

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

**RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM
MONITORAMENTO EM TEMPO REAL**

TESE DE DOUTORADO

Luciano Lopes Pfitscher

**Santa Maria, RS, Brasil
2013**

RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM MONITORAMENTO EM TEMPO REAL

Luciano Lopes Pfitscher

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

Orientador: Profa. Dr^a. Luciane Neves Canha
Coorientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS, Brasil
2013

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

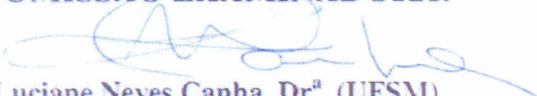
A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Tese de Doutorado

**RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA COM MONITORAMENTO
EM TEMPO REAL**

elaborada por
Luciano Lopes Pfitscher

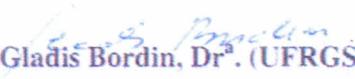
como requisito parcial para a obtenção do grau de
Doutor em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:


Luciane Neves Canha, Dr.^a. (UFSM)
(Presidente/Orientador)


Alzenira da Rosa Abaide, Dr.^a. (UFSM)


Vinicius Foletto Montagner, Dr. (UFSM)


Gladi's Bordin, Dr.^a. (UFRGS)


Hans Helmut Zurn, Ph.D. (UFSC)

Santa Maria, 13 de setembro de 2013.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Prof^ª. Luciane Neves Canha pela orientação, pelo profissionalismo e apoio frente aos desafios proporcionados pela pesquisa apresentada nesse trabalho.

Ao Prof. Daniel Pinheiro Bernardon pelo incentivo à realização do meu Doutorado, por estar sempre presente no acompanhamento desse trabalho e pelo apoio técnico, que foi determinante para que o trabalho alcançasse os resultados apresentados.

Ao colega de trabalho na Universidade Federal do Pampa, Prof. Maurício Sperandio, e ao Prof. Vinícius Foletto Montagner, por compartilharem ideias e sugestões que contribuíram para etapas importantes da tese.

Ao acadêmico John Jefferson Antunes Saldanha, que - como bolsista de Iniciação Científica vinculado a esse trabalho - auxiliou na obtenção dos resultados.

Ao Sr. Wagner Reck, pela participação no desenvolvimento do programa computacional elaborado a partir das metodologias apresentadas nessa tese.

Aos professores, funcionários e à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, pelos conhecimentos passados e apoio administrativo para a realização do Doutorado.

Enfim, aos familiares e amigos, que estiverem presentes e deram suporte para que esse trabalho fosse finalizado.

RESUMO

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

RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICAS DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM MONITORAMENTO EM TEMPO REAL

AUTOR: LUCIANO LOPES PFITSCHER

ORIENTADORA: LUCIANE NEVES CANHA

COORIENTADOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

Local e Data da Defesa: Santa Maria, 13 de setembro de 2013.

Em regime normal de operação, a reconfiguração de redes de distribuição permite reduzir perdas, balancear cargas e melhorar indicadores de qualidade. Com o aumento do uso de equipamentos telecomandados nos Sistemas de Potência, torna-se viável o desenvolvimento de sistemas que permitam que a reconfiguração da rede seja feita de forma automática. Essa abordagem vem ao encontro de técnicas atualmente aplicadas nas Redes Elétricas Inteligentes, ou *Smart Grids*. Este trabalho apresenta um sistema de reconfiguração automática de redes de distribuição, em tempo real, baseado em um método heurístico para determinação da melhor configuração. O método parte da premissa de que apenas as chaves telecomandadas são consideradas na análise. O método de análise multicriterial AHP (*Analytic Hierarchy Process*) é empregado para definir pesos para os critérios de otimização e determinar a melhor sequência de chaveamentos na rede. A análise da viabilidade técnica de ligação de alimentadores em paralelo durante a reconfiguração é abordada, com enfoque nas respostas em regime transitório e permanente do sistema. Os algoritmos desenvolvidos são integrados a um Sistema Supervisório, que permite monitorar dados em tempo real e aplicar os comandos de abertura e fechamento de chaves automaticamente. A metodologia proposta foi validada com dados de uma rede real de uma concessionária de energia elétrica.

Palavras-chave: AHP. Automação. Reconfiguração de Redes. Redes de Distribuição. Redes Elétricas Inteligentes.

ABSTRACT

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

AUTOMATIC RECONFIGURATION OF ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS WITH REAL TIME MONITORING

AUTHOR: LUCIANO LOPES PFITSCHER

SUPERVISOR: LUCIANE NEVES CANHA

CO-SUPERVISOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

Local and Date: Santa Maria, September, 13 of 2013.

In normal operation, the reconfiguration of distribution network can reduce losses, balance loads and improve quality indicators. The increasing use of remote controlled equipment in power systems leads the development of more efficient techniques for automatic reconfiguration of network, being particularly important in Smart Grid applications. This thesis presents a methodology and system for automatic reconfiguration of distribution network in real time. The optimization of the network performance is based on a heuristic method and multicriterial analysis. The work relies on the AHP (Analytic Hierarchy Process) method to define weights for the optimization criteria and to determine the best switching sequence for the network. In addition, the analysis of the technical feasibility of connecting feeders in parallel during the reconfiguration is also considered, focusing on determining transient constraints. The method assumes that only the remote controlled switches are analyzed. The developed algorithms are integrated into a supervisory system, which allows real time measurements and commands to the equipment. The proposed methodology was validated with data from a real network of a power utility.

Keywords: AHP. Automation. Distribution Network. Network Reconfiguration. Smart Grids.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Panorama da aplicação de métodos de otimização para reconfiguração de redes de distribuição no período 2010-2013, segundo a base de dados do IEEE.....	31
Figura 3.1 – Esquema de uma rede com Infraestrutura Avançada de Medição.....	42
Figura 3.2 – Veículo elétrico <i>plug-in</i> sendo carregado em ponto de abastecimento.....	45
Figura 3.3 – Exemplo de utilização de GD na classe residencial.....	46
Figura 3.4 – Automação e Comunicação em uma Rede Elétrica Inteligente.....	48
Figura 3.5 – Exemplos de soluções para resolver um problema de sobrecarga em alimentadores em uma Rede Elétrica Inteligente: (a) Situação original (sobrecarga acima da linha tracejada), (b) Uso de DR (Resposta da Demanda), (c) Uso de GD (Geração Distribuída), (d) Uso de chaves telecomandadas para reconfigurar a rede.	50
Figura 4.1 – Esquema geral do sistema de reconfiguração proposto	56
Figura 4.2 – Fluxograma da metodologia proposta.....	57
Figura 4.3 – Curvas de demanda diária de alimentadores: (a) predominantemente industrial; (b) predominantemente residencial.	63
Figura 4.4 – Ilustração da análise de patamares de carga.....	65
Figura 4.5 – Topologia inicial da rede com AL1 e AL2.	65
Figura 4.6 – Topologia após aplicação do 1º passo, em direção a AL2.....	66
Figura 4.7 – Topologia após aplicação do 2º passo, em direção a AL1 (inversão do sentido de teste).	66
Figura 4.8 – Topologia após aplicação do 3º passo, em direção a AL2.....	67
Figura 4.9 – Fluxograma do método de busca heurística empregado	68
Figura 5.1 – Simulação de uma reconfiguração no ATP: (a) Circuito com dois alimentadores (AL1 e AL2); (b) Corrente elétrica no alimentador AL2.	76
Figura 5.2 – Sobrecorrente causada pela defasagem de tensão dos alimentadores ligados em paralelo.	77
Figura 5.3 – Relações entre parâmetros da rede e a intensidade do transitório de corrente: (a) Variação da impedância da rede do alimentador AL1 em relação a AL2; (b) Variação do ângulo de fase da tensão do alimentador AL1 em relação a AL2	78
Figura 5.4 – Transitório de tensão típico de chaveamento de uma rede capacitiva	79
Figura 5.5 – Representação da simplificação do modelo da rede para a análise de paralelismo	82
Figura 5.6 – Rede monofásica simplificada para modelagem e cálculo de transitórios.....	82
Figura 6.1 – Configuração original da rede de testes	92
Figura 6.2 – Aspecto da rede de testes completa, no programa ASD.	93
Figura 6.3 – Patamares de carga: (a) Alimentadores Industrial e Comercial; (b) Alimentadores Residenciais.....	94
Figura 6.4 – Evolução de F_{obj}	100
Figura 6.5 – Configuração final da rede de testes	101
Figura 6.6 – Distribuição percentual de cargas antes e após a reconfiguração.	102
Figura 6.7 – Perdas totais de energia nos períodos dos patamares de carga 4 e 5.....	105
Figura 6.8 – Comparação da simulação do circuito simplificado da rede no programa desenvolvido com a simulação do circuito no ATP.	106
Figura 6.9 – Esquema do circuito simplificado da rede de teste	108
Figura 6.10 – Simulação do transitório de corrente no alimentador AL SE_A-102.	110
Figura 6.11 – Relação das informações necessárias da concessionária de energia para a execução do programa de reconfiguração proposto.	113

Figura 6.12 – Estrutura do programa de reconfiguração, e interface com operador e chaves.	114
Figura 6.13 – Tela principal do programa de reconfiguração.	115
Figura A.1 – Rede monofásica simplificada para modelagem e cálculo de transitórios.....	121
Figura B.1 – Representação da transformação de um sinal através do Retentor de Ordem Zero.	127
Figura C.1 – Rede de testes para comparação da metodologia de otimização.....	129
Figura C.2 – Rede de testes após reconfiguração.....	131
Figura C.3 – Configuração final da rede de testes apresentada pelo programa Otimiza.....	133

LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 4.1 – Índice aleatório de consistência (IR)	71
Tabela 4.2 – Valores máximos de RC	72
Tabela 6.1 – Resultados da aplicação da 1ª etapa de busca heurística na rede de testes, para o 4º período.....	95
Tabela 6.2 – Resultados normalizados da aplicação da busca heurística (4º período).....	96
Tabela 6.3 – Resultados de Aplicação do Método AHP (4º período)	98
Tabela 6.4 – Resultados da aplicação final da busca heurística (4º período).....	99
Tabela 6.5 – Síntese dos resultados de otimização da rede para o 4º período.....	100
Tabela 6.6 – Resultados da aplicação da 1ª etapa de busca heurística (5º período).....	103
Tabela 6.7 – Resultados normalizados da aplicação da busca heurística (5º período).....	103
Tabela 6.8 – Resultados de Aplicação do Método AHP (5º período)	104
Tabela 6.9 – Resultados da aplicação final da busca heurística (5º período).....	104
Tabela 6.10 – Síntese dos resultados de otimização da rede para o 5º período.....	105
Tabela 6.11 – Comparação entre a corrente máxima no modelo completo da rede e no modelo simplificado proposto	107
Tabela 6.12 – Dados de entrada para a análise de paralelismo de alimentadores	108
Tabela 6.13 – Comparação dos valores em regime permanente entre a rede completa simulada no ASD e a rede simplificada	109
Tabela 6.14 – Resultados da simulação do paralelismo de alimentadores.....	110
Tabela C.1 – Carga dos transformadores do circuito de testes da Figura C.1.....	129
Tabela C.2 – 1ª etapa de aplicação da busca heurística.....	130
Tabela C.3 – 2ª etapa de aplicação da busca heurística.....	131
Tabela C.4 – Resultado da análise do circuito da Figura C.1 por Busca Exaustiva.....	134
Quadro 4.1 – Definição de Patamares de Carga.....	63
Quadro 4.2 – Escala de valores para julgamento de critérios par a par no método AHP.....	70
Quadro 5.1 – Restrições durante o paralelismo de alimentadores.....	89
Quadro 6.1 – Análise do paralelismo de alimentadores	111
Quadro C.1 – Código para resolução do problema de otimização no Programa Otimiza.....	132

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG - Algoritmo Genético

AL - Alimentador

AHP - *Analytic Hierarchy Process*

AMI - Infraestrutura de Medição Avançada

ASD - Análise de Sistemas de Distribuição

ATP - *Alternative Transient Program*

DR - Resposta da Demanda

FO - Função Objetivo

GD - Geração Distribuída

GIS - Sistema de Informação Geográfica

IA - Inteligência Artificial

IEEE - *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

MDMS - Sistema de Gerenciamento de Dados Medidos

MUST - Montante de Uso do Sistema de Transmissão

NA - Normalmente Aberta (estado da chave)

NF - Normalmente Fechada (estado da chave)

PE - Programação Evolutiva

PHEV - Veículos Elétricos Híbridos *Plug-in*

RD - Rede de Distribuição

REIs - Rede Elétrica Inteligentes

RNA - Rede Neural Artificial

s.a - sujeito a

SAD - Sistema de Apoio à Decisão

SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition* (Sistema Supervisório)

TI - Tecnologia da Informação

TS - Chave de interligação (*Tie-Switch*)

UTR – Unidade terminal remota

LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

Δt : intervalo de tempo (h) do patamar de carga

δ_{\max} : máximo autovalor da matriz

$C_{k\text{-op}_n}$: valor do indicador k obtido no teste n

ENS_{esp} : energia não-suprida esperada por ano (MWh/ano)

E_{perdas} : perdas de energia (kWh)

FEC_{esp} : número de interrupções esperado por ano (falhas/ano)

f_{cor} : fator de demanda aplicado para estimação de patamar de carga

IC: índice de consistência

IR: índice aleatório de consistência

λ_n : taxa de falha do alimentador (número de interrupções por ano/ km)

RC: razão de consistência

w_1, w_2, w_3 : pesos dos critérios

LISTA DE APÊNDICES

APÊNDICE A - Modelagem da Rede para a Análise do Paralelismo	121
APÊNDICE B - Retentor de Ordem Zero	127
APÊNDICE C - Comparação do método heurístico proposto com outros métodos.....	129

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1 Motivação e Justificativa	17
1.2 Objetivos do Trabalho	18
1.3 Contribuições Inovadoras	19
1.4 Organização dos Capítulos	19
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	21
2.1 Métodos de Otimização para Reconfiguração de Redes de Distribuição.....	21
2.1.2 Métodos Matemáticos.....	23
2.1.2 Métodos Heurísticos	24
2.1.3 Métodos baseados em Inteligência Artificial (IA)	28
2.1.4 Sumário dos Métodos de Reconfiguração	30
2.2 Tomada de Decisão Multicriterial	32
2.3 Paralelismo de Alimentadores e Reconfiguração em Tempo Real	34
2.4 Considerações Finais	36
3. CONCEITOS DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES.....	39
3.1 Resposta da Demanda.....	40
3.2 Infraestrutura de Medição Avançada.....	42
3.3 Medidores Inteligentes	43
3.4 Veículos Elétricos.....	44
3.5 Geração Distribuída.....	45
3.6 Automação e Tecnologia da Informação.....	47
3.7 Aplicação da Reconfiguração no contexto das Redes Elétricas Inteligentes	48
3.8 Considerações finais	50
4. RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MONITORAMENTO EM TEMPO REAL	53
4.1 Formulação do Problema e Justificativa.....	53
4.2 Funções Objetivo e Restrições	58
4.3 Método empregado para reconfiguração automática e em tempo real da rede de distribuição	61
4.3.1 Avaliação da Demanda: Análise por Patamares de Carga	62
4.3.2 Algoritmo de Busca Heurística.....	65
4.3.3 Análise Multicriterial.....	69
Método AHP.....	69
4.3.4 Reaplicação do Algoritmo de Busca Heurística.....	73

4.4 Utilização do MUST como restrição	73
4.5 Considerações Finais	74
5. ESTUDOS DE PARALELISMO DE ALIMENTADORES PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	75
5.1 Transitórios de Chaveamento	75
5.2 Metodologia Proposta.....	79
5.2.1 Modelagem da Rede para a Análise de Transitórios	80
5.2.2 Resolução do Circuito para Análise de Paralelismo.....	83
5.3 Procedimento de verificação da viabilidade do paralelismo	88
5.4 Considerações Finais	89
6. RESULTADOS EXPERIMENTAIS E DISCUSSÃO	91
6.1 Metodologia de Otimização Proposta.....	91
6.2 Metodologia de Análise de Paralelismo	106
6.2.1 Validação do Retentor de Ordem Zero.....	106
6.2.2 Análise da simplificação do circuito	107
6.2.3 Metodologia de análise de paralelismo proposta.....	108
6.3 Interface com o Sistema Supervisório	111
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS	116
7.1 Conclusões.....	116
7.2 Contribuições inovadoras da tese	118
7.3 Sugestões de continuidade do trabalho.....	118
7.4 Publicações de trabalhos relacionados à tese	119
REFERÊNCIAS	137

1. INTRODUÇÃO

Os Sistemas de Potência estão passando por uma transformação significativa em sua forma de planejamento, operação e controle. A denominação de Redes Elétricas Inteligentes (do termo em inglês, *Smart Grids*) vem sendo utilizada para caracterizar uma série de técnicas, metodologias e procedimentos que buscam responder às novas demandas e desafios do setor.

Muitos conceitos relacionados às Redes Elétricas Inteligentes (REIs) não são novos. A ideia de monitorar e controlar remotamente a rede elétrica já é abordada há décadas, assim como práticas de incentivar consumidores a utilizar melhor a energia em horários diferenciados, realizar leituras automáticas de medidores de energia e aproveitar fontes alternativas de energia para complementar e diversificar a geração, para citar alguns exemplos. O que possibilitou a grande mudança para o novo paradigma foram os avanços tecnológicos nas áreas de automação e comunicação, especialmente no desenvolvimento de protocolos para comunicação sem fio e infraestruturas de redes.

Um dos projetos considerados pioneiros na implantação real de uma Rede Elétrica Inteligente, e que integra efetivamente recursos tecnológicos característicos desse tipo de rede, foi colocado em ação em 2005, e denominado Teleogedore, pela empresa ENEL S. P. A., da Itália (BOTTE, CANNATELI e ROGAI, 2005). Desde então, o termo Rede Elétrica Inteligente tem sido difundido e explorado em novas pesquisas e projetos, e discutido em grandes centros de estudo.

O contexto nacional das REIs é apresentado em um documento técnico elaborado pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE, 2012), organização supervisionada pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI).

Pode-se destacar como exemplos de funcionalidades desejadas em uma Rede Elétrica Inteligente: alta confiabilidade e qualidade de energia, integração com sistemas de geração distribuídos, baixos custos de operação e manutenção, e capacidade de auto reconfiguração em caso de mudanças das condições de serviço.

No aspecto tecnológico, as REIs têm impacto direto nos sistemas de informação e automação das empresas, seja nos sistemas de supervisão e aquisição de dados, equipamentos telecomandados e outros que utilizam algum tipo de microprocessamento ou que compõem infraestruturas de medição avançada (*Advanced Metering Infrastructure, AMI*), seja ainda na

operação e serviços (gerenciamento, planejamento, engenharia, manutenção, tarifação, entre outros).

Essa tese de doutorado é apresentada com base na importância que as REIs representam, na ótica de futuro promissor dos Sistemas de Potência, e no contexto de que o Brasil precisa desenvolver essa tecnologia de forma compatível com a sua realidade. A hipótese a ser verificada nesse trabalho é que é possível desenvolver um sistema para reconfiguração automática das redes de distribuição de energia elétrica, considerando o uso de equipamentos telecomandados instalados nas redes. Nele são desenvolvidas metodologias e ferramentas computacionais para reconfiguração dinâmica de redes de distribuição por meio do uso de equipamentos automatizados, sob o enfoque das REIs.

O trabalho visa explorar as informações e funcionalidades dos equipamentos telecomandados instalados nos sistemas de distribuição, e aplicá-las em um sistema computacional que permita a reconfiguração automática e em tempo real da rede, em regime normal de operação. Para isso, além da pesquisa relacionada aos aspectos tecnológicos de automação e comunicação da rede, são elaborados algoritmos e metodologias de reconfiguração baseados em análise multicriterial, e também em características e requisitos do sistema envolvendo o paralelismo de alimentadores. Métodos de otimização e tomada de decisão são empregados para desenvolver um sistema compatível com a realidade de sua aplicação, ou seja, buscando o ponto ótimo de operação considerando estratégias de interesse do planejador ou operador.

O termo “tempo real”, no contexto desse trabalho, refere-se ao fato de que as análises de reconfiguração são realizadas com base no estado atual da rede, obtido através de leituras remotas dos equipamentos telecomandados.

O sistema supervisório (SCADA, *Supervisory Control and Data Acquisition*) é elemento de integração fundamental para aplicação da pesquisa, pois ele permite o monitoramento e a atualização de variáveis, a interface com bancos de dados e programas executáveis (como o próprio programa de reconfiguração desenvolvido) e a atuação nos dispositivos telecomandados da rede.

1.1 Motivação e Justificativa

As Redes Elétricas Inteligentes surgiram como uma resposta a grandes desafios do setor elétrico, como a maior preocupação com o desenvolvimento sustentável e o crescimento da demanda de energia elétrica e da necessidade de melhoria na qualidade do serviço e do produto. Diante desse panorama, a otimização da operação da rede pode ser uma solução de menor investimento e também pode reduzir o impacto das mudanças da rede elétrica nos hábitos dos consumidores. No primeiro caso, pode-se citar o aumento do uso de equipamentos telecomandados na rede, cujos custos têm sido reduzidos ao longo dos últimos anos. A localização ótima e o aproveitamento máximo dos recursos desses equipamentos podem melhorar o desempenho da rede e diminuir a necessidade de novos investimentos. No caso do impacto nos consumidores, podem-se citar soluções como a resposta da demanda (do inglês, *Demand Response*) e a tarifação diferenciada por horários, como ações que atuam no nível do consumidor para amenizar ou resolver o problema do consumo maior de energia em certos horários do dia. Nesse caso, a rede pode ser preparada para se adaptar a mudanças nos patamares de carga de forma a continuar atendendo os consumidores com menor impacto no gerenciamento de suas cargas. A reconfiguração das redes de distribuição em regime normal de operação é uma estratégia que pode ser utilizada para melhorar o desempenho da rede e atender aos dois casos citados, entre outros.

A reconfiguração consiste na mudança da topologia da rede, através da abertura e fechamento de chaves instaladas no sistema. Normalmente, as redes de distribuição são reconfiguradas para reduzir perdas, melhorar níveis de tensão, balancear cargas e melhorar indicadores de qualidade do serviço. Até poucos anos atrás, uma das limitações da reconfiguração, no entanto, era a necessidade de deslocamento de equipes para a realização das manobras. Com o crescimento do uso de chaves telecomandadas (como seccionadoras e religadores), a reconfiguração nos dias atuais é mais prática de ser realizada.

Métodos de otimização são aplicados para aumentar a eficiência da reconfiguração. Otimizar a rede, no contexto desse trabalho, significa configurá-la de modo a maximizar ou minimizar os indicadores da função objetivo, melhorando o desempenho da rede. Dependendo da estratégia do planejador, pode haver múltiplos objetivos de otimização, com diferentes graus de importância. Por exemplo, em uma determinada situação de carregamento de um alimentador, pode ser mais relevante melhorar o balanceamento de cargas do que melhorar os níveis de tensão. Diante de múltiplas configurações que atendem aos objetivos, a

reconfiguração final da rede priorizará o objetivo que for considerado mais relevante, de acordo com a técnica de tomada de decisão aplicada.

De modo geral, destaca-se a necessidade do uso de ferramentas computacionais para simulações, análises, e diagnósticos, antes da efetiva reconfiguração da rede.

Diante do panorama oferecido pelas REIs, surgem desafios relacionados à reconfiguração do sistema de distribuição que precisam ser pesquisados e solucionados para que a rede caracterize-se de fato como uma rede inteligente:

- Como melhorar os indicadores de qualidade e confiabilidade da rede aproveitando os recursos dos equipamentos telecomandados?

- Quais os requisitos de automação, no nível de supervisão, que permitirão o melhor aproveitamento das informações disponíveis e a reconfiguração automática da rede?

A pesquisa desenvolvida nesse trabalho é motivada pela busca da resposta a essas perguntas e o seu desenvolvimento é justificado principalmente pela importância dos temas associados no contexto atual dos Sistemas de Potência. Além disso, espera-se que o trabalho proposto agregue benefícios ao sistema onde seja implantado, entre os quais o auxílio à tomada de decisões, a melhoria de indicadores de confiabilidade e qualidade e a redução de custos. O tema é atual e inovador, e desenvolve aspectos ainda não abordados na literatura.

1.2 Objetivos do Trabalho

Os principais objetivos deste trabalho são:

- Pesquisar e desenvolver metodologias de otimização e tomadas de decisão para aplicação na reconfiguração automática e em tempo real de Redes de Distribuição de Energia, em regime normal de operação, com base em recursos de equipamentos telecomandados do sistema de potência.

- Desenvolver um sistema computacional para analisar, avaliar, supervisionar e simular a reconfiguração da rede, sob o enfoque de Redes Elétricas Inteligentes. O trabalho é desenvolvido e integrado em uma plataforma de Sistema Supervisório que permite rápido processamento para alterações das configurações da Rede de Distribuição.

1.3 Contribuições Inovadoras

Embora haja muitos trabalhos que tratam da reconfiguração de redes focando nos algoritmos de otimização e nas análises multicriteriais, pouco é investigado sobre a possibilidade de que a reconfiguração seja feita de forma automática e em tempo real, e ainda aplicada a uma rede física real.

Esse trabalho pretende contribuir com originalidade nos seguintes itens:

- aproveitamento dos recursos dos equipamentos telecomandados para modelagem e análise das reconfigurações, além do seu uso para comutação automática;
- utilização de patamares de carga dos alimentadores como indicador inicial para a análise da reconfiguração;
- elaboração de novo algoritmo de tomada de decisão multicriterial para escolha das melhores opções de chaveamento da rede; e
- elaboração de um algoritmo de análise do paralelismo de alimentadores para identificar restrições de transitórios e em regime permanente que possam ocorrer durante os chaveamentos.

1.4 Organização dos Capítulos

Este trabalho é composto por sete capítulos, incluindo esse introdutório.

No Capítulo 2 é feita uma revisão dos métodos de otimização utilizados na reconfiguração de redes de distribuição, sendo abordados métodos matemáticos, heurísticos e de inteligência artificial. Também é feita uma revisão da aplicação dos métodos de análise multicriterial de Bellman-Zadeh e AHP, entre outros utilizados para reconfiguração de redes, e uma revisão dos trabalhos que envolvem paralelismo de alimentadores e reconfiguração em tempo real de redes de distribuição.

No Capítulo 3 são discutidos os principais conceitos de Redes Elétricas Inteligentes, como Resposta da Demanda, Medidores Inteligentes, Integração de Geração Distribuída e Veículos Elétricos. Esse capítulo tem como objetivo caracterizar a reconfiguração automática e em tempo real da rede de distribuição como um elemento das REIs.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia proposta de otimização da reconfiguração, baseada no método de Troca de Ramos, e a metodologia de análise multicriterial, que consiste na aplicação do método AHP para definição da melhor sequência de chaveamentos da rede. Nesse capítulo também é apresentada a abordagem da variação de patamares de carga como parte da metodologia de otimização.

No Capítulo 5 é apresentado o estudo do paralelismo de alimentadores, que inclui análise em regime permanente e em regime transitório, com o objetivo de verificar possíveis violações dos limites operacionais da rede durante o período em que os alimentadores são ligados em paralelo para a transferência de cargas.

O Capítulo 6 apresenta os testes finais e resultados da ferramenta desenvolvida aplicados em um modelo real de rede de distribuição. Nesse capítulo também são apresentados os aspectos da integração do sistema computacional desenvolvido com o sistema supervisor de uma concessionária de energia.

No Capítulo 7 é apresentada uma análise final de resultados, conclusões e principais contribuições da tese.

O trabalho inclui três Apêndices, que tratam: a) da modelagem e equacionamento da rede elétrica para análise de paralelismo; b) do método do retentor de ordem zero e; c) da comparação da metodologia de otimização proposta com o método de busca exaustiva e com o método do problema de transporte.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esse capítulo tem por objetivo apresentar uma síntese da revisão bibliográfica realizada sobre o tema da reconfiguração de redes de distribuição. O capítulo foi dividido em três partes principais: a) métodos de otimização para determinação da melhor topologia de rede, b) tomada de decisão multicriterial para aplicação nos casos em que a reconfiguração deve atender a múltiplos objetivos, e c) estudos de paralelismo de alimentadores e transitórios durante as manobras de reconfiguração.

2.1 Métodos de Otimização para Reconfiguração de Redes de Distribuição

As redes de distribuição (RD) de energia elétrica possuem características peculiares, como a possibilidade de cada alimentador possuir diferentes combinações de tipos de carga (residenciais, comerciais e industriais) com variações diárias típicas, e a característica de configuração radial, que tem por finalidade permitir a coordenação dos dispositivos de proteção. Além disso, em uma RD, requisitos essenciais de qualidade do fornecimento de energia devem ser observados, como limites de tensão e indicadores de continuidade.

Uma RD pode ter sua topologia alterada através da abertura ou fechamento de chaves seccionadoras, permitindo isolar faltas e restaurar o fornecimento, em situações de contingências, e também nos casos de desligamentos programados. Além disso, em regime normal de operação, a mudança de topologia permite fazer um melhor balanceamento de cargas entre alimentadores, transferindo cargas de alimentadores muito carregados para outros alimentadores, melhorando dessa forma os níveis de tensão e reduzindo perdas nos alimentadores e condutores, além de melhorar os índices de confiabilidade.

Com o aumento do uso de sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e da automação na distribuição – através do uso de chaves e equipamentos telecomandados – a reconfiguração das RDs tornou-se mais viável como uma ferramenta de controle em tempo real.

A reconfiguração de uma RD é considerada um problema de otimização no qual se busca, entre várias soluções possíveis, aquela solução que leva ao melhor desempenho, considerando o objetivo final da reconfiguração e observando-se as restrições da rede. Um

dos fatores que aumenta a complexidade do problema é o elevado número de chaves existente em uma RD real, o que leva a uma grande quantidade de possibilidades diferentes de configurações a serem analisadas.

As etapas do planejamento da reconfiguração de uma RD, em geral, envolvem a coleta de informações da rede e da carga, a aplicação de metodologias de estimação de cargas e cálculo de fluxos de potência e a aplicação da metodologia para otimização da rede.

A análise do comportamento da carga é fundamental em um estudo de reconfiguração de uma RD, pois características variadas de cargas provocam picos de demanda em horários diferentes, e dessa forma a reconfiguração para um estado da rede em um determinado momento pode não satisfazer os objetivos e restrições em momentos posteriores. Uma revisão dos principais métodos de modelagem e estimação de cargas e dos principais métodos de cálculos de fluxo de potência é apresentada em (KÖNIG, 2007) e (DANDACHI e CORY, 1991), respectivamente.

Diversos métodos de otimização são propostos para resolver o problema da reconfiguração de RDs. De uma forma geral, os seguintes pontos são comumente encontrados em todos os métodos:

- a) Em geral, a reconfiguração visa atender o máximo possível de consumidores ou a máxima demanda, com a minimização de perdas e o balanceamento de carga. A redução de perdas muitas vezes é tida como o objetivo primário das reconfigurações de RD. Nos casos em que há mais de um objetivo estabelecido, é necessária a aplicação de métodos multicriteriais de apoio à decisão;
- b) Entre as restrições, observa-se a necessidade de manter a radialidade da rede, bem como a operação dentro dos limites de tensão e da capacidade de corrente dos equipamentos e dos condutores da rede. Embora esse objetivo seja normalmente referido como uma restrição do problema, afundamentos de tensão devem ser reduzidos para aumentar a qualidade de energia e para garantir a capacidade de controle da rede. A coordenação do sistema de proteção da nova configuração de rede deve ser levada em consideração.

Outros pontos também são importantes quando se trata da reconfiguração de RDs, como a minimização do número de chaveamentos e a rápida busca da melhor solução de reconfiguração. A situação que determina a necessidade da reconfiguração (por exemplo, a necessidade de isolar uma falta e restabelecer o fornecimento a consumidores afetados, ou a possibilidade de redução de perdas) é importante para a definição da relevância dos critérios a serem priorizados nos objetivos e restrições.

A seguir, é apresentada uma revisão dos principais algoritmos de otimização aplicados à reconfiguração de Redes de Distribuição, e posteriormente são apresentadas considerações sobre a metodologia a ser aplicada nesse trabalho.

2.1.2 Métodos Matemáticos

- *Branch and Bound*

A técnica *Branch and Bound* inclui-se entre as técnicas de programação linear inteira (PLI) para otimização combinacional, e suas adaptações servem de base para outros métodos de reconfiguração, como alguns métodos de busca heurística ou baseados em Inteligência Artificial. A proposta original consiste na separação (*branch*) das combinações que atendem ao problema da reconfiguração, ou seja, das soluções possíveis, e da delimitação (*bound*) da solução otimizada, através da eliminação de conjuntos de soluções que extrapolam limites da quantia otimizada. Um dos primeiros trabalhos sobre reconfiguração de RD baseados nessa técnica foi apresentado por Merlin e Back (1975), para determinar a configuração de uma RD com a mínima perda nas linhas.

O trabalho de Che e Cho (1993) utiliza o algoritmo *Branch and Bound* para determinar a maior redução de perdas entre as possíveis combinações de chaveamento entre dois alimentadores. O perfil de carga dos alimentadores é levado em consideração em uma análise de curto prazo (1 hora) para determinar a configuração ótima e em uma análise de longo prazo (sazonal) para determinar as chaves críticas da rede.

Uma variação mais recente do método *Branch and Bound* é o método *Branch and Cut*, que utiliza também conceitos do método de Plano de Corte, para iniciar a resolução do problema de otimização sem a restrição de que as variáveis sejam inteiras, como mostrado no trabalho de Souza e Asada (2011).

- Problema de Transporte

A técnica do Problema de Transporte pode ser aplicada na reconfiguração de uma RD para se determinar a distribuição de fluxo de potência que resulte em menor custo, utilizando o algoritmo *Out of Kilter*. A formulação do problema pode ser feita também de maneira a considerar o custo das perdas em função do fluxo, levando dessa forma a uma abordagem de otimização para minimização de perdas.

O trabalho de Glamocanin (1990) utiliza o método do Problema de Transporte para determinar a solução com ótima redução de perdas observando os limites de tensão e a capacidade de corrente. O trabalho de Wagner, Chikhani e Hackam (1991) compara o método com uma técnica heurística, e conclui que o método do Problema de Transporte não é apropriado para aplicações de reconfiguração de rede em tempo real.

- Programação Dinâmica

Esse método foi apresentado por Richard Bellman em 1957, sendo que o termo “Dinâmica” refere-se à característica de variação no tempo dos problemas em que o método se aplica. O método consiste em dividir um problema complexo em subproblemas mais simples, de maneira recursiva. Os subproblemas são resolvidos individualmente, e suas soluções são combinadas para compor a solução final otimizada. Na reconfiguração de RDs, as funções objetivo podem ser analisadas em seções da rede (por exemplo, ramais dos alimentadores), e o método da Programação Dinâmica pode ser aplicado para determinar a combinação de seções que leva à configuração ótima.

O trabalho de Tzeng, Ke e Kang (2006) utiliza a Programação Dinâmica para determinar a configuração ótima de chaves no período de um dia em uma rede real, visando o balanceamento de cargas e a minimização de perdas.

Momoh (2006) utiliza o método para determinar a configuração com mínimas perdas, e para resolver o problema de despacho ótimo de unidades geradoras.

Shariatkhah, Haghifam e Arefi (2011) utilizam a Programação Dinâmica para otimizar a reconfiguração de uma RD considerando variações anuais do perfil de carga. Os autores propõem a divisão do ano em diversos períodos iguais, e para cada período são determinadas as configurações candidatas à solução, considerando minimização de perdas e custo de interrupção. A Programação Dinâmica é utilizada para determinar um quadro anual de configuração, baseado no custo de mudança de uma topologia para outra.

2.1.2 Métodos Heurísticos

As técnicas de buscas podem ser classificadas em diferentes tipos, como busca em amplitude ou em profundidade, busca pela melhor escolha, escalada da montanha (*hill climbing*) e busca por gradiente, entre outros.

A busca exaustiva, ou seja, que considera todas as combinações possíveis, normalmente é aplicável a redes de tamanho moderado, o que nem sempre representa a realidade das redes de RD. Morton e Mareels (2000) ilustram a solução de reconfiguração para uma RD de 33 barras, utilizando a busca exaustiva. Sistemas grandes levariam a um conjunto de combinações de chaves impraticável para análise.

