



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS (UFG)
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE
COMPUTAÇÃO (EMC)
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
E DE COMPUTAÇÃO (PPGEEC)

JOÃO CAETANO NETO

Análise e Otimização da Rede de Distribuição de Energia Utilizando Conceitos de Redes Inteligentes

GOIÂNIA
2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO (TECA) PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES

E DISSERTAÇÕES NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a [Lei 9.610/98](#), o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo das Teses e Dissertações disponibilizado na BDTD/UFG é de responsabilidade exclusiva do autor. Ao encaminhar o produto final, o autor(a) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do material bibliográfico

[] Dissertação [X] Tese

2. Nome completo do autor

João Caetano Neto

3. Título do trabalho

“Análise e Otimização da Rede de Distribuição de Energia Utilizando Conceitos de Redes Inteligentes”

4. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador)

Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [] NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante:

a) consulta ao(a) autor(a) e ao(a) orientador(a);

b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo da tese ou dissertação.

O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

Obs. Este termo deverá ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **JOÃO CAETANO NETO, Discente**, em 01/04/2022, às 08:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

Documento assinado eletronicamente por **Wesley Pacheco Calixto, Usuário Externo**, em 01/04/2022, às 12:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site

[https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **2802114** e o código CRC **7E3D1BCA**.

Referência: Processo nº 23070.066460/2021-13

SEI nº 2802114

JOÃO CAETANO NETO

Análise e Otimização da Rede de Distribuição de Energia Utilizando Conceitos de Redes Inteligentes

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, da Universidade Federal de Goiás (UFG) como requisito para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de concentração: Engenharia da Computação
Orientador: Professor Doutor Wesley Pacheco Calixto

GOIÂNIA

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do
Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Caetano Neto, João

Análise e Otimização da Rede de Distribuição de Energia Utilizando
Conceitos de Redes Inteligentes [manuscrito] / João Caetano Neto. -
2022.

CLXIV, 164 f.

Orientador: Prof. Dr. Wesley Pacheco Calixto.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de
Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2022.

Bibliografia.

Inclui siglas, abreviaturas, símbolos, gráfico, tabelas, algoritmos,
lista de figuras, lista de tabelas.

1. Smart Grid. 2. Otimização. 3. Geração Distribuída. 4. Agrupamento
e Classificação. 5. Banco de Dados Espaciais. I. Calixto, Wesley
Pacheco, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS

ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TESE

Ata Nº 15 da sessão de Defesa de Tese de **João Caetano Neto**, que confere o título de Doutor em **Engenharia Elétrica e de Computação**, na área de concentração em **Engenharia de Computação**.

Aos **vinte e um dias do mês de dezembro de dois mil e vinte e um**, a partir das **14h00min.**, realizou-se a sessão pública de Defesa de Tese intitulada “**Análise e Otimização da Rede de Distribuição de Energia Utilizando Conceitos de Redes Inteligentes**”. Os trabalhos foram instalados pelo Orientador, Professor Doutor **Wesley Pacheco Calixto (EMC/UFG)** com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Professor Doutor **Marcos Antônio de Sousa - (ENG/PUC Goiás)**, membro titular externo; Professor Doutor **Márcio Rodrigues da Cunha Reis - (ELE/IFG)**, membro titular externo, Professor Doutor **Leonardo Garcia Marques - (COMP/IFG)**, membro titular externo, Professora Doutora **Alana da Silva Magalhães - (ELE/IFG)**, membro titular externo e Professor Doutor **Rodrigo Pinto Lemos - (EMC/UFG)** membro titular interno: **cujas participações ocorreram através de videoconferência**. Durante a arguição os membros da banca **não fizeram** sugestão de alteração do título do **trabalho**. A Banca Examinadora reuniu-se em sessão secreta a fim de concluir o julgamento da Tese tendo sido o candidato **aprovado** pelos seus membros. Proclamados os resultados pelo Professor Doutor **Wesley Pacheco Calixto**, Presidente da Banca Examinadora, foram encerrados os trabalhos e, para constar, lavrou-se a presente ata que é assinada pelos Membros da Banca Examinadora, aos **vinte e um dias do mês de dezembro de dois mil e vinte e um**.

TÍTULO SUGERIDO PELA BANCA



Documento assinado eletronicamente por **MÁRCIO RODRIGUES DA CUNHA REIS, Usuário Externo**, em 21/12/2021, às 16:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rodrigo Pinto Lemos, Professor do Magistério Superior**, em 21/12/2021, às 17:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Wesley Pacheco Calixto, Usuário Externo**, em 21/12/2021, às 17:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Garcia Marques, Usuário Externo**, em 21/12/2021, às 17:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

Documento assinado eletronicamente por **Marcos Antônio De Sousa, Professor do Magistério Superior**, em 21/12/2021, às 17:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do



art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **ALANA DA SILVA MAGALHAES, Usuário Externo**, em 21/12/2021, às 17:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **JOÃO CAETANO NETO, Discente**, em 21/12/2021, às 19:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site

[https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **2588065** e o código CRC **2FB085B1**.

Referência: Processo nº 23070.066460/2021-13

SEI nº 2588065

*"Há homens que lutam um dia e são bons.
Há outros que lutam um ano e são melhores.
Há os que lutam muitos anos e são muito bons.
Porém, há os que lutam toda a vida.
Esses são os imprescindíveis."*

BERTOLT BRECHT

Primeiramente a Deus por todo seu amor e graça;

*A minha mãe pelo amor e pela luta para me proporcionar as
oportunidades da vida;*

A minha querida esposa por seu incentivo e apoio;

Aos meus filhos, motivo de grandes alegrias e felicidade continua.

AGRADECIMENTOS

A Deus por sempre iluminar meu caminho e abençoar minha vida;

Ao Prof. Pacheco pela orientação e todo o apoio durante a execução deste trabalho;

À Enel Distribuição Goiás (Enel Goiás) por fornecer as informações e dados necessários para a realização deste trabalho;

Aos colegas da Enel Goiás por proporcionarem um ambiente propício para a realização desta pesquisa e por nunca negarem a gastar um pouco do seu tempo para contribuir com este projeto;

À minha família que sempre me incentivou nessa jornada e por várias vezes abriram mão da minha companhia.

RESUMO

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver metodologia para análise da qualidade do nível de tensão na rede elétrica de distribuição com vistas à identificação e redução das transgressões dos limites de tensão por meio de proposição de pontos ótimos para inserção da geração distribuída fotovoltaica. A metodologia utiliza o posicionamento geográfico da rede e de seus consumidores para realizar o agrupamento e classificação em quadriculas espaciais de 100×100 metros utilizando o perfil de consumo médio anual. Os perfis gerados, incluindo as informações da rede, são enviados para o algoritmo de inserção de geração distribuída fotovoltaica, o qual utilizando processo de otimização, identifica a localização geográfica, a potência necessária e a quantidade mínima de unidades de geração fotovoltaica que devem ser inseridas para minimizar as transgressões de tensão, respeitando as restrições necessárias. Toda a proposta é aplicada em rede de distribuição real com milhares de barras, cujo modelo é validado com medições realizadas em campo. Diferentes cenários de transgressão de tensão são utilizados para a validação da metodologia, obtendo redes com melhor qualidade de tensão após a inserção otimizada da geração distribuída fotovoltaica. A proposta apresenta-se como nova ferramenta no trabalho de adequação de tensão da rede elétrica de distribuição utilizando-se geração distribuída fotovoltaica.

ANALYSIS AND OPTIMIZATION OF THE DISTRIBUTION POWER GRID USING THE CONCEPTS OF SMART GRIDS

ABSTRACT

The main objective of this work is to develop a methodology for analyzing the quality of the voltage level in the distribution power grid to identify and reduce the violations of voltage limits through the proposition of optimal points for the allocation of photovoltaic distributed generation. The methodology uses the geographic location of the power grid and its consumers to perform the grouping and classification in spatial grids of 100×100 m using the average annual consumption profile. The generated profiles, including the grid information, are sent to the photovoltaic distributed generation allocation algorithm, which, using an optimization process, identifies the geographic location, the required installed capacity, and the minimum number of photovoltaic generation units that must be inserted to minimize the violations of voltage limits, respecting the necessary restrictions. The entire proposal is applied in a real feeder with thousands of bars, whose model is validated with measurements carried out in the field. Different violations of voltage limits scenarios are used to validate the methodology, obtaining grids with better voltage quality after the optimized allocation of photovoltaic distributed generation. The proposal presents itself as a new tool in the work of adapting the voltage of the distribution power grid using photovoltaic distributed generation.

SUMÁRIO

Pág.

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE SÍMBOLOS

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	29
CAPÍTULO 2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	39
2.1 Rede Elétrica Convencional	39
2.2 Rede Elétrica Inteligente	39
2.2.1 Componentes da Rede Elétrica Inteligente	42
2.2.2 Infraestrutura avançada de medição	44
2.2.3 Automação avançada da distribuição	45
2.2.4 Recursos distribuídos de geração e armazenamento	46
2.2.5 Gerenciamento dinâmico de energia	47
2.2.6 Conservação de energia	48
2.3 Desafios e oportunidades da Rede Elétrica Inteligente para as concessio- nárias de distribuição	48
2.3.1 Desafios das Redes Elétricas Inteligentes	49
2.3.2 Benefícios das Redes Elétricas Inteligentes	50
2.4 Considerações finais	51
CAPÍTULO 3 RESOLUÇÕES DO SETOR ELÉTRICO E SIMU- LAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	53
3.1 Resoluções do órgão regulador do setor elétrico nacional	53
3.1.1 Acesso para microgeração e minigeração distribuída	53
3.1.2 Procedimentos de distribuição de energia elétrica	56
3.2 Simulador do sistemas de distribuição	59
3.3 Considerações finais	62

CAPÍTULO 4 TÉCNICAS DE CLASSIFICAÇÃO, INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS E OTIMIZAÇÃO	63
4.1 Agrupamento e classificação	63
4.1.1 Lógica nebulosa	65
4.2 Sistemas de informações geográficas	69
4.2.1 Banco de dados geográfico	71
4.3 Sistema, modelo e simulação	71
4.4 Processo de otimização	73
4.4.1 Métodos de otimização	74
4.4.2 Algoritmos genéticos	74
4.5 Considerações finais	78
 CAPÍTULO 5 METODOLOGIA	 79
5.1 Gestão da informação	79
5.2 Tratamento dos dados oriundos dos bancos de dados	82
5.3 Fluxograma da metodologia proposta	82
5.3.1 Camada de apresentação	84
5.3.2 Carga e exportação dos dados da rede de distribuição	84
5.3.3 Espacialização das informações da rede de distribuição	85
5.4 Aplicação do agrupamento e classificação	86
5.4.1 Exportação dos arquivos de barramento	86
5.5 Simulador da rede de distribuição	87
5.5.1 Modelos dos elementos do sistema elétrico	87
5.5.1.1 Modelagem dos geradores distribuídos fotovoltaicos	94
5.6 Processo de Otimização	97
5.6.1 Algoritmo de inserção de geração solar fotovoltaica	100
5.7 Validação da Metodologia	102
5.8 Considerações finais	102
 CAPÍTULO 6 RESULTADOS	 103
6.1 Dados para estudo de caso	103
6.2 Ferramenta Computacional Proposta	106
6.3 Carga, exportação e tratamento de dados	107
6.3.1 Histograma de consumo	109
6.4 Análise da qualidade de tensão	109
6.4.1 Agrupamento e classificação	111
6.5 Validação do modelo e simulação	112
6.5.1 Classificação para mapear consumidores por faixa de consumo	115

6.5.2	Validação do processo de otimização aplicado na inserção de geração distribuída fotovoltaica	116
6.5.3	Inserção e análise da geração distribuída fotovoltaica em diferentes posições geográficas	123
6.5.4	Processo de otimização aplicado na inserção de GDFV na rede de distribuição real	126
6.6	Discussão	143
CAPÍTULO 7 CONCLUSÃO		149
7.1	Contribuição do trabalho	150
7.2	Trabalhos futuros	152
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		153

LISTA DE FIGURAS

	<u>Pág.</u>
2.1 Composição típica do Sistema Elétrico de Potência.	40
2.2 Comparativo entre rede elétrica: (a) Rede Elétrica Convencional e (b) Rede Elétrica Inteligente.	42
2.3 Componentes da Rede Elétrica Inteligente.	43
2.4 Infraestrutura de gerenciamento por parte da demanda.	47
2.5 Cadeia de valor dos sistemas de informação.	51
3.1 Interfaces do software <i>Open Distribution System Simulator</i>	60
3.2 Ciclo de solução do <i>Open Distribution System Simulator</i>	61
4.1 Fluxo do processo de agrupamento	64
4.2 Conjuntos lógicos, lógica de Boole, Lukasiewicz e a Lógica nebulosa de Zadeh.	65
4.3 Arquitetura de sistemas de informação geográfica.	70
4.4 Tipos espaciais primitivos.	72
4.5 Fluxograma do processo de otimização.	73
4.6 Operador de cruzamento simples.	76
4.7 Fluxograma do algoritmo genético clássico.	77
5.1 Fluxo de construção da base de dados.	80
5.2 Arquitetura da ferramenta computacional proposta.	81
5.3 Fluxograma da metodologia proposta.	83
5.4 Ilustração do processo de construção das quadrículas.	85
5.5 Ilustração da curva de consumo por quadrícula.	86
5.6 Ilustração da curva de consumo por quadrícula.	87
5.7 Modelo do alimentador no OpenDSS.	88
5.8 Modelo do sistema fotovoltaico	94
5.9 Representação da geração distribuída fotovoltaica conectada à rede. . . .	95
5.10 Processo de otimização para inserção da geração distribuída fotovoltaica.	99
6.1 Linhas de distribuição nos alimentadores: (a) AGL14 e (b) AGL20. . . .	106
6.2 Funcionalidades SIG da ferramenta computacional proposta.	108
6.3 Tela de importação de circuitos.	108
6.4 Representação das quadrículas no ABZ2.	109
6.5 Histograma de consumo do ABZ2.	110
6.6 Tela de seleção do alimentador a ser simulado.	110
6.7 Visualização dos segmentos MT com transgressão de tensão no AGL14. .	111

6.8	Clusterização aplicada: (a) alimentador em três grupos e (b) município em dez grupos.	112
6.9	Dados medidos na Campanha Amostral : (a) comportamento da corrente e (b) comportamento da tensão.	112
6.10	Dados simulados: (a) comportamento da corrente e (b) comportamento da tensão.	113
6.11	AGL14: (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.	114
6.12	Representação dos grupos formados pela clusterização: (a) Grupo 1 , (b) Grupo 2 e (c) Grupo 3	115
6.13	Resultado da clusterização para o AGL14 com saída de três grupos. . . .	116
6.14	Cenário 1 : (a) classificação da tensão antes da inserção da GDFV e (b) classificação da tensão após inserção da GDFV.	118
6.15	Cenário 1 : (a) perfil da tensão antes da inserção da GDFV e (b) perfil da tensão após inserção da GDFV.	118
6.16	Cenário 2 : (a) classificação da tensão antes da inserção da GDFV e (b) classificação da tensão após inserção da GDFV.	119
6.17	Cenário 2 : (a) perfil da tensão antes da inserção da GDFV e (b) perfil da tensão após inserção da GDFV.	119
6.18	Cenário 3 : (a) classificação da tensão antes da inserção da GDFV e (b) classificação da tensão após inserção da GDFV.	120
6.19	Cenário 3 : (a) perfil da tensão antes da inserção da GDFV e (b) perfil da tensão após inserção da GDFV.	120
6.20	Cenário 4 : (a) classificação da tensão após inserção da GDFV e (b) perfil da tensão após inserção da GDFV.	121
6.21	Cenário 6 : (a) nova classificação da tensão após inserção da GDFV e (b) novo perfil da tensão após inserção da GDFV.	123
6.22	Intermitência da geração solar fotovoltaica: (a) consumidores residenciais e (b) consumidores comerciais.	124
6.23	Análise 1 : (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.	125
6.24	Análise 2 : (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.	125
6.25	Análise 3 : (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.	126
6.26	Valores da aptidão sem restrição de barra e <i>pos</i> , <i>pot</i> : (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.	128
6.27	Otimização das variáveis <i>pos</i> e <i>pot</i> sem restrição de barras: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.	129
6.28	Otimização das variáveis <i>pos</i> e <i>pot</i> sem restrição de barras: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções. . . .	129

6.29	Valores da aptidão sem restrição de barra e <i>pos</i> , <i>pot</i> e <i>qtd</i> : (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.	130
6.30	Otimização das variáveis <i>pos</i> , <i>pot</i> e <i>qtd</i> sem restrição de barras: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.	131
6.31	Otimização das variáveis <i>pos</i> , <i>pot</i> e <i>qtd</i> sem restrição de barras: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções. . .	131
6.32	Valores da aptidão com restrição de barra, <i>pos</i> , <i>pot</i> no Grupo 1 : (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração. . .	132
6.33	Otimização das variáveis <i>pos</i> e <i>pot</i> com restrição de barras no Grupo 1 : (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.	133
6.34	Otimização das variáveis <i>pos</i> e <i>pot</i> com restrição de barras no Grupo 1 : (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.	133
6.35	Valores da aptidão com restrição de barra, <i>pos</i> , <i>pot</i> , <i>qtd</i> no Grupo 1 : (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.	134
6.36	Otimização das variáveis <i>pos</i> , <i>pot</i> e <i>qtd</i> com restrição de barras no Grupo 1 : (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.	135
6.37	Otimização das variáveis <i>pos</i> , <i>pot</i> e <i>qtd</i> com restrição de barras no Grupo 1 : (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.	135
6.38	Valores da aptidão com restrição de barra, <i>pos</i> , <i>pot</i> no Grupo 2 : (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração. . .	136
6.39	Otimização das variáveis <i>pos</i> e <i>pot</i> com restrição de barras no Grupo 2 : (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.	137
6.40	Otimização das variáveis <i>pos</i> e <i>pot</i> com restrição de barras no Grupo 2 : (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.	137
6.41	Valores da aptidão com restrição de barra, <i>pos</i> , <i>pot</i> , <i>qtd</i> no Grupo 2 : (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.	138
6.42	Otimização das variáveis <i>pos</i> , <i>pot</i> e <i>qtd</i> com restrição de barras no Grupo 2 : (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.	139

6.43	Otimização das variáveis <i>pos</i> , <i>pot</i> e <i>qtd</i> com restrição de barras no Grupo 2 : (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.	139
6.44	Valores da aptidão com restrição de barra, <i>pos</i> , <i>pot</i> no Grupo 3 : (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração. . .	140
6.45	Otimização das variáveis <i>pos</i> e <i>pot</i> com restrição de barras no Grupo 3 : (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.	141
6.46	Otimização das variáveis <i>pos</i> e <i>pot</i> com restrição de barras no Grupo 3 : (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.	141
6.47	Valores da aptidão com restrição de barra, <i>pos</i> , <i>pot</i> , <i>qtd</i> no Grupo 3 : (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.	142
6.48	Otimização das variáveis <i>pos</i> , <i>pot</i> e <i>qtd</i> com restrição de barras no Grupo 3 : (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.	143
6.49	Otimização das variáveis <i>pos</i> , <i>pot</i> e <i>qtd</i> com restrição de barras no Grupo 3 : (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.	143

LISTA DE TABELAS

	<u>Pág.</u>
3.1 Requisitos mínimos em função da potência instalada.	57
3.2 Requisitos mínimos em função da potência instalada.	58
5.1 Numeração das fases para os pontos de conexão na barra.	90
5.2 Modelos de carga no OpenDSS.	91
6.1 Características dos alimentadores da Subestação Goiânia Leste.	106
6.2 Valores das correntes medida e simulada.	113
6.3 Valores das tensões medida e simulada.	113
6.4 Classificação de tensão nos nós do AGL14.	114
6.5 Valores obtidos dos processos de inserção e otimização para todos os cenários.	124
6.6 Impacto do posicionamento geográfico da geração distribuída fotovoltaica no AGL14.	126
6.7 Resumo da otimização do estudo de caso.	144

LISTA DE SÍMBOLOS

Π	– Modelo do OpenDSS com capacitância shunt
σ	– Desvio padrão
ε	– Valor do critério de parada do método <i>Fuzzy C</i> -médias
ψ	– Variável binária probabilística de decisão
A	– Subconjunto do conjunto X
$\mu_A(x)$	– Função de pertinência de x em A
B_FV	– Barra que conecta a GDFV à rede de distribuição
$B1, B2$ e $B3$	– Barras entre linhas de distribuição
$basekv$	– Tensão base [kV] nominal de linha
bus	– Barra em que o terminal do enrolamento está conectado
$Bus1$	– Barra a qual o primeiro terminal será conectado
$Bus2$	– Barra a qual o segundo terminal será conectado
c	– Número de classes do conjunto X
<i>Capacitor</i>	– Identificação do capacitor
<i>conn</i>	– Padrão de conexão da carga (delta ou estrela)
Curva-Irrad	– Curva de irradiação da placa fotovoltaica
Curva-Temp	– Curva de temperatura da placa fotovoltaica
Curva-HP	– Curva de eficiência do inversor de frequência
<i>Daily</i>	– Curva [pu] de irradiação solar diária
$E_{e_{base}}$	– Máxima irradiância [kW/m^2] para o dia selecionado
$E_e(t_0)$	– Fator de correção [pu] da irradiância no instante t_0
effcurve	– Curva de eficiência por potência $H \times P$
f	– Filho gerado
$fA(x)$	– Função bivalente
$f(\vec{x})$	– Função de avaliação para algoritmo de inserção de GDFV
$f(x)$	– Função de avaliação algoritmo genético
g	– Geração do algoritmo genético (AG)
$H[P_{ca}(t)]$	– Eficiência do inversor
I_{max}	– Corrente máxima suportada pelo condutor
<i>interval</i>	– Intervalo [h] entre os pontos da curva de carga
k	– Grupos com base no grau de pertinência
kV	– Tensão nominal
kVA	– Potência nominal do inversor
$kvar$	– Potência reativa
<i>linecode</i>	– Nome do objeto <i>linecode</i> correspondente ao segmento de rede
<i>%loadloss</i>	– Percentual de perda total com base na carga nominal
m	– Indivíduos para seleção
<i>model</i>	– Modelo da carga
<i>mult</i> [pu]	– Vetor multiplicador de carga
n	– Número de elementos do conjunto X
$N(\pi, \sigma)$	– Distribuição normal com média π e desvio padrão σ

$\%no\text{load}loss$	– Percentual de perda a vazio com base na carga nominal
$npts$	– Número de pontos da curva de carga
P	– Pseudopartição <i>fuzzy</i> de X
P_{ca}	– Potência ativa de saída fornecida pelo sistema fotovoltaico
P_{cc}	– Potência de saída do sistema fotovoltaico
P_{mpp}	– Potência nominal no ponto de máxima potência
$P_{mpp}[T(t_0)]$	– Fator de correção $[pu]$ da P_{mpp} em função da temperatura T no instante t_0
PF	– Fator de potência
$Phases$	– Número de fases
pot_{max}	– Potência máxima de fornecimento definida para os pontos de inserção de GDFV
pos	– Posições geográficas específicas
pot	– Potência de fornecimento
$pratio$	– Relação de transformação do transformador de potencial
P-TCurve	– Curva $P_{mpp} \times T$
pu	– Tensão do barramento por unidade
qtd	– Quantidade mínima de GDFV a ser inserida
qtd_{max}	– Quantidade máxima de pontos de GDFV a serem inseridas no circuito
r	– Distância do filho em relação ao melhor pai (AG)
$R1$	– Resistência $[\Omega]$ de sequência positiva da fonte
R^p	– Espaço p -dimensional
tap	– Tensão $[pu]$ de ajuste do TAP
T_A	– Tensão de atendimento
T_L	– Tensão de leitura
T_R	– Tensão de referência
$temperature$	– Temperatura nominal $[^{\circ}C]$
$Tdaily$	– Curva de temperatura $[^{\circ}C]$ diária da placa
$Trafo_FV$	– Transformador de tensão da GDFV
$transformer$	– Identificação do transformador controlado
$u_{i,j}$	– Coeficiente de pertinência
V_{min}	– Limites mínimo estabelecidos pelo órgão regulador
V_{max}	– Limites máximo estabelecidos pelo órgão regulador
V_{cc}	– Tensão de entrada do inversor
$V[pu]$	– Tensão das barras da rede
$vreg$	– Tensão de referência
$winding$	– Número de enrolamentos controlados
X	– Conjunto universo
$\vec{x}$	– Vetor com possíveis soluções para o problema (cenários)
$X1$	– Reatância $[\Omega]$ de sequência positiva da fonte
x_{ij}	– Característica, atributo ou dimensão de dados

x_k	–	Vetor de características
$xarray$	–	Vetor de potência [pu]
XHL	–	Reatância percentual do primário para o secundário
$yarray$	–	Vetor com dados de eficiência do inversor

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	–	Associações Brasileiras de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	–	Agencia Nacional de Energia Elétrica
APTEL	–	Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de sistemas Privados de Telecomunicações
AT	–	Alta Tensão
BaD	–	Base de Dados
BD	–	Banco de Dados Convencionais
BDGD	–	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BDG	–	Banco de dados Geográfico
BT	–	Baixa Tensão
CNAE	–	Classificação Nacional de Atividades Econômicas
COM	–	<i>Component Object Model</i>
CEVI	–	Cruzamento entre Vários Indivíduos Simultaneamente
CPV	–	Cruzamento por Variável
DDA	–	Dicionário de Dados ANEEL
EPRI	–	<i>Electric Power Research Institute</i>
ESRI	–	<i>Environmental Systems Research Institute</i>
ETL	–	<i>Extract, Transform, Load</i>
FCM	–	<i>Fuzzy C</i> -médias
GD	–	Geração Distribuída
GDFV	–	Geração Distribuída Fotovoltaica
GUI	–	<i>Graphical User Interface</i>
IBGE	–	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
kV	–	Quilovolt
kW	–	Quilowatt
kWh	–	Quilowatt-hora
LED	–	<i>light-Emitting Diode</i> (Diodos Emissores de Luz)
MATLAB	–	<i>MATrix LABoratory</i>
MCPSE	–	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MS	–	Microsoft
MT	–	Média Tensão
MW	–	Megawatt
ONS	–	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	–	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PLC	–	<i>Power Line Communications</i>
PNREI	–	Plano Nacional de Redes Elétricas Inteligentes
PRODIST	–	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	–	Qualidade da Energia Elétrica
REI	–	Rede Elétrica Inteligente

SDAT	–	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	–	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	–	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SEP	–	Sistema Elétrico de Potência
SIG	–	Sistema de Informação Geográfica
SIG-R	–	Sistema de Informação Geográfica Regulatório
SGBD	–	Sistema de Gerenciamento de Banco de Dados
SQL	–	Structured Query Language (Linguagem de Consulta Estruturada)
TIC	–	Tecnologias de Informação e Comunicação
UTM	–	<i>Universal Transversa de Mercator</i>
VBA	–	<i>Visual Basic for Applications</i>
WPF	–	<i>Windows Presentation Foundation</i>

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O setor elétrico mundial sofre poucas modificações tecnológicas frente a todos os avanços ocorridos no século XX, sendo que este cenário tem se modificado na última década com o advento do conceito de Redes Elétricas Inteligentes (*smart grids*), o qual é fundamentado na utilização das tecnologias de comunicação e da informação com vistas a proporcionar o monitoramento, controle e inserção de novas tecnologias na rede elétrica, as quais tem mudado a interação da sociedade com o setor de energia.

Atualmente, o conceito de Redes Elétricas Inteligentes é o tema mais discutido no setor elétrico mundial, tendo sido aplicado em vários países do mundo. No caso do Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), incentivada pelo Instituto das Associações Brasileiras de Distribuidores de Energia Elétrica (iABRADEE) e pela Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de sistemas Privados de Telecomunicações (APTEL), consonante às discussões nacionais e internacionais, promove, por meio da Chamada Pública 011/2011, o desenvolvimento do Projeto Estratégico de P&D: Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente. O intuito deste programa é desenvolver subsídios para o Plano Nacional de Redes Elétricas Inteligentes (PNREI) (AL., 2013).

Vários trabalhos propõem o uso de diversas técnicas e métodos para a utilização dos conceitos de Redes Elétricas Inteligentes, tendo como finalidade a melhoria dos serviços prestados aos clientes das concessionárias. Caires (2012) propõe analisar o potencial de aplicação dos chamados dispositivos elétricos inteligentes (medidores e elementos de controle) na automação das instalações elétricas residenciais e sua possível interação com as Redes Elétricas Inteligentes. O trabalho destaca que a instalação elétrica deve controlar automaticamente várias fontes de energia de modo coordenado e seguro. Os resultados indicam a importância de incentivos eficazes no setor que compensem o investimento e a coordenação do sistema, os quais dependem da modernização do parque de medidores.

Lima (2012) realiza estudo, considerando a premissa que as tecnologias para Rede Elétrica Inteligente se apresentam como oportunidade para criar novo negócio de energia. O autor estuda novas tecnologias, novas possibilidades de serviços, necessidades de regulamentação e realiza estudo de caso com a medição de conjunto de unidades consumidoras com vistas a analisar suas consequências no negócio de

energia. Lima (2012) informa que as concessionárias necessitam modelar sua transição dos modelos atuais de negócio a partir da quantidade de informações presentes em suas redes e em suas bases de dados para garantir que haja tratamento deste conhecimento e do novo relacionamento.

Paludo (2014) realiza estudo das consequências ocasionadas pela inserção massiva de geração solar fotovoltaica na rede de distribuição, evitando a degradação dos níveis de qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores. O estudo apresenta a importância em considerar as variáveis temporais de demanda e geração, as variáveis de perfil de tensão em regime permanente, nível de desbalanço de tensão, perdas técnicas e regulação da tensão. Os possíveis impactos negativos ocasionados pela inserção massiva de geradores fotovoltaicos podem ser minimizados por meio da alteração do fator de potência dos sistemas fotovoltaicos, juntamente com a tensão de referência dos reguladores de tensão.

Cunha (2011) propõe bases conceituais para a implantação de Redes Elétricas Inteligentes na distribuição de energia elétrica. O modelo é centrado na expansão da automação e lança as bases para a análise dos impactos da Rede Elétrica Inteligente (*Smart Grid*), para a formulação, análise e seleção de alternativas de implementação. É introduzido o conceito e a forma de avaliação da rede por meio da definição do índice de inteligência da rede elétrica, composto de vários indicadores e de forma a expressar padrões de eficiência energética e operatividade, aspectos de gestão de ativos e da qualidade do serviço. Entretanto, Cunha (2011) destaca que o caráter multidisciplinar e multisetorial das Redes Elétricas Inteligentes introduzem alto grau de complexidade no plano de sua implementação.

Geraldi (2013) aponta e quantifica alguns impactos técnicos relacionados à injeção de potência em circuito secundário de distribuição. Através do estudo de cenários com crescente nível de penetração de microgeradores fotovoltaicos residenciais (tetos solares), são analisados os impactos na curva de carga do prosumidor¹, no perfil de tensão da rede, nas perdas elétricas e no desequilíbrio de tensão. Geraldi (2013) afirma que a interoperabilidade dos novos sistemas que passam a existir nas distribuidoras é fundamental para garantir que a operação se realize de forma segura e eficiente, assim como aumentar a confiabilidade de todo o sistema elétrico, e que o elevado volume de informações oriundas dos medidores inteligentes contribui cada vez mais para a consolidação das Redes Elétricas Inteligentes.

¹Prosumidor é a denominação dada ao consumidor que além de consumir energia gera parte ou a totalidade de sua energia por meio de geração distribuída, injetando no sistema elétrico o excedente de sua produção.

[Alcântara \(2014\)](#) realiza coletânea acerca de Redes Elétricas Inteligentes no Brasil e no Mundo e sua aplicação na conservação de energia, elencando elementos sobre as novas tecnologias e as diversas formas de aplicação das mesmas para promoção da conservação de energia. O texto aponta a necessidade de que as iniciativas existentes no Brasil em termos de leis, regulações e planejamento no âmbito da eficiência energética no setor de energia elétrica, passe a levar em conta a aplicação de novas tecnologias de controle da carga e de microgeração e minigeração (micro e minigeração), em especial que tenha a possibilidade de penetração ampla das tecnologias de geração distribuída.

Paralelamente ao cenário de evolução das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil, a ANEEL publica em 2008 a Resolução Normativa nº 345/2008 ([ANEEL, 2008a](#)), atualizada por sete outras resoluções normativas posteriores, a qual estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), formada atualmente por onze módulos divididos por assunto, criando assim, para as concessionárias de energia elétrica, vários critérios para o fornecimento de energia e administração das redes de distribuição.

O PRODIST estabelece no Módulo 2 que as distribuidoras devem manter as informações de seu sistema de distribuição e de todos seus acessantes em sistemas de informação geoprocessada, ou seja, todos os ativos da rede de distribuição, incluindo seus consumidores, devem estar vinculados a coordenada geográfica. Desta forma, as concessionárias de energia elétrica, de modo geral, possuem hoje toda sua rede de distribuição geograficamente representada por meio de Sistemas de Informações Geográficas (SIG), incluindo todos os detalhes técnicos da rede.

