*Forward*), seguindo a ordenação feita, são calculadas as quedas de tensão em cada nó, levando em consideração a corrente existente no trecho que liga cada nó àquela imediatamente anterior. Estas duas etapas de varredura são repetidas de maneira iterativa até que uma convergência seja alcançada no valor das tensões dos nós. A convergência dos algoritmos BFS-PARS pode ser provada matematicamente (ZIMMERMAN, 1995). Um fluxograma com as etapas deste algoritmo está apresentado na Figura 4.2.

Este algoritmo pode ser utilizado para sistemas radiais ou pouco malhados. Nas situações em que existem malhas, o algoritmo descrito não pode ser aplicado diretamente. Antes da etapa de ordenação, as malhas formadas precisam ser abertas. Para cada malha formada, é escolhido um nó desta malha chamado de *breakpoint*. O nó escolhido, é transformado em dois nós, e a soma das injeções de corrente que existiria na ligação destes dois nós é mantida igual a zero. A rede assim formada passa a ser radial. Na nova topologia é calculada a matriz de impedâncias dos *breakpoints* a partir dos seus equivalentes de Thèvenin. Com isto, o fluxo de potência pode ser calculado utilizando o algoritmo modificado apresentado no fluxograma da Figura 4.4.

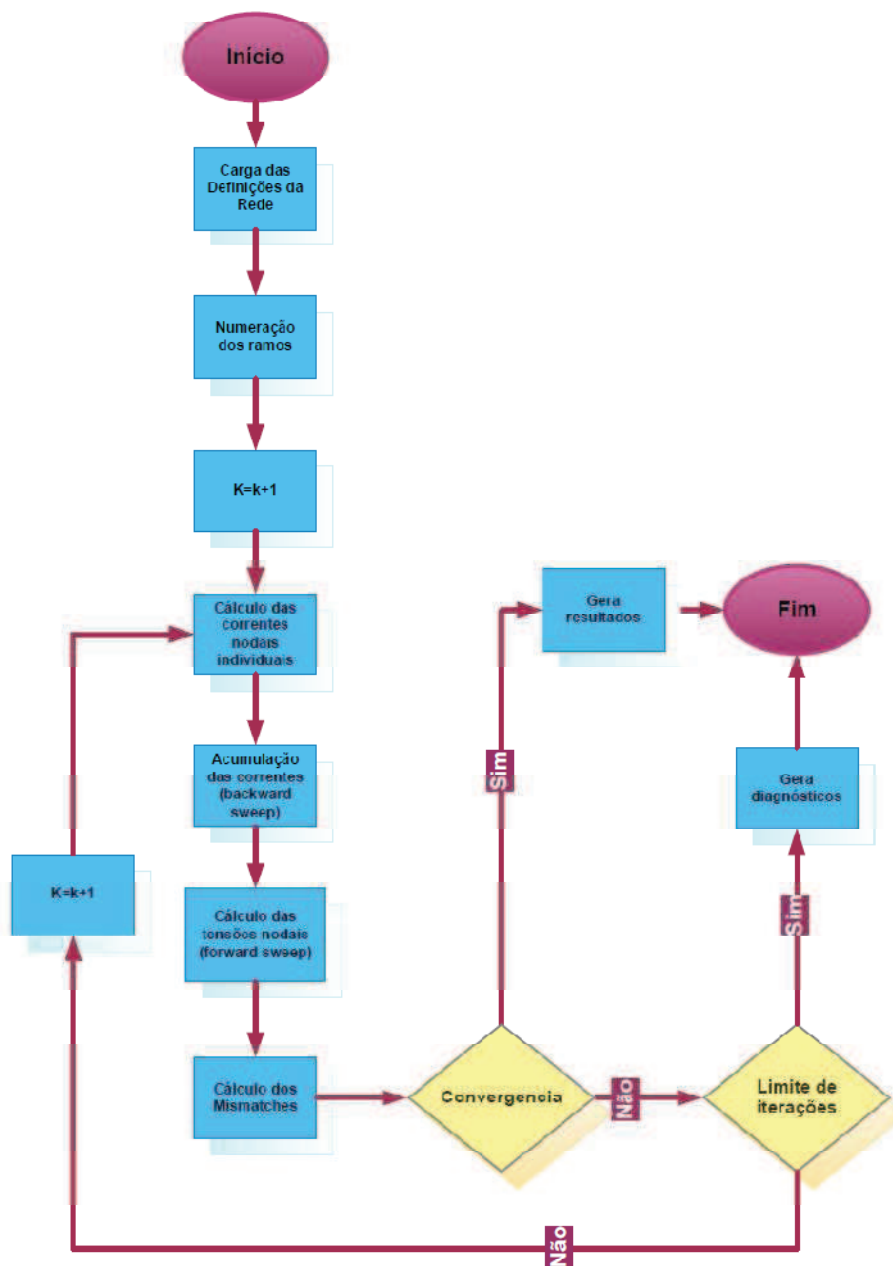


Figura 4.2 – Algoritmo do Fluxo de Potência – Somatório de Correntes

A modelagem BFS-PARS têm uma limitação, em redes de distribuição trifásicas, não é suportada a modelagem e utilização de transformadores trifásicos com configuração Y-Não aterrado / Y-Aterrado.

Em avaliações comparativas das diversas variantes da classe de modelagem BFS-PARS, aquelas baseadas na acumulação de corrente normalmente requerem

menos capacidade computacional por iteração, quando comparadas com as variantes baseadas na acumulação de potência (ZIMMERMAN, 1995).

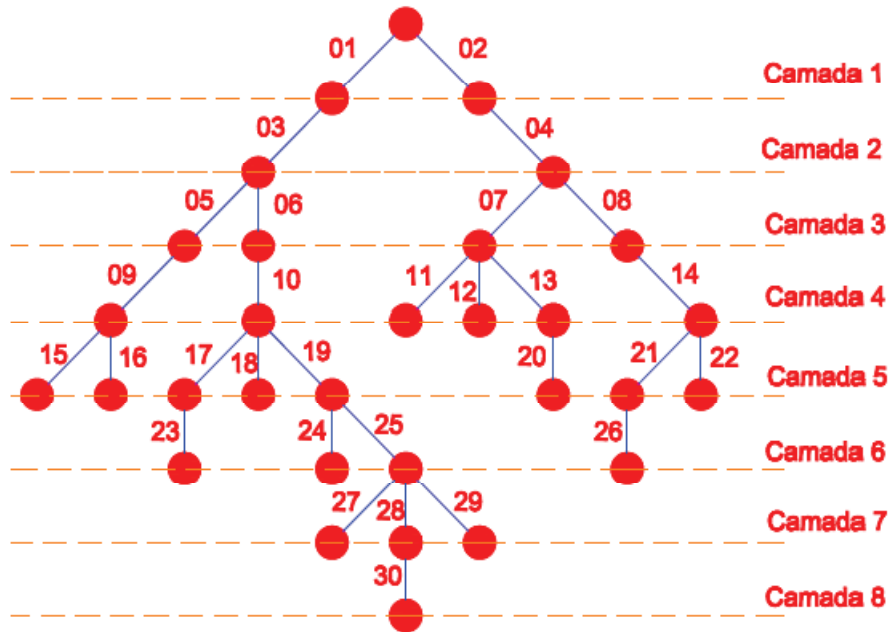


Figura 4.3 – Numeração de ramos - Fluxo de Potência – Somatório de Correntes

Para a avaliação da metodologia deste trabalho descrita no Capítulo 6, foi implementada a modelagem BFS-PARS, em ambiente MATLAB®, com acumulação de corrente, V-I-PARS, descrita em (ZIMMERMAN, 1995).

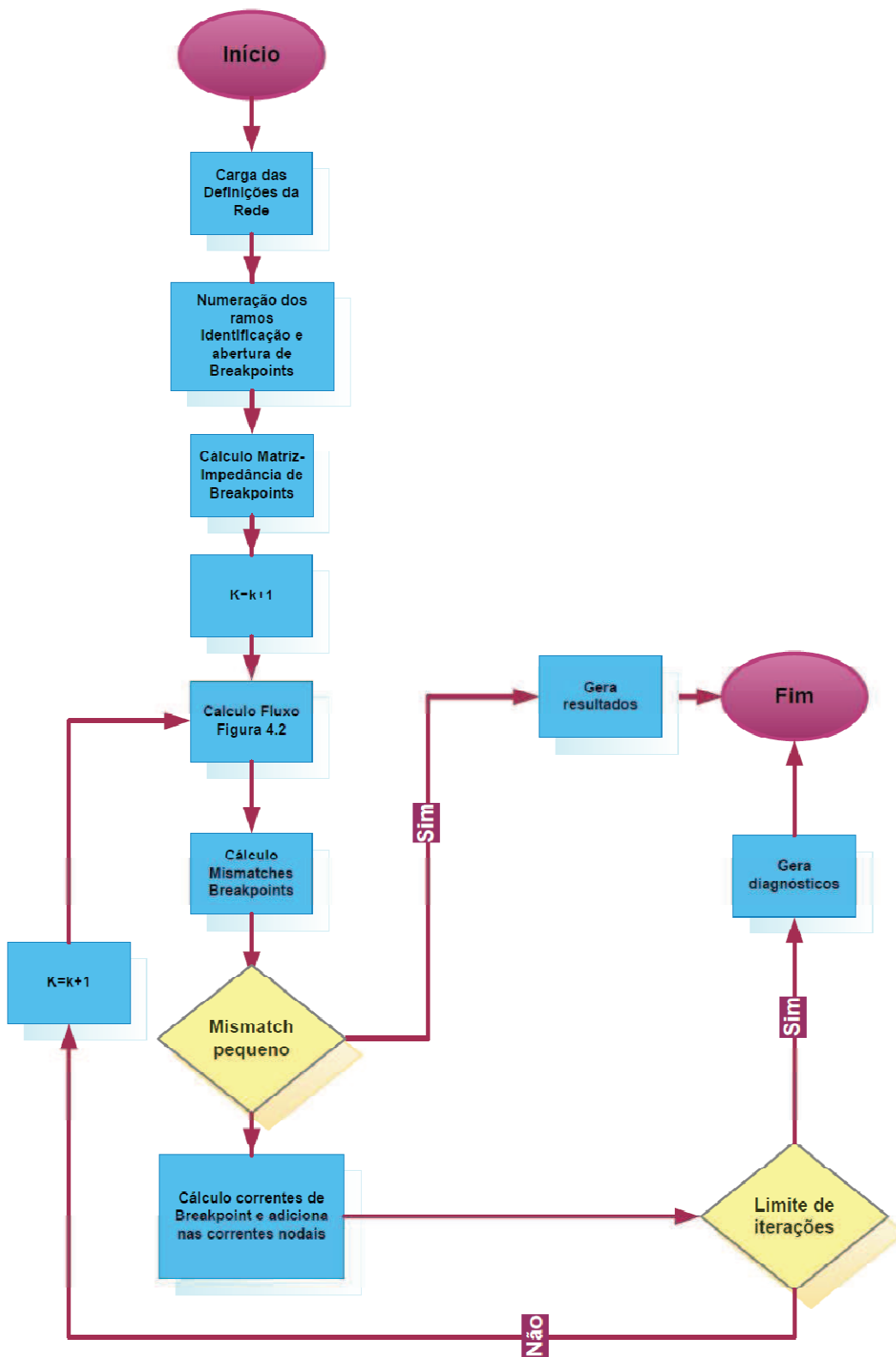


Figura 4.4 – Fluxo de Potência – Somatório de Correntes – Rede com malha

4.4 Modelagem dos componentes da rede

Para o desenvolvimento do método BFS-PARS com abordagem de acumulação de corrente feita para a avaliação da metodologia proposta neste trabalho no Capítulo 6, foram implementados os seguintes modelos de componentes de rede definidos em (ZIMMERMAN, 1995):

1. Modelo de Carga

Implementados os modelos de carga de potência complexa constante, corrente constante e impedância constante. As cargas podem ser monofásicas, bifásicas e trifásicas. As cargas trifásicas podem ser balanceadas ou não balanceadas, conectadas em Y, Y aterrado ou Delta.

2. Capacitores Shunt

Implementados como cargas trifásicas de capacitância constante, podendo ser conectados em Y aterrado ou Delta.

3. Geração Distribuída

Implementados como nós de carga trifásica balanceada PQ com injeção de potência ativa e reativa ou como uma barra do tipo PV.

4. Linhas ou trechos da rede de distribuição

O modelo usado para representar uma linha de distribuição é aquele apresentado na Figura 4.5.

As matrizes A e B, são calculadas a partir da geometria da estrutura de distribuição e dos condutores empregados, utilizando o modelo de Carson e redução de Kron (KERSTING, 2002).

Desta forma, as quedas de tensão na execução do método BFS-PARS são determinadas utilizando a seguinte expressão: (ZIMMERMAN, 1995)

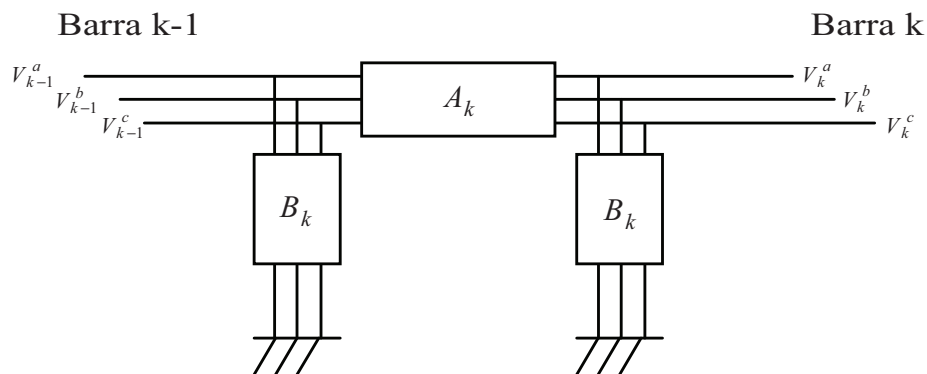
$$V_k = V_{k-1} + A_k(B_k V_{k-1} - I_k) \quad (4.10)$$

5. Chaves de Manobra

Implementadas, quando em situação fechada, como trechos com impedância igual a zero.

6. Reguladores de Tensão

Implementados como transformadores trifásicos com ligação Y-Aterrado Y-Aterrado.



$$A_k = \begin{pmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{pmatrix} \quad B_k = \frac{1}{2} * \begin{pmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{pmatrix}$$

Figura 4.5 – Modelo trecho de rede de distribuição

5 Metodologia Proposta

A metodologia proposta neste trabalho têm o objetivo de definir uma configuração de chaves a ser implementada em uma rede de distribuição que esteja em uma situação de contingência, a qual é caracterizada por uma interrupção na continuidade de um ou mais trechos da rede primária. Interrupções podem ocorrer devido a atuação de dispositivos de proteção, tais como disjuntores, religadores e elos fusíveis, assim como devido a acidentes que venham a interromper a continuidade de um ou mais condutores.

A configuração de chaves proposta deve minimizar o valor de uma função objetivo utilizada como indicador da qualidade da solução proposta. Tal função objetivo leva em consideração a quantidade de consumidores com fornecimento de energia interrompido, quantidade de energia não entregue e custo operacional para execução da manobra, conforme 2.4.1.

A metodologia de reconfiguração da rede de distribuição leva em conta os seguintes fatores:

- a rede de distribuição é dividida em nós, nos quais as cargas e fontes são concentradas, e em trechos, que realizam a conexão entre os nós, representando o percurso da rede primária dos alimentadores;
- a localização das chaves, e sua situação normal de operação, NA (Normalmente Aberta) e NF (Normalmente Fechada), são premissas iniciais que acompanham as definições da rede que são parâmetros de entrada para a metodologia proposta;
- as possibilidades de mudança na situação de uma ou mais chaves instaladas constituem o conjunto das alternativas que serão consideradas para a solução do problema de reconfiguração;

- em uma solução proposta, a situação de uma chave é uma variável binária que assume o valor unitário quando a chave deverá ser fechada e o valor zero quando a chave deverá ser aberta;
- as cargas são representadas por demandas monofásicas, bifásicas ou trifásicas, não equilibradas, com valores de potência ativa e reativa nominais conhecidos, podendo ser modeladas como impedância constante, corrente constante ou potência constante;
- as tensões nodais e os fluxos de corrente são determinados através das duas Leis de Kirchhoff;
- as quedas de tensão na rede de distribuição são calculadas a partir do procedimento de fluxo de potência descrito em 4.3;
- as violações nas tensões são avaliadas em todas os nós onde existe demanda ou geração;
- a função objetivo adotada está descrita em 2.4.1.

Na metodologia proposta considera-se que para a execução de uma reconfiguração em uma rede de distribuição, a unidade elementar é chamada de Bloco de Reconfiguração. Cada alimentador de cada subestação é dividido em Blocos de Reconfiguração. Um Bloco de Reconfiguração é um trecho de alimentador delimitado por dispositivos de proteção ou de seccionamento que podem ser utilizados em procedimentos de reconfiguração para isolá-lo eletricamente.

Quando uma falha permanente ocorre em um alimentador, o bloco onde esta falha está localizada é eletricamente seccionado da rede de distribuição por intermédio dos dispositivos de proteção. Em uma rede de distribuição operada de forma radial, todos os Blocos à jusante do ponto da falha ficam não energizados. A seguir, para que possa ser executada uma reconfiguração da rede de distribuição e realizada manutenção no local da falha, o Bloco de Reconfiguração onde ocorreu a falha é eletricamente seccionado dos demais.

Todos os demais blocos da rede de distribuição, em relação ao bloco onde está localizada a falha, podem ser classificados em uma das seguintes situações:

1) Bloco Não Atingido - Tipo A

São classificados nesta categoria os blocos de reconfiguração que permanecem energizados após o seccionamento do bloco com falha.

2) Bloco Passível de Reenergização - Tipo B

São classificados nesta categoria os blocos de reconfiguração que podem ser reenergizados a partir da execução de procedimento de isolamento ou seccionamento do bloco de Reconfiguração onde está localizada a falha.

3) Bloco Passível de Reconfiguração - Tipo C

São classificadas nesta categoria os blocos de reconfiguração que podem ser energizados a partir de procedimento de mudança na configuração da rede, fornecendo energia a estes blocos a partir de outro alimentador ou outro trecho do próprio alimentador onde ocorreu a falha.

4) Bloco Interrompido - Tipo D

São classificados nesta categoria os blocos de reconfiguração que não podem ser energizados enquanto a falha não for corrigida.