Os métodos heurísticos são ferramentas que direcionam a busca da solução, reduzindo o espaço de procura dentro do conjunto de combinações possíveis. Conforme Kagan et al. (2009), a escolha e utilização do método deve ser criteriosa, pois como nem todas as soluções são testadas, não se pode garantir que a solução ótima tenha sido encontrada. No entanto, a utilização adequada dos métodos heurísticos, associadas a outras técnicas de otimização, faz com que haja um número considerável de trabalhos na área de reconfiguração de RDs. A seguir, é feita uma revisão das principais técnicas heurísticas abordadas na literatura técnica.

- Troca de Ramos (*Branch Exchange*)

Esse método consiste na realização de alterações sucessivas na configuração da rede (por exemplo, atuando na abertura de uma chave e no fechamento de outra) de forma que cada nó da árvore de busca seja uma possível solução do problema. Em Sistemas de Potência, o método tem como premissa a radialidade da RD.

Civanlar et al. (1988) utilizam o método buscando a minimização de perdas. A busca por configurações candidatas é limitada considerando dois requisitos: a possibilidade de transferência de cargas de um alimentador para outro e a ocorrência de uma variação significativa de tensão através da atuação das chaves.

Aoki et al. (1988) utilizam o método para restauração de cargas em uma rede real de grande porte.

Baran e Wu (1989) utilizam o método Troca de Ramos para minimização de perdas e balanceamento de carga, combinado com dois métodos com diferentes níveis de precisão para estimação do fluxo de potência após cada troca de ramo realizada.

Broadwater et al. (1993) desenvolveram um algoritmo baseado no método Troca de Ramos que determina padrões de chaveamento diários e sazonais da RD baseados na estimação de carga. Os autores demonstram que a reconfiguração durante o pico de demanda pode reduzir significativamente as perdas.

Hsu et al. (1992) utilizam o método aplicado em condições de carga variável e em condições de carga constante. O método foi aplicado em uma rede real e considera, além da minimização de perdas, o balanceamento de carga.

Wang, Chiang e Darling (1996) aplicam o método para reconfiguração em tempo real associado a um algoritmo de cálculo de fluxo de potência e de perdas, em função do estado das chaves, obtidos através uma varredura do tipo *backward-forward* (para trás e para frente). A solução apresentada pelos autores permite a análise da reconfiguração tanto para minimização de perdas quanto para balanceamento de carga, em um tempo que é linearmente proporcional ao número de chaves do sistema.

Roytelman et al. (1996) apresentam a reconfiguração de uma RD aplicando o método Troca de Ramos para o refinamento da solução encontrada em um primeiro estágio de busca, no qual todas as chaves normalmente abertas são fechadas e uma análise do fluxo de potência é feita para determinar uma solução intermediária radial.

Taleski e Rajicic (1997) combinam métodos de ordenação de elementos para análise de redes radiais, a soma de potência para cálculo de fluxo e a representação estatística de variações de carga e soma de energia para cálculo de perdas, com regras heurísticas para minimização de perdas.

Yehia et al. (2002) combinam o método de Troca de Ramos com o método de Programação Dinâmica. O algoritmo desenvolvido inicia desconectando todas as cargas, e posteriormente vai acrescentando cargas que resultem no menor incremento de perdas. A decisão sobre a forma como as conexões são feitas, para atender todas as cargas, é baseada na relação entre as correntes de carga e os caminhos possíveis, comparando a perda incremental introduzida pela carga em análise.

- Algoritmos Heurísticos

Taylor e Lubkeman (1990) apresentam um método de busca heurística baseado em regras, que reduz o espaço de busca identificando inicialmente os chaveamentos que resultam na violação das restrições do problema, como sobrecargas, limites de tensão e proteção. O método é utilizado para balanceamento de carga e minimização de perdas.

Wu, Tomsovic e Chen (1991) apresentam um método de busca explícita que considera a sobrecarga de alimentadores, o desbalanceamento de corrente e a restauração de serviços após falta.

Chen e Cho (1992) utilizam um algoritmo heurístico para determinar as chaves críticas em uma RD. O trabalho identifica a configuração ótima a cada período de uma hora, com o objetivo de balancear as cargas, através da minimização da função custo das operações de chaveamento. As chaves críticas são identificadas a partir da análise do chaveamento no

período de um dia. Para o cálculo de fluxo, são utilizadas curvas típicas diárias de diferentes tipos de consumidores.

Goswami e Basu (1992) apresentam um método para determinar a configuração de RD com mínima perda, através de um algoritmo heurístico baseado no mínimo fluxo de potência. A técnica consiste em fechar uma chave normalmente aberta e abrir uma chave normalmente fechada, mantendo a radialidade da rede e calculando o fluxo de potência. O processo é repetido até que seja encontrada a configuração com a menor perda.

Peponis e Papadopoulos (1995) apresentam um método heurístico para minimizar perdas e para balancear cargas. A metodologia é aplicada em um sistema real de grande porte.

Borozan, Rajicic e Ackovski (1995) fazem uma adaptação no método clássico de *Branch and Bound*, proposto por Merlin e Back (1975), através de um algoritmo de inspeção de elementos, para aplicação em tempo real.

O trabalho de Zhou, Shirmohammadi e Liu (1997) apresenta uma metodologia que minimiza o custo de operação por períodos de tempo, em tempo real.

Borozan e Rajakovic (1997) apresentam uma metodologia com foco em sistemas não automatizados, ou com baixo nível de automação. O método de otimização é combinado com um método de estimação de carga baseado em baixa disponibilidade de informação.

Lin e Chin (1998) focam o objetivo do trabalho na reconfiguração para minimização de perdas e para restabelecimento de serviço. O método é baseado em três índices de chaveamento, e utiliza a técnica de fechamento de todas as chaves de interligação. Em cada malha formada, é determinado qual possui o maior índice de chaveamento, reduzindo, dessa forma, o número de combinações a serem analisadas.

DcDermott, Drezga e Broadwater (1999) utilizam a técnica de abrir todas as chaves, e a cada passo do algoritmo, fechar a chave que resulta no menor incremento da função objetivo. As chaves candidatas são determinadas através de um cálculo simplificado de perdas, mas a precisão é mantida com o cálculo completo do fluxo após cada chaveamento. Segundo os autores, o algoritmo tem um tempo computacional maior comparado com outros métodos, mas é mais preciso em termos de modelagem e ações de controle.

2.1.3 Métodos baseados em Inteligência Artificial (IA)

- **Sistemas Especialistas**

O conhecimento humano obtido a partir da experiência sobre determinado assunto pode ser empregado na técnica conhecida como Sistema Especialista, de tal forma que o sistema desenvolvido tome decisões similares às que um especialista sobre o assunto tomaria. Alguns trabalhos na área de Sistemas de Potência utilizam a técnica como parte da metodologia de tomadas de decisões.

Liu, Lee e Venkata (1988) apresentam uma metodologia de reconfiguração baseada em Sistemas Especialistas para restauração de redes. Jung, Kim e Ko (1993) utilizam a técnica associada com regras heurísticas para reconfigurar uma rede de forma a resolver problemas de sobrecarga ou violação de tensão em alimentadores.

- *Redes Neurais Artificiais:*

As Redes Neurais Artificiais (RNA) compreendem uma técnica que simula o comportamento do cérebro através de uma representação inspirada nas conexões de neurônios do cérebro. Uma RNA possui a capacidade de aprendizado baseado na experiência.

Kim, Jung e Ko (1993) apresentam um trabalho que explora a potencialidade das RNA para reconhecimento de padrões, e empregam a técnica juntamente com processamento computacional convencional para reconfigurar redes tendo como objetivo a redução de perdas. A Rede de Distribuição é dividida em zonas de carga e as RNA são utilizadas na etapa de estimação de carga por zona, e seleção da melhor topologia de rede, com base no reconhecimento do padrão de carga atual.

Kayal, Chanda e Chanda (2011) empregam RNA para elencar os chaveamentos candidatos a melhorar a configuração da rede considerando a estabilidade de tensão. A metodologia utiliza o Índice de Estabilidade de Tensão (VSI, *Voltage Stability Index*), que inclui em seu cálculo os parâmetros de potência e impedância equivalente do sistema, de modo que os autores mostram que a reconfiguração também resulta em melhoria de níveis de tensão e redução de perdas. A RNA desenvolvida é treinada com conjuntos de chaveamentos obtidos a partir de uma busca local, que por sua vez utiliza técnica heurística para determinar a melhor configuração.

- Algoritmos Genéticos:

Similar às Redes Neurais Artificiais, os Algoritmos Genéticos (AG) utilizam técnicas inspiradas na natureza biológica, mais especificamente, na biologia evolutiva. A técnica consiste em iterações nas quais conjuntos de soluções (ou gerações de indivíduos) são recombinados ou sofrem mutações, de maneira a evoluir para uma solução melhor, numa clara representação da teoria da seleção natural de Charles Darwin. A seleção dos indivíduos que são utilizados nas iterações normalmente é feita de modo probabilístico, para evitar a convergência para ótimos locais. A técnica de seleção mais empregada é a técnica da roleta, sendo que as soluções que melhoram os parâmetros avaliados (como perdas ou níveis de tensão) têm maior probabilidade de serem selecionadas.

Diversos trabalhos aplicam AG para reconfiguração de redes de distribuição, entre os quais destacam-se Braz e Souza (2011), Nara, Shiose, Kitagawa, e Ishihara (1992), Hong e Ho (2005) e Delbem, Carvalho e Bretas (2005). Técnicas diferenciadas de codificação e redução do espaço de buscas são apresentadas, considerando que um dos maiores contrapontos dos AG é o tempo de execução dos algoritmos, que pode ser maior quando comparado a outros métodos. Braz e Souza (2011) apresentam um comparativo de tempos de execução de diferentes algoritmos para um sistema com 70 nós e 100 gerações, no qual se observa tempos na faixa de 4,5 a 12 minutos (sem indicação da plataforma computacional usada para testes).

- Programação Evolutiva:

A Programação Evolutiva (PE) consiste na representação simbólica de entradas e saídas, normalmente em uma máquina de estados finitos (FSM, *Finit State Machine*), que tende a evoluir um algoritmo de otimização, de maneira a maximizar o seu desempenho. Muitos conceitos dos Algoritmos Genéticos são também aplicados na PE, sendo que em PE, os cromossomos que representam um indivíduo possuem pesos, de forma a criar um operador de seleção.

Bingda e Liu (2011) empregam PE na reconfiguração de RDs para minimização de perdas. Os autores introduzem melhorias em um operador de mutação, que visam facilitar a convergência para a solução ótima, à medida que as gerações de soluções evoluem.

No trabalho de Hsu e Tsai (2005), a PE é utilizada na minimização de perdas e no balanceamento de cargas em RDs. O diferencial do trabalho é a construção de operadores de seleção que evitam mutação em genes que resultem em soluções proibidas – como, por exemplo, combinações de chaves que não mantenham a radialidade da rede.

- Busca Tabu (*Tabu Search*):

O método da Busca Tabu consiste em buscar soluções melhores na vizinhança de uma determinada solução. O termo “tabu” deriva do fato de o método não retornar a soluções prévias ou proibidas (por exemplo, situações que violam restrições do sistema), evitando dessa forma, que o algoritmo fique preso a ótimos locais.

Toune et al. (1998) apresentam um trabalho empregando Busca Tabu na reconfiguração de redes de distribuição para restabelecimento de energia em contingências. O sistema proposto pelos autores tem a capacidade de auto ajustar parâmetros de busca, como o tamanho da lista tabu e o acréscimo de um mecanismo de escape, que permite sair da vizinhança de uma região quando muitos estados (soluções) daquela região já foram visitados. Os estados são caracterizados por configurações da rede e o algoritmo busca maximizar a carga conectada (restabelecida).

Thakur e Jaswanti (2006) aplicam a Busca Tabu na reconfiguração de redes de distribuição para minimização de perdas. Os autores apresentam o conceito de Intensidade e Diversidade, que visam, respectivamente, intensificar buscas na vizinhança de uma solução sub-ótima e buscar regiões afastadas e inexploradas do espaço de soluções.

2.1.4 Sumário dos Métodos de Reconfiguração

Além dos métodos abordados nessa seção, existe uma diversidade de outros métodos de otimização pesquisados e aplicados a Sistemas de Potência, como Lógica Fuzzy, Redes de Petry, Colônia de Formigas (ACO, *Ant Colony Optimization*), Enxame de Partículas (PSO, *Particle Swarm Optimization*), Busca Harmônica (HSA, *Harmonic Search Algorithm*), Arrefecimento (ou Recozimento) Simulado (SA, *Simulated Annealing*), entre outros.

As técnicas apresentadas não têm sua origem nos Sistemas de Potência e muitas vezes podem ser utilizadas em diversas funções e processos não diretamente relacionadas à otimização, como reconhecimento de padrões, previsão, planejamento e modelagem. Em geral, observa-se que as pesquisas inovadoras na área de reconfiguração de redes de distribuição propõem diferentes métodos e adaptações para resolver problemas comuns, que predominantemente são a minimização de perdas e a melhoria da confiabilidade, com a manutenção de requisitos obrigatórios como níveis admissíveis de corrente e tensão e a radialidade da rede.

A Figura 2.1 apresenta um panorama das pesquisas recentes (período 2010-2013) sobre reconfiguração de redes de distribuição publicadas na base de dados do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE)¹. Os círculos apresentados na figura têm o objetivo de representar visualmente a quantidade de trabalhos associados a cada um dos métodos, sendo que o número de trabalhos aparece acima de cada fatia. Os trabalhos foram inicialmente classificados de acordo com o objetivo primário da reconfiguração: restauração (em caso de contingência) ou melhoria do desempenho da rede (redução de perdas, aumento da confiabilidade, melhoria de níveis de tensão, etc.).

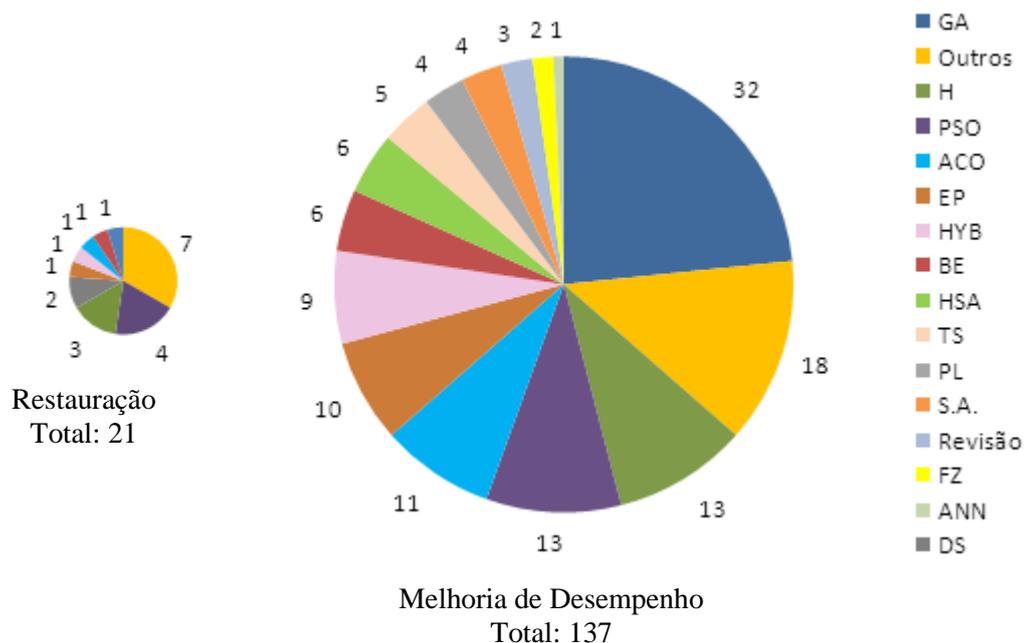


Figura 2.1- Panorama da aplicação de métodos de otimização para reconfiguração de redes de distribuição no período 2010-2013, segundo a base de dados do IEEE.

Legenda: GA – Algoritmo Genético, Outros: métodos não citados nesse capítulo, H: Algoritmo Heurístico, PSO: Otimização por Enxame de Partículas, ACO: Otimização por Colônia de Formigas, EP: Programação Evolutiva, HYB: Método Híbrido (combinação de técnicas), BE: Troca de Ramos, HSA: Algoritmo de Busca Harmônica, TS: Busca Tabu, PL: Programação Linear, S.A.: Arrefecimento Simulado, Revisão: artigos de revisão bibliográfica, ANN: Rede Neural Artificial, FZ: Fuzzy, DS: Busca Profunda.

Fonte: Produção do próprio autor.

¹ Resultados para pesquisa avançada configurada para: palavras-chave: ((*reconfiguration*) AND *distribution network*), ano de publicação: a partir de 2010 até junho de 2013.

Entre os principais problemas encontrados para a reconfiguração ótima da rede estão o tempo de execução dos algoritmos, que também está associado à capacidade computacional do equipamento que executa o programa, e a incerteza de que a solução encontrada seja de fato a solução ótima. Nesse sentido, não existe uma pesquisa aprofundada que compare os diferentes métodos, aplicados em um sistema real, e que possa indicar qual o melhor método em termos de velocidade e precisão de resposta.

Além das questões apontadas, o método de otimização da reconfiguração deve ser flexível a ponto de ser facilmente adaptável a mudanças permanentes da rede, como por exemplo, no caso de expansões.

Ressalta-se que os trabalhos considerados na Figura 2.1 compreendem adaptações dos métodos e/ou investigações sobre utilização de outros recursos da rede que podem impactar no resultado da reconfiguração, como a presença de bancos de capacitores e geração distribuída.

Do panorama apresentado, observa-se que atualmente os Algoritmos Genéticos destacam-se com o maior número de trabalhos. A maior parte dos trabalhos, no entanto, não envolve redes reais. Uma das dificuldades de se empregar essa técnica na otimização da reconfiguração de redes grandes é a complexidade da programação necessária. Além disso, existe a dificuldade de ajuste do número de gerações utilizado como parâmetro do algoritmo, o que pode levar a problemas de convergência ou tornar o algoritmo lento.

Os algoritmos heurísticos mostram-se como uma boa solução para o problema de reconfiguração, embora não garantam a solução ótima. Utilizando recursos que eliminam opções de chaveamento inviáveis, eles rapidamente convergem para uma solução que melhora o desempenho da rede. Além disso, são simples de ser implementados e adaptados, o que contribui para sua utilização em redes de distribuição reais e de grande porte.

2.2 Tomada de Decisão Multicriterial

A reconfiguração de uma rede de distribuição pode envolver critérios de otimização que resultam em soluções conflitantes. Por exemplo, considerando a minimização de perdas e o aumento da confiabilidade, uma topologia de rede pode representar a solução ótima que atenda ao primeiro critério e, no entanto, não representar a solução ótima para o segundo critério.

Os conceitos de Análise Multicriterial e Sistemas de Apoio à Decisão (SAD) são importantes para auxiliar no estabelecimento de preferências diante de um processo decisório, incorporando critérios qualitativos e quantitativos. A literatura apresenta muitos trabalhos já desenvolvidos com aplicação desses temas em Sistemas de Potência. Como exemplo, Bergey, Rasgdale e Hoskote (2003) apresentam uma modelagem baseada em sistema de apoio à decisão com base em considerações importantes que envolvem a divisão de um sistema de potência em partes (por exemplo, áreas de concessões) economicamente viáveis.

Sueyoshi e Tadiparthi (2008) apresentam um programa, baseado em SAD, desenvolvido para analisar e simular a dinâmica da mudança de preços no mercado de energia dos Estados Unidos.

Wang e Liu (2008) apresentam um sistema de apoio à decisão baseado em hierarquia (HCBR, *Hierarchical Case-Based Reasoning*) para restauração de redes. A técnica é baseada na utilização de soluções prévias armazenadas em uma “biblioteca de casos” em função de sua similaridade com o problema atual (daí o termo CBR, *Case-Based Reasoning*), e na aprendizagem e armazenamento de novos casos. O termo hierarquia refere-se a uma adaptação no método, no qual partes da solução formam um caso abstrato e evoluem, ou são refinadas, para produzir a solução final (topo da hierarquia).

Wang e Liu (2004) apresentam outro modelo de sistema de apoio à decisão para restauração de redes, no qual diferentes funções do algoritmo de restauração (como verificação de segurança da solução e definição de peso para a solução) são distribuídas em grupos. De acordo com os pesos das decisões individuais, a decisão final sobre o melhor plano de restauração é determinada.

Entre os métodos usuais de tomada de decisão baseada em análise multicriterial estão o método de Bellman-Zadeh (BELLMAN e ZADEH, 1970) e o método AHP (*Analytic Hierarchy Process*), proposto por Saaty (1990). O método de Bellman-Zadeh representa as funções objetivos através de conjuntos fuzzy e determina o grau com que uma determinada alternativa atende a todos os objetivos; a solução final é a que possui o maior grau de pertinência. No método AHP, o grau de preferência de um objetivo em relação a outro é quantificado através de uma tabela sugerida pelo autor do método, e a relação entre as alternativas é representada através de uma matriz. A solução final é determinada resolvendo-se um sistema matricial no qual cada solução terá um valor, e a melhor solução é a que tiver o valor mais alto. Diversos trabalhos que empregam esses métodos são encontrados na literatura, sendo que a seguir se destacam alguns trabalhos relevantes relacionados a Sistemas de Potência.

Ekel, Pedrycz e Schinzinger (1999) e Ekel, Terra e Junges (1999) apresentam uma análise baseada no método de Bellman-Zadeh e relações de preferência fuzzy, e demonstram sua aplicação em um problema de planejamento de subestações. Os autores destacam a melhoria da eficiência na tomada de decisões, considerando os diferentes tipos de informação qualitativa.

Huang (2003) emprega Redes de Causa e Efeito (CEN, *Cause-Effect Networks*) e variáveis fuzzy com pesos definidos através do método AHP, para resolver o problema de restauração de redes considerando múltiplos objetivos: carga restaurada, número de chaveamentos, dispositivos sobrecarregados e balanceamento de carga. O método é aplicado em um modelo de rede real de Taiwan e o autor demonstra a eficiência de sua aplicação comparando com resultados práticos.

Barin et al. (2012) empregam decisão multicriterial para locação de geração distribuída em um modelo de rede real aplicando o algoritmo de Bellman-Zadeh juntamente com a lógica fuzzy. Os parâmetros quantitativos empregados na análise fuzzy foram: violação dos níveis de tensão, perdas de potência, carregamento dos cabos da rede e potência de curto circuito. O trabalho também apresenta uma análise qualitativa, considerando acesso, segurança, espaço físico, capacidade de auto restabelecimento e reserva de prontidão, e empregando a opinião dos agentes de decisão como parte da metodologia.

Bernardon et al. (2009) apresentam a aplicação do algoritmo de Bellman-Zadeh para definir a melhor sequência de chaveamento das chaves de interligação de uma rede de distribuição, após ter sido feita a análise individual do ganho de cada interligação.

2.3 Paralelismo de Alimentadores e Reconfiguração em Tempo Real

Um dos aspectos a serem considerados durante a análise da reconfiguração de uma rede de distribuição em tempo real é o paralelismo dos alimentadores durante as manobras de transferência de cargas. Esse estudo é importante para verificar se, durante os chaveamentos da rede, há risco de ocorrer fenômenos transitórios, como surtos de corrente ou tensão, que podem fazer com que dispositivos de proteção atuem indevidamente, ou ainda danificar equipamentos da rede.

Fenômenos transitórios eletromagnéticos são amplamente estudados, mas verifica-se que poucos trabalhos na literatura abordam essa questão associada com a reconfiguração das redes elétricas. A seguir são relatados alguns trabalhos relacionados a esse tema.

Santos (2008) apresenta um estudo sobre transitórios durante o paralelismo de alimentadores em redes de distribuição em sua dissertação de Mestrado. A rede elétrica foi modelada no programa ATP (Alternative Transient Program) (LEUVEN EMTP CENTER, 1991) e testes com uma rede real são apresentados. Os transitórios, no entanto, não são analisados sobre o ponto de vista das equações, mas apenas através das simulações no ATP. Dessa forma, o trabalho desenvolvido não pode ser integrado a um programa de reconfiguração de redes.

Bernardon et al. (2008) apresentam um estudo de paralelismo de alimentadores através de simulações no programa ATP, no qual são considerados alimentadores de diferentes subestações. O objetivo principal da análise era determinar a viabilidade técnica das operações sobre o ponto de vista de carregamento dos alimentadores, dado que a reconfiguração da rede visava à transferência de toda a carga de um alimentador para outros alimentadores. O trabalho não se aprofunda na análise de transitórios da rede durante as manobras.

Deokar, Waghmare e Takale (2009) propõem a análise de transitórios a partir da decomposição do sinal através de Transformadas *Wavelet*. O trabalho é aplicado a chaveamentos típicos da rede, como entrada e saída de banco de capacitores e cargas na rede, mas não é demonstrado em um sistema real. Os transitórios de chaveamento durante reconfigurações de rede não são abordados.

Spitsa et al. (2012) apresentam um projeto de implantação de conceitos de Redes Elétricas Inteligentes em uma rede de distribuição de grande porte, abordando a questão da reconfiguração da rede. A otimização da rede e a minimização de perdas não são levadas em consideração, sendo que os autores definem o aumento da confiabilidade como principal objetivo da reconfiguração. Os estudos são voltados para reconfiguração da rede após falhas. São apresentados estudos de transitórios de corrente e tensão durante as falhas e chaveamentos da rede, utilizando modelos implementados no MATLAB® e EMPT-RV (programa de simulação de circuitos elétricos no domínio do tempo). Uma das desvantagens desse trabalho é que as análises de transitórios são feitas apenas a partir de simulações com um modelo que representa toda a rede analisada. Segundo os autores, a simulação de um período de 650ms de operação da rede (no qual são incluídos os eventos de falhas) leva

aproximadamente 16 horas para ser completada, em um computador Intel Core i7 CPU 975 3.33 GHz, 24 GB RAM.

Berman e Markushevich (2010) apresentam uma metodologia baseada na técnica de compensação aplicada para resolver sistemas trifásicos com múltiplas fontes ligados em malha. A análise dos autores é baseada na diferença entre os fasores de tensão dos alimentadores ligados em paralelo (diferença de magnitude e ângulo) e na impedância da malha, que afetam diretamente a corrente que circula entre os alimentadores durante o paralelismo. Os autores demonstram o impacto da diferença de ângulo entre as tensões dos alimentadores na corrente, durante o paralelismo.

2.4 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou uma revisão dos principais métodos de otimização aplicados na reconfiguração de redes de distribuição. Também fez uma abordagem de trabalhos sobre tomadas de decisão multicriteriais e sobre estudos de paralelismo de alimentadores na reconfiguração das redes.

Muitos trabalhos apresentam adaptações e melhorias em técnicas de otimização bastante conhecidas, com o objetivo de melhorar o desempenho dessas técnicas quando aplicadas em Sistemas de Potência. A diversidade de métodos é grande, o que leva a uma necessidade de elencar os pontos prioritários na escolha de um método para aplicação em uma rede real.

Diante das diversas possibilidades, a técnica de otimização desenvolvida nesse trabalho tomou por base o método heurístico proposto por Bernardon (2007), adaptado do método da Troca de Ramos (*Branch Exchange*). De modo geral, a técnica desenvolvida apresenta as seguintes vantagens em relação a outras técnicas encontradas na literatura:

- facilidade para adaptação do algoritmo, quando necessário, em função de modificações da topologia da rede, considerando expansões e automatização de novos equipamentos, por exemplo;
- facilidade de aplicação em redes reais de pequeno a grande porte;
- flexibilidade para modificação das funções objetivos, dependendo dos interesses das empresas (concessionárias de energia, por exemplo);

- rapidez de processamento e busca da melhor solução.

Para as análises de tomada de decisão multicriterial também existem diversos métodos na literatura, sendo escolhido o método AHP. Este é integrado ao método de busca da melhor topologia de rede, permitindo ao planejador definir os pesos de cada critério de otimização.

O detalhamento das metodologias de otimização e decisão multicriterial aplicadas nesse trabalho está apresentado no Capítulo 4.

Considerando a reconfiguração automática e em tempo real da rede de distribuição, constata-se que poucos trabalhos são direcionados para a implantação prática da reconfiguração, que deve incluir os seguintes aspectos:

- integração do programa de análise da reconfiguração com um sistema SCADA, que permita trabalhar com dados de medições em tempo real (e não apenas modelos baseados em dados históricos) e também que permita comunicação com os equipamentos telecomandados da rede; e

- análise de transitórios de chaveamento como parte da análise da viabilidade técnica da reconfiguração.

A análise desses aspectos foi considerada nesse trabalho e está apresentada no Capítulo 5.

3. CONCEITOS DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

O objetivo dessa etapa do trabalho é fazer uma análise de como a reconfiguração automática das redes com monitoramento em tempo real se integra aos conceitos das Redes Elétricas Inteligentes.

Embora muitos conceitos relacionados às REIs sejam objetos de estudo há bastante tempo, como geração distribuída, medição eletrônica, sistemas de automação e comunicações específicos para redes de distribuição, entre outros, o tema Redes Inteligentes é relativamente novo, e ganhou força a partir do início desse século.

Diversos grupos, consórcios e comissões de estudo e trabalho sobre o assunto foram formados a partir de 2000, conforme apresentado de forma resumida em (BROWN, 2008). O autor faz uma avaliação do impacto da tecnologia no projeto das redes, procurando responder à seguinte questão: a topologia e o leiaute de uma Rede Elétrica Inteligente serão similares ao que temos hoje? No aspecto da automação da distribuição, o autor defende que uma Rede Inteligente não implica simplesmente em conectar consumidores a subestações pelo menor custo; ao invés disso, ele considera que a rede é um sistema que deve ser reconfigurável de maneira rápida e flexível. O foco, nesse caso, muda dos alimentadores para o sistema de interconexão dos alimentadores. Ele conclui que a mudança do atual sistema, que não foi pensado como uma rede inteligente, para um novo, deve ser feita de forma gradativa.

Um panorama geral das REIs é apresentado em (IPAKCHI e ALBUYEH, 2009). Os autores apresentam um histórico e fazem uma análise crítica de fatores que aceleram a necessidade da implantação das Redes Inteligentes, como a Resposta da Demanda, a integração de fontes de energia alternativa aos sistemas de distribuição e transmissão, o impacto dos veículos elétricos ou híbridos (uma realidade ainda um pouco distante no Brasil) e o papel dos sistemas de comunicação e automação nos sistemas de potência. Os autores concluem que a nova abordagem dos sistemas de potência deverá incluir geração e armazenamento no sistema de distribuição, mais próximos à carga, e níveis consideráveis de geração intermitente nos sistemas de transmissão. Também ressaltam a importância que a Tecnologia de Informação terá nesse novo contexto. Uma abordagem similar é feita por McDonald (2008) enfatizando-se que a defasagem tecnológica entre aqueles que desenvolvem a tecnologia e aqueles que a seguem aumentará significativamente.

A interoperabilidade entre padrões e protocolos de comunicações das REIs é abordada em (DEBLASIO e TOM, 2008). Os autores destacam a necessidade do rápido estabelecimento de padrões que permitam a interoperabilidade entre os sistemas que

compõem a rede. O padrão IEEE Std 1547TM (2003, *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*) é usado como referência de análise. Os aspectos técnicos de comunicação nas Redes Elétricas Inteligentes também são discutidos por Hauser, Bakken e Bose (2005) e Mahmood, Aamir e Anis (2008).

A aplicação de sistemas SCADA nas Redes de Distribuição é discutida por Vale *et al.* (2010). Segundo os autores, os sistemas atuais não possuem inteligência e habilidade para tomada de decisões de forma descentralizada, o que no futuro pode ter um importante impacto na REI (considerando, por exemplo, uma grande quantidade de fontes de geração distribuída, cada qual com seu sistema SCADA, porém todas interligadas à mesma rede). Os autores propõem o uso de um sistema SCADA baseado em um modelo ciber-físico do sistema de potência, no qual, a partir de negociação, um sistema SCADA pode ter acesso à informação e operação de componentes de outros sistemas.

No aspecto do Centro de Controle, uma visão de projeto e desenvolvimento da próxima geração de tecnologias de monitoramento, análise e controle é apresentada em (ZHANG e BHATT, 2010). Os autores integram essas tecnologias no que chamam de Centro de Controle Inteligente (*Smart Control Center*), e baseiam seu trabalho em cinco características-chave: a) monitoramento *on-line* centrado no operador (*human-centered*), b) abordagem compreensiva baseada em limites operacionais em tempo real, simulação e medições, c) análise pró-ativa, baseada na simulação de situações futuras, d) coordenação e, e) auto restabelecimento (*self-healing*). Os autores também fazem um mapeamento das tecnologias necessárias para implantar sua proposta, identificando lacunas nos atuais sistemas de comunicação e supervisão.

Nas próximas seções desse capítulo são apresentados os principais conceitos e tecnologias relacionados às REIs, e que impactam ou são impactados pela reconfiguração da topologia da rede.

3.1 Resposta da Demanda

O termo Resposta da Demanda (DR, do inglês *Demand Response*) refere-se à capacidade de gerenciamento e controle de cargas do sistema de potência. O objetivo primordial da DR é reduzir o pico de consumo, através do desligamento de cargas em horários de maior consumo de energia. Alternativamente, o consumo pode ser deslocado para horários

em que a rede não esteja tão demandada, ou eventualmente aumentado em determinados horários, para manter a estabilidade da geração ou aproveitar ao máximo recursos disponíveis, como a energia proveniente de geração distribuída (RAHIMI e IPAKCHI, 2010).

Em alguns casos, a DR pode considerar a possibilidade de transferência de cargas supridas pela concessionária para um sistema de geração próprio do consumidor, para evitar cortes de carga. Esse tipo de alternativa muitas vezes é empregado, independentemente da DR, levando em conta o tipo de contrato do consumidor com a concessionária de energia. Grandes consumidores que possuem geração própria normalmente já utilizam esse recurso para evitar consumo maior que a demanda contratada.

A implementação da DR é feita através de dispositivos eletrônicos que comunicam com a concessionária de energia, e que recebem comandos para desligar as cargas a eles conectadas, de acordo com a solicitação da concessionária ou com variação da tarifa de energia; essa é a principal diferença entre uma DR e um sistema comum de gerenciamento de demanda. Previamente, deve ser feito um estudo de prioridade das cargas, para evitar desligamentos que interfiram em serviços importantes para o consumidor.

Existe uma relação direta da DR com as REIs, pois a DR permite a decisão de quando e quanto produzir ou consumir energia, com base nos indicadores de desempenho da rede que se pretende melhorar. Normalmente, a decisão é motivada por incentivos financeiros, como tarifas de energia diferenciadas por horário. Nos Estados Unidos e em alguns países da Europa, é possível encontrar exemplos de estruturas de DR regulamentadas e aplicadas. No Brasil, a legislação atual (2012) da ANEEL estabelece a aplicação da Tarifa Branca, que impõe um maior custo de energia ao consumidor em horários de maior consumo. Não existe, no entanto, regulamentação do controle de consumo; ou seja, cabe ao consumidor decidir reduzir o consumo nos horários de tarifa maior e efetuar por conta própria os desligamentos de carga. Aliado ao gerenciamento de demanda, esse é o conceito mais próximo de DR atualmente aplicado no país.

A Resposta da Demanda é um dos desafios do mercado de energia, frente às Redes Inteligentes. Ela pode promover uma maior pressão para redução de preços e aumentar a preocupação com o uso da energia por parte do consumidor. Do ponto de vista da concessionária, ela resulta em mudança na curva de carga e redução do pico de consumo, o que implica na necessidade de menor investimento em reservas de energia. Por outro lado, os maiores desafios estão na mudança comportamental dos consumidores, na necessidade de tecnologia compatível - como estruturas de medição avançadas - e na regulamentação e eficiência de fiscalização dos órgãos governamentais.

3.2 Infraestrutura de Medição Avançada

A expressão Infraestrutura de Medição Avançada (AMI, *Advanced Metering Infrastructure*) é utilizada em diferentes áreas de fornecimento e consumo de recursos, como eletricidade, gás e água. As AMIs envolvem todos os elementos necessários para medição e comunicação entre consumidores e concessionárias ou fornecedores. A comunicação, nesse caso, é bidirecional e permite, por exemplo, que uma concessionária envie ao consumidor o valor financeiro da energia em tempo real. A integração com dispositivos de Resposta da Demanda permite o gerenciamento de cargas de acordo com a variação do preço ou de acordo com a necessidade da concessionária (BOUHAFS, 2012).

As AMIs se contrapõem aos sistemas de leitura automatizados (AMR, *Automatic Meter Reading*) que estabelecem comunicação unidirecional, ou seja, apenas leitura de dados pela concessionária, e que são amplamente utilizados para medições remotas e detecção de falhas ou diagnóstico de leituras.