A ANEEL através da Resolução Normativa 482/2012 estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração. Com a regulamentação da micro e minigeração distribuída, é iniciada nova arquitetura de distribuição de energia, na qual o fluxo de energia elétrica se dá de forma bidirecional, possibilitando à unidade consumidora implantar centrais geradoras de até $5kW$ e injetar o excedente de sua geração na rede elétrica da concessionária ([ANEEL, 2012](#)).

Neste contexto, a geração distribuída (GD) se destaca como o ator de maior relevância da Rede Elétrica Inteligente no Brasil, dado os crescentes incentivos fiscais do governo para o tema, sendo que anualmente há aumento no número de GD instaladas no Brasil. Desta forma, tal cenário introduz a necessidade de análise do impacto gerado pela inclusão massiva das GD na rede de distribuição, no tocante a qualidade da energia elétrica considerando sua potência e distribuição ao longo da rede ([LOPES](#)

et al., 2015).

A geração distribuída (GD) diz respeito a geração conectada diretamente na rede de distribuição ou no consumidor. Na geração distribuída fotovoltaica (GDFV) a posição de inserção na rede elétrica de distribuição interfere na adequação da tensão, mesmo quando a potência total de fornecimento é a mesma para as diferentes geometrias de inserção (SMITH et al., 2011). Como exemplo desta afirmativa, Acharya et al. (2006) propõem abordagem analítica com utilização da posição geográfica e potência de fornecimento otimizada e com base nas perdas para inserção de GD unitária, chegando-se a conclusão que nem sempre é possível encontrar o melhor local de inserção da GD devido as restrições do problema.

Hung et al. (2010) propõem método que calcula a potência de fornecimento e o fator de potência de quatro tipos de GD para redução das perdas, levando em consideração a inserção de GD unitária. Posteriormente, Hung et al. (2010), utilizam a mesma metodologia para obter a máxima redução das perdas em redes de grande portes com múltiplas GD. A inserção de GD com parâmetros otimizados tem como vantagens: i) redução das perdas, ii) melhoria no perfil de tensão, iii) expansão da capacidade de carregamento, iv) aumento da confiança, estabilidade e segurança da rede, v) maior qualidade na energia produzida entre várias outras (PRAKASH; KHATOD, 2016; HADJSAID et al., 1999; KHATTAM; SALAMA, 2004; GOZEL; HOCAOGLU, 2009; KOTAMARTY et al., 2008).

Existem na literatura diversas técnicas de inserção de GD, caracterizadas em cinco grupos: i) técnicas analíticas, ii) técnicas de otimização clássicas, iii) técnicas utilizando inteligência artificial, iv) técnicas diversificadas e empíricas e v) técnicas de previsão para aplicações futuras (PRAKASH; KHATOD, 2016; SINGH et al., 2015; VIRAL; KHATOD, 2012).

Após o ano de 2010 diferentes técnicas originaram diferentes modelagens matemáticas para a inserção de geração distribuída, como: i) melhoria da estabilidade de tensão, ii) aprimoramento do perfil de tensão e iii) diminuição de perdas elétricas. Cada modelagem apresentando diferentes restrições no problema de otimização: i) limite de tensão na barra, ii) capacidade máxima da GD, iii) limites de corrente e iv) limites de potência reativa da GD. Diferentes parâmetros de otimização são utilizados para cada GD, como: i) potência de fornecimento, ii) posição geográfica, iii) quantidade e iv) tipos de GD (SULTANA et al., 2016).

São várias as ações para a melhoria na eficiência da rede elétrica de distribuição e

uma delas é a inserção ótima da geração distribuída, protegendo a rede contra imprevistos e permitindo o trabalho de forma descentralizada (SULTANA et al., 2016). Em vários países, ainda existem elevados índices de perdas em transmissão e distribuição, quando comparados aos índices da China que é de 5,81% e da Alemanha que é de 3,94% (BANK, 2015). A GD é vantajosa em relação a geração centralizada, principalmente com relação a: i) redução das perdas e do impacto ambiental, ii) expansão do carregamento do sistema mantendo níveis de tensão adequados entre outras vantagens (HEMDAN; MICHAEL, 2011; CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004; BAYOD-RÚJULA, 2009; ZANGIABADI et al., 2011; SOROUDI; EHSAN, 2011).

Várias são as pesquisas com o intuito de apresentar os ganhos da aplicação da GD. Hassan et al. (2017) desenvolvem metodologia para posicionamento e dimensionamento ótimo de GD com objetivo de minimizar as perdas em redes radiais. Para isto, é utilizado o Algoritmo Genético Lagrangiano Aumentado (ALGA) aplicado em três redes de teste do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE*) com 33 barras, 69 barras e 119 barras. Neste trabalho os autores inserem no máximo quatro GD e os resultados apresentam as posições e potências ótimas com melhoria dos perfis de tensão e redução das perdas. Os autores discutem que o posicionamento e dimensionamento adequado das GD é fundamental para a eficiência de sistemas elétricos de potência.

Moradi e Abedini (2012) desenvolvem metodologia para minimizar perdas e melhorar a regulação e estabilidade da tensão nas redes elétricas. Para isto, os autores utilizam a combinação do Algoritmo Genético (GA) e o algoritmo nuvem de partículas (*Particle Swarm Optimization – PSO*) para encontrar localizações e potências ótimas das GD. Os métodos são aplicados separadamente e hibridizados e os resultados são comparados. A metodologia é aplicada em redes de teste com 33 barras e 69 barras. O método híbrido gera os melhores resultados de posicionamento e potência de GD, proporcionando níveis de tensão mais estáveis e adequados na rede. Entretanto, a combinação dos métodos apresenta como desvantagem o elevado tempo de simulação.

Ganguly e Samajpati (2015) propõem metodologia para inserção de GD com intuito de minimizar as perdas elétricas na rede e adequar os níveis de tensão levando em consideração as incertezas de demanda de carga e geração. São utilizadas redes de teste do IEEE com 33 nós e 52 nós, em abordagens com métodos de otimização heurística e determinística. As incertezas de geração e demanda são modeladas com lógica nebulosa e a estratégia de solução utilizada é o AG Adaptativo, que gera

melhores resultados de posições e potências de GD que o AG clássico. Entretanto, a variabilidade dos resultados é elevada.

AlHajri et al. (2010) desenvolvem metodologia para inserção e dimensionamento de uma ou múltiplas GD com fator de potência específico e inespecífico. A localização é avaliada por meio da análise de estabilidade e sensibilidade. O problema de otimização é modelado com restrições de igualdades e desigualdades não lineares. Para o dimensionamento das GD, o método híbrido intitulado Programação Quadrática Sequencial Rápida (FSQP) é comparado ao método convencional Programação Quadrática Sequencial (SQP), com resultados favoráveis a hibridização com redução do tempo de execução em até 1/3. As simulações são realizadas em rede de teste de 69 barras. A otimização da localização e potência das GD demonstram interferir significativamente nas perdas elétricas da rede e no perfil de tensão, reduzindo a potência requisitada da subestação e permitindo o planejamento da expansão do sistema elétrico.

Na literatura existem diversas metodologias/técnicas que são utilizadas com o intuito de melhorar os parâmetros elétricos da rede de distribuição, mantendo a qualidade da energia elétrica distribuída. Vários pesquisadores trabalham na tentativa de apresentar a melhor metodologia/técnica com o objetivo de desonerar financeiramente as ações a serem implementadas na rede. Uma das técnicas utilizadas é a clusterização, que identifica e reúne os tipos de consumidores, por exemplo.

Angelos et al. (2011) propõem metodologia em duas etapas para realizar a classificação dos perfis de consumo elétrico. Na primeira etapa é utilizado o algoritmo *Fuzzy C*-médias para encontrar consumidores com perfis de consumo semelhantes. Posteriormente, a classificação nebulosa é realizada utilizando a matriz de filiação *fuzzy* e a distância euclidiana dos centros dos *clusters*. As medidas de distância dos potenciais fraudadores aos centros dos *clusters* são normalizadas e ordenadas, produzindo pontuação de índices unitários, onde consumidores com padrões irregulares de consumo obtêm pontuações mais altas. A abordagem é testada e validada em banco de dados real, apresentando desempenho satisfatório nas tarefas de detecção de fraudes e defeitos de medição.

Zamora (2003) propõem método para previsão de carga espacial de longo prazo para aplicação no planejamento de sistema de distribuição. Para tanto, os autores utilizam aspectos como: agregação de curva de carga, pequena áreas, uso da terra, integração de banco de dados, técnicas de inteligência artificial, especialmente redes neurais auto-organizáveis (Kohonen) e técnicas de estatística multivariada, para

análise de *cluster*. A previsão de carga futura é inicialmente realizada considerando espaços geográficos pré-definidos e modelo de carga global com base em séries temporais. A análise de *cluster* permite o reconhecimento de padrões e alocação de carga relacionados à pequenas áreas, que o modelo de carga global permite acompanhar a evolução do uso do solo em termos de carga e que a Plataforma GIS² é adequada para visualizar o espaço geográfico e sua integração com o banco de dados.

São propostas várias metodologias na tentativa de melhorar a qualidade da energia distribuída, como as de Hassan et al. (2017), Moradi e Abedini (2012), Ganguly e Samajpati (2015) e AlHajri et al. (2010), que otimizam o posicionamento e potência das GD unitárias ou múltiplas. No entanto, existe a lacuna relacionada à quantidade de variáveis a serem otimizadas e as redes utilizadas para simulação. Por exemplo, não otimizam o número/quantidade de GD para a correção dos problemas na rede elétrica de distribuição, não otimizam as potências de cada GD separadamente e na maioria dos trabalhos desenvolvidos são utilizadas redes de teste com número de barras reduzidas, sem aplicação dos métodos em redes reais que possuem milhares de barras (YANG et al., 2021; BAWAZIR; CETIN, 2020).

O cenário atual com a evolução das Redes Elétricas Inteligentes necessita de ferramentas que possam auxiliar no reconhecimento e identificação de componentes e parâmetros, utilizando as informações cadastrais georreferenciadas e armazenadas nos bancos de dados das concessionárias de energia elétrica. Cembranel (2019) propõe modelo de caracterização de curvas típicas de carga para consumidores de baixa tensão por meio da aplicação de algoritmos de agrupamento. A metodologia de agrupamento utilizada pelo autor reuni sete algoritmos (três particionais, três hierárquico e um difuso), juntamente com seis índices de validação de agrupamento. O intuito do trabalho é realizar comparativo entre os algoritmos, sendo que o algoritmo *K*-médias obteve os melhores resultados frente aos testes realizados.

Caetano Neto (2007) desenvolve sistema computacional que faz uso do Sistema de Informação Geográfica (SIG) fundamentado em metodologia de agrupamento e classificação de consumidores, considerando suas posições geográficas e vínculos elétricos na rede de distribuição, caracterizando os consumidores em quadriculas espaciais. A metodologia do trabalho parte da aplicação de técnicas de agrupamento e classificação como: *K*-médias, Mapas Auto-Organizáveis e *Fuzzy C*-médias, com o intuito de analisar a distribuição de carga na rede e comparar o desempenho das técnicas

²Ambiente computacional que integra hardware, software, dados, pessoas e métodos para capturar, gerenciar, analisar e exibir informações geográficas.

utilizadas. Os estudos de caso realizados confirmam a eficácia da metodologia proposta por meio dos resultados obtidos no processo de agrupamento e classificação das quadrículas, sendo que o algoritmo *Fuzzy C*-médias obteve os melhores resultados.

Além da inteligência artificial, outros trabalhos utilizando métodos de otimização são propostos. Cararo (2018) propõe metodologia para adequação de tensão na rede de distribuição de energia elétrica com a inserção de geração distribuída fotovoltaica, por meio da utilização de métodos de otimização determinístico, heurístico e híbrido. A metodologia proposta tem o intuito de indicar o quantitativo de unidades de geração distribuída fotovoltaica necessárias para a adequação de tensão da rede elétrica, respeitando a potência de fornecimento de cada unidade de geração. A inserção de unidades de geração fotovoltaica, distribuídas de forma otimizada na rede de distribuição, proporciona melhoria na qualidade dos níveis de tensão da rede, diminuindo as transgressões de tensão existentes.

A metodologia proposta neste trabalho realiza inserção de geração distribuída fotovoltaica otimizando: i) a posição geográfica de inserção, ii) a potência de fornecimento de cada GD, iii) a identificação e localização do consumidor por faixa de consumo agrupados em quadrículas de 100×100 metros, e iv) a quantidade de unidades de geração necessária para a adequação da tensão na rede elétrica de distribuição, objetivando a redução das perdas técnicas e a melhoria na qualidade do fornecimento de energia. Assim, é possível construir a hipótese primária deste trabalho: **se** é possível simular o fluxo de carga da rede de distribuição, construindo mapa georreferenciado e separando as unidades consumidoras por quadrícula de faixa de consumo, **então** é possível encontrar os pontos ótimos para inserção de GD com foco na redução das transgressões, considerando os perfis de consumo das quadrículas.

A aplicação da clusterização possibilita limitar o processo de otimização aos barramentos presentes nas áreas geográficas de determinada classe de consumidor, considerando a inserção de GDFV em áreas com maior factibilidade de instalação por meio da utilização de telhados existentes das residências, empresas ou indústrias, beneficiando tanto o cliente com a redução do valor da fatura, quanto a concessionária que obterá melhoria na qualidade da tensão de fornecimento. A otimização dos quatro parâmetros (sem a fixação da quantidade de GDFV) em conjunto com o processo de clusterização é a originalidade deste trabalho.

O objetivo geral deste trabalho é aplicar modelo espacial para análise e otimização da rede de distribuição de energia com intuito de reduzir as transgressões de tensão, construindo ferramenta com camadas de soluções. Ainda como objetivos específicos

têm-se: i) criação de camada com a construção de todo o mapa da rede georreferenciado, ii) criação de camada com simulação do fluxo de carga de toda a rede e separação das unidades consumidoras em quadricula e por faixa de consumo, iii) criação de camada com processo de otimização dos pontos de conexão para inserção de GD em todos os barramentos do circuito com foco na redução da transgressão de tensão e faixa de consumo e iv) criação de camada com todos os resultados de forma gráfica e relatórios.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta os fundamentos teóricos referentes ao conceito das Redes Elétricas Inteligentes. O Capítulo 3 apresenta o processo de modelagem dos elementos de rede considerando a ferramenta selecionada pela ANEEL e apresenta as resoluções que regulamentam o tema. O Capítulo 4 descreve os conceitos de sistema, modelo e simulação, apresenta a técnica de clusterização *Fuzzy C*-médias e os conceitos de banco de dados geográficos. O Capítulo 5 descreve a metodologia proposta e os detalhes da ferramenta computacional desenvolvida. O Capítulo 6 apresenta os resultados obtidos para a avaliação da metodologia proposta e o Capítulo 7 apresenta as conclusões.

CAPÍTULO 2

REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

Este capítulo tem como objetivo apresentar os fundamentos teóricos referentes ao conceito das Redes Elétricas Inteligentes e suas características de implantação e operação, descrevendo o processo de inserção destes conceitos no setor elétrico brasileiro, considerando a atuação do órgão regulador.

2.1 Rede Elétrica Convencional

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é definido como conjunto de equipamentos que operam de maneira coordenada com o intuito de fornecer energia elétrica aos consumidores, dentro de certos padrões de qualidade, confiabilidade, segurança e custo, sendo caracterizado pela alta tensão elétrica de seus integrantes, sendo que, de maneira geral, o sistema SEP abrange os componentes da parte de **geração**, **transmissão** e **distribuição** de energia elétrica.

O SEP convencional pode ser decomposto nas seguintes entidades lógicas: i) **geração centralizada** (*Bulk Generation*), exemplificada principalmente por usinas hidrelétricas, termoeletricas e nucleares, com o maior grau de automação; ii) **transmissão**, com sistemas de supervisão e de contingência avançados e iii) **distribuição**, sem automação ou com automação incipiente. Este cenário ocorre tanto em países em desenvolvimento quanto em países desenvolvidos. A Figura 2.1, retirada de [Lopes et al. \(2015\)](#), ilustra a composição típica do SEP convencional, na qual o modelo apresentado é praticamente o mesmo adotado desde a concepção dos sistemas de fornecimento de energia elétrica, ao final do século XIX.

O sistema de **geração** de energia engloba a usina geradora e a sua respectiva subestação elevadora, já o sistema de **transmissão** de energia é definido pelo transporte de energia entre a estação de geração até os centros consumidores e o sistema de **distribuição** é responsável pela distribuição e até a medição, inclusive os consumidores industriais, comerciais, urbanos e rurais. A diferença está nos níveis de tensão em que são atendidos estes consumidores, em função de sua demanda ([ENGHALL, 2016](#)).

2.2 Rede Elétrica Inteligente

[Falcão \(2009\)](#) afirma que a expressão Rede Elétrica Inteligente (*Smart Grid*) deve ser entendida mais como conceito do que como tecnologia ou equipamento espe-

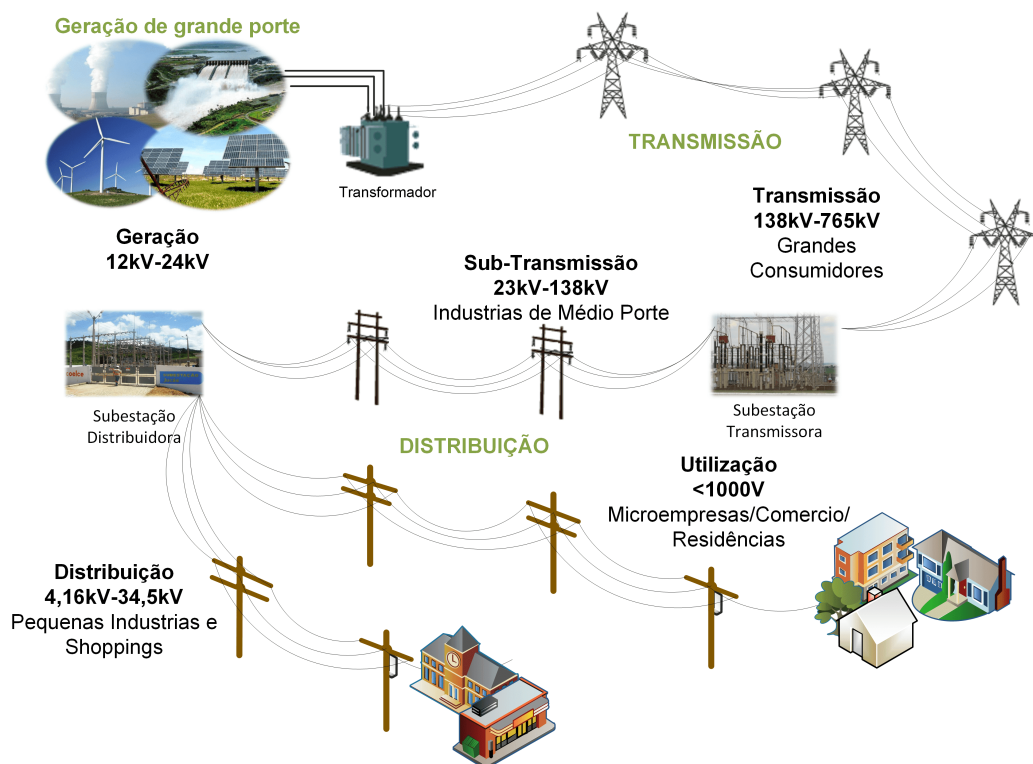


Figura 2.1 - Composição típica do Sistema Elétrico de Potência.

cífico, uma vez que se baseia na utilização intensiva de tecnologia de automação, computação e comunicações para monitoração e controle da rede elétrica, as quais permitem a implantação de estratégias de controle e otimização da rede de forma mais eficiente que as atualmente em uso.

Parmenter et al. (2008) apresentam outra definição para a expressão Rede Elétrica Inteligente, sendo a sobreposição dos sistemas unificados de comunicação e controle, à infra-estrutura de energia elétrica existente, com a finalidade de prover a informação assertiva para a entidade estabelecida (equipamentos de uso final, sistemas de controle de Treinamento e Desenvolvimento (T&D), consumidores e outros), no instante determinado, para tomar a decisão correta. Assim, este é o sistema que otimiza o suprimento de energia, minimizando perdas de várias naturezas, além de ser auto-recuperável (*self-healing*) e possibilitar o surgimento de nova geração de aplicações energeticamente eficientes.

Coelho (2012) utiliza definição mais sucinta para Rede Elétrica Inteligente, como a automação da planta de energia elétrica com a inserção das Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC), proporcionando a introdução de novos sistemas e serviços de valor agregado a serem fornecidos pelas concessionárias de energia elétrica a seus

clientes. Assim, a Rede Elétrica Inteligente distribui energia elétrica com auxílio de tecnologia digital, monitorando e controlando ativos da rede de distribuição, como transformadores, reguladores e chaves seccionadoras, visando a otimização do sistema, proporcionando melhor qualidade de energia, maior eficiência energética, maior confiabilidade da rede e maior redução de custos.

Para tanto, se faz necessária a implantação de rede de telecomunicações dupla via, isto é, sistema de transmissão com capacidade de encaminhamento de mensagens nos dois sentidos, da fonte para a carga e vice-versa. Esta rede de telecomunicação, que fica sobreposta à rede de energia elétrica, deve ter dentre seus principais atributos alta disponibilidade da rede e baixa latência (COELHO, 2012).

A Figura 2.2, retirada de Lopes et al. (2015), ilustra o comparativo entre a Rede Elétrica Convencional e a Rede Elétrica Inteligente. Destaca-se na Figura 2.2 o uso de tecnologia digital em substituição a tecnologia eletromecânica, proporcionando controle de processos com apoio de sistemas computacionais e o uso de topologia de rede elétrica em malha para a substituição à topologia radial, proporcionando maior redundância e consequentemente, maior segurança no fornecimento.

Na Figura 2.2(a) os elementos ilustram o fluxo unidirecional da Rede Elétrica Convencional, enquanto a Figura 2.2(b) apresenta visão futura do que pode ser a Rede Elétrica Inteligente, como diagrama multidirecional em contraposição ao unidirecional, permitindo o fluxo de energia e informação pela rede em todas as direções, desde as usinas até os seus consumidores, das fontes renováveis presentes ao longo da rede até seus consumidores e da geração residencial para a rede (LOPES et al., 2015).

Falcão (2010) afirma que algumas das características atribuídas a Rede Elétrica Inteligente são: i) **auto-recuperação** que é a capacidade automática de detectar, analisar, responder e restaurar falhas, ii) **empoderamento dos consumidores** que é a habilidade de incluir os equipamentos e comportamento dos consumidores nos processos de planejamento e operação, iii) **tolerância a ataques externos** que é a capacidade de mitigar e resistir a ataques físicos e *cyber*-ataques, iv) **qualidade de energia** com potencial de prover energia com a qualidade exigida pela sociedade digital e v) **acomodar variedades de fontes e demandas** que é a capacidade de integrar de forma transparente (*plug and play*) variedade de fontes de energia de várias dimensões e tecnologias.

Ainda como características das Rede Elétrica Inteligente têm-se: i) **reduzir o im-**

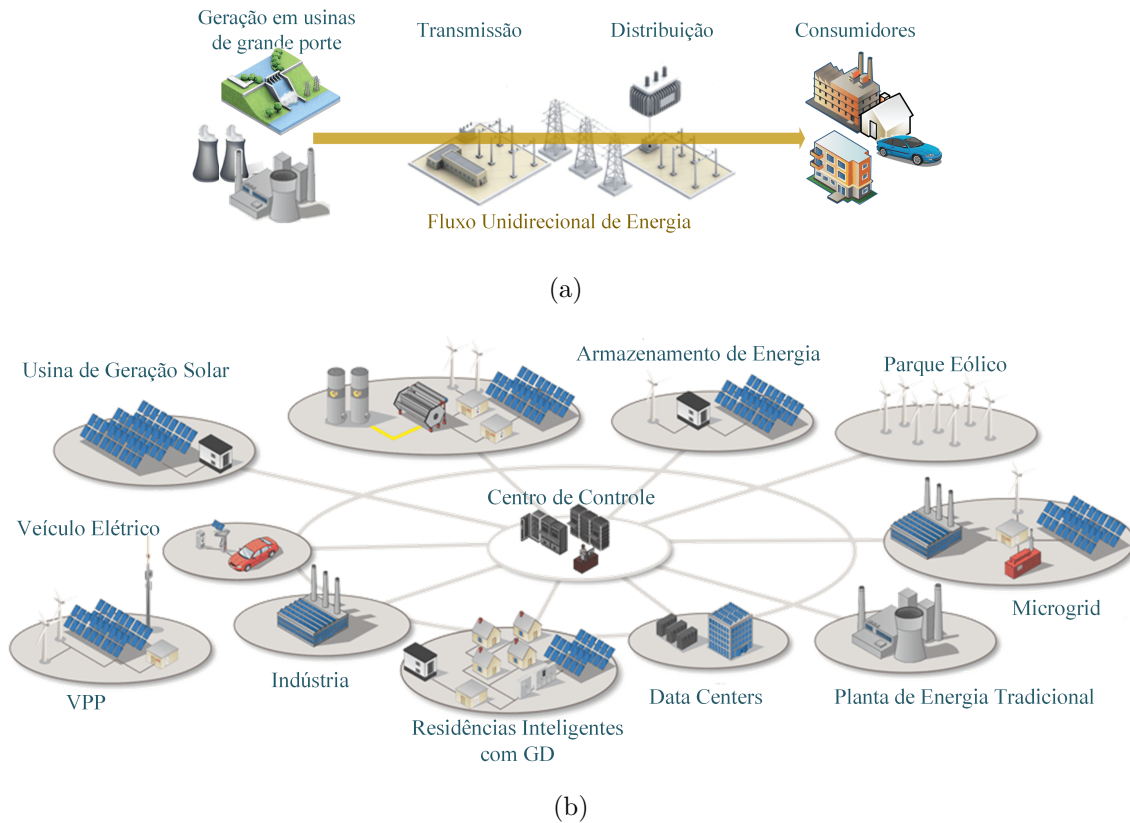


Figura 2.2 - Comparativo entre rede elétrica: (a) Rede Elétrica Convencional e (b) Rede Elétrica Inteligente.

pacto ambiental do sistema produtor de eletricidade, reduzindo perdas e utilizando fontes de baixo impacto ambiental, ii) **resposta da demanda** mediante a atuação remota em dispositivos dos consumidores e iii) **viabilizar e beneficiar-se de mercados competitivos de energia**, favorecendo o mercado varejista e a microgeração. A transformação da rede de energia elétrica atual para a Rede Elétrica Inteligente deve acontecer de forma incremental, na qual novas tecnologias de automação, computação e comunicação são introduzidas em partes da rede, formando bolsões de sub-redes com as características da Rede Elétrica Inteligente, as quais convivem de forma harmoniosa com rede preexistente (FALCÃO, 2010).

2.2.1 Componentes da Rede Elétrica Inteligente

No nível físico, a Rede Elétrica Inteligente (REI) é constituída por cinco componentes fundamentais, inseridos tanto no nível da rede quanto da distribuidora, como ilustrado na Figura 2.3, adaptada de Wei (2010). No nível da rede estão presentes: i) **novos componentes**: geração distribuída (GD) na baixa tensão, como veículos elétricos e híbridos plugáveis, microturbinas, painéis solares fotovoltaicos, turbinas

eólicas e unidades locais de armazenamento de energia, permitindo aumento no fluxo multidirecional de eletricidade entre a distribuidora e os usuários finais e ii) **dispositivos de sensoriamento e controle**: medidores avançados microprocessados (medidores inteligentes), sistemas de monitoramento de área ampla, regulador de linha dinâmico (baseado em leituras *online* de sensores de temperatura pela rede), ferramentas de tarifação por tempo de uso e por preço em tempo real, cabos e chaves automatizadas e relés de proteção digitais (ALCÂNTARA, 2014).

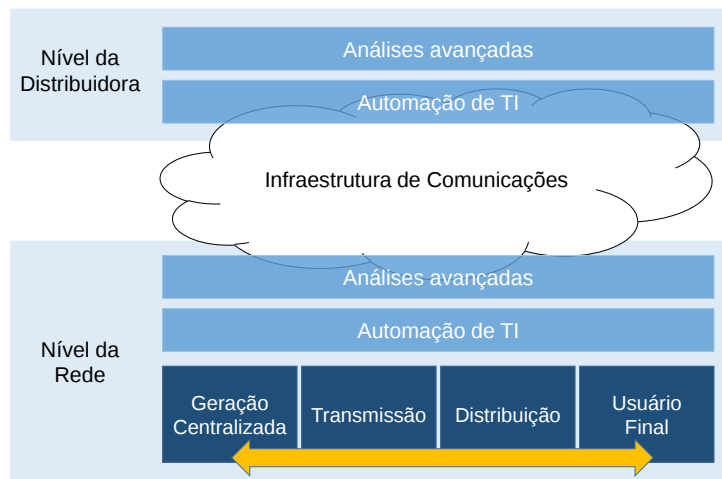


Figura 2.3 - Componentes da Rede Elétrica Inteligente.

No nível da distribuidora estão presentes: i) **telecomunicações**: redes de comunicação integradas com base em diversas tecnologias como fibras óticas, microondas, infravermelho, redes de rádio sem fio entre várias outras, transferindo elevadas quantidades de dados. Permite controle em tempo real, informação e troca de dados para otimização da confiabilidade do sistema, da utilização de ativos e segurança e ii) **tecnologia da informação e automação**: possibilita a realização de diagnósticos rápidos e precisos quando da ocorrência de interrupções na rede. Estas tecnologias contribuem para os demais componentes, sendo que os sistemas presentes nesta área incluem ferramentas analíticas (algoritmos e supercomputadores), agentes inteligentes distribuídos, aplicações operacionais, automação de subestações, resposta da demanda entre outros (ALCÂNTARA, 2014).

Ainda no nível da distribuidora tem-se a **análise avançada** que são aplicações que possibilitam aos operadores, projetistas de redes e executivos analisarem e extraírem informações relevantes da rede. Estão incluídos nestes componentes técnicas de visualização de elevadas quantidade de dados, por meio da apresentação gradativa

de informações. Esta ação facilita o entendimento com softwares capazes de oferecer inúmeras opções para o operador da rede definir qual ação deve ser executada, utilizando de simuladores, os quais possibilitam o treinamento operacional e o estudo de casos (ALCÂNTARA, 2014).

Devido à multiplicidade de características possíveis para as Redes Elétrica Inteligente, é conveniente estabelecer a organização conceitual das mesmas em áreas de concentração, as quais representem grupos com funcionalidades e afinidades entre si. Desta forma, são descritas apenas quatro áreas de concentração: i) **infraestrutura avançada de medição**, ii) **automação avançada da distribuição**, iii) **recursos distribuídos de geração e armazenagem de energia** e iv) **conservação de energia**. Entretanto, na implementação de uma função há a utilização de várias tecnologias relacionadas a outra área. Além disto, funções distintas podem compartilhar tecnologias similares, principalmente aquelas com características de infraestrutura de apoio às demais, como é tipicamente o caso de **telecomunicações** e **tecnologia da informação**.

2.2.2 Infraestrutura avançada de medição

A infraestrutura avançada de medição envolve funcionalidades associadas com a medição do consumo e demanda, registro de qualidade da distribuição de energia elétrica (como serviço e produto) e a oferta de novos serviços. As funções associadas são principalmente: i) medição remota do consumo; ii) corte e religamento dos medidores dos consumidores, iii) gerenciamento do lado da demanda, iv) levantamento das curvas de carga características dos consumidores, v) venda de energia microgerada, vi) registro de indicadores de continuidade individuais, vii) avaliação da qualidade do produto energia elétrica e viii) oferta de novos serviços ligados ao suprimento de energia (CUNHA, 2011).

A medição inteligente tem sido a primeira funcionalidade a ser implementada no processo de evolução das redes elétricas. A implementação desta funcionalidade requer infraestrutura de telecomunicações conectando os consumidores por meio de medidores inteligentes (medidores eletrônicos). Esta funcionalidade facilita a comercialização da energia produzida em unidades de microgeração, na qual a energia é contabilizada e devidamente faturada, mantendo os padrões de qualidade da energia elétrica.

O medidor eletrônico inteligente tem as características de: medir a energia ativa e reativa, armazenar o perfil das cargas com capacidade para cinco semanas com medi-

ções a cada quinze minutos, proteções antifraude, configuração de tarifas múltiplas, desconexão remota com disjuntor interno e registro de dados entre várias outras (ALCÂNTARA, 2011).

2.2.3 Automação avançada da distribuição

A automação avançada da distribuição constitui em desempenhar funções de forma autônoma, com intervalo de tempos impraticáveis para operadores, sendo que esta área pode contemplar diversas funcionalidades e funções, incluindo algumas com elevado grau de complexidade e integração de elevada quantidade de recursos. As funcionalidades da automação avançada da distribuição podem ser divididas em dois subgrupos com o intuito de ressaltar suas diferentes características (MCGRANAGHAN; GOODMAN, 2005).