5.1 Etapas da Metodologia

Um fluxograma da metodologia proposta está apresentado na Figura 5.1.

5.1.1 Carga Inicial das Definições da Rede

Nesta etapa são carregadas as informações que definem todas as características da rede de distribuição:

- características das cargas;
- características das unidades de Geração Distribuída;
- topologia da Rede – Ligação entre os nós;
- características dos Trechos;
- localização e situação normal das Chaves de Manobra;
- parâmetros da Função Objetivo e das restrições a serem adotadas.

5.1.2 Compilação das Definições e Geração das Estruturas de Trabalho

Nesta etapa são validadas as informações de definição da rede e geradas as seguintes estruturas de dados que são utilizadas pelo procedimento de reconfiguração:

- TBL001 - Tabela de Trechos de rede primária de alimentador – exemplo Tabela 9.1;
- TBL002 - Tabela de nós de rede – exemplo Tabela 9.22;
- TBL003 - Tabela de Chaves de Manobra – exemplo Tabela 9.14;
- TBL004 - Tabela de Blocos de Reconfiguração – exemplo Tabela 5.1;
- classificação dos Blocos de Reconfiguração – exemplo Tabela 5.1;
- TBL005 - Tabela de Chaves de Manobra das Fronteiras dos Blocos de Reconfiguração – exemplo Tabela 5.1;
- TBL006 - Tabela de Chaves de Manobra das Fronteiras entre alimentadores e subestações – exemplo Tabela 9.18;
- determinação das dependências hierárquicas entre Blocos de Reconfiguração – exemplo Tabela 5.1;
- TBL007 - Tabela para manter estrutura de dados com lista de nós com Geração Distribuída e suas características de operação.

A compilação das definições da rede e geração das estruturas de trabalho, uma vez concluída, somente necessita ser executada novamente quando alguma alteração na topologia normal da rede for feita.

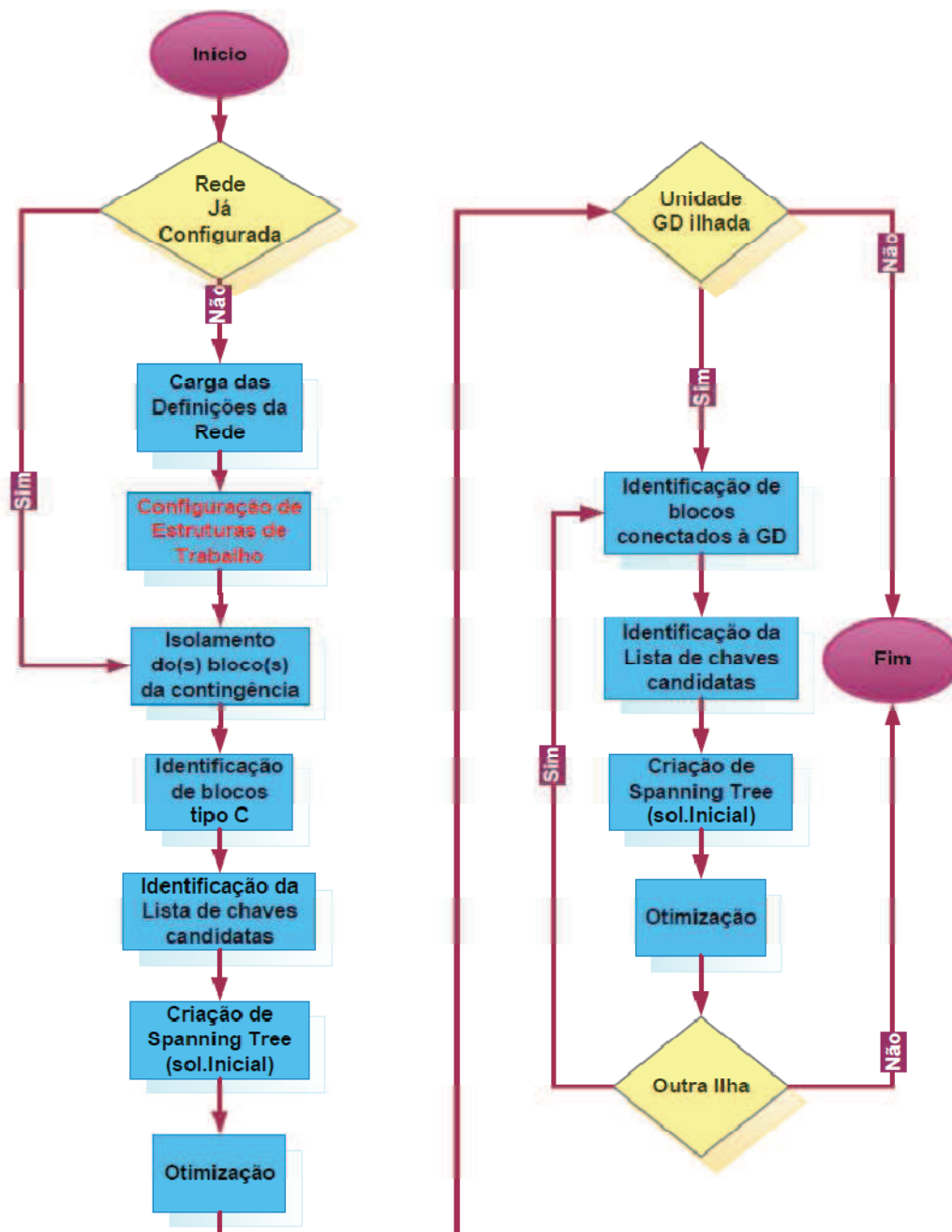


Figura 5.1 – Fluxograma da Metodologia Proposta

5.1.3 Execução do Procedimento de Otimização

O Procedimento de Otimização é constituído das seguintes rotinas:

Rotina 1 - Identificação do(s) local(is) do(s) Evento(s) de Contingência

A relação de locais com evento de contingência, falha ou manutenção programada, é o argumento de entrada para o procedimento de reconfiguração da rede. Cada local é um ponto de um trecho entre dois nós, ou um nó da rede de distribuição.

Em função da relação de locais obtém-se a relação de Blocos de Reconfiguração onde está(ao) localizado(s) o(s) evento(s) de contingência. A partir deste ponto, a unidade de trabalho é Bloco de Reconfiguração.

Rotina 2 - Isolamento do Ponto da Falta ou Manutenção Programada

Este procedimento consiste na identificação das operações de chaveamento necessárias para isolar, à montante e à jusante, todos os Blocos de Reconfiguração identificados na rotina 1 acima, garantindo assim que estes Blocos permanecerão não energizados, mesmo após a execução da reconfiguração da rede.

Rotina 3 - Identificação da Lista de Blocos de Reconfiguração Candidatos

Este procedimento consiste na identificação de todos os Blocos de Reconfiguração cujas fronteiras serão consideradas no processo de identificação de alternativas de solução. Esta identificação é feita a partir da estrutura de dados TBL004 - Tabela de Blocos de Reconfiguração, considerando os relacionamentos de dependências hierárquicas entre Blocos de Reconfiguração, criados na etapa 5.1.2 - Compilação das Definições e Geração das Estruturas de Trabalho.

Em princípio serão considerados todos os Blocos de Reconfiguração tipo C identificados no processo de compilação que gerou a tabela TBL004. Porém, esta

estrutura é flexível o suficiente para permitir que a área de planejamento da operação da rede configure adequações na tabela compilada, permitindo que sejam levadas em consideração características ou prioridades operacionais desejáveis.

Rotina 4 - Identificação da Lista de Chaves Candidatas

Este procedimento consiste na identificação de todas as chaves cuja mudança de situação, aberta/fechada, pode ser considerada como solução. Este conjunto constituirá as alternativas que serão consideradas para a solução do problema de reconfiguração.

Este conjunto de chaves será formado da seguinte maneira:

- a. considerando a união dos Blocos de Reconfiguração identificados na rotina 3, acima, são consideradas todas as chaves de fronteira desta união, levando em consideração a TBL005 - Tabela de Chaves de Manobra das Fronteiras dos Blocos de Reconfiguração, criada na etapa 5.1.2 - Compilação das Definições e Geração das Estruturas de Trabalho;
- b. são consideradas todas as chaves NA, Normalmente Abertas, das fronteiras do(s) alimentador(es) dos Blocos de Reconfiguração identificados na rotina 3, acima. Para isto, é levada em consideração a TBL006 - Tabela de Chaves de Manobra das Fronteiras entre alimentadores e subestações, criada na etapa 5.1.2 - Compilação das Definições e Geração das Estruturas de Trabalho;
- c. a lista de chaves candidatas será formada pela união dos conjuntos de chaves obtidos nos procedimentos a) e b), acima, excluídos todos os elementos que também pertençam ao conjunto de chaves determinado na rotina 2 acima;

Rotina 5 - Identificação da Solução de Reconfiguração a ser Proposta

Neste procedimento é identificada a configuração ótima de cada uma das chaves da Lista de Chaves Candidatas obtida na rotina 4, acima, considerando a otimização da função objetivo definida em 2.4.1, respeitando as restrições de operação definidas em 2.4.2.

Neste trabalho será utilizado como procedimentos de otimização o método *Simulated Annealing*, descrito no Capítulo 3, adaptado com característica de memorização do espaço de busca similar ao método Busca Tabú. Em situações onde a quantidade de chaves candidatas é inferior a 10, a busca completa no espaço de soluções também é considerada.

A otimização é feita em duas etapas. Inicialmente, a partir do fechamento de todas as Chaves Candidatas, os anéis formados são sucessivamente abertos até a obtenção de um grafo *Spanning Tree* (DIESTEL, R. 2005) com todos os nós que podem ser energizados após o seccionamento do(s) blocos em situação de contingência. Esta configuração de chaves é utilizada, então, como solução inicial para o procedimento de otimização propriamente dito.

Para a implementação do método de otimização utilizado, um procedimento básico e necessário é, a partir de uma dada solução candidata, obter a próxima solução, situada em uma vizinhança da solução atual. Foram implementadas e avaliadas duas opções de procedimento de identificação de solução vizinha.

Em uma primeira implementação do procedimento de identificação de solução vizinha, utilizou-se um algoritmo genérico onde, de maneira aleatória, é gerada uma perturbação na solução atual. A perturbação é feita sorteando uma das chaves candidatas da solução e trocando sua situação.

Uma segunda implementação do procedimento de identificação de solução vizinha foi feita levando em consideração as características particulares do problema em questão. Uma rede de distribuição com estrutura radial pode ser modelada como um grafo do tipo *Spanning Tree*. As chaves normalmente fechadas são elos configurados. As chaves normalmente abertas são elos que podem ser configurados. Nesta estrutura todo nó possui um caminho único de conexão com o nó raiz. Assim, todo elo (chave) aberto que for fechado cria um anel, o que obrigaria que algum elo (chave) fechado deste anel seja aberto para manutenção da *Spanning Tree*.

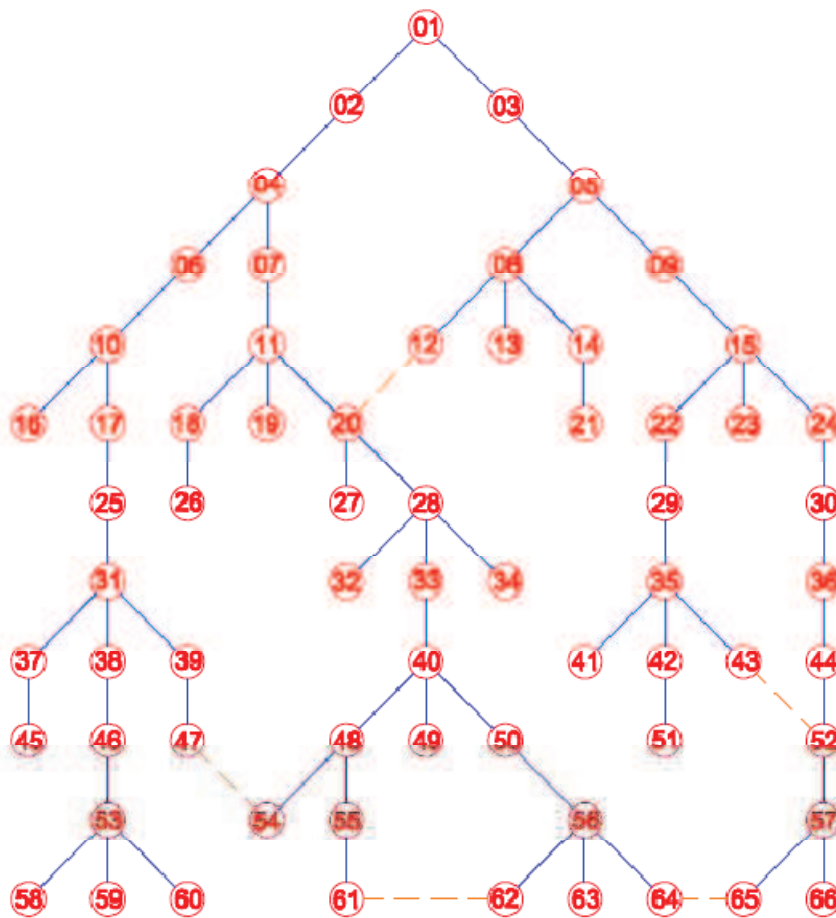


Figura 5.2 – *Spanning Tree*.

Considerando essa característica, o procedimento de obtenção de solução vizinha sorteia uma chave aberta para ser fechada, e uma segunda chave, do anel formado, para ser aberta, mantendo a quantidade de chaves abertas e de chaves fechadas da solução original. Por exemplo, considerando a *Spanning Tree* da Figura 5.2, para obtenção de uma estrutura vizinha, realizando uma perturbação através do procedimento acima, poderia ser fechado o elo entre os nós 47 e 54, e aberto o elo entre os nós 33 e 40.

Etapa 6 - Verificação da Existência de Ilha(s)

Neste procedimento é verificado se, com a implementação da configuração de chaves da Solução de Reconfiguração identificada na rotina 5, anteriormente descrita,

existem nós com Geração Distribuída – GD entre a relação de nós não atendidos (sem caminho até a subestação).

Em caso afirmativo criar estrutura com a relação de ilhas formadas.

Etapa 7 - Identificação da condição máxima de Ilhamento de cada GD

Para cada nó de GD identificado na rotina 6, acima, é executado um procedimento de otimização que visa identificar a maior ilha que este nó de GD pode alimentar, mantendo atendidas as restrições de operação estabelecidas. Para a identificação desta maior ilha, os seguintes procedimentos são executados:

- a. Considerando o nó de GD, é feita a identificação de uma *Spanning Tree* de nós não energizados que têm este nó como raiz;
- b. Os Blocos de reconfiguração que compõem a estrutura acima são considerados os Blocos Candidatos do procedimento de otimização. São consideradas todas as chaves de fronteira destes Blocos, levando em consideração a TBL005 - Tabela de Chaves de Manobra das Fronteiras dos Blocos de Reconfiguração, criada na etapa 5.1.2 - Compilação das Definições e Geração das Estruturas de Trabalho;
- c. O procedimento de otimização é executado. As soluções vizinhas serão geradas considerando: isolamento de bloco de fronteira da *Spanning Tree* (Abertura de uma chave), reconexão de bloco de fronteira da *Spanning Tree* (Fechamento de uma chave), reconfiguração da *Spanning Tree* (Abertura de uma chave e Fechamento de Outra).

5.1.4 Implementação do método *Simulated Annealing*

Para a implementação do método, os seguintes parâmetros foram configurados:

- o valor inicial T_0 ;
- uma função para determinar o decréscimo de T ;
- uma função para determinar o número de transições para cada temperatura - U_k .

O valor inicial da temperatura, T_0 , precisa garantir um grau de liberdade quase que total nas visitas iniciais ao espaço de soluções. A maneira usual de determinar este valor é inicializá-lo como 1 e fazer sucessivas gerações de cadeias de Markov para verificar a aceitação. Enquanto a probabilidade de aceitação não estiver próxima de 100%, o valor é incrementado de uma unidade e os testes de aceitação são repetidos. Com o tipo de função objetivo utilizada neste trabalho, o valor inicial de temperatura foi igual a 16.

A função de decréscimo da temperatura utilizada neste trabalho foi a multiplicação da temperatura atual por 0,9 ao final da geração de cada cadeia de Markov.

O último parâmetro de configuração é a função que atribui o tamanho da cadeia de Markov a ser gerada para cada nível de temperatura. O tamanho da cadeia gerada deve ser tal que esta se aproxime do equilíbrio de uma distribuição limite. Desta forma, este tamanho é uma função da temperatura, uma vez que quanto maior o grau de liberdade tolerado, maior a quantidade de soluções aceitas e maior é o tamanho da cadeia limite. Utilizou-se o valor fixo de 10% do tamanho do espaço de soluções médio utilizado (1024).

Como critério de parada, utilizou-se dez iterações sem melhora no valor da função objetivo.