A Figura 3.1 ilustra o conceito da Infraestrutura de Medição Avançada. Nela estão incluídos medidores eletrônicos, redes de comunicação e um sistema de gerenciamento de dados (MDMS, *Meter Data Management System*) que é responsável por armazenar e gerenciar a grande quantidade de dados provenientes dos medidores e estabelecer interface entre os dados coletados e outras funcionalidades da rede, como o sistema de tarifação e gerenciamento de equipes de manutenção, por exemplo.

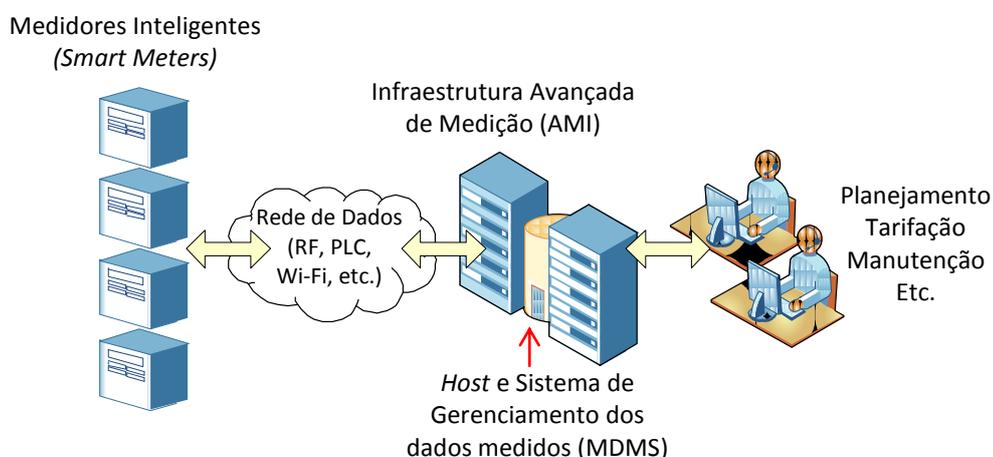


Figura 3.1 – Esquema de uma rede com Infraestrutura Avançada de Medição.

Fonte: Produção do próprio autor.

Entre as vantagens das AMIs estão a possibilidade de acompanhamento da fatura em tempo real pelo consumidor, detecção rápida de falhas de medição e perdas não técnicas, respostas rápidas à necessidade de restabelecimento e a criação de perfil do consumidor para programas de Resposta da Demanda. As AMIs também permitem a criação de bancos de dados de consumo mais apurados, para estudos de perfis e estimação de demanda, e fornecem medições em tempo real que auxiliam na tomada de decisão em relação à operação do sistema.

Entre os desafios tecnológicos de implantação das AMIs estão a necessidade de padronização da comunicação e das interfaces entre dispositivos, e questões de segurança que garantam que apenas dispositivos autorizados tenham acesso às informações da rede.

3.3 Medidores Inteligentes

A base da Infraestrutura de Medição Avançada é o Medidor Inteligente (*Smart Meter*), que pode ser considerado como uma evolução dos medidores automatizados. A principal característica dos medidores inteligentes é a comunicação bidirecional, que torna viável medição em tempo real e recebimento de comandos da concessionária de energia.

O padrão de comunicação varia, dependendo do projeto de aplicação do medidor. Em alguns países, por exemplo, os medidores comunicam por meio de fio com um concentrador de dados e o concentrador de dados comunica com a central através de rede sem fio. Muitos medidores, no entanto, possuem a capacidade de comunicação sem fio diretamente com a central.

A comunicação pode ser considerada o maior desafio de implantação dos medidores inteligentes nos projetos de REIs. Existe uma variedade grande de protocolos e meios de comunicação possíveis de serem utilizados, e não existe uma padronização universal dos medidores. Entre os possíveis arranjos de redes, está o uso de redes de telefonia celular, de comunicação por satélite, de radiofrequência, Wi-Fi, e comunicação pela própria rede elétrica (PLC, *Power Line Communication*), diretamente com uma central, ou com um concentrador, ou ainda comunicando em modo cascata, através de uma rede em malha. Os principais protocolos utilizados são definidos pelo padrão ANSI C12.18, nos Estados Unidos, e IEC 61107/62056, na Europa. Independente do tipo de comunicação, a discussão em torno do

projeto a ser adotado envolvem questões de custo, segurança e saúde, nos casos de equipamentos que emitem radiação em radiofrequência.

No aspecto de funcionalidade, alguns recursos comuns em medidores inteligentes são: possibilidade de ligação e desligamento remoto da energia do ponto onde foi instalado, aviso de falta de energia, aviso de fraude (desvio) de energia, monitoramento em tempo real da fatura de energia e controle de demanda. Em alguns projetos, os medidores inteligentes também têm a capacidade de comunicar com dispositivos internos do consumidor. Por exemplo, em uma residência, o medidor pode receber ou enviar informações de e para eletrodomésticos, aparelhos condicionadores de ar, etc. Esse conceito, baseado na rede residencial (HAN, *Home Area Network*), permite o gerenciamento pontual de cargas do consumidor.

3.4 Veículos Elétricos

O desenvolvimento das REIs motivou a preocupação com mudanças no perfil de cargas dos consumidores, e entre os pontos mais discutidos está a perspectiva do aumento de veículos elétricos híbridos *plug-in* (PHEV, *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*) conectados ao Sistema de Potência (BOULANGER, 2011).

Os veículos elétricos se caracterizam por utilizarem motores elétricos substituindo totalmente ou parte (no caso dos veículos híbridos) dos tradicionais motores à combustão interna para propulsão do veículo. Os motores elétricos normalmente são alimentados por baterias, e no caso das baterias serem recarregadas através da rede elétrica de distribuição de energia, os veículos são considerados *plug-in*.

O crescimento da frota de PHEVs é justificado pela promissora capacidade de melhoria de eficiência do veículo, redução da dependência de combustível fóssil e menor impacto ambiental, em termos de emissão de carbono. O seu impacto nos sistemas elétricos de potência, no entanto, é significativo, e diversas pesquisas apontam a necessidade de planejamento das recargas de baterias, para evitar concentração de PHEVs sobrecarregando o sistema, e também soluções baseadas na utilização do veículo injetando energia na rede em horários de maior demanda (V2G, *Vehicle-to-Grid*).

A relação dos PHEVs com as REIs está no fato de que essas devem ser preparadas para absorver esse novo tipo de demanda, o que não acontece em redes convencionais.

Podem-se citar como alguns fatores agravantes dos PHEVs em sistemas de potência os desequilíbrios de potência (no caso de carregadores monofásicos), o aumento de harmônicas na rede, e o aumento de perdas e quedas de tensão, principalmente em alimentadores longos. Além disso, a capacidade dos transformadores da rede - em muitos casos operando próximo à sua potência nominal - poderá ser facilmente extrapolada se houver um conjunto de PHEVs sendo carregados simultaneamente. Os efeitos na rede de distribuição poderão também se refletir no sistema de transmissão.

As REIs podem diminuir o impacto dos PHEVs, através do gerenciamento de suprimento e de cargas (Resposta da Demanda), fazendo uso também da tarifação diferenciada para locais e horários de abastecimento. A Figura 3.2 mostra um sistema de recarga de veículos elétricos em uma via pública, na Europa.



Figura 3.2 – Veículo elétrico *plug-in* sendo carregado em ponto de abastecimento.
Fonte: Artur Jacobus, Rotterdam, 2013.

3.5 Geração Distribuída

O conceito de produzir energia próximo ao seu local de consumo segue uma tendência de acentuado crescimento nas últimas duas décadas. Essa característica é associada à Geração Distribuída (GD) quando pequenas usinas de geração substituem ou reforçam grandes centrais

de energia, muitas vezes em casos em que o custo da transmissão de eletricidade é elevado, comparado com o custo da fonte, ou em que a central de energia convencional opera próximo ao seu limite de potência.

A Geração Distribuída normalmente emprega fontes renováveis de energia, principalmente geradores eólicos e fotovoltaicos, por uma questão de inviabilidade de construção de pequenas usinas convencionais, como hidrelétrica e térmica a carvão, próximas aos centros de consumo. Usinas térmicas a gás e biomassa também têm sido empregadas em GD, mas em menor escala. Em residências, há perspectiva de que cada vez mais sejam empregados geradores eólicos de pequeno porte em locais de vento abundante, ou ainda painéis fotovoltaicos - que têm a vantagem de serem modulares e mais flexíveis de serem instalados em telhados de residências - em potências até 10 kW (Figura 3.3).

O crescimento da GD produz impactos na rede convencional de energia e também exige uma preparação da rede para essa nova realidade. Os principais aspectos técnicos envolvidos estão relacionados à qualidade de energia, estabilidade, capacidade de regulação e proteção, devido à característica intermitente das fontes.

Entre os recursos que as REIs devem ter para suportar a GD, estão mecanismos avançados de estimação da geração – de curto e longo prazo, capacidade de rápida regulação de potência e possibilidade de armazenamento de energia, e o gerenciamento dos recursos distribuídos em conjunto com a Resposta da Demanda (ATZENI, 2013).



Figura 3.3 – Exemplo de utilização de GD na classe residencial.
Fonte: Berkeley Lab, U.S. Department of Energy, Berkeley, 2010.

3.6 Automação e Tecnologia da Informação

Diante das características apresentadas nas seções anteriores, evidencia-se o impacto das REIs nos sistemas de automação e de Tecnologia da Informação (TI) das concessionárias.

A infraestrutura da rede deverá suportar o gerenciamento de dados dos medidores eletrônicos (MDMS), o monitoramento e o controle do estado da rede (sobrecarga, controle de reativos, etc.), o gerenciamento de carga e de geração distribuída, o carregamento de veículos elétricos *plug-in*, entre outros recursos. Os sistemas de informação deverão comunicar entre si, em diferentes níveis de aplicação, como estratégias de regulação de potência, tarifação dos serviços, gerenciamento de equipes de manutenção, atualização de bancos de dados e sistemas de informação geográfica (GIS), entre outros.

A etapa de planejamento da automatização de uma Rede de Distribuição é importante para definir os pontos estratégicos de reconfiguração dessa rede. Sperandio (2008) apresenta uma metodologia para o planejamento da automação de sistemas de manobras em RDs, considerando diferentes tecnologias de comunicação, como celular, rádio e fibra ótica.

A Figura 3.4 representa de forma sintetizada as relações entre os vários elementos da Rede Elétrica Inteligente com os sistemas de automação e de comunicação.

A automação também está presente em diversos setores da rede, podendo-se destacar os sistemas supervisórios, que permitem a interface do operador e planejador com os dispositivos da rede. Em campo, a automação deve permitir, entre outras funções: o ajuste automático de dispositivos de proteção, a regulação automática dos níveis de tensão da rede (controle de bancos de capacitores e taps de transformadores), o controle da geração distribuída, a auto reconfiguração da rede (em condições normais de operação, como no caso do trabalho proposto nesse trabalho, ou em condições de falta), além do gerenciamento automático de cargas e leituras de consumo.

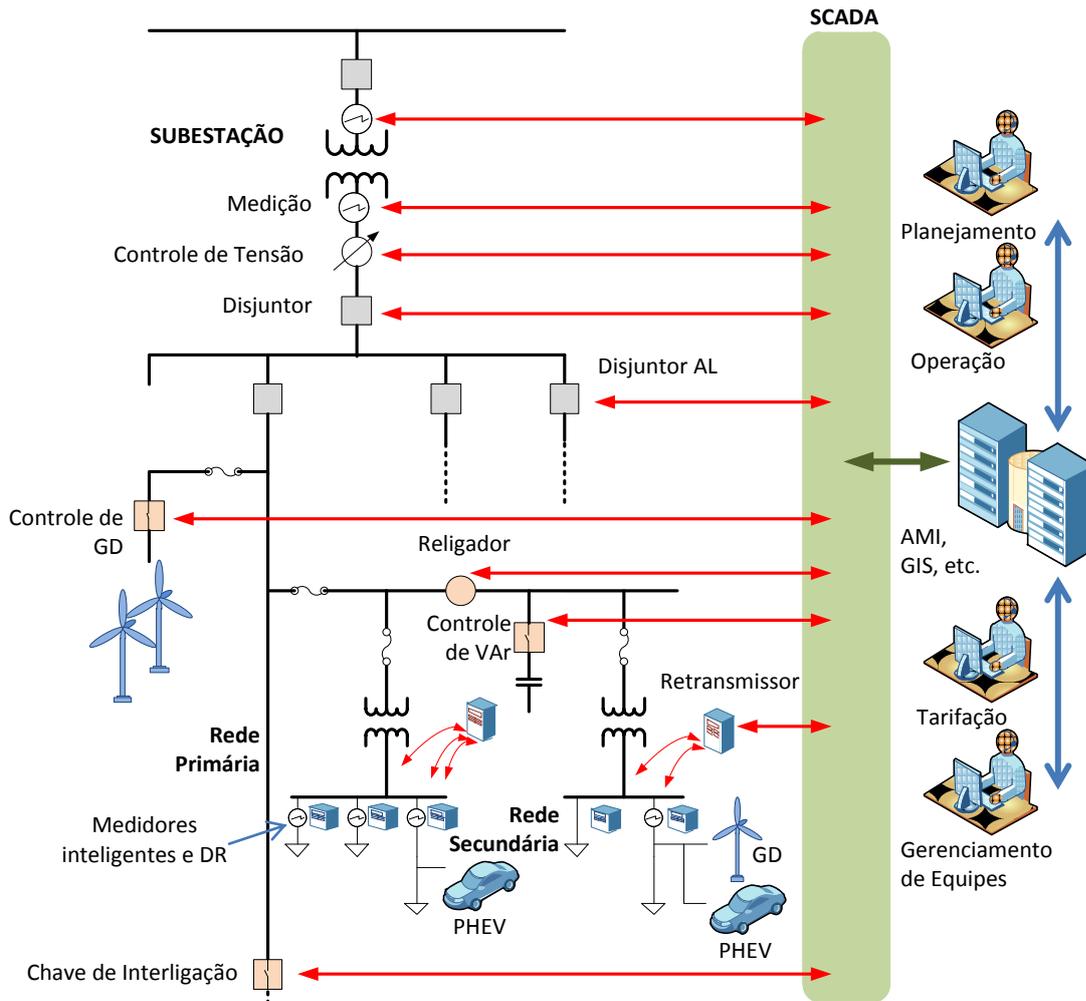


Figura 3.4 – Automação e Comunicação em uma Rede Elétrica Inteligente.

Fonte: Produção do próprio autor.

Deve-se ressaltar, na Figura 3.4, a presença de chaves telecomandadas, como disjuntores, religadores e chaves de interligação.

3.7 Aplicação da Reconfiguração no contexto das Redes Elétricas Inteligentes

A reconfiguração automática de uma rede de distribuição pode ser vista como uma das características de uma Rede Elétrica Inteligente. A topologia da rede pode ser modificada em condições normais de operação para melhorar o desempenho da rede e promover a utilização mais racional dos seus recursos.

Para exemplificar, a Figura 3.5 ilustra uma situação em que as curvas de carga de dois alimentadores são atendidas em três cenários distintos de uma Rede Elétrica Inteligente. Os

alimentadores possuem picos de consumo em horários diferentes. A linha mais grossa representa a curva típica de carga original, sem a intervenção da concessionária.

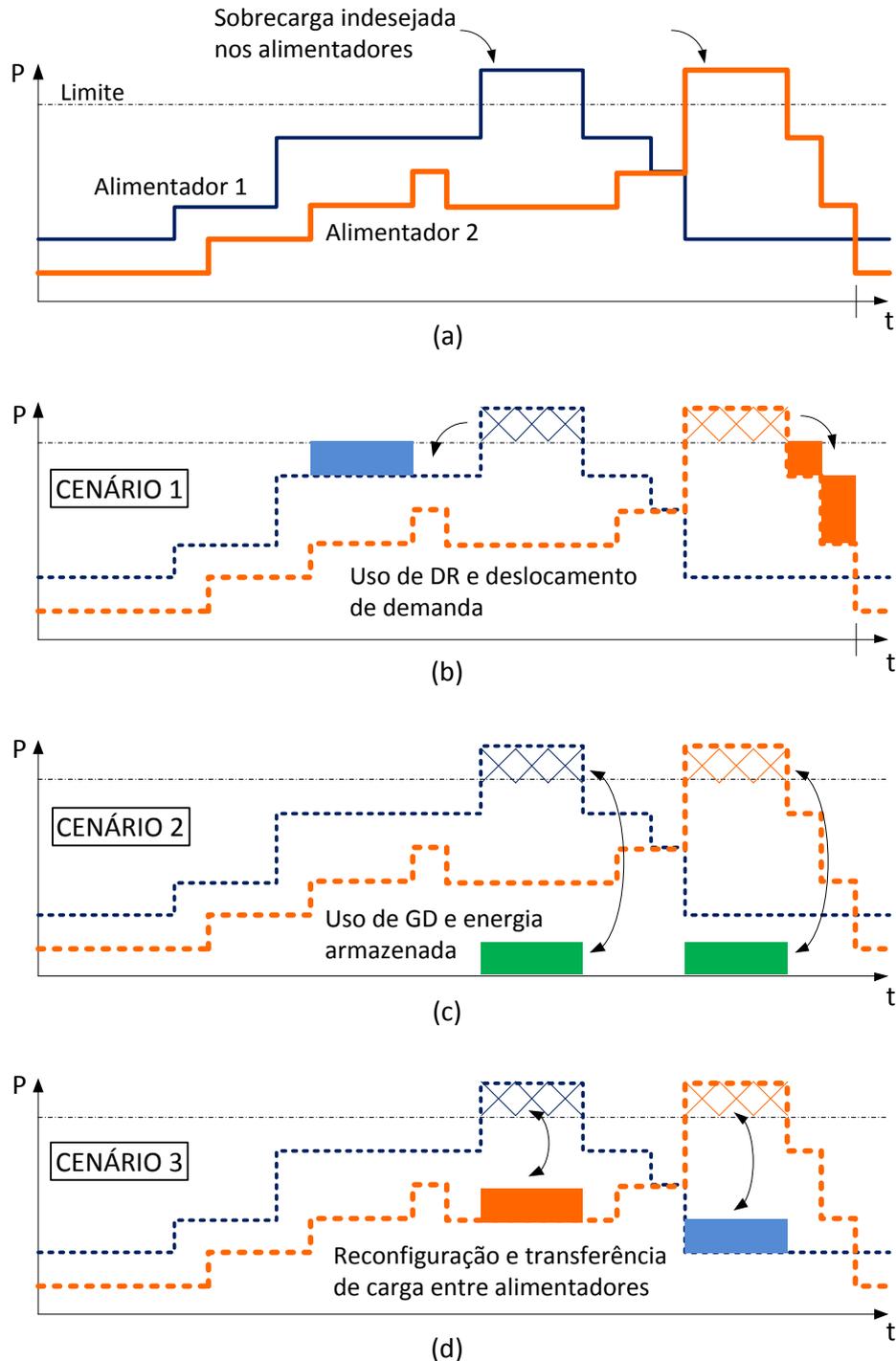


Figura 3.5 – Exemplos de soluções para resolver um problema de sobrecarga em alimentadores em uma Rede Elétrica Inteligente: (a) Situação original (sobrecarga acima da linha tracejada), (b) Uso de DR (Resposta da Demanda), (c) Uso de GD (Geração Distribuída), (d) Uso de chaves telecomandadas para reconfigurar a rede.

Fonte: Produção do próprio autor.

No primeiro cenário, sugere-se que a demanda de energia seja controlada através de dispositivos de Resposta da Demanda, o que faz com que o consumidor modifique seus hábitos, deslocando a utilização de energia para horários de menor consumo de energia. No segundo cenário, considera-se que parte da demanda seja suprida por elementos de armazenamento ou geração distribuída na rede, como painéis fotovoltaicos, geradores eólicos e baterias de veículos elétricos, entre outros. No terceiro cenário, a reconfiguração da rede é utilizada para deslocar parte da carga de um alimentador para outro, nos horários em que cada alimentador está em seu pico de consumo.

As curvas da Figura 3.5 representam soluções idealizadas, para ilustrar o potencial da reconfiguração em cenários em que as curvas de geração e carga são dinâmicas. Em situações reais, as soluções apresentadas em cada cenário poderiam ser combinadas, de forma a reduzir o impacto na rede e no consumidor. Além disso, diante dos pressupostos das REIs, outros aspectos podem ser citados como benefícios da reconfiguração automática das redes como, por exemplo, a melhoria da qualidade de energia, principalmente em relação a níveis de tensão, e a melhoria da confiabilidade, com a possibilidade de reduzir o impacto de faltas.

3.1 Considerações finais

As Redes Elétricas Inteligentes representam uma mudança de paradigma da forma como os Sistemas de Potência são planejados e operados. Elas se caracterizam pela integração de tecnologias e conceitos conhecidos há décadas, que de maneira conjunta procuram responder ao aumento de demanda e de exigências em relação à qualidade e sustentabilidade no setor elétrico. Essa mudança está sendo possível devido aos avanços nas tecnologias de automação e comunicações.

Com o avanço das REIs, o perfil das curvas de carga dos alimentadores de distribuição estará sujeito a um comportamento dinâmico diferente do que ocorre atualmente. Algumas características, como maior uso de geração distribuída, Resposta da Demanda e carregamento de veículos elétricos, vão requerer uma rápida resposta da rede aos novos cenários de geração e carga. A reconfiguração automática em tempo real ajudará a melhorar o desempenho da rede e a promover o uso mais eficiente de seus recursos, nesse contexto.

No próximo capítulo é apresentada a metodologia proposta, que torna possível a reconfiguração automática com monitoramento em tempo real da rede, em regime normal de operação.

4. RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MONITORAMENTO EM TEMPO REAL

O avanço da Tecnologia de Informação e da Automação em Sistemas de Potência contribui para o desenvolvimento e a aplicação de técnicas de planejamento e operação que gradativamente direcionam para as Redes Elétricas Inteligentes. A reconfiguração das redes de distribuição, por exemplo, deve considerar os recursos de equipamentos de medição e equipamentos controlados remotamente para permitir que a topologia da rede mude automaticamente e em tempo real, de forma a melhorar o seu desempenho.

Nesse caso, a nova topologia deve ser analisada a partir de dois aspectos: a otimização para garantir a melhoria do desempenho, e a análise de viabilidade, para garantir que a topologia atenda aos aspectos técnicos e operacionais da rede. No primeiro aspecto, conforme discutido no Capítulo 2, existe uma vasta abordagem na literatura científica, que apresenta métodos matemáticos, heurísticos ou de inteligência artificial para determinar entre as muitas configurações possíveis, qual apresenta o melhor resultado. O segundo aspecto envolve a necessidade de determinar os novos carregamentos dos alimentadores, ajustes de equipamentos de proteção e se há alguma violação dos limites operacionais da rede durante e após as manobras, o que inclui estudos de paralelismo de alimentadores.

O objetivo desse capítulo é apresentar e discutir o aspecto da otimização da rede, considerando a metodologia proposta e suas particularidades. O aspecto de viabilidade é apresentado e discutido no Capítulo 5.

4.1 Formulação do Problema e Justificativa

A reconfiguração de uma RD acontece em três situações distintas: a) em casos de contingências, quando a topologia da rede muda para atender a consumidores que estão sem energia, b) em casos de manutenção programada, quando a topologia muda para isolar uma determinada região que precisa ser desligada (por exemplo, para a troca de transformador ou poste), e c) em condições normais de operação, quando a topologia muda para melhorar parâmetros de desempenho da rede, como carregamento de alimentadores e níveis de tensão,

por exemplo. Em todos os casos, a reconfiguração se caracteriza pela abertura e fechamento de chaves da rede, e pela transferência de cargas entre alimentadores.

Nesse trabalho, o foco é a reconfiguração em condições normais de operação.

A transferência de cargas entre alimentadores resulta na mudança de indicadores da rede, sendo que os principais aspectos impactados são:

- *Carregamento dos alimentadores*: o alimentador que recebe a nova carga terá um acréscimo em sua potência de operação e, portanto, deve ser compatível com esse aumento de demanda. Alimentadores sobrecarregados possuem maior aquecimento, o que reflete em perdas Joule, e diminuição da vida útil.

- *Perdas de energia*: a corrente elétrica percorrendo os condutores dos alimentadores resulta em aquecimento e perdas nesses condutores. Uma carga de potência constante que passa a ser atendida através de um circuito mais extenso (e com maior impedância), por exemplo, implicará num aumento de perdas na rede. O aquecimento dos condutores, por sua vez, reduz sua vida útil.

- *Níveis de tensão*: da mesma forma que acontece com as perdas de energia, a corrente elétrica percorrendo um condutor produz uma queda de tensão sobre o condutor, entre o alimentador e a carga. Com a mudança de carga (e conseqüentemente de corrente elétrica), os níveis de tensão na rede variam e podem extrapolar os limites adequados.

- *Confiabilidade*: alguns trechos de alimentadores possuem, historicamente, maior índice de ocorrência de interrupções; além disso, quanto maior a distância entre o alimentador e a carga, maior é a probabilidade de que a carga seja desligada em caso de uma falta. Assim, quando uma carga é transferida de um circuito para outro, os indicadores de confiabilidade podem mudar.

A relação apresentada é abordada na maior parte dos trabalhos sobre reconfiguração de redes. Outros aspectos também são afetados e em alguns casos são incluídos em estudos de reconfiguração, como estabilidade de tensão e qualidade de energia (qualidade do produto). Além disso, deve-se atentar para o fato de que a incorporação de geração distribuída também afeta e é afetada pela reconfiguração, sendo objeto de estudo de trabalhos recentes nessa área.

Para melhorar o desempenho da rede, se estabelece um ou mais objetivos (por exemplo, reduzir perdas) e se verifica qual configuração de rede produz o melhor resultado, sem violar restrições de operação adequada e segura da rede. Essa configuração é definida, então, como a solução ótima do sistema, e o processo, como um todo, é definido como otimização da reconfiguração. Quando mais de um objetivo é estipulado, a análise deve

incorporar métodos multicriteriais de tomada de decisão, que podem incluir a opinião de especialistas na definição de preferências por um objetivo ou outro.

O principal problema da otimização é que as redes reais permitem uma quantidade de configurações elevada, devido ao número de dispositivos de chaveamento presentes na rede. De modo geral, pode ser inviável testar todas as combinações possíveis e realizar, para cada uma, os cálculos necessários – como fluxo de potência e transitórios – a fim de identificar a configuração que resulte no melhor desempenho. Para resolver esse problema, normalmente são utilizados métodos de otimização que reduzam o espaço de busca da solução ótima.

Outro problema é que a solução ótima encontrada atende a uma determinada situação de geração e consumo de energia, que normalmente varia ao longo de um período. A variação de carga ao longo do dia, por exemplo, pode modificar os parâmetros para os quais a topologia foi otimizada, implicando em uma nova configuração ótima. Nesse ponto, a solução para a reconfiguração da rede deve partir de pelo menos duas premissas:

- a) a rede deve ser flexível para admitir a reconfiguração, sempre que constatada sua necessidade; e
- b) o estudo de reconfiguração deve incluir mecanismos que determinem o grau de necessidade da reconfiguração, considerando uma relação custo-benefício.

A primeira premissa tem como objetivo facilitar a execução da reconfiguração, para que haja um ganho efetivo com a mudança de topologia da rede. O uso de equipamentos telecomandados, como chaves e religadores, é uma solução que atende essa premissa em dois aspectos: a reconfiguração pode ser automática, sem necessidade de deslocamento de equipes para manobrar os equipamentos, e imediata, ou seja, pode ser realizada no momento em que se determina a sua necessidade. Além disso, é importante também a utilização das informações disponíveis em equipamentos de medição remota, pois elas permitem a determinação do estado atual da rede, principalmente em termos de potência demandada. Essas informações permitem que a reconfiguração seja tratada como um processo de tempo real.

A segunda premissa tem como objetivo limitar o desgaste dos equipamentos de manobra. Uma solução é estipular níveis relevantes de alteração na rede (como, por exemplo, demanda) e de parâmetros utilizados como objetivo da reconfiguração (como, por exemplo, perdas de energia), e condicionar a reconfiguração apenas aos casos em que os níveis de alteração ultrapassem valores de referência. Outra solução é dividir a curva diária de demanda

em períodos com patamares de carga característicos e considerar a possibilidade de reconfiguração apenas na transição de um patamar para outro.

Diante do que foi exposto, a seguir é apresentada a metodologia proposta para otimização da reconfiguração das redes de distribuição em regime normal de operação, considerando o uso de equipamentos com comunicação remota (controle e medição), que permitam que a reconfiguração seja realizada de forma automática e em tempo real. A otimização é feita considerando múltiplos critérios, e pode considerar a opinião de especialistas para definição de prioridades e valores de referência. A Figura 4.1 apresenta o esquema geral do sistema de reconfiguração proposto e a Figura 4.2 mostra um fluxograma da metodologia proposta. Na Figura 4.1, são mostradas as quatro etapas principais propostas no programa de reconfiguração, sendo que a Avaliação da Demanda, a Busca Heurística e a Análise Multicriterial são descritas na sequência, e a Análise de Paralelismo é descrita no Capítulo 5.

A mudança de patamar de carga determina o início da análise de reconfiguração. Neste caso, considera-se que uma mudança significativa na carga implica na possibilidade de que exista uma topologia de rede que proporcione um desempenho melhor na condição de nova carga.

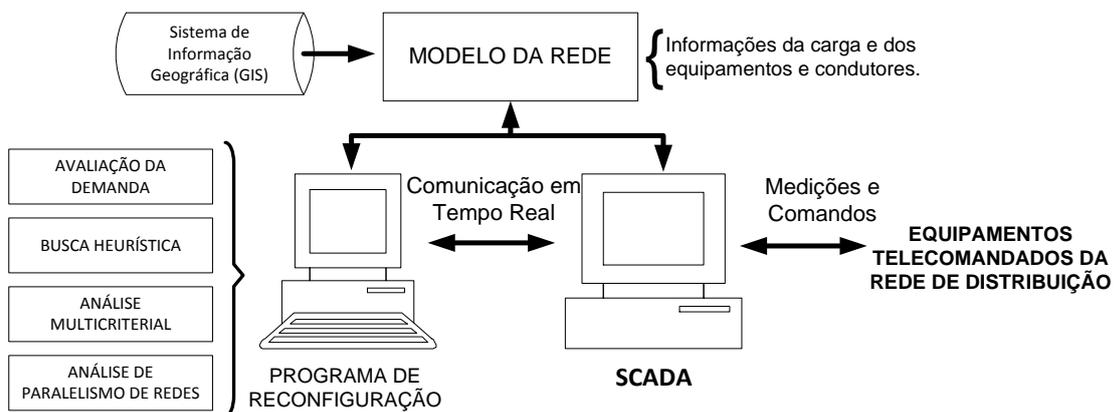


Figura 4.1 – Esquema geral do sistema de reconfiguração proposto.

Fonte: Produção do próprio autor.

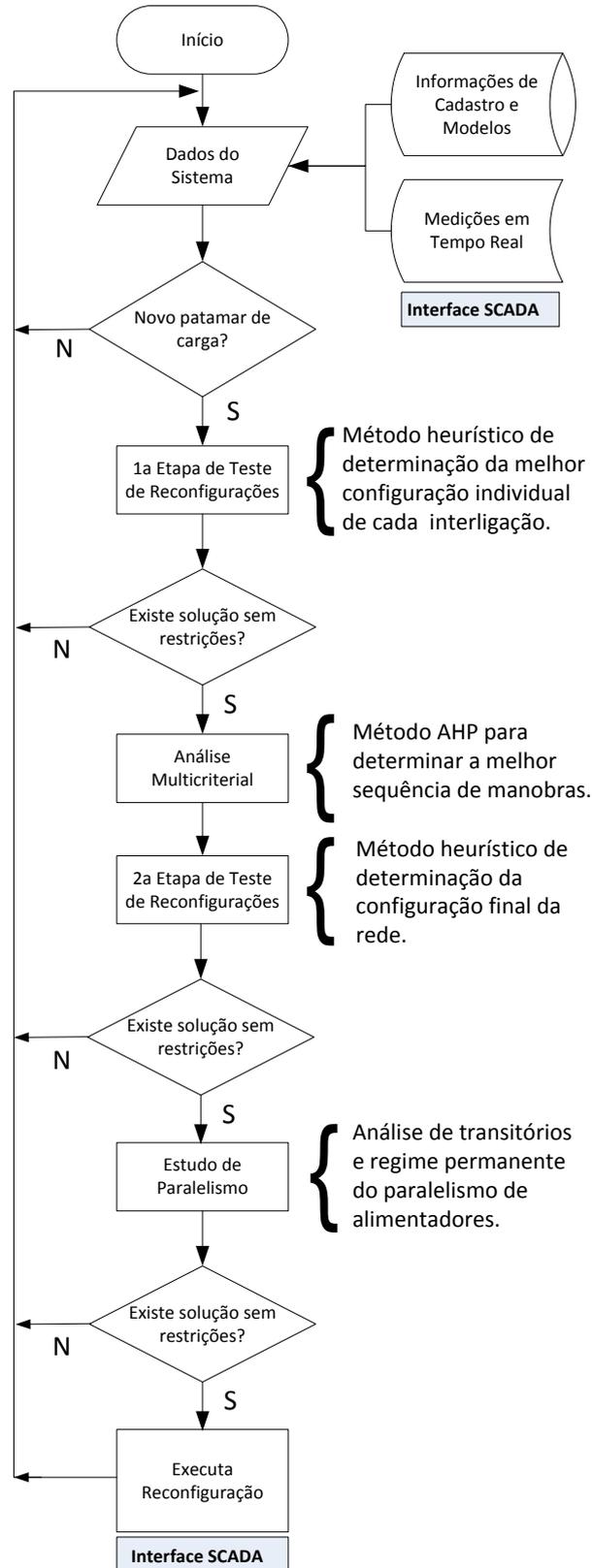


Figura 4.2 – Fluxograma da metodologia proposta.
 Fonte: Produção do próprio autor.

A etapa de otimização desenvolvida utiliza a busca heurística e análise multicriterial, baseada no método AHP para determinar a melhor topologia de rede, considerando pesos para os critérios. Uma vez determinada a sequência de operações de comutação, os alimentadores que devem ser momentaneamente ligados em paralelo são analisados. A análise do paralelismo de redes é abordada no Capítulo 5.

4.2 Função Objetivo e Restrições

A primeira etapa do processo de otimização consiste em definir a função objetivo (FO) e restrições do problema. Existem vários critérios que podem ser considerados como objetivo, sendo que os mais tradicionais são: balanceamento de carga, redução de perdas de potência, melhoria de níveis de tensão e melhoria da confiabilidade. As restrições, por sua vez, estão diretamente ligadas à segurança da rede e à regulamentação que define níveis adequados de tensão.

Com base no foco estratégico das concessionárias de energia, nesse trabalho, são definidas as seguintes funções objetivo para reconfiguração da rede de distribuição, em regime normal de operação, como mostra a Equação (4.1):

$$\text{FO: } \min E_{\text{perda}} \cdot w_1 + \text{FEC}_{\text{esp}} \cdot w_2 + \text{ENS}_{\text{esp}} \cdot w_3 \quad (4.1)$$

s.a:

- Manter a radialidade da rede;
- Os alimentadores não devem operar com sobrecarga;
- Os limites de tensão e corrente não devem ser violados;
- Os limites transitórios de tensão e corrente durante as manobras de paralelismo não devem ser violados; e
- Os ajustes dos equipamentos de proteção, se necessários, devem ser possíveis de serem feitos remotamente.

Sendo:

E_{perdas} : Perdas de energia (kWh);

FEC_{esp}: Número de interrupções esperado por ano (falhas/ano);
 ENS_{esp}: Energia não-suprida esperada por ano (MWh/ano); e
 w₁, w₂, w₃: pesos dos critérios.

As perdas totais de energia (E_{perda}) podem ser calculadas a partir da Equação (4.2):

$$E_{perda} = \sum_{k=1}^{Nr} r_k \cdot i_k^2 \cdot \Delta t \quad (kWh) \quad (4.2)$$

Sendo:

k: índice do ramo;

Nr: número total de ramos;

r_k: resistência do ramo (Ω);

i_k: corrente elétrica no ramo (A); e

Δt : intervalo de tempo (h) do patamar de carga.

Os valores de i_k são obtidos através do cálculo de fluxo de potência, e atualizados com valores das medições dos equipamentos remotos, nos pontos onde estão disponíveis. O intervalo de tempo Δt é definido a partir da análise de patamares de carga.

Para o cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição radiais é utilizado o algoritmo tradicional de somatório de correntes (KERSTING & MENDIVE, 1976), que considera a rede trifásica equilibrada.

