

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO N° ____

**FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA
DIAGNÓSTICO, PLANEJAMENTO E RECONFIGURAÇÃO
OTIMIZADA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Daniel Lúcio Couto e Silva

DATA DA DEFESA: __/__/____

Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE

FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA
DIAGNÓSTICO, PLANEJAMENTO E
RECONFIGURAÇÃO OTIMIZADA
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Daniel Lúcio Couto e Silva

Dissertação submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Rodney Rezende Saldanha, Dr.

Belo Horizonte – MG

Mai de 2016

**"Ferramenta Computacional para Diagnóstico,
Planejamento e Reconfiguração Otimizada em Redes de
Distribuição"**

DANIEL LUCIO COUTO E SILVA

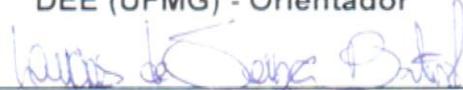
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 01 de julho de 2016.

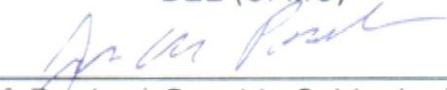
Por:



Prof. Dr. Rodney Rezende Saldanha
DEE (UFMG) - Orientador



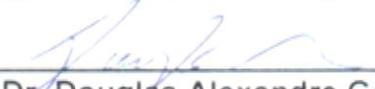
Prof. Dr. Lucas de Souza Batista
DEE (UFMG)



Prof. Dr. José Osvaldo Saldanha Paulino
DEE (UFMG)



Dr. Cléber Esteves Sacramento
Departamento de Planejamento (CEMIG)



Dr. Douglas Alexandre Gomes Vieira
Diretor Executivo (ENACOM)



Dr. Guilherme Costa Silva
Residente Pós-doutoral (PPGEE -EEUFMG)

**"Ferramenta Computacional para Diagnóstico,
Planejamento e Reconfiguração Otimizada em Redes de
Distribuição"**

DANIEL LUCIO COUTO E SILVA

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 01 de julho de 2016.

Convidado Especial:



**MSc Wellington Fazzi Cancian
CEMIG Distribuidora (CEMIG)**

Agradecimentos

Em primeiro lugar, a Deus, provedor da vida, fonte de tudo o que nos cerca. A Ele agradeço pela minha história, pelas pessoas ao meu redor e pelas oportunidades que me são concedidas.

À minha Família, especialmente à minha esposa, Flávia, pelo Amor, carinho e paciência que me foram fundamentais durante as horas de trabalho neste mestrado. Meus pais, Dircélia e Wander; e meu irmão, Luis Paulo, pelo constante apoio e incentivo.

Ao Prof. Rodney, por ser, mais que um grande orientador, um amigo, colega de estudos, incentivador, semeador de ideias; exigente e paciente no equilíbrio certo para propor o desafio e aguardar o momento ideal para colher o resultado.

Ao Mestre Cancian, amigo de estrada acadêmica e profissional longa e próspera, ao qual desejo todo o sucesso que merece; por todo o apoio e disponibilidade oferecidos durante este curso.

Aos amigos Luiz Júnior, Charles Amaral e Bruno Fernandes, pelos exemplos de iniciativa, perseverança e companheirismo diante dos desafios da vida acadêmica.

À mestra e amiga Lígia Freitas, pelo apoio, orientações e cultura proporcionados durante momentos importantes desta caminhada.

Aos senhores Felipe Zauli, Douglas Vieira e Adriano Lisboa, pela parceria e contribuições oferecidas.

Finalmente, aos demais professores do PPGEE, aos membros da banca examinadora desta dissertação e demais colegas da Prodemge e Cemig, especialmente aos meus superiores, pela compreensão e atendimento ao meu desejo de conciliar estudos e trabalho.

"[...]

enivrez-vous;

enivrez-vous sans cesse!

De vin, de poésie ou de vertu, à votre guise."

(Charles Baudelaire)

Para
Flávia, Dircélia
Wander e Luis Paulo

Resumo

SILVA, Daniel Lúcio Couto e, *Ferramenta Computacional para Diagnóstico, Planejamento e Reconfiguração Otimizada em Redes de Distribuição*, Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, 2016. 133p. Dissertação (Mestrado).

Devido à característica pública e essencial dos serviços que prestam, companhias distribuidoras de energia elétrica vivenciam, no Brasil, desafios importantes inerentes ao seu negócio: se a busca pela eficiência operacional constitui um aspecto natural do mundo empresarial, a regulamentação governamental sobre o setor também o pressiona a atingir metas de qualidade, ao mesmo tempo em que controla todos os mecanismos para atualização de preços praticados, estabelecendo regras que limitam, inclusive, as margens de lucro previstas. Nesse contexto, os processos de negócio referentes a planejamento e gerenciamento de redes de distribuição constituem atividades de grande relevância para o alcance das metas estabelecidas, influenciando indicadores como: perdas técnicas e não-técnicas, custos de manutenção e confiabilidade do sistema. Esta dissertação tem por objetivo descrever o estudo de técnicas matemáticas e computacionais – com destaque para: classificação estatística, *wavelets* e otimização evolucionária – combinando-as em uma metodologia que constitua uma ferramenta computacional para auxílio à tomada de decisão sobre redes de distribuição, fornecendo ao usuário diagnósticos sobre sua situação atual, bem como simulações de reconfigurações otimizadas visando aumentar a eficiência do sistema. Após descritos os recursos científicos empregados e a metodologia proposta, é apresentado um estudo de caso com um exemplo prático da ferramenta proposta, juntamente com as conclusões obtidas e considerações finais.

Palavras Chave: Otimização Evolucionária, Classificação Estatística, Confiabilidade, Wavelet, Reconfiguração, Redes de Distribuição.

Abstract

SILVA, Daniel Lúcio Couto e, *Ferramenta Computacional para Diagnóstico, Planejamento e Reconfiguração Otimizada em Redes de Distribuição*
Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais,
2016. 133p. Dissertação (Mestrado).

Due to the public and essential aspect of their services, power distribution utilities experience, in Brazil, important challenges about their business: if the search for operational efficiency is a natural concern of the business world, government regulation on the sector also pushes it to achieve quality goals, while controls all the mechanisms for updating inherent prices, establishing rules that limit the expected profit margins as well. Within this context, the business processes related to planning and management of distribution grids comprise a very important activity to meet those goals, influencing indicators such as: technical and non-technical losses, maintenance costs and system reliability. This paper aims to describe the study of mathematical and computational techniques – highlighting: statistical classification, wavelets and evolutionary optimization – combining them into a methodology that results in a software tool to aid decision-making on distribution networks, providing, for the user, diagnostics about the grid's current situation, along with optimized reconfiguration simulations to improve the system's efficiency. After describing the scientific resources used, as well as the proposed methodology, a case study with a practical example of the proposed tool is presented along with the obtained conclusions and final considerations.

Keywords: *Evolutionary Optimization, Statistical Classification, Reliability, Wavelet, Reconfiguration, Power Distribution Grids.*

O AUTOR



Daniel Lúcio Couto e Silva nasceu em Martinho Campos, MG, em 26/01/1987. É bacharel em Sistemas de Informação e atua profissionalmente no campo da análise e desenvolvimento de software desde 2012, tendo atuado na Companhia de Tecnologia da Informação do Estado de Minas Gerais – PRODEMGE e, atualmente, na Cemig Distribuição S.A.. Seus principais campos de pesquisa são: otimização, modelagem de processos, algoritmos e linguagens de programação.

Contatos

Endereço: Rua Francisco da Veiga, 296 – Apto 101
Monsenhor Messias – Belo Horizonte – MG
CEP:30.720-490

Telefones: (31) 9 9478-3179
(37) 9 9966-5889

E-mail: danielsilvamg@gmail.com

**“E simplicidade é um preço
inevitável que devemos pagar
pela confiabilidade.”**

C. A. R. Hoare

Sumário

<i>Lista de Figuras</i>	<i>ix</i>
<i>Lista de Tabelas</i>	<i>xii</i>
<i>Lista de Abreviaturas</i>	<i>xiii</i>
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1. Objetivos.....	2
1.2. Estrutura do Trabalho	2
Capítulo 2 - O Contexto da Distribuição de Energia Elétrica no Brasil	4
2.1 O Setor Elétrico Brasileiro: mudanças recentes em busca de viabilidade e eficiência	4
2.2 A Atividade de Distribuição em síntese: conceitos e estrutura.....	8
2.3 O desafio da geração de receita na distribuição de energia: estrutura tarifária e mecanismos de atualização.....	13
2.4 Indicadores de perdas e continuidade.....	20
Capítulo 3 - Revisão de literatura sobre os métodos estudados	29
3.1 Classificação pela regra do vizinho mais próximo (NN)	30
3.2 Fluxo de Potência	32
3.2.1 Método Newton-Raphson.....	33
3.3 Processamento de imagens via Wavelets	36
3.4 Confiabilidade – estimativa por meio de indicadores comerciais.....	38
3.5 Teoria dos grafos – tópicos aplicáveis a redes de distribuição.....	44
3.6 Otimização evolucionária em reconfiguração de redes de distribuição.....	52
3.7 Sistemas de apoio à decisão aplicados a sistemas de distribuição	59
Capítulo 4 - Metodologia aplicada	63
4.1 Visão geral da ferramenta computacional.....	64
4.2 Modelagem dos dados.....	65
4.3 Diagnóstico de perdas técnicas e não técnicas.....	69

4.4	Diagnósticos de custo de manutenção e confiabilidade estimada	73
4.5	Reconfiguração otimizada.....	75
<i>Capítulo 5 - Estudo de Caso.....</i>		<i>85</i>
5.1	Apresentação do caso utilizado.....	85
5.2	Resultados obtidos	86
<i>Capítulo 6 - Conclusões</i>		<i>96</i>
<i>Bibliografia e Referências.....</i>		<i>99</i>
<i>Apêndice A - Síntese teórica sobre Wavelets e sua aplicação em imagens.....</i>		<i>108</i>

Lista de Figuras

<i>Figura 2-1- Estrutura organizacional do setor elétrico após reestruturação da década de 1990.</i>	5
<i>Figura 2-2- Mapeamento organizacional atual do sistema elétrico brasileiro.</i>	7
<i>Figura 2-3-Relação entre agentes do sistema elétrico e consumidores.</i>	8
<i>Figura 2-4-Redes primária e secundária em um poste de energia.</i>	9
<i>Figura 2-5-Distribuição de um alimentador MT sobre a região de Piquet Carneiro-CE.</i>	10
<i>Figura 2-6 – Redes compactas.</i>	11
<i>Figura 2-7 – Rede Isolada.</i>	11
<i>Figura 2-8 – Rede Subterrânea.</i>	12
<i>Figura 2-9-Estrutura da Receita Tarifária - 2015.</i>	19
<i>Figura 2-10-Evolução percentual da tarifa residencial média comparada à de outros índices econômicos (2009-2015).</i>	20
<i>Figura 2-11 – Evolução anual dos indicadores percentuais de perdas – média entre as distribuidoras.</i>	24
<i>Figura 2-12 – Exemplos da ocorrência de perdas no sistema elétrico.</i>	25
<i>Figura 2-13 – Evolução do DEC e FEC anuais no Brasil entre 2005 e 2014.</i>	27
<i>Figura 2-14 – Compensações por violação nos indicadores de continuidade entre 2010 e 2014.</i>	27
<i>Figura 3-1 – Aplicação da regra NN sobre o indivíduo xd.</i>	30
<i>Figura 3-2 – Diagrama de Voronoi em plano bidimensional.</i>	31
<i>Figura 3-3 – Aplicação da regra kNN para o indivíduo xd.</i>	32
<i>Figura 3-4 – Circuito modelo para cálculo do fluxo de potência.</i>	34
<i>Figura 3-5 – Exemplo de aplicação da transformada wavelet a séries históricas de consumo.</i>	37
<i>Figura 3-6 – Duas configurações simples para um alimentador radial.</i>	40
<i>Figura 3-7 – Conjunto de subestações e seus respectivos alimentadores.</i>	45
<i>Figura 3-8 – Grafo árvore, com algumas características destacadas.</i>	46
<i>Figura 3-9 – Grafo representado como vetor de arestas.</i>	47
<i>Figura 3-10 – Grafo representado como vetor de listas de adjacência.</i>	48
<i>Figura 3-11 – Exemplo de resultado da aplicação da busca em profundidade.</i>	49
<i>Figura 3-12 – Exemplo de resultado da aplicação da busca em largura.</i>	50

<i>Figura 3-13 – Grafo com ciclos e componentes desconectados.</i>	50
<i>Figura 3-14 – Árvore geradora mínima obtida pelo algoritmo de Kruskal.</i>	51
<i>Figura 3-15 – Sistema de distribuição radial fictício com suas respectivas chaves seccionadoras (switches) abertas e fechadas.</i>	52
<i>Figura 3-16 – Componentes do PSO visualizados como vetores.</i>	56
<i>Figura 3-17 – Fluxograma mostrando uma iteração do algoritmo DE.</i>	58
<i>Figura 4-1 – Diagrama de atividades da ferramenta computacional proposta.</i>	64
<i>Figura 4-2 – Diagrama Entidade-Relacionamento do banco de dados proposto.</i>	69
<i>Figura 4-3 – Fluxograma da metodologia de diagnóstico de perdas incorporada.</i>	70
<i>Figura 4-4 – Diagrama de atividades da etapa de montagem e exibição dos diagnósticos de manutenção e confiabilidade.</i>	73
<i>Figura 4-5 – Diagrama de atividades da etapa de reconfiguração otimizada da rede.</i> 76	
<i>Figura 4-6 – Representação simplificada de uma rede de distribuição hipotética antes da reconfiguração</i>	77
<i>Figura 4-7 – Esquema da rede após sugestões de novos trechos (de vermelho) pelo usuário</i>	77
<i>Figura 4-8 – Realocação de unidades consumidoras (verde) para trecho sugerido (vermelho), via regra do vizinho mais próximo</i>	78
<i>Figura 4-9 – Identificação de ciclos (contornos verdes) no sistema de distribuição</i>	79
<i>Figura 4-10 – Composição do indivíduo após mutação e ajuste ao espaço de busca</i> ...	83
<i>Figura 4-11 – Esquema da rede de distribuição após aplicada a reconfiguração. Linhas tracejadas indicam trechos desligados.</i>	84
<i>Figura 5-1 – Diagnóstico de perdas técnicas por trecho do alimentador.</i>	87
<i>Figura 5-2 – Diagnóstico de perdas não técnicas com identificação de instalações para possível inspeção.</i>	87
<i>Figura 5-3 – Diagnóstico de custo de manutenção por cliente e trecho do alimentador.</i>	88
<i>Figura 5-4 – Diagnóstico de confiabilidade por cliente e trecho do alimentador.</i>	88
<i>Figura 5-5 – Esquema do alimentador primário com numeração das barras.</i>	89
<i>Figura 5-6 – Teste com cinco sugestões do usuário. Esquema do alimentador indicando, em vermelho, os trechos sugeridos.</i>	89
<i>Figura 5-7 – Teste com cinco sugestões do usuário. Esquema do alimentador após execução dos algoritmos de reconfiguração PSO (acima) e DE (abaixo). Trechos tracejados foram desativados pela ferramenta.</i>	90

<i>Figura 5-8 – Teste com cinco sugestões do usuário. Gráfico ilustrando o nível de tensão por barra antes (vermelho) e após (verde) a reconfiguração pelos algoritmos PSO (acima) e DE (abaixo).</i>	91
<i>Figura 5-9 – Teste com dez sugestões do usuário. Esquema do alimentador indicando, em vermelho, os trechos sugeridos.</i>	92
<i>Figura 5-10 – Teste com dez sugestões do usuário. Esquema do alimentador após execução dos algoritmos de reconfiguração PSO (acima) e DE (abaixo). Trechos tracejados foram desativados pela ferramenta.</i>	93
<i>Figura 5-11 – Teste com dez sugestões do usuário. Gráfico ilustrando o nível de tensão por barra antes (vermelho) e após (verde) a reconfiguração pelos algoritmos PSO (acima) e DE (abaixo).</i>	94
<i>Figura A-1 – Esquema da análise Fourier de tempo curto.</i>	109
<i>Figura A-2 – Caixa de Heisenberg.</i>	110
<i>Figura A-3 – Comparação entre a função janela g da análise Fourier (a) e função wavelet (b).</i>	111
<i>Figura A-4 – Exemplos de wavelets.</i>	112
<i>Figura A-5 – Esquema de uma decomposição piramidal de imagem.</i>	116
<i>Figura A-6 – Primeiro estágio de uma decomposição de imagem usando transformada wavelet discreta.</i>	117
<i>Figura A-7 – Decomposição de imagem em um nível (a) e em dois níveis (b).</i>	118

Lista de Tabelas

<i>Tabela 4-1 – Definição de dados da tabela PARAMETER.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 4-2 – Definição de dados da tabela BUS</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 4-3 – Definição de dados da tabela BRANCH</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 4-4 – Definição de dados da tabela POST</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 4-5 – Definição de dados da tabela TRANSFORMER.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 4-6 – Definição de dados da tabela CLIENT</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 4-7 – Definição de dados da tabela CD_CLIENT.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 4-8 – Definição de dados da tabela EXP_CLIENT.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 4-9 – Definição de dados da tabela OSM_NODE.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 4-10 – Definição de dados da tabela OSM_WAY</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 4-11 – Definição de dados da tabela OSM_WAY_NODE.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabela 4-12 – Parâmetros de carga para iluminação pública.</i>	<i>71</i>
<i>Tabela 4-13 – Parâmetros considerados para transformadores.</i>	<i>71</i>
<i>Tabela 4-14 – Lista dos ciclos identificados na Figura 4-9.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabela 5-1 – Teste com cinco sugestões do usuário. Resultados da reconfiguração. ...</i>	<i>91</i>
<i>Tabela 5-2 – Teste com dez sugestões do usuário. Resultados da reconfiguração.....</i>	<i>94</i>

Lista de Abreviaturas

ABRADEE	Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACS	<i>Ant Colony System</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CE	Ceará
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CVA	Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela “A”
DAOP	<i>Discrete Ascent Optimal Programming</i>
DE	<i>Differential Evolution</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DICRI	Duração da Interrupção Individual Ocorrida em dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
EBITDA	<i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FIC	Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
FIFO	<i>First In, First Out</i>
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado

IRT	Índice de Reajuste Tarifário Anual
kNN	<i>k-Nearest Neighbors</i>
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt-Ampère
kWh	Quilowatt-hora
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MG	Minas Gerais
MP	Medida Provisória
MT	Média Tensão
MVA	Megavolt-Ampère
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NN	<i>Nearest Neighbor</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSM	<i>OpenStreetMap</i>
p.u.	Por Unidade
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIS	Programa de Integração Social
PMSOr	Custo com Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros Custos Operacionais
PNT	Perdas Não-Técnicas
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PT	Perdas Técnicas
RA	Receita Anual
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RR	Receita Requerida
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SAD	Sistema de Apoio à Decisão
SAIDI	<i>Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SGBD	Sistema de Gerenciamento de Banco de Dados
SIN	Sistema Interligado Nacional

TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UML	<i>Unified Modeling Language</i>
V	Volt
XML	<i>Extended Markup Language</i>

Capítulo 1 - Introdução

Companhias distribuidoras de energia elétrica enfrentam, como qualquer empresa, o desafio de desempenhar suas atividades com a máxima eficiência possível. Isso significa entregar com qualidade os serviços a que se destinam e, concomitantemente, apresentar resultados econômico-financeiros satisfatórios em relação às expectativas de seus proprietários.

Considerando-se, ainda, especificidades inerentes a um negócio que envolve a garantia de entrega de um produto/serviço público, essencial à sociedade como um todo, como é o caso da energia, fica evidente que a gestão desse tipo de empreendimento demanda um nível de qualificação à altura da sua responsabilidade, tendo em vista os diversos tipos de exigência aos quais se submete, quais sejam: governamentais, sociais, normativos, mercadológicos, políticos, naturais, entre outros.

No contexto específico do gerenciamento de redes de distribuição, “planejamento” e “manutenção” são atividades de destacada importância estratégica. Realizá-las de forma competente é uma necessidade cada vez maior, uma vez que vários objetivos podem ser relacionados a tais processos, tais como: aumentar a qualidade e confiabilidade dos serviços prestados, reduzir perdas (técnicas e não-técnicas), identificar trechos que necessitem de melhorias e projetar reconfigurações para melhoria da rede.

Diante do cenário ora introduzido, este trabalho visa desenvolver, com base em um estudo bibliográfico sobre um conjunto de técnicas matemáticas e computacionais, uma metodologia que seja capaz de integrar tais recursos científicos na forma de uma ferramenta computacional para auxiliar o planejamento e diagnóstico em redes de distribuição.

Com o desenvolvimento de tal metodologia, espera-se oferecer uma contribuição científica baseada na combinação e emprego objetivo de conhecimentos teóricos, utilizando, como insumo, conjuntos de dados comuns a qualquer empresa do ramo de distribuição de energia, para gerar informações de importante valor agregado para a atividade.

1.1. Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo geral o estudo e aplicação integrada de métodos matemáticos e computacionais – tais como: regra do vizinho mais próximo, fluxo de potência, *wavelets*, estimativa de confiabilidade, teoria dos grafos e otimização evolucionária – para desenvolver o protótipo de uma solução computacional, que seja capaz de fornecer diagnósticos georreferenciados – referentes a perdas, custos e confiabilidade – e simulações para reconfiguração de redes de distribuição, de forma a auxiliar tomadores de decisão no gerenciamento desses sistemas.

Tal propósito se divide nos seguintes objetivos específicos:

- (i) Expor, de maneira sintética, o contexto normativo no qual se inserem as distribuidoras de energia elétrica, especialmente no que tange à sua posição dentro do sistema elétrico brasileiro, seus desafios no campo da geração de receita e alguns dos principais indicadores de desempenho envolvidos;
- (ii) prover uma revisão literária acerca dos métodos matemáticos, estatísticos e computacionais supracitados, com aplicabilidade promissora para análise de redes de distribuição;
- (iii) desenvolver uma metodologia integrada para o uso conjunto das técnicas estudadas, modelando uma solução computacional de auxílio à tomada de decisão, que envolva análise de dados, apresentação de diagnósticos e sugestões para reconfiguração de redes;
- (iv) desenvolver um estudo de caso (simulação) para pôr à prova o modelo desenvolvido, apresentando seus resultados, pontos positivos e melhorias necessárias.

1.2. Estrutura do Trabalho

O Capítulo 2 tem por finalidade a contextualização do setor elétrico brasileiro, com foco especial para a atividade de distribuição. Aspectos econômico-financeiros são expostos de maneira a se fazer compreender o desafio enfrentado pelas companhias do setor, especialmente no que se refere à geração eficiente de receita. Também são apresentados

importantes indicadores de desempenho, referentes a medidas de perdas e continuidade no serviço.

O Capítulo 3 realiza uma revisão de literatura sobre os métodos estudados e utilizados neste trabalho. O mesmo discorre teoricamente sobre o estado da arte das técnicas apresentadas, direcionando seu uso em prol do objetivo geral deste trabalho.

O Capítulo 4 expõe a metodologia adotada por este estudo no sentido de aplicar de forma integrada as técnicas estudadas. Demonstra-se o modelo de dados utilizado e a abordagem empregada para integrar cada item estudado em um sistema computacional implementado e funcional.

O Capítulo 5 expõe o estudo de caso desenvolvido para demonstração prática da ferramenta computacional desenvolvida, com a respectiva demonstração dos resultados alcançados.

Finalmente, o Capítulo 6 expressa as conclusões deste trabalho, bem como reflexões sobre pontos a serem melhorados e sugestões para futuros estudos.

Capítulo 2 - O Contexto da Distribuição de Energia Elétrica no Brasil

Com o objetivo de expor o contexto no qual se inserem os desafios abordados pelo presente trabalho, este capítulo descreve, sucintamente, aspectos relevantes do setor elétrico brasileiro.

O primeiro tópico se destina a uma contextualização geral do setor com base nos principais movimentos reestruturadores ocorridos nos últimos vinte anos, com foco especial para as mudanças regulatórias e organizacionais.

Seguidamente, os tópicos 2.2, 2.3 e 2.4 abordarão especificidades inerentes ao ambiente de negócio da distribuição de energia elétrica, também destacando os aspectos principais relacionados à sua estrutura, geração de receita e indicadores qualitativos relevantes para o contexto deste trabalho.

2.1 O Setor Elétrico Brasileiro: mudanças recentes em busca de viabilidade e eficiência

Na história recente do setor elétrico brasileiro, duas fases distintas de reestruturação, desencadeadas pelo governo federal, merecem atenção. A primeira, ocorrida em meados da década de 1990, pautou-se pela transição do papel do Estado, reduzindo sua participação como “executor” para fortalecer sua condição de “regulador” do setor [1].

O contexto apresentado pelo sistema elétrico brasileiro à época expressava, desde a década anterior, um quadro econômico preocupante, oriundo de fatores como: controle e manutenção uniforme de tarifas em valores artificialmente baixos como medida de contenção da inflação, subsídios cruzados entre empresas eficientes e ineficientes e remuneração insuficiente para o equilíbrio das companhias do setor [1].

Nesse sentido, em 1996, o pacote de medidas identificado como RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, trouxe um conjunto de sugestões e decisões para o setor, dentre as quais se destacam [2]:

- Desverticalização de atividades;
- Competitividade na atividade de Geração, com preços definidos pelo mercado;
- Consolidação das atividades de Transmissão e Distribuição enquanto monopólios naturais¹ [3], com preços administrados pelo poder concedente;
- Constituição de novas entidades para atuação no ambiente institucional: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Mercado Atacadista de Energia (MAE) [4]. O posicionamento estratégico de cada agente dentro do sistema é ilustrado pela Figura 2-1.
- Privatização de companhias operadoras [4].

A supramencionada ANEEL constituiu-se, durante este projeto, como agência reguladora do sistema elétrico brasileiro. Seu objetivo, em síntese, é regulamentar e fiscalizar a operação de todos os agentes do sistema, provendo um ambiente de equilíbrio que permita o alcance de resultados sólidos às companhias envolvidas e modicidade tarifária e qualidade ao consumidor [4].

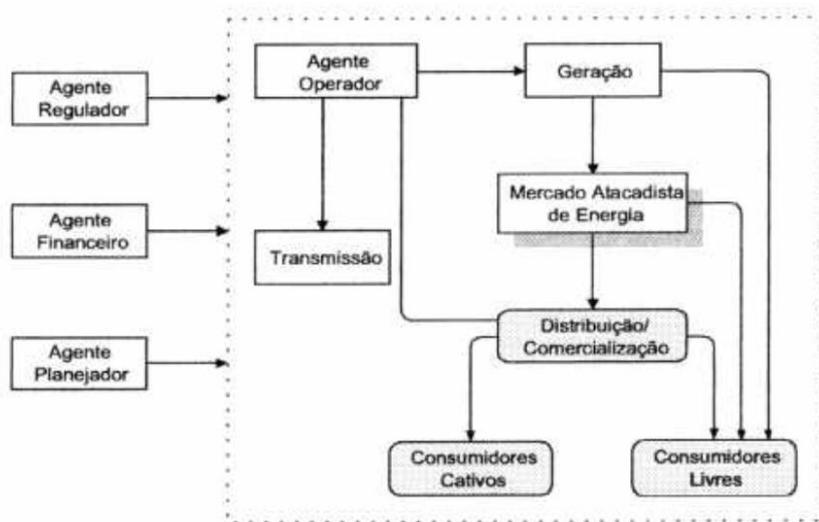


Figura 2-1- Estrutura organizacional do setor elétrico após reestruturação da década de 1990.

Fonte: [5]

¹ Um “monopólio natural” pode ser definido como um setor industrial em que o produto custa menos se for oferecido por um único fornecedor [3].

Entretanto, esse primeiro ciclo de reestruturações não foi suficiente para evitar, em 2001, uma crise energética que levou o governo federal a editar medidas emergenciais para sua contenção, como o racionamento que vigorou entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002 [1]. Como principais causas dessa crise, citam-se [5]:

- Falta de investimento nos anos anteriores nas áreas de geração e transmissão;
- Crescimento do consumo de energia;
- Matriz predominantemente hidráulica (90%) combinada com um regime hidrológico desfavorável nos anos anteriores.

Objetivando reduzir os riscos de falta de energia e melhorar o monitoramento e controle do sistema [1], a segunda etapa reestruturadora executada pelo governo teve início em 2004 com a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Com as leis nº 10.847/2004 [6] e nº 10.848/2004 [7], novos agentes foram criados, entre eles a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – sucessora do MAE – e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) [4].

Esse novo modelo foi concebido segundo as premissas: segurança no suprimento de energia elétrica, modicidade tarifária e universalização do atendimento. Seus principais pilares são: o planejamento de longo prazo, criação da câmara de comercialização, coexistência dos ambientes regulado e livre para contratação e na exigência às distribuidoras para previsão e contratação de energia suficiente para atendimento ao mercado [5]. A Figura 2-2 expõe, de forma hierárquica, o atual relacionamento entre os componentes organizacionais do sistema elétrico brasileiro.

No plano econômico do setor elétrico, as medidas editadas em 2004 tiveram como destaque a divisão da contratação de energia em dois mercados, a saber [8]:

- a) Ambiente de contratação regulada (ACR)/*pool*: inclui todas as concessionárias de distribuição elétrica, correspondendo a 95% do consumo em 2004.
- b) Ambiente de contratação livre (ACL): refere-se aos consumidores livres e comercializadores que podem contratar de forma ativa sua demanda.

Ainda segundo [8], o modelo de leilões destinado a garantir a concorrência no ambiente de *pool* foi alvo de discussões sobre suas possíveis implicações regulatórias. Atrair o investimento privado necessário à expansão da geração de energia era o desafio principal do novo marco regulatório, baseando-se em um planejamento centralizado.

Uma última etapa regulatória que merece destaque entre os movimentos governamentais junto ao setor elétrico é a Medida Provisória (MP) 579, de setembro/2012 [9], posteriormente convertida na lei 12.783/2013 [10]. Com o objetivo de reduzir o custo da energia elétrica ao consumidor final (especialmente a classe industrial), o governo federal ofereceu a renovação antecipada das concessões no mercado gerador de energia, regulando, por outro lado, as tarifas pagas, forçando a sua redução [11]. Tal medida provocou importantes discussões entre as companhias envolvidas, especialmente aquelas detentoras de concessões com vencimento nos anos próximos à sua edição, tendo em vista as garantias vigentes de manutenção dos preços [11].

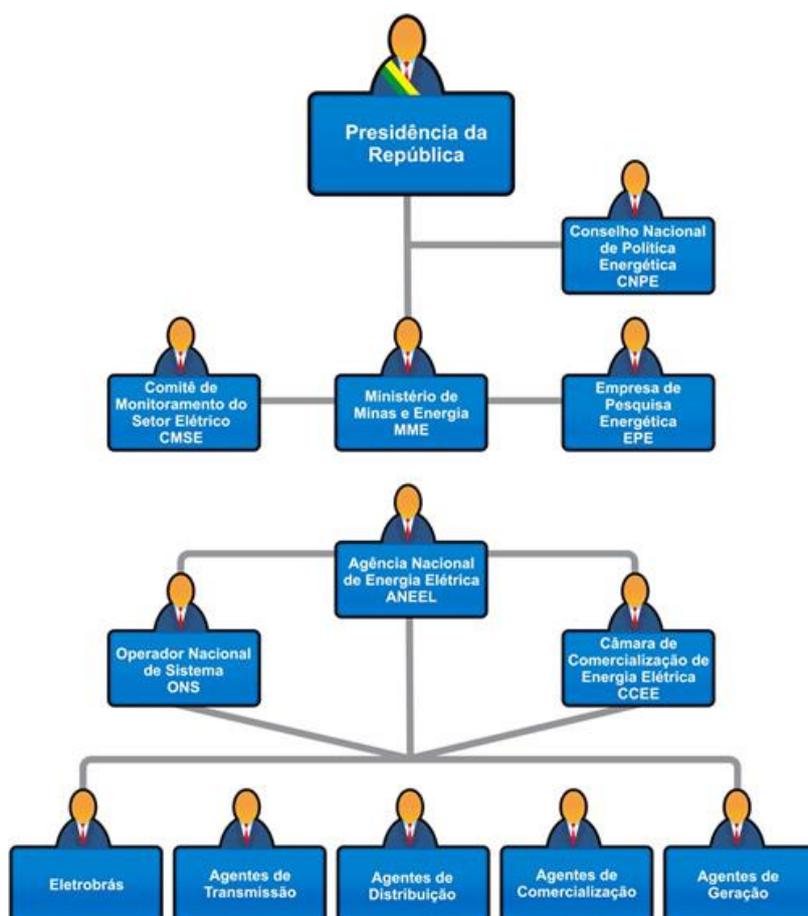


Figura 2-2- Mapeamento organizacional atual do sistema elétrico brasileiro.

Fonte: [1]

2.2 A Atividade de Distribuição em síntese: conceitos e estrutura

“Distribuição de energia” é a atividade que se destina a interligar o sistema elétrico ao seu consumidor final. As chamadas “distribuidoras” são empresas de grande porte que atuam realizando a entrega da energia às unidades consumidoras, funcionando como “elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade” [4].

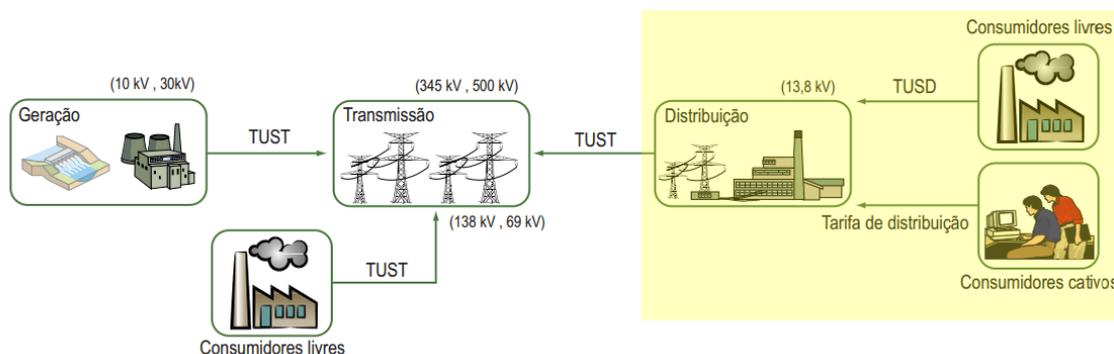


Figura 2-3–Relação entre agentes do sistema elétrico e consumidores.