Tabela 5.1: Blocos de Reconfiguração – Subestação 01 – Alimentador 01

SE01 / AL01	Chaves para Seccionamento	Blocos Reconfiguráveis - Tipo C - Em situação de falha
BR101	B182-B104	BR102, BR103, BR104, BR105, BR106, BR107, BR108, BR109, BR110, BR111
BR102	B182-B104, B158-B190, B183-B107, B253-B157	BR103, BR104, BR105, BR106, BR107, BR108, BR109, BR110, BR111
BR103	B183-B107, B184-B110, B184-B187, B184-B353, B108-B185	BR104, BR105, BR106
BR104	B184-B110, B111-B188, B112-B189, B112-B352, B113-B215	BR106
BR105	B128-B127, B108-B185, B130-B129, B109-B186	-
BR106	B132-B131, B184-B187, B134-B133, B111-B188, B136-B135, B189-B112	-
BR107	B148-B147, B127-B128, B150-B149, B129-B130	-
BR108	B152-B151, B131-B132, B154-B153, B133-B134, B156-B155, B135-B136	-
BR109	B158-B190, B166-B167, B173-B174, B270-B175	BR110, BR111
BR110	B166-B167, B191-B162, B267-B172, B264-B169, B260-164	-
BR111	B173-B174, B276-B181, B274-B179, B272-B177	-

Tabela 5.2: Blocos de Reconfiguração – Subestação 01 – Alimentador 03

SE01 / AL03	Chaves para Seccionamento	Blocos Reconfiguráveis - Tipo C - Em situação de falha
BR301	B303-B349	BR302, BR303, BR304, BR305, BR306, BR307
BR302	B303-B349, B306-B350	BR303, BR304, BR305, BR306, BR307
BR303	B306-B350, B307-B358, B309-B351	BR304, BR305, BR306, BR307
BR304	B309-B351, B352-B112, B312-B359, B313-B432	BR305, BR306, BR307
BR305	B312-B359, B319-B416, B321-B434, B328-B356, B324-B367	BR306, BR307
BR306	B307-B358, B324-B367	-
BR307	B328-B356, B336-B425, B340-B428, B342-B431	-

Tabela 5.3: Blocos de Reconfiguração – Subestação 02 – Alimentador 02

SE01 / AL03	Chaves para Seccionamento	Blocos Reconfiguráveis - Tipo C - Em situação de falha
BR201	B203-B204	BR202, BR203, BR204, BR205, BR206, BR207, BR208, BR209, BR210, BR211, BR212
BR202	B203-B204, B256-B257, B207-B208, B207-B439, B246-B277	BR203, BR204, BR205, BR206, BR207, BR208, BR209, BR210, BR211, BR212
BR203	B207-B208, B209-B286, B210-B285, B211-B294, B211-B212, B211-B438	BR204, BR205, BR206
BR204	B211-B212, B213-B292, B214-B293, B215-B113	BR206
BR205	B209-B286, B229-B228, B210-B285, B231-B230	-
BR206	B211-B294, B233-B232, B213-B292, B235-B234, B214-B293, B237-B236	-
BR207	B228-B229, B247-B287, B230-B231, B248-B288	-
BR208	B232-B233, B249-B289, B234-B235, B251-B291, B236-B237, B252, B290	-
BR209	B256-B257, B259-B290, B263-B279, B266-B281, B260-B268	BR210, BR211, BR212
BR210	B259-B280, B263-B279, B266-B281, B267-B172, B264-B169, B260-B164	-
BR211	B268-B278, B276-B181, B274-B179, B272-B177	-
BR212	B269-B268, B268-B278, B270-B175	BR211

Tabela 5.4: Blocos de Reconfiguração – Subestação 02 – Alimentador 04

SE01 / AL01	Chaves para Seccionamento	Blocos Reconfiguráveis - Tipo C - Em situação de falha
BR401	B436-B406	BR402, BR403, BR404, BR405
BR402	B436-B406, B439-B207, B437-B409	BR403, BR404, BR405
BR403	B437-B409, B438-B211, B440-B432	BR404, BR405
BR404	B433-B432, B416-B319, B434-B321, B434-B435	BR405
BR405	B434-B435, B425-B336, B428-B340, B431-B342	-

6 Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com a utilização da metodologia proposta. Para esta avaliação foi utilizado um sistema exemplo criado para reproduzir as condições críticas normalmente encontradas em sistemas de distribuição reais. As características deste sistema foram especificadas levando em consideração critérios disponibilizados na bibliografia (WILLIS, H. L.,2004).

6.1 Características do Sistema Exemplo

O sistema utilizado para avaliação da metodologia de reconfiguração proposta neste trabalho é uma rede de distribuição urbana hipotética que foi concebida especificamente para este fim, com o objetivo de caracterizar todas as situações para as quais a metodologia se aplica.

Em tempo de planejamento de uma rede de distribuição, são consideradas diversas estratégias de topologia, de posicionamento de subestações, de traçado dos alimentadores, etc. Na realidade das concessionárias de distribuição, encontra-se tanto redes na situação original do planejamento, quanto redes que sofreram, após o planejamento, expansões e adequações motivadas por novos consumidores e crescimento vegetativo. Desta forma, procurou-se refletir esta realidade no sistema exemplo concebido.

As seguintes características foram utilizadas no desenho do sistema exemplo:

- 2 subestações, com 40 MW cada uma;
- cada subestação atende uma área de 6,7 km²;
- a área de cada subestação está dividida em 4 quadrantes;
- as avaliações utilizarão 2 quadrantes, um de cada subestação, sendo que os 2 quadrantes têm fronteira geográfica;

- a potência demandada pelos 2 quadrantes é 12,2 MW;
- cada quadrante é atendido por dois alimentadores;
- 182 nós;
- a densidade média da rede é de 6 MW / km²;
- 33 chaves normalmente fechadas;
- 47 chaves normalmente abertas.

As avaliações feitas utilizaram os seguintes valores como base:

- SBase = 15 MVA
- VBase = 13,8 kV

As especificações completas do sistema exemplo estão apresentadas nos Anexo A. A planta com a situação e características do sistema exemplo está apresentada no Anexo B.

A área do sistema exemplo utilizado é compreendida pelo quadrante que a subestação 01 atende com os alimentadores 01 e 03, e pelo quadrante que a subestação 02 atende com os alimentadores 02 e 04.

As características dos trechos do alimentador 01 da subestação 01 estão descritas da Tabela 9.1 a Tabela 9.4. As características das chaves instaladas neste alimentador estão descritas na Tabela 9.14.

As características dos trechos do alimentador 03 da subestação 01 estão descritas da Tabela 9.5 a Tabela 9.7. As características das chaves instaladas neste alimentador estão descritas na Tabela 9.15.

As características dos trechos do alimentador 02 da subestação 02 estão descritas da Tabela 9.8 a Tabela 9.11. As características das chaves instaladas neste alimentador estão descritas na Tabela 9.16.

As características dos trechos do alimentador 04 da subestação 02 estão descritas na Tabela 9.12 e Tabela 9.13. As características das chaves instaladas neste alimentador estão descritas na Tabela 9.17.

O quadrante atendido pela subestação 01, com os alimentadores 01 e 03, faz fronteira com o quadrante atendido pela subestação 02, com os alimentadores 02 e 04. Nesta fronteira existem chaves normalmente abertas que permitem a ligação destes

alimentadores de subestações diferentes. As características destas chaves normalmente abertas localizadas nesta fronteira estão descritas da Tabela 9.18 a Tabela 9.21.

As características das cargas (consumidores) alimentadas pela subestação 01 com o alimentador 01 estão descritas na Tabela 9.22 e Tabela 9.23.

As características das cargas (consumidores) alimentadas pela subestação 01 com o alimentador 03 estão descritas na Tabela 9.24.

As características das cargas (consumidores) alimentadas pela subestação 02 com o alimentador 02 estão descritas na Tabela 9.25 e Tabela 9.26.

As características das cargas (consumidores) alimentadas pela subestação 02 com o alimentador 04 estão descritas na Tabela 9.27.

As características das estruturas de rede aérea utilizadas estão descritas na Tabela 9.28 e na Figura 9.1.

Para a parametrização da função objetivo utilizada nas avaliações deste trabalho, considerou-se igual a prioridade de todos os fatores considerados. Desta forma, foi atribuído o valor 0,2 aos pesos P1, P2, P3, P4 e P5.

6.2 Avaliação 1

Nesta avaliação, considera-se uma falha permanente no Bloco de Reconfiguração BR203, indicado na Tabela 5.3. O objetivo desta avaliação é ilustrar o uso da metodologia proposta neste trabalho em uma situação simplificada.

A partir das estruturas de dados geradas na etapa de carga e compilação da rede de distribuição, descrita no Capítulo 5, utilizando a estrutura apresentada na Tabela 5.3, são identificadas as chaves da rede de distribuição, em situação NF, normalmente fechadas, que devem ser abertas de modo a isolar eletricamente o Bloco de reconfiguração BR203. Nesta avaliação, as chaves identificadas são: B207-B208, B209-B286, B210-B285, B211-B294 e B211-B212. Resultado apresentado na Tabela 6.1.

Utilizando a estrutura de dados apresentada na Tabela 5.3, são identificados todos os Blocos de Reconfiguração que, quando o bloco BR203 está isolado, são classificados como Tipo C, ou seja, aqueles que podem ser energizados a partir de procedimento de mudança na configuração da rede, atendendo estes blocos a partir de outro alimentador, ou outro trecho do próprio alimentador onde ocorreu a falha. Nesta avaliação, os Blocos de Reconfiguração identificados são: BR204, BR205 e BR206.

Utilizando as estruturas de dados apresentadas da Tabela 5.1 a Tabela 5.4, para cada um dos Blocos de Reconfiguração classificados como Tipo C, identificados no procedimento anterior, são identificadas as Chaves candidatas para reconfiguração.

Utilizando as estruturas de dados apresentadas da Tabela 9.18 a Tabela 9.21, são identificadas as Chaves NA, normalmente abertas, que se situam nas fronteiras entre o alimentador dos Blocos de Reconfiguração candidatos identificados anteriormente, e os demais alimentadores com os quais este alimentador pode ter conexão. Esta relação de chaves NA é adicionada à relação de Chaves candidatas para reconfiguração obtida anteriormente.

A relação de Chaves candidatas deve ser configurada com a situação que representará a solução inicial do método de otimização. Esta solução inicial deve ser uma configuração radial do tipo grafo *Spanning Tree*. Para a obtenção desta configuração, inicialmente são fechadas todas as chaves. A partir do grafo obtido, as

malhas formadas são sucessivamente abertas até a obtenção de um grafo *Spanning Tree*. A configuração inicial obtida está apresentada na Tabela 6.2.

A seguir, o procedimento computacional de otimização é executado. O conjunto de chaves identificadas que isolam o bloco BR203 é informado como Argumento de Identificação da Contingência, e o conjunto de chaves identificadas como Chaves candidatas, é informado como Argumento de Identificação de Chaves Candidatas.

Tabela 6.1: Avaliação 01 - Isolamento do Bloco em contingência

Avaliação 01	Trecho		Estrut.	Situação
Contingência	Nó A	Nó B		
	B207	B208	Chave	Aberta
	B209	B286	Chave	Aberta
	B210	B285	Chave	Aberta
	B211	B294	Chave	Aberta
	B211	B212	Chave	Aberta

Tabela 6.2: Avaliação 01 - Solução inicial – *Spanning Tree*

Avaliação 01	Trecho		Estrutura	Situação
Sol.Inicial	Nó A	Nó B		
	B213	B292	Chave	Aberta
	B214	B293	Chave	Fechada
	B215	B113	Chave	Aberta
	B253	B157	Chave	Aberta
	B236	B237	Chave	Aberta
	B234	B235	Chave	Aberta
	B232	B233	Chave	Aberta
	B212	B438	Chave	Fechada
	B230	B231	Chave	Fechada
	B228	B229	Chave	Aberta

Os resultados obtidos com o método de otimização *Simulated Annealing* estão apresentados na Tabela 6.3.

Para validação, foi feita uma busca completa no espaço de soluções. Os resultados estão apresentados na Tabela 6.4.

Tabela 6.3: Avaliação 01 - Resultados obtidos com Método *Simulated Annealing*

	Avaliação 01		Simulated Annealing								
	Trecho		Estrut.	Situação Original	Situação Reconfigurada						
	Nó A	Nó B				Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes	Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.
	B213	B292	Chave	Fechada	Fechada						
	B214	B293	Chave	Aberta	Aberta						
	B215	B113	Chave	Aberta	Aberta						
	B253	B157	Chave	Aberta	Aberta						
	B236	B237	Chave	Aberta	Aberta						
	B234	B235	Chave	Aberta	Aberta						
	B232	B233	Chave	Aberta	Fechada						
	B212	B438	Chave	Aberta	Aberta						
	B230	B231	Chave	Aberta	Aberta						
	B228	B229	Chave	Aberta	Fechada						
0.011151	0.0023		10		0		2	10s	108		

Tabela 6.4: Avaliação 01 - Resultados obtidos com Busca Completa

	Avaliação 01		Busca Completa								
	Trecho		Estrut.	Situação	Situação Reconfigurada						
	Nó A	Nó B				Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes	Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.
	B213	B292	Chave	Fechada	Fechada						
	B214	B293	Chave	Aberta	Aberta						
	B215	B113	Chave	Aberta	Aberta						
	B253	B157	Chave	Aberta	Aberta						
	B236	B237	Chave	Aberta	Aberta						
	B234	B235	Chave	Aberta	Aberta						
	B232	B233	Chave	Aberta	Fechada						
	B212	B438	Chave	Aberta	Aberta						
	B230	B231	Chave	Aberta	Aberta						
	B228	B229	Chave	Aberta	Fechada						
0.011151	0.0023		10		0		2	2min	1024		

6.2.1 Comentários

O resultado apresentado na Tabela 6.3, coincide com o ótimo global que foi identificado a partir de busca completa no espaço de solução conforme Tabela 6.4.

Executando o método *Simulated Annealing* 50 vezes, o ótimo global é obtido em 98% das execuções deste procedimento de otimização. Esta situação evidencia uma das principais características dos métodos meta-heurísticos, o fato de que não necessariamente obtém um mínimo global, porém, devolvem uma solução de boa qualidade.

Pelas características do problema da reconfiguração para restabelecimento do fornecimento durante situação de contingência, por se tratar de uma situação emergencial e temporária, normalmente é mais importante uma solução apenas de boa qualidade obtida em um tempo curto, do que a melhor solução se obtida em um tempo longo.

Nesta situação simplificada, a obtenção do ótimo global com probabilidade 0,98 pode sinalizar o quanto as cadeias de Markov obtidas durante a otimização estavam próximas da cadeia limite, o que é a premissa da demonstração de convergência do algoritmo. Utilizou-se como tamanho das cadeias de Markov o valor fixo de 10% do tamanho do espaço de soluções médio utilizado (1024).

6.3 Avaliação 2

Nesta avaliação, considera-se uma falha permanente no Bloco de Reconfiguração BR202, indicado na Tabela 5.3. O objetivo desta avaliação é ilustrar o uso da metodologia proposta neste trabalho em uma situação simplificada.

A partir das estruturas de dados geradas na etapa de carga e compilação da rede de distribuição, descrita no Capítulo 5, utilizando a estrutura apresentada na Tabela 5.3, são identificadas as chaves da rede de distribuição, em situação NF, que devem ser abertas de modo a isolar eletricamente o Bloco de reconfiguração BR202. Nesta avaliação, as chaves identificadas são: B207-B208, B203-B204, B246-B277, B207-B439 e B256-B257. Resultado apresentado na Tabela 6.5.

Utilizando a estrutura de dados apresentada na Tabela 5.3, são identificados todos os Blocos de Reconfiguração que foram classificados como Tipo C, ou seja, aqueles que podem ser energizados a partir de procedimento de mudança na configuração da rede, atendendo estes blocos a partir de outro alimentador ou outro trecho do próprio alimentador onde ocorreu a falha. Nesta avaliação, os Blocos de Reconfiguração identificados são: BR203, BR204, BR205, BR206, BR207, BR208, BR209, BR210, BR211 e BR212.

Utilizando as estruturas de dados apresentadas da Tabela 5.1 a Tabela 5.4, para cada um dos Blocos de Reconfiguração classificados como Tipo C, identificados no procedimento anterior, são identificadas as Chaves candidatas para reconfiguração.

Utilizando as estruturas de dados apresentadas da Tabela 9.18 a Tabela 9.21, são identificadas as Chaves NA que se situam nas fronteiras entre o alimentador dos Blocos de Reconfiguração candidatos identificados anteriormente, e os demais alimentadores com os quais este alimentador pode ter conexão. Esta relação de chaves NA é adicionada à relação de Chaves candidatas para reconfiguração obtida anteriormente.

A relação de Chaves candidatas deve ser configurada com a situação que representará a solução inicial do método de otimização. Esta solução inicial deve ser uma configuração radial do tipo grafo *Spanning Tree*. Para a obtenção desta configuração, inicialmente são fechadas todas as chaves. A partir do grafo obtido, as

malhas formadas são sucessivamente abertas até a obtenção de um grafo *Spanning Tree*. A configuração inicial obtida está apresentada na Tabela 6.6.

A seguir, o procedimento computacional de otimização é executado. O conjunto de chaves identificadas que isolam o bloco BR202 é informado como Argumento de Identificação da Contingência, e o conjunto de chaves identificadas como Chaves candidatas, é informado como Argumento de Identificação de Chaves Candidatas.

Tabela 6.5: Avaliação 02 - Isolamento do Bloco em contingência

Avaliação 02 Contingência	Trecho		Estrutura	Situação
	Nó A	Nó B		
	B207	B208	Chave	Aberta
	B203	B204	Chave	Aberta
	B246	B277	Chave	Aberta
	B207	B439	Chave	Aberta
	B256	B257	Chave	Aberta

Tabela 6.6: Avaliação 02 - Solução inicial – *Spanning Tree*

Avaliação 02 Sol.Inicial	Trecho		Estrutura	Situação
	Nó A	Nó B		
	B212	B438	Chave	Fechada
	B215	B113	Chave	Aberta
	B253	B157	Chave	Fechada
	B276	B181	Chave	Fechada
	B274	B179	Chave	Aberta
	B272	B177	Chave	Aberta
	B267	B172	Chave	Aberta
	B270	B175	Chave	Aberta
	B264	B169	Chave	Aberta
	B260	B164	Chave	Aberta

Os resultados obtidos com o método de otimização *Simulated Annealing* estão apresentados na Tabela 6.7.

Para validação, foi feita uma busca completa no espaço de soluções. Os resultados estão apresentados na Tabela 6.8.

Tabela 6.7: Avaliação 02 - Resultados obtidos com Método *Simulated Annealing*

	Avaliação 02		Simulated Annealing								
	Trecho		Estrut.	Situação Original	Situação Reconfigurada						
	Nó A	Nó B				Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes	Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.
	B212	B438	Chave	Aberta	Fechada						
	B215	B113	Chave	Aberta	Aberta						
	B253	B157	Chave	Aberta	Fechada						
	B276	B181	Chave	Aberta	Aberta						
	B274	B179	Chave	Aberta	Aberta						
	B272	B177	Chave	Aberta	Aberta						
	B267	B172	Chave	Aberta	Aberta						
	B270	B175	Chave	Aberta	Fechada						
	B264	B169	Chave	Aberta	Aberta						
	B260	B164	Chave	Aberta	Aberta						
0.066918	0.0037		59		19		3	15s	63		

Tabela 6.8: Avaliação 02 - Resultados obtidos com Busca Completa

	Avaliação 02		Busca Completa								
	Trecho		Estrutura	Situação Original	Situação Reconfigurada						
	Nó A	Nó B				Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes	Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.
	B212	B438	Chave	Aberta	Fechada						
	B215	B113	Chave	Aberta	Aberta						
	B253	B157	Chave	Aberta	Fechada						
	B276	B181	Chave	Aberta	Aberta						
	B274	B179	Chave	Aberta	Aberta						
	B272	B177	Chave	Aberta	Aberta						
	B267	B172	Chave	Aberta	Aberta						
	B270	B175	Chave	Aberta	Fechada						
	B264	B169	Chave	Aberta	Aberta						
	B260	B164	Chave	Aberta	Aberta						
0.066918	0.0037		59		19		3	2min	1024		

6.3.1 Comentários

O resultado apresentado na Tabela 6.7, coincide com o ótimo global que foi identificado a partir de busca completa no espaço de solução conforme Tabela 6.8.