A análise do comportamento da carga é fundamental em um estudo de reconfiguração de uma RD, pois características variadas de carga provocam picos de demanda em horários diferentes, e dessa forma a reconfiguração para um estado da rede em um determinado momento pode não satisfazer os objetivos e restrições em momentos posteriores.

O método apresentado por König (2008) é utilizado como referência nesse trabalho. O perfil de carga horário dos consumidores é modelado através de curvas típicas de carga, diferenciado por dias úteis, sábados e domingos.

O número esperado de consumidores interrompidos por ano pode ser calculado a partir da Equação (4.3). Ele representa o indicador FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) (ANEEL, PRODIST Módulo 8, 2012) esperado em um ano na rede analisada.

$$FEC_{esp} = \sum_{n=1}^{Nf} \sum_{j=1}^{Nd} \lambda_n \cdot \ell_{Prot_jn} \cdot C_{Prot_jn} / C_S \quad (falhas/ano) \quad (4.3)$$

Sendo:

n: índice do alimentador;

Nf: número total de alimentadores do circuito;

λ_n : taxa de falha do alimentador (número de interrupções por ano/ km);

C_S : número de consumidores servidos;

j: índice do dispositivo de proteção de um trecho do alimentador

Nd: número total de dispositivos de proteção no circuito de um alimentador;

ℓ_{Prot_jn} : comprimento do trecho de rede protegido pelo dispositivo j do alimentador n (km);

C_{Prot_jn} : número de consumidores do trecho de rede protegido pelo dispositivo j do alimentador n.

A taxa de falha λ pode ser calculada de acordo com a Equação (4.4), pela relação entre o número de falhas devido a defeitos ocorridos no período de um ano, pelo comprimento total da rede.

$$\lambda = \frac{\text{Número de interrupções por ano}}{\text{Comprimento total da rede (km)}} \quad (4.4)$$

A energia não suprida esperada por ano é determinada a partir da Equação (4.5):

$$ENS_{esp} = \sum_{n=1}^{Nf} \sum_{j=1}^{Nd} \lambda_{jn} \cdot \ell_{Prot_jn} \cdot L_{jn} \cdot d_{jn} \quad (MWh/ano) \quad (4.5)$$

Sendo:

L_{jn} : Demanda do trecho de rede protegido pelo dispositivo j do alimentador n (MW);

d_{jn} : duração da falha no trecho de rede protegido pelo dispositivo j do alimentador n

(h).

A radialidade da rede é garantida pela própria metodologia de reconfiguração (Seção 4.3). A verificação do atendimento às demais restrições se dá por:

- comparação com os valores dos limites de carregamento, tensão e corrente de condutores e equipamentos, cadastrados na base de dados da rede (normalmente disponível no banco de dados da concessionária que opera a rede);

- comparação com os valores dos limites de tensão considerados adequados, definidos pela agência reguladora (ANEEL, PRODIST Módulo 8, 2012).

- comparação com os valores de ajuste dos equipamentos de proteção (disjuntores, religadores e chaves fusíveis).

Na Seção 4.4 é apresentada uma consideração sobre a possibilidade de utilização do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) como restrição do problema.

4.3 Método empregado para reconfiguração automática da rede de distribuição com monitoramento em tempo real

A técnica escolhida para ser empregada nesse trabalho é baseada na Troca de Ramos (*Branch Exchange*), que apresenta as seguintes vantagens em relação a outras técnicas encontradas na literatura:

- limita o espaço de busca de soluções, reduzindo o tempo de processamento computacional;

- não necessita de ajustes de parâmetros, caso haja alteração da rede, como expansão, mudança de local de chaves ou instalação de novas chaves;

- a radialidade da rede é mantida, sem haver necessidade de verificar se a solução (combinação de chaves que compõem a topologia) é inválida.

As soluções são testadas a partir das chaves normalmente abertas (NA), ou chaves de interligação, que quando fechadas, interligam os alimentadores. No momento em que uma chave NA é fechada, os alimentadores ficam ligados em paralelo, e é necessário então abrir uma chave normalmente fechada (NF) do circuito, para manter a radialidade. No algoritmo proposto, a chave NF a ser aberta é sempre a primeira chave a jusante da chave NA fechada.

Depois de executada a primeira reconfiguração, calcula-se o fluxo de potência da nova topologia e os indicadores da função objetivo (E_{perdas} , FEC_{esp} e ENS_{esp}), e verifica-se se as restrições não foram violadas. Caso haja melhoria nos indicadores, sem violação das restrições, o algoritmo executa uma nova reconfiguração, fechando a chave que havia sido

aberta na etapa anterior, e abrindo a próxima chave a jusante. O ciclo se repete até que não haja mais melhoria nos indicadores da função objetivo, e a solução final é a última topologia que resultou em melhoria da rede.

Esse processo é repetido para cada chave de interligação da rede, sendo que posteriormente é aplicada uma metodologia de decisão multicriterial (Seção 4.4) para definir a sequência final de manobras. Ressalta-se que apenas as chaves telecomandadas são consideradas nesta tese, para permitir que a reconfiguração seja realizada automaticamente.

4.3.1 Avaliação da Demanda: Análise por Patamares de Carga

O ponto de partida para iniciar uma análise de reconfiguração da rede deve ser alguma mudança que tenha efeito significativo na função objetivo. Em situações normais, o número de consumidores de um alimentador não varia ao longo do dia, o que limita a análise inicial à curva de demanda.

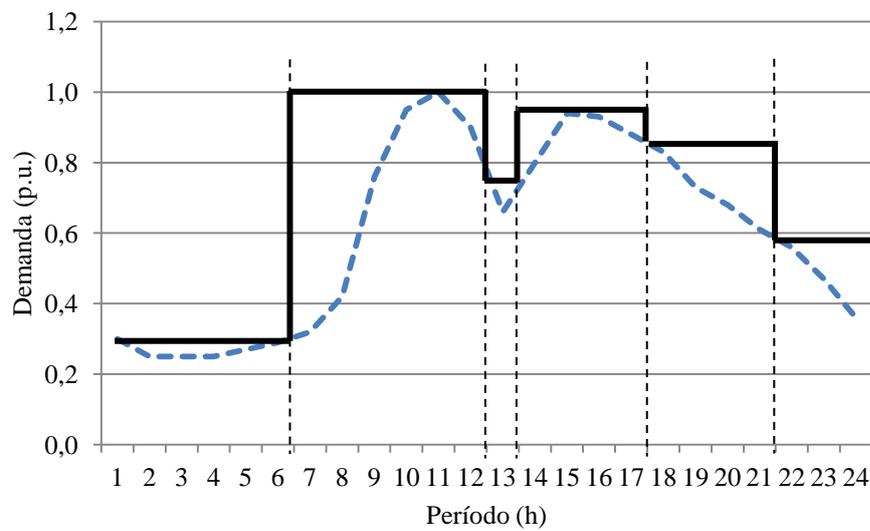
Para isso, é construída uma rotina baseada em patamares de carga, que ativa o algoritmo de otimização sempre que houver uma mudança de patamar. Alternativamente, a ativação do algoritmo poderia ser feita diretamente a partir de uma análise de sensibilidade das demandas dos alimentadores.

Os patamares de carga expressam a demanda máxima de um alimentador em determinados períodos do dia. A fim de se obter uma boa discretização da curva de carga, sem exigir reconfigurações frequentes na rede, propõe-se inicialmente um conjunto de 6 patamares de carga, conforme o Quadro 4.1. Os patamares são construídos a partir de dados históricos, obtendo-se primeiramente a média dos valores diários de demanda (curva típica diária de demanda). A curva então é dividida em seis períodos representativos, nos quais se define o máximo valor de demanda observado no período como sendo o valor representativo de todo o período.

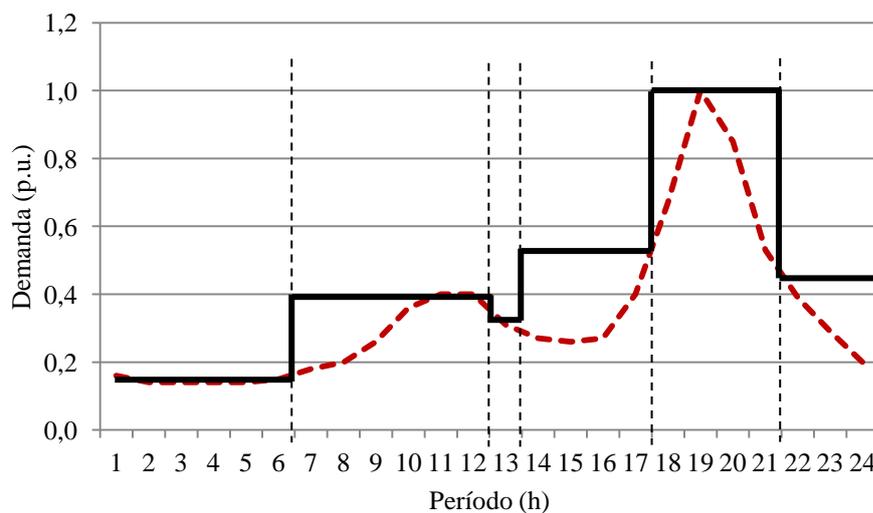
A curva de carga de cada alimentador varia de acordo com o tipo de carga predominante: residencial, comercial, industrial ou rural, ou ainda de acordo com períodos da semana ou do ano. A Figura 4.3 ilustra as curvas típicas de carga (linhas tracejadas) de alimentadores em que há predominância de cargas residenciais e industriais, e a conversão para os patamares de carga (linha contínua).

Tipo de Alimentador	Hora inicial					
	0:00	6:00	12:00	13:00	17:00	21:00
Residencial	Leve	Médio	Leve	Médio	Pesado	Médio
Comercial	Leve	Médio	Leve	Pesado	Médio	Leve
Industrial	Leve	Pesado	Médio	Pesado	Médio	Leve
Rural	Leve	Médio	Leve	Médio	Pesado	Médio

Quadro 4.1 – Definição de Patamares de Carga.



(a)



(b)

Figura 4.3– Curvas de demanda diária de alimentadores: (a) predominantemente industrial; (b) predominantemente residencial.

Fonte: Produção do próprio autor.

Medições em tempo real são utilizadas para projeção de carga e verificação da tendência da reconfiguração otimizada ser mantida no período posterior à sua execução, de acordo com o seguinte procedimento:

- no horário de início de cada patamar de carga, realiza-se a leitura das medições em tempo real de demanda de cada alimentador;
- os valores atuais medidos são comparados com os valores observados na semana anterior (mesmo dia da semana e horário). Calcula-se um fator de correção (f_{cor}), proposto nesse trabalho, a partir da relação entre os valores atuais e os valores passados, conforme Equação (4.6):

$$f_{cor} = \frac{\text{Demanda atual}_{(t)}}{\text{Demanda anterior}_{(t)}} \quad (4.6)$$

- o fator f_{cor} é aplicado para estimar a tendência da demanda para o próximo patamar de carga. A estimativa é feita multiplicando-se o fator de correção pelo valor da demanda do patamar seguinte observado na semana anterior¹, conforme Equação (4.7):

$$\text{Demanda prevista}_{(t+1)} = f_{cor} \cdot \text{Demanda anterior}_{(t+1)} \quad (4.7)$$

- os valores calculados em (4.7) são utilizados na análise da reconfiguração. Quando a resposta da análise indicar a necessidade e possibilidade de reconfiguração, a mesma é executada no horário de início do patamar de carga analisado. Ao longo do período entre um patamar e o seguinte, a tendência da curva de demanda pode ser verificada através de uma comparação entre a demanda prevista, calculada através de (4.7), e a demanda atual, medida remotamente.

A Figura 4.4 ilustra o conceito da análise de patamar de carga empregado nesse trabalho. Nessa figura, as divisões de tempo representam os horários de início dos patamares de carga, sendo “t” o horário do patamar de carga atual e “t+1” o horário do próximo patamar de carga.

¹ Um método mais apurado pode ser empregado, utilizando modelos de séries temporais (MORETTIN; TOLOI, 2006).

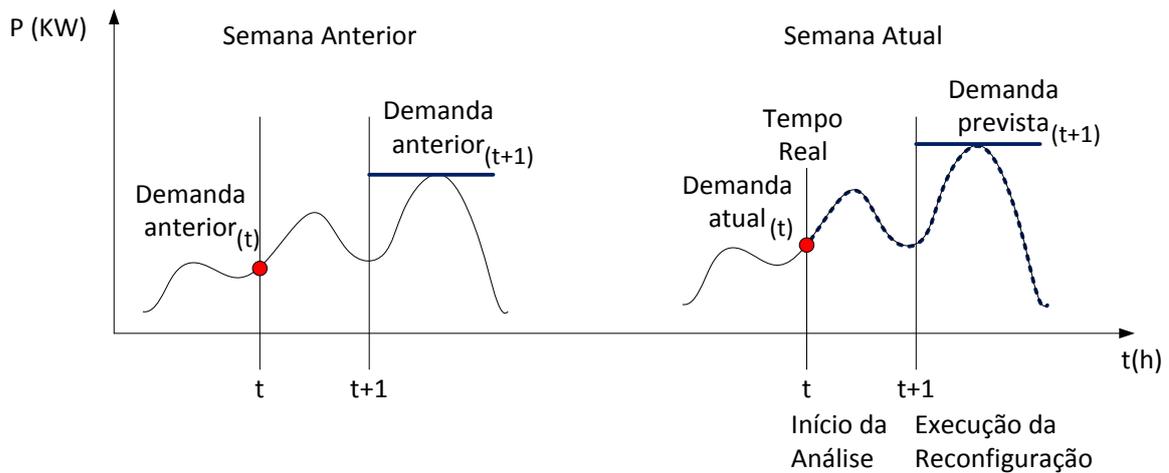


Figura 4.4 – Ilustração da análise de patamares de carga.
Fonte: Produção do próprio autor.

4.3.2 Algoritmo de Busca Heurística

O algoritmo de busca heurística proposto pode ser descrito através de quatro passos, detalhados a seguir:

1º passo: partindo da topologia inicial da rede (Figura 4.5), com os alimentadores 1 e 2 (AL1 e AL2, respectivamente) fechar uma chave de interligação (NA) e abrir a primeira chave normalmente fechada (NF) a jusante da chave NA que foi fechada, em direção a um dos alimentadores (Figura 4.6). Ir para o 2º passo.

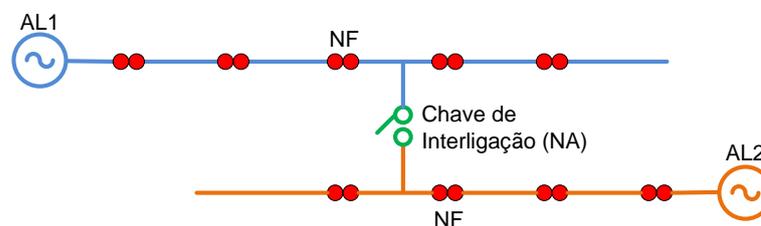


Figura 4.5 – Topologia inicial da rede com AL1 e AL2.

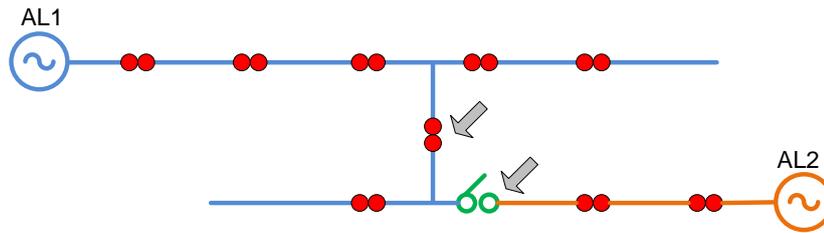


Figura 4.6 – Topologia após aplicação do 1º passo, em direção a AL2.

2º passo: calcular os indicadores avaliados (E_{perdas} , FEC_{esp} e ENS_{esp} , conforme (4.2) a (4.4). Caso haja melhoria nos indicadores e não haja violação das restrições, ir para o 3º passo. Se não houver melhoria nos indicadores, repetir o 1º passo, porém invertendo o sentido de análise (Figura 4.7). Se ao repetir o processo não houver melhoria em nenhum sentido, o algoritmo é encerrado e não há mudança na topologia da rede.

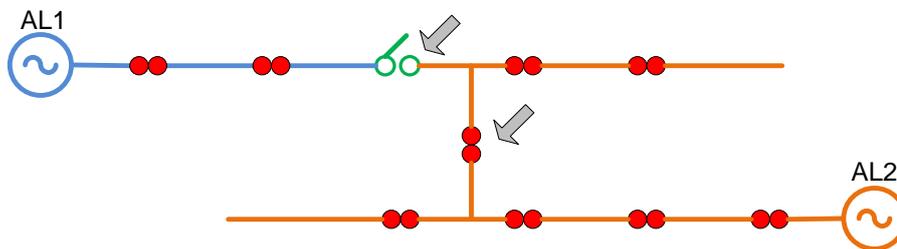


Figura 4.7 – Topologia após aplicação do 2º passo, em direção a AL1 (inversão do sentido de teste).

3º passo: fechar a chave que foi aberta no 1º passo, e abrir a primeira chave NF a jusante, mantendo a direção de um alimentador para o outro (Figura 4.8). Calcular os indicadores avaliados; se não houver melhoria nos indicadores, o algoritmo é encerrado, e a topologia encontrada no 2º passo é definida como a topologia final. Se houver melhoria, sem violação das restrições, ir para o 4º passo.

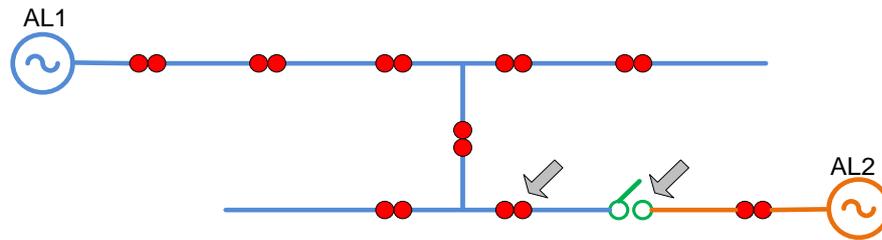
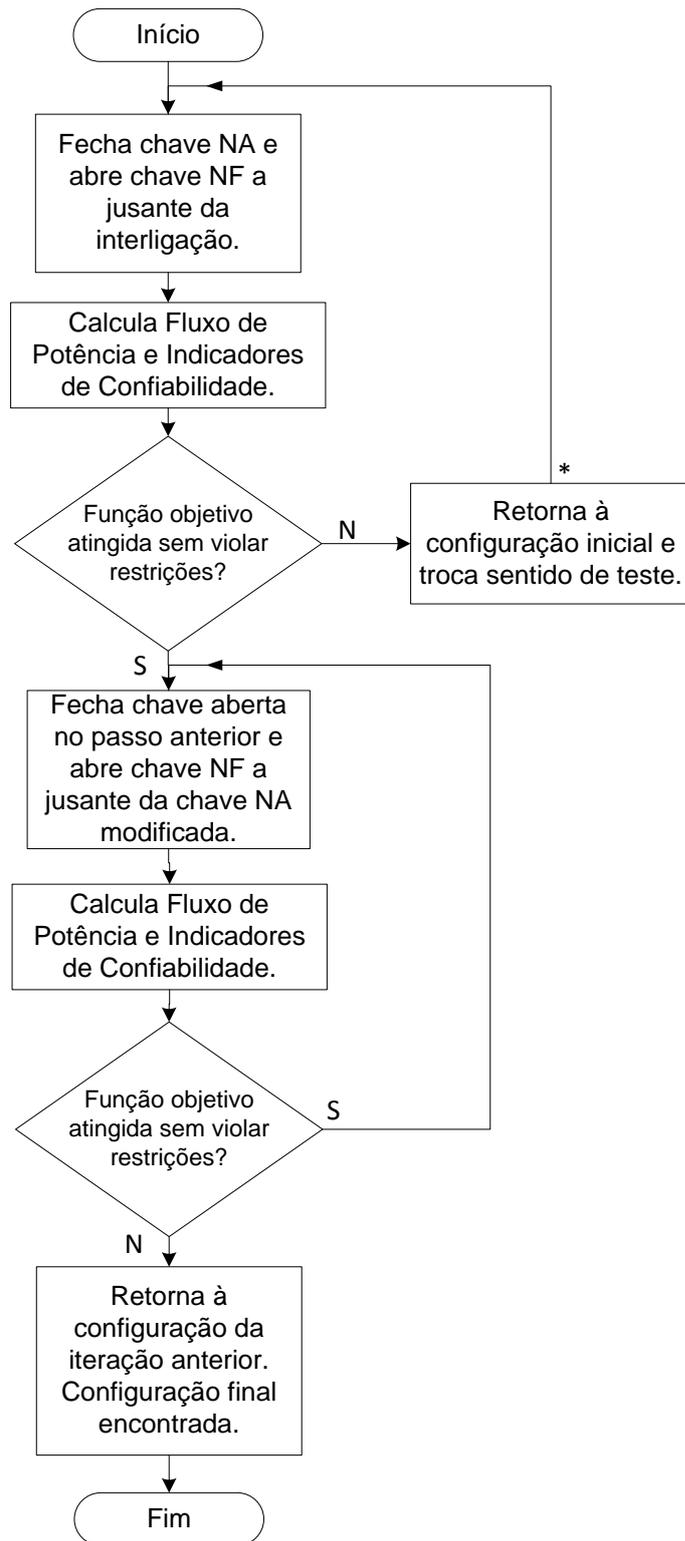


Figura 4.8 – Topologia após aplicação do 3º passo, em direção a AL2.

4º passo: repetir o procedimento (ciclo) enquanto houver melhoria nos indicadores, sem violação das restrições: fechar a chave que foi aberta no ciclo anterior, abrir a primeira chave NF a jusante e calcular os indicadores. Se não houver melhoria nos indicadores, ou houver alguma violação das restrições, define-se como solução final a configuração encontrada no ciclo anterior.

A Figura 4.9 apresenta um fluxograma da busca heurística, que reúne os quatro passos descritos.



* O algoritmo é encerrado se não houver melhoria em nenhum sentido de análise.

Figura 4.9 – Fluxograma do método de busca heurística empregado.
Fonte: Produção do próprio autor.

O procedimento descrito é aplicado em duas etapas da análise de otimização. Na primeira etapa, ele é repetido para cada chave de interligação da rede, partindo sempre da configuração inicial da rede. O resultado individual de cada análise é usado no método de decisão multicriterial, descrito na próxima seção (4.3.3), para definir a melhor sequência de manobras das chaves de interligação que apresentaram resultados positivos em sua análise. Na segunda etapa, descrita na Seção 4.3.4, o procedimento é reaplicado de acordo com essa sequência.

4.3.3 Análise Multicriterial

O objetivo dessa etapa do processo de otimização é determinar a sequência final de manobras, em função dos resultados individuais obtidos na etapa anterior. A proposta é organizar a sequência de manobras de acordo com a ordem dos melhores resultados. Para isso, é aplicado o método de análise multicriterial AHP.

Método AHP

O método AHP (*Analytic Hierarchy Process*) desenvolvido por Saaty (1980) utiliza o conceito de modelagem da preferência e parte do princípio de que a decisão está relacionada a uma função utilidade que, por sua vez, tem como parâmetros os critérios do problema convertidos em pesos. A principal característica do método é a decomposição do problema em níveis hierárquicos, nos quais são feitos julgamentos comparativos dos critérios, aos pares.

Cada critério é julgado em função do seu grau de importância em relação a outro critério, de acordo com uma escala de valores sugerida por Saaty (1980) e apresentada no Quadro 4.2. O julgamento deve ser feito por um ou mais especialistas no assunto.

Assumindo que C_1, C_2, \dots, C_n sejam os critérios avaliados na função objetivo, a matriz de julgamento é construída conforme Equação (4.8):

$$M = \begin{matrix} & C_1 & C_2 & \dots & C_n \\ \begin{matrix} C_1 \\ C_2 \\ \vdots \\ C_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (4.8)$$

Sendo:

n: número de critérios da F.O; e

a_{ij} : grau de importância do critério C_i em relação ao critério C_j .

Escala	Grau de importância
1	Mesma importância
2	Fraca ou leve
3	Moderada
4	Mais moderada
5	Forte
6	Mais forte
7	Muito forte
8	Muito importante
9	Extremamente importante

Quadro 4.2 – Escala de valores para julgamento de critérios par a par no método AHP.

Fonte: Saaty (1980).

De modo geral, define-se que $a_{ii} = 1$ (avaliação do critério C_i em relação a si próprio), e $a_{ji} = 1 / a_{ij}$, (avaliação do critério C_j em relação ao critério C_i).

A prioridade dos critérios é determinada através do autovetor da matriz, que pode ser determinado computacionalmente, através de um processo iterativo. Pamplona (1999) apresenta a Equação (4.9) que expressa diretamente o peso, ou importância, de cada critério.

$$w_i = \frac{(\prod_{j=1}^n a_{ij})^{1/n}}{\sum_{i=1}^n (\prod_{j=1}^n a_{ij})^{1/n}} \quad (4.9)$$

Sendo:

i, j: índices dos critérios;

w_i : peso do critério i;

n: número de critérios; e

a_{ij} : grau de importância do critério i em relação a j.

Saaty e Tran (2007) também propõem um método de verificar a consistência da matriz de julgamento, de acordo com as Equações (4.10) e (4.11):

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (4.10)$$

$$IC = \frac{\delta_{max} - n}{n - 1} \quad (4.11)$$

Sendo:

RC: razão de consistência, que expressa a aceitação do julgamento do decisor;

IC: índice de consistência, que expressa o quanto a matriz se distancia de uma matriz de consistência;

δ_{max} : máximo autovalor da matriz;

n: número de critérios; e

IR: índice aleatório de consistência, determinado através da Tabela 4.1.

Tabela 4.1– Índice aleatório de consistência (IR).

n	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
IR	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,49	1,52	1,54	1,56	1,58	1,58

Fonte: Saaty e Tran (2007).

Os valores máximos de RC são apresentados na Tabela 4.2. Em termos práticos, quando os valores de RC ultrapassam os valores tabelados, há uma indicação de que o julgamento foi inconsistente. Nesse caso, o procedimento de julgamento deve ser revisto.

Tabela 4.2 – Valores máximos de RC.

n	RC_{max}
2	0,00
3	0,05
4	0,08
5 a 15	0,10

Fonte: Saaty e Tran (2007).

Para os casos em que a relação de importância entre os critérios é avaliada por mais de um especialista, Saaty e Vargas (2005) propõem uma maneira de integralizar os resultados em uma única matriz de julgamento. O valor do julgamento do critério “i” em relação ao critério “j” é calculado conforme Equação (4.12).

$$\bar{a}_{ij} = \prod_{e=1}^{ne} (a_{ij_e})^{1/ne} \quad (4.12)$$

Sendo:

e: índice do especialista;

ne: número de especialistas;

i, j: índices dos critérios; e

a_{ij}: grau de importância do critério i em relação a j.

A solução final do processo de tomada de decisão é determinada ordenando-se os resultados, do maior para o menor, de acordo com a Equação (4.13).

$$P = \begin{bmatrix} C_{1-op1} & C_{2-op1} & \dots & C_{n-op1} \\ C_{1-op2} & C_{2-op2} & \dots & C_{n-op2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ C_{1-opm} & C_{2-opm} & \dots & C_{n-opm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Onde C_{1-op1} a C_{1-opm} correspondem aos valores normalizados do parâmetro do critério C₁ obtidos nos testes “1” (opção 1) a “m” (opção m); C_{2-op1} a C_{2-opm} corresponde aos valores

normalizados do parâmetro do critério C_2 obtidos nos testes “1” (opção 1) a “m” (opção m), e assim por diante. Os valores w_1 a w_m correspondem aos pesos de cada critério.

4.3.4 Reaplicação do Algoritmo de Busca Heurística

A última etapa do processo de otimização consiste em reaplicar o algoritmo de Troca de Ramos, testando as chaves de interligação na sequência determinada pela aplicação do método de tomada de decisão multicriterial.

Nessa etapa, o processo de busca da melhor configuração é o mesmo descrito na Seção 4.4.2 (algoritmo heurístico de otimização), com a diferença de que a melhor configuração encontrada ao testar uma chave é mantida como configuração inicial para a próxima chave a ser testada. Ou seja, o algoritmo não retorna à configuração atual para testar as chaves, como acontecia na primeira aplicação do método.

4.4 Utilização do MUST como restrição

É de interesse estratégico para as concessionárias de energia brasileiras o atendimento à regulamentação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) (ONS, 2010), sendo que isso pode ser um critério para iniciar a execução da reconfiguração das redes de distribuição e também uma restrição do problema.

De acordo com a Resolução Normativa 399/2010 da ANEEL, a eficiência da contratação do uso do sistema de transmissão pelas distribuidoras de energia é avaliada, por ponto de conexão, sendo que há penalização nas seguintes situações:

“I – mensalmente, quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% do MUST contratado nos horários de ponta e/ou fora de ponta; e

II – anualmente, quando houver sobrecontratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% do maior MUST contratado no ano civil no horário de ponta e/ou no horário fora de ponta”. (ANEEL, RN 399/2010)

Dessa forma, uma análise de reconfiguração pode ser executada nas redes dos alimentadores dos pontos de conexão, visando evitar ou reduzir as penalizações por subcontratação, que são avaliadas mensalmente.

No âmbito da metodologia proposta nessa tese, a observação dos limites de demanda contratada do MUST pode ser considerada como uma restrição¹. Nesse caso, quando a reconfiguração envolve alimentadores dos pontos de conexão, deve-se incluir a verificação de que a reconfiguração da rede não viole os limites de demanda contratada. Ressalta-se que a análise deve ser feita para demanda contratada em horário de ponta e em horário fora de ponta.

4.5 Considerações Finais

Nesse capítulo foi apresentada a metodologia de otimização desenvolvida no trabalho, com foco no algoritmo heurístico de reconfiguração e na análise multicriterial das opções de chaveamento da rede.

Deve-se ressaltar que o método empregado não garante a solução ótima, pois não testa todas as configurações possíveis. Uma das maneiras de verificar a eficiência do método é utilizar a configuração final proposta pelo algoritmo como entrada para uma nova sequência de testes. Tomando a solução proposta como topologia inicial, se não houver mudança na resposta do algoritmo, há uma forte indicação de que a configuração atual é realmente a solução ótima.

Finalmente, deve-se destacar que a metodologia proposta é aplicada à reconfiguração automática e em tempo real, o que parte do principal pressuposto de que todas as chaves manobradas durante a reconfiguração devem ser telecomandadas. Além disso, o método deve incluir a determinação do melhor momento de realizar uma reconfiguração, para evitar que o chaveamento da rede para mudança de topologia ocorra com muita frequência, o que provocaria desgaste das chaves.

¹ O problema de violação do MUST pode ser resolvido através da reconfiguração da rede, mas não necessariamente precisa ser resolvido através de uma técnica de otimização. Técnicas de otimização podem ser empregadas para auxiliar na definição das demandas a serem contratadas.

5. ESTUDOS DE PARALELISMO DE ALIMENTADORES PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O paralelismo de redes de distribuição é um recurso normalmente utilizado para transferência de cargas entre os alimentadores em situações de sobrecarga, contingência ou desligamentos programados. Esse recurso tem como principal objetivo permitir que as transferências de carga ocorram sem a necessidade de desligamento dos consumidores durante o tempo correspondente à realização das manobras.

Os chaveamentos da rede para realizar o paralelismo devem ser precedidos de estudos que visem determinar sua viabilidade técnica e operacional, pois durante as manobras podem surgir transitórios de tensão e corrente com níveis inaceitáveis para o sistema. Esses estudos normalmente são feitos de forma manual nas concessionárias de energia elétrica.

Esse capítulo apresenta uma metodologia para análise dos aspectos de carregamento e níveis de tensão relacionados ao paralelismo de redes, com análise em regime transitório e em regime permanente. O estudo é direcionado para aplicação em tempo real em redes com reconfiguração automática.

A base de validação da metodologia é o programa ATP (*Alternative Transient Program*), sendo que o objetivo do trabalho é desenvolver um programa que realize a análise de paralelismo e integre os resultados ao programa de otimização da rede, descrito no Capítulo 4, e ao sistema SCADA.

5.1 Transitórios de Chaveamento

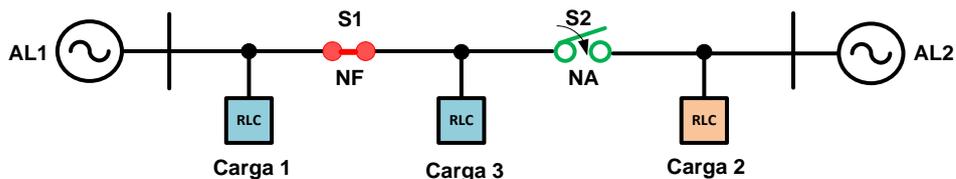
Normalmente, os programas para análise de fluxo de potência e planejamento de redes dos centros de operação e controle das concessionárias de energia consideram apenas a rede em regime permanente. No entanto, no caso de uma reconfiguração da rede, transitórios significativos de tensão ou corrente de linha podem surgir durante as manobras, o que pode danificar equipamentos ou causar o acionamento indesejado de dispositivos de proteção.

Os transitórios são originados principalmente pela presença de elementos reativos na rede, como a indutância das redes, bancos de capacitores, e cargas indutivas e capacitivas. Estes elementos armazenam energia e apresentam oposição às mudanças rápidas na tensão ou

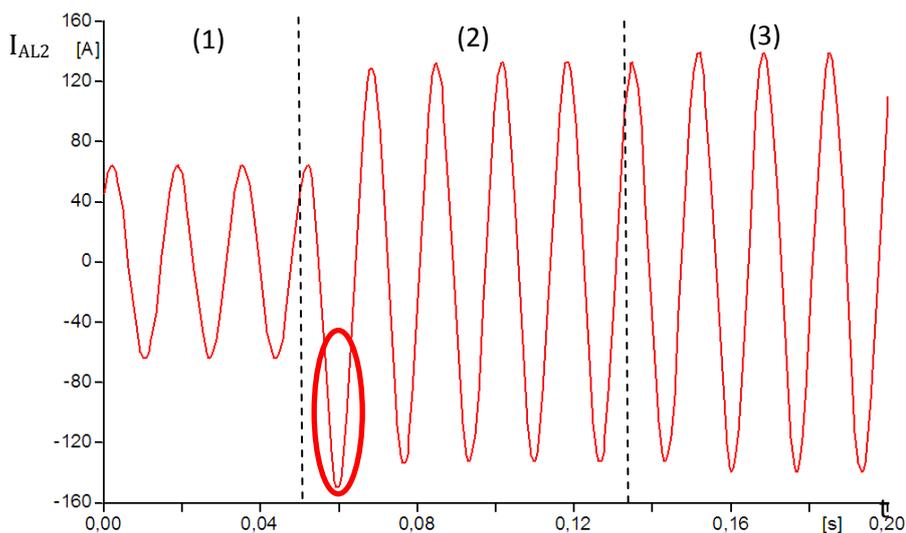
corrente de linha. Durante o fechamento de uma chave, por exemplo, a energia armazenada em um lado da rede não é imediatamente equilibrada com o outro lado e, enquanto o equilíbrio não ocorrer, um lado pode ser submetido a correntes mais elevadas do que em regime permanente.

Esta situação é ilustrada na Figura 5.1, que mostra uma rede simples com dois alimentadores (AL1 e AL2) sendo ligados em paralelo, e a corrente transitória observada em um dos alimentadores. O circuito foi simulado no programa ATP.

Os números entre parênteses na Figura 5.1 indicam as três fases de manobras. Durante o período (1), a chave S1 está fechada e a chave S2 está aberta. A manobra a ser executada visa transferir a Carga 3 do alimentador AL1 para AL2. Portanto, no período (2) S2 é fechada e os dois alimentadores são ligados em paralelo. No período (3), S1 está aberta e o paralelismo é desfeito.



(a)



(b)

Figura 5.1 – Simulação de uma reconfiguração no ATP: (a) Circuito com dois alimentadores (AL1 e AL2); (b) Corrente elétrica no alimentador AL2.

A diferença de fase entre as tensões dos alimentadores também pode contribuir para que haja uma circulação maior de corrente na rede durante o paralelismo. A Figura 5.2 ilustra o efeito típico da diferença de fase entre alimentadores na reconfiguração.