Fonte: adaptado de [4]

Conforme demonstrado na Figura 2-3, após sua geração, a energia elétrica é transmitida, na chamada “Rede Básica”, em níveis de tensão variando de 88 kV a 750 kV [4]. A atuação das empresas de distribuição se inicia com o rebaixamento, por meio de subestações elétricas, desse nível de tensão para faixas abaixo de 230 kV, dependendo do tipo de consumidor a que é destinado o fornecimento. Seguidamente, um sistema composto por outras subestações, postes, fios e transformadores efetua, conforme a necessidade, novos rebaixamentos de tensão e, finalmente, se interliga aos consumidores finais, majoritariamente residenciais [4] [12].

De acordo com [12], as distribuidoras de energia elétrica atuam, no Brasil, em redes com as seguintes características:

- Linhas de Subtransmissão: entre 69 kV e 138 kV
- Linhas de Média Tensão: entre 2,3 kV e 44 kV
- Redes de Baixa Tensão: entre 110 V e 440 V

Massivamente presentes no ambiente urbano, as redes de média e baixa tensão são facilmente identificáveis. Linhas de média tensão (MT) compõem a chamada “rede primária”, normalmente localizada na parte superior dos postes de distribuição, sustentada por cruzetas. Linhas de baixa tensão (BT), por sua vez, compõem a “rede secundária”, também fixada nos postes a uma altura inferior à primária [12]. A figura 2-4, a seguir, ilustra a localização de ambas as redes em um poste de energia.



Figura 2-4–Redes primária e secundária em um poste de energia.

Fonte: [13]

Por interligar um grande número de domicílios que representam suas unidades consumidoras, um sistema de distribuição se desenha conforme a topografia da localidade onde está implantado, estendendo-se, a partir de uma subestação de distribuição, ao longo de ruas, avenidas e demais trajetos urbanos [12]. A figura 2-5 representa a disposição de uma rede alimentadora de média tensão – ou, simplesmente, “alimentador” – sobre a fotografia satélite de uma região.

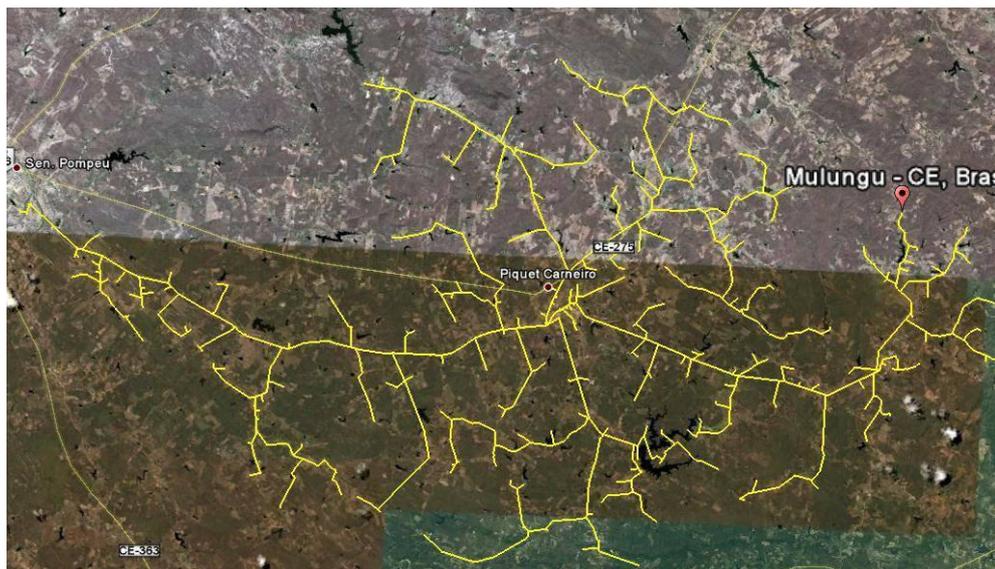


Figura 2-5—Distribuição de um alimentador MT sobre a região de Piquet Carneiro-CE.

Fonte: [14]

Em uma rede primária, um alimentador se inicia, comumente, a partir de uma subestação de distribuição. Diferentemente de uma subestação de transmissão, este tipo de instalação é normalmente encontrado em centros urbanos e tem por finalidade rebaixar a tensão para o nível médio (2,3 kV a 44 kV) [12].

A transformação para baixa tensão, por sua vez, ocorre no sistema elétrico através dos transformadores de distribuição. Estes equipamentos, comumente encontrados fixados aos postes, alimentam as redes de baixa tensão (normalmente 127 V ou 220 V) que, por sua vez, se conectam diretamente à maioria das unidades consumidoras do sistema (residências, pequenos comércios e microindústrias) [12].

De acordo com [12], as redes de distribuição podem se apresentar sob quatro tipos básicos de construção, relacionados a seguir em ordem crescente de custo:

- **Aérea convencional:** apresenta condutores nus (sem isolamento), com maior risco de ocorrência de acidentes, como curtos-circuitos. Modalidade mais comum no Brasil [12]. A Figura 2-4 traz um exemplo desse tipo de rede.
- **Aérea compacta:** utiliza uma camada protetora sobre os condutores, o que permite posicioná-los mais próximos uns dos outros, ocasionando menor

número de perturbações e/ou acidentes (Figura 2-6). Surgiu no Brasil na década de 1990 [12]. Representam o tipo de rede mais utilizado no Brasil para construção de novos alimentadores em redes áreas urbanas [15].



Figura 2-6 – Redes compactas.

Fonte: [15]

- **Aérea isolada:** (Figura 2-7) apresenta uma proteção ainda mais eficiente do que a da rede compacta, permitindo inclusive o trançamento dos três cabos das fases, ocupando um espaço menor do que o de uma rede aérea compacta [15] .



Figura 2-7 – Rede Isolada.

Fonte: [15]

- **Subterrânea:** acomoda os condutores isolados em estruturas sob o solo, proporcionando a melhor confiabilidade e resultado estético entre os tipos aqui apresentados (Figura 2-8). Possui também o custo mais elevado, sendo utilizado somente em regiões onde possui viabilidade comprovada [12].



Figura 2-8 – Rede Subterrânea.

Fonte: [15]

Atualmente, o mercado de distribuição de energia elétrica brasileiro é composto por 63 concessionárias [16], companhias de controle acionário público ou privado, responsáveis pelo atendimento a cerca de 77 milhões de unidades consumidoras [17]. O Contrato de Concessão, firmado junto à União, é o instrumento jurídico que rege os direitos e obrigações dessas empresas ao explorar o serviço público em determinada área geográfica, na qual é assegurado o monopólio do fornecimento de energia elétrica à concessionária [4].

A regulamentação e a fiscalização de tais empresas em face de seus respectivos contratos de concessão é exercida pela ANEEL, cuja atuação tem por princípio básico assegurar ao consumidor o acesso contínuo a um serviço público de qualidade, por um preço justo, e à concessionária o equilíbrio econômico-financeiro necessário ao cumprimento do Contrato de Concessão [4].

2.3 O desafio da geração de receita na distribuição de energia: estrutura tarifária e mecanismos de atualização

O mecanismo empregado pela ANEEL para controle dos preços praticados pelas concessionárias é denominado *price-cap* (preço-teto). Nesse sistema, um teto inicial para a tarifa é determinado pelo órgão regulador. O valor teto recebe ajustes periódicos com base em um índice inflacionário (IGP-M, no caso do Brasil) que pode ser descontado de um determinado fator de produtividade [18].

O órgão regulador, em sua prerrogativa de estabelecer e controlar o preço cobrado pelas distribuidoras no fornecimento de energia ao consumidor, visa equilibrar a modicidade tarifária com a geração de uma receita que seja suficiente para cobertura dos custos eficientes envolvidos no negócio, inclusive a remuneração do capital investido.

Tal receita pode ser decomposta em diversos componentes tarifários que, por sua vez, se agrupam em quatro funções básicas de custo, a saber: Transporte, Perdas, Encargos e Energia [19].

As funções de custo anteriormente citadas se agregam para formar duas tarifas básicas: TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição; e TE – Tarifa de Energia. A aplicação dessas tarifas é diferenciada por subgrupo de clientes, posto tarifário (horários de consumo) e modalidade tarifária (fixa ou diferenciada por horário). Esse conjunto de tarifas aplicadas aos consumidores, incluindo suas diferenciações, é denominado “Estrutura Tarifária” [19].

A TUSD agrega as seguintes funções de custo [19]:

- **Transporte:** custos regulatórios pelo uso de ativos de terceiros e da própria distribuidora, incluindo não somente equipamentos e instalações, mas também ativos financeiros (remuneração de capital), administração, operação e manutenção.
- **Encargos:** custos setoriais para incentivo a pesquisa e desenvolvimento; fiscalização de serviços; manutenção do ONS – Operador Nacional do Sistema

Elétrico; CDE – Conta de Desenvolvimento Energético; e incentivo a fontes alternativas de energia.

- **Perdas:** técnicas e não técnicas, incluindo da Rede Básica, devido às perdas regulatórias da distribuidora.

A TE, por sua vez, compreende as funções [19]:

- **Energia:** compra de energia elétrica para revenda ao consumidor.
- **Encargos:** relativos a serviços de sistema; energia de reserva; pesquisa e desenvolvimento; recursos hídricos; e CDE (Conta de Desenvolvimento Energético).
- **Transporte:** custos de transmissão relacionados ao transporte e rede básica de Itaipu.
- **Perdas:** da Rede Básica, devido ao mercado de referência de energia.

Acrescenta-se, também, à TE, o valor determinado pelo mecanismo de Bandeiras Tarifárias, que tem por objetivo repassar ao consumidor cativo as condições de geração de energia elétrica do SIN – Sistema Interligado Nacional. Este sinalizador, em vigor a partir de 2015, é representado por três cores [20]:

- **Bandeira Verde:** condições favoráveis à geração de energia. Não implica acréscimo à TE.
- **Bandeira Amarela:** condições menos favoráveis em nível intermediário. Implica acréscimo à TE no valor de R\$ 0,025/kWh (data base: Novembro/2015) [21].
- **Bandeira Vermelha:** condições desfavoráveis à geração em nível máximo. Implica acréscimo à TE no valor de R\$ 0,045/kWh (data base: Novembro/2015) [21].

Segundo a ANEEL [4], são três os mecanismos de atualização tarifária previstos pelos contratos de concessão:

- **Revisão Tarifária Periódica (RTP):** aplicada de quatro em quatro ou de cinco em cinco anos, efetua o reajuste da tarifa com base em um detalhado estudo que leva em conta, além da atualização inflacionária, custos eficientes, remuneração

de investimentos prudentes, níveis de qualidade e receitas alcançados na fixação do novo patamar tarifário, a fim de torná-lo mais adequado à realidade mercadológica da empresa.

- Reajuste Tarifário Anual (RTA): segue fórmula prevista no contrato de concessão para restabelecer a receita da concessionária. Trata da atualização dos preços praticados com base na inflação. É aplicado anualmente, exceto em ano em que ocorre revisão tarifária.
- Revisão Tarifária Extraordinária: ocorre em situações especiais de desequilíbrio no mercado. Tem por finalidade sanear tais situações e restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Por serem a Revisão Tarifária Periódica e o Reajuste Tarifário Anual os mecanismos ordinariamente utilizados para redefinição dos preços praticados pelas distribuidoras, destacam-se a seguir os pontos mais relevantes, para o contexto desta dissertação, do arcabouço normativo da ANEEL destinado à regulação de processos tarifários.

O processo da RTP consiste no cálculo, por meio da base de dados disponibilizada pela concessionária, da Receita Requerida (RR) pela concessionária para sua viabilidade econômico-financeira e seu respectivo Mercado de Referência – faturamento total da empresa durante o período de referência [22]. A partir desses montantes, a ANEEL estipula o reajuste máximo a ser permitido para a concessionária e realiza a abertura tarifária, distribuindo os custos calculados para formação da TUSD e TE.

A equação (2-1), a seguir, sintetiza as duas parcelas que compõem a RR [22]:

$$RR = VPA + VPB \quad (2-1)$$

Onde:

RR: Receita Requerida

VPA: Valor da Parcela A

VPB: Valor da Parcela B

A Parcela A é o somatório dos seguintes custos, cujo gerenciamento está fora do controle da distribuidora [22]:

- Aquisição de energia elétrica e geração própria, incluindo perdas técnicas e não-técnicas, abordadas com mais detalhes a seguir.
- Conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição.
- Encargos setoriais.

A Parcela B, por sua vez, engloba os demais custos inerentes à atividade de distribuição, sendo, portanto, considerados gerenciáveis pela companhia. Em resumo [22]:

- Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM): corresponde aos Custos Operacionais (pessoal, materiais, serviços de terceiros, tributos, seguros e outros), juntamente com as Receitas Irrecuperáveis.
- Custo Anual dos Ativos (CAA): envolve a Remuneração do Capital, cuja taxa é definida pela ANEEL com base em indicadores internacionais de mercado ajustados para o contexto econômico-fiscal brasileiro [23]; Quota de Reintegração Regulatória, correspondente aos ativos da Base de Remuneração Regulatória (bens de uso) devidamente atualizados [24]; e Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, que engloba os custos componentes da Base de Anuidade Regulatória (aluguéis, veículos e sistemas de informática) [24].

No cálculo da Parcela B, o montante formado por CAOM e CAA é ajustado conforme o desempenho da distribuidora frente ao mercado e seu indicador de qualidade do serviço [22], derivado da variação de índices como DEC e FEC [25], explicados a seguir.

No cálculo do montante de Custos Operacionais dentro do CAOM, levam-se em conta metas e trajetória regulatória de custos definidas na última revisão tarifária, com base em limites de eficiência. Os custos eficientes considerados correspondem a uma soma ponderada formada pelos seguintes produtos [26]: rede subterrânea, rede aérea, rede de alta tensão, mercado ponderado, consumidores, consumidor-hora interrompido (com base no DEC) e perdas não técnicas.

Segundo sintetiza a própria ANEEL em [27], durante a RTP, “as tarifas abertas por modalidades da estrutura tarifária e níveis de tensão são ‘criadas’, isto é, elas ‘nascem’

no processo de revisão periódica, de modo que aplicadas ao mercado de referência da concessionária produzam a ‘Receita Requerida’ (Parcelas A e B), assegurando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão”.

O Reajuste Tarifário Anual (RTA), por sua vez, visa ao cálculo do percentual de ajuste necessário a essas tarifas para a manutenção desse equilíbrio [27].

O cálculo realizado para a definição do RTA se inicia com um levantamento junto ao banco de dados da ANEEL para apuração da Receita Anual (RA_0 ou receita de referência) da concessionária. Essa receita, baseada nas tarifas definidas no último processo tarifário, é levantada pelo somatório das Receitas de Fornecimento, Suprimento, Consumo de Energia Elétrica e Uso dos Sistemas de Distribuição, líquidos de impostos e contribuições como PIS/PASEP, COFINS e ICMS [27].

Em seguida, a RA_0 tem o seu valor separado entre as parcelas de custo A e B, descritas anteriormente, conforme equação (2-2) [27].

$$RA_0 = VPA_0 + VPB_0 \quad (2-2)$$

Onde:

RA_0 : Receita Anual referente ao último processo tarifário

VPA_0 : Valor da Parcela A referente ao último processo tarifário

VPB_0 : Valor da Parcela B referente ao último processo tarifário

Depois de separadas, as parcelas A e B têm seus valores atualizados seguindo metodologias distintas. Enquanto os valores componentes da Parcela A são atualizados, em sua maioria, mediante simples aplicação das tarifas contratuais praticadas na data do reajuste em processamento, a atualização da Parcela B segue a fórmula descrita na equação (2-3) [27].

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IGPM - X) \quad (2-3)$$

Onde:

VPB_1 : Valor da Parcela B na data do reajuste em processamento

IGPM: Variação do IGP-M – Índice Geral de Preços de Mercado

X: Fator X

Conforme se percebe na equação anterior, os custos inerentes à atividade de distribuição, correspondentes à Parcela B, são atualizados mediante o índice inflacionário IGP-M, disponibilizado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), descontado do Fator X, descrito a seguir. Esse desconto ocorre somente a partir do terceiro ciclo de revisão tarifária (RTP) da concessionária [27].

O Fator X, conforme define a ANEEL em [25], “tem por objetivo primordial a garantia de que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes”. Para tanto, seu cálculo agrega os seguintes componentes:

- Ganhos de produtividade da atividade de distribuição: quanto maior é o crescimento do setor de distribuição e do mercado da concessionária, maior será esta parcela.
- Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor: quanto melhor a redução dos índices DEC e FEC obtidos pela concessionária em relação ao ano anterior, menor será esta parcela.
- Trajetória de custos operacionais: quanto menor o custo operacional da concessionária em relação à meta estabelecida dentro da RTP vigente, menor será esta parcela.

Tendo sido calculadas as Parcelas A e B atualizadas para a data do reajuste em processamento, a soma de ambas perfaz a nova Receita Anual. A razão entre essa nova receita e a anterior é denominada Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) Econômico. Este índice, somado a um ajuste referente a itens financeiros que não fazem parte da base tarifária – CVA, Sobrecontratação de Energia, Programa Luz Para Todos, entre outros – resulta no índice total de reajuste a ser aplicado sobre a tarifa vigente [27].

Conforme se verifica nas informações da presente seção, praticamente todos os aspectos inerentes à geração de receita por parte da concessionária de distribuição são controlados pelo seu órgão regulador. Desde os custos operacionais até a própria

margem de lucro, nesse contexto caracterizada pela remuneração dos ativos, são estabelecidas regras, metas e limites que restringem a competitividade do negócio. De acordo com [18], diante da imobilidade do preço, as concessionárias são levadas a buscar a melhoria dos seus ganhos de produtividade por meio da redução de custos.

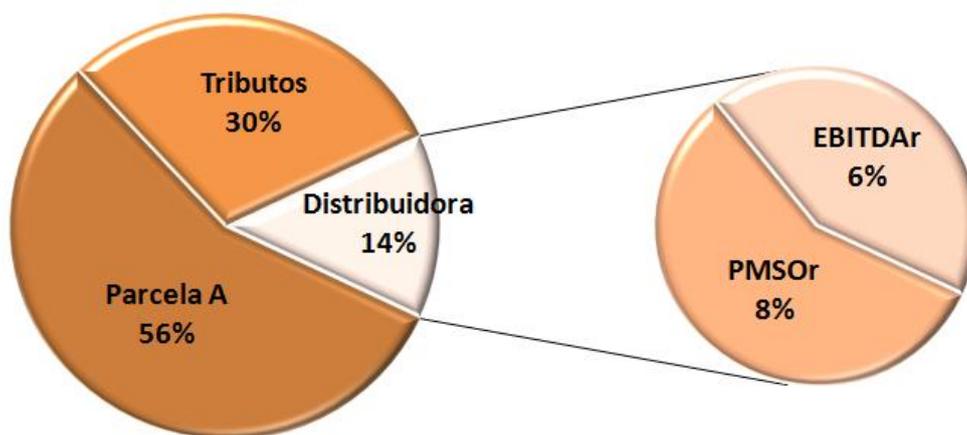


Figura 2-9–Estrutura da Receita Tarifária - 2015.

Fonte: [28]

A Figura 2-9, divulgada pela ABRADDEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica em [28], busca expor comparativamente a composição tarifária média do Brasil no ano 2015. Em destaque, percebe-se que as fatias correspondentes ao custo PMSOr (Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros Custos Operacionais – regulatórios) e EBITDAr² (que aqui se refere à também regulatória Remuneração e Reintegração de Capital), representam apenas 8% e 6%, respectivamente, do que é pago pelo cliente.

Conforme se percebe na Figura 2-10, a tarifa média residencial brasileira apresentou, nos último cinco anos, crescimento acumulado inferior ao de quatro importantes índices econômicos. Tal quadro, que por um lado expõe certa efetividade por parte da ANEEL no cumprimento do objetivo de buscar a modicidade tarifária, por outro denota um desequilíbrio para a saúde econômico-financeira do setor de distribuição, tendo em vista o descasamento entre os reajustes efetuados e o crescimento dos custos.

² EBITDA: sigla em inglês para *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* (lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização).

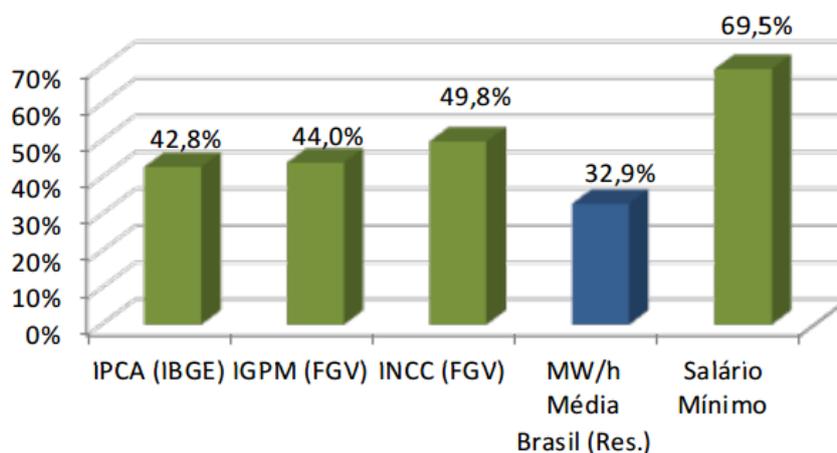


Figura 2-10–Evolução percentual da tarifa residencial média comparada à de outros índices econômicos (2009-2015).

Fonte: [29]

É diante desse contexto que se justificam ações, técnicas e ferramentas que visem à otimização das atividades exercidas pelas companhias distribuidoras de energia, no sentido de torná-las mais precisas, eficientes e objetivas; sendo este o caso do estudo apresentado pela presente dissertação.

A próxima seção finaliza a apresentação contextual do setor de distribuição para que, em seguida, sejam apresentados os conceitos científicos aplicados ao desenvolvimento do produto deste trabalho.

2.4 Indicadores de perdas e continuidade

Por se tratarem de indicadores intrinsecamente relacionados ao negócio da distribuição de energia, e cuja observação é de grande interesse para a atividade, conceituam-se, nesta seção, as Perdas Técnicas (PT), Perdas Não Técnicas (PNT) e os Indicadores de Continuidade, destacando-se também, sobre eles, aspectos da ótica normativa da ANEEL.

As Perdas Técnicas são aquelas decorrentes das leis da física aplicáveis ao transporte da energia elétrica na rede. Podem ser ocasionadas, por exemplo, nos condutores, por meio do efeito *Joule*; nos núcleos dos transformadores; correntes de fuga no ar; e nos

isoladores/isolantes [30]. A impedância, presente em todo condutor elétrico, é a principal característica responsável pela queda na potência que determina a perda elétrica entre as extremidades alimentadora e consumidora de um fluxo de potência [31].

No caso dos transformadores, além da perda elétrica ocasionada pela impedância, há também a perda causada pelo funcionamento do equipamento, devido à geração do campo magnético em seu núcleo [31].

Conforme citado anteriormente, o cálculo regulatório de Perdas Técnicas é realizado pela ANEEL no processo da RTP, como componente de custo da Parcela A. Os dados necessários a esse cálculo são obtidos nos bancos de dados da distribuidora, Balanço de Energia, campanhas de medição e CCEE [32].

Os seguintes métodos de cálculo são adotados pela ANEEL para medição das perdas técnicas [32]:

- Para os sistemas de alta tensão, os resultados são obtidos por meio de um sistema de medição, exigido pela ANEEL, que possibilite à concessionária a totalização das perdas de energia pela diferença entre a energia injetada e fornecida.
- No caso dos transformadores, a perda de energia, calculada na equação (2-4), corresponde ao período de tempo analisado multiplicado pelo montante da perda de energia em vazio com a perda de energia no cobre ajustada pelo coeficiente de perdas:

$$E_{TR} = \Delta T \times (P_{fe} + P_{cu} \times CP_T) \quad (2-4)$$

Onde:

E_{TR} : perda de energia do transformador [MWh]

ΔT : período de tempo analisado

P_{fe} : perda no ferro ou em vazio do transformador [MW]

P_{cu} : perda de potência para a demanda média no cobre do transformador [MW]

CP_T : Coeficiente de Perdas

- Para as perdas ocorridas nos sistemas de distribuição em média e baixa tensão, é utilizado um método de fluxo de potência com as seguintes características:
 - Elementos não-lineares são considerados como equivalentes de Norton, com matriz de admitância nodal constante e uma corrente de compensação que ajusta a porção não linear.
 - A Matriz de admitância nodal é mantida constante.
 - A corrente de compensação é a corrente que é adicionada ao vetor de injeção de corrente e compõe as equações nodais do circuito.
 - As tensões em módulo e ângulo são obtidas em todas as barras do circuito por meio do seguinte procedimento: gera-se um valor inicial de tensão pela solução do fluxo de potência desconectando todas as cargas do sistema e considerando apenas os elementos passivos ligados em série no circuito.
 - A partir do item anterior, em um ciclo iterativo, obtém-se as correntes injetadas para os elementos ativos conectados e estas são adicionadas ao vetor de injeção de corrente. Esse processo é repetido até que as tensões estejam dentro da tolerância especificada.
- Nas unidades consumidoras do grupo B (abaixo de 2,3 kV), a perda de potência no medidor é calculada pela equação (2-5) a seguir.

$$E_M = K \times P_c \times 10^{-6} \times \Delta T \quad (2-5)$$

Onde:

E_M : perda de energia no medidor [MWh]

K : multiplicador da perda de potência. Sendo os seus valores: 1 para monofásico; 2 para bifásico; e 3 para trifásico

P_c : perda por circuito de tensão do medidor [W]

ΔT : período de tempo analisado

As Perdas Não Técnicas, segundo definição da própria ANEEL em [33], correspondem às perdas oriundas de furtos de energia e erros na medição e faturamento. Somando-se os montantes de Perdas Técnicas e Perdas Não Técnicas, obtém-se o total de Perdas na Distribuição, que corresponde à diferença entre a energia que foi injetada no sistema e a que foi devidamente vendida/entregue junto aos sistemas cativo e livre. As equações (2-6) e (2-7) ilustram estas definições.

$$PD = EI - (EV + EE) \quad (2-6)$$

Onde:

PD: Perdas na Distribuição

EI: Energia Injetada

EV: Energia Vendida (mediante tarifa regulada no mercado cativo)

EE: Energia Entregue (mercado livre, cobrança via TUSD)

$$PNT = PD - PT \quad (2-7)$$

Onde:

PNT: Perda Não Técnica

PD: Perdas na Distribuição

PT: Perda Técnica

Diferentemente do percentual de Perdas Técnicas, que é calculado sobre a energia injetada no sistema – equação (2-8) –, o índice de Perdas Não Técnicas – equação (2-9) – é determinado como percentual sobre o Mercado de Baixa Tensão [33].

$$PPT = \frac{PT}{EI} \times 100 \quad (2-8)$$

Onde:

PPT: Percentual de Perdas Técnicas

PT: Perda Técnica

EI: Energia Injetada na rede

$$PPNT = \frac{PNT}{Mbt} \times 100 \quad (2-9)$$

Onde:

PPNT: Percentual de Perdas Não Técnicas

PNT: Perda Não Técnica

Mbt: Mercado de baixa tensão da concessionária

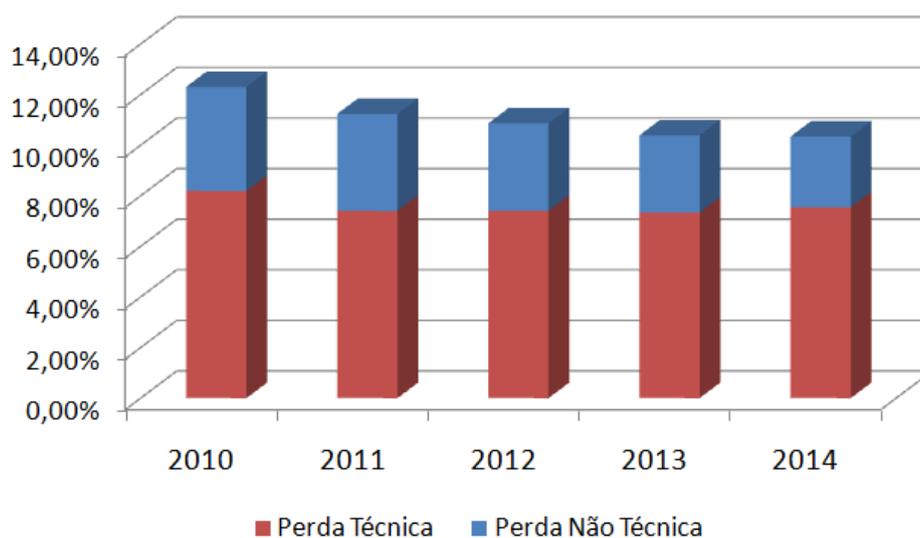


Figura 2-11 – Evolução anual dos indicadores percentuais de perdas – média entre as distribuidoras.

Fonte: Elaborado a partir de [34].

Além de utilizar o volume de Perdas Não Técnicas no cálculo da RTP e do RTA, a ANEEL estabelece metas para esse indicador a serem perseguidas pelas distribuidoras. A definição de tais metas se baseia em análise comparativa – *yardstick competition* – e leva em conta *rankings* de complexidade das áreas de concessão baseados em três diferentes modelos para *benchmarking*. A meta final é a média aritmética dos resultados obtidos em cada modelo [33].

Tendo sido definida a meta, a ANEEL estabelece limites anuais para redução das perdas, com base na própria meta e no porte da distribuidora. Um percentual de ajuste faz a conversão dos percentuais obtidos via mercado medido para mercado faturado [33].

Na Figura 2-11, é possível perceber a evolução das perdas médias entre as distribuidoras brasileiras entre 2010 e 2014, observando-se uma tendência a queda, com certa estabilização do índice no biênio final. A Figura 2-12, por sua vez, ilustra os conceitos de perdas apresentados nesta seção, exemplificando-os nas três principais atividades do sistema elétrico.

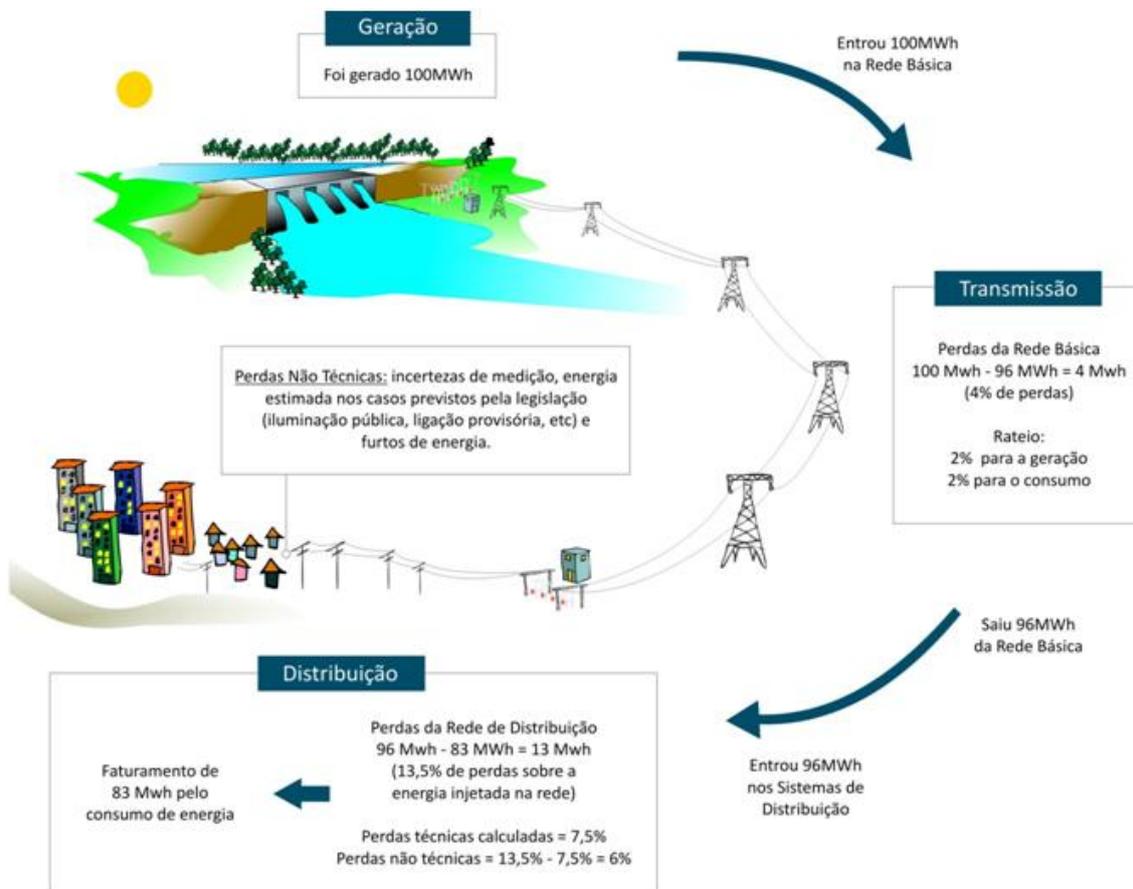


Figura 2-12 – Exemplos da ocorrência de perdas no sistema elétrico.

Fonte: [34]

Os indicadores de continuidade de serviço são divulgados para que distribuidoras, consumidores e a própria ANEEL possam avaliar a qualidade do serviço prestado e desempenho do sistema elétrico [35].

Entre os indicadores individuais, calculados para cada unidade consumidora, exceto pelo indicador DICRI, apurado em dia crítico, todos os demais relacionados a seguir são calculados para períodos mensais, trimestrais e anuais [35]. São eles:

- DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão: somatório do tempo de interrupção no fornecimento de energia para a unidade consumidora, dentro do período de apuração, expresso em horas e centésimos de hora.

- FIC – Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão: número de interrupções no fornecimento ocorridas para a unidade consumidora, dentro do período de apuração, expresso em unidades.
- DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão: duração máxima de interrupção contínua no fornecimento ocorrida para a unidade consumidora, dentro do período de apuração, expresso em horas e centésimos de hora.
- DICRI – Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão: expresso em horas.