O primeiro subgrupo compreende de aspectos da operação de redes e subestações, como: i) automação de alimentadores, ii) isolamento e localização de faltas com autorrestabelecimento do serviço, iii) reconfiguração de alimentadores, iv) análise de contingências e corte de cargas, v) controle dos níveis de tensão e reativos (conhecida como *Volt-Var* ou *Volt-Var-Watt*), vi) operação da distribuição em tempo real, vii) parametrização remota de relés, viii) processamento inteligente de alarmes e ix) realização de medições que contribuam para a estimativa dos estados de toda a rede, com identificação de pontos com problemas (CUNHA, 2011).

O segundo subgrupo está relacionado com as grandezas que são relevantes para a operação, análise das condições dos ativos e gestão da topologia elétrica da rede. Para este subgrupo as principais funções são: i) monitoramento das proteções e estado dos dispositivos de seccionamento, ii) monitoramento de temperaturas para verificação do carregamento dinâmico de condutores e transformadores, iii) medições específicas para diagnósticos da real condição dos ativos e iv) vigilância remota de instalações e ativos (CUNHA, 2011).

A realização do monitoramento em tempo real de algumas variáveis de operação dos disjuntores, transformadores de potência, cabos e linhas aéreas contribui para a melhoria na qualidade dos serviços ofertados pelas distribuidoras de energia elétrica, reduzindo a ocorrência de eventos de sobrecarga e interrupções nos fornecimentos oriundos do mal funcionamento dos componentes. Além disto, para que a rede elétrica seja realmente inteligente, é necessária a adoção de técnicas e algoritmos computacionais para a identificação antecipada do comportamento do sistema e o fornecimento de informações para a tomada de decisão da automação, com a

integração dos equipamentos de seccionamento e interrupção através da rede de comunicações bidirecional (MCGRANAGHAN; GOODMAN, 2005).

O processo de automação da distribuição proporciona inúmeros benefícios, tais como: i) restabelecimento automático dos consumidores em caso de faltas, ii) redução dos custos de manutenção e operação, iii) melhoria dos indicadores de continuidade coletiva ou individual e redução da energia não distribuída, iv) reconfiguração automática para o atendimento de contingências e otimização dos níveis de tensão ou perdas em resposta às variações de carga, v) realização do controle dos níveis de tensão independente das condições de carregamento, vi) utilização otimizada da capacidade instalada, vii) maior rapidez na identificação de faltas inevitáveis e, conseqüentemente, menor tempo de restabelecimento, viii) diagnóstico da condição dos ativos, ix) vigilância remota dos ativos prevenindo furtos e danos e x) controle das demandas comercial e residencial (MCGRANAGHAN; GOODMAN, 2005).

2.2.4 Recursos distribuídos de geração e armazenamento

Para o tema de geração e armazenamento de energia, considerando as características técnicas e a relação de complementaridade, se destacam as funcionalidades: geração distribuída (GD), armazenamento de energia e veículos com algum tipo de conexão às redes elétricas. Nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST (ANEEL, 2008a) o conceito de GD é centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas, ou não, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

De forma geral, os benefícios ou impactos positivos da GD estão relacionados a regulação de tensão, redução das perdas técnicas, melhoria na qualidade do fornecimento, redução da necessidade de investimentos e redução das emissões de gases dependendo do tipo de geração. Entretanto, existem impactos negativos para o sistema que devem ser adequadamente estudados e gerenciados quando da inserção das unidades de GD, tais como variações de tensão de curta duração, controle de tensão em operação, problemas de estabilidade, harmônicos, ajustes nas proteções, incompatibilidade de religamento automático e riscos operacionais com geração ilhada (CUNHA, 2011).

Com o aumento da incorporação das fontes renováveis de energia, torna-se necessária a integração com sistemas de armazenamento. Isto aumenta a confiabilidade

do sistema elétrico, que pode armazenar energia quando das gerações solar, eólica entre outras e usá-la na rede quando da indisponibilidade de geração. Deste modo, aumenta-se a independência da rede elétrica dos fatores climáticos entre outros (GRZEIDAK et al., 2011).

Cunha (2011) destaca que o armazenamento da energia excedente se faz necessário devido ao descompasso entre os perfis de carga dos consumidores, forma de gerar de algumas fontes de geração distribuída e a inexistência do centro de controle das unidades de GD. Assim, o paradigma de projeto e operação de rede muda substancialmente com a inclusão de recursos de armazenamento distribuído. Desta forma, o processo produtivo fica sincronizado com o consumo (*just in time*), uma vez que sem o armazenamento não há estoque regulador para situações de contingência.

2.2.5 Gerenciamento dinâmico de energia

A Figura 2.4, retirada de Lopes et al. (2015), ilustra o conceito de gerenciamento dinâmico de energia elétrica considerando os elementos presentes nas Redes Elétricas Convencionais e nas Redes Elétricas Inteligentes. É ilustrada a interligação entre os referidos elementos utilizando dispositivos inteligentes e eficientes por meio de Sistema de Gerenciamento de Energia (*Energy Management System*), controles automáticos com gerenciamento de dados e recursos energéticos distribuídos, tais como turbinas eólicas, energia solar e outros sistemas locais de geração e armazenamento.



Figura 2.4 - Infraestrutura de gerenciamento por parte da demanda.

Desta forma, dispositivos energeticamente eficientes, com controles e estratégias de resposta de demanda (*Demand Response*), acoplados com fontes locais de energia,

servem como recursos adicionais de energia para os centros de operação das concessionárias, proporcionando flexibilidade operativa e de contingência (ALCÂNTARA, 2014).

2.2.6 Conservação de energia

A infraestrutura de energia é antiga e tem sido usada de forma progressiva com o aumento da demanda por eletricidade, o que tende a aumentar a demanda com a inserção no sistema dos veículos elétricos, por exemplo. Aliado a este cenário, inclui-se a dificuldade de permissão para inclusão no sistema elétrico de novas fontes, como usinas e linhas de transmissão, o que tem contribuído para o desenvolvimento de programas de incentivo de geração por parte da demanda (ALCÂNTARA, 2014).

Entretanto, o aumento do uso de geração renovável de energia, as quais são intermitentes, afeta o padrão de saída das centrais de geração e o fluxo de potência nos circuitos de transmissão e distribuição. Esta variabilidade pode ser contornada por meio da utilização de dispositivos de armazenamento, mas as limitações técnicas e o custo dos equipamentos torna inviável a sua utilização. Barja (2006) afirma que a cogeração consiste no processo de produção simultânea ou sequencial de duas formas de energia a partir de insumo primário. Usualmente a cogeração é associada às gerações distribuídas com fontes não necessariamente renováveis e visa a produção simultânea de energia elétrica e frio para sistemas de ar condicionado.

Para Cunha (2011), aliado às iniciativas de geração distribuída podem ser destacados alguns esforços para redução do consumo de energia em instalações industriais, comerciais e residenciais, tais como: i) cogeração, ii) edifícios energeticamente autos-sustentáveis, iii) eletrodomésticos, lâmpadas e sistemas de ar-condicionado de alta eficiência e iv) habitações **inteligentes** no controle da demanda. O autor destaca que a eficiência energética de iluminação tem se beneficiado com novos tipos de lâmpadas de baixo consumo como os diodos emissores de luz (LED) e a iminente interrupção da produção das lâmpadas incandescentes, que ocorre em alguns países. Tudo isto aponta para o início de novos tempos para a utilização de energia.

2.3 Desafios e oportunidades da Rede Elétrica Inteligente para as concessionárias de distribuição

Os conceitos das Redes Elétricas Inteligentes aplicados as redes de distribuição trazem revolução na administração, operacionalização e confiabilidade das redes de distribuição convencionais. Assim, tais mudanças, apesar de seus desafios de implan-

tação, proporcionam oportunidades para as concessionárias e impactam na gestão dos processos de negócio.

2.3.1 Desafios das Redes Elétricas Inteligentes

Ribeiro (2011) informa que a Rede Elétrica Inteligente inaugura a inteligência digital no setor elétrico, sendo que esta transformação está alicerçada em três pilares que são: i) **sensoriamento** que tem o intuito de captar informações da rede e é representado pelos medidores inteligentes (*smart meters*), ii) **telecomunicações** com o intuito de transmitir as informações através da rede, utilizando a própria rede elétrica para a transmissão de dados (*Power Line Communications* – PLC) ou outra tecnologia e iii) **processamento** que tem o intuito de analisar as informações em trânsito, possibilitando a tomada de decisões de forma independente ou cooperativa com demais informações de apoio.

Alcântara (2011) afirma que a inclusão das tecnologias de **telecomunicações**, **processamento de dados** e **sensoriamento** nas redes elétricas, proporciona o surgimento de inúmeras possibilidades e desafios, tais como: i) gerenciamento pelo lado da demanda e tarifação dinâmica como ferramenta que promove o uso racional dos recursos energéticos, ii) integração das fontes renováveis proporcionando modelo de sustentabilidade por meio da habilitação da microgeração distribuída, iii) fiscalização e monitoramento da geração, transmissão, distribuição e consumo, permitindo o monitoramento da qualidade, carga da rede e a tomada de decisão de forma proativa, iv) segurança cibernética e privacidade dos consumidores de forma a garantir o sigilo e integridade das informações ao longo da Rede Elétrica Inteligente e v) sensibilidade ao contexto dos sensores e dispositivos atuadores para identificação e contenção de possíveis anormalidades.

Os novos padrões de serviço tais como o veículo elétrico, cogeração, geração distribuída e monitoramento do consumo, transforma o papel das distribuidoras de energia elétrica. A comercialização de energia elétrica pelos consumidores, coloca o consumidor como centro dos novos padrões de serviço (ALCÂNTARA, 2011). Para Dollen (2009) a transição da rede elétrica atual para a Rede Elétrica Inteligente é processo lento, pois são vários os desafios existentes. Dollen (2009) elenca alguns desafios como: i) **vários interessados** na qual atender as necessidades e expectativas de todos os envolvidos não é tarefa simples e ii) **complexidade** com a modernização da geração para o consumo de energia, além disto cada projeto possui suas próprias características.

Outros desafios são apontados, como: i) **segurança cibernética** no qual o número de informação é elevado, o que exige atenção especial à questão da segurança da informação, ii) **normas** que produz resultados mais reflexivos para o grupo amplo de partes interessadas, iii) **pesquisa e desenvolvimento** com necessidade de projetos que busquem atender necessidades e avalie os custos e benefícios trazidos por meio de cada processo e vi) **regulamentação e política** que são ações necessárias para o envolvimento de autoridades no desenvolvimento de normas que regulem o uso da energia (DOLLEN, 2009).

2.3.2 Benefícios das Redes Elétricas Inteligentes

O conjunto de tecnologias envolvidas no conceito de Rede Elétrica Inteligente revoluciona o setor elétrico em diversos aspectos, tais como técnicas de operação da rede de distribuição, modelos de tarifação, padrões de consumo, prestação de serviços, geração de energia, dentre outros. Estas alterações necessitam da releitura do conjunto normativo que rege o setor para análise dos limites e possibilidades postos pelos atuais instrumentos regulatórios. A oportunidade que se tem é de ressignificar o núcleo essencial dos serviços de energia elétrica, em referência ao adotado nos padrões usuais de consumo e definições de política energética (RIBEIRO, 2011).

A adoção do conceito de Redes Elétricas Inteligentes traz diversos benefícios para os consumidores, distribuidoras, sistema elétrico, sociedade e para o desenvolvimento do país. Alguns destes benefícios apenas são visíveis após os avanços no processo de inovação, proporcionados pela nova plataforma tecnológica. O cerne da administração das concessionárias de energia está na tomada de decisão e os sistemas de informação são responsáveis por dar este suporte. A Figura 2.5, adaptada de Araújo (2020), ilustra a tecnologia de informação que é incrementada de acordo com seu desempenho na cadeia de valor, por exemplo, se o sistema apenas coleta dados, seu valor será inferior em relação ao que processa os dados.

Kagan et al. (2013) destacam ainda como benefícios da Rede Elétrica Inteligente a melhoria da qualidade do serviço traduzida pela redução da energia não distribuída, a redução das perdas não técnicas e o custo evitado na expansão da geração pela presença da geração distribuída. A redução da energia não distribuída advém, principalmente, das funcionalidades de automação que possibilitam a reconfiguração automática das redes, a localização mais precisa dos defeitos, maior seletividade no isolamento dos defeitos com rápida recuperação dos demais trechos da rede, entre outros aspectos.

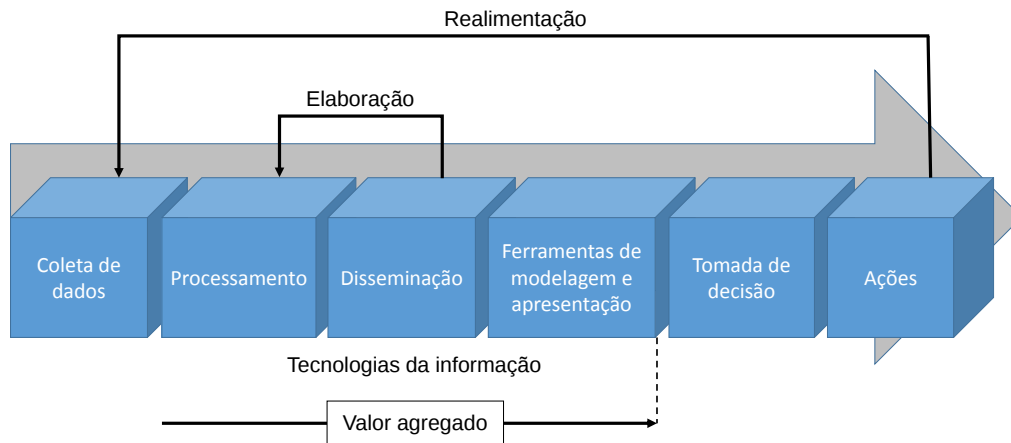


Figura 2.5 - Cadeia de valor dos sistemas de informação.

2.4 Considerações finais

Este capítulo apresenta os conceitos das Redes Elétricas Inteligentes que estão proporcionando várias mudanças nos processos operacionais e financeiros do setor elétrico mundial. Para o Brasil, alguns conceitos têm tido mais penetração dada a contrapartida regulatória, com destaque para a geração distribuída, que tem mudado o papel do consumidor no setor elétrico. Contudo, o setor elétrico brasileiro aguarda incentivos regulatórios para a medição inteligente (*smart metering*), para assim possibilitar a difusão massiva desta tecnologia no país e, desta forma, realmente levar o setor a outro patamar de controle técnico. Os conceitos utilizados neste capítulo serão aplicados no entendimento das resoluções descritas no próximo capítulo.

CAPÍTULO 3

RESOLUÇÕES DO SETOR ELÉTRICO E SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Este capítulo apresenta os regulamentos que direcionam a qualidade dos parâmetros elétricos das redes de distribuição e as condições para conexão da geração distribuída nas redes das concessionárias do setor elétrico. Apresenta ainda o processo de modelagem dos elementos da rede de distribuição elétrica e a ferramenta utilizada pelo órgão regulador para realização dos cálculos dos parâmetros elétricos.

3.1 Resoluções do órgão regulador do setor elétrico nacional

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão regulador do setor elétrico brasileiro e tem como funções legais regular, fiscalizar e decidir conflitos relacionados ao tema. Desta forma, a ANEEL é a entidade pública responsável pelo estabelecimento das condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída e pelas demais resoluções relacionadas ao tema.

3.1.1 Acesso para microgeração e minigeração distribuída

Para a regulamentação das condições de acesso de microgeração e minigeração distribuída a ANEEL, no exercício de sua competência, discute os dispositivos legais que tratam o tema, tendo como resultado a Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2012), a qual é atualizada em 2015 por meio da Resolução Normativa 687/2015 (ANEEL, 2015). A Resolução Normativa 482/2012 tem o intuito de estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica, por meio de fontes renováveis (solar, eólica, hidráulica, biomassa ou cogeração qualificada).

Conforme consta no artigo 3º da Resolução Normativa 482/2012, as distribuidoras devem adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), as normas técnicas brasileiras e, de uma forma complementar, as normas internacionais.

Para classificação da geração de energia são definidos na Resolução Normativa 482/2012 os intervalos de potências que classificam a microgeração com potência

inferior ou igual a 100 [kW] e minigeração com potência superior a 100 [kW] e menor ou igual a 1 [MW]. A Resolução Normativa 482/2012 estabelece a criação do sistema de compensação de energia, onde a energia ativa injetada pelo gerador da unidade consumidora é utilizada pela distribuidora e compensada, posteriormente, sobre o consumo de energia ativa da mesma unidade consumidora, sendo que o crédito energético gerado pode ser compensado em até 36 meses, uma vez que a energia elétrica gerada pode ser superior a energia consumida pela unidade consumidora (ANEEL, 2012).

No limite de potência das centrais geradoras, é estabelecido que para os consumidores do **Grupo A**, atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 [kV] ou por sistema subterrâneo de distribuição, fica limitada à demanda contratada e no caso dos consumidores do **Grupo B**, atendidos em tensão inferior a 2,3 [kV], limita-se à carga instalada da unidade consumidora (ANEEL, 2012). A inclusão de unidades geradoras nos consumidores estabelece a necessidade de garantir à distribuidora recursos mínimos para que a mesma possa manter seus serviços operacionais, uma vez que a mesma se mantém responsável pela continuidade do fornecimento de energia a estes tipos de consumidores (prossumidores). O órgão regulador estabelece taxas mínimas a serem cobradas para cada grupo de prossumidores.

Para as unidades consumidoras do **Grupo A** deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente à demanda contratada, uma vez que existe a possibilidade da geração suprir completamente o consumo ativo de energia elétrica. Nos demais casos, onde a geração não supri completamente o consumo, o faturamento se dá pelo consumo de energia (ativa e reativa) nos horários de ponta e fora de ponta, já subtraídos os créditos energéticos do sistema de compensação no mesmo horário em que é gerado, já que 1 [kWh] gerado fora de ponta possui valor de tarifa energética inferior ao valor de 1 [kWh] gerado na ponta.

No caso do **Grupo B**, é estabelecida cobrança mínima referente ao custo de disponibilidade de acesso à rede de distribuição, quando não houver consumo ativo faturado. Assim, mesmo que o consumidor gere toda a energia elétrica que necessite, terá de pagar valor mínimo à distribuidora pela disponibilidade do serviço de fornecimento.

Com a regulamentação da microgeração e minigeração distribuída é iniciada nova arquitetura de distribuição de energia elétrica, na qual o fluxo de energia elétrica se dá de forma bidirecional. Nesta arquitetura, a unidade consumidora implanta centrais geradoras, as quais injetam o excedente de sua geração na rede elétrica

da concessionária. Estas centrais geradoras, estrategicamente posicionadas na rede de distribuição, contribuem para melhoria da qualidade do fornecimento de energia pelas concessionárias e influenciam no montante de energia contratada.

A Resolução Normativa 687/2015 (ANEEL, 2015) realiza várias alterações na Resolução Normativa 482/2012 e cria novas modalidades na geração distribuída. Dentre as alterações realizadas se destacam: i) aumento do prazo para a compensação do crédito energético, que passa de 36 meses para 60 meses, ii) redução do prazo de aprovação do sistema fotovoltaico junto à concessionária de 82 dias para 34 dias e iii) alteração da potência limite para micro e minigeração distribuída, sendo que a microgeração que é limitada a 100 [kW] passa a ser de 75 [kW], e a minigeração, que correspondia ao intervalo de 100 [kW] a 1 [MW], é alterada para 75 [kW] a 5 [MW].

A Resolução Normativa 687/2015 também cria novas modalidades para geração distribuída flexibilizando a utilização dos créditos energéticos gerados. No caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios verticais e/ou horizontais), com o sistema gerador instalado em área comum, onde as unidades consumidoras do local e a área comum do condomínio sejam energeticamente independentes entre si, os créditos energéticos podem ser divididos entre os clientes (condôminos) participantes.

Outro aspecto inserido pela Resolução Normativa 687/2015 é a geração compartilhada, cuja principal característica é que a fonte geradora é instalada em local diferente das unidades consumidoras compensatórias. Nesta caso, os consumidores com CNPJ distintos podem estabelecer consórcio e no caso de CPF distintos cooperativa ou associação, com vistas à administração das unidades geradoras e distribuição dos créditos energéticos entre os participantes.

Para aqueles consumidores que não possuem espaço físico suficiente para a geração desejada em determinada unidade consumidora, mas que possuem outra unidade consumidora de mesma titularidade com tal espaço disponível, é criada a modalidade de autoconsumo remoto. Nesta modalidade a geração pode ocorrer em uma unidade consumidora e os créditos energéticos gerados consumidos em outra, sendo que não é necessário o estabelecimento de entidade administradora terceira, como na modalidade de geração compartilhada.

3.1.2 Procedimentos de distribuição de energia elétrica

O Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) é primeiramente formado por nove módulos divididos por assunto. Por meio da Resolução Normativa 730/2016 (ANEEL, 2018b) e Resolução Normativa 775/2017 (ANEEL, 2017b) o PRODIST passa a possuir onze módulos, que são: i) Módulo 1 - introdução, ii) Módulo 2 - planejamento da expansão do sistema de distribuição, iii) Módulo 3 - acesso ao sistema de distribuição, iv) Módulo 4 - procedimentos operativos do sistema de distribuição, v) Módulo 5 - sistemas de medição, vi) Módulo 6 - informações requeridas e obrigações, vii) Módulo 7 - cálculo de perdas na distribuição, viii) Módulo 8 - qualidade da energia elétrica, ix) Módulo 9 - ressarcimento de danos elétricos, x) Módulo 10 - sistema de informação geográfica regulatório e xi) Módulo 11 - fatura de energia elétrica e informações suplementares.

Dentre os onze módulos do PRODIST, estão relacionados à geração distribuída e seus impactos na rede de distribuição os Módulo 3, Módulo 7, Módulo 8 e Módulo 10. O Módulo 3, tem como intuito definir as condições de acesso (conexão e uso) ao sistema de distribuição de energia e definir os critérios operacionais e técnicos, os requisitos de projeto, as informações e a implementação da conexão. Este módulo se aplica tanto às conexões existentes como aos novos acessantes, mas não abrange as demais instalações de transmissão.

São várias as condições a serem atendidas para acesso ao sistema de distribuição. Entretanto, no caso de central geradora classificada como micro ou minigeração distribuída são obrigatórias apenas as etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso, sendo que o parecer de acesso está sujeito aos prazos estipulados pelo PRODIST. A Tabela 3.1, retirada de ANEEL (2008a), dispõe os requisitos mínimos de projeto no ponto de conexão da micro e minigeração distribuída.

Não existindo pendências impeditivas por parte do acessante, os prazos para elaboração do parecer técnico por parte das distribuidoras, contados a partir da data do recebimento da solicitação de acesso, são: quando não houver necessidade de melhorias ou reforços no sistema de distribuição, até quinze dias para central geradora classificada como microgeração distribuída e até trinta dias para central geradora classificada como minigeração distribuída, quando houver necessidade de melhorias ou reforços no sistema, para central geradora classificada como microgeração distribuída até trinta dias e para central geradora classificada como minigeração distribuída, até sessenta dias.

Tabela 3.1 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.

Equipamento	Potência Instalada		
	≤ 75 kW	> 75 kW e ≤ 500 kW	> 500 kW e ≤ 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de Medição Bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

O Módulo 7 tem como intuito definir a metodologia e os procedimentos para obtenção das informações e dados necessários para cálculo das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, definir indicadores de avaliação e parâmetros regulatórios utilizados para apuração destas perdas, sendo que são consideradas somente as perdas técnicas de responsabilidade da distribuidora, incluindo seu sistema de distribuição e demais instalações, quando for o caso.

O cálculo das perdas é realizado utilizando o Módulo 7 com base na metodologia de cálculo estabelecido, sendo o sistema de distribuição segmentado em: i) redes do sistema de distribuição de alta tensão (SDAT), ii) transformadores de potência, iii) reguladores, redes do sistema de distribuição de média tensão (SDMT), iv) sistema de distribuição de baixa tensão (SDBT), v) transformadores de distribuição, vi) ramais de ligação e vii) medidores de energia das unidades consumidoras do SDBT.

O Módulo 8 estabelece procedimentos e limites regulatórios referentes à qualidade da energia elétrica (QEE) considerando que tal qualidade é dividida em qualidade do produto (conformidade de tensão) e qualidade de serviços (indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento). Este módulo define a metodologia para apuração, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades. Os aspectos considerados da qualidade

do produto em regime permanente ou transitório são: i) tensão em regime permanente, ii) fator de potência, iii) harmônicos, iv) desequilíbrio de tensão, v) flutuação de tensão, vi) variações de tensão de curta duração e vii) variação de frequência.

Para a tensão em regime permanente, o Módulo 8 define os limites **adequados**, **precários** e **críticos** baseando-se no afastamento do valor da tensão de leitura T_L em relação à tensão de referência T_R . A Tabela 3.2, retirada de ANEEL (2008a), dispõe as faixas de classificação de tensão para os pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 [kV] (220/110). O termo conformidade de tensão elétrica refere-se à comparação do valor de tensão obtido por medição apropriada, avaliada por meio de conjunto de leituras no ponto de conexão em relação aos níveis de tensão especificados como **adequados**, **precários** e **críticos**.

Tabela 3.2 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.

Tensão de Atendimento (T_A)	Faixa de T_L [V] em Relação à T_R
Adequada	$(201 \leq T_L \leq 229)/(101 \leq T_L \leq 115)$
Precária	$(189 \leq T_L < 201 \text{ ou } 229 < T_L \leq 233)/$ $(95 \leq T_L < 101 \text{ ou } 115 < T_L \leq 117)$
Crítica	$(T_L < 189 \text{ ou } T_L > 233)/(T_L < 95 \text{ ou } T_L > 117)$

O Módulo 10 é a divisão e atualização do Módulo 6 (Resolução Normativa 345/2008), o qual estabelece que as distribuidoras devem manter as informações de seu sistema de distribuição e de todos seus acessantes em sistemas de informação geoprocessada, desta forma, todos os ativos da rede de distribuição e seus consumidores devem estar vinculados a determinada coordenada geográfica. Assim, as concessionárias de energia elétrica, de modo geral, devem possuir toda sua rede de distribuição geograficamente representada por meio de Sistemas de Informações Geográficas (SIG), incluindo todos os detalhes técnicos da rede.

O Módulo 10 define dentre outras coisas, o padrão, o formato dos arquivos digitais, a estrutura das informações e os requisitos mínimos para a elaboração da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD). A ANEEL estabelece padrão de entrega de informações relativas ao Sistema de Informação Geográfica Regulatório (SIG-R) das distribuidoras, possibilitando à este órgão regulador análise padronizada dos ativos georreferenciados de todas as empresas do setor de distribuição de energia.

A ANEEL estabelece o Dicionário de Dados ANEEL (DDA) do SIG-R para codificação de algumas informações enviadas na BDGD. Adicionalmente, o SIG-R

utiliza outras bases de dados, não definidas neste módulo, as quais possibilitam a ampliação do escopo de análise das informações, tais como: i) Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), ii) Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), iii) Bases de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), iv) Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) e v) Bases de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Uma vez que o modelo estabelecido para a BDGD é simplificação do sistema elétrico real, a ANEEL, além de realizar a análise do quantitativo de ativos georreferenciados das distribuidoras, utiliza a BDGD como base para elaboração do cálculo de perdas técnicas das mesmas com vistas à realização de suas revisões tarifárias.

3.2 Simulador do sistemas de distribuição

O processo de análise da rede de distribuição, quanto à qualidade do nível de tensão e injeção de energia por geração distribuída, envolve a utilização de ferramentas computacionais para obtenção dos dados elétricos da rede e análise destes dados na perspectiva de visão do órgão regulador do setor elétrico, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Para realização da análise da rede de distribuição, de forma a identificar a qualidade de tensão dos trechos da rede, simular e realizar a análise de injeção de geração distribuída entre outros, a ANEEL indica a ferramenta *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), com vistas a calcular perdas técnicas por meio da metodologia de fluxo de carga, descrito na Nota Técnica 057/2014-SRD/ANEEL (ANEEL, 2014). O OpenDSS é software livre (*Open Source*) desenvolvido pela *Electric Power Research Institute* (EPRI) e baseado em linhas de comando, as quais definem os elementos do circuito a ser analisado (DUGAN R. C.; MONTENEGRO; BALLANTI, 2018).

O OpenDSS disponibiliza interface *Component Object Model* (COM) da Microsoft (MS), o que permite o desenvolvimento de novas funcionalidades integradas. Para tanto, o OpenDSS tem biblioteca de componentes que podem ser utilizados por meios de ferramentas de desenvolvimento, tais como *Visual Basic for Applications* (VBA), Visual Basic, C-Sharp, Java ou por programas como o *MATrix LABoratory* (MATLAB) entre vários outros (FREITAS, 2015). Tal característica do OpenDSS permite que os desenvolvedores criem bibliotecas próprias, para solução de problemas específicos. A Figura 3.1, adaptada de Freitas (2015), ilustra as interfaces do OpenDSS.

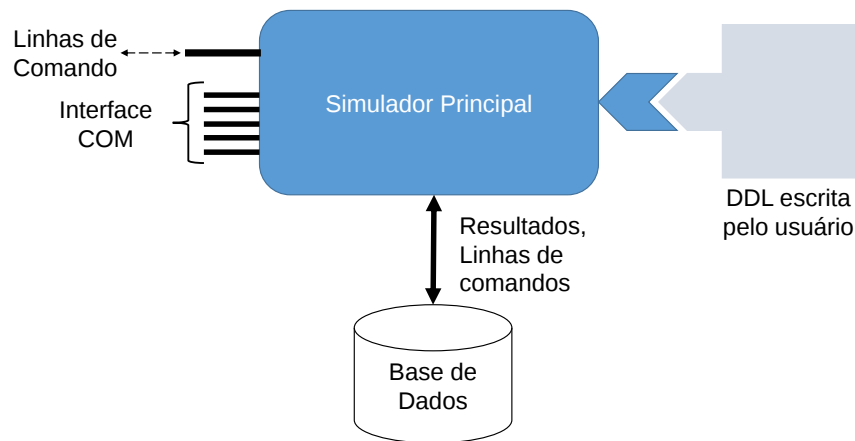


Figura 3.1 - Interfaces do software *Open Distribution System Simulator*.

Além das interfaces COM, o OpenDSS disponibiliza interface gráfica para o usuário (*Graphical User Interface* - GUI) possibilitando utilização de forma independente de programa externo, através da utilização de linhas de comando e arquivos de dados, tanto como fonte de dados de entrada como para apresentação dos resultados dos cálculos.

O OpenDSS possui diferentes recursos para simulação dos circuitos tais como: i) fluxo de potência instantâneo, ii) análise harmônica, iii) análise dinâmica e iv) estudo de curto-circuito (DUGAN R. C.; MONTENEGRO; BALLANTI, 2018). Além do fluxo de potência instantâneo (*Snapshot Power Flow*), o OpenDSS disponibiliza modos de simulação com vista a representar o comportamento do sistema em estudo com função de variações temporais denominados modos diário (*daily*) e anual (*yearly*) (PALUDO, 2014).

O ciclo de solução do OpenDSS é ilustrado na Figura 3.2, adaptada de Cunha (2011), na qual o OpenDSS une os elementos do circuito para executar a solução. Por meio da análise de fluxo de potência, desconsiderando as cargas (elementos *shunt*) e considerando os elementos passivos em série, é obtido o valor inicial da tensão. Com o intuito de obter todas correntes injetadas no sistema pelos elementos ativos, são realizados os ciclos de interação e adicionando os resultados no vetor $I_1, I_2, \dots, I_m$, posteriormente resolve-se o sistema, obtendo nova aproximação dos valores de tensão nas barras (CUNHA, 2011).

Outra característica desta ferramenta é que a mesma possibilita estudo de questões atuais do setor elétrico, como: i) a inserção de geração distribuída na rede de distri-

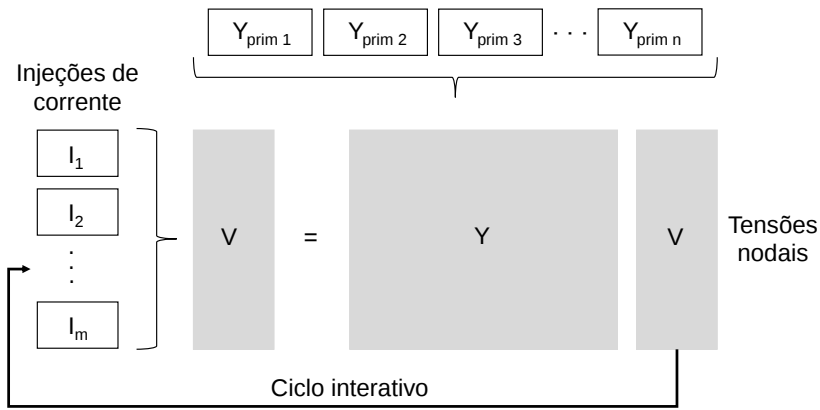


Figura 3.2 - Ciclo de solução do *Open Distribution System Simulator*.

buição, ii) a possibilidade de inclusão de parâmetros desbalanceados, iii) consideração de sistemas com seções trifásicas e monofásicas e iv) flexibilidade nos modelos de carga (PALUDO, 2014).