Executando o método *Simulated Annealing* 50 vezes, o ótimo global é obtido em 98% das execuções deste procedimento de otimização. Esta situação evidencia uma das principais características dos métodos meta-heurísticos, o fato de que não necessariamente obtém um mínimo global, porém, devolvem uma solução de boa qualidade.

Pelas características do problema da reconfiguração para restabelecimento do fornecimento durante situação de contingência, por se tratar de uma situação emergencial e temporária, normalmente é mais importante uma solução apenas de boa qualidade obtida em um tempo curto, do que a melhor solução se obtida em um tempo longo.

Nesta situação simplificada, a obtenção do ótimo global com probabilidade 0,98 pode sinalizar o quanto as cadeias de Markov obtidas durante a otimização estavam próximas da cadeia limite, o que é a premissa da demonstração de convergência do algoritmo. Utilizou-se como tamanho das cadeias de Markov o valor fixo de 10% do tamanho do espaço de soluções médio utilizado (1024).

6.4 Avaliação 3

Nesta avaliação, consideram-se falhas permanentes nos Blocos de Reconfiguração BR202 e BR109, indicado em Tabela 5.1 e Tabela 5.3. O objetivo desta avaliação é ilustrar o uso da metodologia proposta neste trabalho em uma situação onde uma unidade de geração distribuída – GD, fica em situação ilhada após o procedimento de reconfiguração. Neste caso, um último procedimento da metodologia é executado com o objetivo de identificar a configuração de chaves que deve ser adotada de modo a deixar a configuração da ilha compatível com as características da unidade de geração distribuída.

A partir das estruturas de dados geradas na etapa de carga e compilação da rede de distribuição, descrita no Capítulo 5, utilizando a estrutura apresentada em Tabela 5.1 e Tabela 5.3, são identificadas as chaves da rede de distribuição, em situação NF que devem ser abertas de modo a isolar eletricamente os Blocos de reconfiguração BR202 e BR109. Nesta avaliação, as chaves identificadas são: B207-B208, B203-B204, B246-B277, B207-B439, B256-B257, B158-B190, B166-B167, B173-B174 e B270-B175. Resultado apresentado na Tabela 6.9.

Utilizando a estrutura de dados apresentada na Tabela 5.3, são identificados todos os Blocos de Reconfiguração que, quando os blocos BR202 e BR109 estão isolados, são classificados como Tipo C, ou seja, aqueles que podem ser energizados a partir de procedimento de mudança na configuração da rede, atendendo estes blocos a partir de outro alimentador ou outro trecho do próprio alimentador onde ocorreu a falha. Nesta avaliação, os Blocos de Reconfiguração identificados são: BR203, BR204, BR205, BR206, BR207, BR208, BR209, BR210, BR211, BR212, BR110 e BR111.

Utilizando as estruturas de dados apresentadas da Tabela 5.1 a Tabela 5.4, para cada um dos Blocos de Reconfiguração classificados como Tipo C, identificados no procedimento anterior, são identificadas as Chaves candidatas para reconfiguração.

Utilizando as estruturas de dados apresentadas da Tabela 9.18 a Tabela 9.21, são identificadas as Chaves NA que se situam nas fronteiras entre o alimentador dos Blocos de Reconfiguração candidatos identificados anteriormente, e os demais alimentadores com os quais este alimentador pode ter conexão. Esta relação de

chaves NA é adicionada à relação de Chaves candidatas para reconfiguração obtida anteriormente.

A relação de Chaves candidatas deve ser configurada com a situação que representará a solução inicial do método de otimização. Esta solução inicial deve ser uma configuração radial do tipo grafo *Spanning Tree*. Para a obtenção desta configuração, inicialmente são fechadas todas as chaves. A partir do grafo obtido, as malhas formadas são sucessivamente abertas até a obtenção de um grafo *Spanning Tree*. A configuração inicial obtida está apresentada na Tabela 6.10.

A seguir, o procedimento computacional de otimização é executado. O conjunto de chaves identificadas que isolam os blocos BR202 e BR109 é informado como Argumento de Identificação da Contingência, e o conjunto de chaves identificadas como Chaves candidatas, é informado como Argumento de Identificação de Chaves Candidatas.

Tabela 6.9: Avaliação 03 - Isolamento do Bloco em contingência

Avaliação 03	Trecho		Estrutura	Situação
Contingência	Nó A	Nó B		
	B256	B257	Chave	Aberta
	B246	B277	Chave	Aberta
	B207	B208	Chave	Aberta
	B207	B439	Chave	Aberta
	B203	B204	Chave	Aberta
	B158	B190	Chave	Aberta
	B166	B167	Chave	Aberta
	B173	B174	Chave	Aberta
	B270	B175	Chave	Aberta

Tabela 6.10: Avaliação 03 - Solução inicial – *Spanning Tree*

Avaliação 03	Trecho		Estrut.	Situação
	Barra A	Barra B		
Sol.Inicial	B212	B438	Chave	Fechada
	B215	B113	Chave	Aberta
	B253	B157	Chave	Fechada
	B276	B181	Chave	Fechada
	B274	B179	Chave	Fechada
	B272	B177	Chave	Fechada
	B267	B172	Chave	Fechada
	B264	B169	Chave	Fechada
	B260	B164	Chave	Fechada

Os resultados obtidos com o método de otimização *Simulated Annealing* estão apresentados na Tabela 6.11.

Para validação, foi feita uma busca completa no espaço de soluções. Os resultados estão apresentados na Tabela 6.12.

Tabela 6.11: Avaliação 03 - Resultados obtidos com Método *Simulated Annealing*

Avaliação 03		Simulated Annealing				
Trecho		Estrut.	Situação Original	Situação Reconfigurada		
Nó A	Nó B					
B212	B438	Chave	Aberta	Fechada		
B215	B113	Chave	Aberta	Aberta		
B253	B157	Chave	Aberta	Fechada		
B276	B181	Chave	Aberta	Aberta		
B274	B179	Chave	Aberta	Aberta		
B272	B177	Chave	Aberta	Aberta		
B267	B172	Chave	Aberta	Aberta		
B270	B175	Chave	Aberta	Aberta		
B264	B169	Chave	Aberta	Aberta		
B260	B164	Chave	Aberta	Aberta		
Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes	Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.	Soluções Visitadas
0.1727	0.0020	74	51	2	4s	10

Tabela 6.12: Avaliação 03 - Resultados obtidos com Busca Completa

Avaliação 03		Busca Completa				
Trecho		Estrut.	Situação Original	Situação Reconfigurada		
Nó A	Nó B					
B212	B438	Chave	Aberta	Fechada		
B215	B113	Chave	Aberta	Aberta		
B253	B157	Chave	Aberta	Fechada		
B276	B181	Chave	Aberta	Aberta		
B274	B179	Chave	Aberta	Aberta		
B272	B177	Chave	Aberta	Aberta		
B267	B172	Chave	Aberta	Aberta		
B270	B175	Chave	Aberta	Aberta		
B264	B169	Chave	Aberta	Aberta		
B260	B164	Chave	Aberta	Aberta		
Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes	Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.	Soluções Visitadas
0.1727	0.0020	74	51	2	6min	1024

Com esta configuração de chaves obtida como solução, a unidade de geração distribuída – GD, localizada no nó T253, na subestação SE 02, alimentador AL 02, fica ilhada da rede de distribuição.

Nesta situação é executado o procedimento computacional de identificação da melhor configuração de chaves para a ilha, conforme metodologia descrita no Capítulo 5.

A partir das estruturas de dados geradas na etapa de carga e compilação da rede de distribuição, descrita no Capítulo 5, utilizando a estrutura TBL007 que mantém as características de operação dos nós com Geração Distribuída, são identificadas as chaves da rede de distribuição em situação NF que devem ser abertas de modo a isolar eletricamente a maior ilha não energizada suportada pela unidade de Geração Distribuída. Nesta avaliação, as chaves identificadas são: B256-B257, B270-B175, B166-B167 e B173-B174.

Utilizando a estrutura TBL007, são identificados todos os Blocos de Reconfiguração que fazem parte da ilha isolada no procedimento anterior. Nesta avaliação, os Blocos de Reconfiguração identificados são: BR209, BR210, BR211, BR212, BR207, BR110 e BR111. Resultado apresentado na Tabela 6.13.

Utilizando as estruturas de dados apresentadas da Tabela 5.1 a Tabela 5.4, para cada um dos Blocos de Reconfiguração identificados no procedimento anterior, são identificadas as Chaves candidatas para reconfiguração.

A relação de Chaves candidatas deve ser configurada com a situação que representará a solução inicial do método de otimização. Esta solução inicial deve ser uma configuração radial do tipo grafo *Spanning Tree*. Para a obtenção desta configuração, inicialmente são fechadas todas as chaves. A partir do grafo obtido, as malhas formadas são sucessivamente abertas até a obtenção de um grafo *Spanning Tree*. A configuração inicial obtida está apresentada na Tabela 6.14.

Tabela 6.13: Avaliação 03 - Isolamento dos Blocos Ilhados

Avaliação 03 Contingência	Trecho		Estrut.	Situação
	Nó A	Nó B		
	B256	B257	Chave	Aberta
	B270	B175	Chave	Aberta
	B166	B167	Chave	Aberta
	B173	B174	Chave	Aberta

Tabela 6.14: Avaliação 03 - Solução inicial

Avaliação 03 Sol.Inicial	Trecho		Estrut.	Situação
	Nó A	Nó B		
	B263	B279	Chave	Fechada
	B269	B268	Chave	Fechada
	B276	B181	Chave	Aberta
	B272	B177	Chave	Fechada
	B267	B172	Chave	Aberta
	B260	B164	Chave	Aberta
	B268	B278	Chave	Fechada
	B274	B179	Chave	Aberta
	B264	B169	Chave	Fechada

Os resultados obtidos com o método de otimização *Simulated Annealing* estão apresentados na Tabela 6.15.

Para validação, foi feita uma busca completa no espaço de soluções. Os resultados estão apresentados na Tabela 6.16.

Tabela 6.15: Avaliação 03 - Resultados obtidos com Método Simulated Annealing

Avaliação 03		Simulated Annealing			GD Ilhada	
Trecho		Estrut.	Situação	Situação	Chaves manob.	Tempo Proc.
Barra A	Barra B		Original	Reconfigurada		
B263	B279	Chave	Fechada	Fechada	1	11s
B269	B268	Chave	Fechada	Fechada		
B276	B181	Chave	Aberta	Aberta		
B272	B177	Chave	Aberta	Aberta		
B267	B172	Chave	Aberta	Aberta		
B260	B164	Chave	Aberta	Aberta		
B268	B278	Chave	Fechada	Fechada		
B274	B179	Chave	Aberta	Aberta		
B264	B169	Chave	Aberta	Fechada		
B264	B169	Chave	Aberta	Fechada		

Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes	Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.	Soluções Visitadas
0.5574	0,00007	31	11	1	11s	105

Tabela 6.16: Avaliação 03 - Resultados obtidos com Busca Completa

Avaliação 03		Busca Completa			GD Ilhada	
Trecho		Estrut.	Situação	Situação	Chaves manob.	Tempo Proc.
Barra A	Barra B		Original	Reconfigurada		
B263	B279	Chave	Fechada	Fechada	1	1min15s
B269	B268	Chave	Fechada	Fechada		
B276	B181	Chave	Aberta	Aberta		
B272	B177	Chave	Aberta	Aberta		
B267	B172	Chave	Aberta	Aberta		
B260	B164	Chave	Aberta	Aberta		
B268	B278	Chave	Fechada	Fechada		
B274	B179	Chave	Aberta	Aberta		
B264	B169	Chave	Aberta	Fechada		
B264	B169	Chave	Aberta	Fechada		

Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes	Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.	Soluções Visitadas
0.5574	0,00007	31	11	1	1min15s	512

6.4.1 Comentários

O resultado apresentado na Tabela 6.11, coincide com o ótimo global que foi identificado a partir de busca completa no espaço de solução conforme Tabela 6.12.

Executando o método *Simulated Annealing* 50 vezes, o ótimo global é obtido em 94% das execuções deste procedimento de otimização. Esta situação evidencia uma das principais características dos métodos meta-heurísticos, o fato de que não necessariamente obtém um mínimo global, porém, devolvem uma solução de boa qualidade.

Pelas características do problema da reconfiguração para restabelecimento do fornecimento durante situação de contingência, por se tratar de uma situação emergencial e temporária, normalmente é mais importante uma solução apenas de boa qualidade obtida em um tempo curto, do que a melhor solução se obtida em um tempo longo.

Nesta situação simplificada, a obtenção do ótimo global com probabilidade 0,94 pode sinalizar o quanto as cadeias de Markov obtidas durante a otimização estavam próximas da cadeia limite, o que é a premissa da demonstração de convergência do algoritmo. Utilizou-se como tamanho das cadeias de Markov o valor fixo de 10% do tamanho do espaço de soluções médio utilizado (1024).

6.5 Avaliação 4

Nesta avaliação, considera-se uma falha permanente nos Blocos de Reconfiguração BR109 e BR303, indicados na Tabela 5.1 e Tabela 5.2. O objetivo desta avaliação é ilustrar o uso da metodologia proposta neste trabalho em duas situações, com uma unidade de geração distribuída – GD ativa, e em situação de inatividade, avaliando o impacto de cada situação na solução identificada.

A partir das estruturas de dados geradas na etapa de carga e compilação da rede de distribuição, descrita no Capítulo 5, utilizando a estrutura apresentada em Tabela 5.1 e Tabela 5.2, são identificadas as chaves da rede de distribuição, em situação NF que devem ser abertas de modo a isolar eletricamente os Blocos de reconfiguração BR109 e BR303. Nesta avaliação, as chaves identificadas são: B158-B190, B166-B167, B173-B174, B270-B175, B306-B350, B307-B358 e B309-B351. Resultado apresentado na Tabela 6.17.

Utilizando a estrutura de dados apresentada na Tabela 5.3, são identificados todos os Blocos de Reconfiguração que foram classificados como Tipo C, ou seja, aqueles que podem ser energizados a partir de procedimento de mudança na configuração da rede, atendendo estes blocos a partir de outro alimentador ou outro trecho do próprio alimentador onde ocorreu a falha. Nesta avaliação, os Blocos de Reconfiguração identificados são: BR110, BR111, BR304, BR305, BR306 e BR307.

Utilizando as estruturas de dados apresentadas da Tabela 5.1 a Tabela 5.4, para cada um dos Blocos de Reconfiguração classificados como Tipo C, identificados no procedimento anterior, são identificadas as Chaves candidatas para reconfiguração.

Utilizando as estruturas de dados apresentadas da Tabela 9.18 a Tabela 9.21, são identificadas as Chaves NA que se situam nas fronteiras entre o alimentador dos Blocos de Reconfiguração candidatos identificados anteriormente, e os demais alimentadores com os quais este alimentador pode ter conexão. Esta relação de chaves NA é adicionada à relação de Chaves candidatas para reconfiguração obtida anteriormente.

A relação de Chaves candidatas deve ser configurada com a situação que representará a solução inicial do método de otimização. Esta solução inicial deve ser uma configuração radial do tipo grafo *Spanning Tree*. Para a obtenção desta

configuração, inicialmente são fechadas todas as chaves. A partir do grafo obtido, as malhas formadas são sucessivamente abertas até a obtenção de um grafo *Spanning Tree*. A configuração inicial obtida está apresentada na Tabela 6.18.

A seguir, o procedimento computacional de otimização é executado. O conjunto de chaves identificadas que isolam os blocos BR109 e BR303 é informado como Argumento de Identificação da Contingência, e o conjunto de chaves identificadas como Chaves candidatas, é informado como Argumento de Identificação de Chaves Candidatas.

Tabela 6.17: Avaliação 04 - Isolamento do Bloco em contingência

Avaliação 04 Contingência	Trecho		Estrutura	Situação
	Nó A	Nó B		
	B158	B190	Chave	Aberta
	B166	B167	Chave	Aberta
	B173	B174	Chave	Aberta
	B270	B175	Chave	Aberta
	B306	B350	Chave	Aberta
	B307	B358	Chave	Aberta
	B309	B351	Chave	Aberta

Tabela 6.18: Avaliação 04 - Solução inicial – *Spanning Tree*

Avaliação 04 Sol.Inicial	Trecho		Estrutura	Situação
	Nó A	Nó B		
	B191	B162	Chave	Fechada
	B274	B179	Chave	Aberta
	B264	B169	Chave	Aberta
	B276	B181	Chave	Aberta
	B272	B177	Chave	Fechada
	B267	B172	Chave	Aberta
	B260	B164	Chave	Aberta
	B112	B352	Chave	Aberta
	B434	B321	Chave	Aberta
	B324	B357	Chave	Fechada
	B416	B319	Chave	Aberta
	B425	B336	Chave	Aberta
	B428	B340	Chave	Aberta
	B431	B342	Chave	Aberta
	B432	B313	Chave	Fechada

Quando a unidade de geração distribuída – GD, localizada no Nó T253 está ativa é, os resultados obtidos com o método de otimização *Simulated Annealing* estão apresentados na Tabela 6.19.

Para validação, foi feita uma busca completa no espaço de soluções. Os resultados estão apresentados na Tabela 6.20.