Os seguintes indicadores são apurados através de um conjunto de unidades consumidoras [35]:

- DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora: é a média aritmética do DIC dentro de um conjunto de unidades consumidoras, expressa em horas e centésimos de hora.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (2-10)$$

Onde:

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

i: Índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto

Cc: Número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

- FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora: é a média aritmética do FIC dentro de um conjunto de unidades consumidoras, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (2-11)$$

Onde:

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

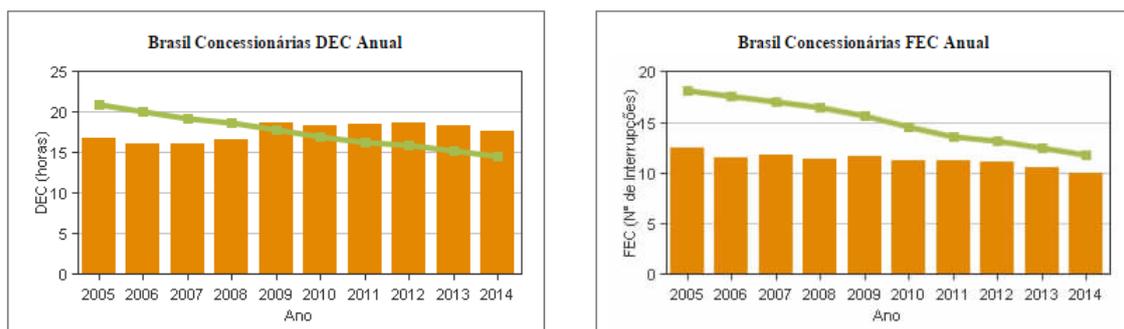


Figura 2-13 – Evolução do DEC e FEC anuais no Brasil entre 2005 e 2014.

Fonte: [36]

A Figura 2-13 compara a evolução dos índices DEC e FEC apurados (barras) pela ANEEL [36] entre 2005 e 2009 com seus respectivos limites regulatórios (linhas).

Com base em informações do banco de dados das distribuidoras, a ANEEL estabelece, anualmente, limites para os indicadores de continuidade, que são agrupados por localização e tensão contratada. Em caso de violação dos limites individuais, a distribuidora é obrigada a ressarcir os clientes. Observando os gráficos da Figura 2-14, que sintetizam as compensações ocorridas entre 2005 e 2014, percebe-se que volume de compensações concentra-se altamente no período mensal, com uma relativa estabilidade verificada entre os anos 2011 e 2014 (os volumes referentes a 2015 são parciais).

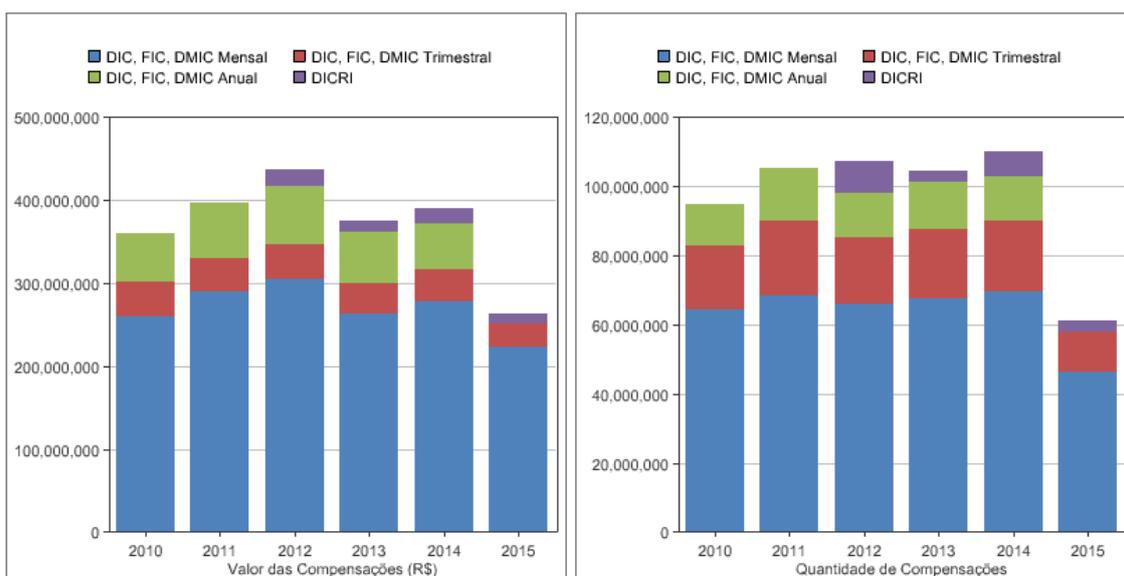


Figura 2-14 – Compensações por violação nos indicadores de continuidade entre 2010 e 2014.

Fonte: [37]

A presente seção serviu, portanto, para traçar um panorama com importantes indicadores de desempenho utilizados pelas companhias distribuidoras. Os resultados de perdas e continuidade no serviço refletem diretamente a qualidade do serviço prestado pelas companhias, influenciando a análise do órgão regulador durante revisões periódicas e reajustes anuais. Para além do aspecto normativo, tais indicadores também podem ter sua utilidade estendida para comporem medidas técnico-gerenciais de confiabilidade, como será demonstrado na seção 3.4 desta dissertação.

Capítulo 3 - Revisão de literatura sobre os métodos estudados

Seguindo-se à etapa contextual apresentada anteriormente, o presente capítulo tem por finalidade trazer uma revisão de literatura contendo o estado da arte das técnicas matemáticas e computacionais estudadas no escopo deste trabalho.

As seções 3.1, 3.2 e 3.3 apresentam, respectivamente, conceitos de agrupamento de dados, cálculo de fluxo de potência e processamento de imagens empregados no desenvolvimento deste estudo, tomando por base a linha científica desenvolvida por Cancian et al. em [38].

A seção 3.4 expõe conceitos atualmente aplicados às estimativas de confiabilidade voltadas para redes de distribuição de energia elétrica, bem como a aplicação prática de um método de estimação por meio de dados comerciais, cujo desenvolvimento foi iniciado por Zauli em [39].

A seção 3.5 se dedica a um resumo acerca das principais técnicas de análise sobre grafos empregadas no contexto prático do presente estudo, como forma de modelagem para redes de distribuição sob análise.

A seção 3.6 expõe os conceitos da Otimização Evolucionária, bem como detalhes sobre os métodos de otimização analisados no presente estudo.

Finalmente, a seção 3.7 detalha as principais características das ferramentas classificadas como “Sistemas de Apoio à Decisão”, tendo em vista ser deste escopo o produto final pretendido pelo presente trabalho.

3.1 Classificação pela regra do vizinho mais próximo (NN)

Apresentado por Fix e Hodges Jr. em [40] e [41], o método não-paramétrico de classificação estatística *Nearest Neighbor* (NN) tem por finalidade a caracterização de uma amostra com base nas informações de um ou mais indivíduos previamente categorizados no espaço de busca.

Conforme demonstram Cover e Hart em [42], se as amostras classificadas estiverem distribuídas de forma independente e idêntica, é possível inferir, assumindo-se uma métrica apropriada, que indivíduos próximos pertencerão às mesmas categorias ou, pelo menos, possuirão distribuições de probabilidade posteriores idênticas em suas classificações.

Seguindo este raciocínio, para se obter a classificação de um indivíduo x , devem-se priorizar as características das amostras mais próximas a ele. No caso da regra NN, simplesmente é replicada a classificação do vizinho mais próximo. Ainda com base em [42], a probabilidade de erro do método é menor que duas vezes a probabilidade de erro de Bayes, sendo assim também inferior à probabilidade de erro das demais regras aplicáveis, sejam elas paramétricas ou não, para um conjunto de amostras infinitas. A Figura 3-1 ilustra a aplicação da regra em um caso prático simplificado.

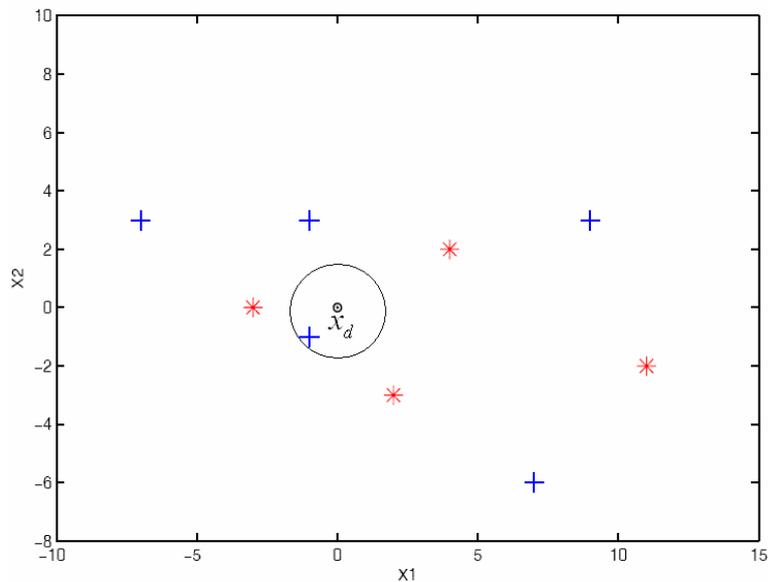


Figura 3-1 – Aplicação da regra NN sobre o indivíduo x_d .

Fonte: [43]

Duda et al. [44], ressaltam a simplicidade conceitual e computacional do método, bem como sua condição de procedimento sub-ótimo. Considerando a categoria θ' , à qual pertence o vizinho mais próximo da amostra x , uma variável aleatória, a probabilidade de θ' ser igual a ω_i se limita à probabilidade posterior $P(\omega_i|x')$. Quanto maior o número de amostras, é possível assumir que x' se torna próximo o bastante de x para que a semelhança $P(\omega|x') \cong P(\omega_i|x)$ seja válida.

Um resultado gráfico da aplicação da regra NN em um plano bidimensional é o chamado “Diagrama de Voronoi”, no qual se visualizam as partições geradas no espaço amostral, onde cada célula é formada por todos os pontos mais próximos a uma dada amostra x' , de tal forma que qualquer novo ponto inserido dentro da célula recebe a mesma classificação de x' . A Figura 3-2 exemplifica esse gráfico.

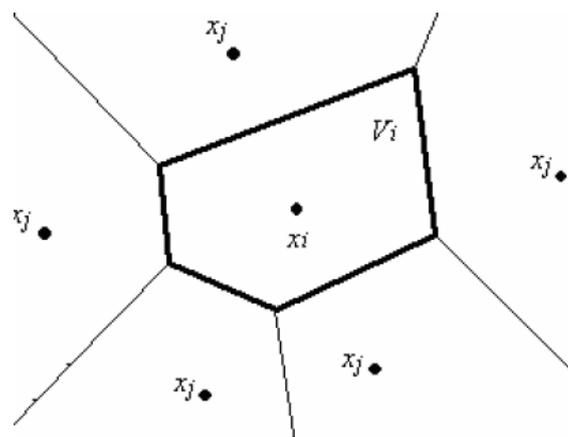


Figura 3-2 – Diagrama de Voronoi em plano bidimensional.

Fonte: [43]

Com base no exposto, e tomando por base a linha científica adotada em [38], o método de classificação NN se apresenta como uma ferramenta simples e interessante para aplicação em agrupamento de localidades geográficas. Conforme se demonstra no próximo capítulo, o presente estudo aplica a técnica para classificar unidades consumidoras de energia elétrica de acordo com o trecho do alimentador primário.

Finalmente, como extensão da técnica NN, cabe também citar a regra de classificação k-Nearest-Neighbors (kNN), na qual, em vez de se utilizar somente o vizinho mais

próximo, consideram-se as classificações das k amostras mais próximas. Em sua versão mais simples, elege-se a categoria com maior número de amostras selecionadas.

No diagrama da Figura 3-3, percebe-se que, utilizando a regra kNN, a classificação atribuída a x_d pode variar de acordo com o valor de k .

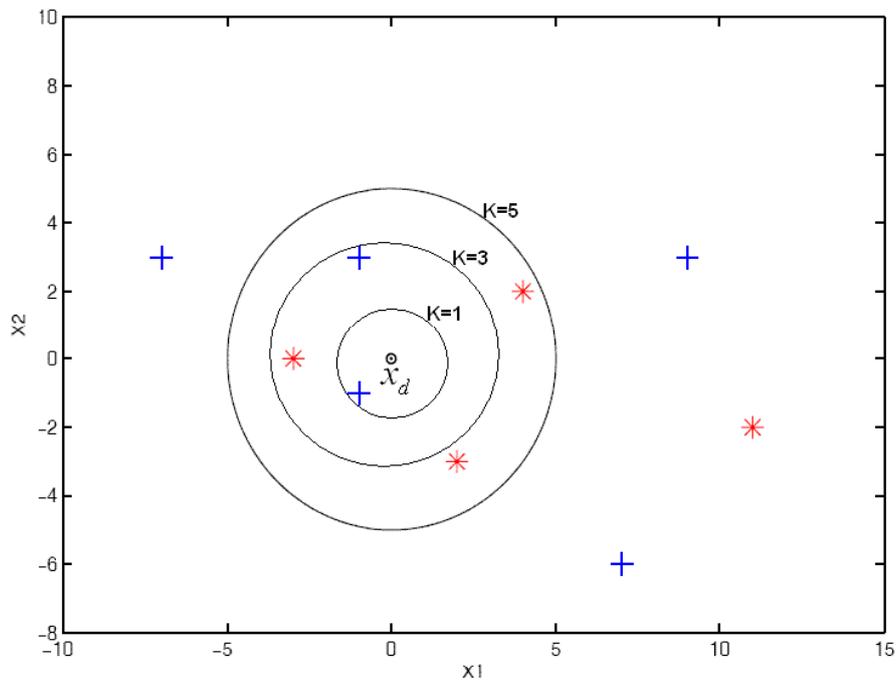


Figura 3-3 – Aplicação da regra kNN para o indivíduo x_d .

Fonte: [43]

3.2 Fluxo de Potência

Conforme salientam Grainger e Stevenson em [45], o estudo do fluxo de potência é uma ferramenta de grande importância no planejamento de sistemas de distribuição de energia.

Em linhas gerais, o principal objetivo deste processo é determinar o ângulo de fase e magnitude da tensão em cada barramento do circuito, bem como a energia ativa e reativa existente em cada ramal [45].

Essas informações são fundamentais para verificação do nível de perdas técnicas em cada trecho de um sistema de distribuição, que será utilizado tanto nas etapas de diagnóstico quanto no processo de projeto otimizado descrito pelo presente estudo.

De acordo com Tinney e Hart [46], é possível classificar como iterativos todos os métodos disponíveis para resolução do fluxo de potência, uma vez que o problema básico envolve a solução de um sistema de equações não lineares.

Nesse contexto, o presente estudo destaca o método conhecido como Newton-Raphson para resolução do fluxo de potência, e fornece uma síntese do mesmo na próxima subseção.

3.2.1 Método Newton-Raphson

Conforme descrição apresentada em [46], a equação linear (3-1) expressa o relacionamento entre a corrente do nó \bar{I}_k e a tensão \bar{E}_k do nó interligado em uma rede de N nós (barras). Na mesma equação, \bar{Y}_{km} representa um elemento da matriz de admitância e a barra superior indica valores complexos.

$$\bar{I}_k = \sum_{m=1}^N \bar{Y}_{km} \bar{E}_m \quad (3-1)$$

A potência no nó k , expressa na forma complexa, é dada pela equação (3-2).

$$(P_k + jQ_k) = \bar{E}_k \sum_{m=1}^N \bar{Y}_{km}^* \bar{E}_m^* \quad (3-2)$$

Onde:

P_k : Potência real de entrada no nó k

Q_k : Potência reativa de entrada no nó k

$$j = \sqrt{-1}$$

* Indica o conjugado do valor complexo

O problema do fluxo de potência consiste em um sistema de $(N - 1)$ equações da forma de (3-2). Devido à natureza não-linear das equações, faz-se necessária a aplicação de um método iterativo para sua resolução.

O método Newton-Raphson, para resolução de sistemas de equações não-lineares, depende da geração e resolução da matriz Jacobiana e de uma razoável aproximação inicial. Tais condições, segundo [46], são atendidas no problema do fluxo de potência.

Tomando por base a descrição do método dada por [46], a Figura 3-4 apresenta um circuito modelo que será usado como exemplo na continuação desta subseção. A resolução do fluxo de potência desse circuito envolve um conjunto de seis equações do tipo (3-2) para as tensões desconhecidas. Partindo-se das tensões e dos dados de entrada, os demais valores desejados podem ser calculados diretamente.

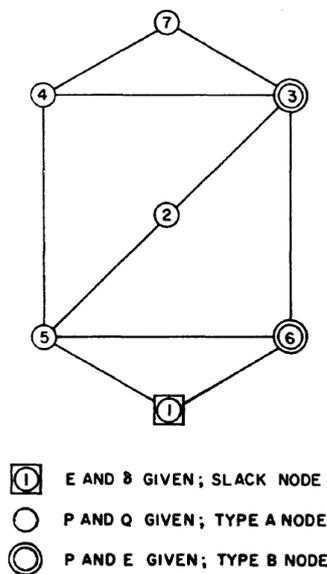


Figura 3-4 – Circuito modelo para cálculo do fluxo de potência.

Fonte: [46]

A matriz Jacobiana da equação (3-2) apresenta o relacionamento linearizado entre pequenas variações no ângulo de tensão $\Delta\delta_k$ e magnitude $\Delta E_k/E_k$, e pequenas variações na potência ativa ΔP_k e reativa ΔQ_k . A equação (3-3) apresenta a matriz Jacobiana referente ao circuito modelo.

ΔP_2 ΔQ_2	$H_{22}N_{22}$ $J_{22}L_{22}$	H_{23} J_{23}		$H_{25}N_{25}$ $J_{25}L_{25}$			$\Delta\delta_2$ $\Delta E_2/E_2$
ΔP_3	$H_{32}N_{32}$	H_{33}	$H_{34}N_{34}$		H_{36}	$H_{37}N_{37}$	$\Delta\delta_3$
ΔP_4 ΔQ_4		H_{43} J_{43}	$H_{44}N_{44}$ $J_{44}L_{44}$	$H_{45}N_{45}$ $J_{45}L_{45}$		$H_{47}N_{47}$ $J_{47}L_{47}$	$\Delta\delta_4$ $\Delta E_4/E_4$
ΔP_5 ΔQ_5	$H_{52}N_{52}$ $J_{52}L_{52}$		$H_{54}N_{54}$ $J_{54}L_{54}$	$H_{55}N_{55}$ $J_{55}L_{55}$	H_{56} J_{56}		$\Delta\delta_5$ $\Delta E_5/E_5$
ΔP_6		H_{63}		$H_{65}N_{65}$	H_{66}		$\Delta\delta_6$
ΔP_7 ΔQ_7		H_{73} J_{73}	$H_{74}N_{74}$ $J_{74}L_{74}$			$H_{77}N_{77}$ $J_{77}L_{77}$	$\Delta\delta_7$ $\Delta E_7/E_7$

(3-3)

As equações demonstradas em (3-4) traduzem os elementos da matriz Jacobiana em (3-3). As derivadas parciais apresentadas são funções reais da matriz de admitância e das tensões nodais, baseadas em uma formulação polar do problema [46].

$$\begin{aligned}
 H_{km} &= \frac{\partial P_k}{\partial \delta_m} \\
 N_{km} &= \frac{\partial P_k E_m}{\partial E_m} \\
 J_{km} &= \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_m} \\
 L_{km} &= \frac{\partial Q_k E_m}{\partial E_m}
 \end{aligned}
 \tag{3-4}$$

Os termos ΔP_k e ΔQ_k são residuais em (3-2), conforme sua definição em (3-5).

$$\begin{aligned}
 \Delta P_k &= P_k(\text{previsto}) - P_k(\text{obtido}) \\
 \Delta Q_k &= Q_k(\text{previsto}) - Q_k(\text{obtido})
 \end{aligned}
 \tag{3-5}$$

Em um sistema com N nós, incluindo o nó flutuante (*slack node*), possuindo S nós com magnitudes de tensão fixadas, existem $(2N - S - 2)$ equações lineares similares a (3-3). Não há equações para o nó flutuante, mas seu efeito entra no sistema por meio dos termos H_{kk} , J_{kk} , N_{kk} e L_{kk} das equações para os nós que estão conectados a ele [46].

O algoritmo iterativo básico para solução de um problema de fluxo de potência pelo método Newton-Raphson segue, assim, os seguintes passos [46]:

- a. Atribui-se uma aproximação inicial para a tensão da solução em (3-2). As magnitudes de tensão, expressas “por unidade” (p.u.), quando informadas, podem ser utilizadas com os dados valores, considerando as demais magnitudes de tensão iguais às do nó flutuante, assim como todos os ângulos, perfazendo uma configuração inicial uniforme.
- b. Executa-se um ciclo do método de substituições sucessivas para permitir um início favorável.
- c. A matriz Jacobiana (3-3) é formada e incrementada com a coluna de resíduos.
- d. As correções de tensão são resolvidas por eliminação Gaussiana e substituição retroativa. A matriz Jacobiana é transformada em matriz triangular superior e a coluna de resíduos se torna uma coluna de ângulos de tensão e correções de magnitude na forma polar. As correções são aplicadas às tensões dos nós.
- e. Avaliam-se os resíduos ΔP_k e ΔQ_k . Se estiverem suficientemente minimizados, o problema está solucionado. Caso contrário, repete-se o procedimento a partir do passo “c”.

3.3 Processamento de imagens via Wavelets

Conforme introduções dadas por Daubechies [47] e Graps [48], *wavelets* são funções matemáticas utilizadas para traduzir dados em diferentes componentes de frequência, permitindo analisar cada componente com uma resolução adequada à sua escala.

Tais funções têm se apresentado vantajosas na análise de sinais com descontinuidades e picos acentuados. Entre as suas aplicações, destacam-se a análise de imagens, turbulências, visão humana, radares e sismologia [48].

No desenvolvimento deste trabalho, o emprego de *wavelets* para processamento de imagens se baseou na metodologia desenvolvida por Cancian et al. em [38], tendo por

finalidade a detecção geograficamente referenciada, dentro de um sistema de distribuição, de unidades consumidoras com suspeita de furto de energia elétrica.

Por meio da transformação *wavelet* aplicada a combinações de imagens históricas referentes aos níveis de consumo dos clientes, é possível mapear, pela diferenciação entre cores, localidades cuja evolução de consumo indica a possibilidade de adulteração na medição. A Figura 3-5 expõe um exemplo desse processo de análise.

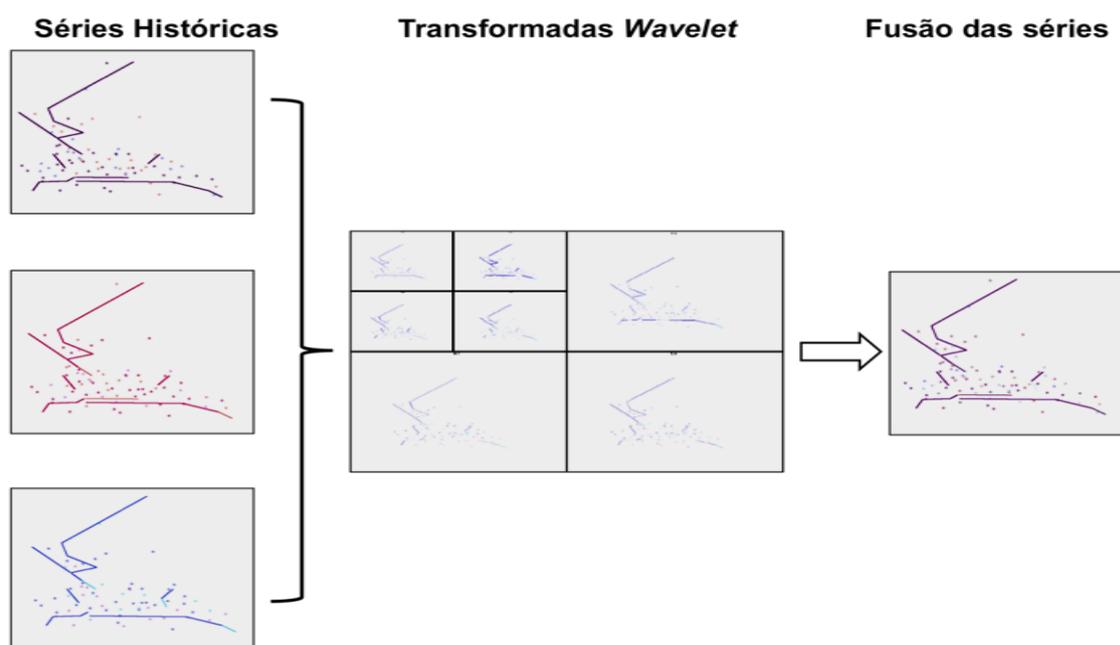


Figura 3-5 – Exemplo de aplicação da transformada *wavelet* a séries históricas de consumo.

Fonte: [38]

A aplicação dessa metodologia é demonstrada com mais detalhes na seção 4.3 desta dissertação. O Apêndice A apresenta uma síntese do referencial teórico consultado durante este estudo para melhor compreensão da transformação *wavelet*.

Diante do que se expõe nesta seção, com o devido acréscimo da teoria descrita no Apêndice A, a aplicação de transformada *wavelet* para decomposição e filtragem de imagens se mostra uma técnica interessante para composição de ferramentas envolvendo imagens. Sua aplicação, portanto, para análise de mapas leva a resultados práticos e eficientes no sentido de permitir visualizar diferenças de cor que indiquem, por exemplo, variações significativas em níveis de consumo de energia elétrica,

informação bastante valiosa no diagnóstico de perdas não técnicas em sistemas de distribuição.

3.4 Confiabilidade – estimativa por meio de indicadores comerciais

O conceito de confiabilidade aplicado a sistemas de distribuição de energia elétrica evoluiu, especialmente ao longo do século XX, de forma consonante às expectativas e necessidades dos fornecedores e clientes desses sistemas em relação à qualidade do serviço oferecido.

De acordo com Willis [31], nos primórdios dos sistemas de distribuição nos Estados Unidos da América (entre 1890 e 1930), estudos relacionados a interrupções no serviço limitavam o conceito de confiabilidade somente à perda de receita pelo distribuidor ocasionada por falhas no fornecimento.

Entre 1930 e 1960, a distribuição de energia elétrica passa a ser considerada um serviço essencial, tendo a companhia distribuidora a obrigação de manter o fornecimento junto aos clientes, elevando a confiabilidade ao patamar de compromisso por parte dessas organizações junto aos consumidores. Apesar da crescente importância, ainda não era prática comum, nesse período, o armazenamento sistemático e quantificação dos dados referentes às interrupções no serviço fornecido ao cliente, o que limitava o gerenciamento da confiabilidade a práticas ainda consideradas informais, baseadas principalmente na experiência das companhias [31].

As práticas de gerenciamento da confiabilidade apresentaram sua principal evolução a partir da década de 1970. A utilização de sistemas informatizados de armazenamento e processamento de dados permitiu estudos cada vez mais detalhados e eficientes para detecção, medição, estimativa, prevenção a falhas, entre outros objetivos. Isso ocorre ao mesmo tempo em que, potencializada pela chamada “era digital”, a dependência junto a dispositivos alimentados por eletricidade, seja qual for o tipo de cliente (residencial, comercial, industrial, etc.), se tornou ubíqua. A crescente sensibilidade a falhas, ainda que momentâneas e de baixa intensidade, tornou as interrupções cada vez mais caras,

tanto no aspecto prático como no normativo. É diante desse contexto que o gerenciamento da confiabilidade se eleva a um patamar crítico na gestão estratégica na indústria energética [31].

Nesse contexto, Willis [31] define a confiabilidade como “a capacidade do sistema de distribuição de energia em disponibilizar, de forma contínua, tensão suficiente e de qualidade satisfatória, conforme as necessidades dos clientes”.

No estudo da confiabilidade em sistemas de distribuição, destacam-se dois aspectos: a *frequência*, que se refere ao número de vezes em que o serviço é interrompido dentro do período de análise; e a *duração*, que expressa a extensão temporal da interrupção, seja em segundos, horas, ou mesmo dias [31].

Outra característica importante inerente às falhas em redes de distribuição é a *extensão* das interrupções. Este fator se refere ao número de clientes atingidos por uma determinada falha. O traçado do alimentador e sua respectiva configuração possuem grande influência nesse aspecto. Observando um exemplo apresentado em [31], ilustrado pela Figura 3-6, verifica-se que a configuração “B”, ainda que possua um comprimento 4,8% maior, representa, em termos de interrupções nos clientes, uma melhoria em torno de 6,76% em relação a “A”. Essa vantagem é devida às seguintes características:

- Convenções: cada nó representa 100 clientes; a taxa de falha é de 1/ano/milha; os números sobre as arestas representam sua respectiva taxa de falha; e os números sobre os nós são as interrupções nos clientes por ano.
- Extensão das interrupções entre “A” e “B”: enquanto uma falha no segundo tronco de “A” levaria à interrupção de 300 clientes, em “B”, as interrupções nos ramais mais importantes não atingiriam mais do que 200 clientes.
- Uma vez que “B” possui ramais mais longos do que “A” (1,18 mi contra 1,0 mi), para os dois nós mais distantes, há um ligeiro acréscimo na taxa de falha daquele em relação a este, entretanto a redução obtida com a diferença de layout, já descontado esse acréscimo, seria de 76 clientes/ano, mantendo “B” como melhor opção no que tange à confiabilidade junto ao cliente.

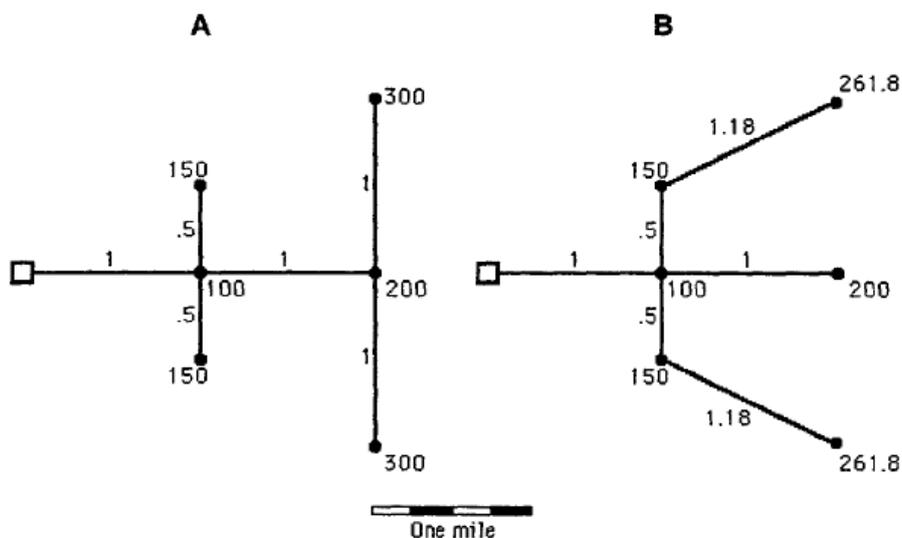


Figura 3-6 – Duas configurações simples para um alimentador radial.

Fonte: [31]

Modificações no traçado do alimentador atuam especialmente sobre a *extensão* e, conseqüentemente, a *frequência* das interrupções, tendo pouco efeito sobre a sua *duração*, que está mais relacionada ao tempo de reparo e restauração do serviço [31].

Com o objetivo de se estabelecer métricas para o estudo da confiabilidade em sistemas de distribuição, é comum a definição de índices baseados em frequência e duração das interrupções. Nos Estados Unidos da América, destacam-se o SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index* – índice médio de frequência de interrupções do sistema) e o SAIDI (*System Average Interruption Duration Index* – índice médio de duração de interrupções do sistema) [31]. De maneira semelhante, no Brasil, utilizam-se índices como FIC e DIC, e suas respectivas médias FEC e DEC, conforme apresentado na seção 2.4 desta dissertação.

No estudo iniciado em [39], é sugerida uma métrica, com base no indicador regulatório DIC, para representação da confiabilidade em um sistema de distribuição, considerando que o mesmo reflete a disponibilidade do serviço fornecido. A equação (3-6) apresenta o cálculo do índice. Conforme se percebe, a confiabilidade é verificada em face do limite estabelecido pelo órgão regulador para a região onde se encontra a instalação analisada, sendo que um resultado máximo de 100% indica duração zero de interrupção apurada no período. Modelando a confiabilidade obtida na forma de distribuições

normais, é possível obter padrões que permitem a classificação e a comparação (*benchmarking*) de cada instalação conforme o seu padrão.

$$Conf_i = \left(1 - \frac{DIC_i}{DIC_{max}}\right) \times 100 \quad (3-6)$$

Onde:

$Conf_i$: valor percentual da confiabilidade na instalação i

DIC_i : valor do DIC (em horas), em um dado mês, instalação i

DIC_{max} : valor máximo para o DIC (em horas) determinado pela ANEEL para a região da instalação i .

Sendo a confiabilidade uma característica resultante de fatores com diferentes níveis de previsibilidade, por exemplo: configuração do alimentador, taxa de falha de equipamentos e condições meteorológicas, entre outros; o desenvolvimento e aplicação de critérios para planejamento baseado na confiabilidade pode se valer de diferentes abordagens encontradas na literatura. Nesse contexto, relacionam-se a seguir, três diferentes práticas citadas por Willis em [31]:

- **Critério da confiabilidade implícita:** trata-se do método tradicional, no qual se aplicam padrões e orientações já estabelecidos por meio de experiências ou estudos anteriores, no sentido de se buscar a confiabilidade desejada, ainda que nem sempre esses modelos tenham como foco principal a confiabilidade. Tais recomendações podem abranger aspectos como: a disposição do sistema; construção, uso e manutenção de equipamentos; e práticas de operação da rede.
- **Planejamento baseado em confiabilidade:** esta abordagem, por sua vez mais recente, possui enfoque explícito na confiabilidade, consistindo em projetar o sistema de distribuição para atender a metas pré-estabelecidas de confiabilidade. Nesse caso, faz-se necessária a utilização de métodos de planejamento e ferramentas mais modernos, no sentido de otimizar a relação “confiabilidade versus custo” do sistema.
- **Orientações baseadas em confiabilidade:** trata-se de um meio-termo entre os dois métodos já citados. Utiliza-se de padrões tradicionais para planejamento, ao mesmo tempo que procura aplicar novos critérios baseados em confiabilidade,

de forma a possibilitar a esta um foco mais especial, ao mesmo tempo em que preserva procedimentos, ferramentas, sistemas computacionais e outros aspectos sem maiores mudanças.

Como complemento às abordagens de planejamento que adicionam metas de confiabilidade aos seus critérios, Willis [31] relaciona seis diferentes métodos para definição dessas metas, a saber:

- **Metas regulatórias:** consiste na observância às metas definidas pelo órgão regulador, bem como seus incentivos e penalidades em caso de cumprimento ou descumprimento. É sempre desejável que a definição dessas regras conte com a participação das companhias fiscalizadas, para garantir sua sustentabilidade.
- **Metas baseadas em desempenho médio anterior:** projeta-se a meta futura com base na média dos resultados alcançados pela companhia nos últimos anos.
- **Metas baseadas na desempenho anterior “aceitável”:** da mesma forma que o anterior, porém analisando com mais rigor os resultados aceitáveis e não aceitáveis obtidos nos anos anteriores para se estabelecerem limites a serem obedecidos pela meta futura.
- **Metas baseadas em uma meta arbitrária:** simplesmente define-se uma meta que represente uma melhora em relação aos resultados anteriores. Trata-se de uma abordagem pouco sustentável, normalmente levando a reavaliações ao longo do tempo.
- **Metas baseadas em restrições orçamentárias:** consiste na “otimização” das metas com base na previsão de gastos da companhia. Como resultado, obtém-se uma curva Pareto estabelecendo a relação de compromisso entre custo e confiabilidade para auxiliar a tomada de decisão quanto a meta a ser utilizada.
- **Metas baseadas em um caso de negócio:** consiste em uma versão especializada do método anterior, acrescentando ao modelo uma meta de lucratividade.