A linguagem de programação do OpenDSS é fundamentada nos elementos básicos do circuito para realização do processo de simulação, sendo que cada elemento possui o modelo correspondente no OpenDSS, representado por arquivo do tipo *.dss. Cada um dos elementos básicos do circuito é invocado de forma ordenada pelo OpenDSS por meio do arquivo principal **Master.dss**.

Assim, para realização do processo de simulação do circuito elétrico é necessária a extração das informações dos elementos de rede que o compõem, oriundas dos bancos de dados das concessionárias, onde cada elemento possui modelo pré-definido com base no modelo do sistema elétrico definido pelo OpenDSS, sendo que cada modelo possui conjunto mínimo de informações necessárias ao processo de cálculo. Caso alguma informação necessária não esteja presente na base de dados do circuito, é necessária a definição de valores padrões de forma a viabilizar o processo de cálculo.

Os resultados do processo de cálculo do OpenDSS podem então ser validados com os indicadores de tensão em regime permanente oriundos das campanhas amostrais instituídas pela ANEEL (ANEEL, 2008a), realizadas trimestralmente pelas concessionárias por meio de medições instaladas na rede de distribuição, possibilitando, caso necessário, o ajuste dos parâmetros de cálculo e identificação de possíveis informações técnicas incorretas presentes nas bases de dados da concessionária.

3.3 Considerações finais

Este capítulo apresentou as resoluções estabelecidas pelo órgão regulador do setor elétrico brasileiro, ANEEL, relacionadas aos procedimentos de distribuição de energia elétrica, com base em ferramenta computacional de referência. Isto possibilita às distribuidoras de energia simular e antecipar os resultados de suas informações antes de enviá-las à ANEEL para análise regulatória, identificando inconsistências e melhorias a serem corrigidas e analisando seus dados na mesma ótica a ser realizada pela ANEEL nos processos de fiscalização e revisão tarifária. Os conceitos e ferramentas apresentados neste capítulo serão utilizadas como substrato para o processo de otimização apresentado no próximo capítulo.

CAPÍTULO 4

TÉCNICAS DE CLASSIFICAÇÃO, INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS E OTIMIZAÇÃO

Este capítulo tem o intuito de apresentar os conceitos de agrupamento e classificação utilizando o algoritmo *Fuzzy C*-médias, os conceitos do sistema de informação geográfica, descrever os bancos de dados geográficos e fundamentos de simulação e métodos de otimização, utilizando algoritmo genético.

4.1 Agrupamento e classificação

O órgão regulador do setor elétrico brasileiro (ANEEL), por meio da Resolução Normativa 345/2008 denominada Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2008a), exige que as concessionárias do setor disponibilizem informações das coordenadas espaciais de suas redes de distribuição, solicitando que tais informações, incluindo conjunto de outros atributos, sejam enviados anualmente ao referido órgão regulador.

Considerando este cenário, a utilização de técnicas de mineração de dados é primordial para a análise da grande quantidade de informações disponíveis com vistas à obtenção de informações adicionais relevantes para análise da rede de distribuição. A técnica de agrupamento (*clustering*) é uma das mais utilizadas em mineração de dados (*data mining*) com o intuito de identificar padrões ocultos na base de dados, formando grupos similares (ROCHA, 2003). Assim, a técnica de agrupamento tem como propósito particionar o conjunto de dados de entrada em grupos (*clusters*) semelhantes, considerando critério específico pré-estabelecido, de forma que no *cluster* os dados possuem alto grau de similaridade entre si quando comparado com outros grupos.

Para o problema de agrupamento não há classes pré-estabelecidas e nem mesmo exemplos que orientem os tipos de relações desejáveis. Desta forma, o algoritmo utilizado neste processo é classificado como não supervisionado, podendo gerar diferentes grupos com base nos critérios estabelecidos. Assim, faz-se necessária a tarefa de pré-processamento dos dados antes de iniciar o agrupamento, como ilustrado na Figura 4.1, adaptada de Rocha (2003).

Rocha (2003) descreve a tarefa de pré-processamento com as seguintes etapas: i) seleção de características: seleciona de forma assertiva as características que compõem o processo de agrupamento, incluindo o máximo de informações relevantes possível,

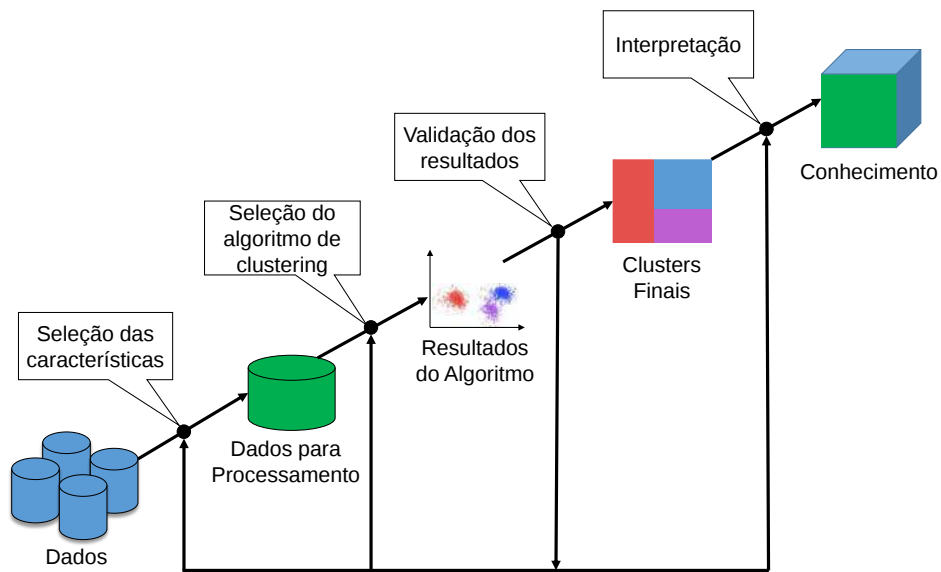


Figura 4.1 - Fluxo do processo de agrupamento.

sendo que o pré-processamento de dados poderá ser necessário, ii) algoritmo de agrupamento (*clustering*): realiza a seleção do algoritmo de agrupamento a ser utilizado, o qual é caracterizado pela medida de proximidade (quantifica o quão similares são dois pontos) e iii) critérios de agrupamento, expresso pela função objetivo ou pelo tipo de regra.

Ainda como etapa de pré-processamento, a **validação de resultado** verifica a assertividade dos resultados por meio da utilização de critérios e técnicas apropriadas e a **interpretação dos dados**, uma vez que em vários casos os especialistas necessitam cruzar as informações obtidas no processo de agrupamento com outras evidências experimentais com vistas a obter a conclusão correta (ROCHA, 2003).

De forma geral, as técnicas de agrupamento podem ser divididas em duas categorias: hierárquicas e não-hierárquicas (particionais). As técnicas hierárquicas utilizam árvore para montagem de sua estrutura. Os algoritmos não-hierárquicos subdividem seus dados em determinado número de subgrupos sem que haja relacionamento hierárquico entre eles (JAIN; DUBES, 1988).

Desta forma, com base em conjunto de padrões de entrada $X = \{x_1, \dots, x_N\}$, em que $x_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\} \in \mathbb{R}^d$ onde cada medida de x_{ij} é chamada de característica, atributo ou dimensão de dados, têm-se: i) o agrupamento particional busca a partição de X , $C = \{C_1, \dots, C_k\}$ com $k \geq N$, tal que $C_i \neq \emptyset$, $i = 1, \dots, k$ e $\bigcup_{i=1}^k C_i = X$ e ii) o agrupamento hierárquico busca construir a partição de X , $C = \{C_1, \dots, C_k\}$ a partir

de estrutura aninhada, $H = \{H_1, \dots, H_Q\}$ com $Q \leq N$, tal que, $C_i \in H_m$, $C_j \in H_l$, $C_i \subset C_j$ ou $C_i \cap C_j = \emptyset$, $\forall i, j$ com $i \neq j$ (JAIN; DUBES, 1988).

Jain e Dubes (1988) apresentam outra classificação dessas técnicas com base na forma de atribuição dos padrões dos grupos. Nesta classificação existem os agrupamentos *hard*, onde cada elemento é associado exclusivamente a determinado grupo, e os agrupamentos *fuzzy*, onde cada elemento pode pertencer a todos os k grupos com base no grau de pertinência $u_{i,j} = [0, 1]$, sendo que $u_{i,j}$ é o coeficiente de pertinência do j -ésimo elemento no i -ésimo grupo e que satisfaz $\sum_{i=1}^k u_{i,j} = 1$, $\forall j$.

4.1.1 Lógica nebulosa

O algoritmo *Fuzzy C*-médias (FCM) é originado dos estudos desenvolvidos por Lotfi A. Zadeh em 1970 (ZADEH, 2006), sendo que o mesmo cria os sistemas nebulosos (*fuzzy logic systems*), com base na representação e manipulação da imprecisão e da incerteza nas informações. A Figura 4.2, adaptada de Bittencourt e Osório (2002), ilustra os conjuntos lógicos.

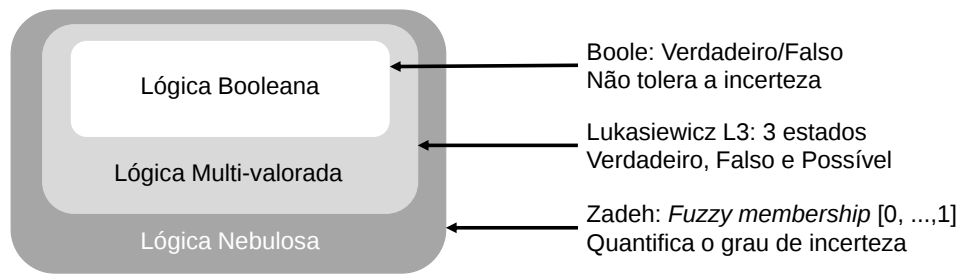


Figura 4.2 - Conjuntos lógicos, lógica de Boole, Lukasiewicz e a Lógica nebulosa de Zadeh.

Os sistemas nebulosos utilizam expressões que não podem ser tratadas pelos sistema de lógica clássica, o que faz com que a representação e manipulação do conhecimento seja abordado de forma mais adequada. Assim, a teoria nebulosa é extensão da teoria clássica, na mesma forma que a função de pertinência nebulosa é a extensão da função bivalente, sendo que a função de pertinência indica o grau de proximidade do elemento a dado conjunto.

Desta forma, considerando a teoria clássica, dado o subconjunto A do conjunto X , seus elementos simplesmente pertencem ou não ao conjunto X , o que denota o conceito de pertinência bivalorada. Isto pode ser expresso por (ROSS, 1995):

$$fA(x) = \begin{cases} 1 & \text{se e somente se } x \in A \\ 0 & \text{se e somente se } x \notin A \end{cases}$$

Na teoria de conjuntos nebulosos a função característica é mais ampla, possibilitando infinitos valores no intervalo $[0,1]$. Assim, o conjunto *fuzzy* A em X é o conjunto de pares ordenados expresso por:

$$A = \{\mu_A(x)/x\} \quad x \in X \quad (4.1)$$

na qual $\mu_A(x)$ é a função de pertinência de x em A e é definida como o mapeamento de X no intervalo fechado $[0,1]$, na forma:

$$\mu_A(x) : X \longrightarrow [0, 1] \quad (4.2)$$

A técnica de agrupamento *fuzzy* possibilita classificação abrangente, levando em consideração a proximidade dos elementos aos demais grupos, onde seus elementos podem pertencer a vários grupos, sendo atribuído o grau de pertinência a cada um deles. Na técnica de agrupamento convencional, um elemento pertence a único grupo específico (ROSS, 1995).

O algoritmo *Fuzzy C-médias* é fundamentado em modelo não-linear de otimização que realiza o agrupamento de características similares por meio de procedimento iterativo de minimização da função objetivo, a qual define critério de partição dos grupos com base nos graus de pertinência dos elementos aos seus respectivos grupos (BEZDEK, 1981).

Para este método, considerando o conjunto de dados $X = x_1, x_2, \dots, x_n$ onde x_k , em geral, é o vetor de características $x_k = [x_{k1}, x_{k2}, \dots, x_{kp}] \in R^p$ para todo $k \in 1, 2, \dots, n$ sendo R^p o espaço p -dimensional, o problema alvo de agrupamento *fuzzy* é encontrar a pseudopartição *fuzzy* que represente a estrutura dos dados o melhor possível. A pseudopartição *fuzzy* de X é a família de c subconjuntos *fuzzy* de X , denotada por $P = A_1, A_2, \dots, A_c$ que satisfaz (4.3) e (4.4).

$$\sum_{i=1}^c A_i(x_k) = 1 \quad (4.3)$$

na qual $\forall k \in 1, 2, \dots, n$ sendo que n representa o número de elementos do conjunto X , ou seja, a soma dos graus de pertinência do elemento em todas as famílias deve ser igual a um.

$$0 < \sum_{k=1}^n A_i(x_k) < n \quad (4.4)$$

na qual $\forall i \in 1, 2, \dots, c$ sendo que c representa o número de classes, ou seja, a soma dos graus de pertinência de todos os elementos de dada família deve ser menor que o número de elementos existentes no conjunto universo X .

Yonamine et al. (2002) descrevem a forma como o método *Fuzzy C-médias* utiliza algoritmo iterativo, cuja adequabilidade da pseudopartição a ser gerada é baseada na minimização do índice de desempenho e influenciada pela escolha dos centros dos *clusters* iniciais, pela ordem em que os vetores são processados, pelo método da medida de distância, pelas características geométricas dos dados e pelo critério de parada.

Desta forma, para a execução do algoritmo são utilizados os parâmetros de entrada: i) o número de agrupamentos a serem gerados, ii) inicialização dos centróides dos agrupamentos definidos, iii) o grau de pertinência dos elementos ao centróide de cada agrupamento *cluster*, iv) o índice de fuzzificação, que é a medida de distância $m \in (1, \infty)$, a qual define a distância permitida entre os pontos e os centros de *cluster* e v) o critério de parada $\varepsilon > 0$. A sequência de passos utilizados no método *Fuzzy C-médias* é dada por (YONAMINE et al., 2002):

Passo 1: Uma vez definido o número de clusters c e definido o número de amostras n , são atribuídos à matriz $P_{(c \times n)}$ os graus de pertinência iniciais, os quais podem ser informados ou calculados de forma aleatória. Assim, para $t = 0$ é definido $P^{(0)}$ como a pseudopartição $P = A_1, A_2, \dots, A_c$, atribuindo os graus de pertinência iniciais.

$$P = \begin{bmatrix} A_{11} & \dots & A_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{c1} & \dots & A_{cn} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Passo 2: No caso de $t = 0$ são fornecidos os c centros do *cluster* $V_1^{(t)}, V_2^{(t)}, \dots, V_c^{(t)}$ iniciais. Para $t > 0$ são calculados os c centros do *cluster* $V_1^{(t)}, V_2^{(t)}, \dots, V_c^{(t)}$ utilizando 4.6 para $P^{(t)}$, na qual o valor de m é fornecido.

$$V_i = \frac{\sum_{k=1}^n [A_i(x_k)]^m x_k}{\sum_{k=1}^n [A_i(x_k)]^m} \quad (4.6)$$

na qual V_i é o centro do *cluster*, A_i é a média ponderada dos dados e x_k é a m -ésima potência do grau de pertinência do conjunto *fuzzy* A_i , representando o peso do dado. O expoente de peso *fuzzy* m , com $m > 1$, determina o grau de **nebulosidade** da solução final, isto é, o grau de sobreposição entre os agrupamentos. O valor de m ocorre no intervalo $[1, \infty]$, sendo que quanto maior seu valor, menos os pontos dos elementos contribuem para a função objetivo e mais são considerados pertencentes a pseudopartição. Este parâmetro é determinado de acordo com o problema, sendo que não existe base teórica para escolha de m .

Passo 3: Atualize $P^{(t)}$ para $P^{(t+1)}$ usando o procedimento: para cada $x_k \in X$ e para todo $i \in 1, 2, \dots, c$, se $\|x_k - V_i^{(t)}\|^2 > 0$, calcule o grau de pertinência do elemento x_k à classe A_i utilizando (4.7), sendo as classes A_i selecionadas em ordem pré-definida ou aleatoriamente.

$$A_i^{(t+1)} = \left[\sum_{j=1}^c \left(\frac{\|x_k - V_i^{(t)}\|^2}{\|x_k - V_j^{(t)}\|^2} \right)^{1/m-1} \right]^{-1} \quad (4.7)$$

Assume-se que $\|\hat{A}\Delta\|$ é a norma indicada para o produto interno no espaço R^p e $\|x_k - V_i^{(t)}\|^2$ representa a distância entre x_k e V_i .

Por meio de (4.7), a distância de cada elemento x_k ao centro de V_i da pseudopartição atual A_i é comparada à distância do mesmo elemento ao centro de *cluster* V_j de todas as demais pseudopartições A_j , de modo a atribuir o grau de pertinência ao elemento x_k no *cluster* A_i que seja proporcional ao seu grau de pertinência aos demais *clusters* A_j .

Quando $\|x_k - V_i^{(t)}\|^2 = 0$ para algum $i \in I \subseteq 1, 2, \dots, c$, o que indica que x_k corresponde ao centro do *cluster* V_i , defina $A_i^{(t+1)}(x_k)$ como o número real não negativo que satisfaz (4.8) e defina $A_i^{(t+1)}(x_k) = 0$ para $i \in 1, 2, \dots, c - I$.

$$\sum_{i \in I} A_i^{(t+1)}(x_k) = 1 \quad (4.8)$$

Em casos como este, quando o elemento coincide com o centro de *cluster* de determinada classe A_i , o ideal é que o algoritmo atribua a tal elemento o grau de pertinência máximo, dado por (4.3), àquela classe e o grau de pertinência mínimo (zero) às demais classes. No entanto, o teste realizado em (4.8) se torna necessário, uma vez que este elemento pode ter sido associado a outras classes com grau de pertinência > 0 , se A_i não for a primeira classe selecionada pelo algoritmo.

Passo 4: Como critério de parada, compare $P^{(t)}$ e $P^{(t+1)}$. Se $|P^{(t)} - P^{(t+1)}| \leq \varepsilon$, então pare; caso contrário, faça $t = t + 1$ e retorne ao **Passo 2**. Neste teste, $|P^{(t)} - P^{(t+1)}|$ denota a distância entre $P^{(t+1)}$ e $P^{(t)}$, dado por:

$$|P^{(t)} - P^{(t+1)}| = \max_{i \in N_c, k \in N_n} |A_i^{(t+1)}(x_k) - A_i^{(t)}(x_k)| \quad (4.9)$$

A expressão (4.9) verifica, para todos os agrupamentos, se a diferença máxima entre o grau de pertinência de qualquer elemento x_k , para dado agrupamento A_i na iteração atual e na iteração anterior é menor que o erro ε definido *a priori*. Caso positivo, o algoritmo deve ser interrompido, retornando os graus de pertinência atuais de todos os elementos em todos os agrupamentos inicialmente definidos. Assim, quanto menor o valor de ε , maior o número de passos e, conseqüentemente, mais refinada é a pseudopartição final obtida.

4.2 Sistemas de informações geográficas

O termo Sistema de Informação Geográfica (SIG) é utilizado para definir sistemas que possuem conjunto de ferramentas para tratamento computacional de dados espaciais, os quais representam objetos do mundo real considerando seu posicionamento geográfico (sistema de coordenadas) e a interligação espacial entre os mesmos (INPE, 1996).

Para Frederick (1999), os SIG possuem ampla gama de aplicações, nas mais diversas áreas, tais como agricultura, cadastro urbano e redes de concessionárias (energia, água, telefonia), podendo destacar três principais maneiras de utilizá-los: i) como suporte para análise espacial de fenômenos, ii) como ferramenta para produção de mapas e iii) como banco de dados geográfico, possibilitando o armazenamento, recuperação e manutenção das informações espaciais.

Segundo Souza (1997), a capacidade de manipular dados espaciais e de realizar análises espaciais complexas dão aos SIG a vantagem qualitativa e quantitativa quando

comparados aos sistemas computacionais convencionais, possibilitando a realização de análises de cenários, planejamento, detecção e análise de mudanças e modelos de decisão. Os SIG realizam interação com várias outras tecnologias, uma vez que suas ferramentas são complementos das ferramentas convencionais de mercado. Isto possibilita que o SIG retrate o mundo real de forma mais consistente, implementando mecanismos distintos de manipulação de dados espaciais, possibilitando todos os demais controles convencionais de dados utilizados nos sistemas de mercado (INPE, 1996).

A Figura 4.3, adaptada de INPE (1996), ilustra o relacionamento entre os componentes presentes no SIG. Os sistemas a serem desenvolvidos utilizando o SIG podem usar de forma distinta cada componente com base em suas necessidades. Assim, o desenvolvimento do SIG antecipa o desenvolvimento de sistema mais amplo, uma vez que além da presença da estrutura básica dos sistemas convencionais, é acrescida variedade de algoritmos e estruturas de dados que possibilitam a representação das concepções do mundo real.

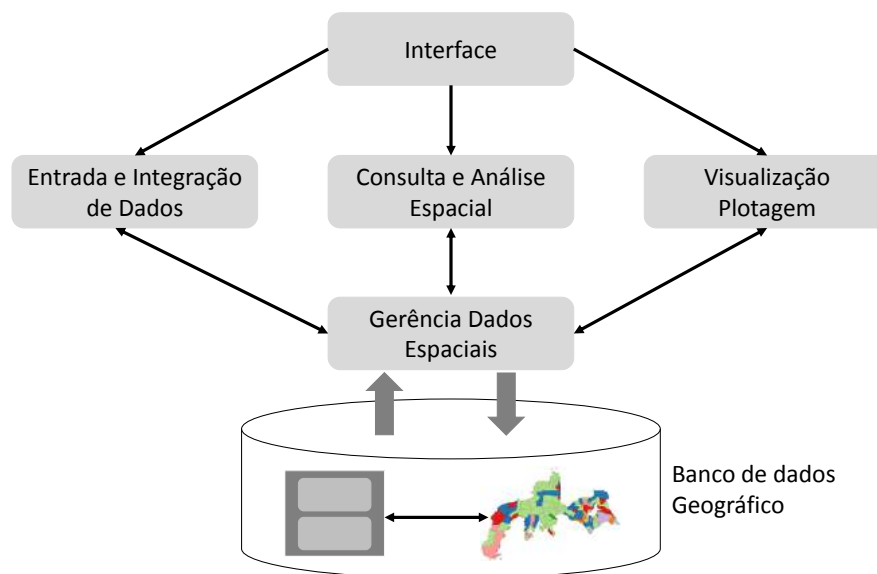


Figura 4.3 - Arquitetura de sistemas de informação geográfica.

O SIG objetiva representar os elementos localizados na superfície terrestre, sendo que para tal representação há série de modos possíveis com base nos modelos **raster** e **vetorial**. As principais representações utilizadas no SIG são: i) mapas temáticos, ii) mapas cadastrais, iii) redes, iv) imagens e v) modelos numéricos de terreno. Para a representação da rede de distribuição de energia, por exemplo, são usualmente

utilizados os mapas cadastrais e de rede. Os mapas cadastrais são compostos por elementos denominados objetos geográficos, os quais possuem topologia e atributos associados, podendo ser representados em diferentes escalas no mapa. O armazenamento da parte gráfica é realizado em formato vetorial (INPE, 1996).

Para análise das feições geográficas dos mapas cadastrais pode ser aplicado o conceito de sobreposição de camadas (*layers*), uma vez que tal representação pode conter inúmeras camadas, sendo que cada camada objetiva representar um tema diferente do mundo real. Assim, por meio deste conceito é possível correlacionar informações de camadas distintas, criando novos temas para o mesmo espaço geográfico (FIDALGO, 2005).

4.2.1 Banco de dados geográfico

O sistema SIG possui Banco de dados Geográfico (BDG), o qual é a extensão do banco de dados convencional e objetiva prover visão abstrata dos dados espaciais, tornando transparente para o usuários os detalhes de como as informações são armazenadas. O modelo do BDG possui conjunto de geometrias que formam estrutura hierárquica de elementos e planos de informação, denominados camadas ou *layers*. Estas camadas são formadas por conjuntos de elementos, os quais são associados ao tipo espacial primitivo. A Figura 4.4, adaptada de Cavalcanti (2005), ilustra a estrutura hierárquica dos tipos de dados espaciais.

4.3 Sistema, modelo e simulação

Segundo Banks et al. (2005) o sistema é o grupo de objetos reunidos em interdependência regular ou em alguma interação com o objetivo de atingir algum propósito. Chwif e Medina (2015) definem sistema como o conjunto de elementos interligados com a finalidade de realizar determinado objetivo, no qual recebe dados de entrada e provê dados de saída.

No entendimento e análise do sistema, alguns termos devem ser definidos: i) **entidade**, que é o objeto de interesse, ii) **atividade**, que representa o período específico de tempo de duração e iii) **evento**, ocorrência instantânea que afeta o estado do sistema (BANKS et al., 2005). Law e Kelton (2000) adicionam aos termos apresentados o **estado**, definido como conjunto de variáveis necessárias para descrever, em determinado momento, o sistema.

Para Lemes (2011) elementos no sistema realizam conexões lógicas e físicas determinando a estrutura. Assim, a estrutura do sistema pode ser definida como a rede

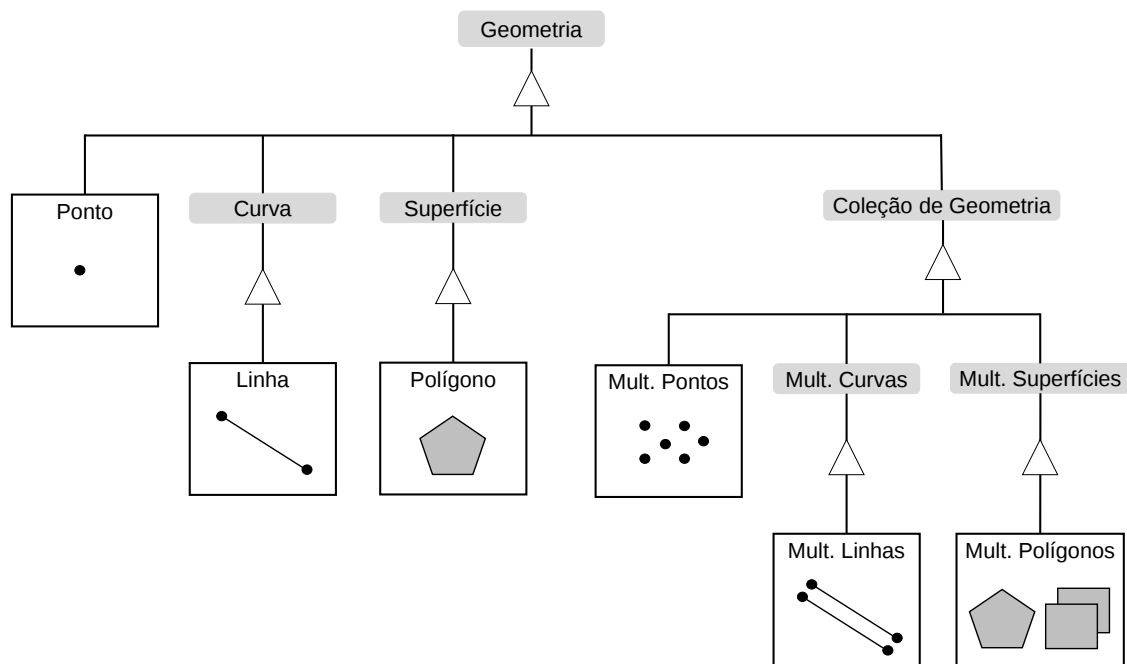


Figura 4.4 - Tipos espaciais primitivos.

formada pela interconexão dos elementos que o constituem, ou seja, a estrutura do sistema pode ser compreendida com base na forma como os elementos são conectados ou relacionados, estabelecendo seu *layout*, geometria ou topologia (lógica ou física).

Para análise das características importantes do **sistema** é definido o **modelo**, o qual é a representação limitada do universo do sistema, contendo interfaces com o mundo externo por meio das fronteiras que o delimitam (CURY, 2001). Segundo Costa (2004), se o modelo definido representar o sistema de forma adequada, vários estudos são possíveis, sem o risco, custo ou inconvenientes da manipulação do mundo real.

O modelo objetiva ser mais simples que o sistema que o origina, considerando apenas os elementos relevantes do sistema (GAVIRA, 2003). Chwif e Medina (2015) afirmam que caso o modelo se aproxime do sistema de origem, o mesmo se torna mais complexo que o próprio sistema que se propõe modelar e portanto, perde seu objetivo fim, deixando de ser modelo para se tornar problema. Desta forma, o ponto central do processo de modelagem de sistema é a definição das variáveis que o compõem e da relação entre elas, com base nos objetivos definidos.

A definição do modelo para o sistema permite a construção do simulador, por meio do qual se realizam simulações que antecipam características e comportamentos do sistema, os quais seriam observados, em geral, apenas com o sistema em funcionamento. A simulação é técnica utilizada para realizar experiências em determinado sistema por meio do modelo definido para representá-lo. Assim, as variáveis de entrada definidas para o estudo do modelo são inseridas e os resultados são obtidos apresentando o comportamento do sistema frente ao processo de simulação (GAVIRA, 2003).

Segundo Ehrlich (1985), a simulação é o método que utiliza o modelo matemático do sistema para estudar o desempenho do mesmo. Neste processo, são realizadas manipulações no modelo e análise dos resultados de forma a se definir os fatores que afetam o sistema. Desta forma, por meio do modelo estabelecido, é possível realizar série de experimentos em diferentes condições e, conseqüentemente, determinar qual condição aplicada gera o melhor resultado.

4.4 Processo de otimização

O processo de otimização pode ser utilizado para melhorar o desempenho de determinado sistema. Para isto é necessária a descrição do modelo que represente este sistema e a construção do simulador que possa manipular as variáveis que representam o sistema em estudo. A Figura 4.5, adaptada de Magalhães (2020), ilustra o fluxo do processo de otimização.

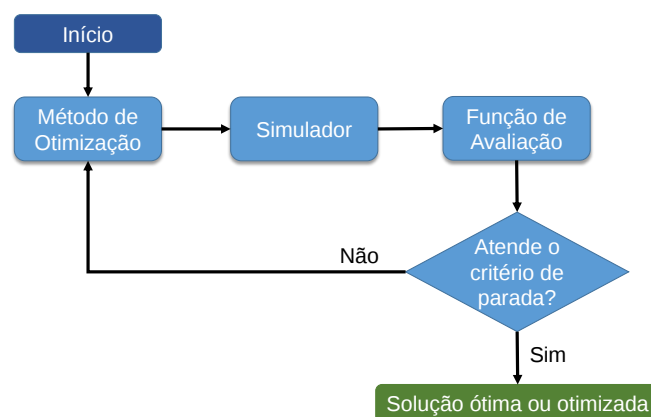


Figura 4.5 - Fluxograma do processo de otimização.

No processo de otimização, a função de avaliação mede a distância que cada conjunto

de parâmetros de entrada (possível solução do problema) está do ponto ótimo. A função de avaliação mensura os resultados a partir da métrica definida no início do processo e normalmente depende dos parâmetros de saída para avaliar cada solução testada. Os métodos de otimização realizam manipulações nas variáveis de entrada, buscando a melhor solução possível (CALIXTO, 2012).

4.4.1 Métodos de otimização

Polak (1971) descreve que os algoritmos utilizados para resolução de problemas de otimização podem ser de natureza determinística ou heurística. Os métodos determinísticos são eficientes para funções contínuas, sendo previsíveis a cada iteração uma vez conhecido seu ponto de partida, possuem velocidade de convergência elevada e reduzido esforço computacional. Os métodos heurísticos são métodos probabilísticos, ideais para resolução de problemas que apresentam descontinuidade e elevado número de variáveis (BRANDÃO, 2010), (SCHWAAB, 2005).

Os métodos heurísticos utilizam regras de probabilidade aplicadas de maneira aleatória para a busca do resultado ótimo ou otimizado. Estes métodos não necessitam de informações de descontinuidade ou de derivação da função de avaliação, além disto, como trabalham com probabilidade, estes métodos tem menor chance de convergir para mínimos locais, quando comparados aos métodos determinísticos (OLIVEIRA, 2015).

Nos métodos heurísticos, mantida as condições iniciais, podem ser obtidos valores otimizados distintos a cada execução (CALIXTO, 2012). Os métodos heurísticos são mais robustos quando comparados com os métodos determinísticos, uma vez que permitem obter solução ótima ou otimizada mesmo para o conjunto de soluções que possuam inúmeros ótimos locais. Em contrapartida, os métodos heurísticos requerem maior poder computacional, além de maior tempo de processamento, uma vez que o número de cenários a serem avaliados é maior que nos métodos determinísticos (ARAÚJO, 2020). Nos métodos de otimização heurística, uma das técnicas que se destaca é o algoritmo genético.

4.4.2 Algoritmos genéticos

Segundo Lacerda e Carvalho (1999) no algoritmo genético cada indivíduo representa uma possível solução para o problema, sendo que o grupo de indivíduos forma a população, na qual cada indivíduo é atribuída único valor de aptidão (*fitness* ou nota) correspondendo ao seu grau de aproximação com a solução ótima ou otimizada.