Tabela 6.19: Avaliação 04 – Com GD - Resultados obtidos com *Método Simulated Annealing*

Avaliação 04		Simulated Annealing					
Trecho		Estrut.	Situação	Situação			
Barra A	Barra B		Original	Reconfigurada			
B191	B162	Chave	Aberta	Aberta			
B274	B179	Chave	Aberta	Aberta			
B264	B169	Chave	Aberta	Fechada			
B276	B181	Chave	Aberta	Aberta			
B272	B177	Chave	Aberta	Fechada			
B267	B172	Chave	Aberta	Aberta			
B260	B164	Chave	Aberta	Aberta			
B112	B352	Chave	Aberta	Fechada			
B434	B321	Chave	Aberta	Aberta			
B324	B357	Chave	Aberta	Fechada			
B416	B319	Chave	Aberta	Aberta			
B425	B336	Chave	Aberta	Aberta			
B428	B340	Chave	Aberta	Aberta			
B431	B342	Chave	Aberta	Aberta			
B432	B313	Chave	Aberta	Aberta			
Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes	Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.	Soluções Visitadas	
0.041526	0.0024	39	10	4	1min15s	312	

Tabela 6.20: Avaliação 04 – Com GD - Resultados obtidos com Busca Completa

Avaliação 04		Busca Completa			Com GD		
Trecho		Estrut.	Situação Original	Situação Reconfigurada			
Nó A	Nó B						
B191	B162	Chave	Aberta	Aberta			
B274	B179	Chave	Aberta	Aberta			
B264	B169	Chave	Aberta	Fechada			
B276	B181	Chave	Aberta	Aberta			
B272	B177	Chave	Aberta	Fechada			
B267	B172	Chave	Aberta	Aberta			
B260	B164	Chave	Aberta	Aberta			
B112	B352	Chave	Aberta	Fechada			
B434	B321	Chave	Aberta	Aberta			
B324	B357	Chave	Aberta	Fechada			
B416	B319	Chave	Aberta	Aberta			
B425	B336	Chave	Aberta	Aberta			
B428	B340	Chave	Aberta	Aberta			
B431	B342	Chave	Aberta	Aberta			
B432	B313	Chave	Aberta	Aberta			
Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes	Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.	Soluções Visitadas	
0.041526	0.0024	39	10	4	1h49min	32768	

Quando a unidade de geração distribuída – GD, localizada no Nó T253 não está ativa, os resultados obtidos com o método de otimização *Simulated Annealing* estão apresentados na Tabela 6.21.

Para validação, foi feita uma busca completa no espaço de soluções. Os resultados estão apresentados na Tabela 6.22.

Tabela 6.21: Avaliação 04 – Sem GD - Resultados obtidos com Método *Simulated Annealing*

Avaliação 04		Simulated Annealing			Sem GD		
Trecho		Estrut.	Situação Original	Situação Reconfigurada			
Nó A	Nó B						
B191	B162	Chave	Aberta	Fechada			
B274	B179	Chave	Aberta	Aberta			
B264	B169	Chave	Aberta	Aberta			
B276	B181	Chave	Aberta	Aberta			
B272	B177	Chave	Aberta	Fechada			
B267	B172	Chave	Aberta	Aberta			
B260	B164	Chave	Aberta	Aberta			
B112	B352	Chave	Aberta	Fechada			
B434	B321	Chave	Aberta	Aberta			
B324	B357	Chave	Aberta	Fechada			
B416	B319	Chave	Aberta	Aberta			
B425	B336	Chave	Aberta	Aberta			
B428	B340	Chave	Aberta	Aberta			
B431	B342	Chave	Aberta	Aberta			
B432	B313	Chave	Aberta	Aberta			
Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes		Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.	Soluções Visitadas
0.043978	0.0033	39		10	4	1min15s	335

Tabela 6.22: Avaliação 04 – Sem GD - Resultados obtidos com Busca Completa

Avaliação 04		Busca Completa			Sem GD		
Trecho			Estrut.	Situação Original			
Nó A	Nó B						
B191	B162	Chave	Aberta	Fechada			
B274	B179	Chave	Aberta	Aberta			
B264	B169	Chave	Aberta	Aberta			
B276	B181	Chave	Aberta	Aberta			
B272	B177	Chave	Aberta	Fechada			
B267	B172	Chave	Aberta	Aberta			
B260	B164	Chave	Aberta	Aberta			
B112	B352	Chave	Aberta	Fechada			
B434	B321	Chave	Aberta	Aberta			
B324	B357	Chave	Aberta	Fechada			
B416	B319	Chave	Aberta	Aberta			
B425	B336	Chave	Aberta	Aberta			
B428	B340	Chave	Aberta	Aberta			
B431	B342	Chave	Aberta	Aberta			
B432	B313	Chave	Aberta	Aberta			
Valor Função Obj.	Perdas (PU)	Consum. interr. antes	Consum. interr. Depois	Chaves manob.	Tempo Proc.	Soluções Visitadas	
0.043978	0.0033	39	10	4	1h40min	32768	

6.5.1 Comentários

O resultado apresentado na Tabela 6.19, coincide com o ótimo global que foi identificado a partir de busca completa no espaço de solução conforme Tabela 6.20.

Executando o método *Simulated Annealing* 50 vezes, o ótimo global, inicialmente foi obtido em 72% das execuções deste procedimento de otimização. Esta situação evidencia uma das principais características dos métodos meta-heurísticos, o fato de que não necessariamente obtém um mínimo global, porém, devolvem uma solução de boa qualidade.

Nas avaliações anteriores o espaço de soluções era formado pela combinação de 10 chaves candidatas e utilizou-se como tamanho das cadeias de Markov o valor fixo de 10% do tamanho do espaço de soluções médio utilizado (1024).

A avaliação 4 envolve um número de 15 chaves candidatas. Foi feita uma alteração no tamanho das cadeias de Markov geradas, trabalhando com cadeias de 154 elementos em todos os valores de temperatura. Com esta alteração o ótimo global passou a ser obtido com probabilidade 0,92.

A obtenção do ótimo global com probabilidade 0,92 pode sinalizar o quanto as cadeias de Markov obtidas durante a otimização estavam próximas da cadeia limite, o que é a premissa da demonstração de convergência do algoritmo.

A convergência foi alcançada com a geração de oito cadeias de Markov, após sete reduções da temperatura, com cadeias de Markov têm tamanho de 154 soluções para todos os valores de temperatura. Na Figura 6.1 é apresentado gráfico com a classificação das soluções geradas em cada nível de temperatura. As soluções que não atenderam as restrições não estão representadas.

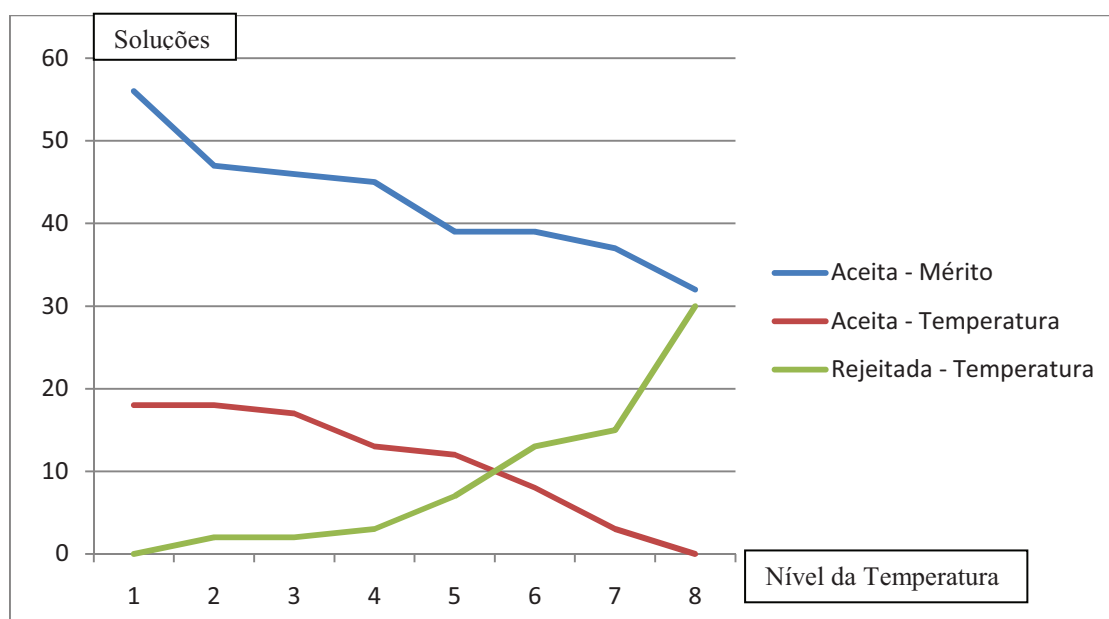


Figura 6.1 – Classificação das soluções das Cadeias de Markov geradas

Na Figura 6.2 é apresentado gráfico com os valores de temperatura utilizados para a geração de cada cadeia de Markov. O valor inicial foi determinado de tal forma que não existissem soluções rejeitadas pelo critério de temperatura, e a função de

decrécimo é tal que na temperatura final não são aceitas soluções que não tenham mérito considerando a função objetivo, conforme pode ser visto no gráfico da Figura 6.1.

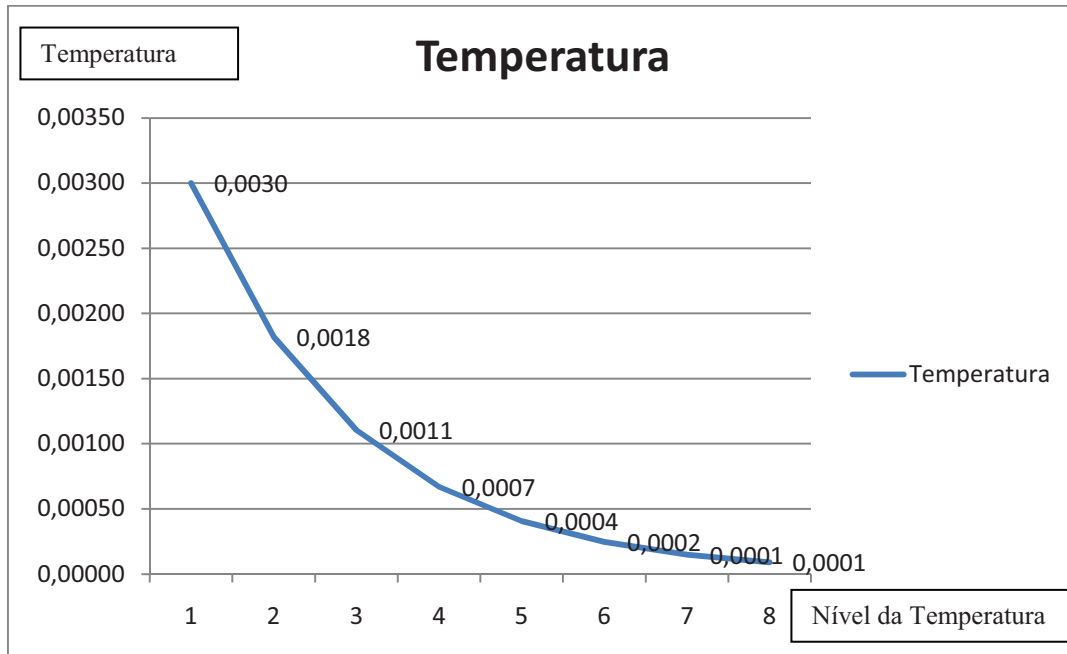


Figura 6.2 – Temperatura usada nas Cadeias de Markov geradas

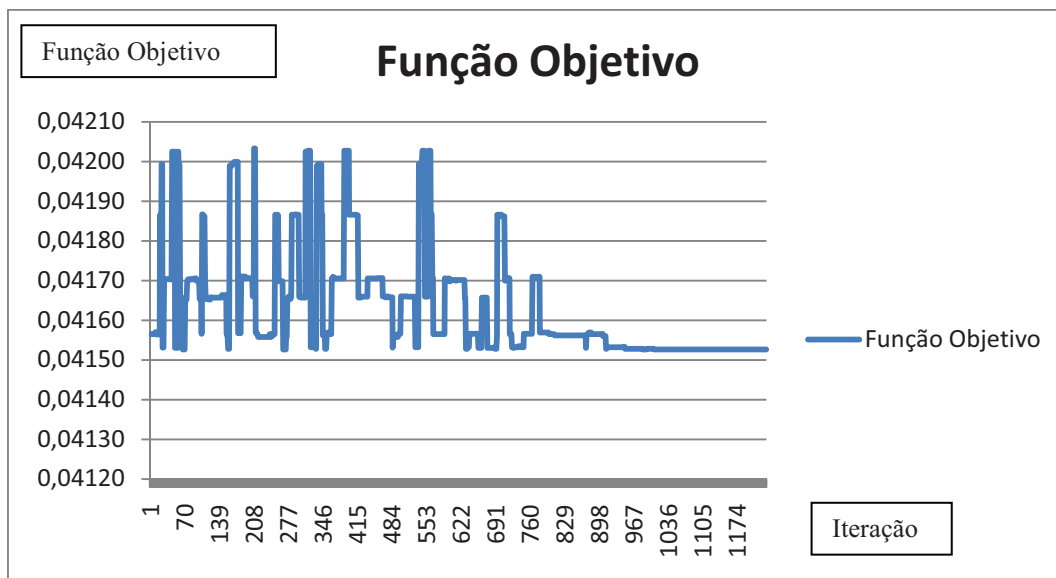


Figura 6.3 – Evolução da Função Objetivo

Na Figura 6.3 estão apresentados todos os valores da função objetivo obtidos durante a geração das oito cadeias de Markov. Pode ser observado o grau de liberdade na formação das cadeias iniciais e a convergência obtida ao final da execução.

As cadeias de Markov geradas são finitas, desta forma apenas tendem à distribuição limite. Com isto, não existe garantia que a solução obtida é um ótimo global. Nas avaliações feitas isto pode ser comprovado mediante a execução de uma busca completa no espaço de soluções. Independente desta fato, utilizando um tamanho de cadeia de Markov que tenda à distribuição limite, a distribuição das soluções obtidas tende a ter valores da função objetivo próximos ao ótimo global. Pelas características do problema da reconfiguração para restabelecimento do fornecimento durante situação de contingência, por se tratar de uma situação emergencial e temporária, normalmente é mais importante uma solução apenas de boa qualidade obtida em um tempo curto, do que a melhor solução se obtida em um tempo longo.

Nesta avaliação pode ser observada a influência de uma unidade de GD na rede. A configuração de chaves identificada como solução de reconfiguração nesta situação difere da configuração para a situação quando a GD não está ativa. Pode ser observado que o valor da função objetivo é melhor quando a GD está ativa. As perdas na rede são menores. Este fato pode ser justificado pela maior proximidade da geração e dos consumidores.

7 Conclusão

O objetivo principal deste trabalho é propor uma metodologia para identificar, em tempo de operação, a topologia mais adequada de um sistema de distribuição que restabeleça o fornecimento ao maior número possível de consumidores em condições de emergência, levando em conta a possibilidade de manobras de chaves que permitam o atendimento dentro de condições de segurança. É considerada a utilização de geração distribuída que esteja operando ou possa ser sincronizada.

Por se tratar de uma metodologia voltada a operação de redes de distribuição, que normalmente não são equilibradas, foram evitadas simplificações na modelagem do problema. A formulação feita para a rede é trifásica, e não foram utilizadas linearizações para definição dos modelos elétricos.

A função objetivo do problema de otimização considera, além da quantidade de consumidores não atendidos, as perdas de energia, o nível de tensão fornecido e a quantidade de chaves de comando manual e telecomandadas envolvidas na manobra. Mesmo se tratando de uma configuração a ser utilizada em condições de emergência, é formulado um processo de otimização com restrições, de modo a garantir a operação dentro de condições de segurança.

Com a formulação adotada, um dos aspectos críticos é o procedimento de cálculo do fluxo de potência, uma vez que ele é utilizado todas as vezes que uma solução candidata é visitada no processo de otimização, visto que o estado de todos os nós da rede é utilizado, tanto na avaliação da função objetivo, quanto na identificação de violações de restrições. Foi feita a opção pelo método BFS-PARS proposto na referência (ZIMMERMAN, 1995), que implementa um algoritmo que explora as características topológicas e elétricas encontradas em redes de distribuição. O método se mostrou bastante robusto, a convergência normalmente foi obtida em no máximo três iterações, com tempo de execução baixo o suficiente para viabilizar a execução do processo de otimização em tempos aceitáveis.

O tipo de modelagem feita na formulação do problema inviabiliza a utilização de métodos de otimização clássica classificados como Programação Matemática. Foi feita a opção de implementação de uma adaptação do método meta-heurístico *Simulated Annealing*. Uma característica comum a alguns métodos meta-heurísticos é o fato de que pontos no espaço de soluções podem ser visitados mais de uma vez durante o processo de otimização. Neste caso, esta é uma característica que se mostrou crítica com a formulação adotada. Em função deste fato, foi proposta uma extensão do método *Simulated Annealing*, definindo um procedimento de memorização de vizinhança similar ao utilizado na meta-heurística Busca Tabú.

Para avaliar o desempenho da metodologia proposta, foi criado um sistema de distribuição exemplo, reproduzindo as condições críticas normalmente encontradas em sistemas de distribuição reais. Os resultados obtidos, sempre que possível, foram comparados com soluções obtidas a partir da busca completa em todo o espaço de soluções. A aplicação da metodologia mostrou-se bastante adequada, tanto na qualidade das respostas obtidas, quanto no desempenho computacional.

A metodologia definida neste trabalho permite a implementação de procedimentos para reconfiguração de uma rede de distribuição com o objetivo de restabelecer o serviço ao maior número possível de consumidores impactados por manutenções preventivas e corretivas. A formulação feita considera uma rede trifásica, não equilibrada, podendo ter cargas e trechos monofásicos, bifásicos, trifásicos sem neutro e trifásicos com neutro. A modelagem das estruturas de dados e dos procedimentos proposta, segmenta a rede em blocos sob o ponto de vista de manobras para reconfiguração. Com esta estrutura, podem ser consideradas manutenções em um ou mais locais da rede simultaneamente.

Embora o foco da metodologia proposta seja otimizar o restabelecimento do fornecimento de energia, a modelagem feita permite a execução de estudos que tenham somente a finalidade de minimizar perdas de energia na rede.

7.1 Trabalhos Futuros

A escolha do método de otimização *Simulated Annealing* que foi feita para a implementação dos procedimentos computacionais neste trabalho, baseou-se nas

experiências relatadas em trabalhos de pesquisa, e no embasamento matemático que prova suas características de convergência. A simplicidade de implementação, e o desempenho computacional obtidos foram bastante adequados nas avaliações feitas, considerando o porte do sistema exemplo que foi utilizado para os testes.

A escalabilidade de um procedimento de otimização é um requisito muito importante para que seu uso possa ser viável em situações de uso real.

Existem muitos casos de uso com sucesso de aplicações de outros métodos de otimização. Uma comparação do método de otimização *Simulated Annealing* com outros métodos de otimização, quando aplicados ao problema da reconfiguração de redes de distribuição não fez parte do escopo deste trabalho, sendo uma sugestão para trabalhos futuros.