O planejamento de um sistema de distribuição com base em metas de confiabilidade demanda a aplicação de ferramentas de engenharia que sejam capazes de estipular os possíveis resultados que se relacionam à continuidade e qualidade da tensão fornecida, como a quantidade e duração de falhas em determinado período de tempo e trecho da

rede, e até mesmo calcular os indicadores de continuidade regulatórios; de maneira análoga ao que se busca em uma simulação de fluxo de potência [31].

Entre diversas metodologias disponíveis para modelagem e análise da confiabilidade em sistemas de distribuição, Willis [31] descreve sucintamente as quatro que seguem:

- **Modelagem de rede:** baseia-se na topologia do sistema, traduzindo a rede física em uma formulação envolvendo as características de confiabilidade da rede (componentes paralelos e em série, por exemplo). Essa formulação, serve de base para um modelo computacional que a implementa e calcula a continuidade das conexões do sistema. A formulação possui como ponto positivo sua simplicidade e capacidade de fornecer bons resultados para uma análise básica, entretanto se atém somente à topologia da rede, não modelando outras características do sistema que influem na confiabilidade, como manobras de reconfiguração e contingências.
- **Modelagem Markov:** baseia-se principalmente nos diferentes estados que podem ser observados no sistema (por exemplo: “normalidade”, “falha no componente 01”) e nas probabilidades de transição entre esses estados, especialmente no que se refere ao tempo estipulado para retorno a um estado de normalidade. Essa característica se mostra vantajosa em planejamentos que envolvam calcular o impacto de diferentes abordagens de reparo emergencial na disponibilidade de uma ligação. Tem como limitações, contudo, o elevado número de estados inerentes a um sistema de distribuição, oriundos das mais diversas causas possíveis; e a necessidade de se efetuar inversões matriciais em seus cálculos, forçando sua utilização apenas a sistemas de menor escala.
- **Simulação analítica:** tem como base a modelagem do maior número possível de contingências que se aplicam sobre o sistema, bem como sua frequência esperada, a fim de ponderar seu respectivo impacto no sistema. Abrange, portanto, a modelagem dos equipamentos envolvidos. Tem por vantagem a capacidade de representar sistemas de forma consideravelmente dinâmica, dependendo da quantidade de dados disponíveis.
- **Simulação Monte Carlo:** de forma similar à simulação analítica, visa modelar contingências de forma aleatória em vez de utilizar as expectativas disponíveis,

permitindo, portanto, modelar os componentes via funções de distribuição de probabilidade. Permite, portanto, computar comportamentos complexos e eventos não exclusivos do sistema, entretanto pode apresentar custo computacional elevado e considerável imprecisão, com possibilidade de ignorar, por exemplo, estados raros, porém importantes para o sistema.

Willis [31] defende que o método de simulação analítica apresenta-se mais equilibrado para o processo de análise e geração de cenários sobre o sistema de distribuição. Caso a análise também se atenha ao risco técnico e financeiro ao longo do tempo, recomenda, adicionalmente, o uso em conjunto da simulação Monte Carlo, visando a geração de resultados sobre um número aleatório de períodos, permitindo uma abordagem mais estatística sobre uma distribuição de probabilidade, disponibilizando informações como variância, mediana, moda, etc.

Conseqüentemente à aplicação de uma metodologia para planejamento de sistema de distribuição com base na confiabilidade esperada, a última etapa desta análise se concentra no equilíbrio do custo-benefício inerente ao investimento em confiabilidade, conforme seu impacto financeiro junto à companhia. Trata-se de uma relação de compromisso desafiadora para qualquer tomador de decisões. A confiabilidade é uma métrica de qualidade que abrange um valor essencial a qualquer distribuidora do setor elétrico: a percepção da qualidade do serviço pelo consumidor. Incrementá-la de forma economicamente sustentável se tornou, nos últimos anos, um objetivo comum para o negócio.

3.5 Teoria dos grafos – tópicos aplicáveis a redes de distribuição

Esta seção tem por objetivo demonstrar, no escopo da teoria dos grafos, conceitos e técnicas aplicáveis à análise de redes de distribuição. São abordados aqui tópicos inerentes à modelagem de alimentadores em forma de grafos e, em seguida, técnicas computacionais úteis para o contexto, tais como: caminhamento, detecção de ciclos e identificação de caminho mais curto.

Conforme já citado na seção 2.2 do presente estudo, em redes primárias de distribuição de energia elétrica no meio urbano, um alimentador de média tensão está localizado a partir de uma subestação e se estende sobre o traçado da localidade atendida.

A estrutura mais comum de um alimentador consiste em uma série de segmentos formados por cabos condutores sustentados por postes (rede aérea). As barras seccionadoras existentes também são estruturas de grande relevância nesse modelo, pois dividem o alimentador em trechos reconfiguráveis. A Figura 3-7 ilustra a disposição de diversos alimentadores percorrendo uma determinada localidade.

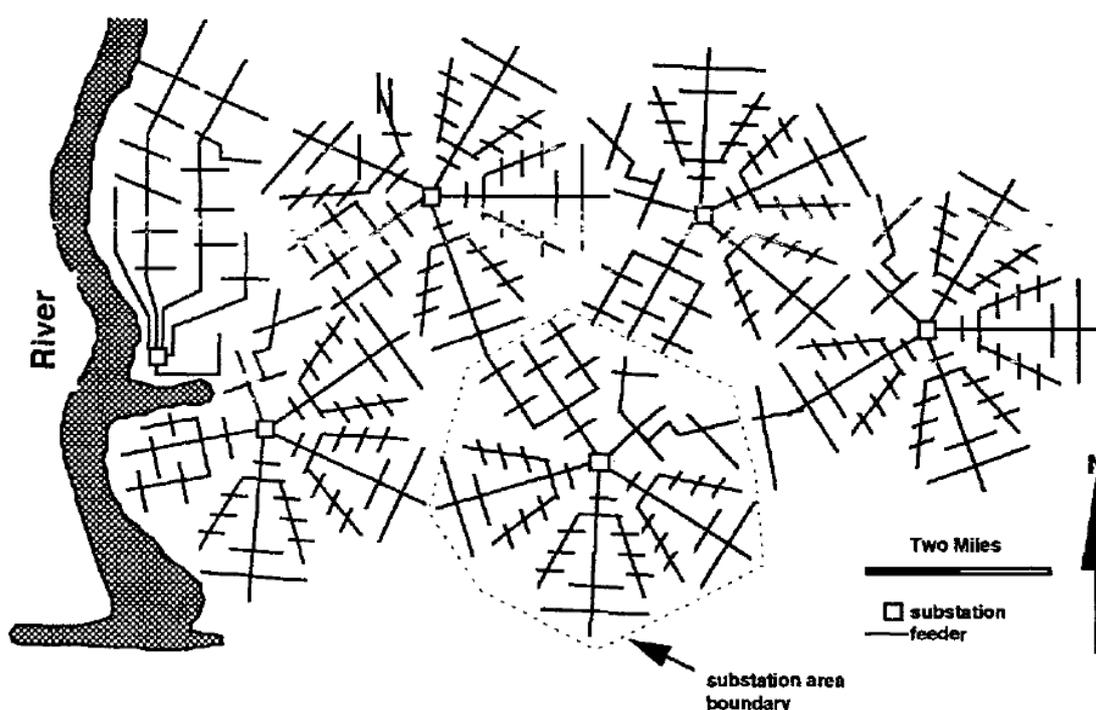


Figura 3-7 – Conjunto de subestações e seus respectivos alimentadores.

Fonte: [31]

Conforme se define em [49], um grafo é um conjunto de vértices e arestas, sendo que cada aresta conecta um par de vértices. A estrutura topológica de um alimentador conforme já descrita pode, portanto, ser convenientemente modelada na forma de um grafo, considerando seus condutores como arestas e postes e/ou barras como vértices. Esta modelagem permite a útil aplicação de métodos computacionais contidos na teoria dos grafos para análise de redes de distribuição, especialmente no que se refere à sua topologia.

De acordo com Willis [31], mais de 80% das redes de distribuição em operação no mundo utilizam topologia radial, na qual a energia percorre somente um caminho entre a subestação e a unidade consumidora. A rede ilustrada na Figura 3-7 ilustra diversos alimentadores nesse formato. Fisicamente, é prática comum construir o alimentador com múltiplos caminhos entre as ligações, porém se utilizando de chaves seccionadoras para manter um padrão radial de fluxo.

Em relação a outros modelos, alimentadores radiais têm como vantagens o custo e a simplicidade de operação. Por outro lado, nessa topologia, uma falha em um ponto da rede poderia levar à interrupção no serviço de todas as unidades consumidoras a partir daquele ponto, razão pela qual se torna ainda mais crítico o gerenciamento da confiabilidade no sistema [31].

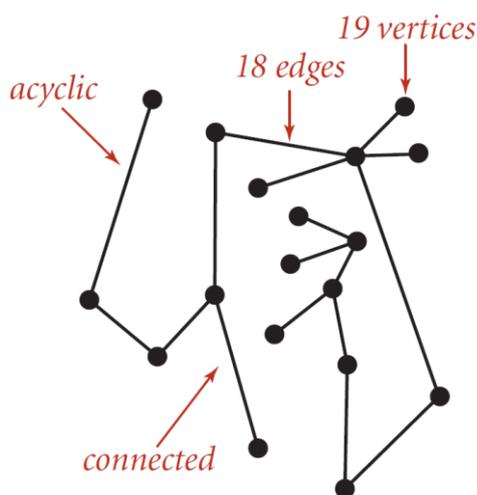


Figura 3-8 – Grafo árvore, com algumas características destacadas.

Fonte: [49]

Diante do cenário apresentado nos dois parágrafos anteriores, o estudo aqui desenvolvido padroniza o formato radial para os sistemas de distribuição abordados. Sob a ótica da teoria dos grafos, uma rede de distribuição com essa topologia se apresenta como uma “árvore”, exemplificado na Figura 3-8. Conforme [49], um grafo G é classificado como árvore se satisfizer pelo menos uma das seguintes características:

- Ser acíclico, ou seja, não possuir ciclos e ter número de arestas $E = V - 1$, sendo V seu número de vértices.

- Ser conectado, ou seja, possuir caminhos disponíveis entre todos os seus vértices e ter número de arestas $E = V - 1$.
- Ser conectado, sendo que a remoção de qualquer aresta o torna desconectado.
- Ser acíclico, sendo que a inserção de qualquer aresta o torna cíclico.
- Possuir apenas um caminho conectando cada par de seus vértices.

Computacionalmente, há diversas formas de se representar um grafo, observando os requisitos desejáveis de espaço para armazenamento e eficiência temporal para sua leitura. A seguir, descrevem-se três estruturas citadas em [49] para esta finalidade:

- **Matriz de Adjacência:** matriz booleana com $V \times V$ células, sendo que um valor verdadeiro na célula $C_{m,n}$ indica que existe uma aresta conectando os vértices m e n . Apesar da simplicidade, é perceptível seu custo proibitivo de espaço para grandes estruturas, por necessitar armazenar V^2 valores booleanos.
- **Vetor de Arestas** (Figura 3-9): representa cada aresta como um par de variáveis inteiras, cada uma com o índice de um vértice, indicando uma ligação entre ambos. É também simples, todavia uma operação trivial – como obter, para determinado vértice, todos os seus adjacentes – exigiria a leitura das E arestas armazenadas.

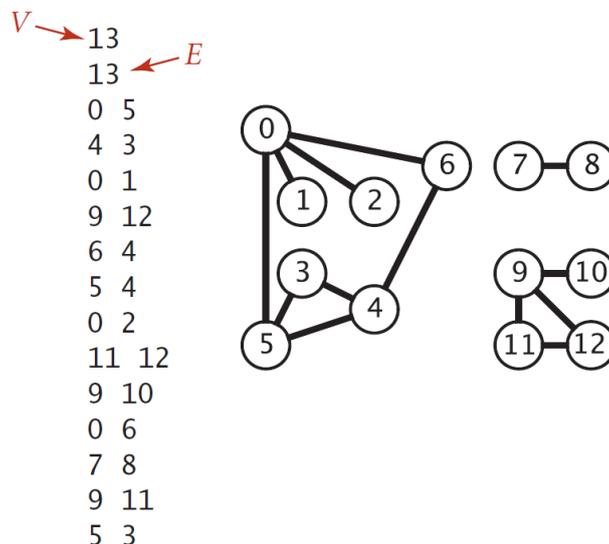


Figura 3-9 – Grafo representado como vetor de arestas.

Fonte: adaptado de [49].

- Vetor de Listas de Adjacência:** consiste em um vetor com V posições, cada uma representando um vértice. Cada posição i armazena uma lista contendo os índices dos vértices adjacentes a i . O diagrama da Figura 3-10 esquematiza essa estrutura. Apesar de apresentar redundâncias na representação das arestas, esta é a implementação que, comparada às demais citadas, possui melhor desempenho, por exigir volume de armazenamento linear (proporcional a $V + E$) e tempo constante ao acrescentar uma aresta ou obter sua lista de adjacência. Os próximos tópicos desta seção tomarão como base este modelo representativo.

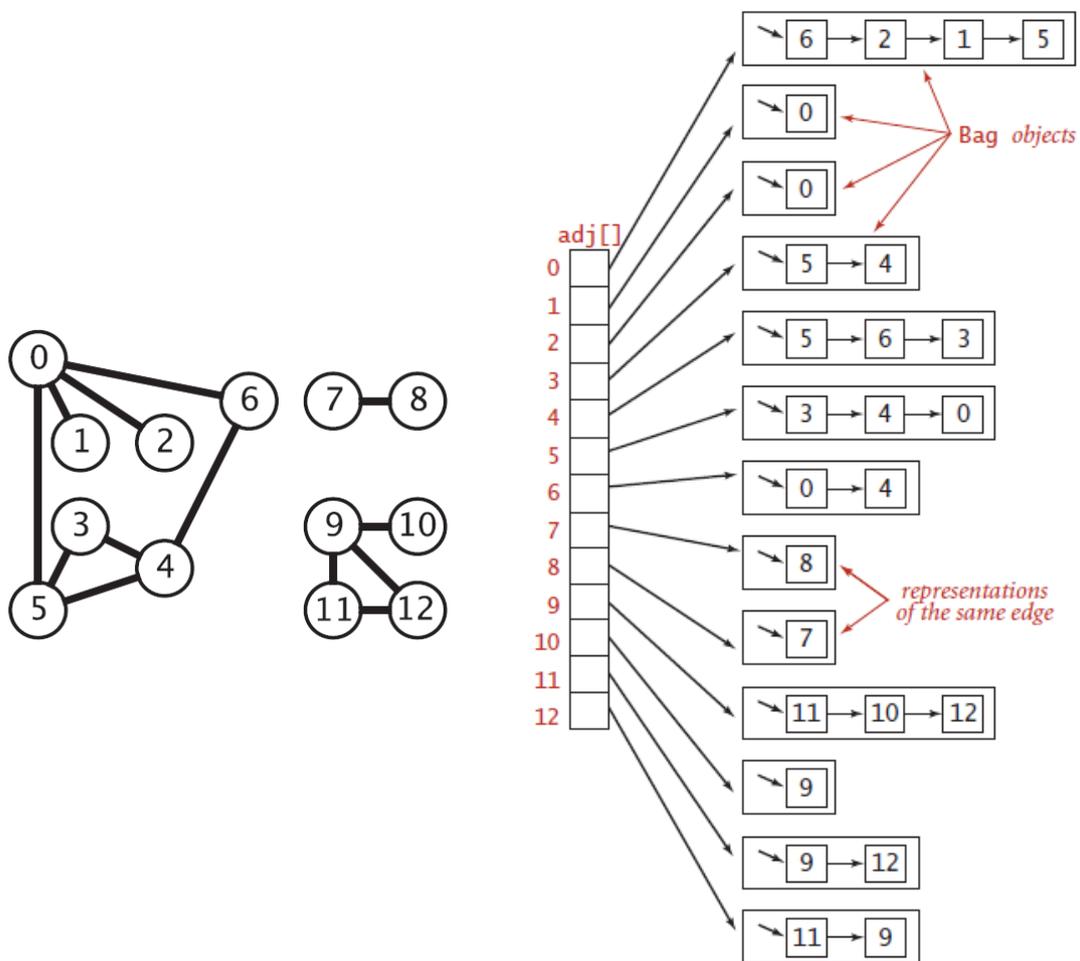


Figura 3-10 – Grafo representado como vetor de listas de adjacência.

Fonte: adaptado de [49]

Um dos aspectos mais importantes do estudo dos grafos é a identificação de caminhos entre seus vértices. As duas estratégias de busca mais importantes são explicadas a seguir, de acordo com [49]:

- **Busca em Profundidade (*depth-first search*):** método classicamente implementado de forma recursiva, que consiste em “visitar” cada vértice do grafo analisado. Toda visita consiste em marcar o vértice v como checado e, em seguida, visitar, da mesma forma, os vértices adjacentes a v ainda não checados. O ordenamento das visitas permite identificar, por exemplo, se existe um caminho disponível entre dois vértices do grafo, ainda que não se garanta ser o caminho mais curto (passando por menos vértices). O tempo computacional necessário para executar a busca em profundidade é proporcional à soma dos graus dos vértices do grafo. Na Figura 3-11, durante a busca em profundidade sobre o grafo à esquerda, preencheu-se o vetor `edgeTo` com o caminho necessário para se chegar do vértice zero até os demais, ilustrado pela árvore à direita.

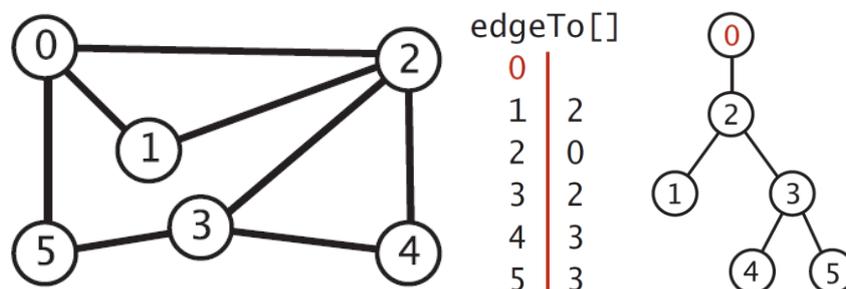


Figura 3-11 – Exemplo de resultado da aplicação da busca em profundidade.

Fonte: adaptado de [49]

- **Busca em Largura (*breadth-first search*):** conforme exemplo da Figura 3-12 este método também visita e marca vértices do grafo, porém baseando-se no objetivo de se encontrar o caminho mais curto entre o vértice inicial v e os demais a que ele está conectado no grafo. Seu funcionamento consiste em manter uma estrutura de fila (*FIFO – first in, first out*) para armazenar todos os vértices já marcados, mas que não tiveram sua lista de adjacência analisada. Após marcar o primeiro vértice e guardar sua lista de adjacência na fila, o processamento se repete com o próximo vértice da fila até que esta se esvazie. O

tempo computacional necessário a este algoritmo é proporcional a $V + E$, no pior caso.

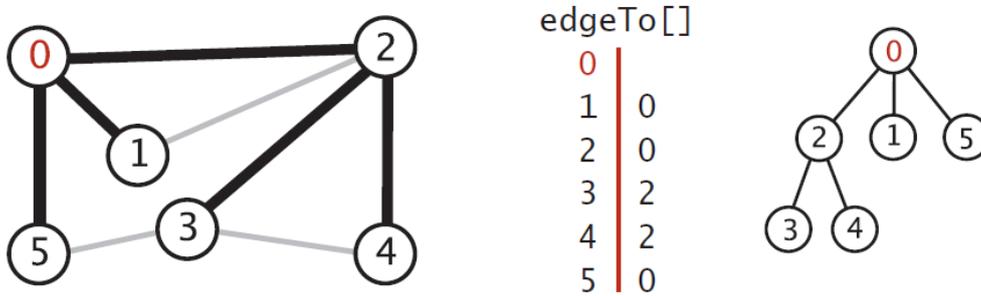


Figura 3-12 – Exemplo de resultado da aplicação da busca em largura.
Fonte: [49].

Com base nas duas estratégias citadas, relacionam-se a seguir algumas técnicas de análise sobre grafos, com potencial aplicabilidade sobre problemas envolvendo sistemas de distribuição:

- **Identificação de componentes desconectados** [49]: ao finalizar a busca em profundidade a partir de determinado vértice, podem-se identificar outros vértices não marcados pertencentes ao grafo e aplicar o mesmo algoritmo sobre eles. Como resultado, obtém-se um mapeamento a partir do qual se verificam segmentos desconectados do grafo. Um exemplo de aplicação prática desta técnica para sistemas de distribuição é identificar regiões de uma localidade atingidas por uma falha em determinado trecho do alimentador.

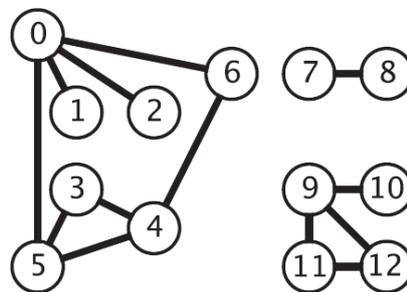


Figura 3-13 – Grafo com ciclos e componentes desconectados.
Fonte: [49].

- **Deteccão de ciclos** [49]: por meio de uma variação da busca em profundidade, na qual é verificado se cada vértice já marcado na lista de adjacência de v não corresponde ao próprio v , comprova-se a existência de um ciclo no grafo. No caso das redes de distribuição, a não existência de ciclos (ou anéis) é condição fundamental para manutenção da topologia radial do alimentador.
- **Listagem completa de ciclos**: método “força-bruta” que consiste em percorrer, por meio das respectivas listas de adjacência, os vértices de um grafo para catalogar todos os ciclos existentes na estrutura, a fim de se obter também sua contagem. Esta técnica compõe o trabalho disponibilizado por Kirk em [50]. No caso de uma rede de distribuição, obtendo-se a relação completa dos seus possíveis anéis, é possível segmentar seus trechos em ciclos distintos para agrupar chaves seccionadoras de modo a garantir, simultaneamente, topologia radial e conectividade em sugestões de reconfiguração.
- **Algoritmo de Kruskal** [49]: aplicável a grafos valorados, nos quais cada aresta possui um peso, este algoritmo identifica a árvore geradora mínima do grafo, ou seja, um subgrafo capaz de conectar todos os vértices com o menor custo possível e sem apresentar ciclos. Consiste em utilizar, em ordem crescente de peso, as arestas do grafo original, descartando aquelas que resultem em ciclos. Após incluídas $V - 1$ arestas, o resultado será a árvore geradora mínima do grafo. Uma utilidade prática desta técnica em redes de distribuição seria identificar trajetos mais baratos (ou mais eficientes) para construção de trechos em um alimentador, sem que se perca sua radialidade e conectividade. A Figura 3-14 traz um exemplo desse método.

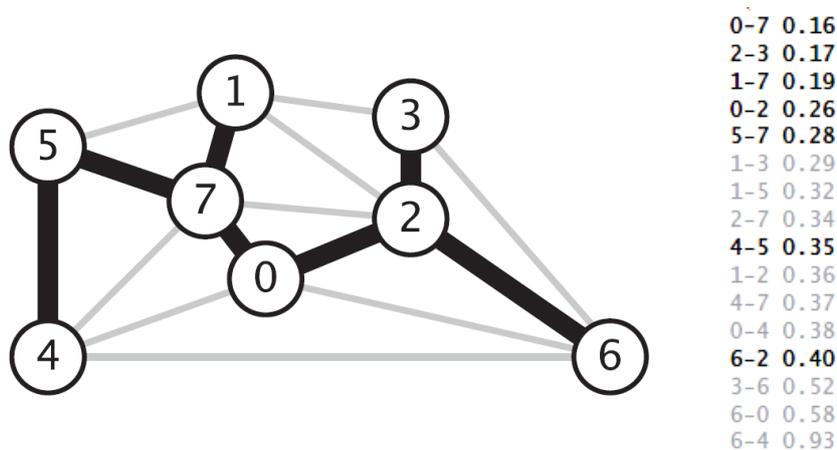


Figura 3-14 – Árvore geradora mínima obtida pelo algoritmo de Kruskal.

Fonte: adaptado de [49].

3.6 Otimização evolucionária em reconfiguração de redes de distribuição

Em um sistema de distribuição, o *layout* de um alimentador primário é geralmente composto por um tronco principal, suas ramificações e diversos sub-ramos conduzindo a energia fornecida até os transformadores. A configuração dessa árvore, que exerce importante influência no perfil de carga e na confiabilidade do sistema, é definida pela existência ou não de conexões entre os seus ramais, e pode ser modificada por meio de diferentes combinações em seu esquema de chaves seccionadoras. Alterações neste esquema podem ocorrer em situações de falha, para restabelecimento do serviço, ou por decisões estratégicas buscando modificar características do circuito [31]. A Figura 3-15 fornece um exemplo de um sistema de distribuição com suas chaves seccionadoras.

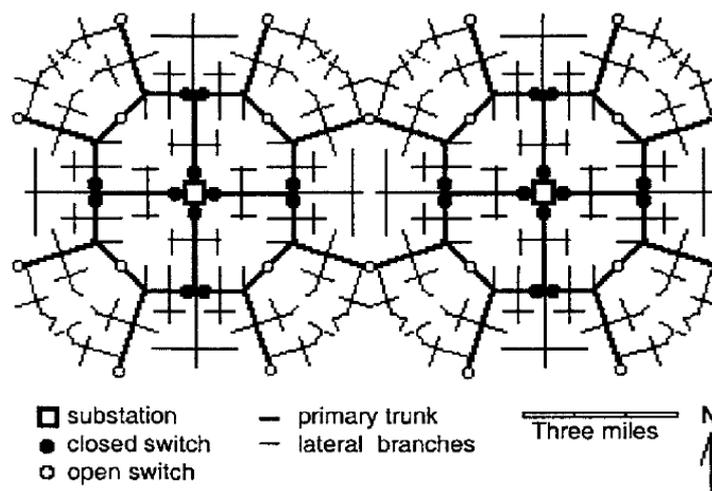


Figura 3-15 – Sistema de distribuição radial fictício com suas respectivas chaves seccionadoras (*switches*) abertas e fechadas.

Fonte: [31].

Levando-se em conta o aspecto topológico do alimentador, bem como as diferentes possibilidades de reconfiguração permitidas pela disposição das suas chaves seccionadoras, é constante o desafio de se encontrar “configurações ideais” que permitam o equilíbrio de objetivos quantificáveis, como reduzir o nível de perdas técnicas e aumentar o índice de confiabilidade do sistema.

Esta seção expõe um referencial teórico acerca de algoritmos de otimização com potencial para serem utilizados na busca de soluções para problemas envolvendo o

chaveamento em sistemas de distribuição. Cabe ressaltar que a modelagem do problema, aspecto tão importante quanto o próprio algoritmo selecionado, será abordada adiante, na seção 4.5 desta dissertação.

Há um número interessante de trabalhos na literatura abordando o tema da reconfiguração de redes de distribuição envolvendo técnicas de otimização:

- Em [51], McDermott et al. propõem o uso de um método heurístico baseado em DAOP (*discrete ascent optimal programming*) para seleção das melhores e mais simples opções de chaveamento.
- No trabalho de Fukuyama & Chiang [52], foi utilizado um algoritmo genético objetivando reconfigurações rápidas a serem utilizadas em situações de restauração de serviço.
- Em [53] Toune et al., por sua vez, também abordam a restauração de serviço, usando uma modalidade de busca tabu para identificação dos chaveamentos necessários.
- Em [54] Gómez et al. empregaram um algoritmo do tipo ACS (*ant colony system*) e encontraram resultados promissores analisando reconfigurações em uma situação de planejamento em testes com redes de até 201 nós.
- Uma heurística multiobjetivo foi desenvolvida em [55] por Guedes et al..
- Finalizando a relação das principais referências pesquisadas, os trabalhos de Prasad et al. [56], Zhu [57] e Mantovani et al. [58] também testaram o uso de algoritmos genéticos.

Diante do que se percebe entre as referências mencionadas, é predominante o uso de técnicas heurísticas de otimização para busca de soluções em problemas de otimização envolvendo reconfiguração de redes.

O redesenho das conexões em uma rede de distribuição por meio de diferentes configurações em suas chaves seccionadoras, buscando atender determinados objetivos é um problema combinatório complexo, pois trabalha o resultado obtido pela combinação dos valores de um conjunto de variáveis. Conforme [52], problemas desse

tipo pertencem ao grupo dos chamados “*NP-complete*”, uma vez que possuem tempo polinomial não determinístico para sua resolução.

A presente dissertação estuda, para a busca de soluções otimizadas na reconfiguração de redes de distribuição, o emprego de duas classes de técnicas heurísticas, a saber: inteligência de enxame (*swarm intelligence*) e evolução diferencial (*differential evolution*).

Algoritmos de inteligência de enxame buscam representar, computacionalmente, a evolução de um grupo de soluções que progridem, a cada iteração, em busca de melhores resultados para o problema apresentado. Cada indivíduo é, portanto, um vetor cujo comprimento corresponde ao número de variáveis usadas pelo problema. As operações realizadas sobre os indivíduos procuram reproduzir o comportamento de animais vivendo em grupos, formigas em colônia, cardumes, bandos de pássaros, entre outros exemplos [59].

De acordo com Blum & Merkel [59], no campo da inteligência de enxame, a técnica estocástica de otimização PSO (*Particle Swarm Optimization*) modela cada potencial solução como uma partícula dentro de um grupo que se move dentro do espaço factível, buscando alcançar o resultado ótimo ou um satisfatoriamente bom. O movimento das partículas é determinado pela sua posição inicial alterada pela “velocidade”, cujo vetor combina informações do movimento de cada solução individual com informações da sua vizinhança e/ou de todo o grupo. Uma representação desse algoritmo em pseudocódigo é exposta a seguir.

a) Gerar aleatoriamente o grupo inicial

b) Repita:

Para cada partícula i , faça:

- Identificar p_i , como a melhor posição de i até o momento
- Identificar, na vizinhança de i , p_g , como sendo a partícula melhor posicionada até o momento
- Calcular v_i (velocidade de i), com base em p_i e p_g
- Calcular x_i (nova posição de i)

Fim

Até se atingir o critério de parada

c) Fim.

As equações (3-7) e (3-8) demonstram respectivamente as atualizações da velocidade e do posicionamento das partículas a cada iteração. O operador de inércia é um multiplicador (positivo ou negativo) utilizado para controlar a influência da velocidade atual na nova velocidade. Nas variáveis φ_1 e φ_2 , R_1 e R_2 são funções que retornam um vetor formado por valores reais aleatórios gerados uniformemente dentro do intervalo $[0,1]$; c_1 e c_2 são coeficientes de aceleração. A Figura 3-16, ilustra o movimento de uma partícula em um espaço de busca bidimensional.

$$v_i \leftarrow \omega v_i + \varphi_1(p_i - x_i) + \varphi_2(p_g - x_i)$$

Onde:

$$\omega: \text{operador de inércia sobre a velocidade atual} \quad (3-7)$$

$$\varphi_1 = c_1 R_1$$

$$\varphi_2 = c_2 R_2$$

$$x_i \leftarrow x_i + v_i \quad (3-8)$$

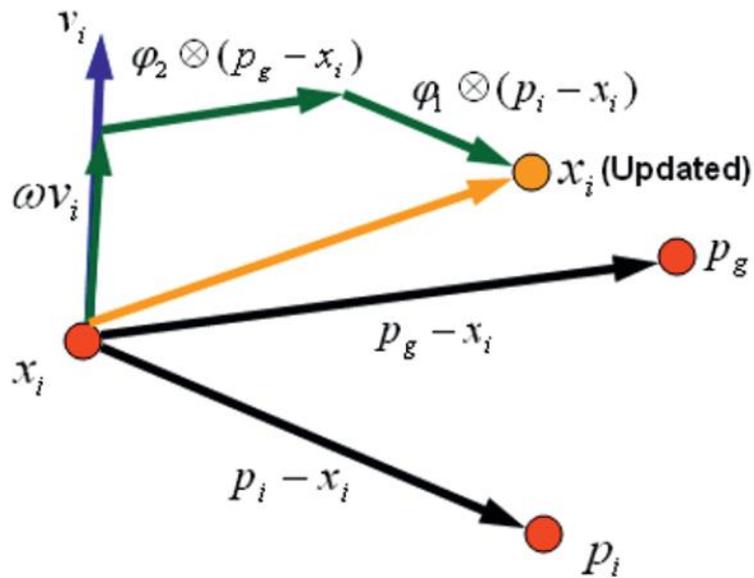


Figura 3-16 – Componentes do PSO visualizados como vetores.

Fonte: [59]

Algoritmos de evolução diferencial – *differential evolution*, ou simplesmente “DE” –, também se utilizam de um grupo de vetores soluções (neste contexto denominado “população de indivíduos”) que evoluem a cada iteração. Conforme demonstrado por Price et al. [60], uma estratégia básica para se obter a evolução desejada é gerar, para cada indivíduo *target*, uma versão sua “geneticamente” modificada denominada *trial*, com base nas variáveis de outras três soluções distintas selecionadas aleatoriamente no espaço de busca. Ao final da iteração, cada *trial* é comparado ao seu *target* originário, de forma que o melhor entre os dois permanece para a próxima população. O pseudocódigo a seguir demonstra esse mecanismo.

a) Gerar aleatoriamente a população inicial

b) Repita:

Para cada indivíduo “target” t_i , faça:

- Obtenha aleatoriamente os indivíduos x_{r1} , x_{r2} e x_{r3} do espaço de busca
- Calcule o vetor de diferenças ponderado $p = F \cdot (x_{r1} - x_{r2})$
- Calcule a mutação $v = x_{r3} + p$
- Obtenha o indivíduo “trial” u_i como resultado do cruzamento entre t_i e v

Fim

Seleção: compare cada t_i com seu respectivo u_i , permanecendo no grupo somente o melhor entre os dois

Até se atingir o critério de parada

c) Fim.

No pseudocódigo descrito acima, F é um fator de ponderação (por exemplo: 0,8) para a perturbação a ser aplicada em x_{r3} . No cruzamento entre t_i e v , utiliza-se um fator Cr , compreendido no intervalo $[0,1]$, como a probabilidade de u_i assumir a variável de v em vez da variável de t_i , bastando para esse teste gerar um valor a aleatório no mesmo intervalo e avaliar se $a < Cr$ para permitir o cruzamento [60]. A Figura 3-17 ilustra o funcionamento de uma iteração do algoritmo.