Para o algoritmo genético a estrutura de dados que representa o conjunto solução do espaço de busca é denominado cromossomo, sendo que no processo de otimização o mesmo é submetido à manipuladores genéticos e operadores genéticos.

Com o intuito de prevenir que o indivíduo mais apto se perca no processo de manipulação genética, é utilizado o método do elitismo, o qual garante que, a cada geração o desempenho do algoritmo genético cresça. O manipulador genético elitismo garante que os melhores indivíduos não sejam perdidos, podendo ser chamada de seleção elitista (IYODA, 2000). No elitismo o melhor indivíduo é mantido para a próxima geração sem que seja aplicado o operador genético de mutação. Calixto (2010) expõe que a manutenção do melhor indivíduo da geração g , na nova geração $g + 1$, garante ao menos que a função de avaliação $f(x)$ seja igual ou melhor que a obtida na geração anterior, considerando o pior caso em que na geração $g + 1$ nenhum indivíduo melhor seja gerado.

O manipulador genético de seleção é aplicado com o intuito de escolher os melhores indivíduos, emulando o processo de seleção natural biológico (OLIVEIRA, 2015). Para a aplicação do manipulador genético de seleção existem vários métodos, dentre os quais podem ser destacados: o método da roleta e a seleção por torneio. No método da roleta os indivíduos são selecionados de forma probabilística a partir de sua aptidão, os indivíduos mais aptos têm maior probabilidade de serem selecionados para aplicação do operador genético de cruzamento (OLIVEIRA, 2015). O método do torneio realiza a seleção de m indivíduos com probabilidade de escolha iguais, sendo que os indivíduos com maior aptidão, dentro do grupo de selecionados, são escolhidos para gerar os novos descendentes (GOLDBERG; HOLLAND, 1988).

Segundo Iyoda (2000), outros possíveis métodos de seleção são: i) seleção por diversidade, na qual os indivíduos mais diversos da população são selecionados, ii) seleção bi-clássica, na qual são selecionados os $P\%$ melhores indivíduos e os $(100 - P\%)$ piores indivíduos, iii) seleção aleatória, na qual os indivíduos da população são selecionados aleatoriamente, sendo que esta seleção pode ser dividida em **salvacionista**, onde o melhor indivíduo é diretamente selecionado e os demais aleatoriamente, e **não-salvacionista**, onde todos os indivíduos são selecionados aleatoriamente.

Uma vez realizada a seleção dos indivíduos para serem os genitores da próxima geração, são aplicados sobre eles os operadores genéticos de cruzamento e mutação, com o intuito de produzir variabilidade na população. Os operadores agem de forma aleatória e são responsáveis pela geração de novos indivíduos a partir da população anterior, produzindo diversidade cromossômica por meio da inserção de novas infor-

mações na população, sendo que cada novo indivíduo gerado é, em teoria, melhor que seu genitor (GONÇALVES, 2016).

Calixto (2010) ressalta que o operador de cruzamento possui papel importante no AG, podendo ser considerado como uma das estruturas responsáveis pela eficiência do mesmo, realizando a **busca global** (*exploration*). O operador de mutação tem o intuito de garantir a variabilidade genética na população, alterando arbitrariamente os valores do gene de determinado indivíduo. Assim, tal operador introduz variação extra na população incluindo característica não presentes nas populações anteriores, realizando a **busca local** (*exploitation*).

Na literatura são vários os tipos de operadores de cruzamento existentes. Segundo Soares (1997) o primeiro operador de cruzamento é proposto por Holland (1975) denominado cruzamento com único ponto de corte. Posteriormente surgem outras formas de cruzamento: i) múltiplos pontos de corte, ii) uniforme, iii) simples (*simple crossover*), iv) heurístico (*Crossoverheuristic*), v) cruzamento entre vários indivíduos simultâneamente (CEVI), vi) cruzamento por variável (CPV) e vii) outros.

No operador de cruzamento simples é utilizada variável binária probabilística de decisão ψ , na qual para $\psi = 0$ não ocorre troca de genes e para $\psi = 1$ há a troca gerando novos descendentes, como ilustrado na Figura 4.6, adaptada de Barbosa (2013). No cruzamento heurístico é selecionado o pai com maior aptidão, sendo que a variável r especifica o quão longe o filho está em relação ao melhor pai, onde r é um número aleatório pertencente ao intervalo $[0, 1]$. Assim, considerando que os pais são c^1 e c^2 e que o melhor pai é o c^1 , o filho f gerado é expresso por: $f = r \cdot (c^1 - c^2) + c^2$ (OLIVEIRA, 2008).

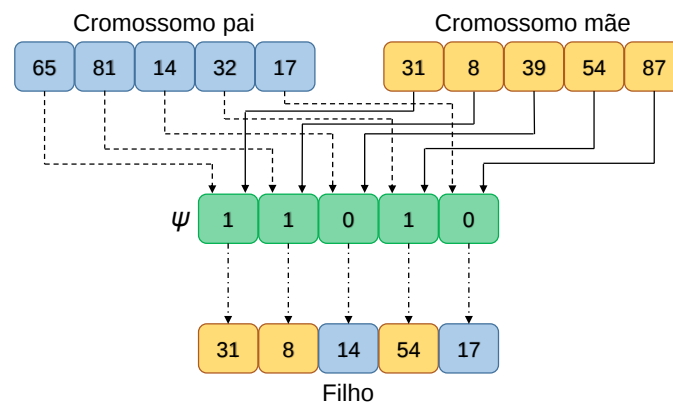


Figura 4.6 - Operador de cruzamento simples.

Dentre a gama de operadores de mutação disponíveis, os mais utilizados são o operador de mutação uniforme e o operador de mutação gaussiano. O operador de mutação uniforme realiza simples substituição do gene por valor aleatório dentro do intervalo preestabelecido $[V_{min}, V_{max}]$, sendo que o número aleatório é gerado com base na distribuição uniforme. O operador de mutação gaussiano é derivação do operador de mutação uniforme, uma vez que a seleção do número aleatório que substitui o gene é realizada por distribuição normal, na qual $N(\pi, \sigma)$ é a distribuição normal com média π e desvio padrão σ .

A função de avaliação objetiva representar o problema a ser otimizado e fornecer medida de aptidão (nota/*fitness*) para cada indivíduo da população. Assim, a função de avaliação deve conter todos as variáveis relevantes para a solução do problema proposto e o valor obtido por meio desta função reflete o quanto as variáveis envolvidas são representativas na solução do problema (GOLDBERG; HOLLAND, 1988). A Figura 4.7, adaptada de Magalhães (2020), ilustra a estrutura genérica do algoritmo genético clássico.

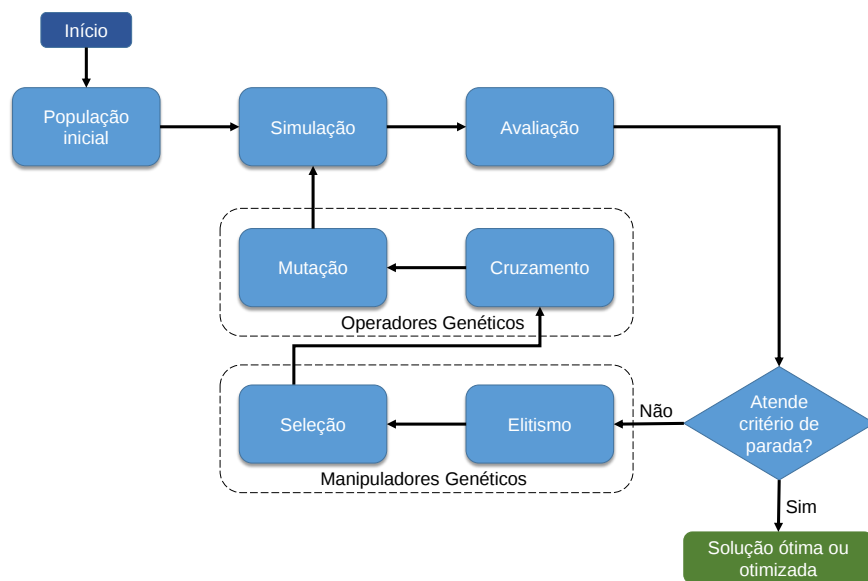


Figura 4.7 - Fluxograma do algoritmo genético clássico.

O AG permite a utilização de diferentes critérios de parada tais como: i) número de gerações a serem realizadas, ii) definição do valor da função objetivo a ser obtido, iii) quando a aptidão (*fitness*) do melhor indivíduo não melhorar após determinado número de gerações, iv) quando as aptidões dos indivíduos de dada população tornar-se próxima, não havendo diversidade na população e v) várias outras (LINDEN, 2008),

(REIS, 2014). Considerando o não atendimento do critério de parada, nova geração é criada objetivando a escolha dos melhores indivíduos, sendo o primeiro passo a aplicação dos manipuladores genéticos elitismo e seleção.

4.5 Considerações finais

Este capítulo apresentou os conceitos relacionados ao processo de agrupamento e classificação utilizando o algoritmo *Fuzzy C*-médias. Apresentou ainda os conceitos do banco de dados geográficos, o qual além de possuir informações convencionais, disponibiliza as informações geográficas dos elementos da rede. São apresentados ainda os conceitos relacionados ao processo de otimização, destacando que para realização da otimização é importante a correta definição do sistema e de seus elementos que constituirão o modelo que fará parte do processo de simulação. Os conceitos apresentados neste capítulo são a base para a aplicação da metodologia apresentada no próximo capítulo.

CAPÍTULO 5

METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia proposta neste trabalho utilizando a aplicação de modelo espacial para análise e otimização da rede de distribuição de energia elétrica. O objetivo é reduzir as transgressões de tensão, construindo ferramenta com camadas de soluções, destacando o papel de cada etapa no processo e a correlação entre as mesmas. Para tanto, é apresentado o algoritmo de inserção de geração distribuída fotovoltaica, método de otimização e a modelagem dos elementos da rede de distribuição de energia a serem utilizados.

5.1 Gestão da informação

Em 16 de dezembro de 2008 a ANEEL publica a Resolução 345/2008 denominada Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), a qual determina que, em até 24 meses, as distribuidoras devem manter as informações estruturais, topológicas e elétricas dos sistemas de distribuição de alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão (BT) em Sistemas de Informações Geográficas (SIG), incluindo as informações de todos os acessantes (ANEEL, 2008b).

Esta resolução, por meio do Módulo 6, estabelece as informações requeridas e obrigações às distribuidoras quanto à gestão das informações de seus sistemas de distribuição, sendo que para cada elemento da rede de distribuição são definidas as informações básicas a serem geridas. Assim, a referida resolução faz com que as distribuidoras realizem o levantamento geográfico em campo de suas redes de distribuição e acessantes com base na estrutura de dados exigidos pela ANEEL, mudando substancialmente a gestão de informação das concessionárias de energia. Posteriormente, a Resolução 345/2008 é continuamente atualizada, sendo a Resolução 775/2017 sua última versão, a qual aumenta de 614 para 1196 o número de atributos obrigatórios a serem informados à ANEEL anualmente por meio de arquivos *shapefile*¹ (ArcGIS).

Assim, a partir das exigências da ANEEL, as distribuidoras passam a ter banco de dados convencionais (BD) geográficos (BDG) para o armazenamento e controle dos atributos obrigatórios e dos processos envolvidos, tais como: i) cadastro de ativos, ii) manutenção, iii) planejamento, iv) projetos e v) operação, disponibilizando, consequentemente, elevado volume de informações integradas de sua rede de distribuição,

¹Formato de arquivo contendo dados espaciais em forma de vetor, utilizado por Sistemas de Informação Geográficas (SIG), desenvolvido e regulamentado pelo *Environmental Systems Research Institute* (ESRI).

tanto com informações históricas quanto em tempo real.

Como o objetivo deste trabalho é aplicar o modelo espacial na análise e otimização da rede de distribuição de energia, é necessário realizar simulações da rede elétrica de distribuição. Para viabilizar o processo de simulação é necessária a obtenção das informações nos bancos de dados de origem (convencionais e geográficos) e carga destas informações para a base de dados (BaD) da ferramenta computacional proposta, sendo que tal carga é realizada por meio de interface de extração, transformação e carga (*Extract, Transform, Load* – ETL). Para os dados geográficos é necessária a utilização de serviço SIG para manipulação das informações, dado o tipo de dados não convencionais (ponto, linha e polígono). A Figura 5.1 ilustra os BD da distribuidora e o fluxo destes dados para a BaD utilizada pela ferramenta computacional proposta.

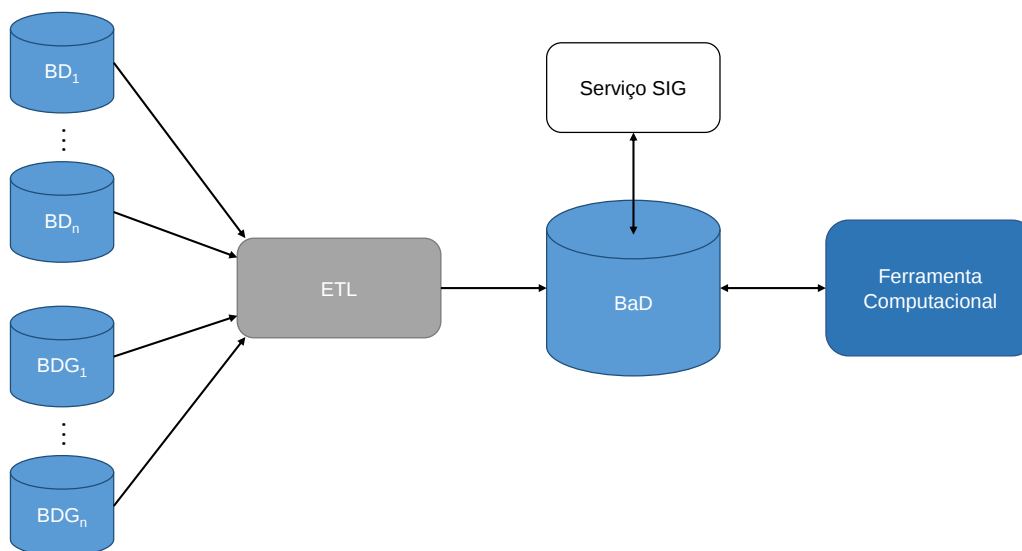


Figura 5.1 - Fluxo de construção da base de dados.

A ferramenta proposta é desenvolvida no modelo em três camadas (*3-Tier Model*) de forma a dar mais flexibilidade para o uso de tecnologias e independência quando da alteração de partes do código. Nesta arquitetura o desenvolvimento é dividido em: i) camada de apresentação: responsável pela interação com o usuário, apresentando e recebendo dados processados por meio de suas funções, ii) camada de negócio: concentra todas as regras de negócio do sistema, toda a lógica específica a ser aplicada nos dados trafegados entre o usuário e base de dados e iii) camada de dados: responsável por executar as requisições da camada de negócio nos bancos de dados,

de forma que alteração na BaD afetem apenas esta camada. A Figura 5.2 ilustra a arquitetura utilizada na ferramenta proposta.

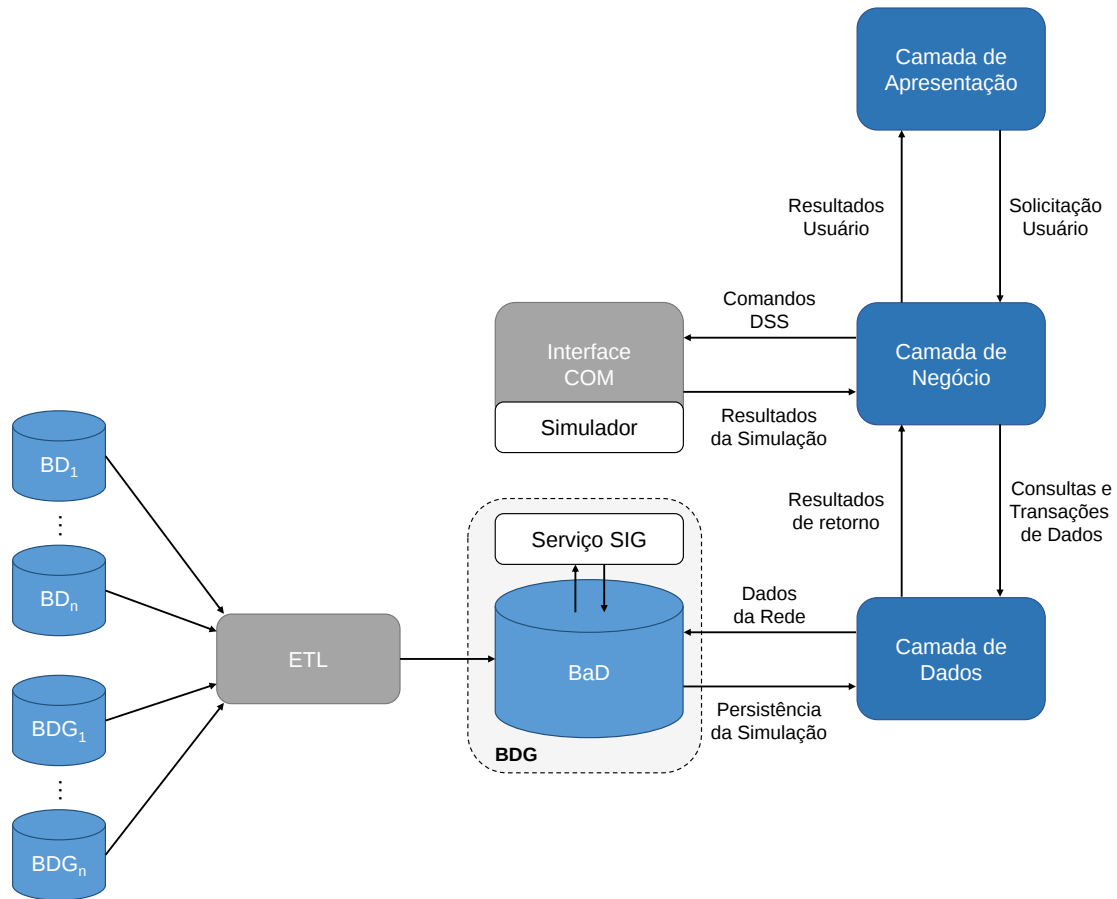


Figura 5.2 - Arquitetura da ferramenta computacional proposta.

A ferramenta proposta é Sistema de Informações Geográficas (SIG), uma vez que manipula tanto dados convencionais quanto geográficos, realizando consultas e correlações espaciais entre os objetos espaciais da BaD denominados *featureclass*². Na camada de negócio o desenvolvimento é realizado de forma a encapsular as regras e funções possibilitando sua reutilização por diferentes partes do sistema e até mesmo por aplicativos externos, sendo que no caso deste trabalho é realizada a comunicação desta camada com as bibliotecas do *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) por meio da *interface Component Object Model* (COM).

A camada de dados utiliza bibliotecas de mapeamento objeto-relacional (*frameworks*

²Coleções homogêneas de geometria (pontos, linhas e polígonos) representando objetos similares (estradas, municípios,...).

Object-relational mapping – ORM) que possibilitam a correlação das tabelas da BaD com classes dentro do código-fonte do sistema e de registros destas tabelas com instâncias das classes correspondentes. Devido ao referido mapeamento, a ferramenta computacional é independente da tecnologia dos BD utilizada.

5.2 Tratamento dos dados oriundos dos bancos de dados

Os BD que armazenam as informações relativas aos processos técnicos e comerciais das distribuidoras possuem grandes volumes de dados históricos e de atualizações de informações em tempo real. Além disto, os modelos de dados construídos objetivam atendimento de informações regulatórias e necessárias para controle dos processos da distribuidora. Assim, para realização da carga de dados na BaD da ferramenta computacional, faz-se necessário o tratamento dos dados de origem por meio das atividades de limpeza e saneamento das informações, com a finalidade de corrigir inconsistências e/ou completar informações necessárias para a aplicação da metodologia proposta.

Na atividade de limpeza o objetivo é a validação e correção das informações que apareçam fora do padrão definido no modelo de dados. Já na atividade de saneamento é realizada a inserção de dados faltantes, respeitando as regras de integridade definidas na modelagem. A falta de informações (atributos) nos BD das distribuidoras, necessárias à aplicação da metodologia, não é erro e ocorre pela falta de necessidade da distribuidora em controlar determinadas informações de forma pontual.

As inconsistências ocorridas nos BD da distribuidora são relacionadas a fatos tais como: i) o atributo não é definido como obrigatório na modelagem e não é levantado em campo ou escritório, ii) o atributo é definido como obrigatório, mas são inseridos valores incorretos pelo funcionário, iii) atributos para a mesma informação modelados em BD distintos, com o mesmo domínio de dados, ocasionando possíveis inconsistências de informações e iv) atributos para a mesma informação modelados em BD distintos com domínio de dados diferentes. Os eventos mais críticos de falhas cadastrais, que impactam na aplicação da metodologia, são relacionados às informações de ramais de serviço, consumidores de BT, segmentos de BT e transformadores de distribuição.

5.3 Fluxograma da metodologia proposta

A metodologia proposta envolve o conjunto de diferentes tecnologias e etapas de análise, tratamento e integração de dados com vistas a possibilitar a obtenção de

cenários otimizados de acordo com os objetivos propostos neste trabalho, utilizando a base de dados georreferenciada da rede de distribuição. A Figura 5.3 ilustra as etapas envolvidas neste processo, as quais são divididas em grupos com base na disposição dos papéis dentro do fluxo da metodologia: i) **sistema de informação geográfica**: ambiente de acesso e apresentação das informações da BaD da rede de distribuição e análise espacial do consumo médio dos clientes em quadículas e ii) **simulador da rede de distribuição**: responsável pelos cálculos elétricos da rede objetivando a identificação dos pontos de transgressão de tensão.

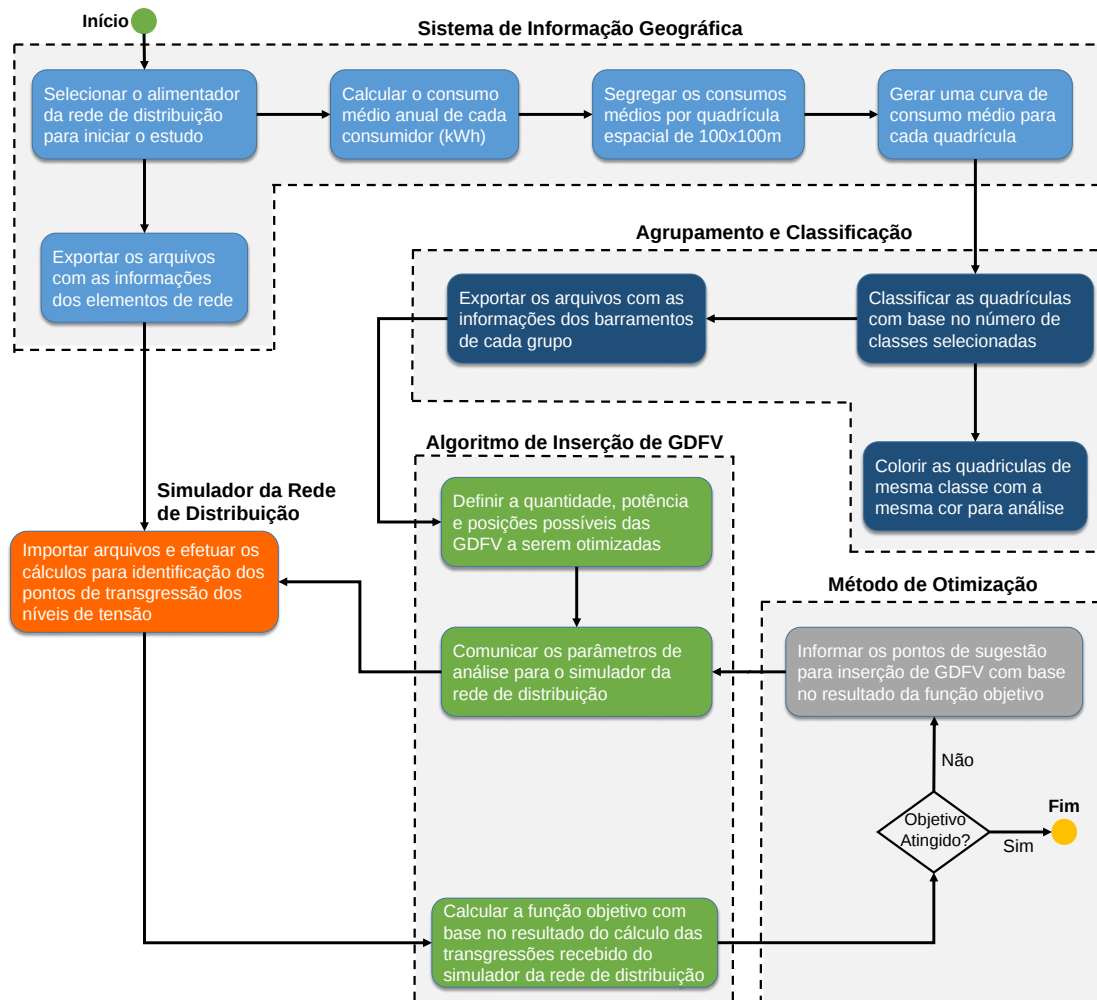


Figura 5.3 - Fluxograma da metodologia proposta.

Ainda como papéis definidos dentro das etapas da metodologia, têm-se: i) **agrupamento e classificação**: aplicação do algoritmo *Fuzzy C*-médias para clusterização das quadículas em número de *clusters* pré-definidos, ii) **algoritmo de inserção de**

geração distribuída fotovoltaica (GDFV): definição dos parâmetros de inserção de GDFV (potência, quantidade, posições e outros) para o processo de otimização e iii) **método de otimização:** algoritmo genético com o intuito de minimizar as transgressões do nível de tensão.

5.3.1 Camada de apresentação

As etapas de desenvolvimento deste trabalho são originalmente, fundamentadas nos dados georreferenciados da rede de distribuição de energia. Portanto, é desenvolvida a camada de apresentação da ferramenta computacional com a finalidade de fornecer o conjunto de funcionalidades em ambiente que possibilite a visualização das informações da rede e a definição da área de escopo para o processo de otimização da inserção de GDFV.

Na tela inicial da ferramenta são apresentados os municípios do estado de forma vetorizada sobre o serviço de mapas *web*, permitindo a correta identificação espacial dos dados. Na parte superior da tela inicial, insere-se o *menu* com as opções: i) ações básicas do sistema SIG, ii) carga de dados, iii) cálculos elétricos, iv) histograma de consumo, v) agrupamento e classificação e v) exportação de dados.

5.3.2 Carga e exportação dos dados da rede de distribuição

Para iniciar o processo de análise de determinado circuito é necessário realizar a ação de carga dos dados deste circuito provenientes dos BD da distribuidora para a BaD da ferramenta. Assim, a referida ação de carga disponibiliza local específico para seleção de um ou mais circuitos para estudo. Uma vez realizada a carga dos dados dos circuitos é disponibilizada a ação de simulação, onde o usuário seleciona a subestação e circuito para realizar a simulação.

A ação de simulação realiza os cálculos de fluxo de potência com o objetivo de identificar a existência de segmentos de rede com transgressão de nível de tensão e apresenta como resultado o desenho vetorial do circuito no mapa da tela principal, destacando os segmentos com transgressão de tensão na cor vermelha e gera arquivos com instruções no formato *.dss para os elementos de rede, seguindo modelos específicos, como: i) alimentador, ii) segmento de MT e BT, iii) código do condutor, iv) ramal, v) transformador, vi) curva de carga, vii) consumidor de MT e BT, viii) regulador de tensão, ix) capacitor e x) coordenadas dos barramentos.

As informações dos segmentos com transgressão de tensão, além de identificarem a necessidade ou não da proposição de inserção de GD, são utilizadas como base

inicial para o algoritmo de otimização, uma vez que estabelecem o valor inicial da função objetivo a ser minimizado através do processo de otimização proposto.

5.3.3 Espacialização das informações da rede de distribuição

A primeira etapa para viabilizar a execução da metodologia é a realização da espacialização das informações da rede. Este processo é iniciado pela seleção do alimentador que compõe a área de estudo. Neste processo o circuito de estudo é dividido em quadrículas de 100×100 metros, como ilustrado na Figura 5.4, onde, por meio de cruzamentos espaciais dos *layers*, são identificados os consumidores presentes geograficamente em cada quadrícula.

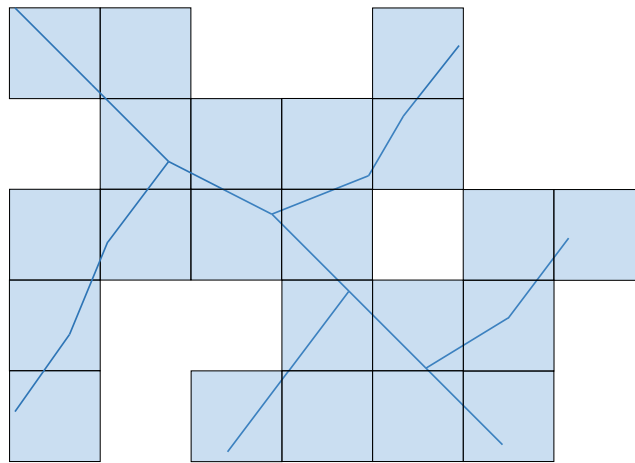


Figura 5.4 - Ilustração do processo de construção das quadrículas.

Para cada consumidor identificado é realizada a pesquisa na base de dados para a obtenção da sua classificação (se residencial, comercial, industrial, rural e outros) e média de seus últimos doze meses de consumo. Posteriormente é realizada a subclassificação dos consumidores por faixa de consumo médio para as classes residencial, comercial e industrial utilizando o seguinte critério de divisão: i) residencial de 0 a 50 *kWh*, ii) residencial de 50 *kWh* a 200 *kWh*, iii) residencial de 200 *kWh* a 400 *kWh*, iv) residencial acima de 400 *kWh*, v) comercial de 0 a 200 *kWh*, vi) comercial acima de 200 *kWh*, vii) industrial abaixo de 1000 *kWh*, viii) industrial acima de 1000 *kWh*, ix) rural e x) outros.

O resultado deste processo é a criação da curva de consumo por quadrícula contendo informações de dez classes de consumo definidas. Entretanto, devido à variabilidade

de magnitude encontrada nas curvas de consumo, é realizado processo de normalização utilizando o intervalo $[-1,1]$, sendo tal intervalo representado graficamente em forma de porcentagem para facilitar a interpretação, como ilustrado de forma hipotética na Figura 5.5.

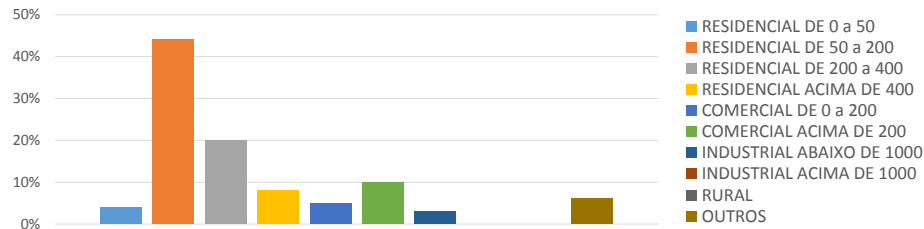


Figura 5.5 - Ilustração da curva de consumo por quadrícula.

5.4 Aplicação do agrupamento e classificação

Após a criação das curvas de consumo das quadriculas do alimentador selecionado para o estudo, é habilitado na metodologia o processo de agrupamento e classificação destas quadriculas por meio da técnica *Fuzzy C*-médias. Para tanto, o usuário deve informar o número de grupos a serem gerados, o valor do critério de parada do método (variável ε), a qual mede a diferença entre o grau de pertinência da iteração atual com a anterior e o índice de fuzzificação, que define a distância permitida entre a curva e o centro do grupo na qual a curva é inserida.

Além do padrão considerando as dez faixas de consumo para cada curva, pode ser realizada a classificação considerando faixas de consumo específicas. Finalizado o processo de agrupamento, cada quadrícula é classificada no mesmo grupo onde sua curva de consumo obteve maior proximidade com a curva do centróide do mesmo. Posteriormente, para cada grupo formado é atribuída uma cor, a qual é replicada para todas as quadriculas do mesmo grupo. Desta forma, após o processo de agrupamento, quadriculas que recebem a mesma cor são pertencentes a mesma classe e possuem perfil de consumo médio semelhante, conforme ilustrado na Figura 5.6.