O método *Simulated Annealing* é de simples implementação, porém deve ser parametrizado de maneira a estar adequado às características de cada problema. Na implementação que foi feita neste trabalho, somente uma configuração dos parâmetros do método foi estaticamente feita, levando em consideração o porte do sistema exemplo e o tamanho do espaço de soluções. As cadeias de Markov geradas têm o mesmo tamanho para todos os valores de temperatura. Procedimentos de parametrização mais complexos, que sejam feitos em função das dimensões da rede de distribuição, podem ser mais eficazes e necessários para o uso desta metodologia em ambientes de produção. Além deste tipo de melhoria, o princípio da auto-adaptação pode ser avaliado para o procedimento de otimização. Com esta abordagem, o ajuste dos parâmetros do método de otimização deixa de ser feito estaticamente antes da utilização do método, e passa a ocorrer continuamente, de maneira dinâmica, durante a execução, mediante o uso de mecanismos de retroalimentação para ajuste. (FESCIOGLU-UNVER, N., KOKAR, M. M. 2008).

O procedimento de identificação de uma nova solução dentro de uma vizinhança do espaço de soluções é uma das funções mais críticas do método de otimização utilizado. Este procedimento é fundamental para a obtenção de uma velocidade de convergência adequada, assim como para minimizar a probabilidade de convergência para um mínimo local. O procedimento proposto neste trabalho explora bastante as características do espaço de soluções deste tipo de problema, e mostrou-se bastante eficiente no sistema exemplo proposto. Na implementação feita, uma solução vizinha é

obtida utilizando propriedades de grafos do tipo *Spanning Tree*, realizando o fechamento e abertura de apenas um anel. Para redes que tenham um dimensionamento muito maior do que o sistema exemplo utilizado, é provável que um procedimento mais abrangente seja necessário para manutenção da velocidade de convergência obtida.

Na implementação feita, o uso de solução inicial do tipo grafo *Spanning Tree* e o algoritmo usado para identificação de solução vizinha, implicam na obtenção de um sistema radial como solução. Uma melhoria no algoritmo de identificação de solução vizinha, permitindo a obtenção de um sistema fracamente malhado, pode gerar soluções de melhor qualidade, não no quesito quantidade de consumidores restabelecidos, porém no que diz respeito ao nível de tensão médio e nas perdas na rede.

Um requisito importante de uma metodologia de otimização é a escalabilidade, a manutenção de um desempenho adequado com o crescimento das dimensões da rede. Um dos recursos computacionais mais empregados para garantia da escalabilidade é o paralelismo na execução dos procedimentos. Desta forma, um trabalho futuro pode ser a substituição da implementação feita do método *Simulated Annealing*, pelo método *Parallel Simulated Annealing*, descrito no Capítulo 3.

Finalmente, para os cálculos de fluxo de potência na rede, neste trabalho utiliza-se o valor instantâneo de uma curva de carga. A solução ótima para um dado instante pode não ser a melhor para um período de tempo mais longo. A metodologia pode ser estendida considerando uma janela de manutenção de tempo variável, baseada no intervalo de tempo de curvas de carga dos consumidores.

8 Bibliografia

- AARTS, E. H. L., KORST, J. H. M. (1989). "Simulated Annealing and Boltzmann Machines", John Wiley & Sons, 1989.
- ASHLOCK, D. (2006). "Evolutionary Computation for Modeling and Optimization", Springer Science+Business Media, Inc. 2006.
- ADIBI, M. M. (2000). "Power System Restoration: Methodologies & Implementation Strategies". Power Engineering Series. John Wiley & Sons. June 2000.
- ALHAJRI, M. F., EL-HAWARY, M. E. (2010). "Exploiting the Radial Distribution Structure in Developing a Fast and Flexible Radial Power Flow for Unbalanced Three-Phase Networks". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, No. 1, January 2010.
- ALLAN, R., BILLINTON, R., et al. (1991). "A Reliability Test System for Educational Purposes – Basic Distribution System Data and Results", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991, pp. 813-820.
- BILLINTON, R., ALLAN, R. N., (1996). "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press, New York, 2nd. Edition, 1996.
- BILLINTON, R., JONNAVITHULA, S. (1996). "Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 3, July 1996.
- BROWN, R. E., et al. (1996). "Distribution System Reliability Assessment Using Hierarchical Markov Modeling", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 4, Oct. 1996, pp. 1929-1934.
- BROWN, R. E. (2001). "Network Reconfiguration for Improving Reliability in Distribution Systems", IEEE/PES 2001 Transmission and Distribution Conference and Exposition. Atlanta, Oct. 2001.
- BROWN, R. E. (2002). "Electric Power Distribution Reliability". Marcel Dekker, Inc., G, 2002.
- BUTLER, K. L., SARMA, N. D. R., PRASAD, R. (2001). "Network Reconfiguration for Service Restoration in Shipboard Power Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, Nov 2001, pp. 653-661.

- CAMARGO, C. C. (1996). "Gerenciamento Pelo Lado da Demanda: Metodologia para Identificação do Potencial de Conservação de Energia Elétrica de Consumidores Residenciais. Florianópolis", 1996. Tese de Doutorado junto ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina.
- CARVALHO, P. M. S., et al. (2005). "A Decomposition Approach to Optimal Remote Controlled Switch Allocation in Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 2, Apr. 2005, pp. 1031-1036.
- CASTRO, C. H.; BUNCH, J. B.; TOPKA, T. M. (1980), "Generalized Algorithms for Distribution Feeder Deployment and Sectionalizing", IEEE Transactions on PAS, vol. PAS-99, no. 2, pp. 549-557, March/April 1980.
- CHEN, H., FLANN, N. S., WATSON, D. W. (1998). "Parallel Genetic Simulated Annealing: A Massively Parallel SIMD Algorithm", IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems, Vol. 9, No. 2, February 1998.
- CHIANG, H. D., JEAN-JUMEAU, R. M. (1990), "Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems: Part 1: A New Formulation and A Solution Methodology", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 4, 1990.
- CHIANG, H. D., JEAN-JUMEAU, R. M. (1990), "Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems: Part 2: A Solution Algorithm and Numerical Results", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 3, 1990.
- DA SILVA, L. G. W., PEREIRA, R. A. F., MANTOVANI, J. R. S. (2004). "Optimized Allocation of Sectionalizing Switches and Control and Protection Devices for Reliability Indices Improvement in Distribution Systems". 2004 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America.
- DA SILVA, L. G. W., PEREIRA, R. A. F., MANTOVANI, J. R. S. (2006). "Sistema Inteligente de Posicionamento de Chaves de Manobras para Restauração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica". III Workshop Tecnológico de Cientistas Associados (WTCA), São Carlos, SP, Maio 2006.
- DIESTEL, R. (2005). "Graph Theory". Springer-Verlang, Heidelberg, Electronic Edition, 2005.
- DY LIACCO, T. (1967). "The Adaptive Reliability Control System". IEEE Transactions on Power and Apparatus and Systems, Vol. PAS-86. Issue 5. pp. 517-531, May 1967.
- DY LIACCO, T. (1974). "Real Time Computer Control of Power System". Proceedings of The IEEE. Vol. 62. Issue 7. pp. 884-891, July 1974.
- FESCIOGLU-UNVER, N., KOKAR, M. M. (2008). "Application of Self Controlling Software Approach to Reactive Tabu Search", IEEE – Second IEEE International Conference on Self-Adaptive and Self-Organizing Systems, 2008.

- FRANCO, J. (1997). "The Brick Wall: NP-Completeness", IEEE Potentials, Oct.-Nov 1997, pp. 37-42.
- GIGUER, S. (1988). Proteção de Sistemas de Distribuição. SAGRA, 1988.
- GOEL, L., BILLINTON, R. (1991). "Evaluation of Interrupted Energy Assessment Rates in Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 4, Oct. 1991, pp. 1876-1882.
- GÖNEN, T. (1986). "Electric Power Distribution System Engineering". McGraw-Hill Publishing Company, 1986.
- GONZALEZ, T. F. (2007). "Handbook of Approximation Algorithms and Metaheuristics", Chapman and Hall/CRC, Taylor and Francis Group, Boca Raton, FL, 2007.
- HAESER, G. (2006). "Algoritmo Duas Fases em Otimização Global", Dissertação de Mestrado, Unicamp, IMECC, Campinas, SP, 2006.
- HAFFNER, S., PEREIRA, L. A., PEREIRA, L. F. A., LEMOS, F. A. B., LIMA, A. L., BRIXIUS, C., GIRON, L. R. (2004). "Optimization Model for Planning of Distribution Systems", 2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America.
- HSU, Y.Y.; KUO, H.C. (1994). "A Heuristic Based Fuzzy Reasoning Approach for Distribution System Service Restoration". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, pp. 948-953, Apr. 1994.
- IEEE P1366-1998. (1998). "Trial Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices".
- JAVADIAN, S. A. M., HAGHIFAM, M. R. (2008). "Implementation of a new protection scheme on a real distribution system in presence of DG", 2008 IEEE Power India Conference, 12-15 October 2008, New Delhi, India, pp.1-7.
- KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C. B. (1998). "Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica Através de Ferramenta para Solução de Problemas de Decisão com Múltiplos Objetivos e Incertezas", SBA Controle & Automação, Vol. 9, No. 1, Jan., Fev., Mar., e Abril 1998, pp. 18-30.
- KERSTING, W. H. (2002). "Distribution System Modeling and Analysis". CRC Press LLC, 2002.
- KHUSHALANI, S., SOLANKI, J. M., SCHULTZ, N. N., (2007), "Optimized Restoration of Unbalanced Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 2, May 2007, pp. 624-630.
- KIM, H., KO, Y., JUNG, K. H. (1993). "Artificial Neural-Network Based Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution Systems". IEEE Transactions

- on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, pp. 1356-1366, Jul. 1993.
- KIRKPATRIC, S., GELATT JR, C. D., VECCHI, M. P. (1983), "Optimization by Simulated Annealing", Science, Vol. 220, 1983, pp. 671-680.
- KUO, H.C., HSU, Y.Y. (1993). "Distribution System Load Estimation and Service Restoration Using a Fuzzy Set Approach". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 4, pp. 1950-1957, Oct. 1993.
- LIN, C. C., LEE, S. J., VENKATA, S. S. (1988), "An Expert System Operational Aid for Restoration and Loss Reduction of Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 2, May 1988, pp. 619-626.
- MAMEDE FILHO, J. (2005). "Manual de Equipamentos Elétricos". 3ª Edição, LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 2005.
- MANZONI, A. (2005). "Desenvolvimento de um Sistema Computacional Orientado a Objetos para Sistemas Elétricos de Potência: Aplicação a Simulação Rápida e Análise da Estabilidade de Tensão". Rio de Janeiro, 2005. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- METROPOLIS, N., ROSENBLUTH, A., ROSENBLUTH, M., TELLER, A., TELLER, E. (1953). "Equation of State Calculations by Fast Computing Machines", Journal of Chemical Physics, Vol. 21, 1953, pp. 1087-1092.
- MOK, Y. L., CHUNG, T.S. (1997). "Prediction of Domestic, Industrial and Commercial Interruption Costs by Relational Approach". Proceedings of the 4^o International Conference of Advance in Power System Control, Operation and Management, APSCOM-97, Hong Kong, November, 1997.
- MORELATO, A. L., MONTICELLI, A., "Heuristic Search Approach to Distribution System Restoration", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 4, October 1989, pp. 2235-2241.
- NADIRA, R., DY LIACCO, LOPARO, K. (1992). "A Hierarchical Interactive Approach to Electric Power System Restoration". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 3, Aug. 1992, pp. 1123-1131.
- NAGATA, T., SASAKI, H. (2001). "An Efficient Algorithm for Distribution Network Restoration". IEEE PES Summer Meeting, Vol. 1, pp. 54-59, 2001.
- NAGATA, T., SASAKI, H. (2001). "A Multi-Agent System for Power System Restoration". IEEE PES Winter Meeting, Vol. 3, pp. 1359-1364, 2001.
- NARA, K., KITAGAWA, M. (1991). "Distribution Systems Loss Minimum Re-Configuration by Simulated Annealing Method". IEE International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Nov. 1991, Hong Kong.

- NORTHCOTE-GREEN, J. (2007). "Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems". Taylor & Francis Group, 2007.
- NOCEDAL, J., WRIGHT, S. J. (1999). "Numerical Optimization". Springer-Verlag New York, Inc., 1999.
- OLIVEIRA, M. E., OCHOA, L. F., PADILHA-FELTRIN, A. (2004). "Network Reconfiguration and Loss Allocation for Distribution Systems with Distributed Generation". 2004 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America.
- PAPOULIS, A. (1991), "Probability, random variables, and Stochastic Processes, 3rd edition, McGraw-Hill series in electrical engineering, 1991.
- ROMERO, R., GALLEGO, R. A., MONTICELLI, A. (1996). "Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, Feb. 1996, pp. 364-369.
- ROMERO, R., MONTICELLI, A., GARCIA, A., HAFFNER, S. (2002). "Test Systems and Mathematical Models for Transmission Network Expansion Planning", IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Vol. 149, Issue 1, pp. 27-36.
- RUDOLPH, G. (1994). "Convergence Analysis of Canonical Genetic Algorithms". IEEE Transactions on Neural Networks, Vol. 5, No. 1, January 1994.
- SADEGHEIH, A. (2008). "Evolutionary Algorithms and Simulated Annealing in the Topological Configuration of the Spanning Tree". WSEAS Transactions on Systems, Vol. 7, No. 2, February 2008.
- SHORT, T. (2003). "Electric Power Distribution Handbook". CRC Press LLC, 2003.
- TAMIZKAR, R., JAVADIAN, S. A. M., HAGHIFAM, M. R. (2009). "Distribution System Reconfiguration for Optimal Operation of Distributed Generation", 2009 IEEE International Conference on Clean Electrical Power, Capri, Italy, June 2009..
- TENG, J. H., LU, C. N. (2002). "Feeder-Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 1, Jan. 2002, pp. 254-259.
- THATTE, A. A., ILIC, M. D. (2006). "An assessment of reactive power/voltage control devices in distribution networks". IEEE Power Engineering Society General Meeting. Jun. 2006.
- TOUNE, S., FUDO, H., GENJI, T., FUKUYAMA, Y. (2002). "Comparative Study of Modern Heuristic Algorithms to Service Restoration in Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 1, Jan. 2002, pp. 173-181.
- Willis, H. L. (2004). "Power Distribution Planning Reference Book", Second Edition,

Marcel Dekker, Inc.

ZHIGANG, M. (2008). "Study on Distribution Network Reconfiguration Based on Genetic Simulated Annealing Algorithm". Technical Session 3 Protection, Control, Communication and Automation of Distribution Network, CIRED, 2008.

ZIMMERMAN, R. D. (1992). "Network Reconfiguration for Loss Reduction in Three-Phase Power Distribution Systems". Ithaca, NY, 1992. Master of Science Degree Thesis – Cornell University.

ZIMMERMAN, R. D. (1995). "Comprehensive Distribution Power Flow: Modeling, Formulation, Solution Algorithms and Analysis". Ithaca, NY, 1995. Doctor of Philosophy Degree Thesis – Cornell University.

9 Anexos

A. Sistema Exemplo

Tabela 9.1: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 01.

SE 01	Trecho		Ext. Km	Estrutura
	Nó A	Nó B		
AL 01	B101	B102	0,094	5
	B102	B103	0,104	5
	B103	B182	0,097	5
	B104	B105	0,096	5
	B105	B106	0,100	5
	B106	B183	0,101	5
	B107	B108	0,095	5
	B108	B109	0,106	5
	B109	B184	0,093	5
	B110	B111	0,089	5
	B111	B112	0,101	5
	B112	B113	0,092	5
	B103	T101	0,094	6
	B182	T102	0,096	6
	T102	B114	0,104	6
	B114	T111	0,093	6
	B114	B123	0,090	6
	B123	T120	0,103	6
	B105	T103	0,103	6
	T103	B115	0,090	6
	B115	T112	0,105	6
	B115	B124	0,106	6
	B124	T121	0,095	6
	T121	B137	0,095	6
	B137	T129	0,096	6

Tabela 9.2: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 01 – (continuação).

B106	T104	0,087	5
T104	B116	0,097	5
B116	T113	0,091	6
B116	B125	0,097	5
B125	T122	0,106	5
T122	B138	0,100	5
B138	T130	0,095	6
B138	B145	0,105	5
B145	T137	0,100	5
T137	B158	0,088	5
B190	T143	0,104	5
T143	B159	0,103	5
B159	T148	0,094	6
B159	T144	0,093	5
T144	B160	0,088	5
B160	B165	0,096	6
B165	T149	0,090	6
B160	T145	0,102	5
T145	B161	0,099	5
B161	B166	0,101	5
B166	T150	0,106	5
T150	B170	0,093	5
B170	T152	0,106	6
B170	B173	0,093	5
B173	T155	0,104	5
T155	B175	0,096	5
B174	T154	0,087	6
T154	B176	0,088	6
B176	T156	0,096	6
T156	B177	0,094	6
B176	B178	0,088	6
B178	T157	0,089	6
T157	B179	0,092	6
B178	B180	0,103	6
B180	B181	0,091	6
B167	T151	0,103	6
T151	B168	0,092	6
B168	B169	0,095	6
B168	B171	0,104	6
B171	T153	0,093	6

Tabela 9.3: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 01 – (continuação).

T153	B172	0,094	6
B168	B163	0,087	6
B163	T147	0,093	6
B163	T146	0,087	6
T146	B162	0,106	6
T147	B164	0,093	6
B183	T105	0,098	5
T105	B117	0,102	5
B117	T114	0,106	6
B117	B126	0,090	5
B126	T123	0,097	5
T123	B139	0,102	5
B139	T131	0,090	6
B139	B146	0,107	5
B146	T138	0,100	6
B146	B147	0,101	5
B147	T139	0,094	6
B147	B149	0,105	5
B149	T140	0,088	6
B150	B141	0,092	6
B141	T125	0,097	6
T125	B129	0,101	6
B141	T133	0,100	6
T133	B140	0,100	6
B140	B148	0,101	6
B140	T132	0,091	6
B140	T124	0,095	6
T124	B127	0,104	6
B149	B151	0,088	5
B151	T141	0,100	6
T141	B191	0,103	6
B151	B153	0,090	5
B154	B143	0,090	6
B143	T127	0,098	6
T127	B133	0,093	6
B143	T136	0,094	6
T136	B144	0,103	6
B144	B156	0,090	6
B144	T128	0,089	6
T128	B135	0,106	6

Tabela 9.4: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 01 – (continuação).