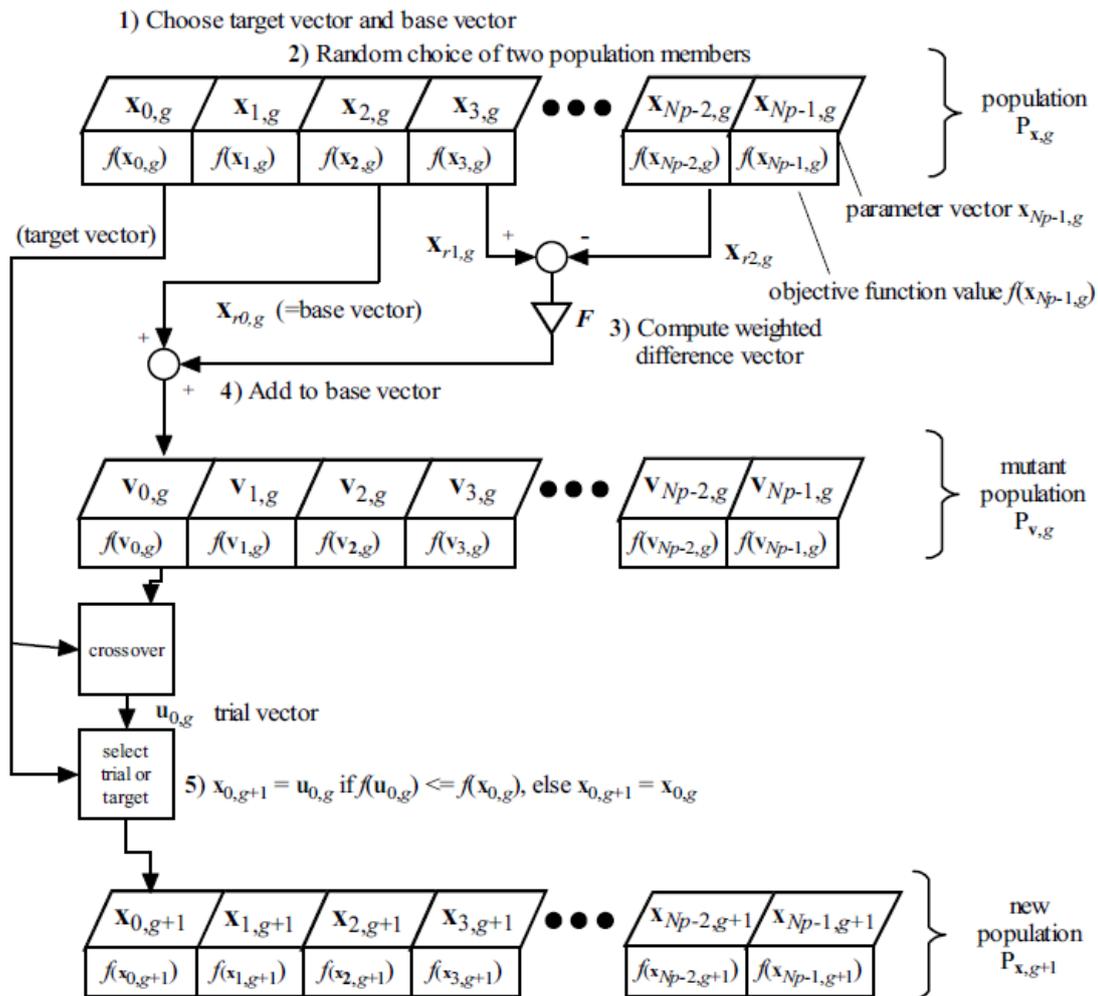


Figura 3-17 – Fluxograma mostrando uma iteração do algoritmo DE.

Fonte: [60]

Os algoritmos demonstrados nesta seção estão em sua forma mais básica, como foram encontrados nos livros-textos referenciados. Técnicas evolucionárias como as que foram explicadas apresentam diferentes possibilidades de modificação em sua estrutura, conforme o problema estudado, a fim de melhorar sua eficiência. Nesse sentido, maiores detalhes sobre sua aplicação prática são melhor discutidos no Capítulo 4, especialmente no que se refere à modelagem matemática do problema frente ao seu número de objetivos.

3.7 Sistemas de apoio à decisão aplicados a sistemas de distribuição

Conforme afirma Tonsig em [61], a informação, especialmente se utilizada de forma adequada, é um tipo de recurso precioso para qualquer organização. Um sistema de informações eficientemente planejado é uma fonte importante de conhecimento relevante para o negócio. Nesse cenário, o planejamento de qualquer ferramenta de *software* deveria responder à seguinte questão: “De que forma a informação ajudará a organização a alcançar os resultados esperados?”.

A evolução das atividades econômicas, bem como da tecnologia envolvida ao longo do tempo resulta em uma quantidade maior de informação a ser gerada e manipulada. Da mesma forma, processos administrativos nas organizações também se tornam mais complexos, assim como as exigências mercadológicas. Estes são fatores que também corroboram para a importância de um tratamento correto e preciso da informação dentro das empresas [61].

Dentro das organizações, na condução de seus negócios, decisões são tomadas com base na informação obtida em sistemas computacionais. O conhecimento quanto à estrutura da tomada de decisão é, portanto, também um conhecimento crucial ao se desenvolver uma ferramenta de *software* para atendimento a essa atividade, a fim de que o sistema de informação desenvolvido seja capaz de auxiliar a tomada de decisão [61].

Nesse contexto, é importante a compreensão de três conceitos básicos do desenvolvimento de *software* [61]:

- **Dado:** estrutura fundamental de um sistema de informação, intencionalmente destacada para representar uma característica ou propriedade da realidade a ser tratada. Fora de contexto, pode não expressar claramente sua natureza ou significado.
- **Informação:** contextualização gerada a partir da organização de dados brutos (em tuplas, por exemplo) e seu respectivo processamento, passando a ter um significado dentro de um contexto. O questionamento quanto à necessidade, destinatário e finalidade da informação é parte importante no desenvolvimento e

software, da mesma forma que a avaliação do custo-benefício do processo a ser construído para se gerar a informação desejada.

- **Conhecimento:** informação agregada à experiência e ao enfoque do seu utilizador. Fornece a capacidade de resolver problemas, inovar e aprender baseado em experiências prévias.

Ainda conforme definido em [61], pode se considerar que um sistema de informação é um conjunto formado por elementos de dados e processos que os manipulam. É sempre esperado que esse produto seja um agente de otimização e integração para o empreendimento, auxiliando a tomada de decisão e até mesmo a dinâmica das mudanças organizacionais, podendo constituir vantagem competitiva para os negócios da empresa.

Sistemas de Apoio à Decisão (SAD) são uma categoria especial dos sistemas de informação. Conforme exposto por Bispo em [62], remonta à década de 1960 o desenvolvimento das primeiras ferramentas pertencentes a esta classe, cuja finalidade é prover a tomadores de decisão informações direcionadas para contribuir com o processo estratégico em sua organização.

As aplicações SAD evoluíram de complexos relatórios gerenciais implementados para demandas específicas (*ad hoc*) de gerentes para aplicações inteligentes de pesquisa em bases de dados cada vez maiores, acrescentando também capacidade de processamento em tempo real e integração com outros processos da organização. Entre os fatores fundamentais para essa evolução, destacam-se: a criação de sistemas de gerenciamento de bancos de dados (SGBD) cada vez mais organizados e eficientes; a redução do custo para armazenamento de informações; e o desenvolvimento de paradigmas e linguagens de programação mais versáteis e modernos.

Dentro da sua finalidade específica, SAD são caracterizados por atuarem, dentro do processo gerencial, na resolução de problemas menos estruturados e mais específicos, geralmente combinando modelos analíticos com métodos tradicionais de recuperação de informações. Adicionalmente, também é fundamental, para este tipo de aplicação, garantir uma usabilidade acessível a usuários não familiarizados com computadores,

juntamente com um enfoque especial em tornar o processo decisório mais flexível e adaptável [62].

No que tange ao uso de SAD por empresas de distribuição de energia, Willis [31] reafirma que estes podem representar importante auxílio para reduzir tempo e esforço de trabalho, principalmente em processos relacionados a planejamento. Ressalta-se, todavia, que o uso desse tipo de aplicação requer maior conhecimento e foco por parte do tomador de decisão.

Ainda conforme [31], o processo de planejamento de sistemas de distribuição assistido por computador envolve, basicamente, três etapas: gerar/identificar alternativas (inclusive a opção de manter o sistema como está); avaliá-las mediante critérios de factibilidade e desempenho; e, finalmente, eleger a melhor opção para melhoria do sistema.

O emprego de técnicas de otimização é parte integrante desse processo. Em [31], destaca-se a numerosa gama de métodos computacionais disponíveis, sendo que sua eficiência pode variar conforme a estrutura do problema abordado, não havendo, portanto, algoritmo que seja “o melhor para todas as situações”. A definição clara do(s) objetivo(s) e necessidades do sistema deve anteceder a escolha do método computacional a se utilizar, uma vez que o planejamento deve estar em primeiro plano, à frente do aspecto computacional.

Diante do que se apresenta no referencial estudado, os Sistemas de Apoio à Decisão podem constituir ferramentas úteis e necessárias na gestão dos mais variados tipos de empreendimentos. No setor de distribuição de energia, constituem-se igualmente importantes como auxiliares no planejamento e manutenção de redes.

A combinação de diferentes técnicas matemáticas e computacionais em torno do objetivo de assessorar a gestão de sistemas de distribuição de energia, conforme se propõe na presente dissertação, está alinhada, nesse contexto, ao propósito de um SAD. O próximo capítulo demonstra a modelagem e metodologia utilizadas para composição

de um sistema computacional com possibilidade de emprego no setor, se baseando no referencial científico que foi apresentado neste capítulo que se encerra.

Capítulo 4 - Metodologia aplicada

Tendo sido exposto o contexto e a base bibliográfica sobre os quais se fundamenta a presente dissertação, este capítulo demonstra o método adotado para combinação das técnicas anteriormente expostas, no sentido de se construir uma ferramenta computacional que, alimentada com dados presumivelmente comuns a qualquer sistema de distribuição, seja capaz de transformá-los em informações úteis para gerenciamento do mesmo sistema.

O capítulo se inicia com uma descrição geral, na seção 4.1, quanto às funcionalidades previstas para a aplicação proposta no presente estudo. São fornecidos detalhes quanto ao ambiente de desenvolvimento utilizado, bem como interface e formas de interação com o usuário.

Seguidamente, o item 4.2 se dedica à estruturação adotada para os dados necessários ao funcionamento da ferramenta. Será discutida a modelagem de armazenamento, suas estruturas e justificativas.

O item 4.3 expõe, de forma sintética, como foi incorporada a metodologia estudada por Cancian et al. [38] para prover ao usuário o diagnóstico referente ao nível de perdas técnicas e não técnicas existentes no sistema averiguado.

A etapa 4.4 fornece detalhes sobre os métodos adotados para se fornecer ao usuário diagnósticos objetivos e úteis referentes ao custo de manutenção e confiabilidade da rede, baseando-se nas informações presentes no banco de dados, juntamente com a estrutura geográfica disponível, visando à identificação dos trechos mais críticos dentro deste quesito.

Finalmente, o item 4.5 discute a modelagem de um problema de otimização baseado na necessidade de se alcançarem melhores resultados quanto aos indicadores de perdas técnicas estudados nesta dissertação. Em seguida, propõe-se o emprego dos algoritmos evolucionários já apresentados para busca de soluções otimizadas para o desenho da rede.

4.1 Visão geral da ferramenta computacional

A aplicação computacional proposta no presente trabalho leva em conta requisitos básicos inerentes à gestão e planejamento de redes de distribuição, quais sejam: métricas de confiabilidade, perdas técnicas e não técnicas, custos com manutenção e topologia da rede, carregamento e níveis de tensão.

Conforme se descreve em [63], os aspectos elencados no parágrafo anterior podem ser visualizados e analisados utilizando-se, como insumo, bases de dados físicos, geográficos e, especialmente comerciais, normalmente disponíveis a uma companhia de distribuição de energia elétrica.

Nesse sentido, o software resultante do estudo em questão se vale da aplicação das técnicas anteriormente referenciadas sobre tais dados para extrair deles informações que evidenciem pontos de atenção no sistema de distribuição analisado e, adicionalmente, suporte à tomada de decisão para reconfiguração da rede, no sentido de reduzir os riscos encontrados. A Figura 4-1 esquematiza em forma de diagrama de atividades UML [64] o ciclo de execução da ferramenta.

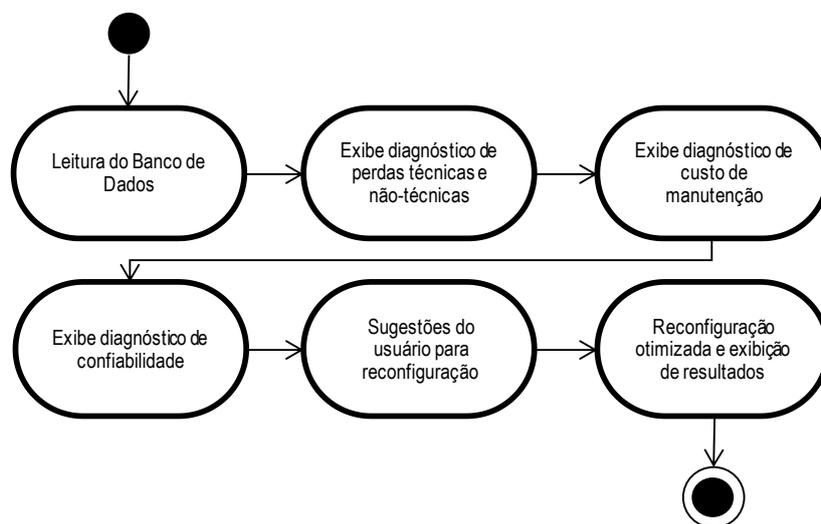


Figura 4-1 – Diagrama de atividades da ferramenta computacional proposta.

Fonte: adaptado de [63]

Para o desenvolvimento do programa, foi escolhida a ferramenta MATLAB³ em sua versão R2013b, devido à proximidade da linguagem com o referencial teórico ora utilizado, tornando a implementação mais objetiva. Os dados utilizados como insumo foram armazenados em forma de arquivos de dados “.mat”, pertencentes à mesma plataforma e sua modelagem será detalhada na próxima seção.

Finalmente, com o objetivo de simplificar a interação da ferramenta com o usuário, optou-se pela exibição das telas de diagnóstico em janelas independentes no formato de mapas, bem como uma interface de entrada de dados via teclado para controle do fluxo e inserção de sugestões de novos trechos para reconfiguração.

No Capítulo 5 deste trabalho, um estudo de caso irá demonstrar o uso da ferramenta mediante um banco de dados fictício, proporcionando uma visão prática do seu funcionamento.

4.2 Modelagem dos dados

Os dados utilizados como insumo para a ferramenta computacional desenvolvida neste trabalho se dividem em três grandes grupos, a saber: dados físicos da rede de distribuição; dados comerciais dos clientes; e dados geográficos da região analisada.

Os dados que modelam os atributos físicos da rede de distribuição foram definidos tomando por base os requisitos da ferramenta de cálculo de fluxo de potência empregada (MATPOWER, descrita em [65]). A modelagem padrão utilizada pela ferramenta foi estendida para acrescentar dados geográficos do alimentador estudado. Conseqüentemente, foram especificadas cinco tabelas para esta modelagem: PARAMETER, BUS, BRANCH, POST e TRANSFORMER. A seguir, na sua definição de dados, os símbolos asterisco (*) e cruz (+) indicam, respectivamente, chaves⁴ primária e estrangeira.

³ 1994-2013 The MathWorks Inc.

⁴ Chaves de banco de dados.

Tabela PARAMETER – Definição de dados		
Campos	Tipo	Observação
(*) NAME	CHAR(10), NOT NULL	Nome do parâmetro: - V (tensão em Volts) - BMVA (Base MVA) - BZ (Impedância Base) - FC (Fator de Carga) - FPOT (Fator de Potência) - DICLIM (Limite DIC região)
VALUE	CHAR(10), NOT NULL	Valor do Parâmetro

Tabela 4-1 – Definição de dados da tabela PARAMETER

Tabela BUS – Definição de dados		
Campos	Tipo	Observação
(*) ID	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	Número identificador da barra
TYPE	UNSIGNED INTEGER	Tipo de barra: 1 = PQ, 3 = ref
PD	FLOAT	Potência ativa em MW
QD	FLOAT	Potência reativa em MVAr
GS	INTEGER	Condutância da chave (<i>shunt</i>)
BS	INTEGER	Susceptância da chave (<i>shunt</i>)
AREA	INTEGER	Número identificador de área
VM	FLOAT	Magnitude da tensão (p.u.)
VA	INTEGER	Ângulo da tensão (p.u.)
BASEKV	FLOAT	Base da Tensão (kV)
ZONE	INTEGER	Código da zona de perda
VMAX	FLOAT	Magnitude máxima de tensão (p.u.)
VMIN	FLOAT	Magnitude mínima de tensão (p.u.)

Tabela 4-2 – Definição de dados da tabela BUS

Tabela BRANCH – Definição de dados		
Campos	Tipo	Observação
(*) ID	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	Número identificador do trecho
(+) FROMBUS	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	ID da barra inicial do trecho
(+) TOBUS	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	ID da barra final do trecho
BRR	FLOAT	Resistência do trecho (p.u.)
BRX	FLOAT	Reatância do trecho (p.u.)
BRB	FLOAT	Susceptância do trecho (p.u.)
RATEA	FLOAT	Avaliação de período longo (MVA)
RATEB	FLOAT	Avaliação de período curto (MVA)
RATEC	FLOAT	Avaliação de emergência (MVA)
RATIO	FLOAT	Taxa nominal de falha do transformador
ANGLE	FLOAT	Ângulo de fase do transformador (graus)
STATUS	BOOLEAN	True = Ativo; False = Inativo
ANGMIN	FLOAT	Ângulo de tensão mínimo
ANGMAX	FLOAT	Ângulo de tensão máximo
SUGGESTED	BOOLEAN	Indica se o trecho foi sugerido pelo usuário (true) ou se já é existente na rede (false)
CYCLE	UNSIGNED INTEGER	ID do ciclo ao qual pertence o trecho

Tabela 4-3 – Definição de dados da tabela BRANCH

Tabela POST – Definição de dados		
Campos	Tipo	Observação
(*) ID	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	Número identificador do poste
LAT	FLOAT	Latitude de localização do poste
LON	FLOAT	Latitude de localização do poste
(+) BRANCH	UNSIGNED INTEGER	ID do trecho ao qual serve o poste

Tabela 4-4 – Definição de dados da tabela POST

Tabela TRANSFORMER – Definição de dados		
Campos	Tipo	Observação
(*) ID	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	Número identificador do transformador
VOLTAGE	FLOAT	Potência do transformador
INSTDATE	DATE	Data da instalação do transformador
PHNUM	UNSIGNED INTEGER	Número de fases do transformador
LOADF	FLOAT	Fator de carga do transformador
EQLOAD	FLOAT	Carregamento do transformador
DEMAND	FLOAT	Demanda (kW)
(+) BRANCH	UNSIGNED INTEGER	ID do trecho ao qual serve o transformador
LAT	FLOAT	Latitude de localização do transformador
LON	FLOAT	Longitude de localização do transformador

Tabela 4-5 – Definição de dados da tabela TRANSFORMER

Os dados comerciais dos clientes, por sua vez, se referem às instalações existentes na rede e suas características, como: potência, localização, trecho da rede, consumo, indicador de continuidade e custos de manutenção. Foram especificadas, nesse sentido, três tabelas: CLIENT (dados básicos do cliente), CD_CLIENT (consumo e DIC do cliente) e EXP_CLIENT (despesas de manutenção do cliente). As tabelas 4-6, 4-7 e 4-8, a seguir, detalham suas definições.

Tabela CLIENT – Definição de dados		
Campos	Tipo	Observação
(*) ID	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	Número identificador do cliente
INSTDESC	CHAR(50)	Descrição da instalação
POWER	FLOAT	Potência
LAT	FLOAT	Latitude
LON	FLOAT	Longitude
CR	FLOAT	Resistência
CX	FLOAT	Reatância
DIC	FLOAT	DIC
(+) BRANCH	UNSIGNED INTEGER	ID do trecho que serve o cliente

Tabela 4-6 – Definição de dados da tabela CLIENT

Tabela CD_CLIENT – Definição de dados		
Campos	Tipo	Observação
(*) ID	CHAR(10), NOT NULL	Identificador do período de consumo (data ou mês/ano, por exemplo)
(*) (+) CLIENT	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	ID do Cliente
CONS	FLOAT	Consumo (KWh)
DIC	FLOAT	DIC apurado no período para o cliente (horas decimais)

Tabela 4-7 – Definição de dados da tabela CD_CLIENT

Tabela EXP_CLIENT – Definição de dados		
Campos	Tipo	Observação
(*) ID	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	Identificador do evento de custo
(+) CLIENT	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	ID do Cliente
DATE	DATE, NOT NULL	Data do evento
DESCRIPTION	CHAR(50), NOT NULL	Descrição do evento de custo
EXP_VALUE	FLOAT, NOT NULL	Valor

Tabela 4-8 – Definição de dados da tabela EXP_CLIENT

As tabelas 4-9, 4-10 e 4-11 foram especificadas para armazenamento de informações geográficas. Se baseiam, para tal finalidade, na estrutura de dados gerada pela ferramenta *OpenStreetMap Functions for MATLAB* [66], que por sua vez processa mapas e dados geográficos gerados em formato XML (*Extended Markup Language*) pela aplicação *web OpenStreetMap*⁵, e os formata para utilização no ambiente MATLAB.

Tabela OSM_NODE – Definição de dados		
Campos	Tipo	Observação
(*) ID	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	Identificador do nó (ponto do mapa)
LON	FLOAT	Longitude
LAT	FLOAT	Latitude

Tabela 4-9 – Definição de dados da tabela OSM_NODE

Tabela OSM_WAY – Definição de dados		
Campos	Tipo	Observação
(*) ID	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	Identificador da via (trecho entre dois pontos)
TAG_KEY	CHAR(20)	Chave indicadora do tipo de via (Ex.: via pública)
TAG_VALUE	CHAR(20)	Sub-chave do tipo de via (Ex.: avenida)

Tabela 4-10 – Definição de dados da tabela OSM_WAY

⁵ <http://www.openstreetmap.org/>

Tabela OSM_WAY_NODE – Definição de dados		
Campos	Tipo	Observação
(*) (+) WAY	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	Identificador da via (trecho entre dois pontos)
(*) (+) NODE	UNSIGNED INTEGER, NOT NULL	Identificador do nó (trecho entre dois pontos)

Tabela 4-11 – Definição de dados da tabela OSM_WAY_NODE

Com base nas definições expostas acima, a Figura 4-2 representa o Diagrama Entidade Relacionamento do banco de dados necessário à ferramenta proposta neste estudo.

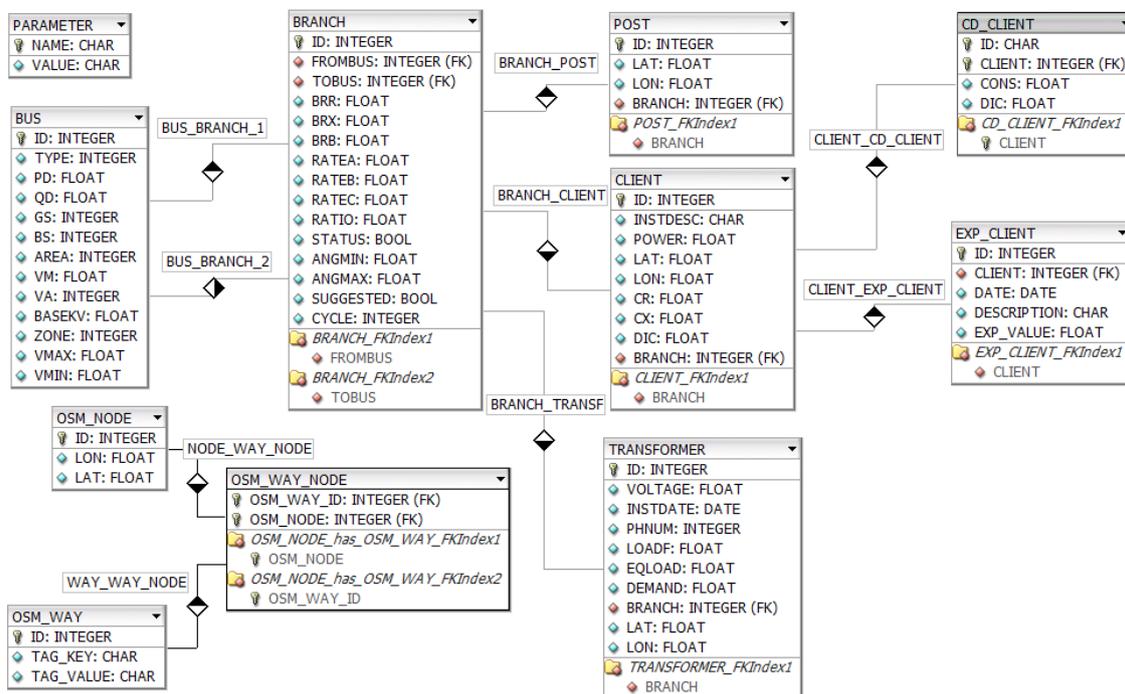


Figura 4-2 – Diagrama Entidade-Relacionamento do banco de dados proposto.

4.3 Diagnóstico de perdas técnicas e não técnicas

As Perdas Técnicas (PT) e Perdas Não Técnicas (PNT), conforme aspectos normativos e estratégicos demonstrados no Capítulo 2 deste estudo, constituem, por natureza, importantes indicadores a serem observados no gerenciamento de sistemas de distribuição.

Na construção da ferramenta de auxílio à tomada de decisão proposta por esta dissertação, foi incorporada, com o objetivo de prover ao usuário uma visão

georreferenciada dos níveis de perdas presentes no sistema analisado, a metodologia proposta por Cancian et al. em [38]. A presente seção visa, portanto, apresentar uma síntese da técnica descrita pelo referido trabalho.

Conforme se propõe em [38] e na Figura 4-3, a metodologia se inicia pela seleção de dados básicos de um sistema de distribuição, como a relação de clientes (ou instalações) e seu respectivo histórico de consumo e localização geográfica. Na etapa seguinte, os pontos de consumo existentes são classificados em grupos baseados em localização geográfica junto ao trecho mais próximo do alimentador. Esse agrupamento é obtido aplicando-se de forma simples e eficiente a chamada “regra do vizinho mais próximo”, já demonstrada na seção 3.1 desta dissertação.

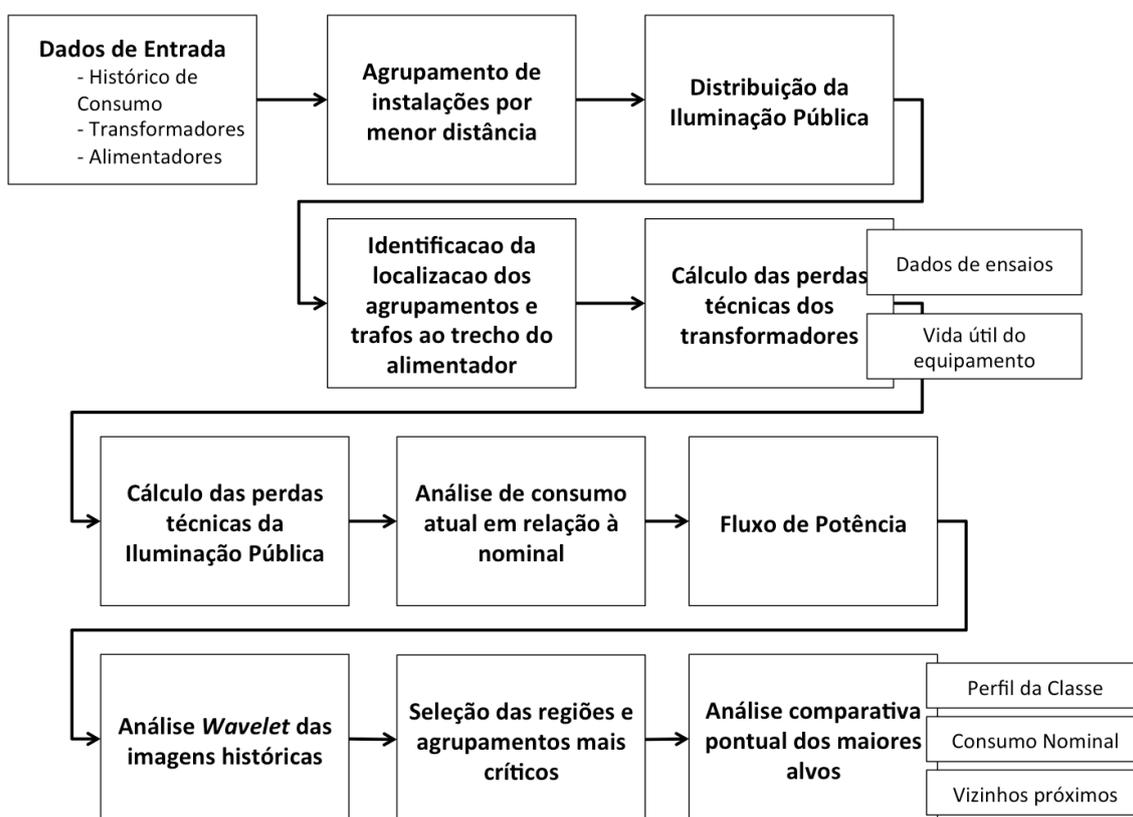


Figura 4-3 – Fluxograma da metodologia de diagnóstico de perdas incorporada

Fonte: [38]

Nas etapas referentes à iluminação pública, considera-se uma estimativa com base no modelo de sistema de iluminação mais comumente adotado no Brasil, com as seguintes características [38]:

- Posicionamento: unilateral.
- Distância entre os pontos: até 15 metros entre testadas ou entre guias de até 10 metros.
- Padrão de potência para determinação das cargas: conforme Tabela 4-12.
- Distribuição: obtida pela divisão do comprimento do trecho do alimentador pela distância entre as testadas.

Carga Trecho (kVA)	Tipo de Lâmpada	Potência (W)	Perdas no Reator (W)	Lâmpada e Reator (W)
Entre 0 a 50	Vapor de Sódio	100	18	118
Entre 50 a 110		150	26	176
Acima de 110		250	37	287

Tabela 4-12 – Parâmetros de carga para iluminação pública.

Fonte: [38]

Na etapa de análise referente ao agrupamento dos transformadores por trecho de alimentador, efetua-se, primeiramente, verificação quanto à vinculação de cada equipamento ao seu respectivo trecho do alimentador. Caso tal dado esteja indisponível, executa-se a classificação via “regra do vizinho mais próximo”, de maneira semelhante ao procedimento utilizado com as instalações consumidoras, para estabelecer tal vínculo, resultando no agrupamento dos transformadores por trecho de maneira aproximada, porém eficiente [38].

Durante a determinação das perdas técnicas dos transformadores, os índices de perdas considerados são provenientes da Norma Técnica 5440 – Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição, e estão exemplificados na Tabela 4-13 .

Potência do transformador (KVA)	Perda em vazio (W)	Perda Total (W)	Perda Total / Potência do transformador (%)
15	65	330	2,4%
30	150	695	2,5%
45	195	945	2,3%
75	295	1395	2,0%
112,5	390	1890	1,8%
150	485	2335	1,7%
225	650	3260	1,6%
300	810	4060	1,5%

Tabela 4-13 – Parâmetros considerados para transformadores.

Fonte: [38]

A metodologia também prevê uma análise para comparação do consumo apresentado pelas instalações frente a uma expectativa baseada no perfil de consumo regular, ou mesmo em uma distribuição de probabilidade. Os resultados obtidos são armazenados em formato de imagem mostrando em cores as diferenças da comparação, para servirem de insumo para a análise *Wavelet* de Perdas Não Técnicas, descrita a seguir [38].

Na etapa responsável pela análise do fluxo de potência, executa-se o método de Newton-Raphson, descrito na seção 3.2.1 deste trabalho, para estudo do perfil de carga do sistema de distribuição e, conseqüentemente, determinação dos níveis de perdas técnicas em cada trecho do circuito.

A combinação dos dados obtidos neste processo com as informações georreferenciadas existentes no banco de dados da aplicação permite a montagem de um mapa com o desenho da região analisada e seu alimentador primário, exibindo o nível de Perda Técnica em cada trecho em uma escala de cores que pode facilitar a associação entre a localização geográfica do trecho e sua respectiva intensidade de perdas técnicas. O Capítulo 5 desta dissertação demonstrará na prática a exibição deste diagnóstico.

A partir da geração de mapas históricos do sistema, nos quais se visualizam, por meio de escala de cores, a evolução do consumo das instalações existentes, a metodologia [38] se utiliza da transformação *Wavelet*, introduzida na seção 3.3 e descrita no Apêndice A desta dissertação, para decompor as imagens geradas, resultando em sub-imagens com seus níveis de coloração destacados de forma a permitir sua comparação em pares determinados por análise combinatória. As diferenças obtidas nessa comparação facilitam a identificação de instalações com evolução decadente de consumo, constituindo indício importante para existência de perdas não técnicas.

Em que pese o caráter científico incipiente e experimental da metodologia utilizada, a mesma foi incorporada a este estudo por apresentar resultados satisfatórios e promissores para identificação de instalações com níveis suspeitos de perdas não técnicas, em nível de sistema elétrico.

Finalmente, tendo a análise *Wavelet* produzido uma escala de cores para as instalações que permite localizá-las geograficamente e evidenciar anomalias em seu perfil de consumo, a metodologia prevê, como etapa final, um estudo analítico do histórico das instalações classificadas como “suspeitas”, no sentido de embasar ações em campo visando a mitigação das perdas apresentadas, que podem envolver, inclusive, inspeções *in loco* [38].

4.4 Diagnósticos de custo de manutenção e confiabilidade estimada

Estando disponíveis em banco de dados, conforme se especifica na seção 4.2, registros referentes ao histórico de valores despendidos com serviços de manutenção e ressarcimentos por interrupção, referentes a cada unidade consumidora, e também considerando que a metodologia descrita em 4.3 resulta em um agrupamento de clientes por trecho do alimentador, esta etapa de diagnóstico se vale das informações já existentes para fornecer ao usuário, em forma de imagem (mapa), o desenho do alimentador, juntamente com suas respectivas unidades consumidoras, em uma escala de cores que evidencie a intensidade da variável visualizada em cada quesito.