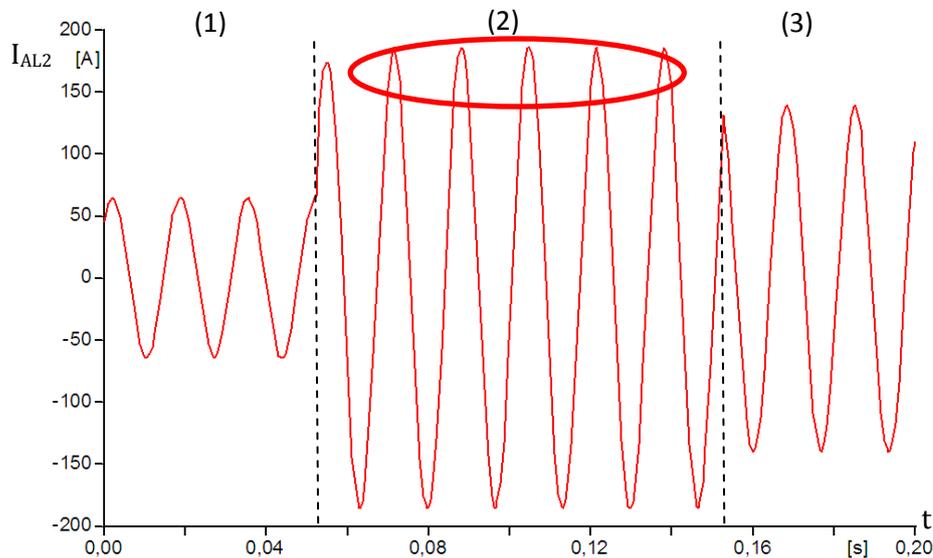
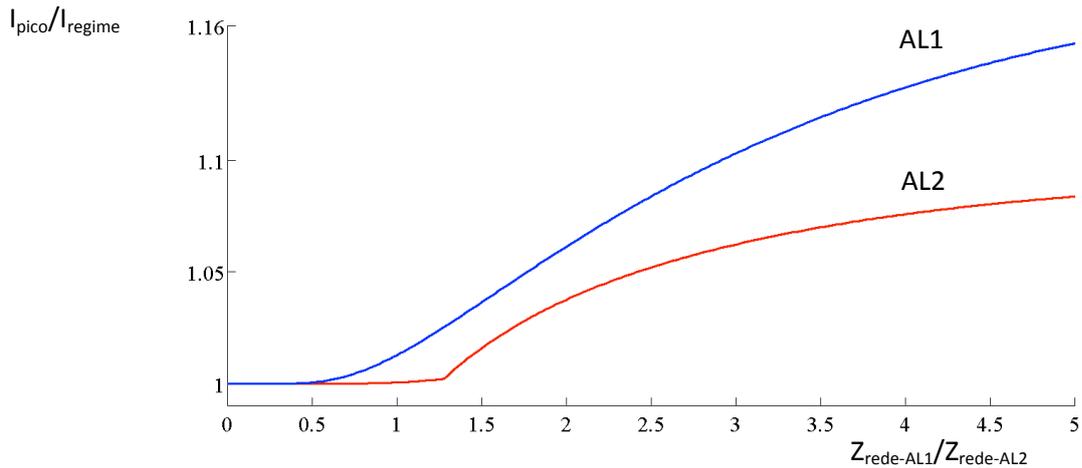
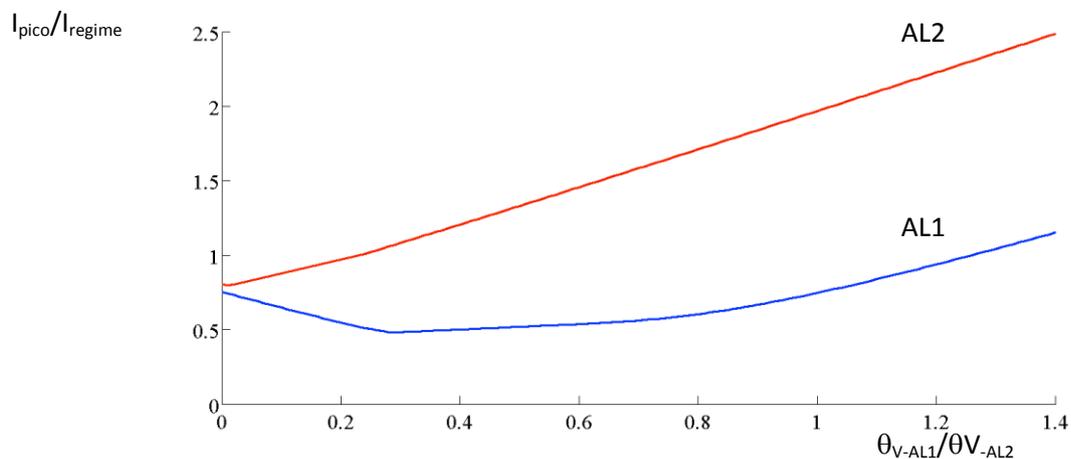


Figura 5.2 – Sobrecorrente causada pela defasagem de tensão dos alimentadores ligados em paralelo.

A Figura 5.3 apresenta uma variação paramétrica para ilustrar como a sobrecorrente pode tornar-se significativa, devido às diferenças na rede entre os alimentadores, e também devido à diferença de fase das tensões dos alimentadores no momento do paralelismo. Os resultados foram obtidos a partir de simulações no programa ATP. No primeiro caso, a impedância da rede de AL1 é aumentada em relação à rede de AL2. No segundo caso, o ângulo de fase da tensão em AL1 é aumentado em relação à AL2. Os gráficos mostram a evolução da relação entre os valores de pico que ocorrem durante o paralelismo, e a corrente em regime permanente. Os resultados indicam a tendência do comportamento da sobrecorrente para o circuito analisado, sendo que os valores podem ser diferentes para outros circuitos (com diferentes impedâncias de rede e carga, por exemplo).



(a)



(b)

Figura 5.3 – Relações entre parâmetros da rede analisada e a intensidade do transitório de corrente: (a) Variação da impedância da rede do alimentador AL1 em relação a AL2; (b) Variação do ângulo de fase da tensão do alimentador AL1 em relação a AL2.

A presença de capacitores na rede também pode causar significativas alterações transitórias, particularmente surtos de tensão devidos à frequência de ressonância natural entre elementos capacitivos e indutivos. A Figura 5.4 ilustra uma simulação da tensão observada durante o paralelismo de uma rede hipotética predominantemente indutiva e uma rede com capacitores. As oscilações transitórias são geralmente amortecidas pela presença do componente resistivo da rede e a sua duração normalmente é de alguns ciclos da frequência fundamental.

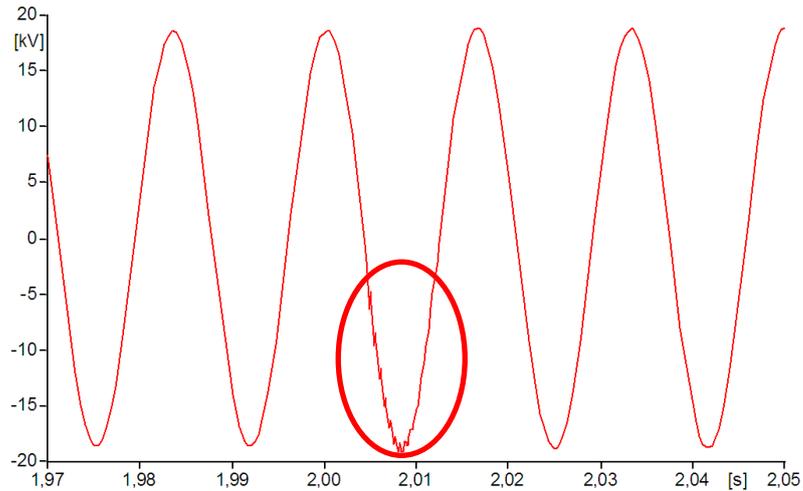


Figura 5.4 – Transiente de tensão típico de chaveamento de uma rede capacitiva.

As simulações realizadas no programa ATP ressaltam a importância de se considerar os transientes de corrente e tensão durante o paralelismo dos alimentadores como parte da análise de reconfiguração.

5.2 Metodologia Proposta

A reconfiguração da rede de distribuição é precedida pela análise de otimização apresentada no Capítulo 4. Uma vez determinada a sequência de manobras, os alimentadores que devem ser colocados momentaneamente em paralelo são analisados. O programa desenvolvido determina os parâmetros do modelo da rede (impedância de rede e carga) e realiza os cálculos de transientes de corrente e tensão com base nas medições em tempo real da rede (potência, tensão e corrente). O objetivo dessa análise é verificar a adequação aos limites operacionais de corrente e tensão da rede. Esse processo é descrito nas próximas seções.

5.2.1 Modelagem da Rede para a Análise de Transitórios

Com o aumento da disponibilidade de dados de serviços de energia, é possível obter um modelo de rede que permita uma boa representação do sistema real. No entanto, para a análise em regime transitório devem ser feitas algumas aproximações, pois o número de elementos armazenadores de energia presentes no circuito completo é grande, o que faz com que o número de variáveis nas equações diferenciais a serem resolvidas torne o problema complexo para ser resolvido computacionalmente.

Para modelar a rede foram realizadas as seguintes considerações:

- Representação dos alimentadores: os alimentadores são representados como uma fonte de tensão em série com uma impedância RL (resistor-indutor), que é somada à impedância de rede no trecho do alimentador;

- Representação de linhas: as redes de distribuição são classificadas como linhas curtas e por isso pode-se desprezar as capacitâncias (admitâncias) para a terra, de modo que o modelo é representado como uma impedância RL série. Por conveniência no cálculo, todas as impedâncias série são somadas.

- Representação de equipamentos de controle remoto: estes dispositivos são representados como interruptores que ligam dois pontos na rede. O modelo indica o estado (aberto ou fechado) e o tempo de abertura e de fechamento.

- Representação da carga: entre os modelos possíveis, as cargas foram consideradas como impedância constante. Elas são calculadas a partir da potência ativa e reativa absorvida quando alimentadas com a tensão da linha (Equações 5.1 e 5.2). As cargas são representadas por componentes RLC, que permitem a inclusão de bancos de capacitores no modelo.

$$R_{carga} = Re \left[\frac{V_{ef}^2}{S^*} \right] \quad (5.1)$$

$$X_{carga} = Im \left[\frac{V_{ef}^2}{S^*} \right] \quad (5.2)$$

A reatância é associada às Equações (5.3) e (5.4), dependendo se a carga tiver comportamento indutivo ou capacitivo, respectivamente.

$$X_{carga} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_{carga} \quad (5.3)$$

Ou

$$X_{carga} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{carga}} \quad (5.4)$$

Sendo:

R_{carga} : Resistência da carga (Ω);

X_{carga} : Reatância da carga (Ω);

V_{ef} : Tensão nominal eficaz (V);

S: Potência complexa (VA);

f: Frequência (Hz);

L_{carga} : Indutância da carga (H); e

C_{carga} : Capacitância da carga (F)

Durante o processo de otimização, o modelo completo da rede é utilizado para o cálculo do fluxo de potência na rede. A informação dos equipamentos remotos (chaves telecomandadas, disjuntores e religadores) é usada para atualizar o modelo com dados das medições em tempo real.

O modelo completo da rede é, então, convertido para um modelo monofásico simplificado que considera as duas redes a serem ligadas em paralelo, como mostra a Figura 5.5. As cargas dos blocos A, B e C são convertidas em impedâncias RLC concentradas, baseadas nas medições da rede e de acordo com (5.1) e (5.2). Nesse caso, a potência monofásica é considerada como sendo 1/3 da potência trifásica, e a tensão eficaz considerada no cálculo é a tensão fase-neutro. As impedâncias acumuladas da rede dos blocos A e C são obtidas pela soma das impedâncias do trecho troncal entre os alimentadores e as chaves. Assume-se que a carga concentrada do bloco B esteja no centroide da rede entre as chaves normalmente aberta e normalmente fechada, de forma que a impedância de rede entre as chaves é dividida em duas partes iguais. As impedâncias dos trechos de rede que saem do trecho troncal são desconsideradas.

Segundo especialistas, essa simplificação é um procedimento empregado em concessionárias de energia elétrica, para determinar o comportamento aproximado da tensão e da corrente durante o paralelismo das redes (BERNARDON, 2008). Diversos testes com o

modelo completo e com o modelo simplificado confirmam a aplicabilidade da simplificação, com um erro máximo de cerca de 10%, dependendo das características da rede. Esse valor percentual é aceitável, uma vez que não há necessidade de se determinar os valores precisos dos parâmetros, mas sim uma indicação de níveis que possam causar a operação incorreta da rede. A validação desse estudo foi feita no ATP.

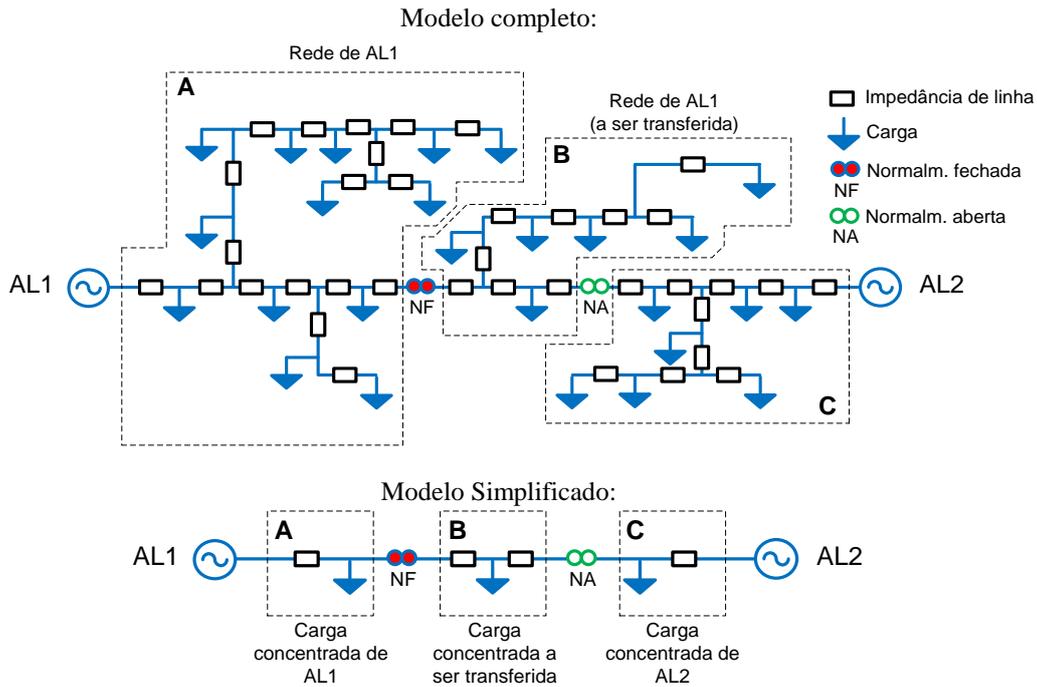


Figura 5.5 – Representação da simplificação do modelo da rede para a análise de paralelismo.

No modelo proposto, as impedâncias de carga e de rede são convertidas em parâmetros R, L e C, como mostra a Figura 5.6.

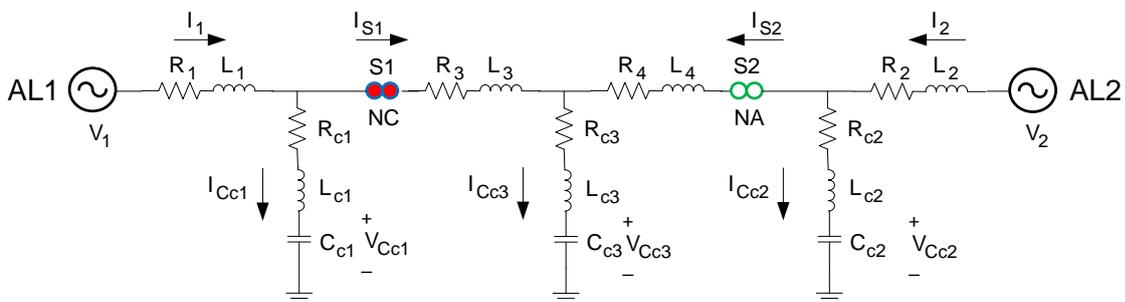


Figura 5.6 – Rede monofásica simplificada para modelagem e cálculo de transitórios.

Na Figura 5.6, os parâmetros representados são:

R_k e L_k : resistência (Ω) e indutância (H) no ramo k ;

R_{c_k} : resistência (Ω) da carga k ;

L_{c_k} : indutância (H) da carga k ;

C_{c_k} : capacitância (F) da carga k ;

V_1, V_2 : tensão nos alimentadores 1 e 2 (V);

I_1, I_2 : correntes nos alimentadores 1 e 2 (A);

I_{S1}, I_{S2} : corrente nas chaves S1 e S2 (A);

V_{Cc_k} : tensão (V) no capacitor da carga k ; e

I_{Cc_k} : corrente (A) no ramo da carga k .

5.2.2 Resolução do Circuito para Análise de Paralelismo

O circuito da Figura 5.6 pode ser representado através de um conjunto de equações diferenciais (Apêndice A). Esse conjunto pode ser reescrito em notação matricial de acordo com a Equação (5.5):

$$\mathcal{L}_i \cdot \frac{d\tilde{X}}{dt} = A_i \cdot X + B_i \cdot U, \quad i = 1, 2, 3 \quad (5.5)$$

Sendo “ i ” um sub-índice para indicar a etapa de funcionamento do circuito:

$i = 1$, Etapa 1 - circuito em regime permanente antes do paralelismo;

$i = 2$, Etapa 2 - circuito em regime permanente durante o paralelismo;

$i = 3$, Etapa 3 - circuito em regime permanente após o paralelismo.

A matriz de excitação U é dada pelas tensões dos alimentadores (V_1 e V_2), conforme Equação (5.6):

$$U = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

O vetor de estados é dado pela Equação (5.7):

$$B_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & -1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

Etapa 3 (S1 aberta e S2 fechada):

As Equações (5.14) a (5.16) são válidas para o período de regime permanente das redes após o paralelismo.

$$\mathcal{L}_3 = \begin{bmatrix} L_1 & L_{c1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{c1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{c3} & 0 \\ 0 & 0 & -L_{c3} & L_4 & L_{c2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{c2} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -L_{c2} & L_2 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

$$A_3 = \begin{bmatrix} -R_1 & -R_{c1} & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_{c3} & -R_4 & -R_{c2} & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{c2} & -R_2 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.15)$$

$$B_3 = B_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & -1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.16)$$

O sistema pode ser resolvido numericamente através da discretização pelo método do Retentor de Ordem Zero (Apêndice B), considerando as Equações (5.17) a (5.19):

$$\frac{d\dot{X}}{dt} = \mathcal{L}_i^{-1} \cdot A_i \cdot X + \mathcal{L}_i^{-1} \cdot B_i \cdot U, \quad i = 1, 2, 3 \quad (5.17)$$

$$\begin{aligned} A_{cont_i} &= \mathcal{L}_i^{-1} \cdot A_i \\ B_{cont_i} &= \mathcal{L}_i^{-1} \cdot B_i \end{aligned} \quad (5.18)$$

$$\begin{aligned} A_{discr_i} &= e^{A_{cont_i} T_s} \\ B_{discr_i} &= \int_0^{T_s} e^{A_{cont_i} \tau} \cdot B_{cont_i} d\tau \end{aligned} \quad (5.19)$$

Sendo:

A_{cont} , B_{cont} : matrizes A e B contínuas;

A_{discr} , B_{discr} : matrizes A e B discretas; e

T_s : tempo (passo) de integração.

A solução é encontrada realizando-se “ n ” ciclos do seguinte algoritmo apresentado na Expressão (5.20).

De $k = 1$ até n :

$$\begin{aligned} V_1(k) &= V_{1pico} \cdot \text{sen}(\omega \cdot k \cdot T_s + \theta_{al1}) \\ V_2(k) &= V_{2pico} \cdot \text{sen}(\omega \cdot k \cdot T_s + \theta_{al2}) \\ X(k+1) &= A_{discr_i} \cdot X(k) + B_{discr_i} \cdot \begin{bmatrix} V_1(k) \\ V_2(k) \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (5.20)$$

Sendo k um índice dos valores calculados no intervalo de tempo $n \cdot T_s$. Para a resolução do circuito na Etapa1, o vetor $X(k)$ e os ângulos θ_{al1} e θ_{al2} devem ser inicializados com as condições iniciais do circuito, obtidas pela análise em regime permanente (Apêndice A). Para as Etapas 2 e 3, os dados da etapa anterior podem ser usados como condições iniciais do circuito. Os transitórios devem ser calculados com base na comutação no pior caso, considerando que a corrente no alimentador mais carregado está passando pelo seu valor máximo.

O algoritmo (5.20) foi testado no programa MATLAB® e os resultados foram comparados com simulações no programa ATP, sendo observado um erro com ordem de grandeza de $1E^{-4}$. Os resultados estão apresentados no Capítulo 6.

Neste trabalho é necessária a identificação de transitórios significativos de tensão ou corrente que possam ocorrer durante a comutação. As variáveis de interesse desse sistema são as correntes nos alimentadores e nas chaves, que são variáveis de estado da Equação 5.17, e as tensões nas chaves, obtidas pela diferença das quedas de tensão nas linhas. Uma sub-rotina do algoritmo deve ser responsável por realizar uma varredura dos resultados calculados e armazenar os valores máximos positivos e negativos encontrados. Uma alternativa a essa metodologia seria resolver o sistema de equações no domínio do tempo.

Os valores calculados são utilizados em comparação com os limites operacionais da rede, conforme descrito a seguir.

5.3 Procedimento de verificação da viabilidade do paralelismo

O esquema de reconfiguração proposto inclui um algoritmo para identificar as restrições do paralelismo, do ponto de vista de sub e sobretensões e sobrecorrentes durante as manobras. O algoritmo desenvolvido para o estudo de paralelismo realiza a sequência do Quadro 5.1.

(continua)

Procedimento	Restrições
1. Aquisição de medições remotas dos equipamentos da rede (tensão, corrente e potência).	<ul style="list-style-type: none"> - Diferença de fase de tensão nos nós da chave de interligação deve ser menor que 3°; - Diferença de tensão nos nós da chave de interligação (normalmente aberta) deve ser menor que 1 kV. <p>Essas restrições preliminares são assumidas para evitar a formação de arcos elétricos durante o chaveamento.</p>
2. Cálculo dos valores esperados de carregamento dos alimentadores após a manobra de reconfiguração. Os resultados dos cálculos do fluxo de potência realizados no processo de otimização são usados. Comparação com os limites operacionais da rede.	<ul style="list-style-type: none"> - A sobrecarga nos transformadores e cabos não é permitida. A informação das capacidades máximas é obtida do banco de dados da concessionária.

(conclusão)

3. Cálculo dos valores esperados de sobrecorrente durante o paralelismo. Comparação com os limites operacionais e ajustes dos equipamentos de proteção.	- Um fator de segurança de 20% dos ajustes de proteção é aconselhado (limite igual a 0,8 vezes o ajuste de proteção), nos casos em que o dispositivo não possa ser ajustado remotamente.
4. Cálculo das tensões esperadas durante e após os chaveamentos. Comparação com os limites operacionais e legislação vigente.	- Os limites operacionais são definidos pela agência regulatória (ANEEL). Para redes de 1 kV a 69 kV: Limite mínimo: $0,92 \cdot V_{ref}$ Limite máximo: $1,05 \cdot V_{ref}$ Sendo V_{ref} a tensão de referência (por exemplo, 13,8 kV).

Quadro 5.1 – Restrições durante o paralelismo de alimentadores.

Em cada estágio de comparação, o algoritmo fornece uma indicação da viabilidade da operação. Se qualquer restrição for violada, os passos seguintes não são realizados e o programa informa que a reconfiguração não é possível. Se não houver violação das restrições, assume-se que a reconfiguração é viável e as manobras podem ser executadas. O programa de análise de paralelismo deve estar integrado a uma plataforma do sistema SCADA, que permita gerar os comandos para as chaves automaticamente.

5.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou uma metodologia para análise de paralelismo de alimentadores nas redes de distribuição, aplicada à reconfiguração automática e em tempo real da rede. O estudo é composto por uma análise em regime permanente e uma análise em regime transitório, a fim de detectar se durante as manobras de paralelismo (abertura e fechamento das chaves) podem ocorrer níveis de tensão ou corrente inaceitáveis para a operação segura da rede.

A integração da ferramenta desenvolvida com a metodologia de otimização da reconfiguração permite incluir a análise de transitórios como parte das análises de restrições das manobras, o que ressalta a capacidade da rede ser reconfigurada automaticamente. Destaca-se que esse procedimento não foi encontrado em outras referências na literatura.

A metodologia proposta faz uma aproximação do modelo completo de rede, que inclui a distribuição dos pontos de carga ao longo das ramificações dos alimentadores, em um modelo simplificado, no qual as cargas estão concentradas nos trechos de rede envolvidos nas manobras. Essa aproximação se mostrou suficiente para uma indicação da viabilidade técnica da ligação de alimentadores em paralelo.

6. RESULTADOS EXPERIMENTAIS E DISCUSSÃO

Nesse capítulo são apresentados os testes e resultados da aplicação da metodologia proposta de reconfiguração automática e em tempo real em um modelo de rede real. Inicialmente, é feita a demonstração da metodologia de otimização baseada na busca heurística e no método AHP. Posteriormente, é demonstrada a metodologia de análise de paralelismo de alimentadores. Para finalizar o capítulo, são apresentadas as considerações da implementação prática do sistema desenvolvido e a comunicação com o sistema supervisor, que faz a interface com os dispositivos de campo e dados da rede.

6.1 Metodologia de Otimização Proposta

As etapas de aplicação do método de Troca de Ramos e de Tomada de Decisão Multicriterial apresentadas no Capítulo 4 são demonstradas nessa seção, tomando como base a simulação de uma rede real modelada no programa ASD (BERNARDON, 2007).

A Figura 6.1 apresenta um diagrama esquemático da rede de testes, no qual aparecem apenas as chaves de interligação NA e as chaves NF testadas (a rede completa possui mais chaves). A rede é compreendida pelos alimentadores SE_A-101, SE_A-102 e SE_A-103, da subestação A, e SE_B-104 e SE_B-105, da subestação B. As chaves que interligam essas redes são numeradas de TS-1 a TS-15. A numeração das chaves de interligação e chaves NF da rede é mantida de acordo com os nomes originais definidos no cadastro da rede. A Figura 6.2 apresenta o aspecto real da rede completa. O objetivo é determinar a melhor configuração de rede de forma a atender à Equação (6.1).

$$\text{FO: } \min E_{\text{perdas}} \cdot w_1 + \text{FEC}_{\text{esp}} \cdot w_2 + \text{ENS}_{\text{esp}} \cdot w_3 \quad (6.1)$$

- s.a:
- manter a radialidade da rede;
 - não permitir sobrecarga nos alimentadores e condutores;
 - não violar limites de tensão; e
 - não violar ajustes dos dispositivos de proteção.

Sendo:

E_{perdas}^* , FEC_{esp}^* e ENS_{esp}^* : valores normalizados dos parâmetros de otimização, apresentados na Seção 4.2 (pag. 58); e

w_1 , w_2 e w_3 : pesos dos critérios definidos pelo método AHP (Seção 4.3.3, pag. 69).

As restrições do problema foram detalhadas no Quadro 5.1 (Seção 5.3, pag. 89).

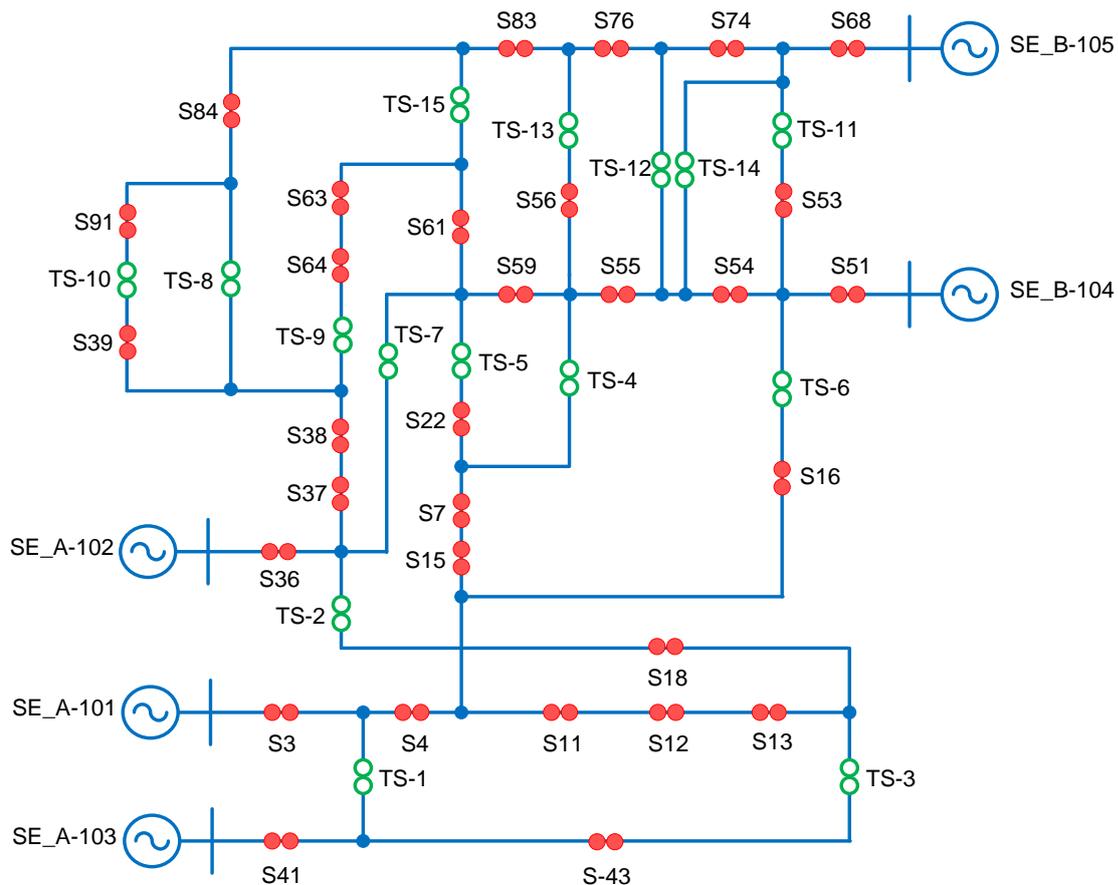


Figura 6.1 – Configuração original da rede de testes.

A demonstração da metodologia está dividida em quatro partes:

- 1ª Etapa de aplicação do algoritmo de Troca de Ramos, na qual cada chave de interligação (normalmente aberta) é testada individualmente, partindo da configuração original da rede;
- Definição dos pesos dos critérios, pelo método AHP;
- Determinação da sequência de chaveamentos, pelos Métodos de Tomada de Decisão. De acordo com os resultados obtidos no item (a) e com os pesos dos critérios definidos em (b), é feita a ordenação da prioridade de teste das chaves de interligação.

d) 2ª Etapa de aplicação do algoritmo de Troca de Ramos, na qual cada chave de interligação é testada novamente, com base na sequência definida no item (c), sem retornar à configuração inicial.

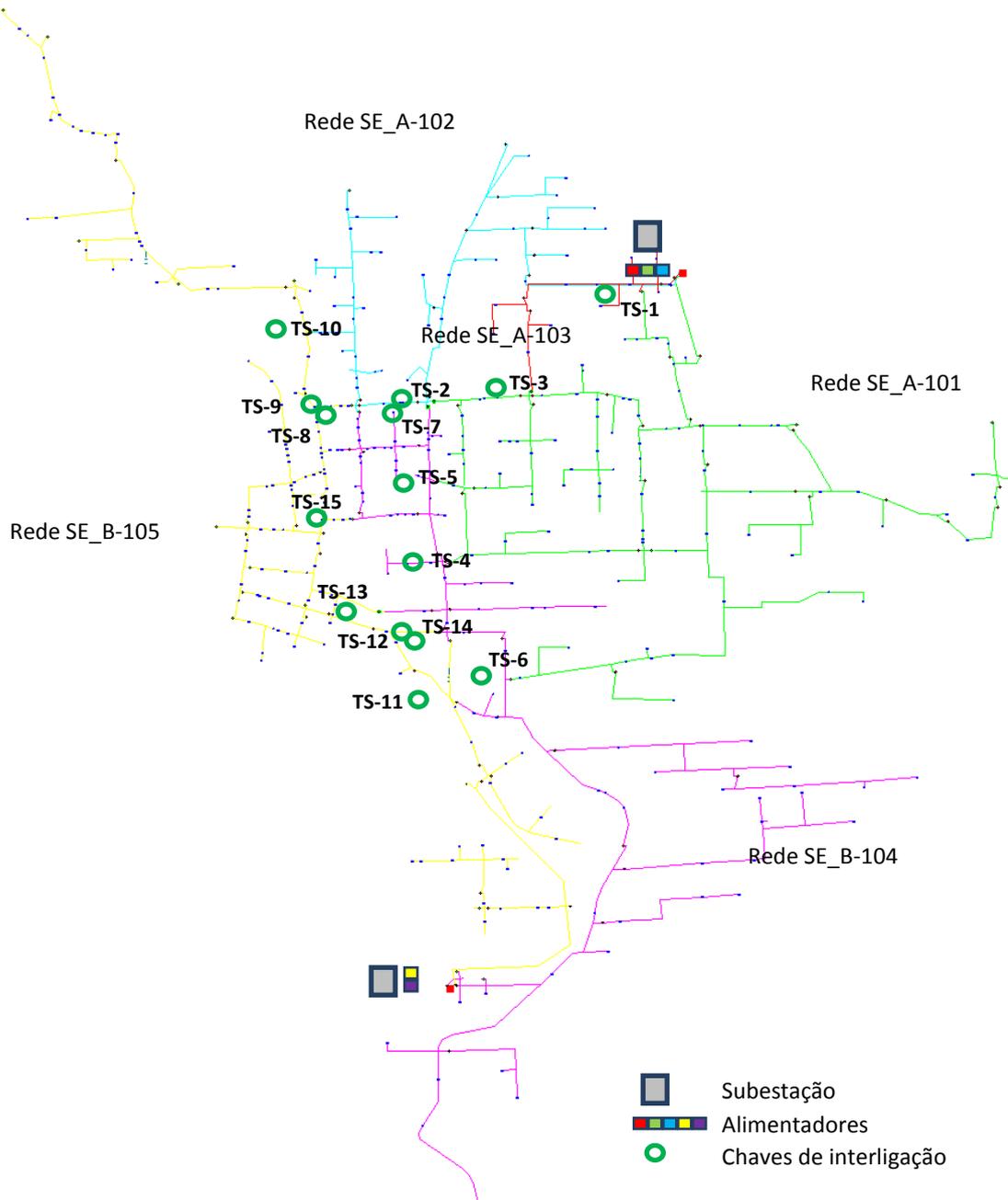
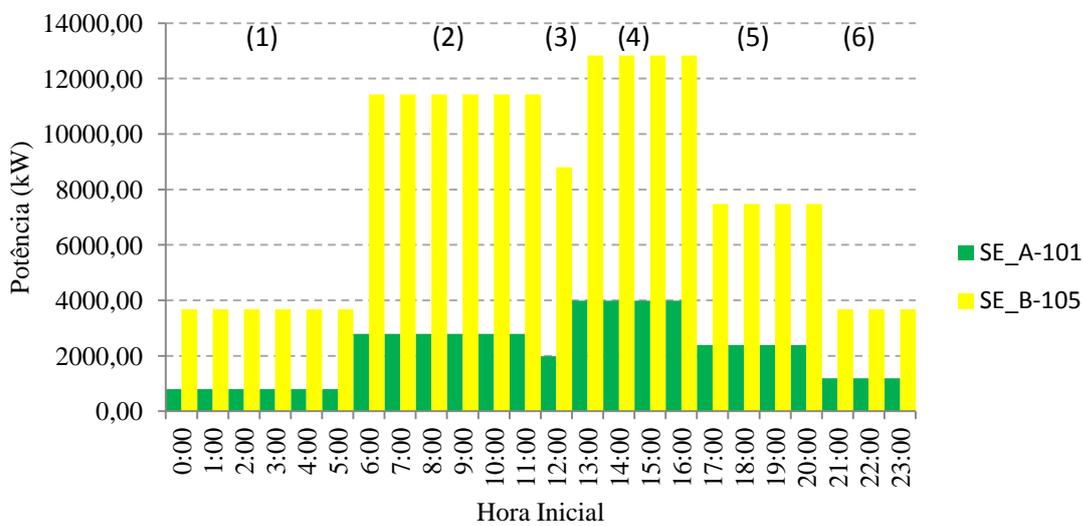


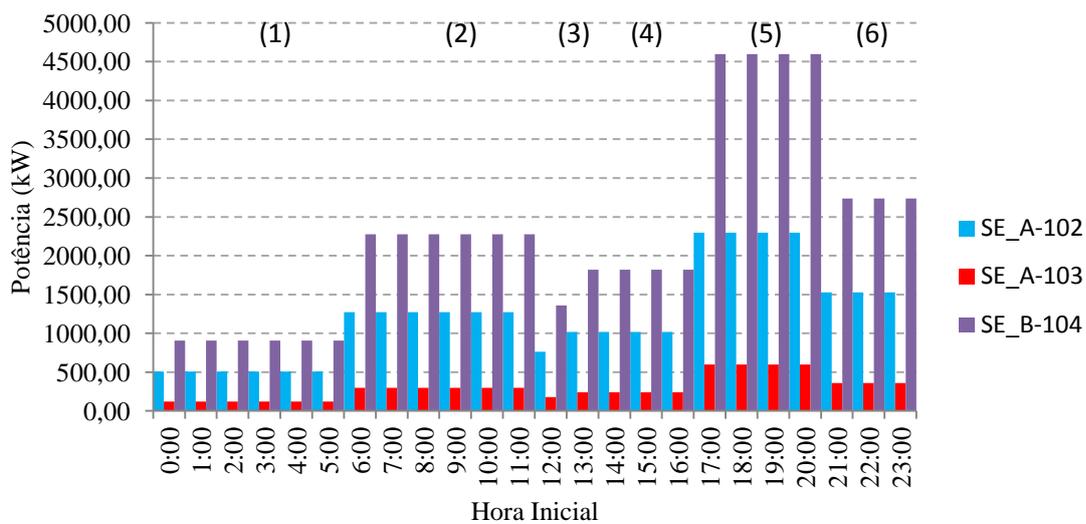
Figura 6.2 – Aspecto da rede de testes completa, no programa ASD.