5.4.1 Exportação dos arquivos de barramento

São realizados dois processos de otimização para a inserção de GDFV e a realização do comparativo entre eles. O primeiro considera todos os barramentos do alimentador como candidatos à inserção de GDFV e o segundo considera apenas os

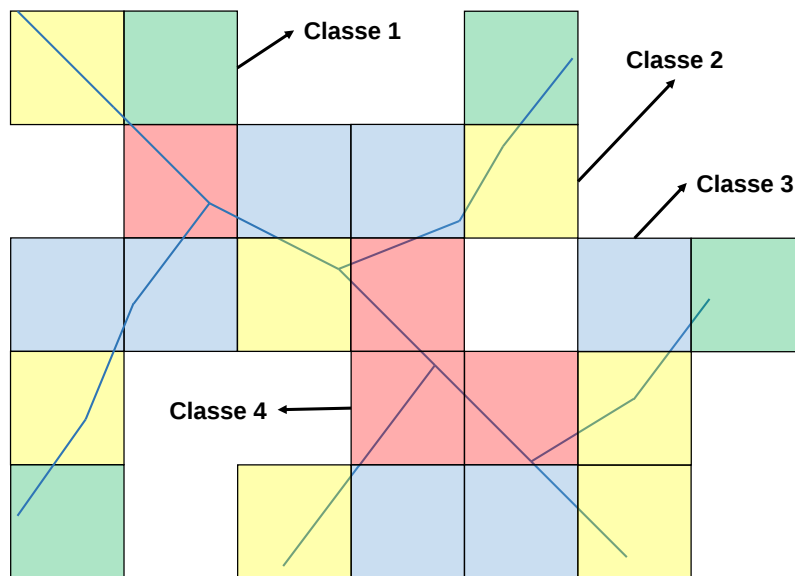


Figura 5.6 - Ilustração da curva de consumo por quadrícula.

barramentos contidos nas quadrículas de determinado grupo específico selecionado para a otimização.

Assim, para viabilizar a execução do segundo processo, finalizado o processo de agrupamento e classificação das quadrículas do alimentador, são exportados para o algoritmo de inserção de GDFV os barramentos que compõem o alimentador divididos por grupo específico.

5.5 Simulador da rede de distribuição

Para a realização dos cálculos elétricos, via biblioteca do simulador da rede de distribuição, é necessária a extração das informações do circuito de estudo conforme definido pelos modelos dos elementos do sistema elétrico para o simulador. Assim, após a extração e formatação das informações do alimentador, devem ser gerados os arquivos do tipo *.dss para cada elemento básico do mesmo, os quais são importados de forma ordenada pelo OpenDSS por meio de arquivo principal, como descrito no Algoritmo 5.1.

5.5.1 Modelos dos elementos do sistema elétrico

Para cada circuito gerado no OpenDSS são criados um barramento e uma fonte, ambos trifásicos, como ilustrado na Figura 5.7, adaptado de Paludo (2014), sendo que para representar o equivalente da transmissão vista pela subestação, o equiva-

Algoritmo 5.1: Master.dss

```
1 início
2   Clear
3   Redirect Alimentador.dss
4   Redirect CodigoCondutor.dss
5   Redirect SegmentoMT.dss
6   Redirect SegmentoBT.dss
7   Redirect Ramal.dss
8   Redirect Transformador.dss
9   Redirect CurvaCarga.dss
10  Redirect ConsumidorMT.dss
11  Redirect ConsumidorBT.dss
12  Redirect Regulador.dss
13  Redirect Capacitor.dss
14  Set voltagebases=[13.8 0.38]
15  Calcvoltagebases
16  Buscoords Coordenadas.dss
17  Set mode=snapshot
18  Solve
19 fim
```

lente da subestação vista pelo alimentador ou qualquer outro tipo de equivalente é utilizado o equivalente de Thévenin.

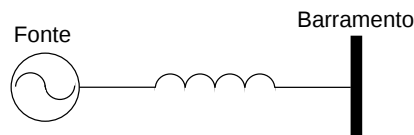


Figura 5.7 - Modelo do alimentador no OpenDSS.

O alimentador, indicado na **Linha 3** do Algoritmo 5.1, representa o objeto `circuit` no OpenDSS, elemento de conversão de energia que pode conter em apenas uma barra inúmeros conectores. Assim, o alimentador representa o equivalente de Thévenin, sendo considerado para os cálculos o elemento que possui os dados de fronteira (barra `swing`). O Algoritmo 5.2 descreve o código de saída do alimentador na condição de barramento infinito.

Algoritmo 5.2: Alimentador.dss

```
1 início
2   New circuit.AX1 basekv=13.8 Bus1=2485236 pu=1.00 phases=3 R1=0 X1=0.0001
3 fim
```

No Algoritmo 5.2, *basekv* é a tensão base nominal de linha [kV], *bus1* é o nome da barra em que o terminal do elemento está conectado, *pu* é a tensão do barramento por unidade, *phases* é a quantidade de fases, *R1* é a resistência de sequência positiva da fonte [Ω] e *X1* é a reatância de sequência positiva da fonte [Ω]. Além destes parâmetros, o elemento `circuit` possibilita a configuração das potências de curto-circuito trifásico e curto-circuito monofásico, sendo que deve-se definir o par (*R1*, *X1*).

Os segmentos de linha, que compõe as linhas de distribuição, são fornecedores de energia que apresentam dois terminais e são modeladas no OpenDSS utilizando o modelo Π com capacitância `shunt` (PARMENTER et al., 2008) e, para sua definição é utilizado o objeto `line` por meio do elemento `LineCode`. As características dos segmentos de linhas são definidas no arquivo `Condutor.dss`, **Linha 4** do Algoritmo 5.1.

Para tanto, é utilizado um `LineCode` para cada tipo de característica de condutor presente na rede de distribuição, não havendo necessidade de repetir seus parâmetros elétricos para cada segmentos do circuito. O código do condutor pode ser definido por componentes simétricos, como descrito no Algoritmo 5.3.

Algoritmo 5.3: `Condutor.dss`

```

1 início
2   | New Linecode.AX1 nphases=3 baseFreq=60 R1=1.442 X1=0.46 units=km
   | normamps=113
3 fim

```

na qual *nphases* é o número de fios do segmento BT ou MT, *baseFreq* é a frequência base, *R1* é a resistência de sequência positiva [Ω], *X1* é a reatância de sequência positiva [Ω], *units* é a unidade de medida de comprimento do cabo [*km*] e *normamps* é a corrente nominal do cabo [A].

Os segmentos de linha podem ser segmentos de linha de BT, MT, AT ou ramal de serviço, o qual representa o trecho de ligação da unidade consumidora de baixa tensão à rede de distribuição. Os arquivos referentes aos segmentos de linha são invocados no Algoritmo 5.1: na **Linha 5** os `SeguimentoMT.dss`, **Linha 6** os `SeguimentoBT.dss` e na **Linha 7** o `Ramal.dss`.

O código para o segmento de linha é apresentado no Algoritmo 5.4, sendo observada a utilização do `linecode` para definição das características do condutor. No Algo-

ritmo 5.4, *phases* é o número de fases, *bus1* é a barra do terminal 1, *bus2* é a barra do terminal 2 e *linecode* é o nome do objeto *linecode* correspondente ao segmento. Para a definição das fases do segmento é utilizada a numeração (.1.2.3), posterior ao identificador da barra. A Tabela 5.1 dispõe a codificação para representação das fases.

Algoritmo 5.4: Segmento.dss ou Ramal.dss

```

1 início
2 | New Line.46758765 phases=3 bus1=4327349.1.2.3 bus2=4327350.1.2.3 linecode=AX1
3 fim

```

Os transformadores, representados no OpenDSS pelo objeto **transformer**, são elementos fornecedores de energia, monofásicos ou multifásicos e que apresentam dois ou mais enrolamentos com conexões variáveis, sendo que cada terminal possui um conector a mais que o número de fases.

O código que define o transformador com topologia em delta-estrela aterrada é apresentado no Algoritmo 5.5, sendo que o símbolo $\sim$ permite que o código continue na linha seguinte e o comando *wye* define a conexão em estrela. No Algoritmo 5.5 *phases* é o número de fases, *windings* é a quantidade de enrolamentos, *XHL* é a reatância percentual do primário para o secundário, *%loadloss* é o percentual de perda total com base na carga nominal, *%noloadloss* é o percentual de perda a vazio com base na carga nominal, *wdg* é o enrolamento que receberá os parâmetros, *bus* é a barra em que o terminal do enrolamento está conectado, *conn* é a conexão do enrolamento (delta ou estrela), *kV* é a tensão nominal do enrolamento, *kVA* é a potência nominal do enrolamento e *tap* é a tensão [pu] de ajuste do TAP.

As curvas de carga apresentam a variação da carga ao longo do período específico e são representadas no OpenDSS pelo objeto **loadshape**. As curvas de carga são definidas através do arquivo **CurvaCarga.dss**, na **linha 9** do Algoritmo 5.1 e exemplificado por meio do Algoritmo 5.6, na qual *npts* é o número de pontos da curva

Tabela 5.1 - Numeração das fases para os pontos de conexão na barra.

Fases	A	B	C	AN	BN	CN	AB
Numeração	.1	.2	.3	.1.0	.2.0	.3.0	.1.2
Fases	AC	BC	ABN	ACN	BCN	ABC	ABCN
Numeração	.1.3	.2.3	.1.2.0	.1.3.0	.2.3.0	.1.2.3	.1.2.3.0

Algoritmo 5.5: Tranformador.dss

```
1 início
2   New Transformer.5451476 Phases=3 Windings=2 XHL=0.01 %loadloss=0.94
   %noloadloss=0.15
3   ~ wdg=1 bus=4933191.1.2.3 conn=delta kv=13.8 kva=225 tap=1
4   ~ wdg=2 bus=5451476.1.2.3.0 conn=weye kv=0.380 kva=225 tap=1
5 fim
```

de carga, *interval* é o intervalo $[h]$ entre os pontos da curva de carga e *mult* $[pu]$ é o vetor multiplicador de carga, de intervalo $[0,1]$, aplicados aos valores de potência ativa.

Algoritmo 5.6: CurvaCarga.dss

```
1 início
2   New LoadShape.BT npts=24 interval=1.0 mult=(0.757 0.724 0.703 0.695 0.705 0.739
   0.775 0.831 0.906 0.898 0.902 0.866 0.883 0.916 0.935 0.941 0.937 0.888 0.996 1 0.925
   0.997 0.951 0.834)
3 fim
```

As cargas são elementos de conversão de energia com único terminal e representam as unidades consumidoras de BT e MT conectadas à rede de distribuição de energia. No OpenDSS as cargas são representadas pelo objeto `load`, sendo que há oito modelos de carga disponíveis, como disposto na Tabela 5.2, os quais podem ser invocados por meio do código do modelo através do parâmetro `model`.

Tabela 5.2 - Modelos de carga no OpenDSS.

Modelo	Descrição
1	Potência constantes
2	Impedância constante
3	Potência ativa constante e potência reativa quadrática (motor)
4	Potência ativa linear e potência reativa quadrática
5	Corrente constante
6	Potência ativa constante e potência reativa fixa no valor nominar
7	Potência ativa constantes e potência reativa fixa com impedância no valor nominal
8	ZIPV (composto por todos os sete modelos anteriores)

As informações relativas às cargas são apresentadas no Algoritmo 5.1: nas **linhas 10** `consumidorBT.dss` e **linhas 11** `consumidorMT.dss`. O código para a unidade con-

sumidora BT, considerando o modelo de carga com potência constante e curva de carga diária, é apresentado no Algoritmo 5.7, na qual *bus1* é o nome do barramento de conexão da carga, *phases* é o número de fases da carga, *kV* é a tensão base da carga, *kW* é a potência ativa nominal da carga, *PF* é o fator de potência, *model* é o modelo da carga, *daily* é o nome da curva de carga diária e *conn* é o padrão de conexão da carga (delta ou estrela *wye*).

Algoritmo 5.7: Consumidor.dss

```

1 início
2   | New Load.11457582 Bus1=13605875271133.1.2.3.0 Phases=3 kV=0.38
   | kW=2.40162037037037 PF=0.92 Model=1 daily=BT Conn=wye
3 fim

```

O regulador de tensão é o elemento de controle, cujas funções são monitorar e controlar a tensão no enrolamento do transformador e realizar a compensação da queda de tensão no circuito através da emulação da impedância percebida até o ponto em que se deseja controlar a tensão, em geral, por meio da alteração do **tap** primário do transformador. O regulador de tensão é definido no OpenDSS pelo objeto **RegControl1**. O Algoritmo 5.8 apresenta o código para definição do regulador, apresentado no Algoritmo 5.1 na **linha 12**, na qual *transformer* é a identificação do transformador controlado, *winding* é o número de enrolamentos controlados, *vreg* é a tensão de referência e *pratio* é a relação de transformação do transformador de potencial.

Algoritmo 5.8: Regulador.dss

```

1 início
2   | New regcontrol.reg transformer=5451476 winding=2
3   | ~ vreg=100 pratio=138.0
4 fim

```

Os capacitores se caracterizam por serem elementos fornecedores de energia reativa, sendo utilizados com a finalidade de melhoria na qualidade do fornecimento de energia. Os capacitores, representados no OpenDSS pelo objeto **Capacitor**, podem apresentar um (configurado na ligação *shunt*) ou mais terminais (quando conectado em série). O Algoritmo 5.9 apresenta o código para definição do capacitor, invocado no Algoritmo 5.1 na **linha 13**, na qual *Capacitor* é a identificação do capacitor,

Bus1 é a barra a qual o primeiro terminal será conectado, *Bus2* é a barra a qual o segundo terminal será conectado (quando for necessário), *Phases* é o número de fases, *kvar* é a potência reativa e *kV* é a tensão nominal.

Algoritmo 5.9: Capacitor.dss

```

1 início
2   |   New Capacitor.CP1 Bus1=3612635 Bus2=3612640
3   |   ~ Phases=3 kvar=6000 kV=13.8
4 fim
```

O OpenDSS possibilita a representação da rede de distribuição por meio das coordenadas geográficas dos barramentos (postes), entretanto, tal representação não é obrigatória para realização dos cálculos, uma vez que o comprimento dos segmentos de rede, e sua unidade, podem ser informados diretamente através do elemento `LineCode`, respectivamente por meio dos parâmetros *length* e *units*.

A representação das coordenadas geográficas das barras é realizada no OpenDSS por meio do objeto `buscoords`. O Algoritmo 5.10 apresenta o código para informação das coordenadas de duas barras utilizando o sistema de projeção policônica, que é a extensão da projeção **Universal Transversa de Mercator** (UTM), mas sem a necessidade de informação do fuso. No Algoritmo 5.1, **linha 16**, as coordenadas são invocadas através do arquivo `Coordenadas.dss`.

Algoritmo 5.10: Coordenadas.dss

```

1 início
2   |   //BarraUTMXUTMY 3612635 974777.33 8154825.98 3612640 974803.37 8154722.24
3 fim
```

Apesar da não obrigatoriedade do uso das coordenadas, sua utilização facilita o processo de validação em campo do modelo da rede de distribuição, o qual é realizado por meio da campanha amostral em determinado posto de transformação. Neste processo são comparados os resultados obtidos no posto transformador via simulação e medidos na rede.

5.5.1.1 Modelagem dos geradores distribuídos fotovoltaicos

O gerador é o elemento de conversão de energia, representado no OpenDSS pelo objeto **Generator**. A potência despachada pelo gerador pode ser definida pela curva de despacho, o que possibilita a realização do fluxo de potência por intervalo de tempo. Os principais modelos de gerador para simulação de fluxo de potência são: i) potência ativa e potência reativa constantes segundo a curva apropriada, ii) impedância constante, iii) modelo de gerador como barra PV, iv) potência ativa constante seguindo o despacho e potência reativa fixa e v) modelo descrito pelo usuário. O Algoritmo 5.11 apresenta o código para o elemento **Generator**, onde *Bus1* é a barra na qual o gerador será conectado, *kV* é a tensão nominal, *kW* é a Potência ativa nominal, *model* é o modelo de carga utilizado, *maxkvar* é a potência reativa máxima e *minkvar* a potência reativa mínima.

Algoritmo 5.11: Gerador.dss

```

1 início
2   New Generator.GeradorX bus1=4327349 kV=13.2 kW=40000 model=3
3   ~ maxkvar=50000 minkvar=1000
4 fim

```

O modelo do sistema fotovoltaico é composto pelo dispositivo fotovoltaico (modelo gerador) e pelos parâmetros do inversor de frequência, como ilustrado na Figura 5.8, adaptada de EPRI (2011).

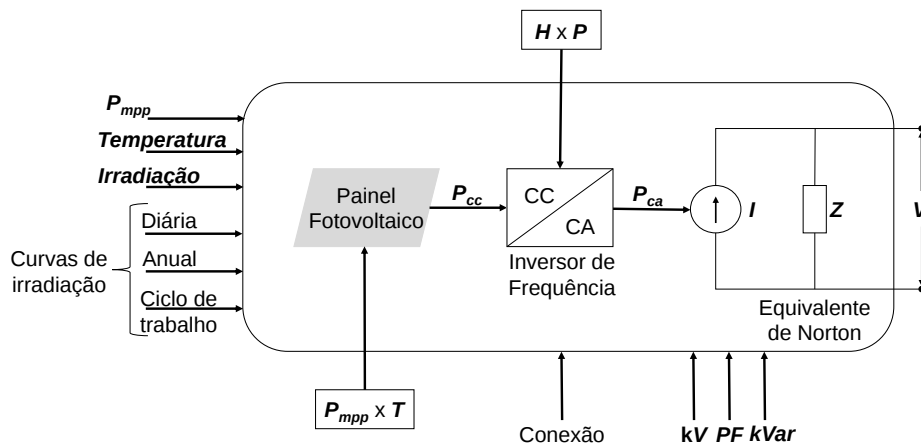


Figura 5.8 - Modelo do sistema fotovoltaico.

Na Figura 5.8, a potência de saída do painel fotovoltaico P_{cc} , dada por (5.1), é obtida em função do tempo, irradiação, temperatura, eficiência do inversor, tensão da rede e da potência nominal no ponto de máxima potência P_{mpp} , para irradiação solar de $1kW/m^2$ e temperatura da célula de $25^\circ C$ (FREITAS, 2015) (EPRI, 2011).

$$P_{cc}(t_0) = P_{mpp} \cdot P_{mpp}[T(t_0)] \cdot E_{e_{base}} \cdot E_e(t_0) \quad (5.1)$$

na qual $P_{mpp}[T(t_0)]$ é o fator de correção $[pu]$ da P_{mpp} em função da temperatura T no instante t_0 , $E_{e_{base}}$ é a máxima irradiância $[kW/m^2]$ para o dia selecionado e $E_e(t_0)$ é o fator de correção $[pu]$ da irradiância no instante t_0 . A obtenção da potência ativa de saída P_{ca} , fornecida pelo painel fotovoltaico, é dada por (5.2), na qual $H[P_{ca}(t)]$ é a eficiência do inversor, sendo que a potência reativa é definida como fixa ou em função do fator de potência fixo.

$$P_{ca}(t) = P_{cc}(t) \cdot H[P_{ca}(t)] \quad (5.2)$$

A Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) é representada no OpenDSS por meio do objeto `pvsystem`, que é o elemento de conversão de energia e é conectada à rede de distribuição através do transformador de tensão, como ilustrado na Figura 5.9, na qual $B1$, $B2$ e $B3$ são barras entre linhas de distribuição, B_FV é a barra que conecta a GDFV à rede e $Trafo_FV$ é o transformador de tensão da GDFV.

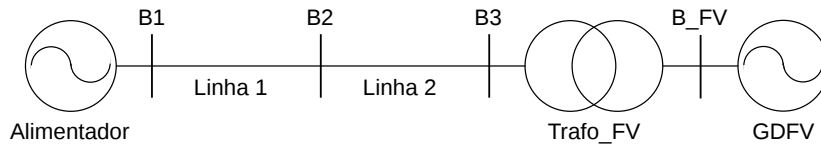


Figura 5.9 - Representação da geração distribuída fotovoltaica conectada à rede.

O Algoritmo 5.12 apresenta o código para definição da GDFV, na qual *phases* é a quantidade de fases, *bus1* é a identificação da barra conectada a GDFV, *kV* é a tensão nominal de linha, *kVA* é a potência nominal do inversor, *irrad* é a irradiância base $[kW/m^2]$, P_{mpp} é a potência nominal $[kVA]$ no ponto de potência máxima, *temperature* é a temperatura nominal $[^\circ C]$, *PF* é o fator de potência, *effcurve* é a curva de eficiência por potência $H \times P$, *P-TCurve* é a curva $P_{mpp} \times T$, *Daily* é a

curva $[pu]$ de irradiação solar diária e $Tdaily$ é a curva de temperatura $[^{\circ}C]$ diária da placa.

Algoritmo 5.12: SistemaFotovoltaico.dss

```

1 início
2   New PVSystem.GDFV phases=3 bus1=trafo-GDFV.1.2.3 kV=0.380 kVA=500
3   ~ irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
4   ~ effcurve=Curva-HP P-TCurve=Curva-PmppXT Daily=Curva-Irrad
   TDaily=Curva-Temp
5 fim

```

O comportamento do sistema fotovoltaico pode ser analisado por meio das curvas de temperatura da placa fotovoltaica (**Curva-Temp**), irradiação solar (**Curva-Irrad**), $P_{mpp} \times T$ **P-TCurve**, eficiência do inversor de frequência (**Curva-HP**), sendo que a eficiência do inversor do sistema fotovoltaico é obtida por meio da relação entre a potência de saída P_{ca} e a potência de entrada P_{cc} , considerando tensão V_{cc} de entrada constante (CRESESB, 2004).

O Algoritmo 5.13 apresenta o código para definição da curva de temperatura da placa fotovoltaica, representado pelo objeto *Tshape*, na qual *npts* é o número de medições, *interval* é o intervalo entre as medições e o vetor *temp* representa as temperaturas da placa $[^{\circ}C]$ para as 24 horas do dia.

Algoritmo 5.13: Curva-Temp

```

1 início
2   New Tshape.Curva-Temp npts=24 interval=1
3   ~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]
4 fim

```

A curva de irradiação solar, medida em $[kW/m^2]$ para cada hora do dia e definida por multiplicadores $[pu]$ da irradiância base e é representada pelo objeto *loadshape*, como apresentado no Algoritmo 5.14, na qual *npts* é o número de pontos presentes na curva, *interval* é o intervalo de tempo $[h]$ entre os pontos e *mult* são os multiplicadores $[pu]$.

Para a representação da curva $P_{mpp} \times T$, que relaciona a potência nominal no ponto de máxima potência em relação a temperatura da placa, é utilizado o objeto *XYCurve.Curva-PmppXT*, como apresentado no Algoritmo 5.15, na qual *xarray* é o

Algoritmo 5.14: Curva-Irrad

```
1 início
2   | New Loadshape.Curva-Irrad npts=24 interval=1
3   | ~ mult=[0 0 0 0 0 0 0.1 0.2 0.3 0.5 0.8 0.9 1.0 1.0 0.99 0.9 0.7 0.4 0.1 0 0 0 0]
4 fim
```

vetor de temperatura [$^{\circ}C$] e *yarray* é o vetor da P_{mpp} [pu].

Algoritmo 5.15: Curva – PmppXT

```
1 início
2   | New XYCurve.Curva-PmppXT npts=4
3   | ~ xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
4 fim
```

Para a representação da curva $H \times P$, que descreve a eficiência do sistema fotovoltaico em função da potência ativa fornecida, é utilizado o objeto `XYCurve.Curva – HXP`, como apresentado no Algoritmo 5.16, na qual *xarray* é o vetor de potência [pu] e *yarray* é o vetor com dados de eficiência do inversor.

Algoritmo 5.16: Curva – HXP

```
1 início
2   | New XYCurve.Curva-HXP npts=4 ~ xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.86 0.9 0.93
3   | 0.97]
4 fim
```

5.6 Processo de Otimização

De posse do cálculo do fluxo de potência, identificando os segmentos com transgressão de tensão, agrupamento e classificação das quadrículas, por meio das curvas de consumo médio anual e definição dos barramentos que compõem cada grupo gerado, é iniciada a otimização, sendo que o objetivo deste processo é minimizar as transgressões de tensão elétrica identificadas nos nós de cada barramento do circuito por meio da inserção de GDFV em posições geográficas específicas *pos*, considerando sua potência de fornecimento *pot* e quantidade *qtd* mínima de GDFV a ser inserida, utilizando a função de avaliação dada por:

$$f[trgA(\vec{x}), trgB(\vec{x}), trgC(\vec{x})] = \sum[trgA(\vec{x})] + \sum[trgB(\vec{x})] + \sum[trgC(\vec{x})] \quad (5.3)$$

onde $\vec{x}$ é o vetor com os parâmetros a serem otimizados e $trgA(\vec{x})$, $trgB(\vec{x})$ e $trgC(\vec{x})$ são, respectivamente, as transgressões de tensão [pu] nas fases A , B e C , sendo as transgressões de tensão classificadas com base na Tabela 3.2 (ANEEL, 2008a). Assim, a função de avaliação pode ser reescrita na forma:

$$f[trgA(\vec{x}), trgB(\vec{x}), trgC(\vec{x})] = f(\vec{x}) \quad (5.4)$$

A função de avaliação possui restrições para sua otimização: i) tensão de fornecimento deve atender os limites regulatórios, ii) corrente deve ser menor ou igual a corrente suportada pelo condutor, iii) posicionamento geográfico das GDFV devem ser diferentes e com base nas barras do circuito, iv) potência de fornecimento das GDFV deve ser menor ou igual a potência máxima definida por ponto pelo usuário e v) quantidade de pontos de inserção de GDFV deve ser menor ou igual ao limite definido pelo usuário. Assim, as restrições da função de avaliação são dadas por:

$$\begin{aligned} V_{min} &\leq V \leq V_{max} \\ I &\leq I_{max_{cond}} \\ 1 &\leq pos \leq qtd_{barras} \\ pos &\in \mathbb{N}_{*+} \\ pos_i &\neq pos_{i+1} \neq pos_{i+2} \neq \dots \neq pos_{i+n} \\ 1 &\leq pot \leq pot_{max} \\ 1 &\leq qtd \leq qtd_{max} \end{aligned} \quad (5.5)$$

na qual V_{min} e V_{max} são os limites mínimo e máximo estabelecidos pelo órgão regulador (ANEEL, 2008a), I_{max} a corrente máxima suportada pelo condutor, pot_{max} a potência máxima de fornecimento definida para os pontos de inserção de GDFV, evitando GD com elevadas dimensões, e qtd_{max} a quantidade máxima de pontos de GDFV a serem inseridas no circuito.

O processo de otimização utiliza três partes da metodologia proposta, o **Simulador**

da Rede de Distribuição, o Algoritmo de Inserção de GDFV e o Método de Otimização, sendo seu fluxo ilustrado na Figura 5.10. Neste fluxo, fazem parte do bloco do Simulador da Rede de Distribuição: i) o simulador construído com o software OpenDSS, ii) a modelagem da rede de distribuição de energia elétrica e iii) a modelagem da GDFV.



Figura 5.10 - Processo de otimização para inserção da geração distribuída fotovoltaica.

O fluxo ilustrado na Figura 5.10 é executado em *loop* relacionado ao número de indivíduos de cada população gerada pelo método de otimização algoritmo genético (AG). Neste processo, para cada população gerada pelo AG é enviado conjunto de vetores $\vec{x}$ (indivíduos/cenários) para o algoritmo de inserção de GDFV, o qual envia cada $\vec{x}$ para o simulador de redes de distribuição. Assim, para cada $\vec{x}$ o simulador realiza o cálculo das perdas por fase, considerando os parâmetros do $\vec{x}$, e retorna esta informação para o algoritmo de inserção de GDFV, o qual calcula a função da avaliação $f(\vec{x})$ e envia seu resultado para o AG. Por fim, o AG avalia o resultado de $f(\vec{x})$ para cada indivíduo da população e por meio dos operadores e manipuladores genéticos gera nova população, caso a condição de parada não tenha sido atingida.

O bloco Algoritmo de Inserção de GDFV possui duas versões: i) a primeira, capaz de otimizar todas as variáveis do problema considerando para inserção de GDFV todos os barramentos do circuito em estudo e ii) a segunda, também capaz de otimizar todas as variáveis do problema, mas considerando para inserção de GDFV apenas os barramentos de determinado grupo originado do processo de clusterização. A inserção de GDFV ocorre por meio da interface COM, utilizada para acoplar o algoritmo de inserção de GDFV ao simulador.

O bloco denominado Método de Otimização representa o método heurístico algoritmo genético, o qual é selecionado para este trabalho com base no resultado do trabalho de comparação de métodos realizados por Cararo (2018), no qual foram utilizados: i) o método determinístico Nelder-Mead, ii) o método heurístico recozi-

mento simulado, iii) o método heurístico algoritmo genético e iv) o método híbrido do algoritmo genético com o método Nelder-Mead. Assim, o método de otimização disponibiliza os parâmetros a serem otimizados no algoritmo de inserção de GDFV por meio do vetor $\vec{x}$, o qual contém possíveis soluções para o problema (cenários), e recebe deste algoritmo o valor obtido da função de avaliação $f(\vec{x})$.

5.6.1 Algoritmo de inserção de geração solar fotovoltaica

O algoritmo de inserção de geração solar fotovoltaica considera em seu processo de otimização as variáveis de posição geográfica pos , potência de fornecimento da GDFV pot e a quantidade de pontos de GDFV a serem inseridos qtd , sendo que a variável pos possui duas abordagens de estudo, uma considerando todos os barramentos do circuito e outra apenas os barramentos pertencentes a determinado grupo proveniente do processo de clusterização.

Com base na quantidade de pontos de GDFV definidos qtd , o algoritmo de inserção de geração solar fotovoltaica insere dinamicamente no Algoritmo 5.1, entre as **linhas 13 e 14**, o Algoritmo 5.12 e envia o algoritmo resultante para o simulador da rede de distribuição para realização dos cálculos elétricos e posterior cálculo da função objetivo, por meio dos dados de retorno.

Assim, na **Abordagem 1** a quantidade máxima de GDFV qtd_{max} é igual a quantidade total de barras da rede de distribuição qtd_{barras} e na **Abordagem 2** o qtd_{max} é igual a quantidade de barras presentes geograficamente no interior das quadrículas de mesmo grupo. Para as duas abordagens o vetor $\vec{x}$ é dado por:

$$\vec{x} = [qtd, x_1, x_2, \dots, x_n] \quad (5.6)$$

na qual $n = 2 \cdot qtd$, onde a primeira metade do vetor corresponde a posição geográfica de inserção de cada uma das GDFV, dada por:

$$pos = [x_1, \dots, x_{\frac{n}{2}}]; 1 \leq pos \leq qtd_{barras} \quad (5.7)$$

a segunda metade do vetor $\vec{x}$ correspondente às potências de fornecimento, dada por:

$$pot = [x_{\frac{n}{2}+1}, \dots, x_n]; 1 \leq pot \leq pot_{max} \quad (5.8)$$

Assim, o vetor $\vec{x}$ é representado por:

$$x = [pos_1, \dots, pos_{\frac{n}{2}}, pot_1, \dots, pot_{\frac{n}{2}}] \quad (5.9)$$

O Algoritmo 5.17 apresenta de forma simplificada o pseudocódigo do algoritmo de inserção de GDFV, sendo que a diferença entre as duas abordagens deste trabalho se limita à variável qtd_{barras} que faz parte da restrição da variável pos , a qual define as posições possíveis para inserção de GSFV.

Algoritmo 5.17: Algoritmo de inserção de GDFV

Entrada: $qtd, \vec{x}$

```

1 início
2   Recebe do usuário a quantidade qtd de GDFV;
3   Recebe do algoritmo de otimização (bloco método de otimização) o vetor  $\vec{x}$ ;
4   Penaliza  $f(\vec{x})$  caso  $\vec{x}$  contenha posições repetidas e retornar à linha 1;
5   Conecta o bloco algoritmo de inserção de GDFV ao bloco simulador de redes de
      distribuição (OpenDSS) via interface COM;
6   Compila a rede de distribuição e realiza o cálculo do fluxo de potência;
7   Extrai os nomes de todas as barras da rede;
8   Extrai a tensão  $V[pu]$  de todas as barras da rede, separadas por fase;
9   Localiza as transgressões de tensão (barras com transgressão), separadas por fase;
10  Inserir os dados de modelagem da GDFV;
11  Cria os objetos da GDFV e do transformador que é conectado a mesma;
12  para  $GDFV = 1 : qtd$  faça
13    Recebe de  $\vec{x}$  os valores otimizados de  $pos$  e  $pot$  de inserção de cada GDFV;
14    Insere cada GDFV e seu respectivo transformador, de acordo com os valores de  $pos$  e
         $pot$ ;
15    Atualiza dados: novo cálculo de fluxo de potência;
16    Verifica se a tensão da barra de inserção da GDFV não extrapolou o limite superior
        ou o limite inferior de tensão. Caso ocorra, penaliza  $f(\vec{x})$  e retorna à linha 1;
17  fim
18  Repete as linhas 7, 8 e 9;
19  Extrai a corrente  $I$  das linhas. Se  $I \leq I_{max_{cond}}$  penaliza  $f(\vec{x})$  e retorna à linha 1;
20  Calcula a função de avaliação;
21  Desativa todas as GDFV e seus respectivos transformadores;
22  Retorna o resultado da função de avaliação para o algoritmo de otimização
23 fim
Saída:  $f(\vec{x})$ 

```

5.7 Validação da Metodologia

A validação da metodologia utiliza determinado circuito de distribuição de energia real, necessitando da medição em campo para confirmar se o cenário de inserção de GDFV simulado realmente obtêm os resultados de melhoria da tensão alcançados. A medição deve ocorrer somente após a real inserção das GDFV em campo, tornando o processo de validação inviável.