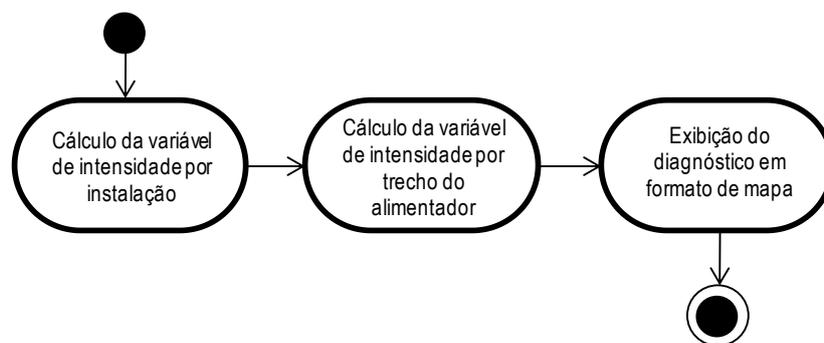


Figura 4-4 – Diagrama de atividades da etapa de montagem e exibição dos diagnósticos de manutenção e confiabilidade

O diagrama de atividades da Figura 4-4 sintetiza as etapas necessárias para exibição dos diagnósticos de custos de manutenção e confiabilidade pela ferramenta proposta. A primeira etapa compreende a varredura dos dados no banco e respectivo cálculo para obtenção do índice referente a cada instalação. Conforme a variável de intensidade analisada, o cálculo apresenta as seguintes variações:

- Custos de Manutenção: a totalização dos custos por instalação é simples e consiste no somatório dos custos agrupados por cliente, de acordo com a equação (4-1).

$$c_i = \sum_{r=1}^{n_i} v_{i,r}$$

Onde:

c_i : total de custos do cliente i (4-1)

r_i : registro de custo referente ao cliente i

n_i : número de registros de custo do cliente i

$v_{i,r}$: valor do registro de custo r do cliente i

- Confiabilidade: para obtenção dos índices de confiabilidade, primeiramente se verifica o DIC por cliente ao longo do tempo, por meio de média aritmética (4-2). Em seguida, submete-se cada resultado à equação (3-6).

$$DIC_i = \frac{1}{n_i} \sum_{r=1}^{n_i} v_{i,r}$$

Onde:

DIC_i : DIC médio do cliente i (4-2)

n_i : número de registros de DIC do cliente i

r_i : registro de DIC referente ao cliente i

$v_{i,r}$: valor do registro de DIC r do cliente i

Na segunda etapa deste sub-processo, os valores obtidos no passo anterior são agregados por trecho do alimentador. A variável de custo de manutenção corresponde ao somatório do custo de todos os clientes vinculados ao trecho, conforme Equação (4-3). Por outro lado, a variável de confiabilidade corresponde à média aritmética obtida entre as instalações do mesmo alimentador (4-4).

$$C_t = \sum_{i_t=1}^{n_t} c_{i,t}$$

Onde:

C_t : total de custos do trecho t (4-3)

i_t : registro de custo referente ao cliente i do trecho t

n_t : número de clientes do trecho t

$c_{i,t}$: custo total do cliente i do trecho t

$$Conf_t = \frac{1}{n_t} \sum_{i_t=1}^{n_i} Conf_{t,i}$$

Onde:

$Conf_t$: Confiabilidade média do trecho t (4-4)

n_t : número de clientes do trecho t

i_t : cliente i do trecho t

$Conf_{t,i}$: índice de confiabilidade do cliente i do trecho t

Finalmente, para montagem dos mapas para exibição, é gerada uma escala gradativa de cores vinculada à intensidade da variável a ser exibida no diagnóstico. São desenhados sobre o mapa os pontos referentes às instalações individuais e as linhas correspondentes aos trechos do alimentador, sendo esses elementos coloridos conforme a escala de intensidade, de modo a prover ao usuário uma visualização geográfica, quantitativa e qualitativa do diagnóstico desejado.

4.5 Reconfiguração otimizada

No escopo da ferramenta computacional que o presente estudo propõe, a funcionalidade que conclui seu ciclo de execução se baseia no conteúdo do banco de dados existente e nas técnicas evolucionárias de otimização já demonstradas na seção 3.6, para oferecer ao usuário uma rotina de simulação para reconfiguração otimizada com base em sugestões do usuário quanto a novos possíveis trechos a serem incluídos no sistema de distribuição.

De maneira semelhante às referências apresentadas na seção 3.6, o programa de reconfiguração implementado neste estudo tem por objetivo a redução de perdas técnicas em energia ativa, visando melhorar o perfil de carga da rede. A presente seção tem por objetivo apresentar o aspecto metodológico deste processo.

O diagrama de atividades da Figura 4-5 esquematiza as etapas de funcionamento dentro da rotina de reconfiguração otimizada. Os próximos parágrafos trarão detalhes sobre cada etapa.

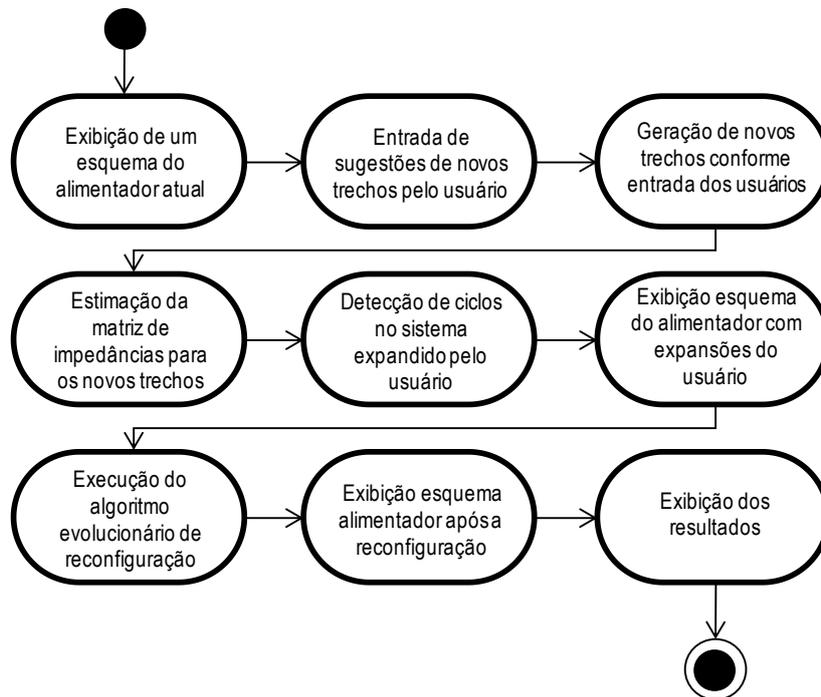


Figura 4-5 – Diagrama de atividades da etapa de reconfiguração otimizada da rede

A primeira etapa do processo visa apenas mostrar ao usuário o desenho atual do sistema de distribuição estudado, conforme representação simplificada na Figura 4-6, usada como exemplo básico para esta seção. Também poderão ser visualizados detalhes como a localização das vias urbanas, postes de energia e numeração adotada para as barras.

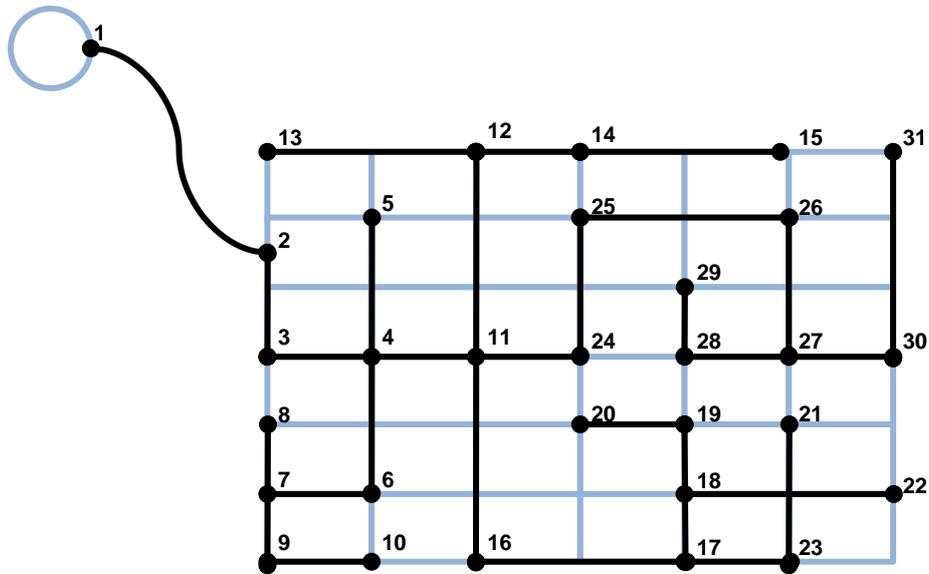


Figura 4-6 – Representação simplificada de uma rede de distribuição hipotética antes da reconfiguração

No segundo passo, o usuário sugere, por meio de uma interface (por exemplo: digitação pelo teclado, ou predefinição via parâmetro no banco de dados, etc.), possíveis novos trechos a serem implantados no sistema (vide Figura 4-7). Cada trecho novo é representado simplesmente informando à aplicação as barras inicial e final que ele irá conectar, de maneira que o conjunto de sugestões constitui, computacionalmente, um “vetor de arestas” para o grafo, conforme explicado no item 3.5 deste estudo.

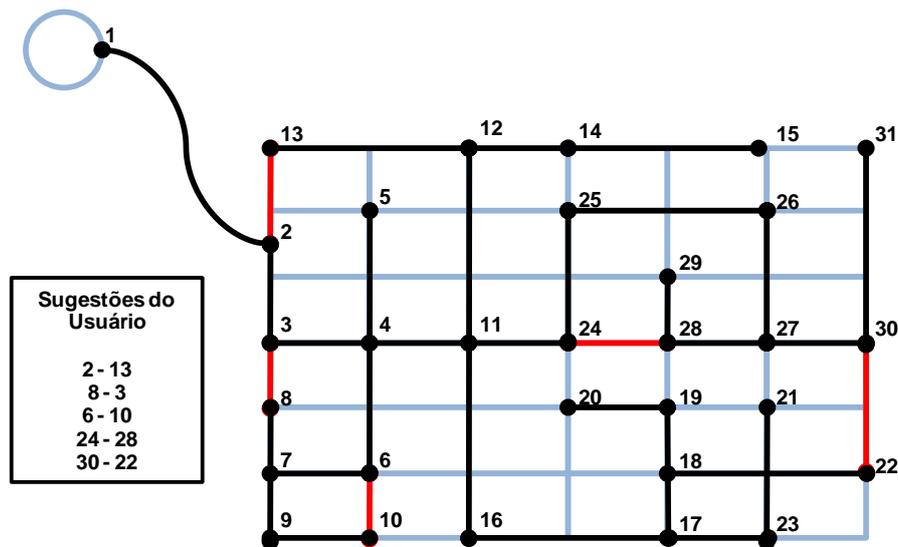


Figura 4-7 – Esquema da rede após sugestões de novos trechos (de vermelho) pelo usuário

Com base no que foi incluído pelo usuário, a próxima etapa se encarregará de estimar as características para os novos trechos e armazenar na memória seus dados, como:

- Características físicas dos trechos necessárias para a ferramenta de fluxo de potência, como ângulos de fase e tensão. Estas são replicadas conforme os dados já utilizados por outros trechos do sistema.
- A tabela de postes é atualizada para vincular os novos trechos aos seus respectivos postes.
- A tabela de clientes é atualizada com uma nova estimativa da distribuição de clientes por trecho (via regra do vizinho mais próximo), agora considerando os novos trechos. O resultado desse processo é ilustrado pela Figura 4-8.

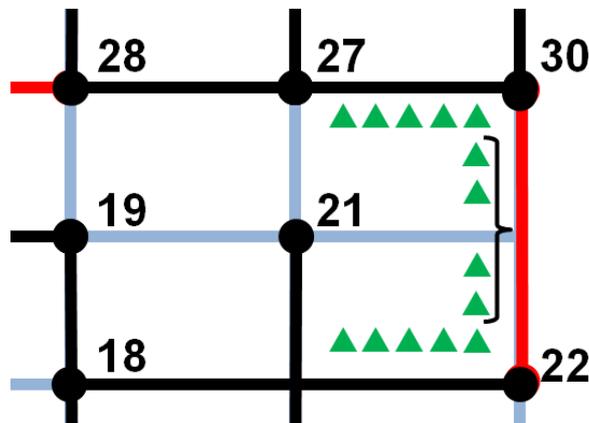


Figura 4-8 – Realocação de unidades consumidoras (verde) para trecho sugerido (vermelho), via regra do vizinho mais próximo

A quarta etapa complementa a atualização dos dados mediante os novos trechos, iniciada no passo anterior. Tendo sido reorganizados os clientes em novos *clusters*, são estimadas a resistência e a reatância dos seus trechos, conforme equações (4-5) e (4-6) para serem utilizadas no cálculo de fluxo de potência.

$$r_t = \sum_{i=1}^{n_t} r_{i,t}$$

Onde: (4-5)

r_t : resistência total no trecho t

i : índice de uma unidade consumidora no trecho t

n_t : número de unidades consumidoras no trecho t

$r_{i,t}$: resistência da unidade consumidora i no trecho t

$$x_t = \sum_{i=1}^{n_t} x_{i,t}$$

Onde:

x_t : reatância total no trecho t (4-6)

i : índice de uma unidade consumidora no trecho t

n_t : número de unidades consumidoras no trecho t

$x_{i,t}$: reatância da unidade consumidora i no trecho t

O passo seguinte se dedica a avaliar o aspecto topológico do grafo formado pela rede de distribuição acrescido das novas arestas. Aplica-se, neste caso, o método “força-bruta” citado na seção 3.5 para obtenção de todos os ciclos (anéis) existentes no sistema (Figura 4-9), tendo em vista se tratar de uma solução voltada exclusivamente para redes radiais de distribuição. O resultado dessa análise é uma lista em que cada linha representa um ciclo, contendo a identificação dos trechos que o compõem.

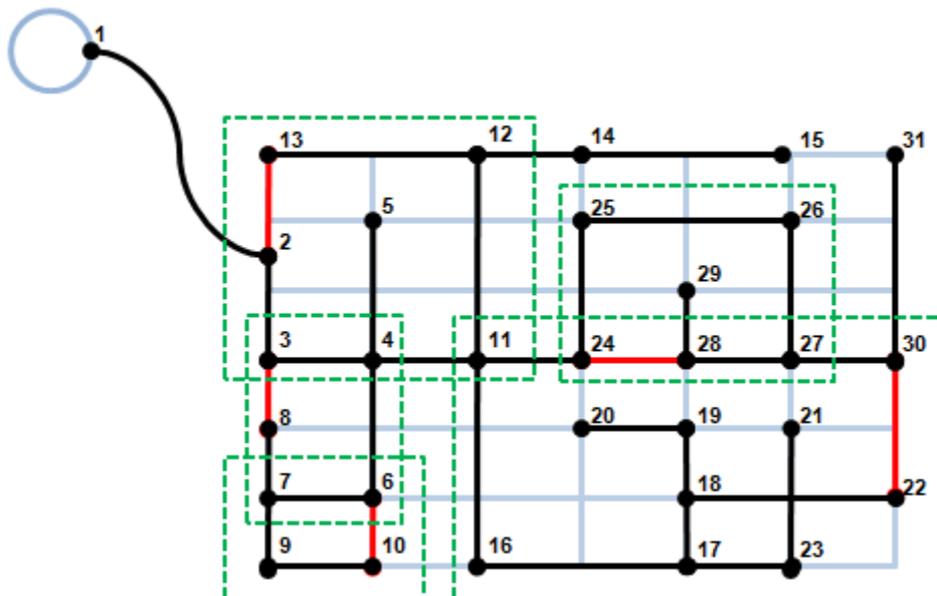


Figura 4-9 – Identificação de ciclos (contornos verdes) no sistema de distribuição

A lista citada no parágrafo anterior (Tabela 4-14) representa matriz de restrições fundamental para o algoritmo de reconfiguração, tendo em vista que determina a quantidade de variáveis, bem como seus possíveis valores no problema de otimização combinatória a ser resolvido.

Lista dos ciclos identificados na Figura 4-9							
Ciclo1	6-7	7-9	6-10	9-10			
Ciclo2	3-4	3-8	4-6	7-8			
Ciclo3	24-25	24-28	25-26	26-27	27-28		
Ciclo4	2-13	2-3	4-11	11-12	12-13		
Ciclo5	11-16	16-17	17-18	18-22	11-24	27-30	22-30

Tabela 4-14 – Lista dos ciclos identificados na Figura 4-9

Antes de iniciar o algoritmo para busca da melhor combinação de trechos para otimização do sistema, a aplicação exibe ao usuário um esquema atualizado da rede de distribuição, incluindo com destaque os trechos sugeridos, de forma semelhante ao esquema mostrado na Figura 4-7.

Conforme se verifica na Figura 4-5, a sétima etapa elencada no diagrama de atividade corresponde à execução de rotina para reconfiguração da rede de distribuição, visando redução de perda técnica em energia ativa. Conforme mencionado na seção 3.6 deste estudo, a busca por uma combinação otimizada de chaveamentos em uma rede de distribuição constitui um problema de programação não-linear da classe “*NP-Complete*”, cuja solução, de acordo com [58], envolve localizar, em um conjunto factível de configurações, a que apresenta a menor perda.

A equação (4-7) representa a modelagem matemática do problema. O objetivo é minimizar o somatório das perdas em energia ativa em função da combinação de um conjunto de variáveis inteiras que indicam os trechos desativados em uma configuração. Para garantir a topologia radial e conectividade da rede, o número de variáveis e os valores factíveis para cada uma se restringe à quantidade de ciclos e os respectivos trechos em cada ciclo, dados matematicamente representados em forma de um conjunto de vetores C .

$$\min f(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^N R_i \times |I_i|^2 \times k_i$$

sujeito a:

$$\begin{aligned} |I_i| &\leq I_{i,max} & \forall i \in \mathbb{N}^* | 1 \leq i \leq N \\ V_{b,min} &\leq V_b \leq V_{b,max} & \forall b \in \mathbb{N}^* | 1 \leq b \leq B \\ x_a &\in C_a & \forall a \in \mathbb{N}^* | 1 \leq a \leq n \\ g_i(I, k) &= 0 \\ g_v(V, k) &= 0 \end{aligned} \quad (4-7)$$

Onde:

f : função objetivo que representa a perda total do alimentador em energia ativa

x_a : variável inteira indicando um trecho a ser desativado para o cálculo

a : índice da variável

n : quantidade de variáveis, representando o número total de trechos desativáveis

i : índice do trecho

N : número de trechos do sistema

R_i : resistência no trecho i

I_i : corrente no trecho i

k_i : chave indicativa de ativação do trecho i

V_b : tensão na barra b

B : número de barras no sistema

C : conjunto com n vetores, cada um armazenando os identificadores dos trechos factíveis para desativação em cada variável, garantindo a topologia radial

g_i e g_v : funções representando as leis de Kirchhoff para corrente e tensão

As restrições apresentadas em (4-7) têm por finalidade delimitar os níveis de corrente e tensão; garantir formato radial e conectividade; e, finalmente, leis básicas de conservação da carga elétrica aplicáveis a circuitos.

Definida a modelagem do problema, os algoritmos de otimização PSO e DE, cujo funcionamento já foi apresentado na seção 3.6, são executados. Como fatores comuns para o processamento de ambos, foram definidos:

- Número de partículas: $I = 20$
- Número de iterações: $T = 30$

As duas rotinas também executam, para cálculo da função objetivo f , o método Newton-Raphson, detalhado na seção 3.2.1 deste estudo, automatizado pela ferramenta disponível em [65].

No caso específico do algoritmo de inteligência de enxame, também foram adotados os seguintes parâmetros, baseando-se no exemplo de implementação disponibilizado em [67]:

- Operador de inércia ω variável conforme equação (4-8). Considerando os valores iniciais dos parâmetros $\omega_{max} = 0,9$ e $\omega_{min} = 0,4$, tem-se um operador de inércia atualizado a cada iteração, para buscar, via redução de velocidade, maior exatidão dos resultados.

$$\omega_t = \omega_{max} - \frac{(\omega_{max} - \omega_{min}) \times t}{T}$$

Onde:

ω_t : operador de inércia na iteração t (4-8)

ω_{max} : valor máximo do operador de inércia

ω_{min} : valor mínimo do operador de inércia

- Operadores R_1 e R_2 são gerados aleatoriamente no intervalo $[0,1]$, sendo fixos ao longo das iterações.
- Coeficientes de aceleração c_1 e c_2 são valores reais gerados aleatoriamente no intervalo $[0,2]$ a cada iteração.
- Caso seja calculada uma velocidade repetida, a nova velocidade é modificada multiplicando-se os seus valores por um vetor de coeficientes reais aleatórios no intervalo $[0,1]$.
- Por se tratar de um problema com variáveis inteiras e espaço de busca discreto, a atualização dos trechos manipulados por uma determinada partícula ocorre em duas etapas:

- a) Utiliza-se a função logística representada pela equação (4-9) para calcular, com base na velocidade obtida para a variável $x_{i,a}$ o índice j que indica a posição do vetor C_a da qual será obtido o novo valor de $x_{i,a}$.

$$j = \text{ceil}\left(\frac{\text{length}(C_a)}{1 + e^{-v_{i,a}}}\right)$$

Onde:

$\text{length}(V)$: comprimento do vetor V

$v_{i,a}$: velocidade calculada para a variável a da partícula i (4-9)

ω_{min} : valor mínimo do operador de inércia

$\text{ceil}(z)$: função que arredonda o valor z para o próximo inteiro maior ou igual a z

- b) Atribui-se à variável o valor armazenado na posição j do vetor C_a , conforme equação (4-10).

$$x_{i,a} = C_{a,j}$$

Onde:

$x_{i,a}$: a -ésima variável da partícula i (4-10)

$C_{a,j}$: identificador de um trecho a ser desativado, constante na j -ésima posição do vetor C_a

Para o algoritmo de evolução diferencial, considerou-se uma probabilidade de cruzamento $CR = 0,75$ e constante de mutação $F = 0,8$. Conforme ilustrado pela Figura 4-10, empregou-se um ajuste simples para adaptar a pesquisa ao domínio discreto: após realizado o cálculo de mutação, as variáveis resultantes assumem, de acordo a proximidade, os valores disponíveis no espaço de busca delimitado pelo conjunto C .

<i>Indivíduo após mutação</i>	<i>Conjunto C contendo os domínios das variáveis, sendo os valores correspondentes aos ID's dos trechos</i>	<i>Indivíduo após adequação ao domínio</i>																																			
13,8	<table border="1"> <tr><td>8</td><td>10</td><td>11</td><td>12</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>4</td><td>5</td><td>7</td><td>9</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>27</td><td>28</td><td>29</td><td>30</td><td>31</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>2</td><td>3</td><td>13</td><td>14</td><td>15</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>18</td><td>19</td><td>21</td><td>24</td><td>26</td><td>33</td><td>35</td></tr> </table>	8	10	11	12				4	5	7	9				27	28	29	30	31			2	3	13	14	15			18	19	21	24	26	33	35	12
8	10	11	12																																		
4	5	7	9																																		
27	28	29	30	31																																	
2	3	13	14	15																																	
18	19	21	24	26	33	35																															
2,1		4																																			
29,7		30																																			
7,4		3																																			
22,0		21																																			

Figura 4-10 – Composição do indivíduo após mutação e ajuste ao espaço de busca

Capítulo 5 - Estudo de Caso

O presente capítulo tem por finalidade prover uma visão prática de utilização da ferramenta de *software* proposta nesta dissertação, discutindo detalhes sobre o cenário utilizado e os resultados encontrados.

A primeira seção fornece detalhes sobre a obtenção e expansão da base de dados fictícia empregada para simular um caso envolvendo um alimentador primário em uma rede de distribuição com seus respectivos clientes.

Em seguida, na seção 5.2, serão apresentadas as respostas obtidas ao se executar o protótipo construído para o software. Com base nos resultados encontrados, serão discutidos, no Capítulo 6, as conclusões e pontos para melhoria encontrados.

5.1 Apresentação do caso utilizado

O banco de dados empregado para realização dos testes nesta dissertação se baseia na estrutura apresentada pelo caso hipotético desenvolvido em [38], ou seja, uma distribuidora de energia elétrica atuando na cidade de Varginha/MG com um alimentador primário dividido em 24 trechos (25 barras), servindo a 905 instalações consumidoras.

O caso hipotético foi estendido com os seguintes parâmetros a serem considerados para simulação de fluxo de potência, a saber:

- Tensão do alimentador: 13,8 kV
- Base MVA: 100
- Impedância Base: 10^7
- Fator de carga: 0,20
- Fator de potência: 0,92
- Limite DIC para a região: 5,31 horas

Também foram gerados, mediante estimativa baseada no consumo considerado na base de clientes, os dados físicos de cada barra e trecho utilizados, compreendendo os respectivos campos das tabelas 4-2 e 4-3. Uma base de dados referente aos postes de energia foi criada para preenchimento da Tabela 4-4, levando em conta, com devidas aproximações, as regras de distanciamento mencionadas na seção 4.3.

Na tabela de consumo por cliente foram também gerados dados aleatórios referentes a compensações por DIC. Por sua vez, as tabelas 4-9, 4-10 e 4-11 foram alimentadas com dados geográficos da localidade de Varginha/MG, processados conforme indicado na seção 4.2.

Com objetivo ilustrativo e de melhoria da interface, empregaram-se, assim como em [38], imagens do software “Google Earth”⁶.

5.2 Resultados obtidos

Estando montada a base de dados na plataforma de desenvolvimento escolhida para implementação, os resultados obtidos em cada uma das etapas de execução ilustradas nas figuras 4-1 e 4-5 são demonstrados a seguir.

O cenário abordado pelo teste consiste basicamente na execução ordenada das etapas do programa. Para a rotina de reconfiguração, será simulada a inclusão de cinco novos trechos no sistema. No final do ciclo de execução, apresenta-se também um sub-caso abrangendo exclusivamente a etapa de reconfiguração, com a entrada de dez novos trechos à rede.

Na etapa de diagnóstico de perdas técnicas por trecho do alimentador foi gerado o mapa ilustrado na Figura 5-1. Cores mais avermelhadas indicam índices mais elevados de perdas. Verifica-se uma tendência à acentuação do indicador (maior nível de perda) em extremidades mais distantes da barra inicial (subestação).

⁶ 2015 Google Inc.

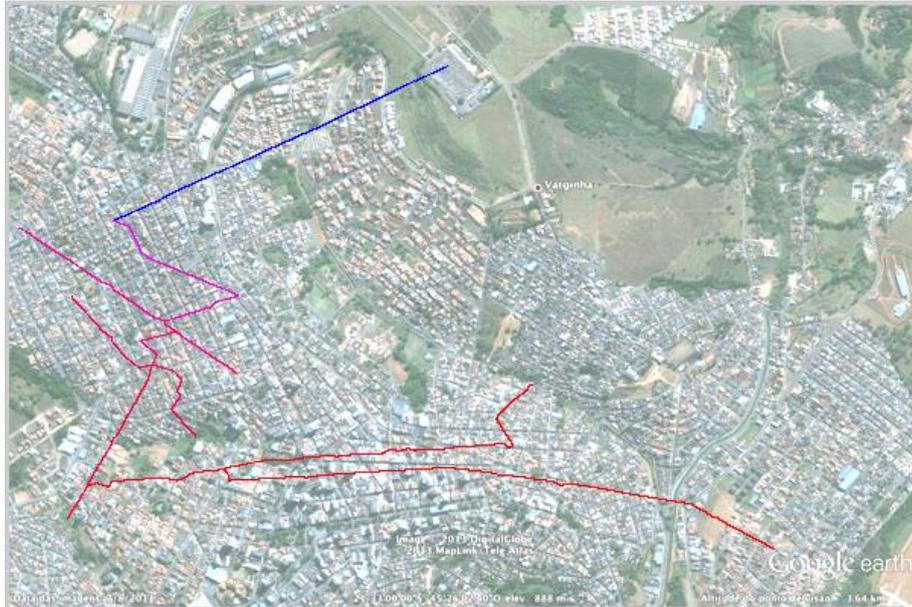


Figura 5-1 – Diagnóstico de perdas técnicas por trecho do alimentador.

A partir da análise descrita em 4.3, o diagnóstico de perdas não técnicas resultou na Figura 5-2, na qual se destacam, também por escala de cores, instalações com queda mais acentuada no consumo (cores mais escuras), sendo possíveis alvos para futuras inspeções.



Figura 5-2 – Diagnóstico de perdas não técnicas com identificação de instalações para possível inspeção.

A Figura 5-3, por sua vez é o resultado do diagnóstico que evidencia as localidades (instalações e trechos do alimentador) onde ocorreu maior volume de despesas em

manutenção (cores mais avermelhadas), indicando onde pode haver problemas no sistema a serem avaliados pela distribuidora.

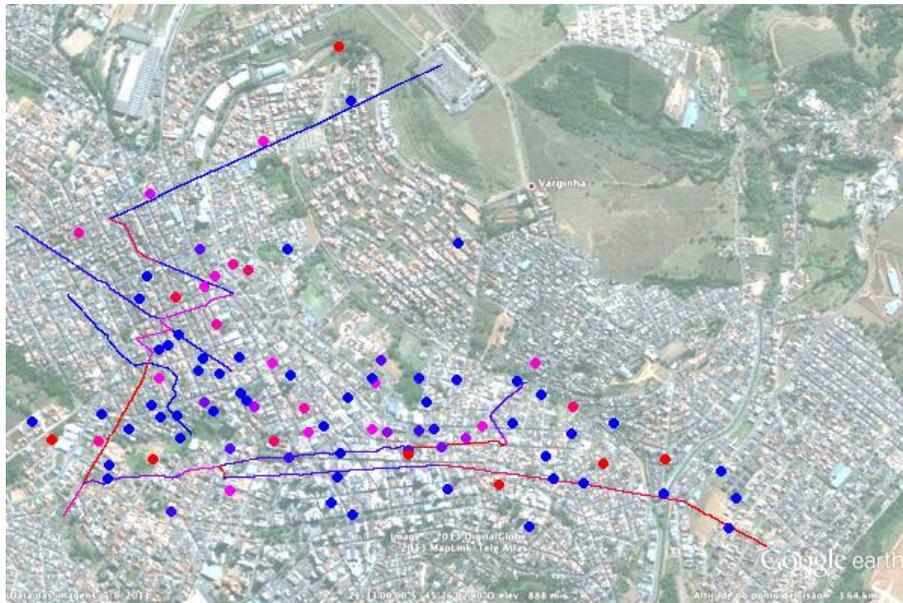


Figura 5-3 – Diagnóstico de custo de manutenção por cliente e trecho do alimentador.

A partir da metodologia descrita em 4.4, a Figura 5-4 exibe, de maneira semelhante à anterior, clientes e trechos onde a confiabilidade apresenta índices mais alarmantes, demandando ações para melhoria do índice.

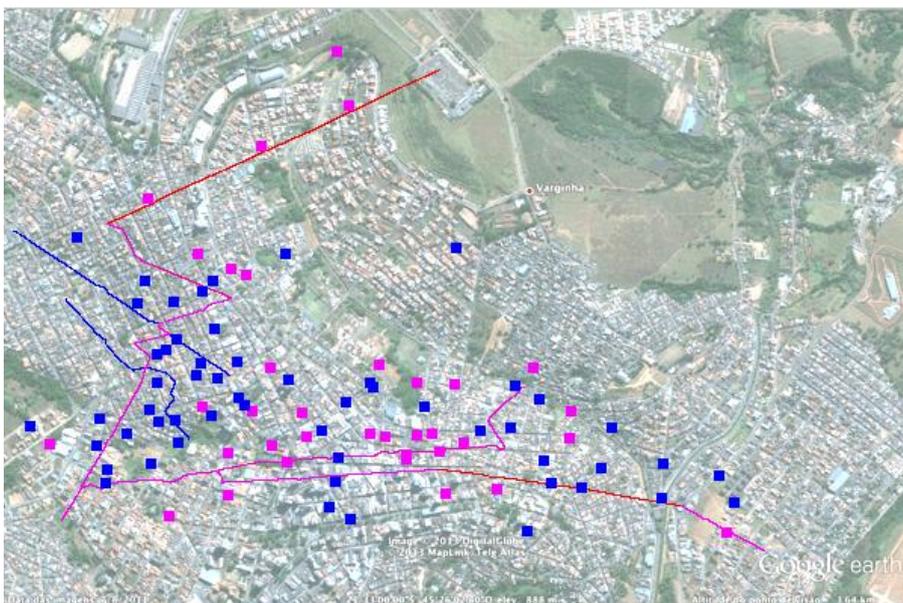


Figura 5-4 – Diagnóstico de confiabilidade por cliente e trecho do alimentador.

A etapa da ferramenta responsável pela simulação para reconfiguração otimizada da rede mostra ao usuário, antes da execução do algoritmo empregado, uma prévia do alimentador, conforme exibe a Figura 5-5.

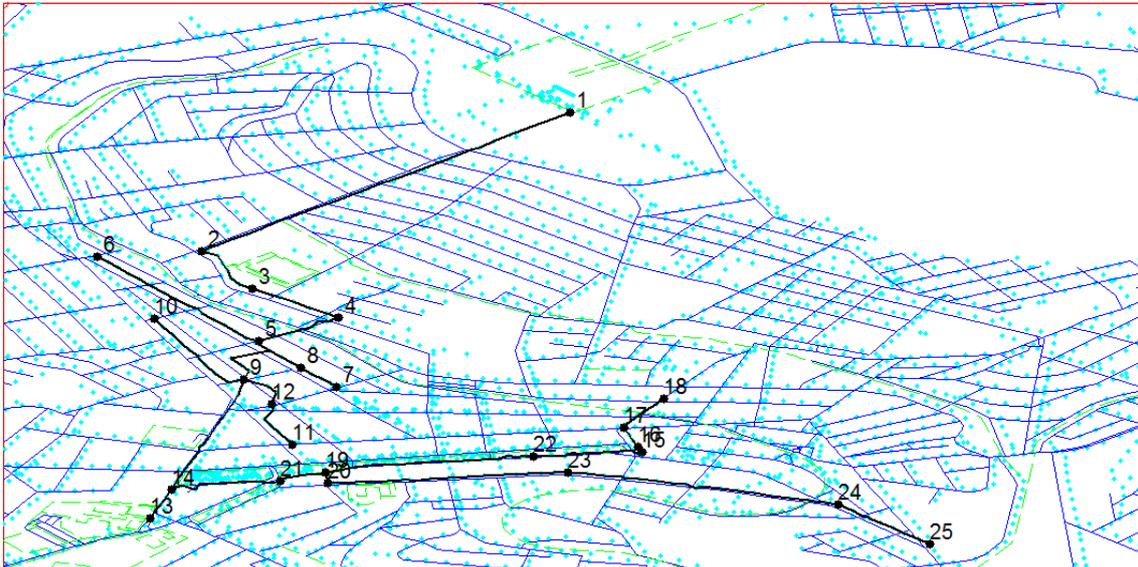


Figura 5-5 – Esquema do alimentador primário com numeração das barras.