A simulação do algoritmo de Troca de Ramos foi realizada utilizando-se uma base de dados de carga hipotética, cujos patamares de carga estão representados na Figura 6.3. Os números entre parênteses indicam o período do patamar de carga. Os alimentadores possuem as seguintes características:

- AL SE_A-101: predominantemente industrial;
- AL SE_B-105: predominantemente comercial; e
- AL SE_A-102, SE_A-103 e SE_B-104: predominantemente residencial;



(a)



(b)

Figura 6.3 – Patamares de carga: (a) Alimentadores Industrial e Comercial; (b) Alimentadores Residenciais.

A demonstração do método é feita para o Período 4 (13h às 17h), considerando inicialmente que todas as chaves de interligação estão abertas, conforme Figura 6.1 Posteriormente, é apresentada uma análise da transição do Período 4 para o Período 5 (17h às 21h), considerando que a rede foi reconfigurada no Período 4.

a) 1ª Etapa de aplicação do algoritmo de Troca de Ramos:

Os testes de chaveamento foram feitos de acordo com o fluxograma da Figura 4.2 (Capítulo 4), porém, para cada chave de interligação foram testados os dois sentidos de chaveamento. Os testes também foram feitos observando-se individualmente a evolução positiva de cada indicador da função objetivo (análise individual monocriterial). Os resultados principais estão apresentados na Tabela 6.1, onde constam apenas as configurações finais de cada teste e as configurações em que pelo menos um dos indicadores avaliados apresentou resultado positivo. Os melhores resultados de cada teste estão realçados.

Tabela 6.1– Resultados da aplicação da 1ª etapa de busca heurística na rede de testes, para o 4º período.

Configuração Inicial:					
E_{perda}(kWh): 780,98 FEC_{esp}(falhas/ano): 11,96 ENS_{esp}(MWh/ano): 259,2					
TESTE*	Fechar	Abrir	E_{perda}(kWh)	FEC_{esp}(falhas/ano)**	ENS_{esp}(MWh/ano)
1	TS-1	S3	778,75	11,72	254,8
2	TS-2	S18	778,31	11,82	255,5
	TS-2	S13	777,59	11,70	251,6
	TS-2	S12	781,64	11,67	249,2
3	TS-3	S13	770,58	11,34	247,1
	TS-3	S12	767,08	11,04	241,4
	TS-3	S11	766,75	10,99	240,3
4	TS-7	S59	780,1	11,45	255,5
5	TS-8	S84	446,15	11,27	210,3
6	TS-9	S64	778,58	11,63	256,8
	TS-9	S63	778,51	11,55	256,2
	TS-9	S61	778,69	11,51	255,9
	TS-9	S59	780,91	11,45	255,5
7	TS-10	S91	499,00	11,24	212,8
	TS-10	S84	463,25	11,27	210,5
Base Seleccionada:			446,15	10,99	210,3

* Em cada sequência de testes (1 a 7) a rede é reiniciada com a configuração original.

** Foi adotado o valor fixo de uma taxa de falha por quilômetro, em todas as simulações.

Os testes das chaves TS-4 a TS-6 e TS-11 a TS-15 não constam na tabela, pois não apresentaram resultado positivo. Os números destacados em negrito indicam os melhores resultados individuais de cada teste. As próximas etapas consistem em definir qual a melhor sequência de chaveamento da rede, com base nesses testes individuais.

A Tabela 6.2 apresenta os valores dos critérios normalizados, tomando como base os menores valores encontrados nos testes (C_{base}) e a Equação (6.2):

$$C_{k-opn}^* = \frac{C_{base_k}}{C_{k-opn}} \quad (6.2)$$

Sendo:

k: índice do critério (1: E_{perda} ; 2: FEC_{esp} ; 3: ENS_{esp}); e

n: índice da opção (número do teste).

Tabela 6.2 – Resultados normalizados da aplicação da busca heurística (4º período).

TESTE	Fechar	Abrir	E_{perda}^*	FEC_{esp}^*	ENS_{esp}^*
1	TS-1	S3	0,5729	0,9377	0,8254
2	TS-2	S18	0,5732	0,9298	0,8231
	TS-2	S13	0,5738	0,9393	0,8359
	TS-2	S12	0,5708	0,9417	0,8439
3	TS-3	S13	0,5790	0,9691	0,8511
	TS-3	S12	0,5816	0,9955	0,8712
	TS-3	S11	0,5819	1,0000	0,8752
4	TS-7	S59	0,5719	0,9598	0,8231
5	TS-8	S84	1,0000	0,9752	1,0000
6	TS-9	S64	0,5730	0,9450	0,8189
	TS-9	S63	0,5731	0,9515	0,8208
	TS-9	S61	0,5729	0,9548	0,8218
	TS-9	S59	0,5713	0,9598	0,8231
7	TS-10	S91	0,8941	0,9778	0,9883
	TS-10	S84	0,9631	0,9752	0,9990

b) Definição de pesos dos critérios, pelo método AHP:

Na avaliação da importância entre os critérios a serem otimizados, foi considerado que:

- E_{perda} é moderadamente mais importante que FEC_{esp} e fortemente mais importante que ENS_{esp} ;

- FEC_{esp} é moderadamente mais importante que ENS_{esp} .

Dessa forma, a matriz de julgamento é dada pela Equação (6.3).

$$M = \begin{matrix} & \begin{matrix} C_1 & C_2 & C_3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 3 & 5 \\ 1/3 & 1 & 3 \\ 1/5 & 1/3 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (6.3)$$

Sendo:

C1: critério de minimização de perdas (E_{perda});

C2: critério de minimização de consumidores interrompidos por ano (FEC_{esp}); e

C3: critério de minimização de energia não suprida (ENS_{esp}).

Aplicando a Equação (4.9) obtêm-se os seguintes pesos:

$$w = \begin{bmatrix} 0.64 \\ 0.26 \\ 0.10 \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

A razão de consistência pode ser verificada através da Equação (6.5).

$$CR = \frac{\left(\frac{3,07 - 3}{3 - 1}\right)}{0.52} = 0.0673 \quad (6.5)$$

Como o valor obtido em (6.5) é menor que 0,10, pode-se considerar que a matriz de julgamento é aceitável.

c) Determinação da sequência de chaveamentos pelo Método AHP:

Para a aplicação do método, as funções objetivo foram normalizadas, de acordo com (6.2). Os pesos são definidos pelo método de Saaty descrito na seção “b” e são multiplicados aos valores normalizados das funções objetivo. As sequências são ordenadas do maior valor para o menor valor, de acordo com a Equação (6.6):

$$X^0 = \arg \max \left(\sum_{k=1}^3 \frac{C_{base_k}}{C_{k-op_n}} \cdot w_k \right) \quad (6.6)$$

Sendo:

X^0 : 1, 2, ... n; número do teste que apresentou o maior valor da função entre parênteses.

Os resultados da aplicação do Método AHP são apresentados na Tabela 6.3, onde a coluna “Seq” indica a sequência determinada pelo método, para a próxima etapa de testes.

Tabela 6.3 – Resultados de Aplicação do Método AHP (4º período).

TESTE	Fechar	Abrir	(E _{perda}) [*] ·0,64	(FEC _{esp}) [*] ·0,26	(ENS _{esp}) [*] ·0,1	Soma	Seq
1	TS-1	S3	0,3667	0,2438	0,0825	0,6930	(7)
2	TS-2	S18	0,3669	0,2417	0,0823	0,6909	(4)
	TS-2	S13	0,3672	0,2442	0,0836	0,6950	
	TS-2	S12	0,3653	0,2449	0,0844	0,6945	
3	TS-3	S13	0,3705	0,2520	0,0851	0,7076	(3)
	TS-3	S12	0,3722	0,2588	0,0871	0,7182	
	TS-3	S11	0,3724	0,2600	0,0875	0,7199	
7	TS-7	S59	0,3660	0,2496	0,0823	0,6979	(5)
8	TS-8	S84	0,6400	0,2535	0,1000	0,9935	(1)
9	TS-9	S64	0,3667	0,2457	0,0819	0,6943	(6)
	TS-9	S63	0,3668	0,2474	0,0821	0,6963	
	TS-9	S61	0,3667	0,2483	0,0822	0,6971	
	TS-9	S59	0,3656	0,2496	0,0823	0,6975	
10	TS-10	S91	0,5722	0,2542	0,0988	0,9253	(2)
	TS-10	S84	0,6164	0,2535	0,0999	0,9698	

d) 2ª Etapa de aplicação do algoritmo de Troca de Ramos:

Com a definição da sequência de chaveamento das interligações da rede, o algoritmo de Troca de Ramos é aplicado novamente, porém, após cada etapa da sequência de chaveamento, a rede não retorna à configuração inicial. Essa metodologia foi aplicada para cada uma das sequências obtidas através das duas alternativas de tomada de decisão apresentadas no item (c). A Tabela 6.4 apresenta os resultados. A função F_{obj} representa a

soma dos três parâmetros avaliados, considerando os pesos atribuídos a cada um pelo método AHP, conforme Equação (6.7):

$$F_{obj} = \frac{E_{perdas}}{C_{Base1}} \cdot w_1 + \frac{FEC_{esp}}{C_{Base2}} \cdot w_2 + \frac{ENS_{esp}}{C_{Base3}} \cdot w_3 \quad (6.7)$$

Os valores de base são os mesmos determinados na 1ª etapa de testes, sendo:

$C_{Base1} = 147,45$ kWh (base para E_{perdas});

$C_{Base2} = 10,99$ falhas/ano (base para FEC_{esp}); e

$C_{Base3} = 148,4$ MWh/ano (base para ENS_{esp}).

O algoritmo de busca heurística considera que a reconfiguração melhora os indicadores da rede quando F_{obj} diminui em relação à configuração anterior. A coluna “Reconf.” da Tabela 6.4 indica as manobras a serem executadas para reconfigurar a rede. A Figura 6.4 ilustra a evolução de F_{obj} para cada uma das análises apresentadas na Tabela 6.4; os pontos em destaque indicam as manobras a serem executadas (na ordem abrir/ fechar).

Tabela 6.4- Resultados da aplicação final da busca heurística (4º período).

Fechar	Abrir	E_{perda}(kWh)	FEC_{esp}(falhas/ano)	ENS_{esp}(MWh/ano)	F_{obj}	Reconf.
	Inicial	780,98	11,96	259,2	1,5265	
TS-8	S84	446,15	11,27	210,3	1,0066	*
TS-8	S83	607,64	11,93	227,1	1,2619	
TS-10	S91	444,98	11,27	210,3	1,0049	*
TS-3	S13	434,59	10,65	198,2	0,9696	
TS-3	S12	431,09	10,36	192,5	0,9550	
TS-3	S11	430,76	10,31	191,4	0,9528	*
TS-3	S4	448,53	11,43	209,4	1,0134	
TS-2	S36	408,53	10,75	204,0	0,9374	*
TS-7	S59	432,45	11,20	217,6	0,9888	
TS-9	S64	418,63	10,80	208,2	0,9550	
TS-1	S3	408,27	10,86	206,4	0,9407	

Nessa segunda etapa de aplicação da busca heurística, todas as chaves de interligação são testadas novamente, embora os resultados apresentados na Tabela 6.4 abranjam apenas as

chaves em que houve melhoria dos parâmetros na primeira etapa de testes. Os resultados das demais chaves não foram apresentados porque não reduzem a função F_{obj} .

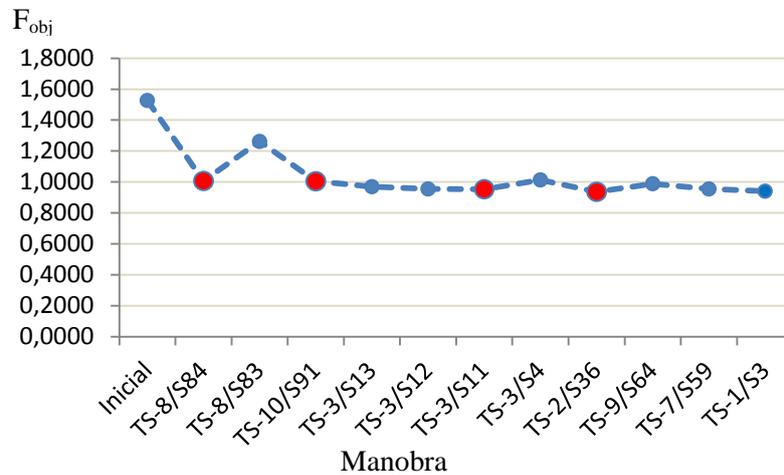


Figura 6.4 – Evolução de F_{obj} .

A Tabela 6.5 apresenta uma síntese dos resultados da aplicação do método de busca e de tomada de decisão proposto.

Tabela 6.5- Síntese dos resultados de otimização da rede para o 4º período.

	$E_{perda}(kWh)$	$FEC_{esp}(falhas/ano)$	$ENS_{esp}(MWh/ano)$
Topologia inicial	780,98	11,96	259,2
Valor mínimo encontrado (análise monocriterial)	408,27	10,31	191,4
Topologia final	408,53	10,75	204,0
Redução	47,7%	10,1%	21,3%

A Figura 6.5 apresenta a configuração final da rede, no 4º período.

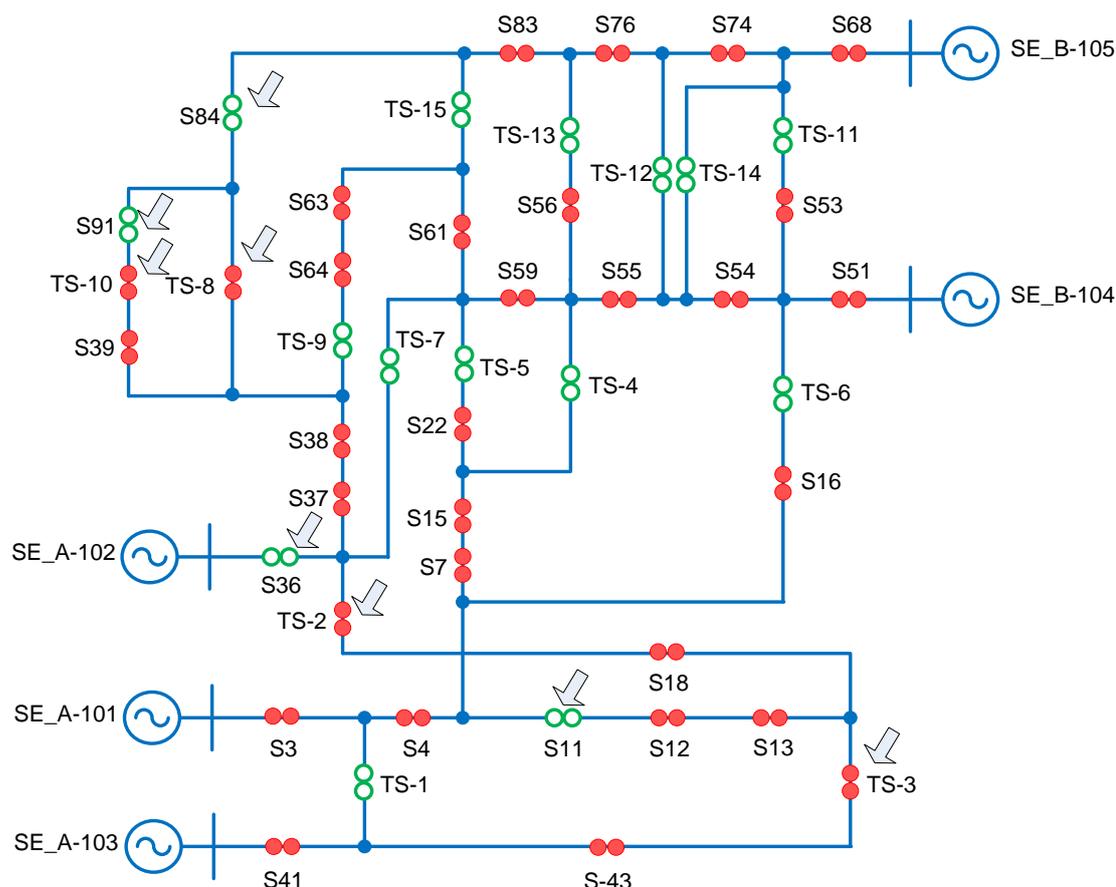


Figura 6.5 – Configuração final da rede de testes.

Observa-se que existem configurações em que os indicadores, quando avaliados individualmente, podem apresentar valores menores do que os encontrados na configuração final. A definição dos pesos, nesse caso, é determinante para definir se a melhor configuração para um critério compensa o desempenho pior dos demais critérios.

Além da minimização da função objetivo, é possível observar que a configuração final apresenta um melhor balanceamento das cargas entre as subestações. Além disso, a diminuição significativa da carga no alimentador SE_B-105 também apresenta um impacto positivo nos níveis de tensão da rede. A Figura 6.6 ilustra a distribuição percentual da carga entre os alimentadores, antes e após a reconfiguração. Observa-se, no primeiro gráfico, que a carga inicial da Subestação B (somando-se a carga de AL SE_B-104 e AL SE_B-105) corresponde a 74% da carga total da rede. Após a reconfiguração, esse percentual diminuiu para 49%, aproximando-se do equilíbrio com a carga da Subestação A.

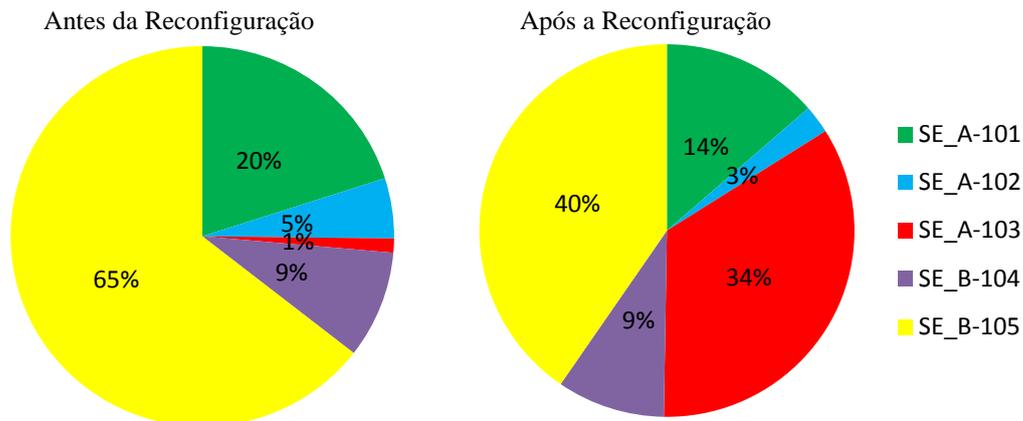


Figura 6.6 – Distribuição percentual de cargas antes e após a reconfiguração.

Deve-se ressaltar que as reconfigurações propostas nessa demonstração não violam os limites de carregamento e tensão para a operação em regime da rede, embora não tenha sido dado destaque a esse ponto durante a demonstração do método. As análises das restrições devem ainda incluir a verificação da necessidade de ajuste de equipamentos de proteção e os transitórios de corrente e tensão durante as manobras de paralelismo dos alimentadores.

Para exemplificar a análise considerando a transição dos patamares de carga, a metodologia foi reaplicada para o período 5 (17h - 21h), tomando a rede reconfigurada no período 4 como configuração inicial. Nesse caso, a análise é feita a partir das chaves abertas que interligam os alimentadores. Os resultados das etapas de aplicação da metodologia estão apresentados nas tabelas a seguir. A Tabela 6.6 apresenta as configurações individuais que apresentaram resultado positivo (ou seja, melhoria em pelo menos um dos critérios avaliados) na primeira etapa de aplicação da busca heurística.

Tabela 6.6 – Resultados da aplicação da 1ª etapa de busca heurística (5º período).

Configuração Inicial:					
E_{perda}(kWh): 259,58 FEC_{esp}(falhas/ano): 10,75 ENS_{esp}(MWh/ano): 186,6					
TESTE	Fechar	Abrir	E_{perda}(kWh)	FEC_{esp}(falhas/ano)	ENS_{esp}(MWh/ano)
1	TS-2	S36	289,69	10,31	180,5
2	S11	S13	254,06	10,55	181,2
3	TS-4	S55	241,18	11,06	187,6
4	TS-5	S59	226,73	10,66	182,1
5	S84	TS-8	274,12	10,65	185,3
6	TS-9	S-64	252,66	10,80	187,3
7	S91	TS-10	258,27	10,75	186,6
8	TS-11	S53	256,49	10,68	185,6
9	TS-13	S56	258,54	10,72	186,2
10	TS-15	S61	269,93	10,62	185,4
Base Seleccionada:			226,73	10,31	180,5

A partir da Tabela 6.6, os valores são normalizados com base nos melhores resultados (base selecionada), conforme apresentado na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Resultados normalizados da aplicação da busca heurística (5º período).

TESTE	Fechar	Abrir	E_{perda}^*	FEC_{esp}^*	ENS_{esp}^*
1	TS-2	S36	0,7827	1,0000	1,0000
2	S11	S13	0,8924	0,9773	0,9961
3	TS-4	S55	0,9401	0,9322	0,9622
4	TS-5	S59	1,0000	0,9672	0,9912
5	S84	TS-8	0,8271	0,9681	0,9741
6	TS-9	S-64	0,8974	0,9546	0,9637
7	S91	TS-10	0,8779	0,9591	0,9673
8	TS-11	S53	0,8840	0,9654	0,9725
9	TS-13	S56	0,8770	0,9618	0,9694
10	TS-15	S61	0,8400	0,9708	0,9736

A Tabela 6.8 apresenta o resultado da aplicação do método AHP, que define a ordem com que as manobras devem ser testadas na segunda etapa de aplicação da busca heurística.

Tabela 6.8 – Resultados de Aplicação do Método AHP (5º período).

TESTE	Fechar	Abrir	(E _{perda}) * 0,64	(FEC _{esp}) * 0,26	(ENS _{esp}) * 0,1	Soma	Seq
1	TS-2	S36	0,5009	0,2600	0,1000	0,8609	(10)
2	S11	S13	0,5712	0,2541	0,0996	0,9249	(3)
3	TS-4	S55	0,6017	0,2424	0,0962	0,9402	(2)
4	TS-5	S59	0,6400	0,2515	0,0991	0,9906	(1)
5	S84	TS-8	0,5294	0,2517	0,0974	0,8785	(9)
6	TS-9	S-64	0,5743	0,2482	0,0964	0,9189	(4)
7	S91	TS-10	0,5618	0,2494	0,0967	0,9079	(7)
8	TS-11	S53	0,5657	0,2510	0,0973	0,9140	(5)
9	TS-13	S56	0,5613	0,2501	0,0969	0,9083	(6)
10	TS-15	S61	0,5376	0,2524	0,0974	0,8873	(8)

O resultado final da busca heurística para o 5º período está apresentado na Tabela 6.9. As manobras a serem efetuadas estão indicadas com um asterisco, na coluna “Reconf.”.

Tabela 6.9 – Resultados da aplicação final da busca heurística (5º período).

Fechar	Abrir	E _{perda} (kWh)	FEC _{esp} (falhas/ano)	ENS _{esp} (MWh/ano)	F _{obj}	Reconf.
Inicial		259,58	10,75	186,6	1,0927	
TS-5	S59	226,73	10,66	182,1	1,0097	*
TS-4	S55	241,08	11,06	187,6	1,0634	
S11	S12	226,33	10,65	181,5	1,0080	
S11	S13	225,43	10,71	180,8	1,0066	*
S11	TS-3	341,71	15,78	263,5	1,5085	
TS-9	S64	229,17	10,60	180,1	1,0140	
TS-11	S53	228,32	10,71	181,1	1,0149	
TS-13	S-56	227,52	10,72	181,2	1,0130	
S91	TS-10	224,13	10,71	180,8	1,0029	*
TS-15	S61	253,62	10,48	179,9	1,0799	
S84	TS-8	314,04	11,46	202,1	1,2874	
S36	TS-2	260,55	10,81	183,4	1,1097	
TS-1	S-3	223,2	10,66	180,8	0,9990	*
TS-6	S16	225,17	10,36	178,2	0,9956	*

A Tabela 6.10 apresenta uma síntese dos resultados obtidos no 5º período.

Tabela 6.10 – Síntese dos resultados de otimização da rede para o 5º período.

	$E_{\text{perda}}(\text{kWh})$	$\text{FEC}_{\text{esp}}(\text{falhas/ano})$	$\text{ENS}_{\text{esp}}(\text{MWh/ano})$
Topologia inicial	259,58	10,75	186,6
Valor mínimo encontrado (análise monocriterial)	223,2	10,36	178,2
Topologia final	225,17	10,36	178,2
Redução	13,3%	3,6%	4,5%

As reduções percentuais são menores nessa segunda análise, pois a configuração inicial da rede já havia sido otimizada no período anterior. Além disso, o número esperado de interrupções, que afeta os indicadores FEC_{esp} e ENS_{esp} , não muda de um patamar para outro, o que contribui para que a redução desses indicadores seja menor. A Figura 6.7 ilustra a evolução das perdas totais de energia ao longo dos dois patamares de carga analisados.

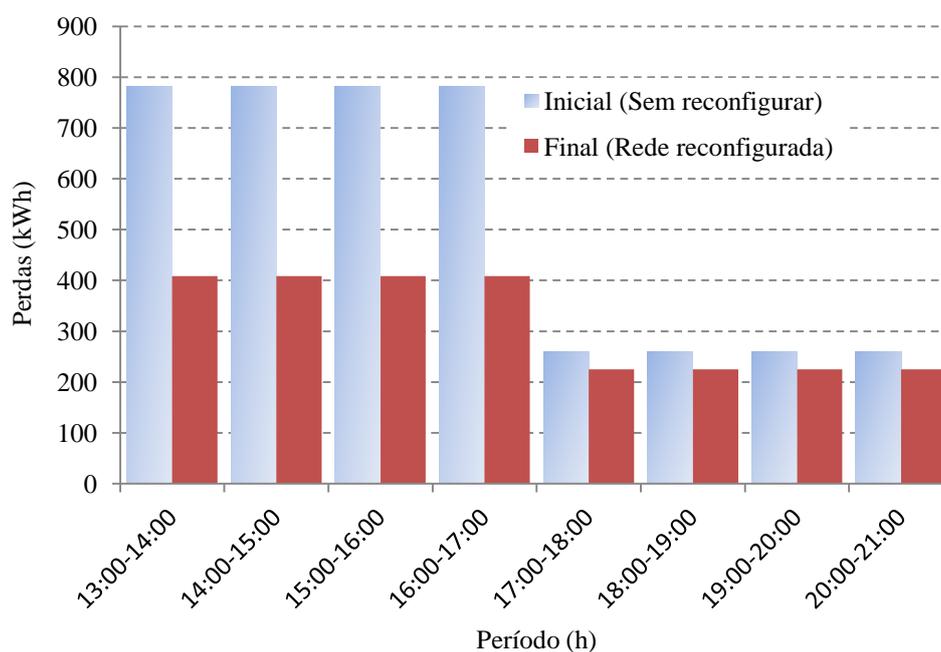


Figura 6.7 – Perdas totais de energia nos períodos dos patamares de carga 4 e 5.

Os valores do 5º período (17h – 21h) na Figura 6.7 foram obtidos considerando a rede final obtida no 4º período como rede inicial para análise.

6.2 Metodologia de Análise de Paralelismo

A demonstração e validação da metodologia de análise do paralelismo de alimentadores está dividida em três partes:

- a) Validação do Retentor de Ordem Zero;
- b) Análise da simplificação do circuito da rede; e
- c) Demonstração da análise de paralelismo na rede de testes.

6.2.1 Validação do Retentor de Ordem Zero

A implementação do método do Retentor de Ordem Zero para determinar o vetor de estado do modelo proposto foi testada com o programa desenvolvido e em comparação com uma simulação do circuito simplificado da rede no programa ATP.

Ressalta-se que o objetivo do programa desenvolvido é determinar os valores de pico de tensão e corrente da análise em regime transitório e permanente. A forma de onda das variáveis não é relevante para a análise de restrições. A Figura 6.8 ilustra o resultado da validação para a forma de onda de corrente na chave S1 (NA).

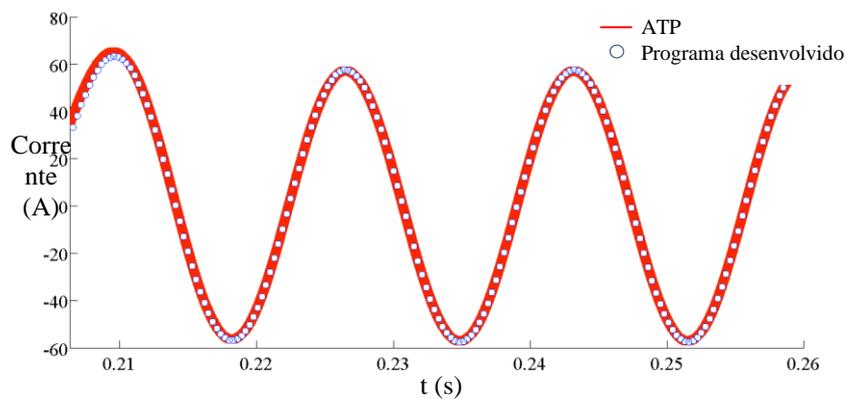


Figura 6.8 – Comparação da simulação do circuito simplificado da rede no programa desenvolvido com a simulação do circuito no ATP.

A validação do método do Retentor de Ordem Zero foi realizada para as demais variáveis do vetor de estados. A diferença entre os resultados obtidos com o programa desenvolvido e os resultados obtidos através da simulação no programa ATP foi inferior a 0,1%.

6.2.2 Análise da simplificação do circuito

Na segunda etapa de validação da metodologia, foram simuladas diversas situações de carga nos alimentadores, e foi realizada uma comparação entre os resultados no ATP considerando o modelo completo da rede e o modelo simplificado proposto. A Tabela 6.11 apresenta dois exemplos de resultados de simulação de paralelismo: um no qual não há violação dos limites de corrente da rede, e outro no qual há violação da corrente em um dos alimentadores. Os valores apresentados na tabela correspondem aos valores máximos de corrente observados durante o paralelismo.

Tabela 6.11 – Comparação entre a corrente máxima no modelo completo da rede e no modelo simplificado proposto.

	AL1 Limite: 271A	AL2 Limite: 314A	Chave NA Limite: 400A	Chave NF Limite: 400A
1º caso: sem violação				
Completo	158,24 A	58,61 A	43,59 A	74,24 A
Simplificado	152,01 A	59,78 A	38,73 A	68,11 A
Diferença	6,23 A	1,17 A	4,86 A	6,13 A
2º caso: com violação				
Completo	290,18 A	172,92 A	193,42 A	218,10 A
Simplificado	284,21 A	169,45 A	188,54 A	212,61 A
Diferença	5,97 A	3,47 A	4,88 A	5,49 A

As diferenças observadas nas verificações podem ser consideradas de pequena intensidade, levando em conta a ordem de grandeza das correntes normais de operação da rede e dos limites dos condutores.

6.2.3 Metodologia de análise de paralelismo proposta

Para exemplificar a aplicação do método proposto para análise do paralelismo de alimentadores, é considerado o circuito da rede apresentado na Figura 6.1, no qual é executado o seguinte chaveamento: fechar TS-8, abrir S84. Dessa forma, os circuitos dos alimentadores SE_A-102 e SE-B-105 são colocados momentaneamente em paralelo. O desenho esquemático da rede simplificada está apresentado na Figura 6.9.

O circuito foi simulado no programa ASD, de onde se extraíram os valores das potências nas cargas. Do banco de dados da rede, se obtêm os valores da impedância da rede nos trechos entre os alimentadores e as chaves, e os limites de corrente da rede. Os dados de entrada para a análise do paralelismo estão apresentados na Tabela 6.12.

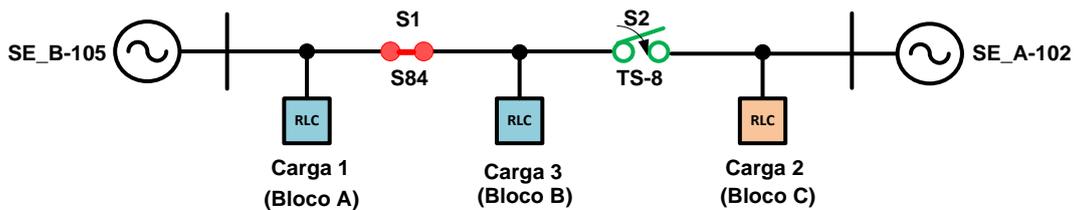


Figura 6.9 – Esquema do circuito simplificado da rede de teste.

Tabela 6.12 – Dados de entrada para a análise de paralelismo de alimentadores.

	Carga	Impedância da Rede (Ω)	Tipo de condutor e capacidade (rms)	Limite de Corrente (rms)
Bloco A	$P_{\text{carga}_1} = 4.369,7 \text{ kW}$ $Q_{\text{carga}_1} = 598,9 \text{ kVAr}$	$R = 0,8636\Omega$ $X = 1,2143j\Omega$	3#336.4CA 419 A	335,2 A
Bloco B	$P_{\text{carga}_3} = 2438,4 \text{ kW}$ $Q_{\text{carga}_3} = 141,0 \text{ kVAr}$	$R/2 = 0,0910\Omega$ $X/2 = 0,1033j\Omega$	3#3/0CA 271 A	216,8 A
Bloco C	$P_{\text{carga}_2} = 2525,4 \text{ kW}$ $Q_{\text{carga}_2} = 776,2 \text{ kVAr}$	$R = 0,5584\Omega$ $X = 0,7192j\Omega$	3#336.4CA 419 A	335,2 A

A impedância da carga é calculada de acordo com a Equação (6.8):

$$Z_{carga} = \frac{\left(\frac{13,8kV}{\sqrt{3}}\right)^2}{\frac{(P_{carga} + j \cdot Q_{carga})^*}{3}} = R_{carga} + j \cdot X_{carga} \quad (6.8)$$

Sendo que 13,8 kV é a tensão nominal de linha da rede, e os fatores $1/\sqrt{3}$ e $1/3$ são relativos à conversão da tensão de linha para tensão de fase, e da potência trifásica para potência monofásica, respectivamente. Os valores calculados a serem utilizados nas matrizes de resolução do método Retentor de Ordem Zero são dados na Expressão (6.9):

$$\begin{array}{lll} R_1 = 0,8636 \Omega & R_3 = R_4 = 0,091 \Omega & R_2 = 0,5584 \Omega \\ L_1 = 3,221 \text{ mH} & L_3 = L_4 = 0,274 \text{ mH} & L_2 = 1,907 \text{ mH} \\ R_{c1} = 42,7783 \Omega & R_{c3} = 77,8401 \Omega & R_{c2} = 62,9008 \Omega \\ L_{c1} = 15,5523 \text{ mH} & L_{c3} = 11,9392 \text{ mH} & L_{c2} = 56,174 \text{ mH} \\ C_{c1} = 0 \text{ F} & C_{c3} = 0 \text{ F} & C_{c2} = 0 \text{ F} \end{array} \quad (6.9)$$

Os resultados das simulações são apresentados nas Tabelas 6.13 e 6.14. A primeira parte da verificação da metodologia consiste em comparar os dados em regime permanente do circuito simulado no ASD com os dados da simulação do circuito simplificado, para atestar a representatividade do circuito proposto. A Tabela 6.13 apresenta a comparação das correntes nos alimentadores e nas chaves, onde se verifica que a diferença percentual entre os modelos é menor que 7%. Os valores apresentados na Tabela 6.14 incluem a análise transitória da rede simplificada.