A alternativa utilizada neste trabalho é a adaptação do circuito em estudo por meio da desconexão de algumas unidades consumidoras (UC) e o incremento de potência de outras UC em posições geográficas conhecidas, gerando segmentos de transgressão de tensão conhecidos. Assim, após a aplicação do algoritmo de inserção de GDFV e obtenção da posição e potência das GDFV, torna-se possível inferir se os resultados obtidos são os otimizados, dada a adequação de tensão do circuito.

Este mecanismo de adaptação pode ser utilizado para obtenção de segmentos com transgressão de tensão em diferentes regiões do circuito, criando diversos cenários de transgressão controlados, possibilitando a validação da metodologia mesmo quando a quantidade de GDFV a ser inserida for inferior à quantidade de regiões com transgressão de tensão no circuito.

5.8 Considerações finais

Este capítulo apresenta a metodologia proposta deste trabalho, detalhando as tecnologias envolvidas e as etapas que a compõem. Esta metodologia será aplicada em determinados alimentadores, os quais comporão os estudos de caso do próximo capítulo, com vistas à análise dos resultados e, conseqüentemente, validação da metodologia proposta.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com base na metodologia apresentada no capítulo anterior, bem como a ferramenta computacional desenvolvida para viabilizar o processo de análise dos alimentadores. Estes resultados estão dispostos no estudo de caso que contempla: i) simulação dos alimentadores, ii) classificação de tensão, iii) clusterização dos perfis de consumo, iv) análise de posicionamento geográfico das gerações distribuídas fotovoltaicas (GDFV), iv) validação da metodologia e v) comparação entre os resultados obtidos considerando a inserção de GDFV apenas nos aglomerados de determinado perfil de consumo ou de forma livre em todo o alimentador.

6.1 Dados para estudo de caso

Os dados das redes de distribuição utilizados neste trabalho são reais, oriundos dos bancos de dados da concessionária Enel Distribuição Goiás (EDG). A EDG faz parte do Grupo Enel, o qual é atualmente a maior empresa de distribuição do Brasil, com atuação nos estados de São Paulo, Ceará, Rio de Janeiro e Goiás, totalizando mais de 17 milhões de consumidores atendidos. A EDG atende 237 municípios de Goiás, totalizando aproximadamente 3,1 milhões de consumidores, por meio de mais de 32 mil *km* de rede de distribuição de Baixa Tensão (BT) e mais de 178 mil *km* de redes de distribuição de Média Tensão (MT).

Os alimentadores da EDG utilizados são: Alimentador 14 (AGL14) e Alimentador 20 (AGL20), ambos da subestação Goiânia Leste e Alimentador 2 (ABZ2) da subestação Brazabrantes. O ABZ2 foi utilizado para apresentação das funcionalidades básicas da ferramenta computacional, enquanto que o AGL14 foi utilizado para os processos de cálculo nos estudos de caso por ter menor quantidade de ramais e unidades consumidoras (UC) em BT. Na maioria dos trabalhos desenvolvidos, as simulações utilizam redes de teste com número de barras reduzidas (no máximo 100 barras), sem aplicação dos métodos em redes reais que possuem milhares de barras (YANG et al., 2021; BAWAZIR; CETIN, 2020). Apesar do AGL14 ser o alimentador com menor quantidade de ramais e UC em BT da subestação Goiânia Leste, ele possui 1385 barras. O AGL20 foi utilizado por ser o de maior quantidade de ramais e UC em BT na subestação Goiânia Leste.

Para realização das simulações propostas são utilizados diferentes bancos de dados

(BD) da EDG, tanto banco de dados convencionais quanto georreferenciados. É utilizado principalmente a base de dados dos ativos georreferenciados para modelagem da rede de distribuição, bem como os bancos de dados do sistema comercial e de gestão de equipamentos. Devido à variedade e complexidade dos processos que envolvem a gestão do cadastro e manutenção dos dados da rede de distribuição, podem ocorrer problemas de cadastro, inclusive de informações técnicas dos consumidores. Tais problemas de cadastro impactam amplamente nos processos de cálculo e clusterização propostos neste trabalho. Os problemas mais comuns identificados nos BD das concessionárias são:

- a) **Problema:** dados divergentes para a mesma informação em BD distintos, por exemplo, consumo da UC em *KWh*. **Solução:** a informação é obtida do BD relacionado à área dona da informação. No caso do exemplo do consumo da UC, a informação está presente no BD da área técnica e no BD da área comercial, sendo que a área comercial é dona da informação/processo relacionado e, portanto, será a fonte de dados utilizada.
- b) **Problema:** atributo com valor não informado, por exemplo, falta de informação do ramal de serviço do consumidor de BT. **Solução:** estabelecimento de regra de preenchimento, onde, neste caso, é inserido ramal de serviço com média de 15 metros e com fase em concordância com a fase do consumidor.
- c) **Problema:** falta de integridade na informação, por exemplo, barramento sem conexão elétrica. **Solução:** desconsiderar barramentos isolados, que não possuem nó elétrico com segmento de rede.
- d) **Problema:** inconsistência na informação inserida no atributo, por exemplo, consumidor de BT com fase divergente do segmento e/ou ramal de ligação. **Solução:** Consultar as fases de todos os consumidores ligados no mesmo ponto e corrigir a fase do segmento de rede e/ou ramal de ligação, por exemplo, dois consumidores ligados em ramais diferentes vinculados ao mesmo segmento de rede, um com fase ABN e outro CN, logo os ramais devem ter a mesma fase de seus consumidores e o segmento de rede deve ter fase ABCN.

Um dos problemas críticos adicionais no processo é o cadastro incorreto das UC na rede de distribuição, ou seja, a UC é geograficamente e eletricamente localizada incorretamente na rede. Isto faz com que a quadrícula tenha curva de consumo médio

incorreta e, conseqüentemente, classificação incorreta no processo de clusterização, impactando nos cálculos da qualidade de tensão dos segmentos de rede.

As normas brasileiras definem limites de tensão em regime permanente como disposto na Tabela 3.2. Segundo Vilela Junior et al. (2021) e Aniceto et al. (2017), para as tensões precárias e críticas, várias ações podem ser realizadas para a melhoria no desempenho da rede, tais como: i) ajustar a derivação do enrolamento do transformador (TAP), ii) fechar o circuito de BT em anel, iii) complementar as fases, iv) substituir transformadores por outros de maior potência, v) desmembrar o circuito, vi) instalar reguladores de tensão, vii) instalar banco de capacitores, viii) instalar geração distribuída e ix) várias outras.

De posse dos limites definidos por norma, é possível simular a rede de distribuição e comparar os valores obtidos em simulação com os valores limites da norma. Para viabilizar o processo de simulação é necessária a obtenção das informações específicas nos bancos de dados de origem (convencionais e geográficos) e carga destas informações para a base de dados (BaD) da ferramenta computacional proposta. Tal carga é realizada por meio de interface de *Extract, Transform, Load* (ETL). Para extração dos dados geográficos é necessário a utilização do Sistema de Informações Georreferenciadas (SIG) para manipulação das informações, dado o tipo de dados não convencionais (ponto, linha e polígono).

A curva de carga de cada tipo de consumidor e as impedâncias do circuito são consideradas como condições de operação do sistema. O sistema opera com carga constante, geração constante e topologia invariante. A tensão de referência para o circuito de MT é de $13,8kV$ e para o circuito de BT é de $380V$ fase-fase. Para o cálculo do fluxo de potência utiliza-se o método iterativo de Newton Raphson (OLIVEIRA, 2015).

A simulação inicial ocorre para todos os dezessete alimentadores da Subestação Goiânia Leste, na tentativa de simular a subestação inteira. A Tabela 6.1 dispõe as características de cada alimentador da Subestação Goiânia Leste, no qual os valores máximos e mínimos de cada característica estão em destaque. Na Tabela 6.1 é possível observar que o Alimentador 14 (AGL14) tem a menor quantidade de ramais e UC em BT e o Alimentador 20 (AGL20) tem a maior quantidade de ramais e UC em BT. A Figura 6.1 apresenta as linhas de distribuição do AGL14 e AGL20, nas quais os eixos das ordenadas e os eixos das abscissas (x, y) estão em metros e é a representação do sistema de projeção policônica, que é a extensão da projeção Universal Transversa de Mercator (UTM). Na Figura 6.1, quanto mais grossas as

linhas, maior o fluxo de potência.

Tabela 6.1 - Características dos alimentadores da Subestação Goiânia Leste.

Alimentador	Linhas MT	Linhas BT	Ramais	Trafos	UC MT	UC BT
01	893	2980	10181	140	17	12305
02	893	1051	5257	154	36	11338
03	408	652	2285	108	25	3596
04	726	1136	3485	155	35	5184
05	432	704	2113	107	35	2662
06	1245	3651	8874	178	11	11338
07	351	411	2119	96	35	3068
08	542	830	2621	79	14	3617
09	578	733	3621	165	39	5899
10	873	1937	9804	183	22	12165
13	1893	2541	4469	269	32	5306
14 – (AGL14)	188	205	962	33	12	1359
15	388	512	1570	98	31	2201
16	493	530	1761	119	44	2233
17	524	413	5339	144	42	6540
19	1141	2819	4074	153	12	4533
20 – (AGL20)	1233	3986	13253	175	18	15590

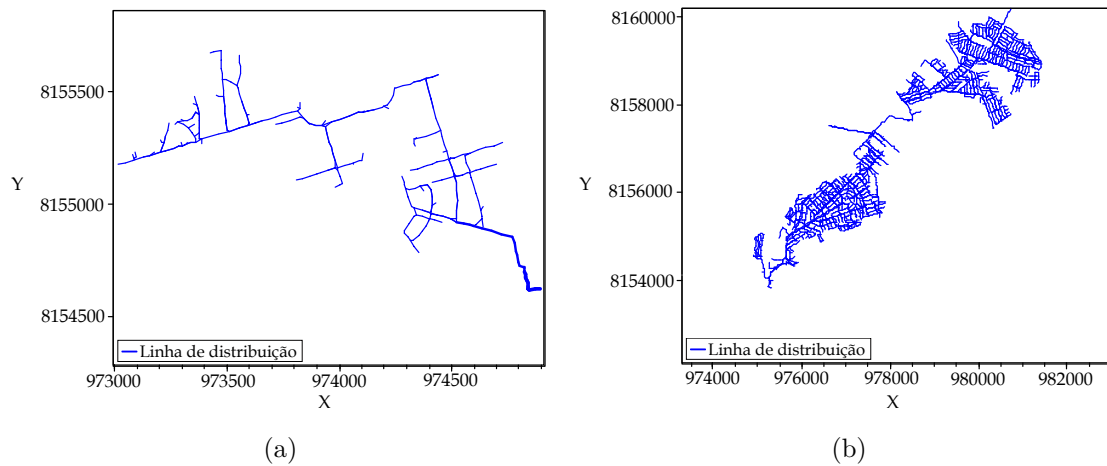


Figura 6.1 - Linhas de distribuição nos alimentadores: (a) AGL14 e (b) AGL20.

6.2 Ferramenta Computacional Proposta

Para viabilizar a execução da metodologia proposta, foi desenvolvida ferramenta computacional que objetiva apresentar os ativos georreferenciados da rede de distribuição, possibilitando a visualização destas informações em camadas (*layers*), ou

seja, determinada camada pode ser apresentada isoladamente ou em conjunto com as demais, sendo a apresentação das camadas configurada por escala de visualização.

As camadas apresentadas são oriundas do banco de dados geográfico (BDG) e de serviços de mapas Web. As camadas originadas do BDG compõem os mapas de rede (postes, segmentos de rede, subestações, entre outros), os quais são vetoriais e refletem o estado atual da rede de distribuição. As camadas de serviços de mapas Web compõem os mapas temáticos (ruas, quadras, edificações, relevos, entre outros), normalmente apresentados no formato *raster* (Figura 4.3), apoiam na orientação espacial dos elementos de rede.

O sistema é desenvolvido na linguagem C# (*C Sharp*) por meio da plataforma de desenvolvimento .NET. Na camada de apresentação é utilizada a tecnologia *Windows Presentation Foundation* (WPF), que é estrutura de interface com o usuário (*User Interface Framework*) com amplo conjunto de funcionalidades, sendo que para a visualização e manipulação das informações geográficas é utilizada a biblioteca de componentes *ArcGIS Runtime SDK .NET*, sendo a mesma desenvolvida utilizando o Sistema de Gerenciamento de Dados *Oracle*.

A ferramenta utiliza todas as funcionalidades básicas de Sistema de Informação Geográfica (SIG) tais como: aumento, diminuição e seleção do nível de *zoom* de visualização dos elementos e controle dos *layers* a serem apresentados na tela. A Figura 6.2 apresenta a ferramenta, nas quais foram circuladas de vermelho as funcionalidades básicas do SIG. Além das funcionalidades apresentadas, a ferramenta possui funcionalidades de apoio às etapas da metodologia, tais como: i) carga de dados, ii) espacialização do consumo, iii) análise da qualidade de tensão, iv) histograma de consumo e v) agrupamento e classificação.

6.3 Carga, exportação e tratamento de dados

Para possibilitar a realização dos processos de cálculo de queda de tensão, clusterização e simulação, a ferramenta computacional disponibiliza a funcionalidade de importação de alimentadores, sendo que estas informações, além de serem apresentadas geograficamente no mapa, são formatadas no padrão a ser inserido no OpenDSS. A Figura 6.3 apresenta a tela de importação dos alimentadores onde o usuário seleciona a subestação e posteriormente o alimentador a ser importado. A importação pode ser de alimentador único ou conjunto de alimentadores.

Realizada a carga do alimentador, o mesmo é disponibilizado para seleção e visua-

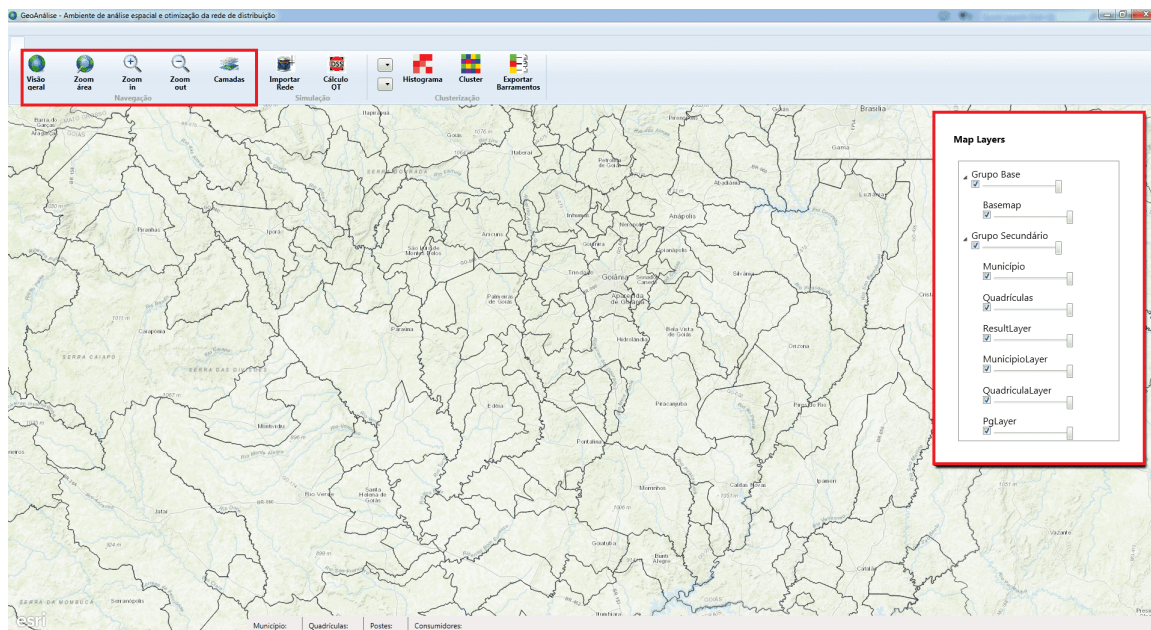


Figura 6.2 - Funcionalidades SIG da ferramenta computacional proposta.

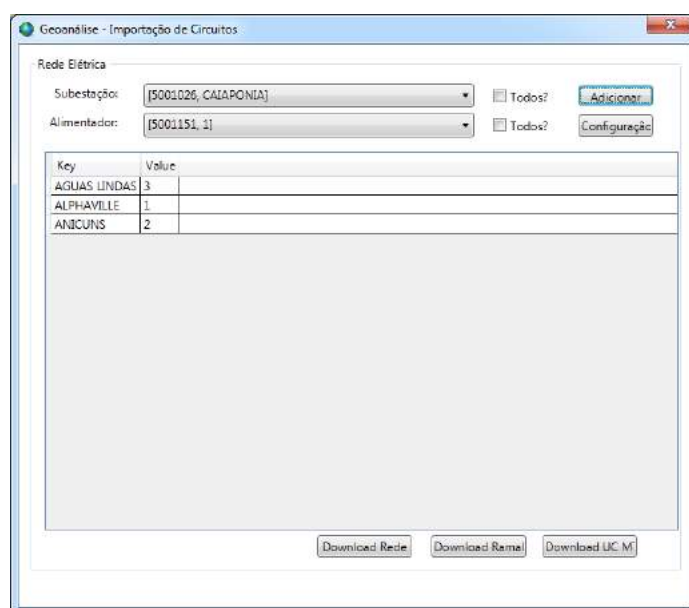


Figura 6.3 - Tela de importação de circuitos.

lização gráfica. Neste processo é realizada a criação das curvas de consumo médio anual por quadrícula, as quais permanecem disponíveis para uso por outras funcionalidades do sistema. A Figura 6.4 apresenta o resultado da carga de dados para o Alimentador 2 da Subestação Brazabrantes (ABZ2).

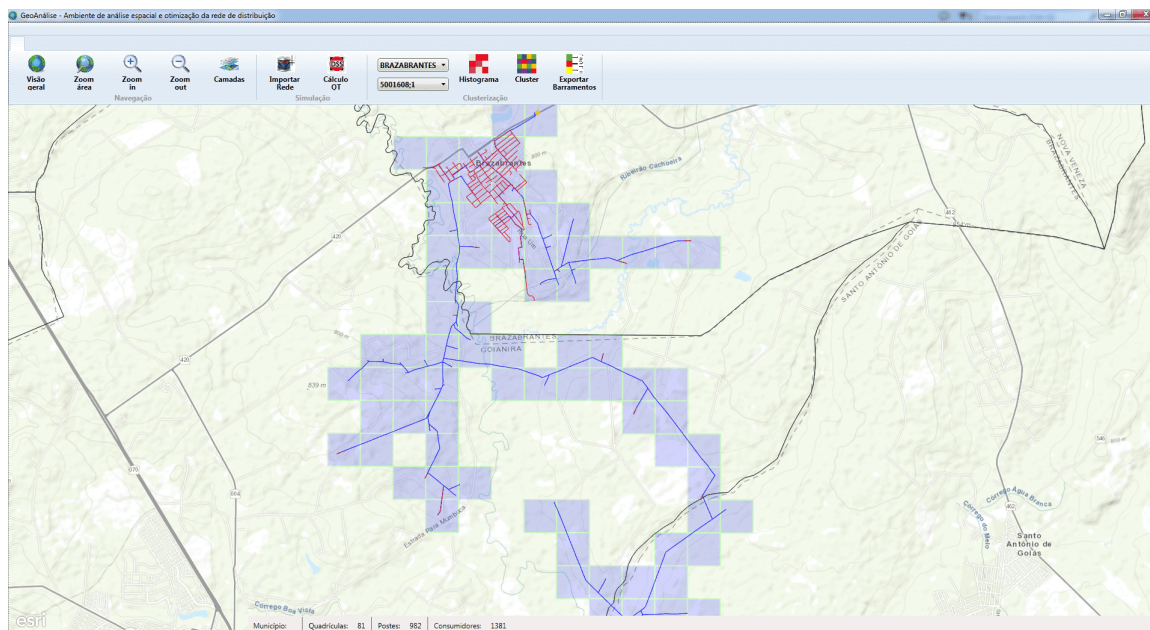


Figura 6.4 - Representação das quadrículas no ABZ2.

6.3.1 Histograma de consumo

Uma vez obtida as curvas de consumo das quadrículas, a ferramenta possibilita a visualização do histograma de consumo por alimentador ou município, sendo que as quadrículas com coloração mais intensa possuem maior consumo. O histograma possibilita ainda verificar as áreas do alimentador sem a presença de consumidores ativos, pela falta de consumo agregado. A Figura 6.5 apresenta o resultado da carga de dados para o ABZ2.

6.4 Análise da qualidade de tensão

A análise da qualidade de tensão é etapa base para início do processo de otimização de inserção de GDFV no alimentador em estudo. Para realização da análise da qualidade de tensão a ferramenta disponibiliza tela, apresentada na Figura 6.6, para seleção do alimentador a ser simulado. Uma vez adicionado o alimentador, o usuário inicia a simulação e os dados da rede são enviados para o simulador via componentes COM, bem como gravados em arquivos .dss, os quais são utilizados no algoritmo de inserção de GDFV.

O resultado gráfico dos cálculos é apresentado no mapa da ferramenta computacional, sendo que os segmentos MT onde foram identificadas transgressões de nível de tensão são destacados em vermelho. A Figura 6.7 apresenta o resultado dos cálculos

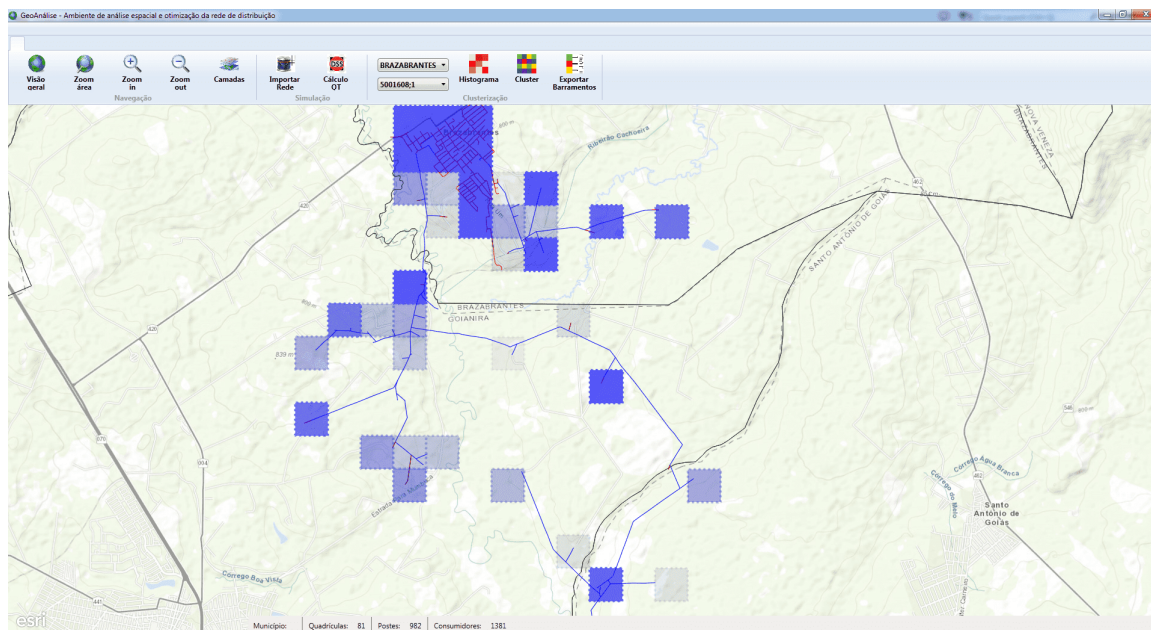


Figura 6.5 - Histograma de consumo do ABZ2.

GeoAnálise - Simulação do Circuito

Rede Elétrica

Código #	Data Download	Subestação	Alimentador	Download
231	28/04/2020 00:24	JARAGUA	2	Completo
230	26/04/2020 22:44	JARAGUA	2	Incompleto
229	26/04/2020 10:36	ACREUNA	2	Completo
228	21/04/2020 16:36	BRAZABRANTES	1	Completo
226	27/12/2019 12:40	BRAZABRANTES	2	Completo
227	27/12/2019 12:40	BRAZABRANTES	1	Completo
225	26/12/2019 19:24	BRAZABRANTES	1	Completo
224	30/05/2019 12:06	RIO VERDE	5	Incompleto
221	30/05/2019 12:06	RIO VERDE	6	Incompleto
217	30/05/2019 12:06	RIO VERDE	3	Incompleto
218	30/05/2019 12:06	RIO VERDE	7	Completo
219	30/05/2019 12:06	RIO VERDE	8	Completo
216	30/05/2019 12:06	RIO VERDE	2	Completo
223	30/05/2019 12:06	RIO VERDE	1	Completo
220	30/05/2019 12:06	RIO VERDE	4	Completo
222	30/05/2019 12:06	RIO VERDE	31	Completo
215	27/05/2019 03:33	RIO VERMELHO	8	Completo
214	26/05/2019 21:30	RIO VERMELHO	7	Completo
213	26/05/2019 18:00	RIO VERDE	6	Completo
212	26/05/2019 13:05	RIO VERDE	7	Completo

Ações

Simular

Figura 6.6 - Tela de seleção do alimentador a ser simulado.

de tensão para o AGL14.

Neste processo, os arquivos .dss gerados contém todos os elementos de rede, seguindo modelos específicos, os quais são utilizados para simulação de inserção de GDFV considerando a possibilidade de inserção em qualquer barramento do alimentador ou considerando áreas geográficas específicas, sendo tais áreas definidas por meio do

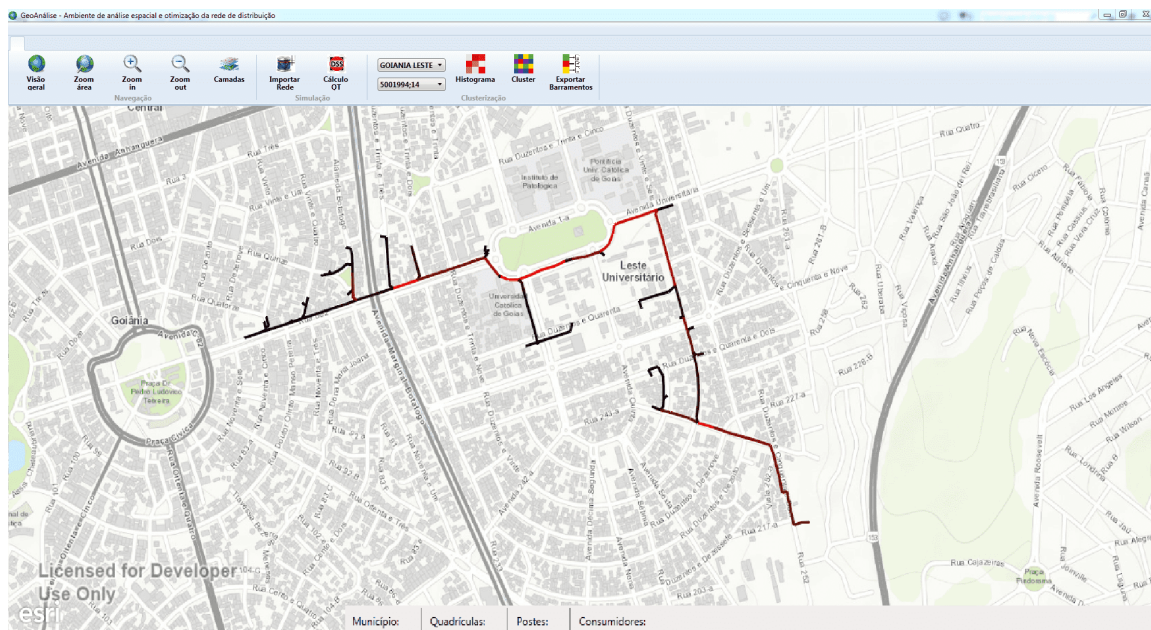


Figura 6.7 - Visualização dos segmentos MT com transgressão de tensão no AGL14.

processo de agrupamento e classificação das curvas de consumo das quadriculas do alimentador.

6.4.1 Agrupamento e classificação

Por meio das curvas de consumo de cada quadricula, a ferramenta disponibiliza funcionalidade de agrupamento e classificação destas curvas. Para tanto, é necessário definir número de grupos (*clusters*) a serem formados, o índice de fuzzificação e o erro a ser considerado para finalização do processo.

Realizada a simulação do agrupamento, o resultado é apresentado por meio das quadriculas relacionadas às curvas de consumo, na qual quadriculas de mesma cor são pertencentes ao mesmo grupo, sendo aleatório o processo de determinação das cores dos grupos. O processo pode ser aplicado tanto em alimentadores quanto em municípios, como apresentado na Figura 6.8, sendo que apenas são classificadas as quadriculas que possuem consumidores ativos. Isto possibilita aplicar a metodologia em alimentador considerando apenas a classificação aplicada ao seu perfil de consumo isolado ou ao seu perfil em relação aos demais alimentadores que pertence aos mesmos municípios.

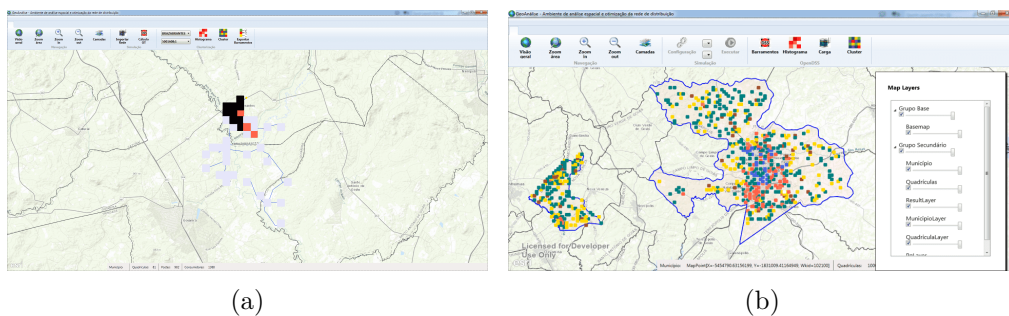


Figura 6.8 - Clusterização aplicada: (a) alimentador em três grupos e (b) município em dez grupos.

6.5 Validação do modelo e simulação

Trimestralmente, a ANEEL solicita às concessionárias brasileiras de energia informações sobre os níveis de tensão das UC. Para isto, as concessionárias realizam medições nos postos de transformação que atendem as UC indicadas, processo conhecido como **Campanha Amostrai**. A tensão é medida em cada posto durante sete dias, totalizando 168 horas com 1008 leituras válidas. Como a EDG tem mais que três milhões de UC, são coletadas informações de 330 postos, com o direito de expurgo de 10% destes registros. Após isto, encaminham-se as 300 amostras/trimestre à ANEEL.

A validação comparou os dados simulados com dados medidos na rede de distribuição real, em determinado posto de transformação, durante 24 horas. A Figura 6.9 apresenta os dados medidos de corrente e tensão em uma fase e a Figura 6.10 apresenta os dados simulados de corrente e tensão para as três fases.

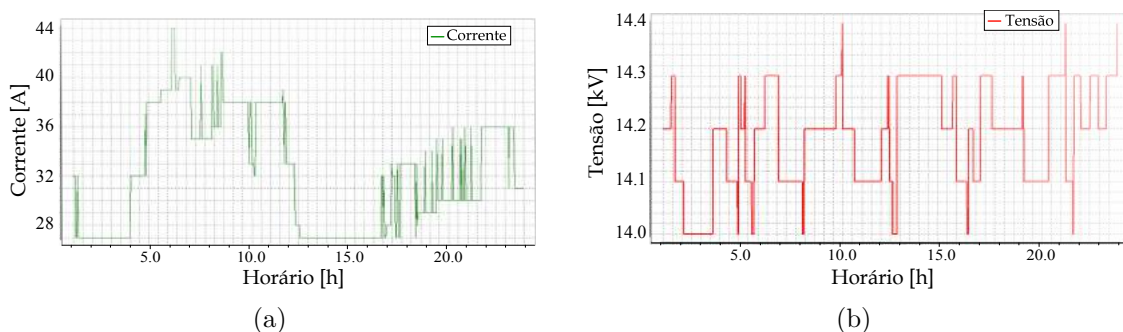


Figura 6.9 - Dados medidos na **Campanha Amostrai**: (a) comportamento da corrente e (b) comportamento da tensão.

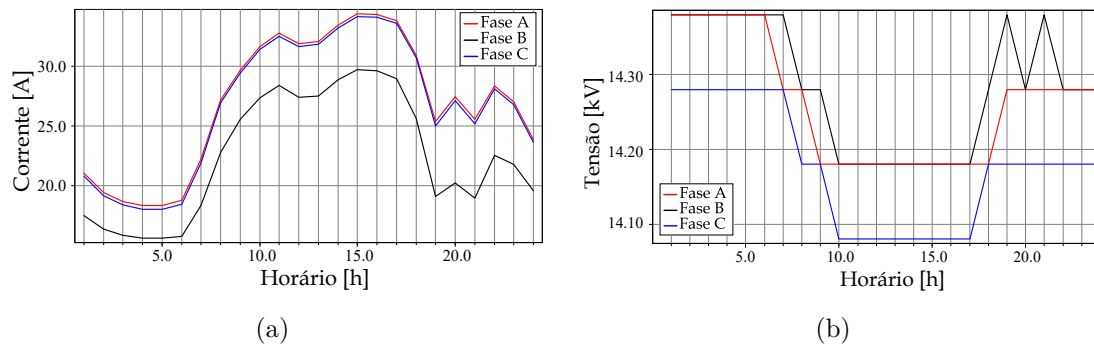


Figura 6.10 - Dados simulados: (a) comportamento da corrente e (b) comportamento da tensão.