No caso estudado nesta seção, observa-se, pela figura Figura 5-6, a inserção, por parte do usuário, de novos trechos compreendidos entre as barras 2-6, 4-7, 7-18, 11-19 e 18-25.

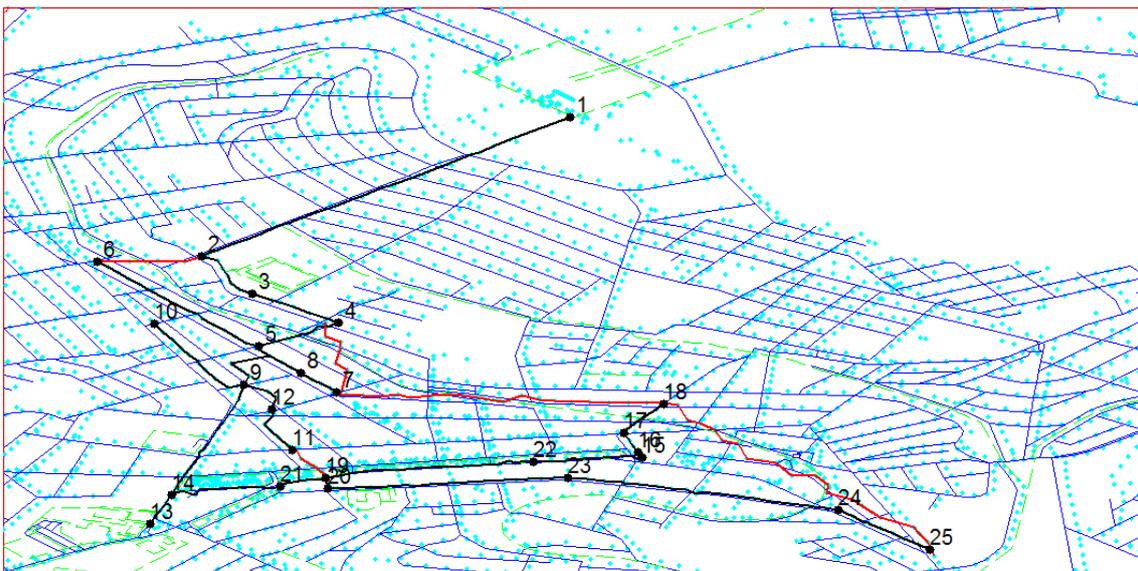


Figura 5-6 – Teste com cinco sugestões do usuário. Esquema do alimentador indicando, em vermelho, os trechos sugeridos.

Terminada a execução do algoritmo de reconfiguração, a ferramenta exibe, finalmente, o melhor desenho obtido para o alimentador, na forma do esquema representado na Figura 5-7. Também são ilustrados os resultados em forma de gráfico na Figura 5-8, com maiores detalhes na Tabela 5-1.

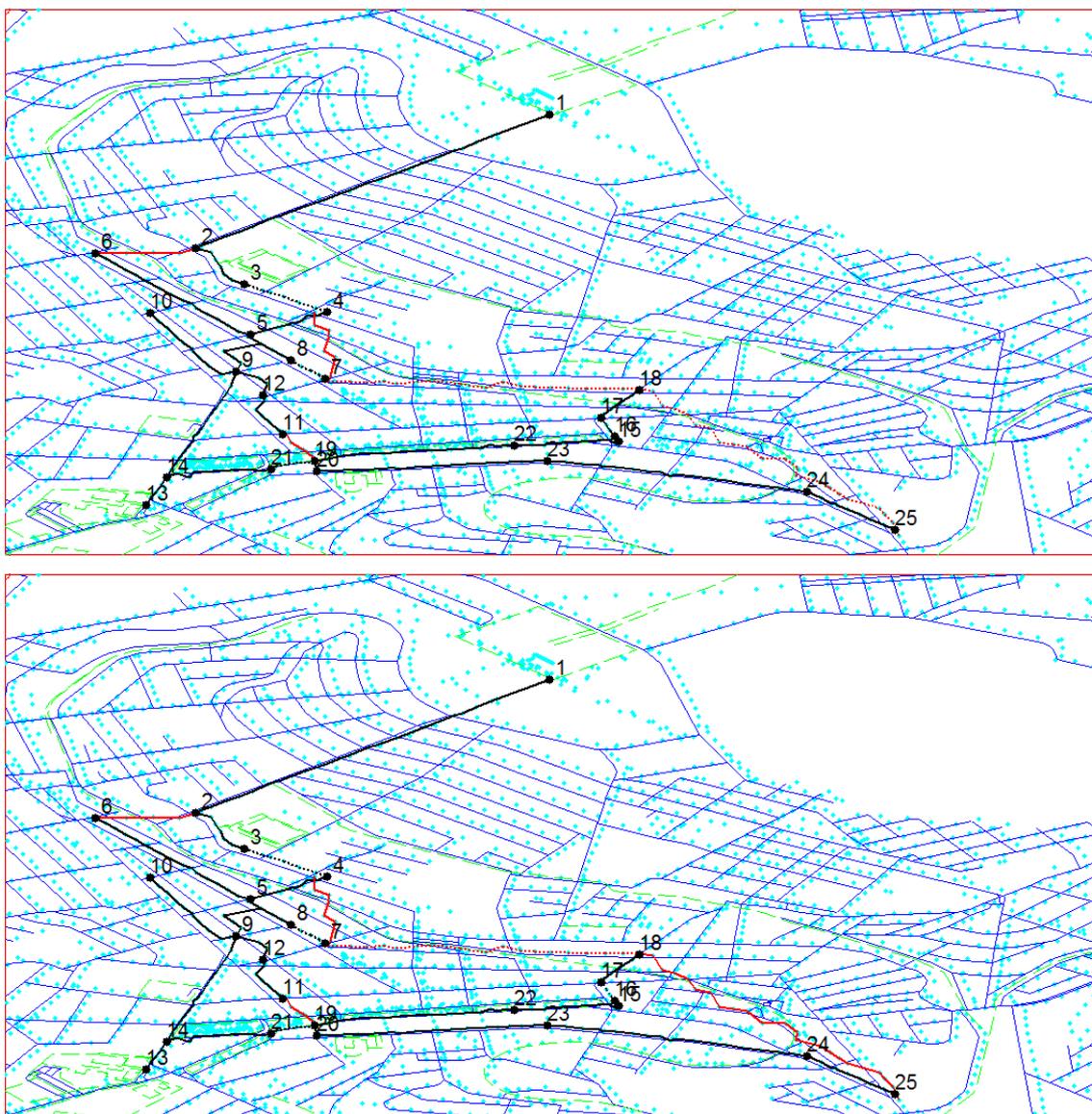


Figura 5-7 – Teste com cinco sugestões do usuário. Esquema do alimentador após execução dos algoritmos de reconfiguração PSO (acima) e DE (abaixo). Trechos tracejados foram desativados pela ferramenta.

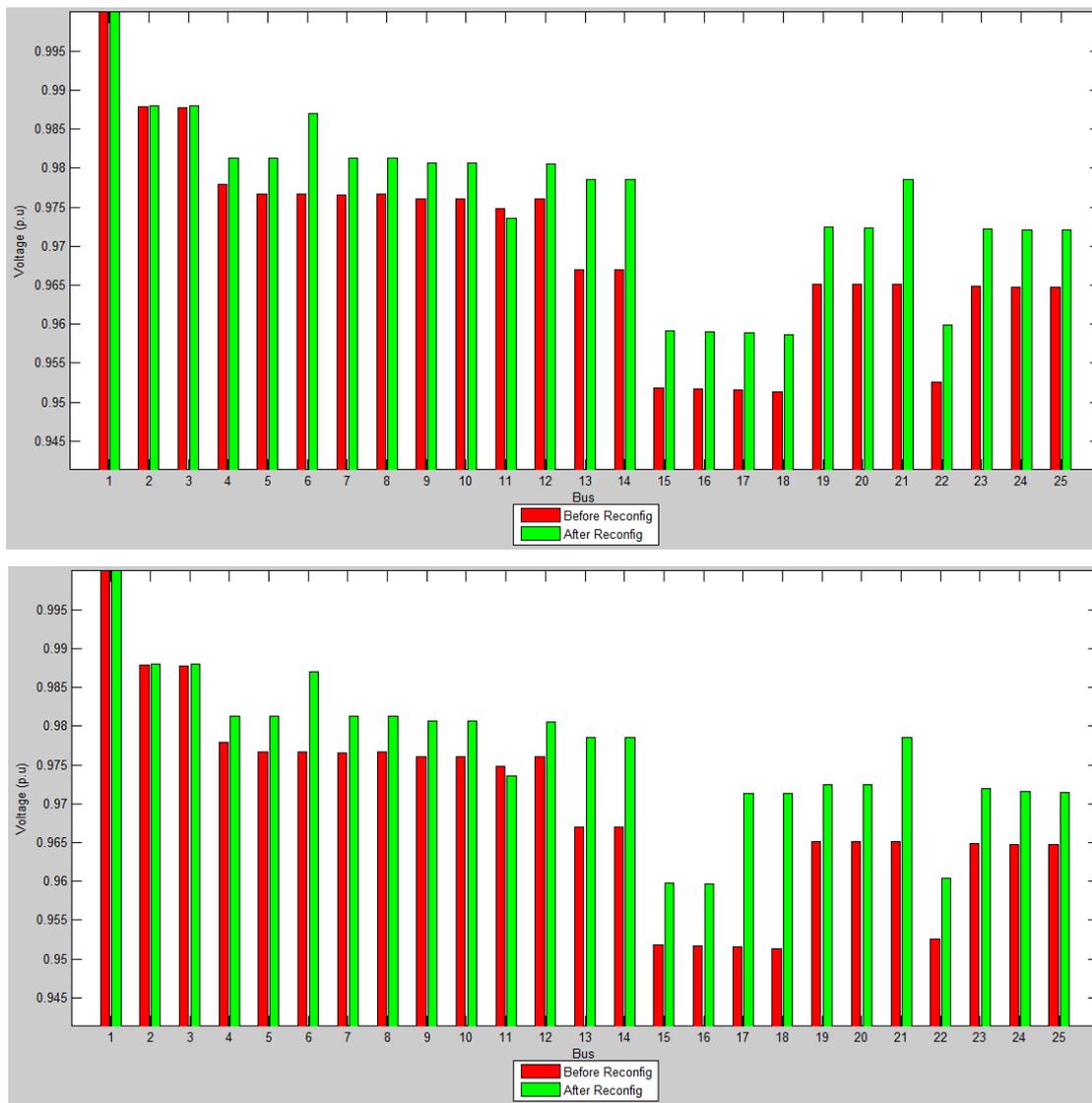


Figura 5-8 – Teste com cinco sugestões do usuário. Gráfico ilustrando o nível de tensão por barra antes (vermelho) e após (verde) a reconfiguração pelos algoritmos PSO (acima) e DE (abaixo).

Resultados da reconfiguração – caso de teste com 5 sugestões do usuário			
	Antes	Depois (PSO)	Depois (DE)
Trechos desativados		3-4, 8-7, 21-19, 7-8, 18-25	3-4, 8-7, 21-19, 16-17, 7-18
Perda em energia ativa	2,8794 kW	2,3927 kW	2,3655 kW
Redução na perda		16,902%	17,8479%
Tensão mínima	0,9513 p.u.	0,95869 p.u.	0,95961 p.u.

Tabela 5-1 – Teste com cinco sugestões do usuário. Resultados da reconfiguração.

Conforme previsto no início desta seção, dentro do mesmo cenário já apresentado, realizou-se também um teste exclusivo para a rotina de reconfiguração, com base em um sub-caso envolvendo dez sugestões de novos trechos por parte do usuário, a saber:

10-13, 12-17, 11-21, 7-12, 22-23, 13-25, 18-24, 22-17, 3-6 e 8-19. A Figura 5-9 ilustra o sistema de distribuição com os novos trechos em vermelho.

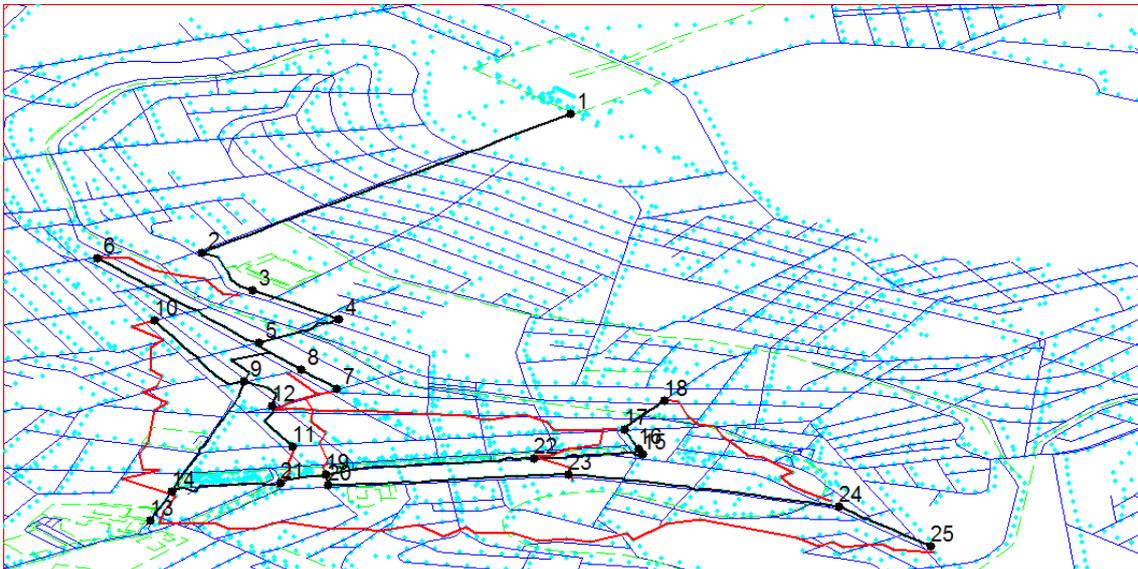


Figura 5-9 – Teste com dez sugestões do usuário. Esquema do alimentador indicando, em vermelho, os trechos sugeridos.

Assim como no cenário anterior, os algoritmos de otimização executados resultaram dos mapas ilustrados pelas figuras 5-9, 5-10 e 5-11; e Tabela 5-2.

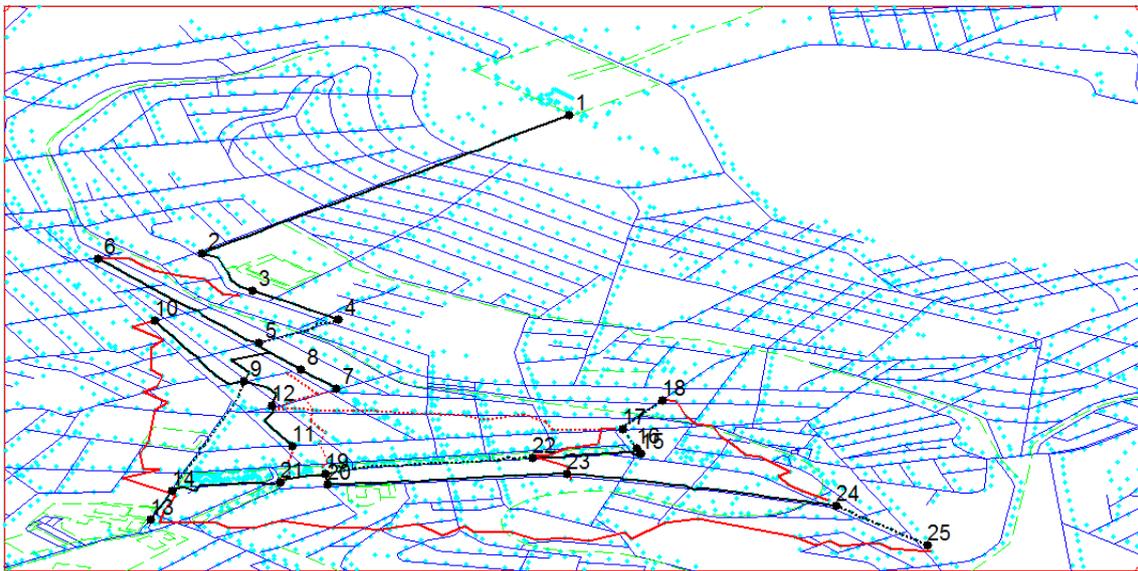
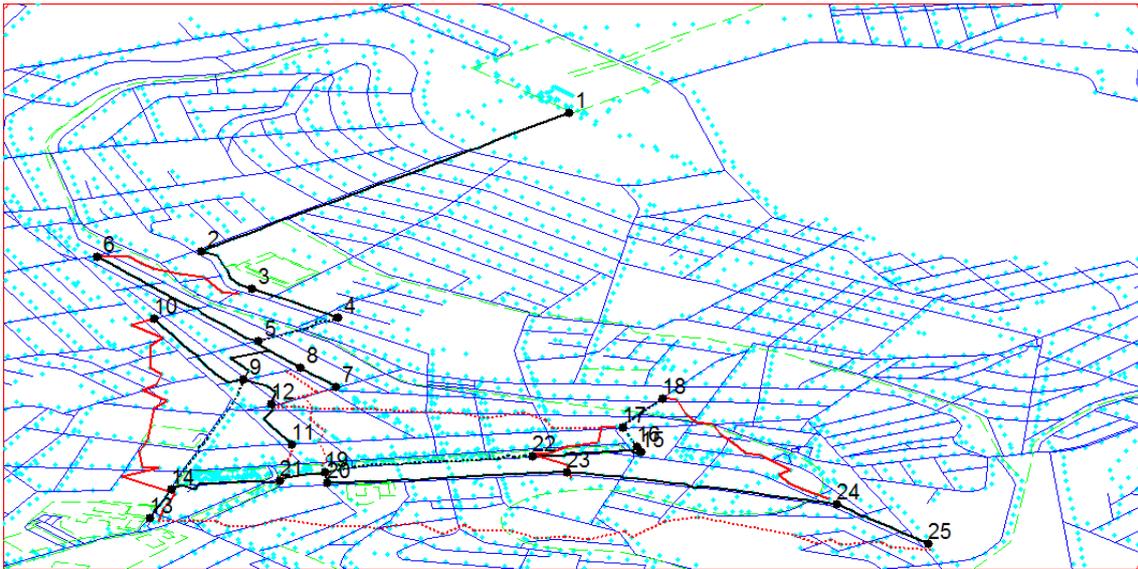


Figura 5-10 – Teste com dez sugestões do usuário. Esquema do alimentador após execução dos algoritmos de reconfiguração PSO (acima) e DE (abaixo). Trechos tracejados foram desativados pela ferramenta.

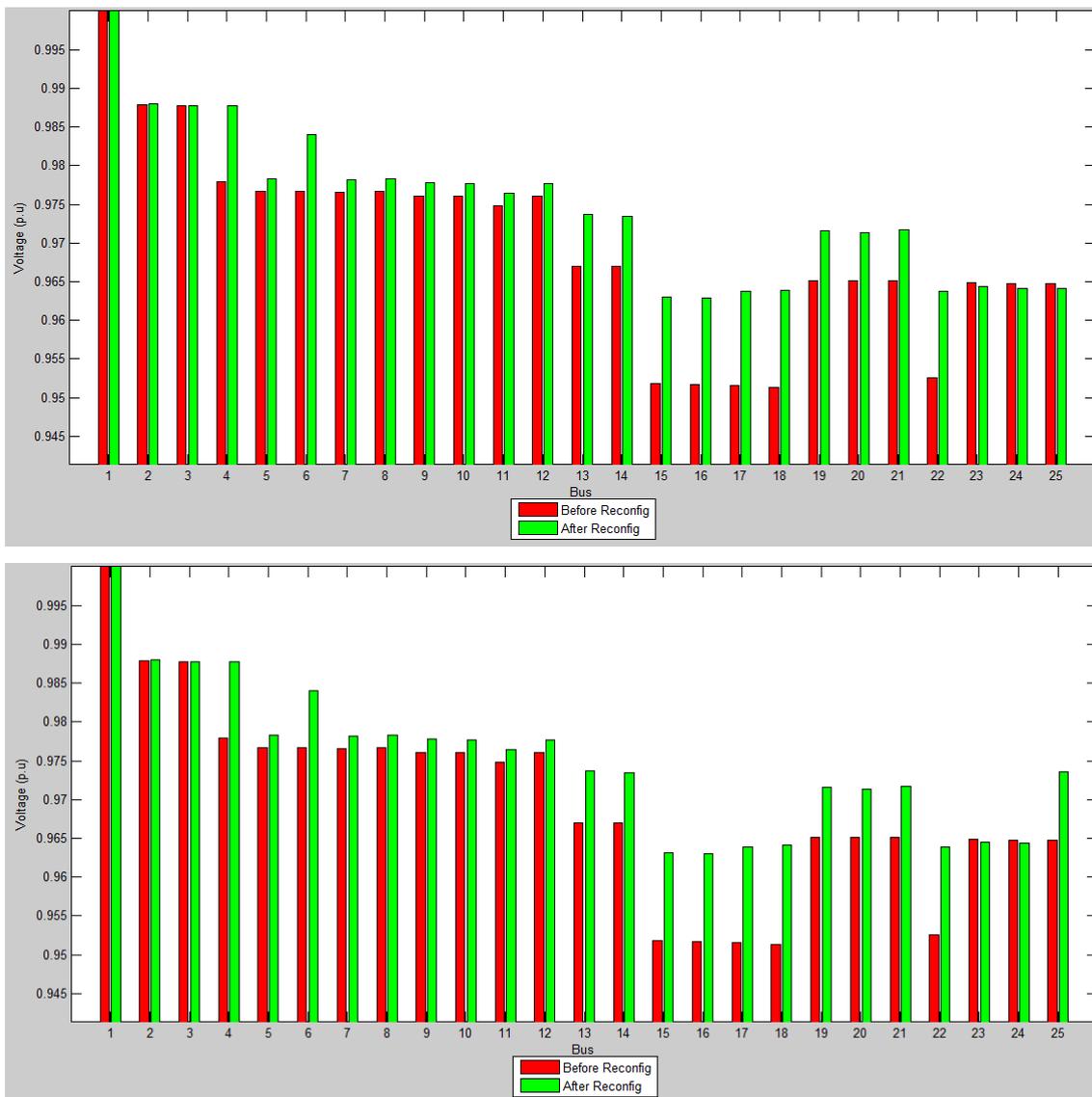


Figura 5-11 – Teste com dez sugestões do usuário. Gráfico ilustrando o nível de tensão por barra antes (vermelho) e após (verde) a reconfiguração pelos algoritmos PSO (acima) e DE (abaixo).

Resultados da reconfiguração – caso de teste com 10 sugestões do usuário			
	Antes	Depois (PSO)	Depois (DE)
Trechos desativados		4-5, 9-14, 19-22, 16-17, 17-18, 12-17, 7-12, 11-21, 13-25, 8-19	4-5, 9-14, 19-22, 16-17, 17-18, 24-25, 12-17, 11-21, 7-12, 8-19
Perda em energia ativa	2,8794 kW	2,4219 kW	2,4138 kW
Redução na perda		15,8885%	16,1694%
Tensão mínima	0,9513 p.u.	0,9629 p.u.	0,96305 p.u.

Tabela 5-2 – Teste com dez sugestões do usuário. Resultados da reconfiguração.

Os resultados demonstrados nesta seção foram obtidos em uma única execução, não tendo havido, portanto, replicações que seriam importantes para uma medição mais

robusta da rotina, especialmente no que se refere ao desempenho dos algoritmos de otimização empregados.

Em que pese a limitação apontada pelo parágrafo anterior, conforme o exposto nas imagens e tabelas desta seção, é perceptível que a rotina desenvolvida apresentou, dentro das suas restrições experimentais, um resultado satisfatório, tendo sido capaz de prover ao usuário um diagnóstico simples e objetivo, efetivo em sua finalidade de destacar a intensidade de cada indicador observado juntamente com sua localização.

De forma semelhante, cabe destacar que as execuções da rotina de reconfiguração também foram capazes de retornar esquemas de configuração melhores do que o estado inicial do sistema, dentro do objetivo de redução da perda técnica em energia ativa. Obviamente, outras variáveis igualmente importantes que não foram abordadas no presente estudo são levadas em conta por administradores de sistemas de distribuição, tais como: custos, características geográficas e outras particularidades da estrutura da rede. Todavia, a agregação de um diagnóstico objetivo a uma funcionalidade de projeto otimizado com resultados positivos, denotam um caráter promissor à metodologia ora apresentada.

Com base nos resultados discutidos nesta seção, as conclusões gerais sobre o trabalho, bem como pontos de melhoria encontrados e sugestões para estudos de continuidade são detalhados no próximo capítulo, o qual finaliza o presente estudo.

Capítulo 6 - Conclusões

A partir do levantamento contextual realizado sobre o setor elétrico brasileiro, tanto em seu aspecto organizacional como também normativo, foi possível verificar, de uma forma relativamente detalhada, os principais fatores que perfazem um desafio importante do negócio de distribuição de energia no país: equilíbrio financeiro e qualidade.

No plano histórico, é perceptível a busca, especialmente por parte de órgãos governamentais, para tornar o fornecimento de energia cada vez mais abrangente, organizado e viável, tanto para o consumidor, devido ao papel social desse serviço, como também para quem o presta, pelo viés empresarial da atividade.

A revisão bibliográfica realizada sobre a estrutura tarifária, bem como sobre indicadores de perdas e continuidade permitiu uma maior compreensão sobre a importância da eficiência operacional para as companhias do setor, tendo em vista os limites regulamentares abrangerem até mesmo as margens de lucro a serem alcançadas.

Na etapa de levantamento científico abrangendo as diferentes ferramentas matemáticas e computacionais disponíveis na literatura, foi possível reforçar conhecimentos e evidenciar oportunidades de uso para métodos relativamente simples, disponíveis no meio científico para estudo e com potencial de uso não esgotado, destacando-se aqui a reusabilidade da “regra do vizinho mais próximo” no campo da classificação, a eficiência da transformação *wavelet* na decomposição de imagens e as técnicas para mensuração da confiabilidade, indicador que pode agregar diferentes aspectos de um processo para o qual se busca a melhoria.

As atividades desempenhadas buscando-se alcançar o desenho da ferramenta proposta, descritas na seção metodológica, permitiram reutilizar e agregar valor a uma técnica nova para clusterização e identificação de perdas, reafirmando seu caráter promissor e inserindo-a em um contexto ainda mais prático e funcional, com sua posterior aplicação em novo estudo de caso.

Com a execução da ferramenta desenvolvida em forma de protótipo em ambiente acadêmico, conclui-se que a metodologia desenvolvida é capaz de gerar informações relevantes e trazer resultados úteis para atividades de gerenciamento em redes de distribuição, caracterizando-se novas formas de empregar algumas das técnicas abordadas no arcabouço científico. Os resultados alcançados durante o estudo de caso indicam que a metodologia, ainda que se baseie em aproximações, está corretamente direcionada e, com os devidos refinamentos, pode configurar uma base útil para uma ferramenta de apoio a decisões.

Fica claro, por outro lado, que há pontos de melhoria a serem apontados, especialmente no que tange à possibilidade de se testarem novas modelagens para otimização, que englobem, inclusive, um número maior de objetivos e o desafio de equilibrá-los para prover ainda mais subsídios ao processo decisório. Seriam desejáveis, também, expandir o estudo de caso com bases mais robustas e extensas de dados, de modo a levar a maiores extremos os testes realizados, aproximando-os ainda mais do contexto real.

Levando em conta o razoável número de tópicos abordados no presente trabalho, bem como a extensa abrangência de cada um, relacionam-se, a seguir, itens de caráter promissor observados durante o estudo, que podem constituir valiosas oportunidades de melhoria e continuidade para a presente dissertação:

- Emprego de técnicas matemáticas/computacionais mais modernas e eficientes para cálculo de fluxo de potência, como por exemplo, o estudo de Lisboa et al. em [68].
- Modelagem de novos objetivos, relacionados à melhorias no nível de perdas não técnicas, confiabilidade e custos de manutenção.
- Inclusão da geração distribuída no modelo, visando ao seu posicionamento otimizado para redução de perdas, testando-se técnicas como a descrita por Meena et al. em [69].
- Modelagens de testes direcionadas para comparação de algoritmos, permitindo uma avaliação científica quanto ao desempenho dos mesmos (*benchmarking*) em problemas envolvendo uma base de dados relativamente robusta, como é o caso da que se utiliza neste trabalho.

- Considerando a modelagem do alimentador vinculada ao traçado urbano (arruamento) e respectiva localização dos postes de energia, considera-se sugestivo e interessante agregar à base de dados os custos envolvidos para expansão e modificações na rede, permitindo expandir a ferramenta para abordar o aspecto financeiro do projeto otimizado, tornando-a ainda mais robusta e útil.

Bibliografia e Referências

- [1] ABRADÉE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Visão Geral do Setor. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 5 Outubro 2015.
- [2] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Projeto RESEB-COM - Sumário Executivo das Sugestões, Outubro 2001. Disponível em: <http://www.editoracanalenergia.com.br/10anos/Pacote/Proj_RESEB.pdf>. Acesso em: 5 Outubro 2015.
- [3] BAUMOL, W. J. On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry. **The American Economic Review**, v. 67, n. 5, p. 809-822, Dezembro 1977.
- [4] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: [s.n.], 2008.
- [5] CASTRO, M. A. L. Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico, Brasília, Setembro 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/dissertacao_marco_aurelio.pdf>. Acesso em: 5 Outubro 2015.
- [6] BRASIL. Lei nº 10.847, 15 março 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.847.htm>. Acesso em: 5 Outubro 2015.
- [7] BRASIL. Lei nº 10.848, 15 Março 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm>. Acesso em: 5 Outubro 2015.
- [8] ROCHA, K.; BRAGANÇA, G. F. D.; CAMACHO, F. **Remuneração de capital das distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa**. Ipea - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Rio de Janeiro, p. 22. 2006.
- [9] BRASIL. Medida Provisória nº 579, 2012. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 5 Outubro 2015.

- [10] BRASIL. Lei nº 12.783, 2013. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>. Acesso em: 5 Outubro 2015.
- [11] CASTRO, N. J. D. et al. **O Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos da MP 579**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico - GESEL/UFRJ. Rio de Janeiro, p. 23. 2013.
- [12] ABRADÉE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Redes de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 24 Outubro 2015.
- [13] TV SERRA DOURADA. Prêmio Repórter Cidadão, 2012. Disponível em: <http://www.tvsd.com.br/uploads/imagens_textos/files/repo%2001.JPG>. Acesso em: 24 Outubro 2015.
- [14] LIMA, M. G. D. Construção de Redes de Distribuição. **Slideshare**, 2011. Disponível em: <<http://pt.slideshare.net/moisegomeslima/construo-de-redes-de-distribuio>>. Acesso em: 24 Outubro 2015.
- [15] CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A. Critérios para utilização de redes de distribuição, 2012. Disponível em: <<http://novoportal.celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas-tecnicas/instrucoes-normativas/i3130021.pdf>>. Acesso em: 24 Outubro 2015.
- [16] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Distribuição de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=77>>. Acesso em: 25 Outubro 2015.
- [17] ABRADÉE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. A distribuição de energia. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 5 Outubro 2015.
- [18] PESSANHA, J. F. M.; SOUZA, R. C.; LAURENCEL, L. D. C. Um modelo de análise envoltória de dados para o estabelecimento de metas de continuidade do fornecimento de energia elétrica. **Pesquisa Operacional**, Rio de Janeiro, Abril 2007. 51-83.

- [19] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 7.1**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Subm%C3%B3dulo%207.1_6%C2%AA%20revis%C3%A3o.pdf>. Acesso em: 16 Novembro 2015.
- [20] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 6.8**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%206%208_Bandeiras%20Tarif%C3%A1rias_V0.pdf>. Acesso em: 16 Novembro 2015.
- [21] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras Tarifárias**, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758>>. Acesso em: 16 Novembro 2015.
- [22] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 2.1**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%202.1_V2.pdf>. Acesso em: 16 Novembro 2015.
- [23] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 2.4**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Submodulo_2_4_aprimoramentos_v2.pdf>. Acesso em: 16 Novembro 2015.
- [24] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 2.3**, 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%202.3_4%C2%AA%20revis%C3%A3o.pdf>. Acesso em: 15 Novembro 2015.
- [25] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 2.5**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%202.5_V2.pdf>. Acesso em: 16 Novembro 2015.
- [26] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 2.2**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%202.2_V2.pdf>. Acesso em: 16 Novembro 2015.

- [27] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 3.1**, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Subm%C3%B3dulo%203%201%20-%20Procedimentos%20Gerais%20V3.pdf>>. Acesso em: 22 Novembro 2015.
- [28] ABRADÉE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Tarifas de Energia. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 25 Novembro 2015.
- [29] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informações Gerenciais Junho 2015**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Z_IG_Jun2015.pdf>. Acesso em: 25 Novembro 2015.
- [30] ARANGO, H.; TAHAN, C. M. V. Perdas Técnicas de Energia. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2005. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Perdas_Tecnicas_de_Energia.pdf>. Acesso em: 23 Novembro 2015.
- [31] WILLIS, H. L. **Power Distribution Planning Reference Book**. New York: Marcel Dekker, 2004.
- [32] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 7**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo7_Revisao_4-2_.pdf>. Acesso em: 23 Novembro 2015.
- [33] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 2.6**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Subm%C3%B3dulo%202.6_V3.pdf>. Acesso em: 23 Novembro 2015.
- [34] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perdas de Energia**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801>>. Acesso em: 23 Novembro 2015.

- [35] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_6_Retifica%C3%A7%C3%A3o_1.pdf>. Acesso em: 23 Novembro 2015.
- [36] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Indicadores de Qualidade**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisaGeral.cfm?anoInicio=2005>. Acesso em: 25 Novembro 2015.
- [37] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Compensação de Continuidade**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Compensacao_de_Continuidade_Conformidade_v2/pesquisaGeral.cfm>. Acesso em: 25 Novembro 2015.
- [38] CANCIAN, W. F.; SALDANHA, R. R.; PAULINO, J. O. Metodologia para Identificação e Clusterização Espacial de Perdas Não-Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. **1st BRICS Countries Congress and 11th Brazilian Congress on Computational Intelligence**, Porto de Galinhas, PE - Brasil, 2013.
- [39] ZAULI, F. P. B. Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para Auxílio à Tomada de Decisão quanto a Investimentos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica. **Universidade Federal de Minas Gerais - Escola de Engenharia - Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação**, Belo Horizonte-MG, 2014.
- [40] FIX, E.; HODGES JR., J. L. Discriminatory Analysis - Nonparametric Discrimination: Consistency Properties. **USAF School of Aviation Medicine**, 1951. Disponível em: <<http://www.dtic.mil/dtic/tr/fulltext/u2/a800276.pdf>>. Acesso em: 27 Janeiro 2016.