Tabela 6.13 – Comparação dos valores em regime permanente entre a rede completa simulada no ASD e a rede simplificada.

Parâmetro	Reg. perman. antes do Paral.			Reg. perman. depois do Paral.		
	ASD	Circ. Simplif.	Dif.	ASD	Circ. Simplif.	Dif.
I ₁ (A)	286,4	275,8	10,6	179,8	179,7	0,1
I ₂ (A)	110,5	118,0	7,5	214,5	215,3	0,8
I _{S1} (A)	105,2	98,4	6,8	0,0	0,0	0,0
I _{S2} (A)	0,0	0,0	0,0	104,5	100,0	4,5

Tabela 6.14 – Resultados da simulação do paralelismo de alimentadores.

Parâmetro	Regime perm. antes do paral. (rms)	Transiente máx. durante paral. (rms)	Regime perm. durante paral. (rms)	Regime perm. após paral. (rms)
I_1 (A)	275,81	159,24	158,11	179,76
I_2 (A)	118,02	249,50	236,78	215,27
I_{S1} (A)	98,34	23,88	23,74	0,00
I_{S2} (A)	0,00	136,98	122,85	100,03
V_{carga_1} (kV)	13,31	13,49	13,50	13,47
V_{carga_2} (kV)	13,30	13,50	13,50	13,52
V_{carga_3} (kV)	13,64	13,52	13,52	13,54

A Figura 6.10 ilustra o transitório de corrente ocorrido no alimentador 2 (AL SE_A-102), em valores instantâneos. Observa-se que, durante o paralelismo, a corrente no alimentador é maior que em regime permanente.

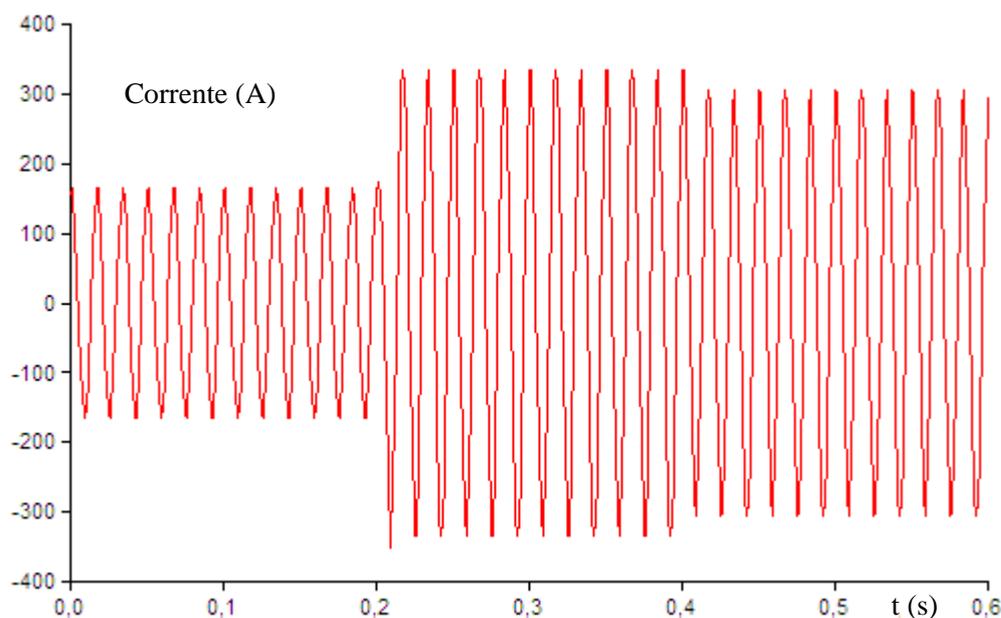


Figura 6.10 – Simulação do transitório de corrente no alimentador AL SE_A-102.

O Quadro 6.1 apresenta a análise das restrições da operação de reconfiguração da rede e o resultado para o exemplo analisado.

Grandeza verificada	Limite	Situação
Defasagem angular na chave NA: 0,43°	3°	Ok.
Diferença de tensão na chave NA: 320,57 V	1 kV	Ok.
Corrente máxima no circuito: I ₁ = 275,81 A I ₂ = 249,5 A I _{S1} = 98,34 A I _{S2} = 136,8 A	I ₁ = 419 A I ₂ = 419 A I _{S1} = 400 A I _{S2} = 400 A	Ok.
Limite de Corrente Alimentadores: I ₁ = 275,81 A Chaves: I _{S2} = 136,8 A	Alimentadores: 335,2 A Chaves: 320 A	Ok.
Tensão mínima na carga: V _{carga_1} = 13,31 kV V _{carga_2} = 13,30 kV V _{carga_3} = 13,52 kV	12,69 kV	Ok.

Quadro 6.1 – Análise do paralelismo de alimentadores.

Observa-se no Quadro 6.1 que, para o exemplo apresentado, não há violação das restrições e, nesse caso, a manobra poderia ser executada.

6.3 Interface com o Sistema Supervisório

Essa seção do trabalho reúne as informações relacionadas à comunicação do programa de reconfiguração desenvolvido com um sistema supervisório. Os aspectos gerais são abordados, sem especificar padrões das concessionárias e/ou fabricantes dos equipamentos e desenvolvedores de supervisórios.

A Figura 6.11 apresenta a interface de entrada necessária entre o sistema desenvolvido e a base de dados da concessionária.

Os dados em tempo real são obtidos a partir da leitura das Unidades Terminais Remotas (UTR), e servem para atualizar os cálculos do fluxo de potência da rede, que são feitos, inicialmente, com base nos arquivos de dados históricos das medições. Os dados históricos também são utilizados na verificação dos patamares de carga, que são calculados com base nos registros da semana anterior à análise.

A partir do Sistema de Informação Geográfica (GIS), é possível traçar o diagrama da rede, com a localização exata dos dispositivos (chaves, disjuntores, etc.), alimentadores e cargas (transformadores de distribuição).

O banco de dados de falhas é acessado para se obter a taxa de falha anual por quilômetro de cada trecho da rede. As informações de cadastro dos equipamentos, condutores e consumidores são acessadas a partir do banco de dados geral da concessionária. Essas informações são necessárias para a criação do modelo completo da rede.

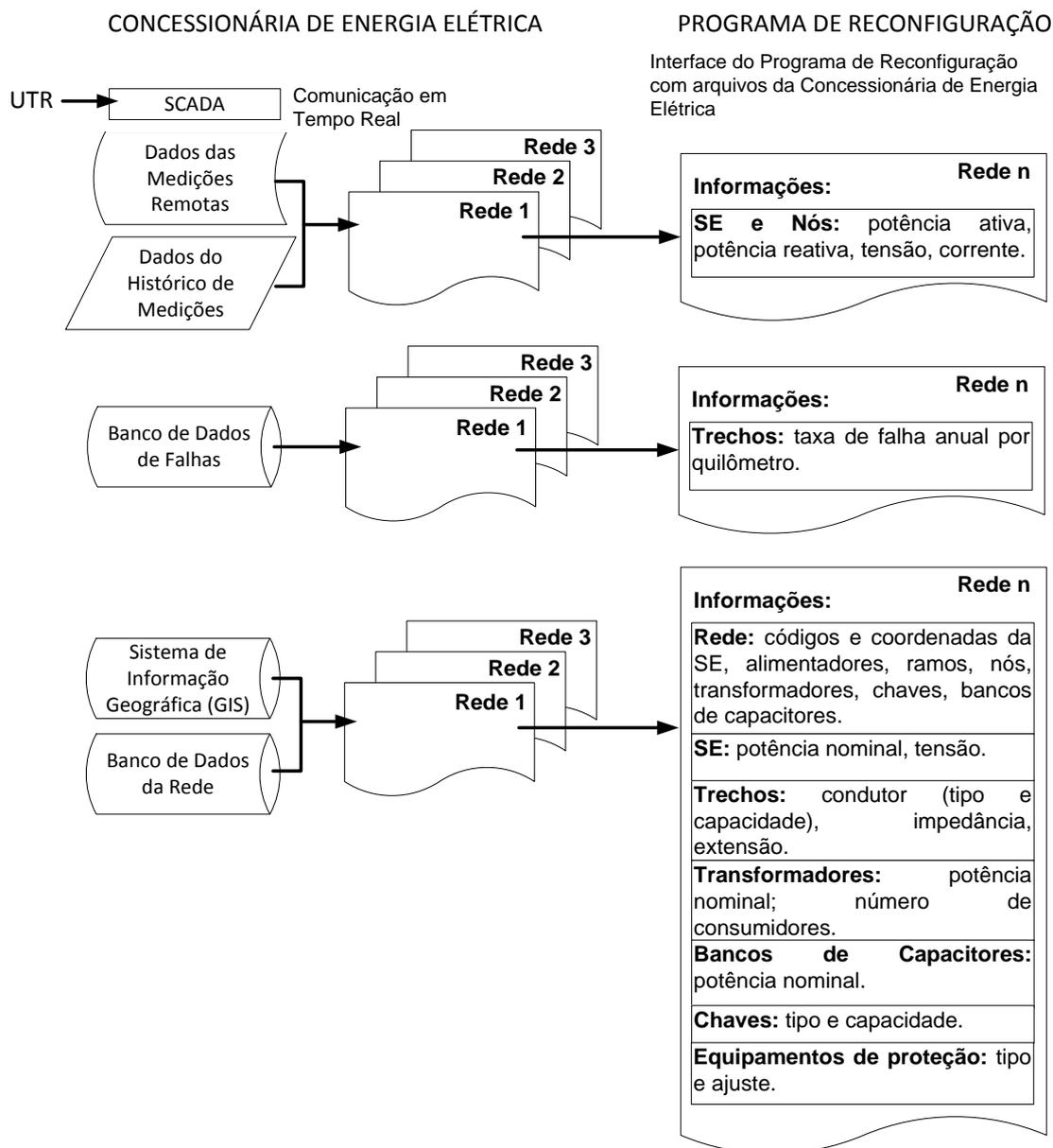


Figura 6.11 – Relação das informações necessárias da concessionária de energia para a execução do programa de reconfiguração proposto.

Além do acesso aos arquivos dos bancos de dados e medições remotas, o programa também deve ter uma interface de comunicação com o operador do sistema (usuário), que pode definir padrões de entrada, realizar simulações da rede, ou interagir em tempo real com os dispositivos da rede, através da interface com o sistema supervisório. A Figura 6.12 ilustra a interface do programa com o operador e a interface de saída do programa com o sistema supervisório da concessionária.

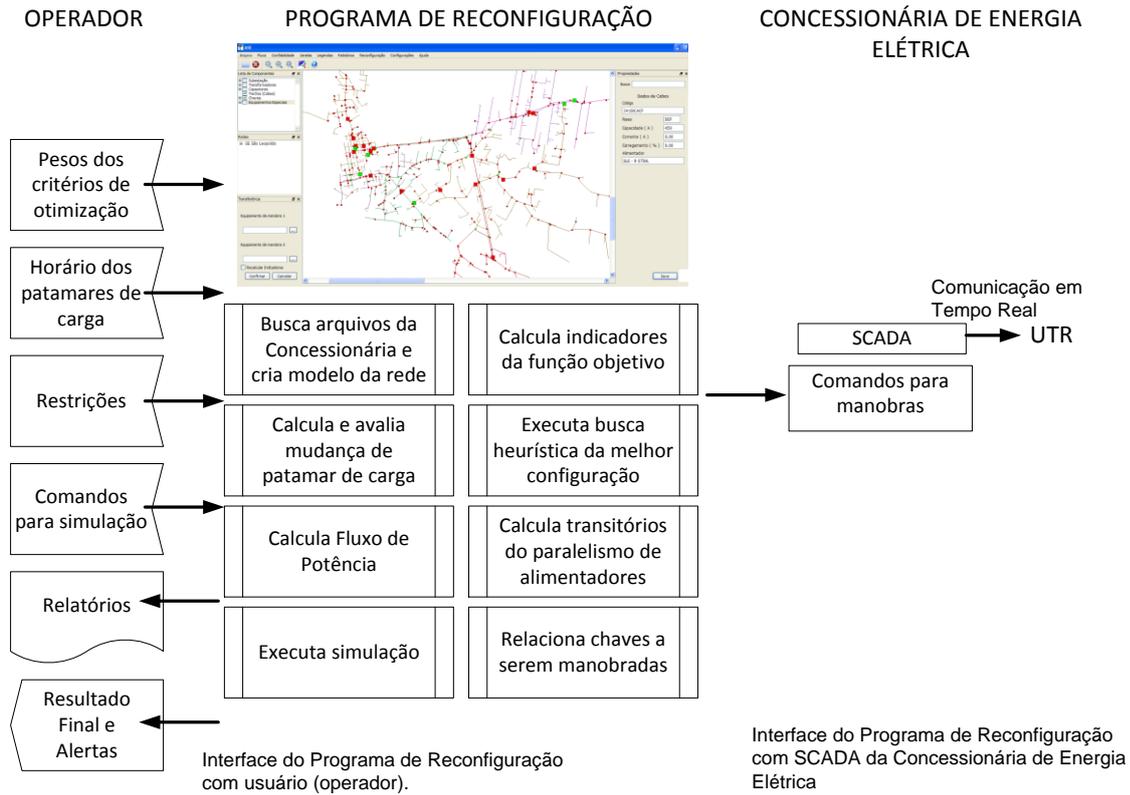


Figura 6.12 – Estrutura do programa de reconfiguração, e interface com operador e chaves.

Na Figura 6.12 destaca-se a divisão do programa desenvolvido em módulos, responsáveis pelas diferentes funções executadas para reconfigurar a rede.

A Figura 6.13 ilustra o aspecto geral do programa de reconfiguração desenvolvido a partir das metodologias apresentadas nessa tese.

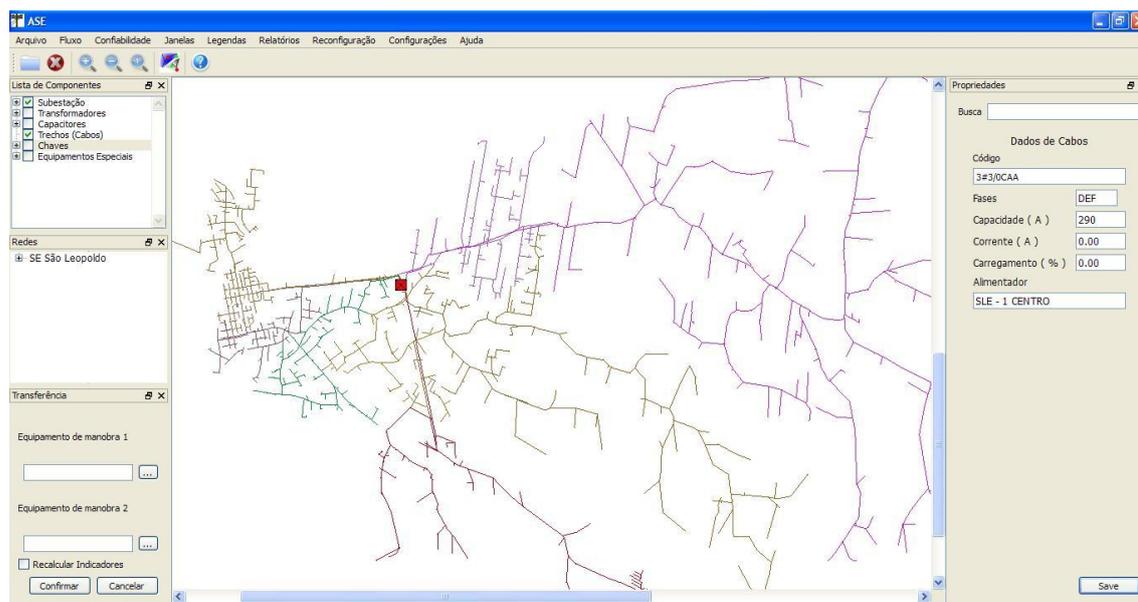


Figura 6.13 – Tela principal do programa de reconfiguração.

A partir de diversos testes feitos com o programa, verificou-se que o tempo médio de execução de uma análise de reconfiguração está na faixa de 1 a 2 min, dependendo do número de chaves da rede simulada. Os testes foram feitos em um computador pessoal de 2,53 GHz/ 2,86 GB RAM. Esse tempo pode ser considerado pequeno, levando em conta que a análise dos patamares de carga é feita em intervalos na escala de horas.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse trabalho foi apresentada uma metodologia para reconfiguração automática com monitoramento em tempo real de redes de distribuição, no contexto das Redes Elétricas Inteligentes. O trabalho pode ser dividido em duas partes principais: análise da configuração da rede para atender a múltiplos critérios de otimização, e análise do paralelismo de alimentadores. O algoritmo de otimização proposto consiste em uma busca heurística baseada no Método de Troca de Ramos; a análise multicriterial empregou o método AHP para definir a prioridade das sequências de manobras. A análise de paralelismo proposta visa identificar transitórios de corrente ou tensão durante as manobras. Os sinais contínuos das variáveis monitoradas são construídos a partir do método de Retenção de Ordem Zero, aplicado a um conjunto de matrizes que modelam os circuitos simplificados dos alimentadores a serem ligados em paralelo. A seguir, são apresentadas as conclusões do trabalho e sugestões de continuidade.

7.1 Conclusões

A metodologia proposta parte de duas premissas: a) a divisão da curva de demanda diária dos alimentadores em períodos com patamares de carga definidos e; b) a consideração de que apenas as chaves telecomandadas são analisadas. A primeira premissa tem a finalidade de evitar chaveamentos frequentes na rede e a segunda premissa é condição fundamental para que as manobras sejam realizadas automaticamente, sem a necessidade de deslocamento de equipes.

Com a aplicação da metodologia de otimização, foi demonstrado que é possível melhorar indicadores de desempenho da rede, como redução de perdas de energia, redução da frequência de interrupções esperada por ano e redução da energia não suprida esperada por ano. O método AHP é adequado para a análise multicriterial dos indicadores a serem otimizados.

A partir de diversas simulações do paralelismo de alimentadores, foi constatado que o modelo simplificado proposto para análise apresenta boa representatividade da rede completa original. De modo geral, as diferenças de corrente elétrica entre os modelos completo e

simplificado, nos alimentadores e chaves a serem manobradas, foi na ordem de grandeza de unidades de ampères.

Em comparação com outras metodologias de reconfiguração de rede, como aquelas baseadas em métodos matemáticos, busca exaustiva e algoritmos genéticos, a metodologia proposta apresenta as seguintes vantagens:

- O espaço de busca da solução ótima é reduzido, pois as opções de manobras proibidas (que não mantêm a radialidade da rede) são naturalmente descartadas pelo programa;

- O menor número de opções a serem testadas faz com que o tempo de processamento da análise de reconfiguração seja pequeno; além disso, a metodologia não apresenta problemas de convergência.

- A metodologia é independente do modelo da rede, sendo que essa pode sofrer alterações, como expansão e instalação de novos equipamentos, sem necessidade de alteração do programa.

- A interface com o operador é simples, sendo requisitados parâmetros de uso comum no meio de trabalho, como limites de operação dos equipamentos e os indicadores a serem priorizados na análise.

O Apêndice C apresenta uma comparação da metodologia desenvolvida com a Busca Exaustiva e com a resolução pelo Problema de Transporte, usando uma rede de testes hipotética de menor porte. Como desvantagem, devido à redução do espaço de busca, é possível que a solução final encontrada não seja a melhor configuração, embora ela atenda à função objetivo. Uma maneira de testar a solução final encontrada é usá-la como configuração inicial, e reaplicar a busca heurística partindo da análise individual de cada ponto de interligação.

Diante da crescente implantação das Redes Inteligentes no mundo, esse trabalho contribui para a rápida adaptação das redes de distribuição a variações dinâmicas dos cenários de geração e demanda das redes.

Os resultados obtidos indicam a viabilidade de aplicação do trabalho em uma rede real de uma concessionária de energia.

7.2 Contribuições inovadoras da tese

Diante da revisão bibliográfica realizada, pode-se destacar como contribuições inovadoras desse trabalho, em relação à reconfiguração de redes de distribuição:

- nova metodologia de análise de reconfiguração, baseada na busca heurística da melhor configuração, e na aplicação do método AHP para análise multicriterial;
- utilização de patamares de carga na análise de reconfiguração em regime normal de operação, obtido a partir do monitoramento em tempo real da rede;
- criação de uma metodologia para estimação de transitórios durante o paralelismo de alimentadores, baseada na aplicação de um Retentor de Ordem Zero em um modelo simplificado das redes, obtido a partir do monitoramento em tempo real da rede;
- inclusão de restrições específicas relacionadas à análise de paralelismo de alimentadores, na metodologia de reconfiguração, de forma a permitir a reconfiguração de modo automático;
- comunicação dos programas de análise da reconfiguração (otimização da rede e paralelismo de alimentadores) com um sistema SCADA, para permitir a reconfiguração de modo automático.

7.3 Sugestões de continuidade do trabalho

Dentre as possibilidades de continuidade do trabalho apresentado nessa tese, sugere-se:

- análise do impacto de elementos das Redes Elétricas Inteligentes na definição dos períodos dos patamares de carga; nesse ponto, inclui-se: utilização de curvas típicas de geração distribuída, análise de hábitos de consumo diante de tarifações dinâmicas, utilização de curvas de carga de veículos elétricos, considerando a expansão desse tipo de carga no sistema;
- análise de sensibilidade da demanda dos alimentadores, como forma de determinar o melhor momento de iniciar a análise de reconfiguração;

- utilização de métodos aprimorados para previsão de demanda, como modelos de séries temporais, a serem utilizados no fator de correção dos patamares de carga do método proposto.

7.4 Publicações de trabalhos relacionados à tese

- Em Congressos, Simpósios e Conferências:

- 1) BERNARDON, D. P., PFITSCHER, L. L., CANHA, L. N., GARCIA, V. J., SPERANDIO, M., COMASSETTO, L., RAMOS, M. **Desenvolvimento de Sistemas Inteligentes para Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição.** XII SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, Mai, 2012.
- 2) PFITSCHER, L. L., BERNARDON, D. P., CANHA, L. N., MONTAGNER, V. F., COMASSETTO, L., RAMOS, M. **Estudos de Paralelismo de Alimentadores para Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição.** IV SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Goiânia, Mai, 2012.
- 3) PFITSCHER, L. L., BERNARDON, D. P., CANHA, L. N., MONTAGNER, V. F., COMASSETTO, L., RAMOS, M. **Intelligent System for Automatic Reconfiguration of Distribution Networks.** IEEE EAIS - Conference on Evolving and Adaptive Intelligent Systems, Madrid, Mai, 2012.
- 4) PFITSCHER, L. L., BERNARDON, D. P., CANHA, L. N., MONTAGNER, V. F., COMASSETTO, L. **Studies on Parallelism of Feeders for Automatic Reconfiguration of Distribution Networks.** IEEE UPEC - 47th International Universitie's Power Engineering Conference, Londres, Set, 2012.
- 5) BERNARDON, D. P., PFITSCHER, L. L., CANHA, L. N., GARCIA, V. J., SPERANDIO, M., COMASSETTO, L. **Smart Grid Concepts Applied to Distribution Network Reconfiguration.** IEEE UPEC - 47th International Universitie's Power Engineering Conference, Londres, Set, 2012.
- 6) MELLO, A. C., SPERANDIO, M., PFITSCHER, L.P., BERNARDON, D.P. **Planejamento da Reconfiguração Automática de Sistemas de Distribuição.** XIX CBA - Congresso Brasileiro de Automática, Campina Grande, Set, 2012.
- 7) BERNARDON, D. P., PFITSCHER, L. L., CANHA L. N., ABAIDE, A. R., L. N., GARCIA, V. J., MONTAGNER, V. F., COMASSETTO, L. **Automatic**

Reconfiguration of Distribution Networks Using Smart Grid Concepts. 10th IEEE INDUSCON - International Conference on Industry Applications, Fortaleza, Nov, 2012.

- 8) PFITSCHER, L., BERNARDON, D. P., CANHA, L., MONTAGNER, V. F., SPERANDIO, M., SALDANHA, J. A., RAMOS, M. S., **A Tool for Real Time Analysis of Parallelism of Distribution Networks.** 10th IEEE INDUSCON - International Conference on Industry Applications, Fortaleza, Nov, 2012.

• Em Periódicos:

- 9) PFITSCHER, L. L.; BERNARDON, D.P.; CANHA, L. N.; MONTAGNER, V. F.; GARCIA, V. J.; ABAIDE, A.R. **Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time.** Electric Power Systems Research, v. 97, p. 84-92, 2013.

- 10) PFITSCHER, L. L.; BERNARDON, D.P.; CANHA, L. N.; MONTAGNER, V. F.; GARCIA, V. J.; ABAIDE, A.R.; SALDANHA, J.J. A. **A methodology for real time analysis of parallelism of distribution networks.** Electric Power Systems Research, v. 105, p. 1-8, 2013.

APÊNDICE A - Modelagem da Rede para a Análise do Paralelismo

O circuito da Figura A.1 pode ser descrito através das equações diferenciais apresentadas de acordo com o modo de operação do circuito:

Modo 1: Chave S1 fechada e chave S2 aberta (antes do paralelismo);

Modo 2: Chaves S1 e S2 fechadas (durante o paralelismo); e

Modo 3: Chave S1 aberta e chave S2 fechada (após o paralelismo)

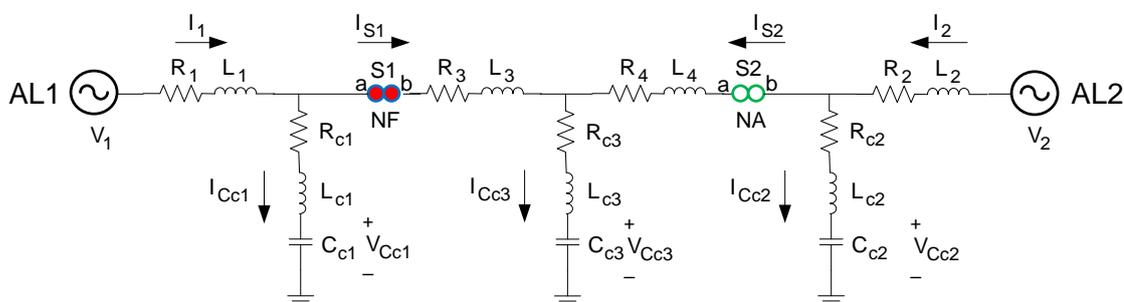


Figura A.1 – Rede monofásica simplificada para modelagem e cálculo de transitórios.

Modo 1: Chave S1 fechada e chave S2 aberta (circuito em regime permanente antes do paralelismo).

As equações das malhas são apresentadas nas Equações (A.1) a (A.3):

$$-V_1 + R_1 \cdot I_1 + L_1 \cdot \frac{dI_1}{dt} + R_{c1} \cdot I_{Cc1} + L_{c1} \cdot \frac{dI_{Cc1}}{dt} + V_{Cc1} = 0 \quad (\text{A.1})$$

$$-V_{Cc1} - L_{c1} \cdot \frac{dI_{Cc1}}{dt} - R_{c1} \cdot I_{Cc1} + R_3 \cdot I_{S1} + L_3 \cdot \frac{dI_{S1}}{dt} + R_{c3} \cdot I_{Cc3} + L_{c3} \cdot \frac{dI_{Cc3}}{dt} + V_{Cc3} = 0 \quad (\text{A.2})$$

$$-V_{Cc2} - L_{c2} \cdot \frac{dI_{Cc2}}{dt} - R_{c2} \cdot I_{Cc2} - R_2 \cdot I_2 - L_2 \cdot \frac{dI_2}{dt} + V_2 = 0 \quad (\text{A.3})$$

Com $I_{S2} = 0$, indicando que a chave de interligação está inicialmente aberta.

As equações dos nós são apresentadas nas Equações (A.4) a (A.6):

$$I_1 - I_{Cc1} - I_{S1} = 0 \quad (\text{A.4})$$

$$I_{S1} - I_{Cc3} = 0 \quad (\text{A.5})$$

$$I_{Cc2} - I_2 = 0 \quad (\text{A.6})$$

Modo 2: Chaves S1 e S2 fechadas (circuito em regime permanente durante o paralelismo).

As equações das malhas são apresentadas nas Equações (A.7) a (A.10):

$$-V_1 + R_1 \cdot I_1 + L_1 \cdot \frac{dI_1}{dt} + R_{c1} \cdot I_{Cc1} + L_{c1} \cdot \frac{dI_{Cc1}}{dt} + V_{Cc1} = 0 \quad (\text{A.7})$$

$$\begin{aligned} -V_{Cc1} - L_{c1} \cdot \frac{dI_{Cc1}}{dt} - R_{c1} \cdot I_{Cc1} + R_3 \cdot I_{S1} + L_3 \cdot \frac{dI_{S1}}{dt} + R_{c3} \cdot I_{Cc3} + L_{c3} \cdot \frac{dI_{Cc3}}{dt} \\ + V_{Cc3} = 0 \end{aligned} \quad (\text{A.8})$$

$$\begin{aligned} -V_{Cc3} - L_{c3} \cdot \frac{dI_{Cc3}}{dt} - R_{c3} \cdot I_{Cc3} - R_4 \cdot I_{S2} - L_4 \cdot \frac{dI_{S2}}{dt} + R_{c2} \cdot I_{Cc2} + L_{c2} \cdot \frac{dI_{Cc2}}{dt} \\ + V_{Cc2} = 0 \end{aligned} \quad (\text{A.9})$$

$$-V_{Cc2} - L_{c2} \cdot \frac{dI_{Cc2}}{dt} - R_{c2} \cdot I_{Cc2} - R_2 \cdot I_2 - L_2 \cdot \frac{dI_2}{dt} + V_2 = 0 \quad (\text{A.10})$$

As equações dos nós são apresentadas nas Equações (A.11) a (A.13):

$$I_1 - I_{Cc1} - I_{S1} = 0 \quad (\text{A.11})$$

$$I_{S1} - I_{Cc3} + I_{S2} = 0 \quad (\text{A.12})$$

$$I_{S2} + I_{Cc2} - I_2 = 0 \quad (\text{A.13})$$

Modo 3: Chave S1 aberta e chave S2 fechada (circuito em regime permanente após o paralelismo).

As equações das malhas são apresentadas nas Equações (A.14) a (A.16):

$$-V_1 + R_1 \cdot I_1 + L_1 \cdot \frac{dI_1}{dt} + R_{c1} \cdot I_{Cc1} + L_{c1} \cdot \frac{dI_{Cc1}}{dt} + V_{Cc1} = 0 \quad (\text{A.14})$$

$$\begin{aligned} -V_{Cc3} - L_{c3} \cdot \frac{dI_{Cc3}}{dt} - R_{c3} \cdot I_{Cc3} - R_4 \cdot I_{S2} - L_4 \cdot \frac{dI_{S2}}{dt} + R_{c2} \cdot I_{Cc2} + L_{c2} \cdot \frac{dI_{Cc2}}{dt} \\ + V_{Cc2} = 0 \end{aligned} \quad (\text{A.15})$$

$$-V_{Cc2} - L_{c2} \cdot \frac{dI_{Cc2}}{dt} - R_{c2} \cdot I_{Cc2} - R_2 \cdot I_2 - L_2 \cdot \frac{dI_2}{dt} + V_2 = 0 \quad (\text{A.16})$$

Com $I_{S1} = 0$, indicando que a chave NF está aberta após o paralelismo. As equações dos nós são apresentadas nas Equações (A.17) a (A.19):

$$I_1 - I_{Cc1} = 0 \quad (\text{A.17})$$

$$I_{Cc3} - I_{S2} = 0 \quad (\text{A.18})$$

$$I_{S2} + I_{Cc2} - I_2 = 0 \quad (\text{A.19})$$

Além dessas equações, nos três modos, são válidas as relações entre corrente e tensão nos capacitores, dadas pelas Equações (A.20) a (A.21):

$$I_{Cc1} = C_{c1} \cdot \frac{dV_{Cc1}}{dt} \quad (\text{A.20})$$

$$I_{Cc2} = C_{c2} \cdot \frac{dV_{Cc2}}{dt} \quad (\text{A.21})$$

$$I_{Cc3} = C_{c3} \cdot \frac{dV_{Cc3}}{dt} \quad (\text{A.22})$$

As tensões nas cargas podem ser obtidas através da Equação (A.23):

$$V_{carga_n} = R_{c_n} \cdot I_{c_n} + L_{c_n} \cdot \frac{dI_{c_n}}{dt} + V_{c_n} \quad (\text{A.23})$$

Sendo n o índice da carga ($n = 1, 2$ ou 3).

O cálculo das tensões nas chaves (tensão entre os terminais a e b da chave, conforme indicado na Figura A.1) depende do modo de operação do circuito, conforme apresentado a seguir.

- Para o Modo 1, de acordo com as Equações (A.24) e (A.25):

$$\begin{aligned} V_{S1_a} &= V_{carga1} \\ V_{S1_b} &= R_3 \cdot I_{S1} + L_3 \cdot \frac{dI_{S1}}{dt} + V_{carga3} \end{aligned} \quad (\text{A.24})$$

$$\begin{aligned} V_{S2_a} &= V_{carga3} \\ V_{S2_b} &= V_{carga2} \end{aligned} \quad (\text{A.25})$$

- Para o Modo 2, de acordo com as Equações (A.26) e (A.27):

$$\begin{aligned} V_{S1_a} &= V_{carga1} \\ V_{S1_b} &= R_3 \cdot I_{S1} + L_3 \cdot \frac{dI_{S1}}{dt} + V_{carga3} \end{aligned} \quad (\text{A.26})$$

$$\begin{aligned} V_{S2_a} &= V_{carga3} - R_4 \cdot I_{S2} + L_4 \cdot \frac{dI_{S2}}{dt} \\ V_{S2_b} &= V_{carga2} \end{aligned} \quad (\text{A.27})$$

- Para o Modo 3, de acordo com as Equações (A.28) e (A.29):

$$\begin{aligned} V_{S1_a} &= V_{carga1} \\ V_{S1_b} &= V_{carga3} \end{aligned} \quad (\text{A.28})$$

$$V_{S2_a} = V_{carga3} - R_4 \cdot I_{S2} + L_4 \cdot \frac{dI_{S2}}{dt} \quad (\text{A.29})$$
$$V_{S2_b} = V_{carga2}$$

Sendo que os valores de V_{carga1} , V_{carga2} , V_{carga3} , I_{S1} e I_{S2} correspondem àqueles calculados em cada um dos modos.

APÊNDICE B – Retentor de Ordem Zero

O retentor de ordem zero (*Zero Order Hold, ZOH*) é um método prático de reconstrução de sinais contínuos, no qual o sinal é amostrado e o valor da amostra é mantido durante o período T_s , que corresponde ao período de amostragem. A Figura B.1 ilustra o conceito do método.

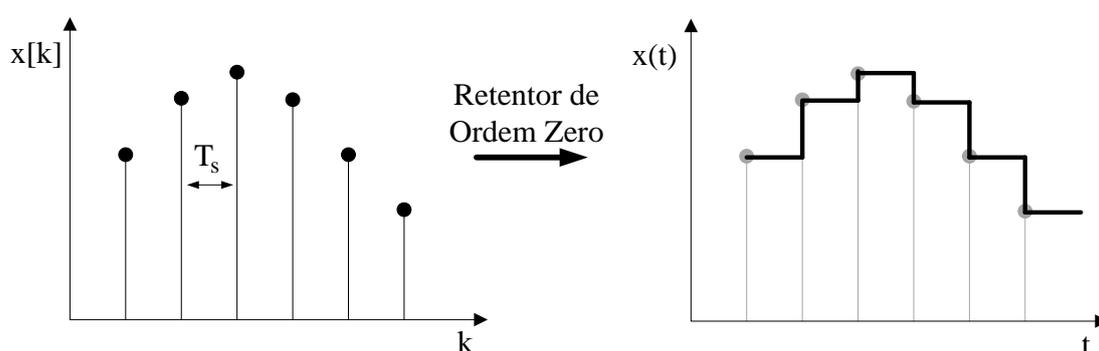


Figura B.1 – Representação da transformação de um sinal através do Retentor de Ordem Zero.