B143	T135	0,094	6
T135	B142	0,099	6
B142	B152	0,102	6
B142	T134	0,096	6
B142	T126	0,103	6
T126	B131	0,092	6
B186	T107	0,094	6
T107	B119	0,092	6
B119	B130	0,092	6
B119	T116	0,087	6
T116	B118	0,106	6
B118	B128	0,093	6
B118	T115	0,091	6
B118	T106	0,103	6
T106	B185	0,103	6
B188	T109	0,087	6
T109	B121	0,101	6
B121	B134	0,088	6
B121	T119	0,096	6
T119	B122	0,096	6
B122	B136	0,102	6
B122	T110	0,098	6
T110	B189	0,091	6
B121	T118	0,096	6
T118	B120	0,090	6
B120	B132	0,088	6
B120	T117	0,097	6
B120	T108	0,106	6
T108	B187	0,106	6
B153	T142	0,098	5
T142	B155	0,099	5
B155	B157	0,089	5

Tabela 9.5: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 03.

SE 01	Trecho		Ext. Km	Estrutura
	Nó A	Nó B		
AL 03	B301	B302	0,095	5
	B302	B303	0,103	5
	B349	B304	0,090	5
	B304	B305	0,102	5
	B305	B306	0,103	5
	B350	B307	0,091	5
	B307	B308	0,103	5
	B308	B309	0,090	5
	B317	B311	0,106	5
	B311	B312	0,103	5
	B312	B313	0,089	5
	B302	T301	0,101	6
	B303	T302	0,095	6
	B303	B355	0,099	6
	B304	T303	0,089	6
	T303	B314	0,100	6
	B314	T309	0,096	6
	B306	T304	0,095	6
	T304	T310	0,095	6
	B306	B354	0,099	6
	B358	T305	0,102	6
	T305	B315	0,094	6
	B315	T311	0,089	6
	B315	B324	0,096	6
	B324	T315	0,094	6
	B324	B323	0,087	6
	B323	T314	0,103	6
	T314	B322	0,106	6
	B322	T313	0,105	6
	B308	T306	0,106	6
	T306	B316	0,106	6
	B316	T316	0,106	6
	B351	T307	0,099	6
	T307	B317	0,101	6
	B309	B353	0,102	6
	B311	T331	0,091	6
	T331	B352	0,094	6

Tabela 9.6: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 03 – (continuação).

B312	B318	0,091	6
B318	B319	0,103	6
B318	T312	0,102	6
B318	T308	0,103	6
T308	B320	0,091	6
B320	B321	0,098	6
B320	B328	0,088	6
B328	T318	0,101	6
T318	B326	0,099	6
B326	B325	0,100	6
B325	T317	0,098	6
B325	B357	0,098	6
B328	B327	0,101	6
B327	T319	0,100	6
T319	B332	0,098	6
B332	T322	0,093	6
B332	B331	0,103	6
B331	T321	0,105	6
B356	B329	0,100	6
B329	T320	0,087	6
T320	B330	0,097	6
B330	B334	0,099	6
B334	T323	0,096	6
B334	B335	0,093	6
B335	B336	0,094	6
B334	B333	0,094	6
B333	T325	0,097	6
T325	B339	0,097	6
B339	B340	0,098	6
B333	T324	0,099	6
T324	B338	0,093	6
B338	B341	0,093	6
B341	T327	0,090	6
B341	B342	0,099	6
B338	B337	0,103	6
B337	T326	0,106	6
B337	B343	0,094	6
B343	T329	0,102	6
T329	B345	0,098	6
B337	B344	0,090	6

Tabela 9.7: Trechos da Subestação 01 – Alimentador 03 – (continuação).

	B344	T328	0,101	6
	B344	B346	0,098	6
	B346	B347	0,089	6
	B346	B348	0,099	6
	B348	T330	0,093	6

Tabela 9.8: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 02.

SE 02	Trecho		Ext. Km	Estrutura
	Nó A	Nó B		
AL 02	B201	B202	0,096	5
	B202	B203	0,098	5
	B204	B205	0,087	5
	B205	B206	0,102	5
	B206	B207	0,096	5
	B208	B209	0,102	5
	B209	B210	0,090	5
	B210	B211	0,095	5
	B212	B213	0,106	5
	B213	B214	0,096	5
	B214	B215	0,087	5
	B202	T201	0,089	6
	B203	T202	0,094	6
	T202	B216	0,105	6
	B216	T211	0,090	6
	B205	T203	0,096	6
	T203	B217	0,100	6
	B217	T212	0,097	6
	B217	B225	0,098	6
	B225	T220	0,098	6
	T220	B238	0,098	6
	B238	T228	0,100	6
	B206	T204	0,103	5
	T204	B218	0,096	5
	B218	T213	0,099	6
	B218	B226	0,099	5
	B226	T221	0,101	5
	T221	B239	0,092	5
	B239	T229	0,096	6
	B239	B245	0,100	5
	B245	T235	0,098	5
	T235	B254	0,104	5
	B254	T241	0,098	5
	T241	B255	0,104	5
	B255	B261	0,089	6
	B261	T246	0,092	6
	B255	T242	0,090	5

Tabela 9.9: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 02 – (continuação).

T242	B256	0,088	5
B256	B262	0,089	6
B262	T247	0,091	6
T247	B265	0,087	6
B265	T250	0,102	6
B257	T243	0,105	5
T243	B258	0,102	5
B258	B259	0,102	5
B259	B263	0,088	5
B263	T248	0,104	5
T248	B266	0,100	5
B266	B269	0,099	5
B278	T254	0,097	6
T254	B271	0,105	6
B271	T257	0,106	6
T257	B273	0,101	6
B273	B275	0,089	6
B275	T261	0,092	6
T261	T262	0,107	6
T262	B276	0,088	6
B273	T259	0,103	6
T259	T260	0,101	6
T260	B274	0,102	6
B271	T258	0,089	6
T258	B272	0,093	6
B271	T256	0,099	6
B268	T255	0,100	5
T255	B270	0,105	5
B268	T253	0,096	6
B281	T251	0,100	6
T251	B282	0,106	6
B282	T252	0,102	6
T252	B267	0,093	6
B282	B283	0,087	6
B279	B283	0,097	6
B283	T249	0,106	6
T249	B264	0,096	6
B280	T244	0,096	6
T244	B284	0,093	6
B284	T245	0,101	6

Tabela 9.10: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 02 – (continuação).

T245	B260	0,093	6
B284	B283	0,099	6
B207	T205	0,090	5
T205	B219	0,094	5
B219	T214	0,093	6
B219	B227	0,091	5
B227	T222	0,093	5
T222	B240	0,102	5
B240	T230	0,098	6
B240	B246	0,100	5
B246	T236	0,093	6
B277	B247	0,096	5
B247	T237	0,091	6
B247	B248	0,100	5
B248	T238	0,089	6
B248	B249	0,099	5
B249	T239	0,100	6
B250	B251	0,094	5
B251	T240	0,106	5
T240	B252	0,104	5
B252	B253	0,106	5
B287	B241	0,106	6
B241	T231	0,091	6
B241	T223	0,089	6
T223	B228	0,093	6
B288	B242	0,092	6
B242	T232	0,091	6
B242	T231	0,091	6
B242	T224	0,098	6
T224	B230	0,091	6
B289	B243	0,095	6
B243	T233	0,090	6
B243	T225	0,103	6
T225	B232	0,094	6
B291	B244	0,106	6
B244	T234	0,101	6
B244	T226	0,094	6
B244	T233	0,106	6
T226	B234	0,100	6
B290	T227	0,107	6

Tabela 9.11: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 02 – (continuação).

T227	B236	0,103	6
B236	B234	0,101	6
B286	T206	0,089	6
T206	B220	0,104	6
B220	T215	0,092	6
B220	B229	0,103	6
B285	T207	0,089	6
T207	B221	0,097	6
B221	T216	0,097	6
B221	B231	0,096	6
B221	T215	0,089	6
B294	T208	0,091	6
T208	B222	0,103	6
B222	T217	0,095	6
B222	B233	0,099	6
B292	T209	0,104	6
T209	B223	0,096	6
B223	T218	0,102	6
B223	B235	0,103	6
B293	T210	0,105	6
T210	B224	0,098	6
B224	T219	0,088	6
B224	B237	0,096	6
B224	T218	0,096	6
B223	T217	0,102	6

Tabela 9.12: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 04.

SE 02	Trecho		Ext. Km	Estrutura
	Nó A	Nó B		
AL 04	B401	B402	0,097	5
	B402	B403	0,097	5
	B403	B404	0,100	5
	B404	B405	0,096	5
	B405	B436	0,089	5
	B406	B407	0,101	5
	B407	B408	0,095	5
	B408	B437	0,104	5
	B409	B410	0,095	5
	B402	T401	0,106	6
	B403	T402	0,098	6
	B404	T403	0,096	6
	B405	T404	0,089	6
	B406	T405	0,104	6
	B407	T406	0,097	6
	B409	T407	0,104	6
	B410	T408	0,087	6
	T408	B411	0,095	6
	B411	T409	0,106	6
	B411	B440	0,092	6
	T405	B439	0,089	6
	T407	B438	0,093	6
	B404	T410	0,098	6
	T410	B412	0,097	6
	B406	B413	0,099	6
	B413	T411	0,093	6
	B413	T412	0,092	6
	T412	B417	0,105	6
	B417	T419	0,106	6
	B417	T420	0,101	6
	T420	B420	0,092	6
	B420	T421	0,100	6
	B407	T413	0,089	6
	B408	T414	0,089	6
B410	T415	0,098	6	
T415	B414	0,107	6	
B414	B418	0,093	6	

Tabela 9.13: Trechos da Subestação 02 – Alimentador 04 – (continuação).

B418	T431	0,091	6
B418	T417	0,103	6
B433	B415	0,097	6
B415	T416	0,100	6
T416	B416	0,098	6
B415	T418	0,092	6
T418	B419	0,103	6
B419	B434	0,094	6
B419	B421	0,099	6
B421	T432	0,104	6
B421	T422	0,104	6
T422	B422	0,101	6
B422	B423	0,093	6
B423	T424	0,093	6
B423	T426	0,096	6
B435	T423	0,102	6
T423	B424	0,104	6
B424	T425	0,095	6
T425	B425	0,096	6
B424	T427	0,097	6
T427	B426	0,104	6
B426	B427	0,093	6
B427	T428	0,091	6
T428	B428	0,088	6
B426	B429	0,099	6
B429	T429	0,096	6
T429	B430	0,087	6
B430	T430	0,104	6
B430	B431	0,092	6

Tabela 9.14: Chaves instaladas - Subestação 01 – Alimentador 01.

SE 01	Trecho		Ext. Km	Estrutura	Situação
	Nó A	Nó B			
AL 01	B182	B104	-	Chave	NF
	B183	B107	-	Chave	NF
	B184	B110	-	Chave	NF
	B173	B174	-	Chave	NF
	B158	B190	-	Chave	NF
	B166	B167	-	Chave	NF
	B149	B150	-	Chave	NF
	B153	B154	-	Chave	NF
	B109	B186	-	Chave	NF
	B111	B188	-	Chave	NF
	B129	B130	-	Chave	NA
	B127	B128	-	Chave	NA
	B147	B148	-	Chave	NA
	B108	B185	-	Chave	NA
	B131	B132	-	Chave	NA
	B133	B134	-	Chave	NA
	B135	B136	-	Chave	NA
	B184	B187	-	Chave	NA
	B112	B189	-	Chave	NA
	B151	B152	-	Chave	NA
	B155	B156	-	Chave	NA
	B191	B162	-	Chave	NA

Tabela 9.15: Chaves instaladas - Subestação 01 – Alimentador 03.

SE 01	Trecho		Ext. Km	Estrutura	Situação
	Nó A	Nó B			
AL 03	B303	B349	-	Chave	NF
	B306	B350	-	Chave	NF
	B307	B358	-	Chave	NF
	B309	B351	-	Chave	NF
	B328	B356	-	Chave	NF
	B324	B357	-	Chave	NA

Tabela 9.16: Chaves instaladas - Subestação 02 – Alimentador 02.

SE 02	Trecho		Ext. Km	Estrutura	Situação
	Nó A	Nó B			
AL 02	B203	B204	-	Chave	NF
	B207	B208	-	Chave	NF
	B211	B212	-	Chave	NF
	B256	B257	-	Chave	NF
	B269	B268	-	Chave	NF
	B268	B278	-	Chave	NF
	B263	B279	-	Chave	NF
	B246	B277	-	Chave	NF
	B249	B250	-	Chave	NF
	B248	B288	-	Chave	NF
	B251	B291	-	Chave	NF
	B210	B285	-	Chave	NF
	B213	B292	-	Chave	NF
	B228	B229	-	Chave	NA
	B230	B231	-	Chave	NA
	B232	B233	-	Chave	NA
	B234	B235	-	Chave	NA
	B236	B237	-	Chave	NA
	B247	B287	-	Chave	NA
	B249	B289	-	Chave	NA
	B252	B290	-	Chave	NA
	B209	B286	-	Chave	NA
	B211	B294	-	Chave	NA
	B214	B293	-	Chave	NA
	B266	B281	-	Chave	NA
	B259	B280	-	Chave	NA

Tabela 9.17: Chaves instaladas - Subestação 02 – Alimentador 04.

SE 02	Trecho		Ext. Km	Estrutura	Situação
	Nó A	Nó B			
AL 04	B436	B406	-	Chave	NF
	B437	B409	-	Chave	NF
	B432	B433	-	Chave	NF
	B440	B432	-	Chave	NF
	B434	B435	-	Chave	NF

Tabela 9.18: Chaves instaladas na fronteira - Subestação 01 – Subestação 02.

SE 01	Trecho		Ext. Km	Estrutura	Situação
SE 02	Nó A	Nó B			
AL 01	B215	B113	-	Chave	NA
AL 02	B253	B157	-	Chave	NA
	B260	B164	-	Chave	NA
	B264	B169	-	Chave	NA
	B267	B172	-	Chave	NA
	B270	B175	-	Chave	NA
	B272	B177	-	Chave	NA
	B274	B179	-	Chave	NA
	B276	B181	-	Chave	NA

Tabela 9.19: Chaves instaladas na fronteira - Subestação 01 – Subestação 02.

SE 01 SE 02	Trecho		Ext. Km	Estrutura	Situação
	Nó A	Nó B			
AL 03	B432	B313	-	Chave	NA
AL 04	B416	B319	-	Chave	NA
	B434	B321	-	Chave	NA
	B425	B336	-	Chave	NA
	B428	B340	-	Chave	NA
	B431	B342	-	Chave	NA

Tabela 9.20: Chaves instaladas na fronteira - Subestação 01 – Subestação 02.

SE 01 SE 01	Trecho		Ext. Km	Estrutura	Situação
	Nó A	Nó B			
AL 01	B182	B355	-	Chave	NA
AL 03	B183	B354	-	Chave	NA
	B184	B353	-	Chave	NA
	B112	B352	-	Chave	NA

Tabela 9.21: Chaves instaladas na fronteira - Subestação 01 – Subestação 02.

SE 02 SE 02	Trecho		Ext. Km	Estrutura	Situação
	Nó A	Nó B			
AL 02	B207	B439	-	Chave	NA
AL 04	B212	B438	-	Chave	NA

Tabela 9.22: Cargas instaladas - Subestação 01 – Alimentador 01.

SE 01	Carga	Fase A		Fase B		Fase C		Qtd. Consum.	Tipo Consum.
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar		
AL01	T101	21,0	6,7	21,0	6,8	19,0	8,0	19	res.
	T102	25,0	7,2	23,0	8,1	25,0	8,4	20	res.
	T103	20,0	7,8	19,0	6,9	21,0	7,1	19	res.
	T104	22,0	6,8	23,0	8,1	20,0	8,0	18	res.
	T105	22,0	6,9	20,0	8,1	22,0	7,3	21	res.
	T106	24,0	7,9	24,0	6,2	19,0	8,6	15	res.
	T107	24,0	6,8	24,0	6,8	19,0	8,6	22	res.
	T108	25,0	8,5	25,0	6,7	27,0	6,8	21	res.
	T109	20,0	9,0	22,0	8,1	27,0	7,9	16	res.
	T110	24,0	8,3	19,0	8,6	23,0	7,8	18	res.
	T111	24,0	7,1	20,0	7,1	18,0	7,7	20	res.
	T112	19,0	7,8	26,0	8,4	20,0	8,7	22	res.
	T113	19,0	6,4	19,0	8,1	21,0	6,8	17	res.
	T114	22,0	8,8	25,0	6,1	25,0	7,0	22	res.
	T115	27,0	8,7	23,0	7,9	18,0	6,4	15	res.
	T116	21,0	8,5	27,0	7,2	23,0	8,9	15	res.
	T117	23,0	6,8	19,0	8,8	18,0	8,0	17	res.
	T118	20,0	7,8	22,0	6,0	19,0	7,5	15	res.
	T119	25,0	6,1	19,0	7,4	24,0	8,0	20	res.
	T120	20,0	7,3	27,0	7,3	25,0	7,7	16	res.
	T121	23,0	7,0	18,0	7,4	24,0	8,0	17	res.
	T122	24,0	6,5	25,0	8,4	22,0	7,7	18	res.
	T123	26,0	6,6	25,0	7,0	23,0	8,2	20	res.
	T124	27,0	7,3	26,0	8,4	21,0	7,6	15	res.
	T125	23,0	6,3	19,0	7,5	25,0	9,1	20	res.
	T126	19,0	7,8	22,0	6,1	20,0	6,7	18	res.
	T127	19,0	7,5	20,0	6,6	24,0	6,4	18	res.
	T128	20,0	8,1	25,0	8,2	20,0	6,4	22	res.
	T129	26,0	8,2	22,0	7,5	21,0	6,2	19	res.
	T130	20,0	8,0	26,0	6,5	24,0	7,3	17	res.
	T131	25,0	6,1	20,0	7,1	25,0	7,4	22	res.
	T132	20,0	6,2	20,0	7,9	19,0	7,1	18	res.
	T133	26,0	7,0	19,0	6,6	26,0	8,4	17	res.
	T134	21,0	7,6	19,0	8,3	25,0	7,9	22	res.
	T135	20,0	8,0	26,0	6,8	22,0	8,4	16	res.
	T136	20,0	7,3	23,0	8,8	22,0	8,9	19	res.