- [41] FIX, E.; HODGES JR., J. L. Discriminatory Analysis - Nonparametric Discrimination: Small Sample Performance. **USAF School of Aviation Medicine**, 1952. Disponível em: <<http://www.dtic.mil/cgi-bin/GetTRDoc?AD=ADA800391&Location=U2&doc=GetTRDoc.pdf>>. Acesso em: 27 Janeiro 2016.
- [42] COVER, T. M.; HART, P. E. Nearest Neighbor Pattern Classification. **IEEE Transactions on Information Theory**, v. IT-13, n. 1, p. 21-27, January 1967.
- [43] BEZERRA, M. E. R. Métodos Baseados na Regra do Vizinho Mais Próximo para Reconhecimento de Imagens. **Universidade de Pernambuco - Departamento de Sistemas Computacionais**, Recife, 6 Janeiro 2006.
- [44] DUDA, R. O.; HART, P. E.; STORK, D. G. **Pattern Classification**. 2. ed. New York: Wiley-Interscience, 2000.
- [45] GRAINGER, J. J.; STEVENSON JR., W. D. **Power System Analysis**. 1. ed. Singapore: McGraw-Hill Book Co., 1994.
- [46] TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power Flow Solution by Newton's Method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-86, n. 11, p. 1449-1460, November 1967.
- [47] DAUBECHIES, I. **Ten Lectures On Wavelets**. 1. ed. Philadelphia, Pennsylvania: Society for Industrial and Applied Mathematics, 1992.
- [48] GRAPS, A. An Introduction to Wavelets. **Computational Science & Engineering, IEEE**, v. 2, n. 2, p. 50-61, Agosto 2002.
- [49] SEDGEWICK, R.; WAYNE, K. **Algorithms**. 4. ed. Boston: Pearson Education Inc., 2011.
- [50] KIRK, J. Count Loops in a Graph. **MathWorks**, 2006. Disponível em: <<http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/10722-count-loops-in-a-graph>>. Acesso em: 17 Dezembro 2015.
- [51] MCDERMOTT, T. E.; DRESGA, I.; BROADWATER, R. P. A Heuristic Nonlinear Constructive Method for Distribution System Reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 2, p. 478-489, Maio 1999.

- [52] FUKUYAMA, Y.; CHIANG, H.-D. A Parallel Genetic Algorithm for Service Restoration in Electric Power Distribution Systems. **Fuzzy Systems, 1995. International Joint Conference of the Fourth IEEE International Conference on Fuzzy Systems and The Second International Fuzzy Engineering Symposium., Proceedings of 1995 IEEE Int**, Yokohama, v. 1, p. 275-282, Março 1995.
- [53] TOUNE, S. et al. A Reactive Tabu Search for Service Restoration in Electric Power Distribution Systems. **Evolutionary Computation Proceedings, 1998. IEEE World Congress on Computational Intelligence**, Anchorage, AK, p. 763-768, Maio 1998.
- [54] GÓMEZ, J. F. et al. Ant Colony System Algorithm for the Planning of Primary Distribution Circuits. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, p. 996-1004, Maio 2004.
- [55] GUEDES, L. S. M. et al. A Multiobjective Heuristic for Reconfiguration of the Electrical Radial Network. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 1, p. 311-319, Outubro 2012.
- [56] PRASAD, K. et al. A New Computational Approach for Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems Using a Fuzzy Controlled Genetic Algorithm. **COMPEL - The international journal for computation and mathematics in electrical and electronic engineering**, v. 25, n. 4, p. 862-882, 2006.
- [57] ZHU, J. Z. Optimal Reconfiguration of Electrical Distribution Network Using the Refined Genetic Algorithm. **Electric Power System Research**, v. 62, n. 1, p. 37-42, Maio 2002.
- [58] MANTOVANI, J. R.; CASARI, F.; ROMERO, R. A. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais Utilizando o Critério de Queda de Tensão. **SBA Controle e Automação**, v. 11, n. 3, p. 150-159, 2000.
- [59] BLUM, C.; MERKLE, D. **Swarm Intelligence: Introduction and Applications**. 1. ed. Berlim - Heidelberg: Springer-Verlag, 2008.
- [60] PRICE, K. V.; STORN, R. M.; LAMPINEN, J. A. **Differential Evolution - A Practical Approach to Global Optimization**. 1. ed. Berlim-Heidelberg: Springer-Verlag, 1998.

- [61] TONSIG, S. L. **Engenharia de Software - Análise e Projeto de Sistemas**. 2. ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2008.
- [62] BISPO, C. A. F. Uma Análise da Nova Geração de Sistema de Apoio à Decisão. **Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo**, São Carlos, 1998.
- [63] SILVA, D. L. C. E. et al. Integrating Evolutionary Optimization, Statistical Classification and Analysis of Reliability, Costs and Technical Losses into a Computational System for Optimal Design and Diagnosis of Electric Power Distribution Grids. **PANACM 2015**, Buenos Aires, Abril 2015.
- [64] BOOCH, G.; RUMBAUGH, J.; JACOBSON, I. **UML Guia do Usuário**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.
- [65] ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education, v. 26, n. 1, p. 12-19, February 2011.
- [66] FILIPPIDIS, I. F. MathWorks File Exchange. **OpenStreetMap Functions**, 2012. Disponível em: <<http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/35819-openstreetmap-functions>>. Acesso em: 15 Novembro 2015.
- [67] NGUYEN, D. MathWorks File Exchange. **Network reconfiguration by BPSO method**, 2014. Disponível em: <<http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/45946-network-reconfiguration-by-bpso-method/content/main.m>>. Acesso em: 2 Novembro 2015.
- [68] LISBOA, A. C. et al. A fast power flow method for radial networks with linear storage and no matrix inversions. **Electric Power and Energy Systems**, v. 63, p. 901-907, Julho 2014.
- [69] MEENA, N. K. et al. A Taguchi-based Approach for Optimal Placement of Distributed Generations for Power Loss Minimization in Distribution System. **2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting**, Denver, CO, p. 1-5, Julho 2015.
- [70] LEE, T.-H. H. **Wavelet Analysis for Image Processing**. National Taiwan University. Taipei, Taiwan, ROC.

- [71] SIMAS FILHO, E. F. D. Disciplina: Processamento Digital de Sinais.
Departamento de Engenharia Elétrica - Universidade Federal da Bahia.
Disponível em: <http://www.dee.eng.ufba.br/home/simas/PDS_aula04.pdf>.
Acesso em: 22 Fevereiro 2016.
- [72] PAJARES, G.; DE LA CRUZ, J. M. A wavelet-based image fusion tutorial.
Pattern Recognition, v. 37, n. 9, p. 1855-1872, 22 Março 2004.

Apêndice A - Síntese teórica sobre *Wavelets* e sua aplicação em imagens

A transformação *wavelet* de um sinal evoluindo no tempo se baseia em duas variáveis: escala (ou frequência) e tempo, de maneira a se constituir uma ferramenta para localização tempo-frequência [47].

De fato, a utilização de funções para representação de dados ou mesmo outras funções não é uma ideia nova. É relativamente comum encontrar, na literatura relacionada às *wavelets*, comparações com a transformada de Fourier (vide referências [47], [48] e [70] deste estudo).

A título de exemplo, uma extensão da transformada de Fourier denominada “análise de Fourier janelada” ou “análise de Fourier de tempo curto” também possibilita análises tempo-frequência, ainda que somente com resolução fixa. Neste caso, o sinal f a ser analisado é subdividido em “fatias” de curta duração sobre as quais se calcula a transformada [47]. A equação (A-1) representa uma versão discreta dessa análise:

$$T_{m,n}^{win}(f) = \int ds f(s) g(s - nt_0) e^{-im\omega_0 s} \quad (A-1)$$

Onde:

g : função janela

$f(s)$: sinal na “fatia” do tempo

$t = nt_0$, sendo $n \in \mathbb{Z}$ e $t_0 > 0$

$\omega = m\omega_0$, sendo $m \in \mathbb{Z}$ e $\omega_0 > 0$

A Figura A-1 ilustra aplicação da análise Fourier de tempo curto sobre uma amostra (no caso um sinal sonoro) até seu resultado em forma de espectro.

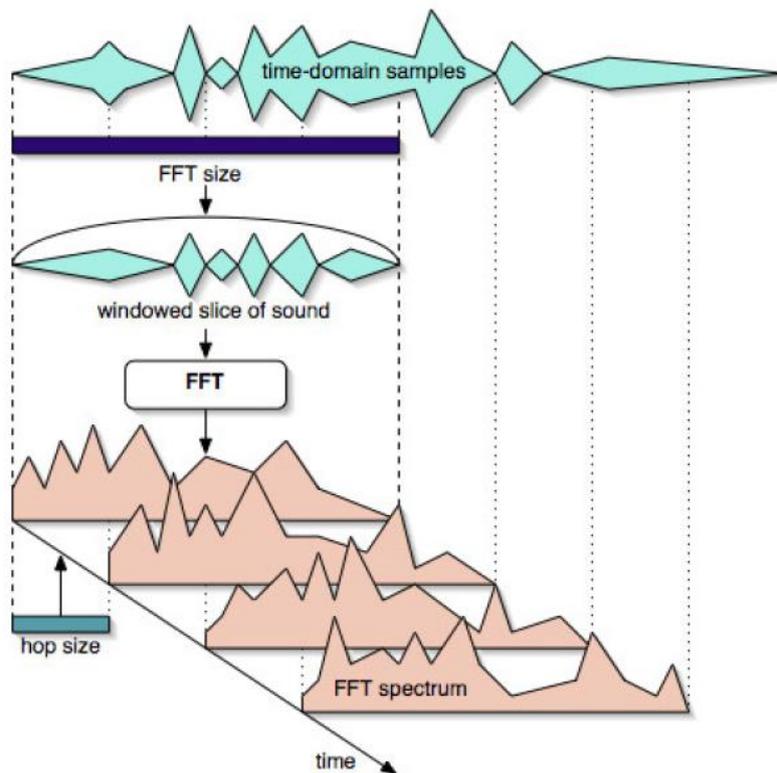


Figura A-1 – Esquema da análise Fourier de tempo curto.

Fonte: [71]

De acordo com Lee [70] e Simas Filho [71], análises tempo-frequência no formato de janela estão sujeitas ao chamado “Princípio da Incerteza de Heisenberg”, o qual estabelece uma relação de compromisso entre as resoluções obtidas para cada domínio. Trata-se de uma limitação inerente à natureza das funções de base da transformação aplicada (senos e cossenos).

Dessa forma, na análise Fourier de tempo curto, os componentes de frequência e posição não podem ser medidos simultaneamente com o mesmo grau de precisão. Como consequência prática, para se obter uma boa resolução no domínio da frequência, é preciso uma janela de tempo maior, ao passo que janelas de tempo menores não garantem boa resolução na frequência [70] [71]. O princípio de Heisenberg é ilustrado pela Figura A-2.

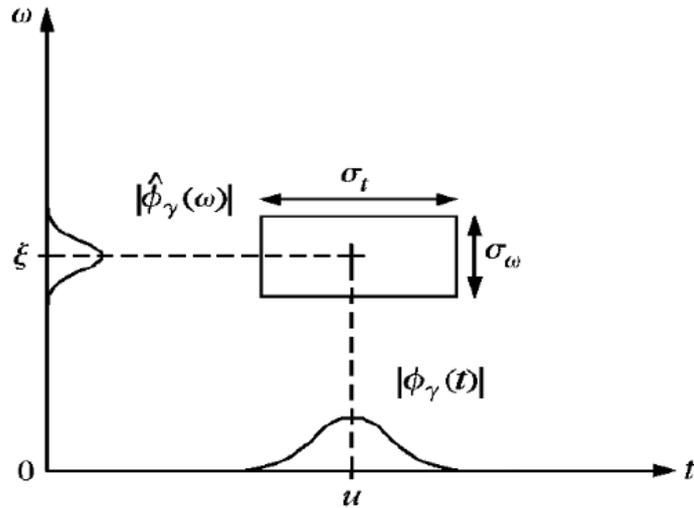


Figura A-2 – Caixa de Heisenberg.

Fonte: [71]

Conforme se verifica nas referências mencionadas nesta seção, uma das motivações para o desenvolvimento de técnicas envolvendo *wavelets* seria a busca por alternativas às transformadas de Fourier, com o desenvolvimento de funções mais adequadas para aproximação de sinais que apresentem maior irregularidade, e que proporcionem também uma observação tempo-frequência flexível quanto à resolução.

De acordo com [47], de forma análoga à análise Fourier apresentada em (A-1), a equação (A-2) expressa a transformada *wavelet* discreta. Os valores a e b são discretos, sendo $a = a_0^m$ e $b = nb_0 a_0^m$, com $m, n \in \mathbb{Z}$ e $a_0 > 1, b_0 > 0$. A função *wavelet* ψ deve satisfazer a condição imposta pela equação (A-3). À medida que o parâmetro de escala a se modifica, a função *wavelet* resultante passa a cobrir diferentes amplitudes de frequência. Mudanças no parâmetro de translação b movimentam o centro de localização de ψ . A Figura A-3 ilustra esse comportamento em comparação com a função janela da análise Fourier.

$$T_{m,n}^{wav}(f) = a_0^{-m/2} \int dt f(t) \psi(a_0^{-m}t - nb_0) \quad (\text{A-2})$$

$$\int dt \psi(t) = 0 \quad (\text{A-3})$$

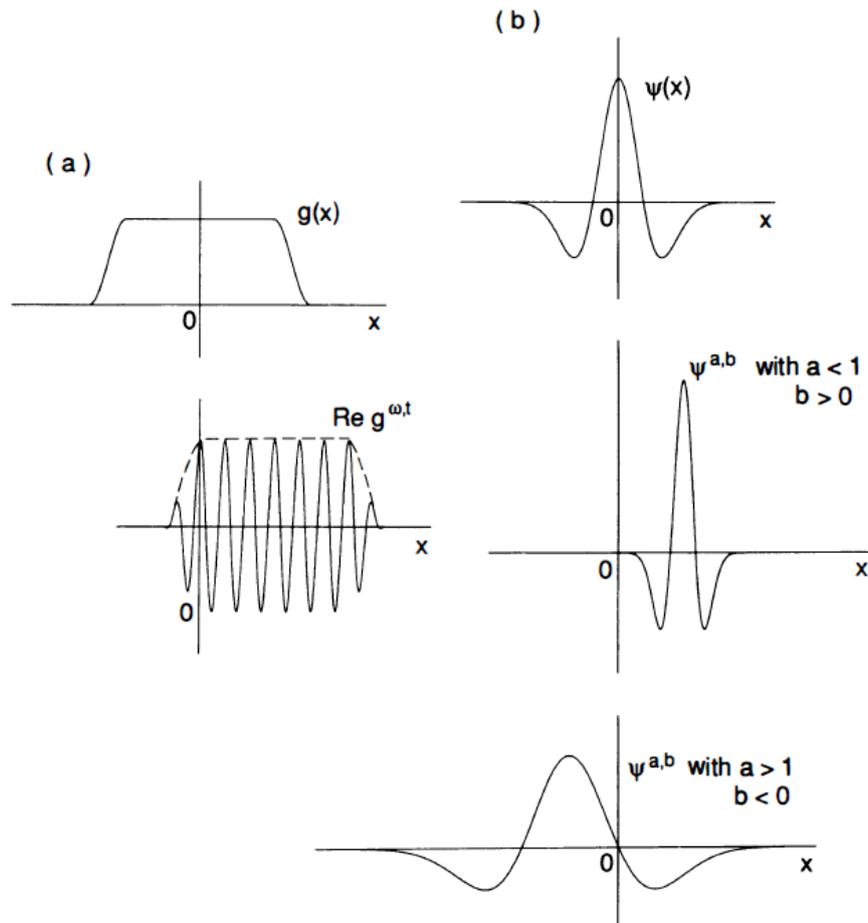


Figura A-3 – Comparação entre a função janela g da análise Fourier (a) e função *wavelet* (b).

Fonte: [47]

A vantagem que a transformada *wavelet* apresenta em relação à técnica de Fourier provém do formato da função de análise utilizada. As funções de janela $g^{\omega,t}$ consistem na mesma função envelope g , transladada para determinada localização no tempo e “preenchida” com oscilações de uma frequência mais alta. Por outro lado, as funções $\psi^{a,b}$ possuem espaços temporais adaptados à sua frequência. Dessa maneira, a transformada *wavelet* se mostra mais flexível do que a análise Fourier para realizar aproximações em picos muito curtos ou singularidades, por exemplo. A Figura A-4 exemplifica graficamente quatro *wavelets* encontradas na literatura.

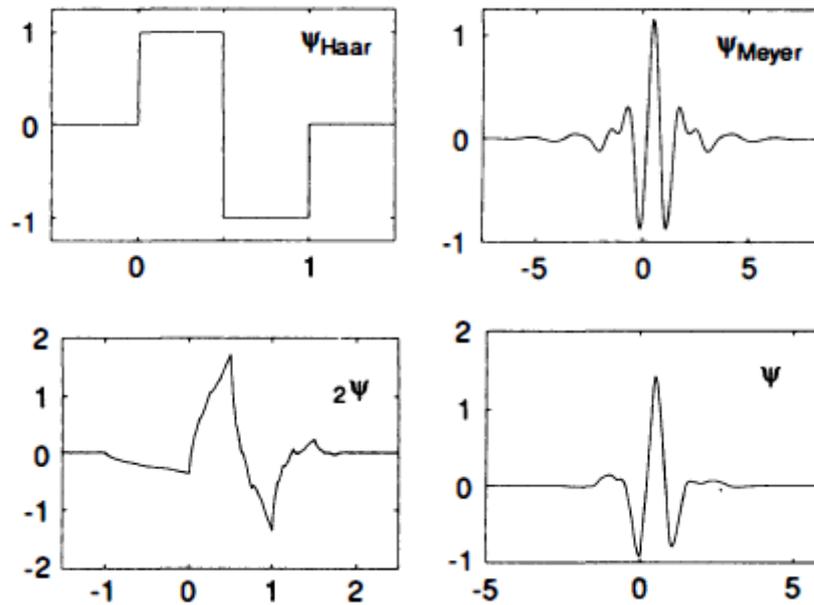


Figura A-4 – Exemplos de *wavelets*.

Fonte: [47]

No campo do processamento de imagens digitais, especialmente no que se refere à sua codificação, compactação, escalonamento, decomposição e fusão, as *wavelets* têm se apresentado como base importante para o desenvolvimento de ferramentas computacionais. Há, na literatura, um número significativo de trabalhos abordando o assunto, por exemplo as referências [48], [70] e [72] utilizadas nesta dissertação.

Dentro do contexto do presente estudo, apresenta-se a seguir uma descrição, com base no trabalho de Pajares & de la Cruz [72], acerca da decomposição e escalonamento de imagens digitais em múltiplos níveis de resolução por meio da transformada discreta *wavelet*.

Toma-se como base, para efeito de simplificação, a aplicação da chamada “*wavelet* de Haar” (vide Figura A-4) em um espaço vetorial unidimensional (1-D). Ao se considerar uma imagem como uma função constante definida por partes no intervalo [0,1), utiliza-se o conceito de espaço vetorial para representar uma imagem unidimensional com 2^j *pixels* como um vetor ou um elemento do espaço V^j , que inclui todas as funções definidas no intervalo. Os espaços existentes em V^j são aninhados, de forma que todo vetor V^j também está contido em V^{j+1} , relação dada pela expressão (A-4).

$$V^0 \subset V^1 \subset V^2 \subset \dots \quad (\text{A-4})$$

O passo seguinte é definir funções de escala e translação $\phi(x)$ como base para os espaços V^j . Uma base simples é dada pela equação (A-5):

$$\begin{aligned} \phi_k^j &= \phi(2^j x - k), \quad k = 0, \dots, 2^j - 1 \\ \text{onde } \phi(x) &= \begin{cases} 1, & \text{para } 0 \leq x < 1, \\ 0, & \text{nos demais casos.} \end{cases} \end{aligned} \quad (\text{A-5})$$

A próxima etapa consiste em escolher um produto interno definido nos espaços V^j e adotá-lo como padrão. Define-se um novo espaço vetorial W^j como sendo o complemento ortogonal de V^j em V^{j+1} sob o produto interno escolhido, de forma que W^j contém os detalhes em V^{j+1} que não podem ser representados em V^j . Funções *wavelet* linearmente independentes $\psi_k^j(x)$ abrangem W^j , tendo as seguintes propriedades:

- As funções base ψ_k^j de W^j formam, junto com as funções ϕ_k^j de V^j , uma base para V^{j+1} .
- Toda função ψ_k^j de W^j é ortogonal a uma base ϕ_k^j de V^j sob o produto interno escolhido.

$$\psi(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } 0 \leq x < \frac{1}{2} \\ -1, & \text{se } \frac{1}{2} \leq x < 1, \\ 0, & \text{nos demais casos} \end{cases} \quad (\text{A-6})$$

A equação (A-6) define a *wavelet* “mãe” descrita por Haar. Considerando que ψ_k^j constitui um conjunto ortonormal, os coeficientes *wavelet* do sinal $f(x)$ podem ser calculados pelo produto interno dado pela equação (A-7). A reconstrução do sinal $f(x)$, por conseguinte, se baseia na equação (A-8).

$$a_k^j = \langle f(x), \psi_k^j(x) \rangle = \int f(x) \psi_k^j(x) dx \quad (\text{A-7})$$

$$f(x) = \langle a_k^j, \psi_k^j(x) \rangle = \sum_{k,j} a_k^j \psi_k^j(x) \quad (\text{A-8})$$

Para complementar a *wavelet* “mãe”, aplica-se a função de escala $\phi(x)$, definida na equação de dilatação (A-9). Basicamente, $\phi(x)$ é expressa como uma soma ponderada de $\phi(2x)$ onde $l(n)$ são coeficientes de escalonamento passa-baixa. A constante $\sqrt{2}$ mantém a norma da função de escalonamento na escala de dois. Os coeficientes $l(n)$ devem satisfazer as duas condições expressas em (A-10).

$$\phi(x) = \sqrt{2} \sum_{n \in \mathbb{Z}} l(n) \phi(2x - n) \quad (\text{A-9})$$

$$\sum_{n \in \mathbb{Z}} l(n) = \sqrt{2}$$

$$\sum_{n \in \mathbb{Z}} l(n) l(n - 2k) = \begin{cases} 1, & \text{se } k = 0 \\ 0, & \text{nos demais casos} \end{cases} \quad (\text{A-10})$$

A equação (A-11) estabelece o relacionamento entre a *wavelet* “mãe” e sua função de escala. O termo $h(n)$ corresponde aos coeficientes de passa-alta, que, por questão de ortogonalidade, se relacionam com os coeficientes de escala por meio da expressão: $h(n) = (-1)^n l(1 - n)$.

$$\psi(x) = \sqrt{2} \sum_{n \in \mathbb{Z}} h(n) \phi(2x - n) \quad (\text{A-11})$$

A *wavelet* “mãe” $\psi(x)$ é propícia para representar detalhes e trechos de alta frequência de um sinal. Por outro lado, a função de escala $\phi(x)$ atua mais precisamente sobre as áreas suaves e de baixa frequência.

Em termos práticos, a transformada normalmente é aplicada usando os coeficientes de escala $l(n)$ e $h(n)$, em vez de se calcular explicitamente $\psi(x)$ e $\phi(x)$. Uma decomposição discreta com J níveis pode ser descrita na forma da equação (A-12), onde os coeficientes c_n^0 são informados e os termos c_k^j e d_k^j na resolução j estão relacionados com os coeficientes c_k^{j-1} no nível $j - 1$ pelas equações recursivas em (A-13).

$$f(x) = \sum_{n \in \mathbb{Z}} c_n^0 \phi(x - n) = \sum_k c_k^J \phi_k^J(x) + \sum_{j=1}^J \sum_k d_k^j \psi_k^j(x) \quad (\text{A-12})$$

$$c_k^j = \sum_{n \in \mathbb{Z}} c_k^{j-1} l(n - 2k)$$

$$d_k^j = \sum_{n \in \mathbb{Z}} c_k^{j-1} h(n - 2k) \quad (\text{A-13})$$

para $j = 1, 2, \dots, J$

Na equação de expansão (A-12), o primeiro somatório retorna uma função que corresponde a uma aproximação em baixa resolução de $f(x)$, representando a parte suave do sinal. A cada nível j do segundo somatório, acrescenta-se uma função de alta resolução, representando uma seção mais detalhada de $f(x)$.

Conforme demonstrado pela equação (A-13), os coeficientes de escala e coeficientes *wavelet* podem ser obtidos, em diferentes níveis de escala, pela convolução dos coeficientes de expansão na escala $j - 1$, por meio dos coeficientes de recursão revertidos $l(-n)$ e $h(-n)$ e, em seguida, efetuando redução de amostragem (*down-sampling*) para se chegar aos coeficientes de expansão do próximo nível de j .

Na transformação *wavelet* inversa, os coeficientes da escala original podem ser reconstruídos combinando-se os coeficientes *wavelet* e de escala de uma resolução inferior. Levando-se em conta a característica ortonormal das funções, este processo de síntese pode ser descrito pela equação (A-14), e equivale a incrementar a taxa de amostragem (*upsampling*) dos coeficientes c_n^{j+1} e d_n^{j+1} no nível de baixa resolução $j + 1$ e assim efetuar a convolução com $l(n)$ e $h(n)$ individualmente, para se chegar aos

coeficientes de escala no nível j . Este processo pode ser continuado recursivamente até se chegar ao nível original.

$$c_k^j = \sum_{n \in \mathbb{Z}} c_n^{j+1} l(k - 2n) + \sum_{n \in \mathbb{Z}} d_n^{j+1} h(k - 2n) \quad (\text{A-14})$$

O processo de decomposição e reconstrução de sinais descrito caracteriza, no campo do tratamento de imagens, uma decomposição piramidal *wavelet*, ilustrada na Figura A-5.

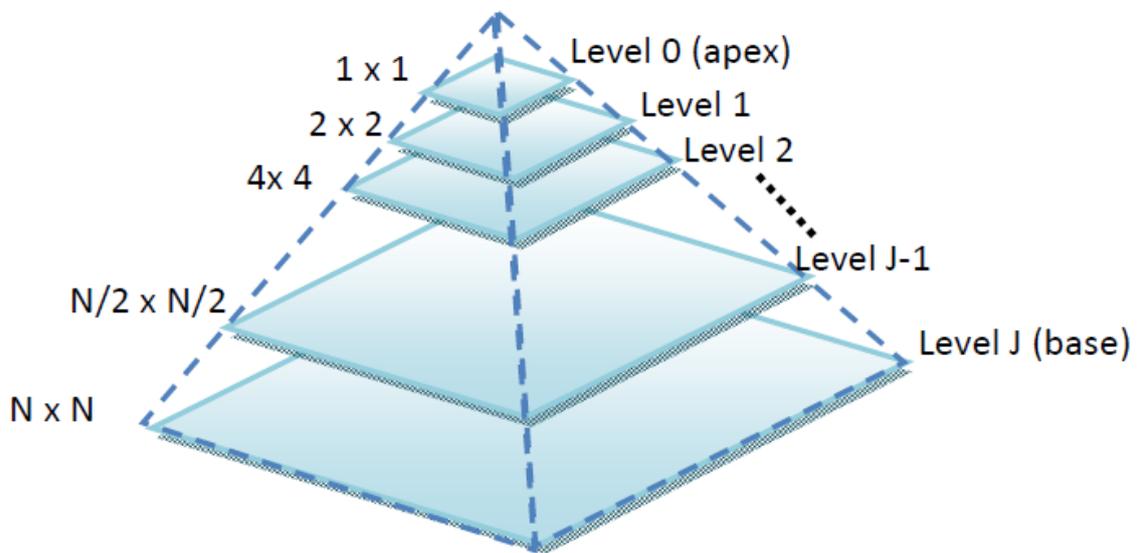


Figura A-5 – Esquema de uma decomposição piramidal de imagem.

Fonte: [70]

Para se estender a decomposição 1-D demonstrada para duas dimensões, como é o caso de sinais de imagem digital, faz-se necessária a inserção de funções separáveis 2-D para *wavelet* e escala, como sendo produtos tensores dos seus complementos 1-D. As equações obtidas estão listadas em (A-15).

$$\begin{aligned} \phi_{LL} &= \phi(x)\phi(y) \\ \psi_{LH} &= \phi(x)\psi(y) \\ \psi_{HL} &= \psi(x)\phi(y) \\ \psi_{HH} &= \psi(x)\psi(y) \end{aligned} \quad (\text{A-15})$$

A análise *wavelet* 2-D consiste em filtrar e aplicar redução de amostragem horizontalmente usando os filtros unidimensionais de passa-baixa L (com resposta ao impulso $l(i)$) e de passa-alta H (com resposta ao impulso $h(j)$) para cada linha na imagem $I(x, y)$, produzindo as matrizes coeficientes $I_L(x, y)$ e $I_H(x, y)$. Seguidamente, é executada a filtragem e redução de amostragem vertical, usando novamente os filtros L e H , agora sobre as colunas nas matrizes $I_L(x, y)$ e $I_H(x, y)$. Como resultado, obtêm-se quatro sub-imagens: $I_{LL}(x, y)$, $I_{LH}(x, y)$, $I_{HL}(x, y)$ e $I_{HH}(x, y)$ no primeiro nível de decomposição. $I_{LL}(x, y)$ é uma sub-imagem suavizada correspondente à banda de baixa frequência da decomposição de múltipla escala, representando uma aproximação da imagem original $I(x, y)$. $I_{LH}(x, y)$, $I_{HL}(x, y)$ e $I_{HH}(x, y)$ são sub-imagens de detalhe, representando as direções horizontal, vertical e diagonal da imagem. O processo descrito neste parágrafo é ilustrado pela Figura A-6.

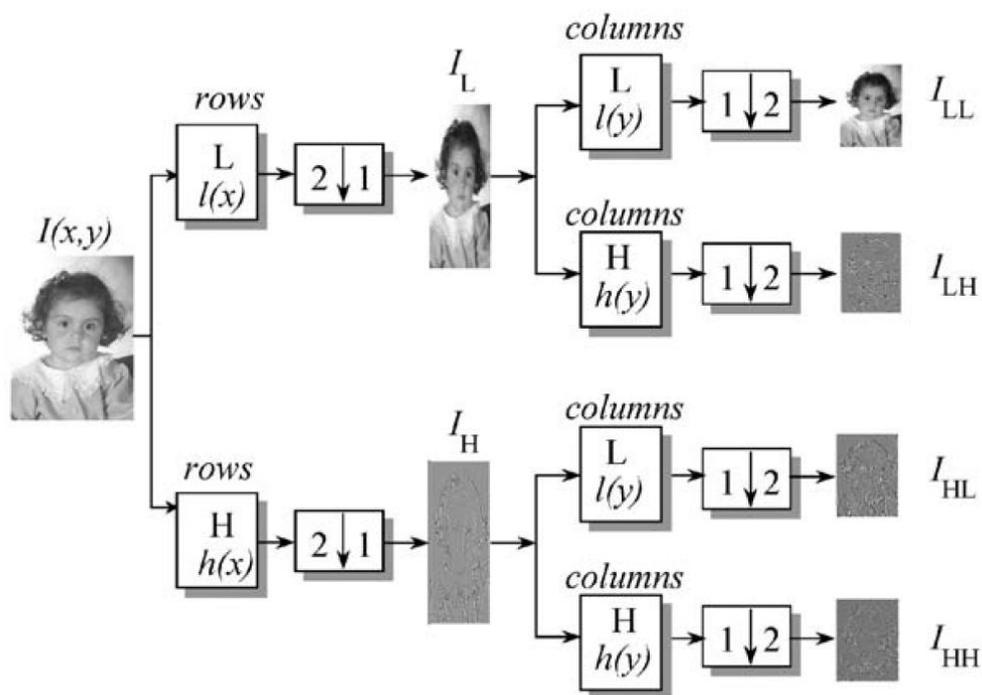


Figura A-6 – Primeiro estágio de uma decomposição de imagem usando transformada *wavelet* discreta.

Fonte: [72]

Sobre a sub-imagem suavizada $I_{LL}(x, y)$, o algoritmo pode ser novamente executado, de tal forma a se obter quatro novas matrizes de coeficientes no próximo nível de

decomposição, e assim por diante. A execução em dois níveis da decomposição *wavelet* é ilustrada pela Figura A-7.

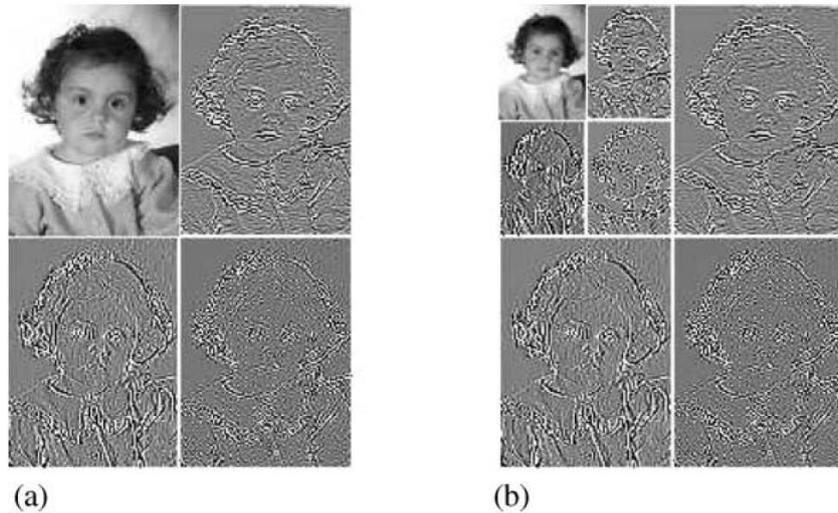


Figura A-7 – Decomposição de imagem em um nível (a) e em dois níveis (b)
Fonte: [72]

Conforme já citado anteriormente, de maneira inversa à decomposição, é possível efetuar a reconstrução da imagem original por meio do processo de síntese descrito pela equação (A-14). Sobre cada nível de decomposição obtido no processo anterior, aplicam-se os filtros para combinação dos coeficientes, efetuando amostragem incremental na ordem inversa, primeiramente com filtragem vertical, em seguida horizontal.