No âmbito desse trabalho, o sinal $x(t)$ é determinado a partir do cálculo dos pontos $x[k]$, de acordo com as equações do circuito apresentadas no Apêndice A, e representadas através do vetor de estado X , conforme apresentado no Capítulo 5.

A partir da forma geral da Equação (B.1):

$$\mathcal{L} \cdot \frac{d\dot{X}}{dt} = A \cdot X + B \cdot U \quad (\text{B.1})$$

O vetor de estado é calculado de $k = 0$ a $k = N_p$, de acordo com a Equação (B.2):

$$X(k+1) = A_{disc} \cdot X(k) + B_{disc} \cdot U(k) \quad (\text{B.2})$$

Sendo:

N_p : número total de pontos do período de análise; e

A_{disc} , B_{disc} : matrizes A e B discretizadas

A discretização das matrizes A e B pode ser implementada computacionalmente considerando a Equação (B.3):

$$\begin{aligned} A_{discr_i} &= e^{A_{cont_i} T_s} \\ B_{discr_i} &= \int_0^{T_s} e^{A_{cont_i} \tau} \cdot B_{cont_i} d\tau \end{aligned} \quad (B.3)$$

Sendo T_s o tempo de integração (ou passo de integração), e A_{cont} e B_{cont} as matrizes contínuas, calculadas a partir da Equação (B.4):

$$\begin{aligned} A_{cont} &= \mathcal{L}_i^{-1} \cdot A \\ B_{cont} &= \mathcal{L}_i^{-1} \cdot B \end{aligned} \quad (B.4)$$

A base teórica das equações (B.3) e (B.4) é apresentada em Ogata (1995).

Nesse trabalho, a discretização das matrizes A e B foi realizada através da subrotina *c2d* (*convert model from continuous to discrete time*) do programa MATLAB (MATHWORKS, 2013).

APÊNDICE C - Comparação do método heurístico proposto com outros métodos

A metodologia de busca heurística proposta é verificada através de comparação de seus resultados com resultados de outros métodos de reconfiguração de rede. Para os testes, é utilizado o circuito representado na Figura C.1.

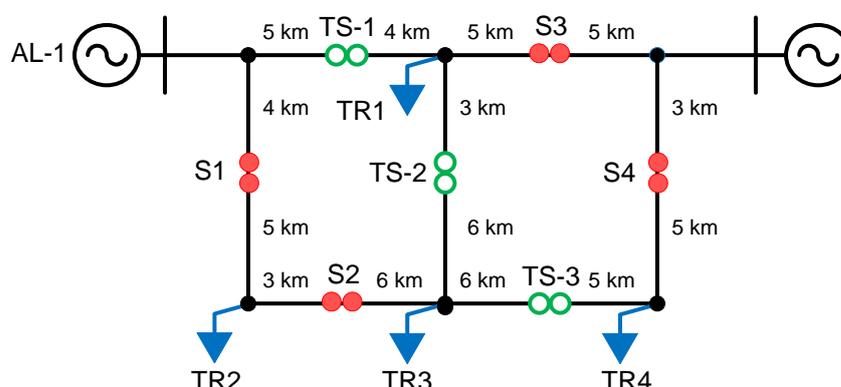


Figura C.1 – Rede de testes para comparação da metodologia de otimização.

A tensão eficaz trifásica nos alimentadores é 13,8 kV, e os condutores são padrão 3#336.4CA, com $R = 0,1908\Omega/\text{km}$ e $X = 0,4007\Omega/\text{km}$. Os dados das cargas estão apresentados na Tabela C.1.

Tabela C.1– Carga dos transformadores do circuito de testes da Figura C.1.

Carga	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)
TR-1	800	200
TR-2	1200	200
TR-3	1200	200
TR-4	1600	300

A função objetivo adotada é dada pela Equação (C.1):

FO:

$$\min P_{perda} = \sum_{k=1}^{Nr} r_k \cdot i_k^2 \quad (C.1)$$

- s.a:
- manter a radialidade da rede
 - manter todas as cargas atendidas.

Sendo:

k: índice do ramo;

Nr: número total de ramos;

r: resistência do ramo (Ω); e

i_k : corrente elétrica no ramo (A).

C.1 Resolução por Busca Heurística (Método proposto)

Aplicando o método de Troca de Ramos descrito no Capítulo 4, obtém-se a sequência de testes apresentada nas Tabelas C.2 e C.3.

Tabela C.2 – 1ª etapa de aplicação da busca heurística.

Configuração Inicial - Perdas: 9,50 kW				
TESTE	Fechar	Abrir	Perda (kW)	Seq.
1	TS-1	S3	9,44	2
2	TS-2	S2	8,99	1
	TS-2	S3	16,21	-
3	TS-3	S2	10,21	-
	TS-3	S4	26,17	-

Tabela C.3 – 2ª etapa de aplicação da busca heurística.

Configuração Inicial - Perdas: 9,50 kW			
Sequência	Fechar	Abrir	Perda (kW)
1	TS-2	S2	8,99
2	TS-1	S3	8,57

A configuração final da rede (Figura C.2) é obtida a partir da aplicação da sequência de manobras apresentada na Tabela C.3.

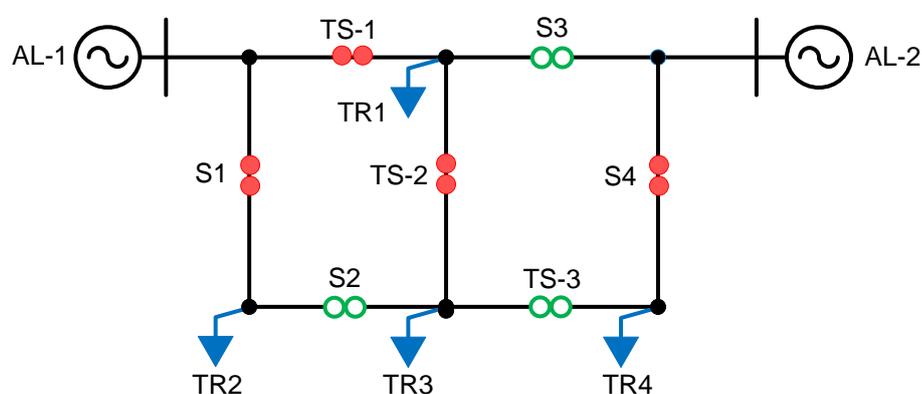


Figura C.2 – Rede de testes após reconfiguração.

A solução final apresenta perdas de 8,57 kW, e foi encontrada após os cinco testes apresentados nas Tabelas C.2 e os dois testes apresentados na Tabela C.3.

C.2 Resolução por Programação Linear

Através do programa Otimiza (KAGAN, 2008), a reconfiguração da rede da Figura C.1 foi resolvida aplicando o Método do Problema de Transporte. Para tanto, é necessário a modelagem da rede através de equações que descrevem o fluxo de potência no circuito.

O equacionamento é apresentado no código do Quadro C.1.

(continua)

```

MIN 50.00F1 + 50.00F2 + 40.00F3 + 40.00F4 + 50.00F5 + 50.00F6 + 50.00F7 + 50.00F8 +
40.00F9 + 40.00F10 + 30.00F11 + 30.00F12 + 50.00F13 + 50.00F14 + 60.00F15 + 60.00F16 +
50.00F17 + 50.00F18 + 30.00F19 + 30.00F20 + 60.00F21 + 60.00F22 + 60.00F23 + 60.00F24 +
50.00F25 + 50.00F26 + 30.00F27 + 30.00F28

```

```

SUBJECT TO

```

```

! restrições de geração das SEs:

```

```

G1 <= 10.00

```

```

G2 <= 15.00

```

```

! restrições de potência nos trechos:

```

```

F1 + F2 <= 11.95

```

```

F3 + F4 <= 11.95

```

```

F5 + F6 <= 11.95

```

```

F7 + F8 <= 11.95

```

```

F9 + F10 <= 11.95

```

```

F11 + F12 <= 11.95

```

```

F13 + F14 <= 11.95

```

```

F15 + F16 <= 11.95

```

```

F17 + F18 <= 11.95

```

```

F19 + F20 <= 11.95

```

```

F21 + F22 <= 11.95

```

```

F23 + F24 <= 11.95

```

```

F25 + F26 <= 11.95

```

```

F27 + F28 <= 11.95

```

```

! restrições de fluxo nas chaves:

```

```

F29 + F30 <= 11.95

```

```

F31 + F32 <= 11.95

```

```

F33 + F34 <= 11.95

```

```

F35 + F36 <= 11.95

```

```

F37 + F38 <= 11.95

```

```

F39 + F40 <= 11.95

```

```

F41 + F42 <= 11.95

```

```

! restrições definidas pela lei de Kirchoff nas barras:

```

```

- F1 + F2 - F9 + F10 + G1 = 0.00

```

```

F3 - F4 - F5 + F6 - F27 + F28 = 0.82

```

```

F7 - F8 - F11 + F12 + G2 = 0.00

```

```

F9 - F10 - F33 + F34 = 0.00

```

```

F11 - F12 - F35 + F36 = 0.00

```

```

F13 - F14 - F19 + F20 = 1.22

```

```

F15 - F16 + F21 - F22 - F23 + F24 = 1.22

```

```

F17 - F18 + F25 - F26 = 1.63

```

```

F1 - F2 - F29 + F30 = 0.00

```

```

- F3 + F4 + F29 - F30 = 0.00

```

```

F5 - F6 - F31 + F32 = 0.00

```

```

- F7 + F8 + F31 - F32 = 0.00

```

```

F19 - F20 - F37 + F38 = 0.00

```

```

- F21 + F22 + F37 - F38 = 0.00

```

```

F23 - F24 - F39 + F40 = 0.00

```

```

- F25 + F26 + F39 - F40 = 0.00

```

```

- F13 + F14 + F33 - F34 = 0.00

```

```

- F17 + F18 + F35 - F36 = 0.00

```

```

- F15 + F16 + F41 - F42 = 0.00

```

```

F27 - F28 - F41 + F42 = 0.00

```

```

END

```

```

! G1: geração da SE SE.1

```

```

! G2: geração da SE SE.2

```

```

! F1: fluxo no trecho T.1 (sentido b1:b.1 ==> b2:)

```

```

! F2: fluxo no trecho T.1 (sentido b2: ==> b1:b.1)

```

```

! F3: fluxo no trecho T.2 (sentido b1: ==> b2:b.2)

```

```

! F4: fluxo no trecho T.2 (sentido b2:b.2 ==> b1:)

```

```

! F5: fluxo no trecho T.3 (sentido b1:b.2 ==> b2:)

```

```

! F6: fluxo no trecho T.3 (sentido b2: ==> b1:b.2)

```

```

! F7: fluxo no trecho T.4 (sentido b1: ==> b2:b.3)

```

```

! F8: fluxo no trecho T.4 (sentido b2:b.3 ==> b1:)

```

```

! F9: fluxo no trecho T.5 (sentido b1:b.1 ==> b2:)

```

```

! F10: fluxo no trecho T.5 (sentido b2: ==> b1:b.1)

```

```

! F11: fluxo no trecho T.7 (sentido b1:b.3 ==> b2:)

```

```

! F12: fluxo no trecho T.7 (sentido b2: ==> b1:b.3)

```

```

! F13: fluxo no trecho T.8 (sentido b1: ==> b2:b.7)

```

```

! F14: fluxo no trecho T.8 (sentido b2:b.7 ==> b1:)

```

(conclusão)

```

! F15: fluxo no trecho T.9 (sentido b1: ==> b2:b.8)
! F16: fluxo no trecho T.9 (sentido b2:b.8 ==> b1:)
! F17: fluxo no trecho T.10 (sentido b1: ==> b2:b.9)
! F18: fluxo no trecho T.10 (sentido b2:b.9 ==> b1:)
! F19: fluxo no trecho T.11 (sentido b1:b.7 ==> b2:)
! F20: fluxo no trecho T.11 (sentido b2: ==> b1:b.7)
! F21: fluxo no trecho T.12 (sentido b1: ==> b2:b.8)
! F22: fluxo no trecho T.12 (sentido b2:b.8 ==> b1:)
! F23: fluxo no trecho T.13 (sentido b1:b.8 ==> b2:)
! F24: fluxo no trecho T.13 (sentido b2: ==> b1:b.8)
! F25: fluxo no trecho T.14 (sentido b1: ==> b2:b.9)
! F26: fluxo no trecho T.14 (sentido b2:b.9 ==> b1:)
! F27: fluxo no trecho T.6 (sentido b1:b.2 ==> b2:)
! F28: fluxo no trecho T.6 (sentido b2: ==> b1:b.2)
! F29: fluxo na chave chv1 (sentido b1: ==> b2:)
! F30: fluxo na chave chv1 (sentido b2: ==> b1:)
! F31: fluxo na chave chv2 (sentido b1: ==> b2:)
! F32: fluxo na chave chv2 (sentido b2: ==> b1:)
! F33: fluxo na chave chv3 (sentido b1: ==> b2:)
! F34: fluxo na chave chv3 (sentido b2: ==> b1:)
! F35: fluxo na chave chv5 (sentido b1: ==> b2:)
! F36: fluxo na chave chv5 (sentido b2: ==> b1:)
! F37: fluxo na chave chv6 (sentido b1: ==> b2:)
! F38: fluxo na chave chv6 (sentido b2: ==> b1:)
! F39: fluxo na chave chv7 (sentido b1: ==> b2:)
! F40: fluxo na chave chv7 (sentido b2: ==> b1:)
! F41: fluxo na chave chv4 (sentido b1: ==> b2:)
! F42: fluxo na chave chv4 (sentido b2: ==> b1:)

```

Quadro C.1 – Código para resolução do problema de otimização no Programa Otimiza.

A solução final apresentada pelo programa está representada na Figura C.3.

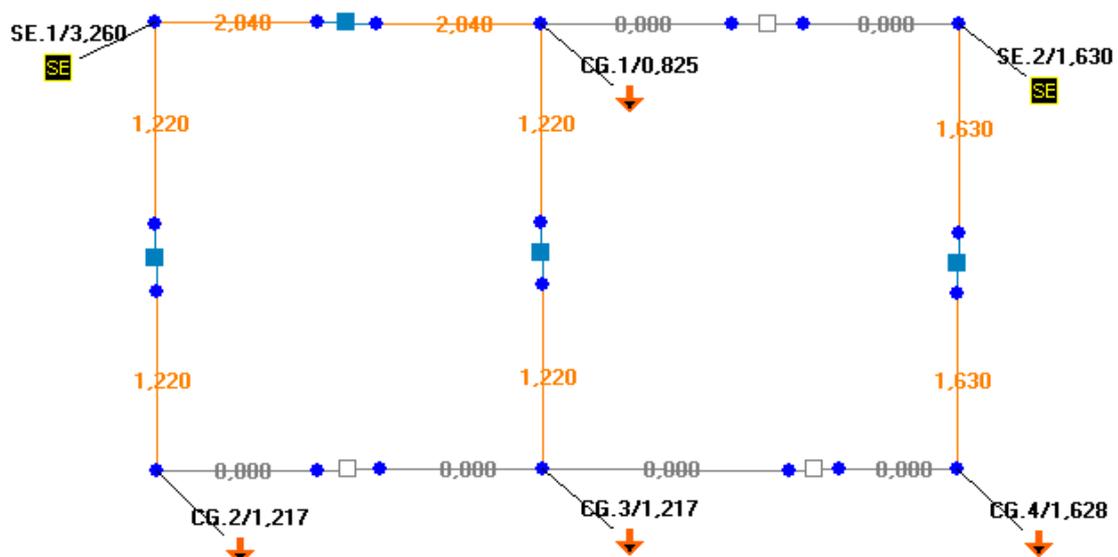


Figura C.3 – Configuração final da rede de testes apresentada pelo programa Otimiza.

Esse método, embora apresente a solução ótima do problema, possui a desvantagem de que a modelagem da rede é exclusiva para o circuito analisado. Uma modificação na posição de uma chave ou o acréscimo de um novo trecho de rede, por exemplo, implicam na necessidade de modelar novamente a função objetivo e as restrições, no código do Quadro C.1.

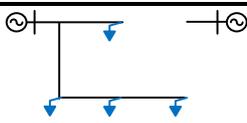
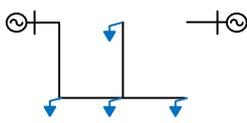
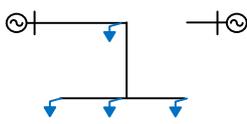
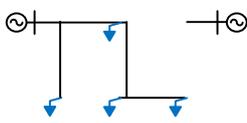
A.3 Resolução por Busca Exaustiva

A busca exaustiva compreende o teste de todas as combinações possíveis das chaves e no cálculo das perdas em cada configuração, a fim de se determinar a configuração com a menor perda. O circuito da Figura C.1 possui 7 chaves, o que leva a um total de 128 combinações possíveis.

Após a análise das combinações, e considerando os requisitos de radialidade e de atendimento a todas as cargas, chega-se a 20 configurações que não violam as restrições do problema. Essas configurações, e o respectivo resultado do cálculo de perdas de potência, estão apresentadas na Tabela C.4.

Tabela C.4 – Resultado da análise do circuito da Figura C.1 por Busca Exaustiva.

(continua)

Nº	Chaves Fechadas	Configuração	Perdas (kW)
1	TS-1, S1, S2, TS-3		26,11
2	S1, S2, TS-2, TS-3		37,91
3	TS-1, TS-2, S2, TS-3		41,52
4	S1, TS-1, TS-2, TS-3		24,06

(continuação)			
Nº	Chaves Fechadas	Configuração	Perdas (kW)
5	S1, TS-1, S2, S4		9,44
6	TS-1, TS-2, S2, S4		18,58
7	S1, TS-1, TS-2, S4		8,57
8	S1, S2, TS-2, S4		16,21
9	S1, S2, TS-3, S3		26,17
10	S1, TS-1, TS-3, S4		10,13
11	S1, S2, S3, S4		9,50
12	TS-1, S2, TS-3, S4		21,98
13	S1, S3, TS-3, S4		10,21
14	S1, TS-2, S3, TS-3		25,43
15	S1, TS-2, TS-3, S4		17,50
16	S1, TS-2, S3, S4		8,99

Nº	Chaves Fechadas	Configuração	(conclusão)
			Perdas (kW)
17	S2, TS-3, S3, S4		22,06
18	S2, TS-2, TS-3, S4		33,34
19	S2, TS-2, TS-3, S3		44,01
20	S2, TS-2, S3, S4		19,69

A solução N^o 7 apresentada na tabela corresponde à configuração que resulta em menores perdas. Ressalta-se que, embora a tabela apresente apenas as 20 combinações de chaves que não violam as restrições, todas as demais combinações devem ser verificadas e descartadas pelo programa de análise, caso esse método seja implementado para análise da rede.

A topologia final da rede, determinada pelos três métodos testados, foi a mesma. Como um dos métodos empregados foi a Busca Exaustiva, pode-se afirmar que a solução ótima foi encontrada. Em uma comparação dos métodos, a metodologia proposta (Busca Heurística) caracteriza-se por determinar a solução final com um pequeno conjunto de manobras de teste.

REFERÊNCIAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução ANEEL Nº 505**. Brasília, 2001. Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 19/09/2013.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL Nº 399**. Brasília, 2010. Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 19/09/2013.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, 2012. Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 19/09/2013.

AOKI, K. et al. A New Algorithm for Service Restoration in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.4, n.3, p. 1832-1839, 1989.

ATZENI, I. et al. Demand-Side Management via Distributed Energy Generation and Storage Optimization. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v.4, n.2, p. 866-875, jun. 2013

AUGUGLIARO, A. et al. Minimum Losses Reconfiguration of MV Distribution Networks through Local Control of Tie-Switches. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.18, n.3, p.762-771, jul. 2003.

BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. A Branch Current Based State Estimation Method for Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.10, n.1, p.483-491, fev. 1995.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.4, n.2, p.1401-1407, 1989.

BARIN, A. et al. Methodology for placement of Dispersed Generation Systems by analyzing its Impacts in Distribution Networks. **IEEE Latin America Transactions**, v.10, n.2, p. 1544-1549, 2012.

BELLMAN, R.; ZADEH, L. A. Decision making in a fuzzy environment. **Management Science**, v.17, n.4, p.141-164, 1970.

BERGEY, P. K.; RAGSDALE, C. T.; HOSKOTE, M. A decision support system for the electrical power districting problem. **Decision Support Systems**, v.36, n.1, p. 1-17, set. 2003.

BERMAN, A.; MARKUSHEVICH, N. Analysis of three-phase parallel distribution feeders fed from different substations. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2010, New Orleans. **Anais...** New Orleans: IEEE PES, 2010, p.1-8.

BERNARDON, D.P.; et al. Emprego de novas Metodologias e Algoritmos mais eficientes para Modelagem das Cargas Elétricas e Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição. In: Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 16.,2004, Brasília. **Anais...** Brasília: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, 2004.

BERNARDON, D.P.; et al. Desenvolvimento de Programa Computacional para Estimação de Estados em Redes de Distribuição com Aplicação de Algoritmos de Otimização. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 2006, Paraíba. **Anais...** Paraíba: Sociedade Brasileira de Automática, 2006.

BERNARDON, D.P. **Novos Métodos para Reconfiguração das Redes de Distribuição a partir de Algoritmos de Tomadas de Decisão Multicriteriais**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2007.

BERNARDON, D.P.; et al.. Studies of Parallelism in Distribution Networks Served by Different-Source Substations. **Electric Power Systems Research**, v.78, n.3, p.450-457, 2008.

BERNARDON, D.P. et al. Electric distribution network reconfiguration based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. **Electric Power Systems Research**, p. 1400-1407, 2009

BINGDA, Z.; LIU, Y. A novel algorithm for distribution network reconfiguration based on evolutionary programming. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCED POWER SYSTEM AUTOMATION AND PROTECTION, 2011, Beijing. **Anais...** Beijing: IEEE, v.1, p. 31 - 35, 2011

BOTTE, B.; CANATELLI, V., ROGAI, S. The Telegestore Project in ENEL's Metering System. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 18.,2005, Turin. **Anais...** Turin: IEEE, 2005.

BOROZAN, V.; RAJICIC, D.; ACKOVSKI, R. Minimum loss reconfiguration of unbalanced distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.12, n.1, p. 435 – 442, 1997.

BOROZAN, V.; RAJAKOVIC, N. Minimum loss distribution network configuration: analyses and management. Part 1: Contributions. In: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 14., 1997, Birmingham. **Anais...** Birmingham: IEEE, v.6, p.18/1 - 18/5, 1997.

BOUHAFS F.; MACKAY, M.; MERABTI, M. Links to the future: Communication Requirements and Challenges in the Smart Grid. **IEEE Power & Energy Magazine**, v.10, n.1, p.27-28, 2012.

BOULANGER, A. G. et al. Vehicle Electrification: Status and Issues. **Proceedings of the IEEE**, v.99, n.6, p. 116-1138, jun. 2011.

BRAZ, H.D.M.; DE SOUZA, B.A. Distribution Network Reconfiguration Using Genetic Algorithms with Sequential Encoding: Subtractive and Additive Approaches. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.26, n.2, p.582 - 593, 2011.

BROADWATER, R.P. et al. Time varying load analysis to reduce distribution losses through reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.8, n.1, p.294 - 300, 1993.

BROWN, R.E. Impact of smart grid on distribution system design. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING - IEEE CONVERSION AND DELIVERY OF ELECTRICAL ENERGY IN THE 21ST CENTURY, 2008, Pittsburgh. **Anais...** Pittsburgh: IEEE, p.1-4, 2008.

CGEE - CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Redes elétricas inteligentes: contexto nacional**. Brasília, 2012. Disponível em www.cgee.org.br. Acesso em 24/09/13.

CHERKAOUI, R.; BART, A.; GERMOND, A.J. Optimal configuration of electrical distribution networks using heuristic methods. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, 11., 1993, Zurich. **Anais...** Zurich: PSCC, v.1, p.147-154, 1993.

CHEN, C.S.; CHO, M.Y. Determination of critical switches in distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.7, n.3, p. 1443 – 1449, 1992.

CIVANLAR, S.; GRAINGER, J.J.; YIN, H.; LEE, S.S.H. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.3, n.3, p.1217-1223, jul. 1988.

COMASSETTO, L. et al. Software for Automatic Coordination of Protection Devices in Distribution System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.23, n.4, p.2241-2246, 2008.

DANDACHI, N.H.; CORY, B.J. Network flow methods applied to power system problems-a survey paper. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCES IN POWER SYSTEM CONTROL, OPERATION AND MANAGEMENT, 1991, Hong Kong. **Anais...** Hong Kong: IEEE, v.2, p.621-626, 1991.

DAS, D. A Fuzzy Multiobjective Approach for Network Reconfiguration of Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.21, n.1, jan. 2006.

DCDERMOTT, T.E.; DREZGA, I.; BROADWATER, R.P. A heuristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.14, n.2, p. 478 – 483, 1999.

DELBEM, A.C.B.; DE CARVALHO, A.C.PD.L.F.; BRETAS, N.G. Main chain representation for evolutionary algorithms applied to distribution system reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.20, n.1, 2005.

DEBLASIO, R., TOM, C. Standards for the smart grid. In: IEEE ENERGY 2030 CONFERENCE, 2008, Atlanta. **Anais...** Atlanta: IEEE, p.1-7, 2008.

DEOKAR, S.A.; WAGHMARE, L.M.; TAKALE, M.D. Power system switching transients analysis using multiresolution signal decomposition. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONTROL, AUTOMATION, COMMUNICATION AND ENERGY CONSERVATION, 2009, Perundurai. **Anais...** Perundurai: IEEE, p.1-5, 2009.

EMTP CENTER. **ATP Rule Book**. Leuven EMTP Center, 1991.

EKEL, P. et al. Models and methods of multicriteria decision making in a fuzzy environment and their applications. In: INTERNATIONAL FUZZY SYSTEMS

ASSOCIATION WORLD CONGRESS, 7., 1997, Prague. **Anais...** Prague: International Fuzzy Systems Association, p.89-94, 1997.

EKEL, P. Y. Fuzzy Sets and Models of Decision Making. **Computer and Mathematics with Applications**, v.44, p.863-875, 2002.

EKEL, P.; PEDRYCZ, W.; SCHINZINGER, R. Methods of multicriteria decision making in fuzzy environment and their applications. In: INTERNATIONAL CONFERENCE OF THE NORTH AMERICAN FUZZY INFORMATION PROCESSING SOCIETY, 18, 1999. New York. **Anais...** New York: IEEE, p. 625 - 629, 1999.

EKEL, P. Y.; TERRA, L. D. B.; JUNGES, M. F. D. Methods of Multicriteria Decision Making in Fuzzy Environment and Their Applications to Power System Problems. In: Power Systems Computation Conference, 13., 1999, New Orleans. **Anais...** New Orleans: IEEE, v.2, p.755-761, 1999.

GLAMOCANIN, V. Optimal loss reduction of distributed networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.5, n.3, p774 – 782, 1990

GOSWAMI, S.K.; BASU, S.K. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.7, n.3, p. 1484 – 1491, 1992.

HAUSER, C. H., BAKKEN, D. E., BOSE, A. A failure to communicate: next generation communication requirements, technologies, and architecture for electric power grid. **IEEE Power & Energy Magazine**, v.3, n.2, p.47-55, 2005.

HONG, Y.Y.; HO, S.Y. Determination of Network Configuration considering Multiobjective in Distribution Systems using Genetic Algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.20, n.2, mai. 2005.

HSU, Y.-Y. et al. Distribution system service restoration using a heuristic search approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.7, n.2, p.734 – 740, 1992.

HSU, F.-Y.; TSAI, M.-S. A Multi-Objective Evolution Programming Method for Feeder Reconfiguration of Power Distribution System. In: International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, 13., 2005, Washington. **Anais...** Washington: IEEE, p.55-60, 2005.

HUANG, C-M. Multiobjective service restoration of distribution systems using fuzzy cause-effect networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.18, n.2, p. 867–874, 2003.

HWANG, C.L.; MASUD, A.S.M. **Multiple Objective Decision Making – Methods and Applications**. New York, Springer-Verlag, 1979.

IPAKCHI, A., ALBUYEH, F. Grid of the future. **IEEE Power & Energy Magazine**, v.7, n.2, p.52-62, 2009.

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

KAYAL, P.; CHANDA, S.; CHANDA, C.K. An ANN based network reconfiguration approach for voltage stability improvement of distribution network. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER AND ENERGY SYSTEMS, 2011, Madras. **Anais...** Madras: IEEE, 2011.

KERSTING, W.H., MENDIVE, D.L. An application of ladder network theory to the solution of three-phase radial load-flow problems. In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 1976, New York. **Anais...** New York: IEEE, v. A76 044-8, p. 1–6. 1976.

KIM, H.; KO, Y.; JUNG, K.-H. Artificial neural-network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.8, n.3, p.1356 – 1366, 1993.

KÖNIG, A.L. **Desenvolvimento de Algoritmos e Ferramenta Computacional para Modelagem de Cargas e Redes Secundárias de Distribuição**. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

LIN, W.M.; CHIN, H.C. A New Approach for Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction and Service Restoration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.13, n.3, p.870-875, 1998.

LIU, C.C.; LEE, S.J.; VENKATA, S.S. An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.3, n.2, p.619-626, mai. 1988.

MANTOVANI, J.R.; CASARI, F.; ROMERO, R.A. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais Utilizando o Critério de Queda de Tensão. **SBA Controle & Automação**, v.11, n.3, p.150-159, set. 2000.

MARELATO, A.L.; MONTICELLI, A.J. Heuristic Search Approach to Distribution System Restoration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.4, n.4, p.2235-2241, 1989.

MAHMOOD, A., AAMIR, M., ANIS, M. Design and implementation of AMR smart grid system. In: ELECTRICAL POWER & ENERGY CONFERENCE, 2008, Vancouver. **Anais...** Vancouver: IEEE, p.1-6, 2008.

MATHWORKS. **Documentation Center – c2d: convert model from continuous to discrete time**. Natick, 2013. Disponível em www.mathworks.com. Acesso em 24/09/13.

MCDONALD, J. Leader or follower. **IEEE Power & Energy Magazine**, v.6, n.6, p.18-24(90), 2008.

MERLIN, A.; BACK, H. Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system. In: POWER SYSTEM COMPUTATION CONFERENCE, 5., 1975, Cambridge. **Anais...** Cambridge: IEEE, p.1-18, 1975.

MOMOH, J.A. Optimal Methods for Power System Operation and Management. In: POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2006, Atlanta. **Anais...** Atlanta: IEEE PES, p.179-187, 2006.

MORETTIN, P. A.; TOLOI, C. C. **Análise de Séries Temporais**. São Paulo: Ed. Edgard Blücher, 2. ed., 2006.

MORTON, A.B.; MAREELS, J.M.Y. Overload prevention and loss minimization in managed distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.15, n.3, p. 972 – 977, 2000.

NARA, K. et al. Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.7, n.3, p. 1044 – 1051, 1992.

OGATA, K. **Discrete-Time Control Systems**. New Jersey: Ed. Prentice Hall, 2. ed., 1995.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, **Procedimentos de Rede**, Submódulo 15.8, 2010. Disponível em www.ons.org.br. Acesso em 19/09/2013.
PAMPLONA, E. O. Avaliação Qualitativa de Cost Drivers pelo método AHP. **ABCustos 6**, São Paulo, 1999.

PEPONIS, G.; PAPADOPOULOS, M. Reconfiguration of radial distribution networks: application of heuristic methods on large-scale networks. **IEE Generation, Transmission and Distribution**, v.142, n.6, p.631 – 638, 1995.

RAHIMI, F.; IPAKCHI, A. Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v.1, n.1, p.82-88, jun. 2010.

ROYTELMAN, I.; et al. Multi-objective feeder reconfiguration by distribution management system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.11, n.2, p.661-667, mai. 1996.

SAATY, T. L. **Decision Making for Leaders: The Analytic Hierarchy Process for Decisions in complex World**. 2nd ed. Pittsburg, Pa: University of Pittsburgh, 1990.

SAATY, T. L., VARGAS, L. G. Dispersion of Group Judgments. In: International Symposium on the Analytic Hierarchy Process, 7., 2005, Honolulu. **Anais...** Honolulu: ISAHP, 2005.

SAATY, T. L., TRAN, L. T. On the invalidity of fuzzifying numerical judgments in the Analytic Hierarchy Process. **Mathematical and Computer Modelling**, v. 46. p. 962-975, 2007.

SAATY, T. L. Decision making with the analytic hierarchy process. **Service Science**. v.1, n.1, 83-98, 2008.

SHARIATKHAH, M.H.; HAGHIFAM, M.R.; AREFI, A. Load profile based determination of distribution feeder configuration by dynamic programming. In: IEEE POWERTECH, 2011, Trondheim. **Anais...**Trondheim: IEEE, p.1-6, 2011.

SOUZA, A.S., ASADA, E.N. A Heuristic method based on the branch and cut algorithm to the transmission system expansion planning problem. **POWER AND**

ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011, Detroit. **Anais...** Detroit: IEEE, 2011.

SPERANDIO, M. **Planejamento da Automação de Sistemas de Manobras em Redes de Distribuição**. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

SPITSA V. et al. On the Transient Behavior of Large-Scale Distribution Networks During Automatic Feeder Reconfiguration. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v.3, n.2, 2012.

SUEYOSHI, T., , TADIPARTHI, G. R. An agent-based decision support system for wholesale electricity market. **Decision Support Systems**, v.44, n.2, p.425-446, jan. 2008.

TALESKI, R.; RAJICIC, D. Energy Summation Method for Energy Loss Computation in Radial Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.11, n.2, p.1104-1111, mai. 1996.

TAYLOR, T.; LUBKEMAN, D. Implementation of heuristic search strategies for distribution feeder reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.5, n.1, p. 239 - 246, 1990.

THAKUR, T.; JASWANTI. Application of Tabu-Search Algorithm for Network Reconfiguration in Radial Distribution System. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS, DRIVES AND ENERGY SYSTEMS, 2006, New Delhi. **Anais...** New Delhi: IEEE, 2006.

TOUNE, S. et al. A reactive tabu search for service restoration in electric power distribution systems. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EVOLUTIONARY COMPUTATION, 1998, Anchorage. **Anais...** Anchorage: IEEE, p. 763 – 768, 1998.

TZENG, Y.; KE, Y.; KANG, M. Generic Switching Actions of Distribution System Operation Using Dynamic Programming Method. In: Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, 2006, Detroit. **Anais...** Detroit: IEEE, 2006.

VALE, Z. et al. Distributed Energy Resources Management with Cyber-Physical SCADA in the Context of Future Smart Grids. In: Mediterranean Electrotechnical Conference, 15., 2010, Valetta. **Anais...** Valetta: IEEE, p.431-436, 2010.

WAGNER, T.P.; CHIKHANI, A.Y.; HACKAM, R. **Feeder reconfiguration for loss reduction: an application of distribution automation. IEEE Transactions on Power Delivery**, v.6, n.4, p.1922 – 1933, 1991.

WANG, J.; CHIANG, H.; DARLING, G.R. An efficient algorithm for real-time network reconfiguration in large scale unbalanced distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.11, n.1, p. 511 – 517, 1996.

WANG, H.; LIU, Y. Hierarchical case-based decision support system for power system restoration. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2004, Denver. **Anais...** Denver: IEEE, v.1, p. 1115 – 1119, 2004.

WANG, C.; LIU, Y. Group Intelligent Decision Support System for Power System Skeleton Restoration. In: International Conference on Tools with Artificial Intelligence, 20., 2008, Dayton. **Anais...** Dayton: IEEE, v.1. p.126-129, 2008.

WU, J.S.; TOMSOVIC, K.L.; CHEN, C.S. A heuristic search approach to feeder switching operations for overload, faults, unbalanced flow and maintenance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.6, n.4, p. 1579 – 1586, 1991.

YEHIA, M. et al. A Heuristic Algorithm for Electric Distribution Networks Optimal Feeder Configuration Using Geographic Information System, **IEEE Power Engineering Review**, v.22, n.8, 2002.

ZADEH, L. A. **Fuzzy Sets, Information and Control**. V.8, 1965.

ZHANG, P., LI, F., BHATT, N. Next-Generation Monitoring, Analysis, and Control for the Future Smart Control Center. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v.1, n.2. p.186-192, Jul 2010.

ZHOU, Q.; SHIRMOHAMMADI, D.; LIU, W.-H.E. Distribution feeder reconfiguration for service restoration and load balancing. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.12, n.2, p.724 – 729, 1997.