Tabela 9.23: Cargas instaladas - Subestação 01 – Alimentador 01 – (continuação).

T137	24,0	8,5	23,0	6,8	22,0	9,0	19	res.
T138	22,0	8,2	19,0	8,4	21,0	6,6	18	res.
T139	21,0	9,0	26,0	6,6	23,0	6,5	17	res.
T140	26,0	7,6	24,0	6,9	23,0	8,1	20	res.
T141	23,0	7,0	21,0	6,3	25,0	6,3	22	res.
T142	23,0	6,4	23,0	7,8	25,0	7,6	18	res.
T143	26,0	7,9	22,0	8,1	24,0	7,6	16	res.
T144	21,0	8,4	19,0	7,7	21,0	8,6	20	res.
T145	25,0	7,3	20,0	7,3	25,0	7,5	17	res.
T146	25,0	6,3	19,0	8,0	23,0	7,2	22	res.
T147	21,0	6,8	20,0	8,0	21,0	8,1	22	res.
T148	23,0	6,5	20,0	8,1	27,0	8,3	19	res.
T149	19,0	6,9	22,0	8,0	26,0	7,6	15	res.
T150	18,0	7,4	18,0	8,9	23,0	7,1	19	res.
T151	23,0	7,6	26,0	6,7	24,0	6,5	15	res.
T152	25,0	7,4	27,0	8,2	23,0	7,8	22	res.
T153	26,0	8,7	22,0	6,7	20,0	6,8	15	res.
T154	0,0	0,0	22,0	6,4	0,0	0,0	17	res.
T155	23,0	8,9	0,0	0,0	0,0	0,0	18	res.
T156	0,0	0,0	26,0	7,4	0,0	0,0	16	res.
T157	0,0	0,0	0,0	0,0	26,0	7,4	21	res.

Tabela 9.24: Cargas instaladas - Subestação 01 – Alimentador 03.

SE 01	Carga	Fase A		Fase B		Fase C		Qtd.	Tipo
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	Consum.	Consum.
AL03	T301	20,0	7,8	20,0	8,5	23,0	8,5	18	res.
	T302	21,0	6,9	19,0	7,1	20,0	8,9	19	res.
	T303	24,0	6,4	20,0	6,9	22,0	8,1	19	res.
	T304	25,0	6,7	22,0	8,3	27,0	6,4	20	res.
	T305	19,0	8,8	21,0	6,1	23,0	8,2	18	res.
	T306	26,0	6,2	26,0	6,2	23,0	6,4	16	res.
	T307	25,0	6,8	22,0	8,1	20,0	6,4	15	res.
	T308	22,0	6,2	20,0	7,9	22,0	8,0	15	res.
	T309	22,0	7,4	26,0	7,6	24,0	7,0	21	res.
	T310	22,0	6,1	27,0	8,2	24,0	8,0	19	res.
	T311	21,0	8,8	22,0	8,2	22,0	8,3	21	res.
	T312	23,0	6,6	19,0	8,4	21,0	7,8	18	res.
	T313	23,0	6,3	20,0	6,9	27,0	8,3	16	res.
	T314	25,0	7,0	22,0	8,1	18,0	6,7	17	res.
	T315	25,0	7,4	23,0	7,7	26,0	8,3	17	res.
	T316	24,0	6,3	20,0	7,2	26,0	9,0	16	res.
	T317	21,0	9,1	23,0	6,2	25,0	8,7	15	res.
	T318	25,0	7,0	24,0	8,4	19,0	6,3	19	res.
	T319	23,0	6,9	20,0	7,1	20,0	7,1	20	res.
	T320	21,0	6,2	19,0	7,9	21,0	7,2	19	res.
	T321	27,0	6,9	21,0	8,3	24,0	8,1	21	res.
	T322	26,0	6,2	21,0	6,3	19,0	7,8	16	res.
	T323	23,0	7,6	22,0	6,4	25,0	8,4	17	res.
	T324	24,0	8,3	23,0	7,7	19,0	7,1	21	res.
	T325	23,0	7,9	19,0	7,5	24,0	6,7	22	res.
	T326	20,0	6,3	20,0	8,7	22,0	6,3	22	res.
	T327	0,0	0,0	25,0	8,5	0,0	0,0	20	res.
	T328	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	6,7	21	res.
	T329	0,0	0,0	0,0	0,0	26,0	7,2	21	res.
	T330	26,0	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0	15	res.
	T331	20,0	6,4	22,0	6,3	21,0	6,7	15	res.

Tabela 9.25: Cargas instaladas - Subestação 02 – Alimentador 02.

SE 02	Carga	Fase A		Fase B		Fase C		Qtd.	Tipo
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	Consum.	Consum.
AL02	T201	24,0	8,2	26,0	8,5	25,0	7,9	18	res.
	T202	26,0	7,4	19,0	6,7	26,0	7,8	21	res.
	T203	27,0	6,1	26,0	7,5	19,0	6,2	17	res.
	T204	23,0	7,0	24,0	8,8	22,0	8,9	15	res.
	T205	19,0	7,3	19,0	7,8	20,0	8,2	22	res.
	T206	19,0	6,9	20,0	8,6	25,0	8,3	21	res.
	T207	20,0	6,6	23,0	8,3	22,0	6,2	15	res.
	T208	26,0	8,5	27,0	7,8	26,0	8,6	17	res.
	T209	20,0	7,3	27,0	6,8	20,0	8,9	19	res.
	T210	25,0	8,7	19,0	8,1	20,0	9,0	22	res.
	T211	20,0	7,2	27,0	6,3	19,0	8,6	17	res.
	T212	26,0	8,4	27,0	7,9	19,0	8,4	18	res.
	T213	21,0	7,2	22,0	8,0	26,0	7,6	20	res.
	T214	20,0	8,5	25,0	8,2	23,0	6,6	20	res.
	T215	20,0	8,3	19,0	8,7	23,0	7,2	21	res.
	T216	24,0	7,2	22,0	9,0	19,0	6,4	22	res.
	T217	22,0	6,7	26,0	8,4	26,0	6,1	22	res.
	T218	21,0	8,4	25,0	7,8	24,0	8,9	19	res.
	T219	26,0	8,9	27,0	8,9	21,0	6,9	22	res.
	T220	23,0	7,0	24,0	7,8	23,0	6,9	17	res.
	T221	23,0	8,1	18,0	6,1	22,0	7,0	17	res.
	T222	26,0	7,4	26,0	6,4	19,0	7,4	16	res.
	T223	21,0	8,6	26,0	8,7	20,0	8,0	17	res.
	T224	25,0	8,4	24,0	7,5	19,0	6,1	16	res.
	T225	25,0	6,5	25,0	8,6	20,0	8,6	22	res.
	T226	21,0	8,7	22,0	6,7	20,0	7,7	18	res.
	T227	23,0	9,0	24,0	7,7	22,0	8,6	18	res.
	T228	19,0	7,6	19,0	7,9	18,0	7,1	18	res.
	T229	18,0	8,7	24,0	6,1	26,0	7,4	20	res.
	T230	23,0	7,8	18,0	7,9	27,0	6,2	21	res.
T231	25,0	6,5	20,0	7,1	22,0	6,6	16	res.	
T232	26,0	6,6	18,0	6,2	22,0	8,0	20	res.	
T233	19,0	7,3	19,0	7,5	21,0	7,0	17	res.	
T234	23,0	8,3	25,0	6,6	26,0	8,8	21	res.	
T235	22,0	8,5	24,0	6,4	21,0	6,4	20	res.	
T236	18,0	8,4	21,0	6,7	19,0	9,0	21	res.	

Tabela 9.26: Cargas instaladas - Subestação 02 – Alimentador 02 – (continuação).

T237	21,0	7,0	27,0	6,5	25,0	7,7	16	res.
T238	19,0	7,7	18,0	6,6	21,0	8,2	19	res.
T239	25,0	6,3	22,0	6,2	20,0	9,1	18	res.
T240	-23,0	-7,6	-23,0	-7,6	-23,0	-7,6	21	res.
T241	21,0	6,4	21,0	8,0	22,0	6,9	17	res.
T242	23,0	6,4	25,0	6,9	19,0	7,3	18	res.
T243	19,0	8,1	25,0	7,7	19,0	7,4	19	res.
T244	23,0	7,5	20,0	8,1	27,0	8,4	15	res.
T245	20,0	6,6	22,0	7,5	27,0	8,5	19	res.
T246	24,0	7,5	22,0	7,7	23,0	6,3	18	res.
T247	24,0	6,5	24,0	7,4	18,0	6,6	18	res.
T248	25,0	6,2	24,0	6,4	20,0	7,1	15	res.
T249	22,0	8,6	25,0	7,5	21,0	6,2	21	res.
T250	19,0	7,7	20,0	8,6	25,0	7,6	17	res.
T251	20,0	8,9	24,0	8,7	18,0	7,1	21	res.
T252	26,0	8,1	24,0	6,9	18,0	6,6	21	res.
T253	-460,0	-160,0	-460,0	-160,0	-460,0	-160,0	1	ind.
T254	25,0	8,5	19,0	7,7	24,0	8,8	20	res.
T255	23,0	8,7	22,0	8,0	25,0	8,1	22	res.
T256	27,0	9,0	27,0	7,3	24,0	7,5	15	res.
T257	19,0	6,0	21,0	6,7	22,0	8,8	21	res.
T258	22,0	8,7	23,0	8,9	23,0	6,3	18	res.
T259	19,0	7,9	20,0	6,3	21,0	8,3	17	res.
T260	27,0	9,0	25,0	6,4	25,0	8,3	17	res.
T261	18,0	7,6	20,0	6,5	20,0	7,7	17	res.
T262	25,0	7,5	23,0	6,5	24,0	6,6	18	res.

Tabela 9.27: Cargas instaladas - Subestação 02 – Alimentador 04.

SE 02	Carga	Fase A		Fase B		Fase C		Qtd.	Tipo
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	Consum.	Consum.
AL04	T401	24,0	8,0	24,0	7,3	22,0	6,3	15	res.
	T402	20,0	7,5	25,0	7,4	23,0	8,8	20	res.
	T403	18,0	6,5	22,0	7,9	27,0	8,2	15	res.
	T404	25,0	8,4	22,0	6,2	22,0	7,7	21	res.
	T405	23,0	6,3	25,0	7,0	27,0	7,0	20	res.
	T406	22,0	6,9	19,0	8,4	21,0	6,5	18	res.
	T407	26,0	6,8	19,0	8,1	24,0	7,9	20	res.
	T408	24,0	7,6	19,0	6,4	24,0	9,0	21	res.
	T409	24,0	6,3	21,0	6,4	23,0	6,5	19	res.
	T410	26,0	7,3	26,0	6,3	24,0	6,8	16	res.
	T411	20,0	6,3	25,0	6,1	24,0	7,2	22	res.
	T412	20,0	6,4	18,0	7,3	20,0	6,3	20	res.
	T413	26,0	8,4	22,0	8,0	19,0	8,1	15	res.
	T414	18,0	6,9	23,0	8,2	27,0	7,3	19	res.
	T415	22,0	7,9	22,0	7,6	19,0	9,0	15	res.
	T416	19,0	9,0	23,0	6,4	18,0	7,3	19	res.
	T417	27,0	7,3	24,0	8,0	23,0	7,9	22	res.
	T418	24,0	8,1	24,0	6,4	26,0	6,5	19	res.
	T419	23,0	8,3	21,0	6,4	24,0	7,2	22	res.
	T420	22,0	7,3	22,0	6,3	20,0	6,5	21	res.
	T421	18,0	8,0	18,0	6,5	21,0	8,3	20	res.
	T422	24,0	6,4	27,0	6,5	22,0	8,7	16	res.
	T423	18,0	8,9	19,0	6,6	27,0	7,1	20	res.
	T424	19,0	6,6	19,0	7,0	19,0	8,1	16	res.
	T425	23,0	6,8	21,0	7,0	26,0	6,9	15	res.
	T426	19,0	8,5	20,0	6,7	24,0	7,6	15	res.
	T427	25,0	7,5	22,0	6,8	21,0	8,6	18	res.
	T428	25,0	8,4	21,0	8,7	20,0	7,8	22	res.
	T429	19,0	7,2	27,0	8,2	22,0	7,0	16	res.
	T430	24,0	6,9	26,0	7,7	22,0	6,9	22	res.
	T431	23,0	6,1	25,0	6,6	19,0	7,4	18	res.
	T432	27,0	8,1	20,0	6,7	23,0	7,3	22	res.

Tabela 9.28: Estruturas Aéreas.

Config.	Fases	Cond. Fase	Diam.	GMR	Resist.	Amps.	Cond. Neutro	Estrutura
		ACSR	inch.	feet	Ohms		ACSR	
1	A B C N	336,400 26/7	0.7210	0.0244	0.3060	530	4/0 6/1	510
2	C A B N	336,400 26/7	0.7210	0.0244	0.3060	530	4/0 6/1	510
3	B C A N	336,400 26/7	0.7210	0.0244	0.3060	530	4/0 6/1	510
4	A B	2/0 Class A AA	0.4140	0.0125	0.7690	230		500
5	A B C	2/0 Class A AA	0.4140	0.0125	0.7690	230		500
6	A B C	2 Class A AA	0.2920	0.00883	1.5410	156		500
7	A B	2 Class A AA	0.2920	0.00883	1.5410	156		500

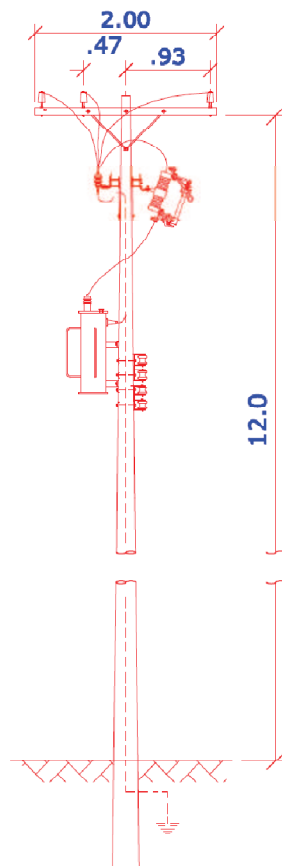
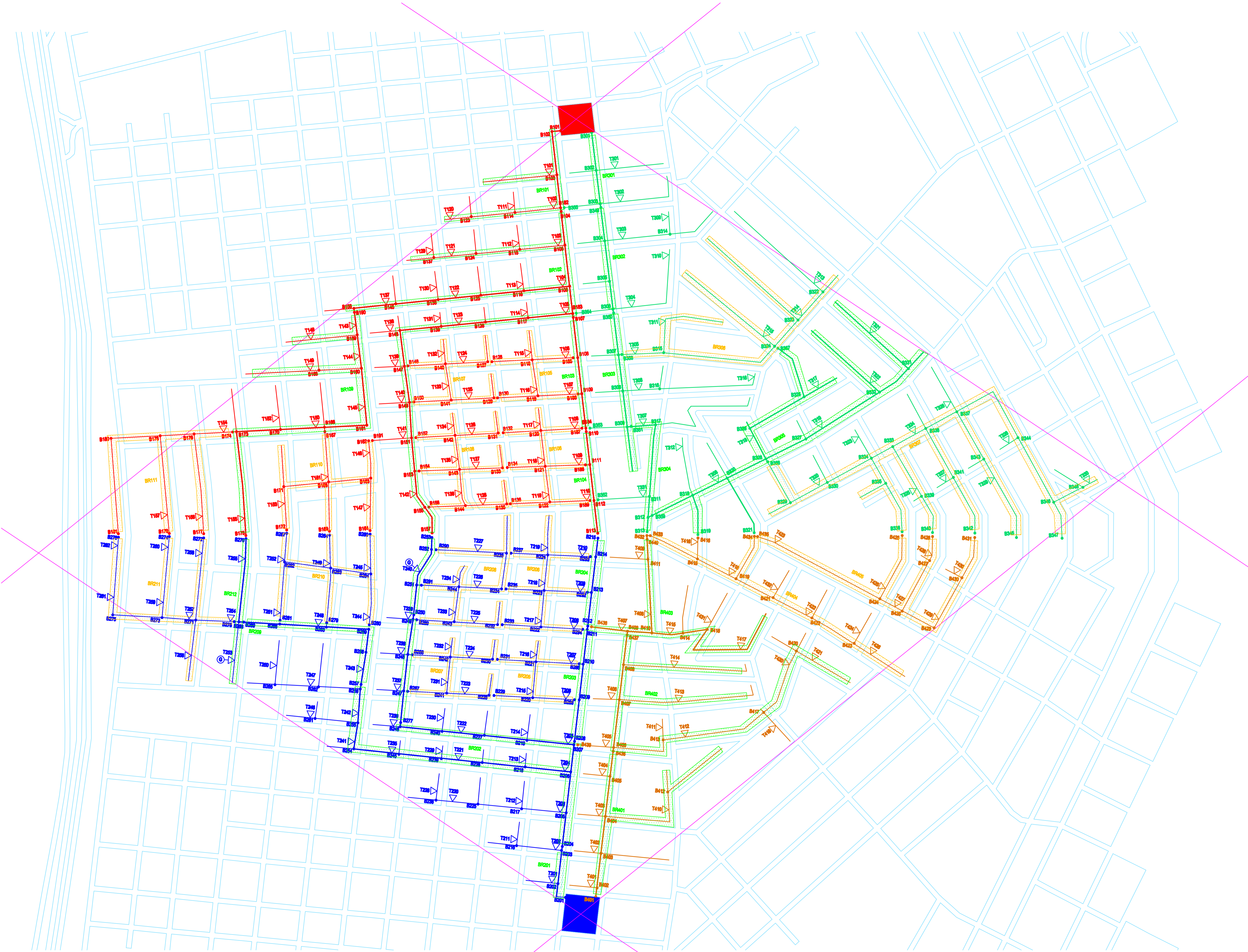


Figura 9.1 – Estrutura da rede aérea

Identificação: 500

Medidas: metro

B. Planta do Sistema Exemplo



200

NOME		DATA	TÍTULO		
PROJETADO	Fábio Arthur Furlan	06/02/09	Sistema Exemplo para Avaliação de Metodologia de Reconfiguração		
DESENHADO	Fábio Arthur Furlan	06/02/09	ARG.CAD.	ESCALA	FOLHA
			Mapa-02-01.dwg	1/5000	1