As Tabela 6.2 e Tabela 6.3 dispõem a comparação entre os dados de corrente e tensão medidos e simulados, respectivamente. Embora o elevado desvio entre os valores medidos e simulados de corrente, tanto para o valor máximo quanto para o valor mínimo, destaca-se que os dados medidos foram obtidos apenas para uma fase e os dados simulados para as três fases. Entretanto, observa-se que o valor máximo da corrente simulada não ultrapassa o valor máximo da corrente medida, implicando em modelo que não gera falsos alarmes de sobrecorrente. Os desvios entre os dados medidos e simulados de tensão foram inferiores a 1%, validando o modelo da rede para o objeto de estudo deste trabalho, a **adequação de tensão**.

Tabela 6.2 - Valores das correntes medida e simulada.

#	Corrente Medida [A]	Corrente Simulada [A]	Desvio [%]
Máximo	44	35	20,45
Mínimo	27	17	37,03

Tabela 6.3 - Valores das tensões medida e simulada.

#	Tensão Medida [kV]	Tensão Simulada [kV]	Desvio [%]
Máximo	14,4	14,38	0,14
Mínimo	14	14,07	-0,50

Dentre todos os alimentadores simulados, foi escolhido para a análise de tensão e apresentação dos resultados o AGL14, por ter o menor número de UC na BT. Na simulação foi utilizado o modo de solução instantâneo *snapshot*, que fornece as condições limites do sistema em ponto específico no tempo. A Figura 6.11(a)

apresenta a classificação de tensão realizada nas condições limites, no qual cada ponto corresponde a um poste com vários nós. Quando um poste é classificado com transgressão de tensão, significa que possui ao menos um nó com inadequação de tensão, precária ou crítica (ver Tabela 3.2). Desta forma, mesmo um poste com vários nós que contém apenas um nó com transgressão de tensão, será classificado como poste com tensão não adequada. Logo, a Figura 6.11(a) indica o posicionamento geográfico das transgressões de tensão.

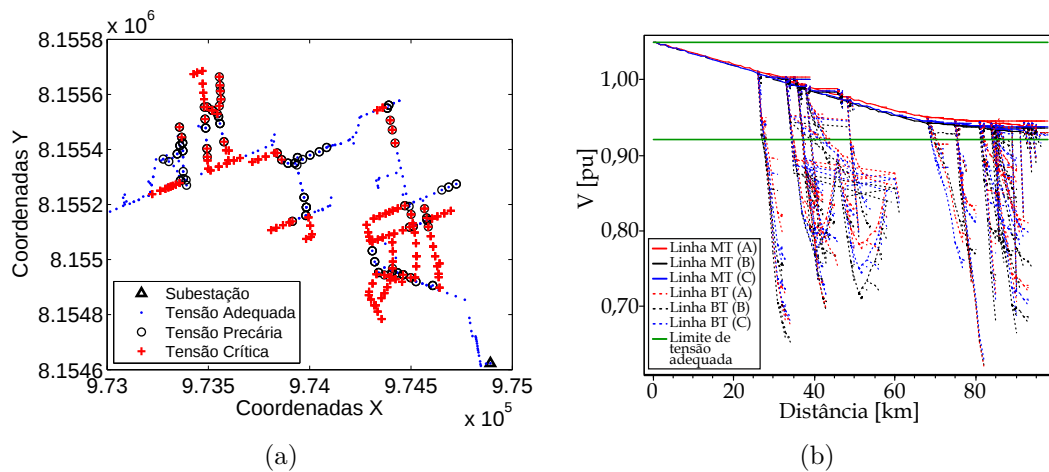


Figura 6.11 - AGL14: (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.

De forma resumida, a Tabela 6.4 dispõe a classificação de tensão em cada nó do AGL14, na qual: i) TC é a quantidade de nós com tensão crítica, ii) TP é a quantidade de nós com tensão precária e iii) TA é a quantidade de nós com tensão adequada. A Figura 6.11(b) apresenta o perfil de tensão da rede, na qual: i) as fases estão nas cores vermelha, preta e azul, ii) as linhas contínuas apresentam a MT, iii) as linhas pontilhadas apresentam a BT e iv) as linhas verdes horizontais apresentam o limite inferior de $0,92pu$ e o limite superior de $1,05pu$ de tensão, com base na Tabela 3.2 e exigido pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018a). As perdas elétricas na rede são de 13,08% e o nível de tensão adequada foi de 56,79%.

Tabela 6.4 - Classificação de tensão nos nós do AGL14.

AL-14	Nós	Nós [%]	TC	TC [%]	TP	TP [%]	TA	TA [%]
Fase A	1386	46,94	445	32,11	144	10,39	797	57,50
Fase B	840	28,44	235	27,98	115	13,69	490	58,33
Fase C	727	24,62	240	33,01	97	13,34	390	53,64
Total	2953	100,00	920	31,15	356	12,05	1677	56,79

6.5.1 Classificação para mapear consumidores por faixa de consumo

No processo de clusterização, são geradas curvas de consumo para as quadrículas com dimensão de 100×100 [m]. Para sobrepor todo o AGL14 foram necessárias 73 quadrículas geograficamente distribuídas. Desta forma, para cada quadrícula é criada a curva de consumo médio dos último doze meses e dividida por perfis de consumo. Foi utilizado o algoritmo *Fuzzy C*-médias com índice de fuzzificação de 1,25, critério de parada menor ou igual a 0,01 e número de grupos a serem gerados igual a 3. A Figura 6.12 apresenta a curva de consumo médio em *kWh* para os centróides dos três grupos formados.

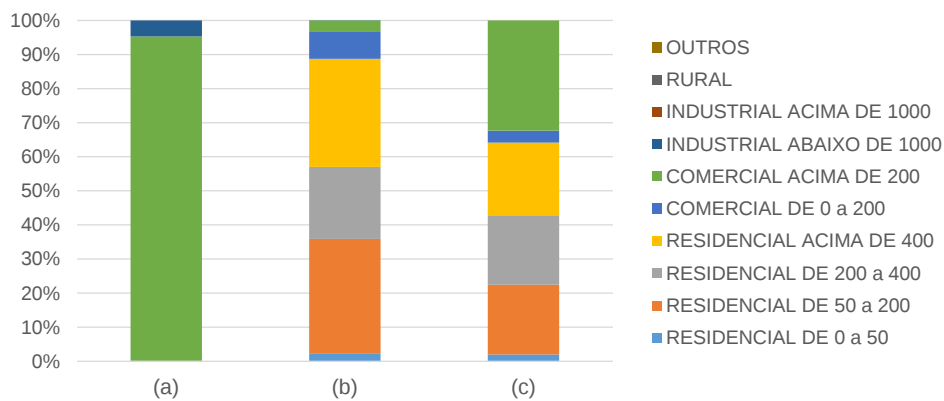


Figura 6.12 - Representação dos grupos formados pela clusterização: (a) **Grupo 1**, (b) **Grupo 2** e (c) **Grupo 3**.

Devido a característica urbana do AGL14, foram gerados grupos com consumo predominantemente residencial e comercial. O **Grupo 1** possui quadrículas com predominância de consumo comercial acima de 200 *kWh* e industrial abaixo de 1000 *kWh* com baixa representatividade. O **Grupo 2**, possui quadrículas com consumo predominantemente residencial (aproximadamente 90%), com maior representatividade no perfil acima de 400 *kWh* e de 50 *kWh* a 200 *kWh* e comercial (aproximadamente 10%), com maior representatividade para o perfil de 0 a 200 *kWh*. Por fim, o **Grupo 3** possui quadrículas com consumo predominantemente residencial (aproximadamente 65%), com distribuição semelhante para os perfis de 50 *kWh* a 200 *kWh*, 200 *kWh* a 400 *kWh* e acima de 400 *kWh*, mas com maior participação do consumo comercial (aproximadamente 35%), quando comparado ao **Grupo 2**.

Finalizado o processo de clusterização, é aplicado para as quadrículas de cada grupo determinada cor, na qual quadrículas da mesma cor pertencem ao mesmo grupo.

As quadrículas são atribuídas ao grupo no qual sua curva de consumo médio tem a menor distância euclidiana quando comparada à curva de centróide deste grupo. A Figura 6.13 apresenta o resultado da clusterização do AGL14 com os três grupos, na qual as quadrículas estão sobrepondo geograficamente os segmentos da rede do AGL14. Os grupos são definidos nas cores: i) **Grupo 1** com quadrículas magentas, ii) **Grupo 2** com quadrículas verdes e iii) **Grupo 3** com quadrículas azuis.

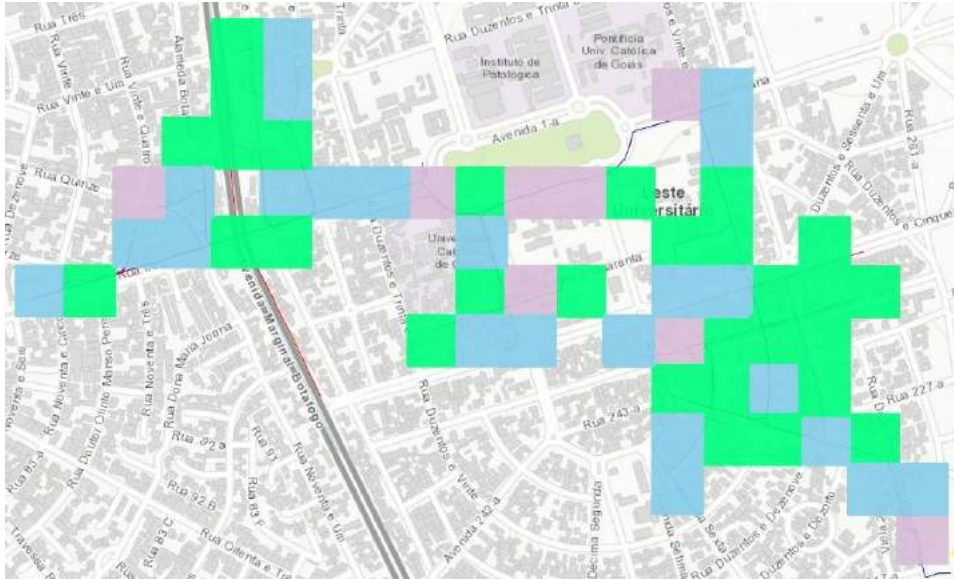


Figura 6.13 - Resultado da clusterização para o AGL14 com saída de três grupos.

6.5.2 Validação do processo de otimização aplicado na inserção de geração distribuída fotovoltaica

A validação do algoritmo de inserção de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) proposto é utilizado no processo de otimização e dividido em duas partes: i) otimização da posição da geração *pos* e da potência de geração *pot*, na qual o usuário informa o número de GDFV a ser inserida na rede e potência limite por ponto de conexão e o algoritmo determina os locais de inserção e potência de fornecimento das GDFV e ii) otimização da quantidade de GDFV *qtd*, da *pos* e da *pot*, na qual o usuário informa apenas a potência limite por ponto de conexão e o algoritmo determina a quantidade, os locais de inserção e a potência de fornecimento das GDFV. Para validar o algoritmo de inserção de GDFV foi utilizado o AGL14, conectando e desconectando cargas e alterando a potência de algumas unidades consumidoras (UC).

No processo de otimização das variáveis pos e pot são utilizados quatro cenários com a presença de transgressão de tensão em regiões distintas da rede de distribuição, selecionados como: i) **Cenário 1** – transgressão de tensão em única região e algoritmo de inserção de GDFV utilizado para a inserção de única fonte de geração, ii) **Cenário 2** – transgressão de tensão em duas regiões e algoritmo de inserção de GDFV inserindo duas fontes de geração, iii) **Cenário 3** – transgressão de tensão em três regiões e algoritmo de inserção de GDFV inserindo três fontes de geração e iv) **Cenário 4** – transgressão de tensão em três regiões e algoritmo de inserção de GDFV inserindo uma fonte de geração.

O método de otimização utilizado foi o algoritmo genético (AG) com a configuração: i) método de seleção por torneio, ii) operador de mutação adaptativo, iii) operador de cruzamento heurístico, vi) critério de parada com número máximo de gerações $g_{max} = 50$ ou função de avaliação $f(\vec{x}) = 0$, v) número de indivíduos na população de 50, exceto para o **Cenário 3** que utiliza população de 200 indivíduos por necessitar otimizar mais variáveis que os outros cenários e vi) função de avaliação $f(\vec{x})$ com base na tensão de transgressão. Nestas avaliações a potência máxima de fornecimento das GDFV $pot_{max} \leq 1000kVA$.

A Figura 6.14(a) apresenta a classificação da tensão do **Cenário 1** antes da inserção da GDFV, indicando transgressão de tensão em única região e a Figura 6.14(b) apresenta a localização da inserção da GDFV na rede de distribuição após aplicado o processo de otimização. Na Figura 6.15(a) é apresentado o perfil de tensão da rede de distribuição antes da inserção da GDFV e do processo de otimização, indicando a transgressão no final da rede. A Figura 6.15(b) apresenta o perfil de tensão após o processo de otimização, indicando a adequação da rede quanto ao nível de tensão. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 10,9508$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 0$, obtida após três gerações. Após a otimização as perdas elétricas da rede reduziram de 5,57% para 4,70%, redução de 0,87%.

Para o **Cenário 1**, a otimização resultou na posição geográfica da barra¹ $pos = 35$ (do total de 1385 barras) e a potência de fornecimento da GDFV $pot = 254,42kVA$. Após a otimização, Figura 6.15(b), observa-se a adequação de tensão em toda a rede, devido à presença da GDFV com posição geográfica e potência otimizada, além disto, observa-se que todas as linhas do perfil de tensão encontram-se entre os limites de tensão adequado.

¹Os postes/barras não seguem sequência de numeração.

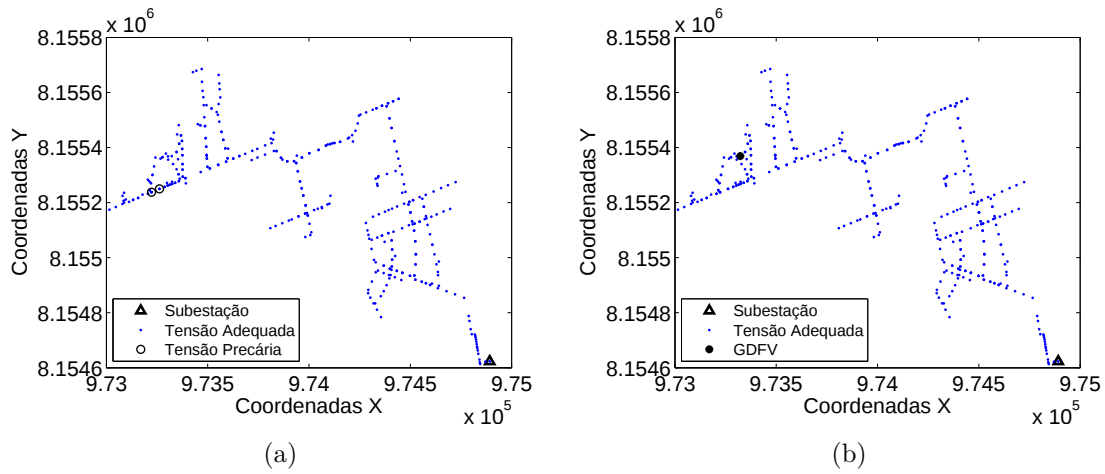


Figura 6.14 - **Cenário 1**: (a) classificação da tensão antes da inserção da GDFV e (b) classificação da tensão após inserção da GDFV.

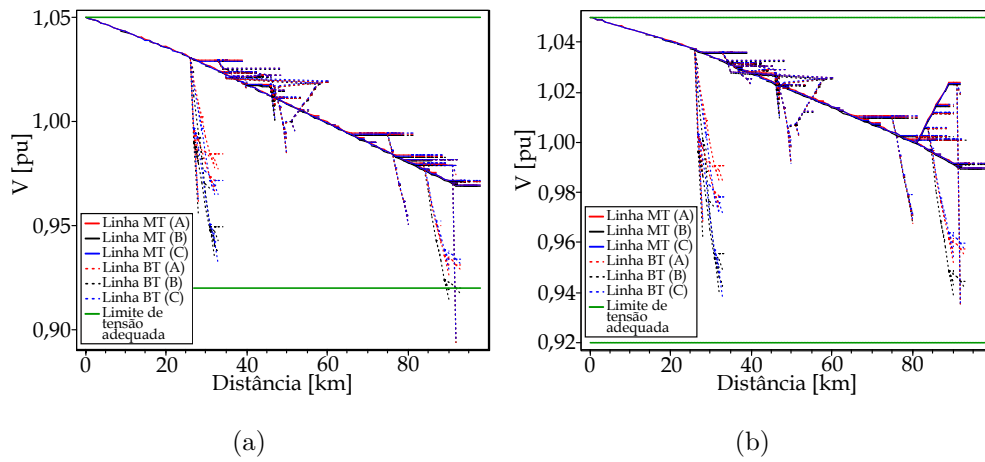


Figura 6.15 - **Cenário 1**: (a) perfil da tensão antes da inserção da GDFV e (b) perfil da tensão após inserção da GDFV.

No **Cenário 2** contêm duas regiões de transgressão de tensão antes da inserção das GDFV, como apresentado na Figura 6.16(a). O perfil de tensão da rede de distribuição deste cenário é apresentado na Figura 6.17(a), na qual é observado que antes da inserção das GDFV há transgressão de tensão. O intuito de analisar o **Cenário 2** é otimizar a inserção de duas GDFV na tentativa de adequar a tensão. Assim, a otimização inicia-se com $f(\vec{x}) = 42,7708$ e termina com $f(\vec{x}) = 0$, indicando ausência de transgressão de tensão em seis gerações. A Figura 6.16(b) apresenta a classificação da tensão na rede de distribuição com as posições das GDFV após a otimização e a Figura 6.17(b) apresenta o perfil de tensão após a otimização.

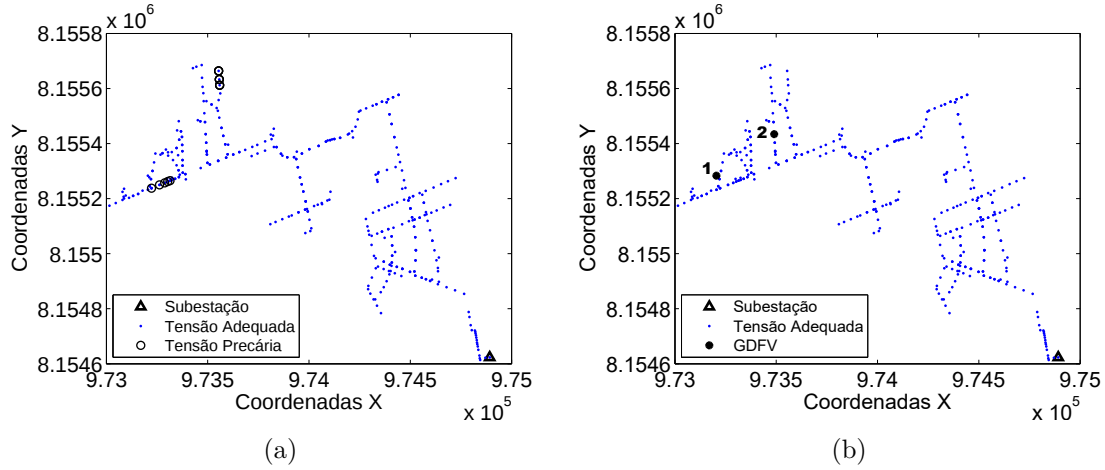


Figura 6.16 - **Cenário 2**: (a) classificação da tensão antes da inserção da GDFV e (b) classificação da tensão após inserção da GDFV.

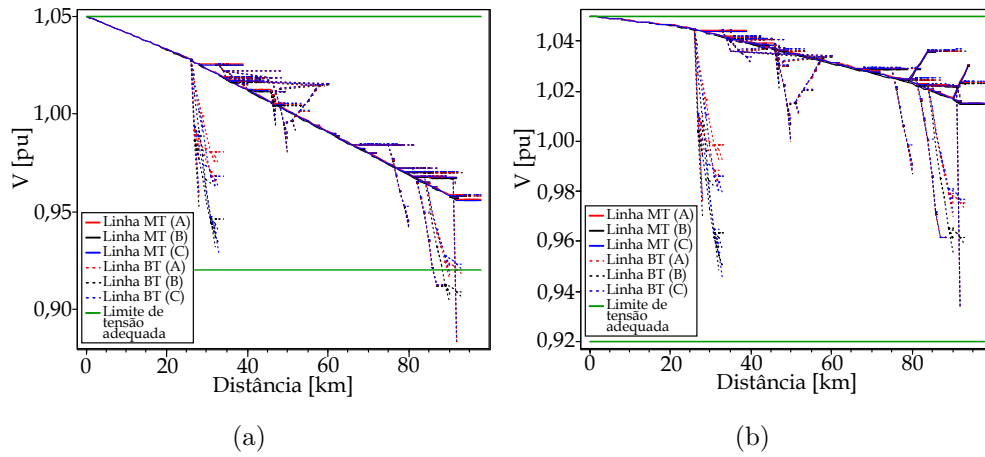


Figura 6.17 - **Cenário 2**: (a) perfil da tensão antes da inserção da GDFV e (b) perfil da tensão após inserção da GDFV.

Para o **Cenário 2**, a otimização resultou nas posições geográfica das barra $pos_1 = 163$, barra $pos_2 = 366$ e as potências de fornecimento $pot_1 = 423,84kVA$, $pot_2 = 302,77kVA$ para as $GDFV_1$ e $GDFV_2$ respectivamente. A potência injetada na rede foi de $pot_{total} = 726,61kVA$, a perda elétrica antes da inserção da GDFV foi de 6,49% e após a inserção foi de 7,20%, obtendo elevação de 0,71%, ocasionada pela elevada potência injetada na rede.

No **Cenário 3** antes das inserções de GDFV, ocorrem transgressão de tensão em três regiões, como apresentado na Figura 6.18(a) e perfil de tensão da rede de distribuição como apresentado na Figura 6.19(a). Neste cenário o intuito é otimizar a inserção

de três GDFV e obter a rede de distribuição sem transgressão. No processo de otimização, a função de avaliação inicial foi $f(\vec{x}) = 50,9316$ e a final foi $f(\vec{x}) = 0$, realizando todo processo em sete gerações. A Figura 6.18(b) apresenta a classificação de tensão e o local de inserção das GDFV na rede de distribuição e a Figura 6.19(b) apresenta o perfil de tensão, ambas após a inserção das GDFV.

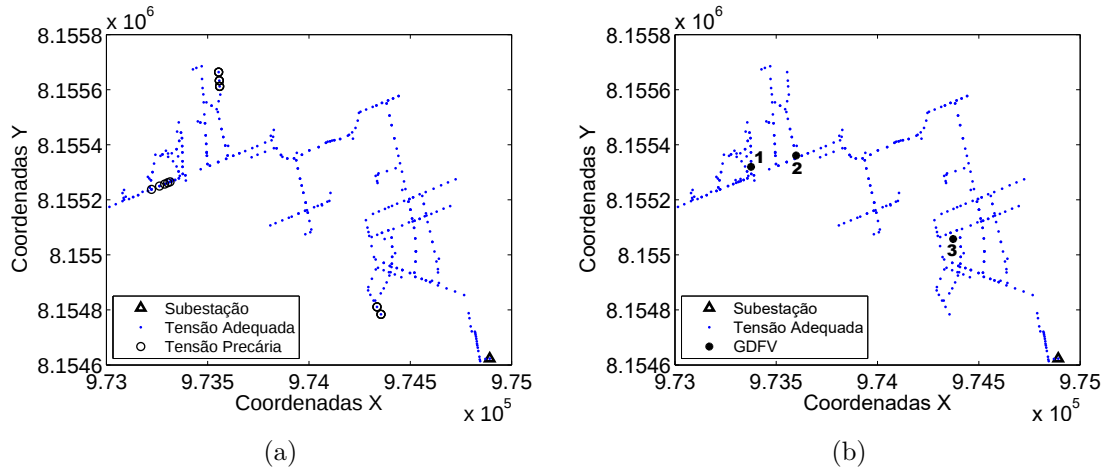


Figura 6.18 - **Cenário 3**: (a) classificação da tensão antes da inserção da GDFV e (b) classificação da tensão após inserção da GDFV.

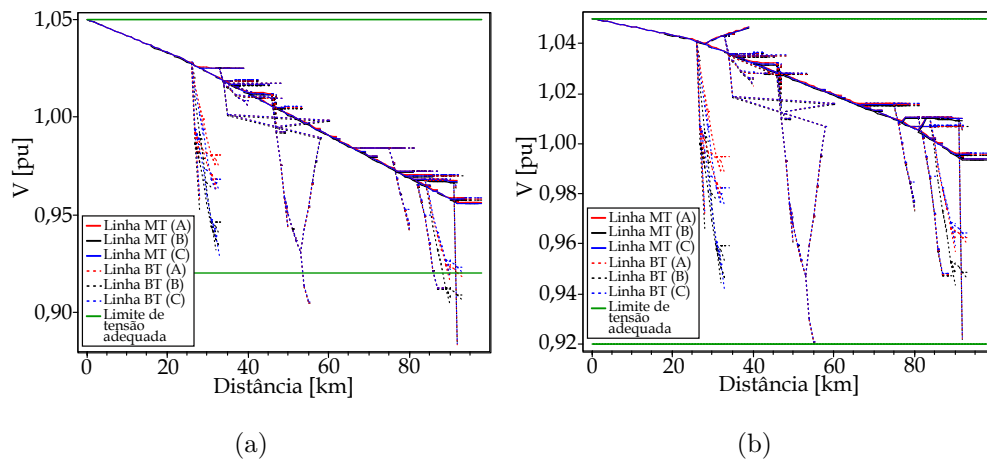


Figura 6.19 - **Cenário 3**: (a) perfil da tensão antes da inserção da GDFV e (b) perfil da tensão após inserção da GDFV.

O processo de otimização heurístico AG, resultou para o **Cenário 3**: i) posições nas barras $pos_1 = 119$, $pos_2 = 114$ e $pos_3 = 174$ e ii) potências de fornecimento

$pot_1 = 221,2kVA$, $pot_2 = 221,5kVA$ e $pot_3 = 100,7kVA$, respectivamente para as GDFV₁, GDFV₂ e GDFV₃. A potência injetada na rede foi de $pot_{total} = 543,40kVA$ e as perdas elétricas antes da inserção das GDFV foi de 6,59% e as perdas elétricas após a otimização foi de 4,18%, redução de 2,41%.

O **Cenário 4** utiliza a mesma configuração da rede de distribuição do **Cenário 3**, apresentado na Figura 6.18(a) e o mesmo perfil de tensão da rede elétrica apresentado na Figura 6.19(a). O intuito da análise do **Cenário 4** é otimizar a inserção de única GDFV observando a localização e a potência necessária para que a rede de distribuição não tenha transgressão. Na otimização inicialmente $f(\vec{x}) = 50,9316$ e ao final $f(\vec{x}) = 0$ com cinco gerações. Foram obtidos posição geográfica da barra $pos = 183$ e potência de fornecimento $pot = 821,60kVA$.

O valor da potência é relativamente elevada dado que única GDFV deve adequar as tensões elétricas de toda a rede, enquanto que no **Cenário 3** foram inseridas três GDFV com $pot_{total} = 543,40kVA$. No **Cenário 3** as posições das GDFV produziram redução de $pot_{total} = 278,20kVA$ quando comparado com o **Cenário 4**. A classificação de tensão com a localização da inserção da GDFV é apresentada na Figura 6.20(a) e o perfil de tensão é apresentado na Figura 6.20(b), ambas após a otimização. As perdas elétricas da rede de distribuição antes da inserção da GDFV foi de 6,59% e após a inserção da GDFV foi de 6,82%, com elevação de 0,23%.

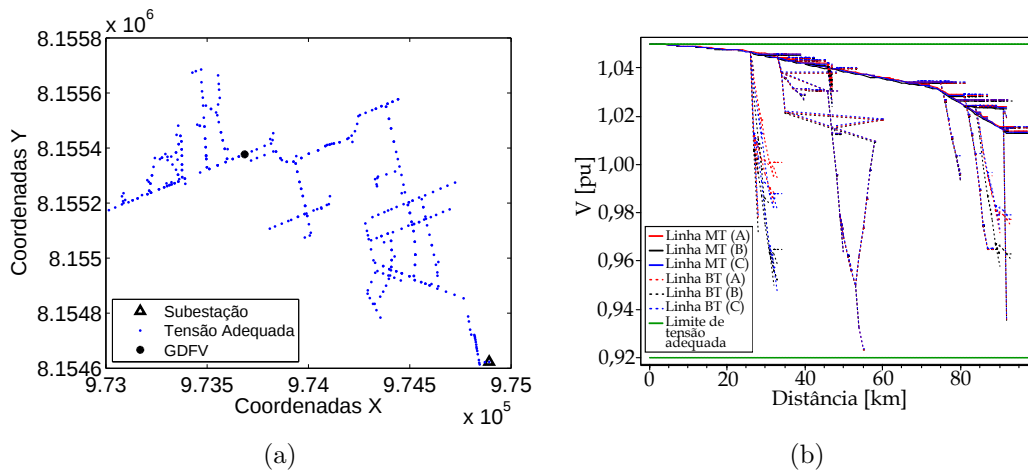


Figura 6.20 - **Cenário 4**: (a) classificação da tensão após inserção da GDFV e (b) perfil da tensão após inserção da GDFV.

Os **Cenário 1**, **Cenário 2**, **Cenário 3** e **Cenário 4** foram simulados/otimizados utilizando os parâmetros pos e pot , tendo o parâmetro quantidade de GDFV qtd

fixo. Com o intuito de analisar o processo de otimização, a variável qtd é inserida como variável a ser otimizada. Portanto, no novo estudo de caso são otimizadas as variáveis: i) pos , ii) pot e iii) qtd . Este estudo de caso é composto por dois novos cenários: i) **Cenário 5** que utiliza a rede de distribuição do **Cenário 1** e ii) **Cenário 6** que utiliza a rede de distribuição do **Cenário 3**.

No **Cenário 5** utilizou-se a mesma rede de distribuição do **Cenário 1**, apresentada nas Figura 6.14(a) e Figura 6.15(a). Neste circuito/rede mesmo otimizando a variável qtd , foi necessária apenas única GDFV² para a adequação da tensão em toda a rede de distribuição. A GDFV inserida possui posição geográfica na barra $pos = 26$ e potência de fornecimento $pot = 245,93kVA$. O processo de otimização cessou com três gerações e as perdas elétricas anterior a otimização foi de 5,57% e após a inserção da GDFV reduziu para 4,82%, redução de 0,75%. Comparando o **Cenário 1** com o **Cenário 5**, a posição da GDFV foi alterada, no entanto, permanece na proximidade uma da outra: $pos = 35$ e $pos = 26$, respectivamente. Com relação a potência gerada, o **Cenário 1** obteve $pot = 254,42kVA$ e o **Cenário 5** obteve $pot = 245,93kVA$. Os resultados são semelhantes e a pequena diferença entre os valores das variáveis pos e pot está relacionada com o método de otimização heurístico.

No **Cenário 6** utilizou-se a mesma rede de distribuição do **Cenário 3**, apresentada nas Figura 6.18(a) e Figura 6.19(a), mas a adequação da tensão ocorreu com a inserção de única GDFV com potência aproximadamente igual a soma das três GDFV obtidas no **Cenário 3**. Apesar da proposição de adequação de tensão com única GDFV no **Cenário 6**, tal solução tem maior dificuldade de ser aplicada devido à necessidade de maior área para instalação da GDFV. Quando o número de GDFV aumenta e a potência individual diminui, aumentasse a possibilidade de implantação pela disponibilidade de áreas nas regiões indicadas.

Para o **Cenário 6** foram necessárias 27 gerações até a obtenção de $f(\vec{x}) = 0$ e o processo de otimização obteve resultado de $qtd = 1$ com posição geográfica na barra $pos = 159$ e potência de fornecimento $pot = 675kVA$. Toda a rede de distribuição teve a tensão adequada e as perdas elétricas da rede antes da inserção foi de 6,59% e após a inserção da GDFV reduziu para 5,06%, redução de 1,53%. A Figura 6.21(a) apresenta a nova classificação de tensão após a otimização, indicando a posição de inserção da GDFV ao final da rede de distribuição e a Figura 6.21(b) apresenta o novo perfil de tensão sem transgressão.

²É possível configurar no algoritmo o nível de tensão máxima admissível para a GDFV.

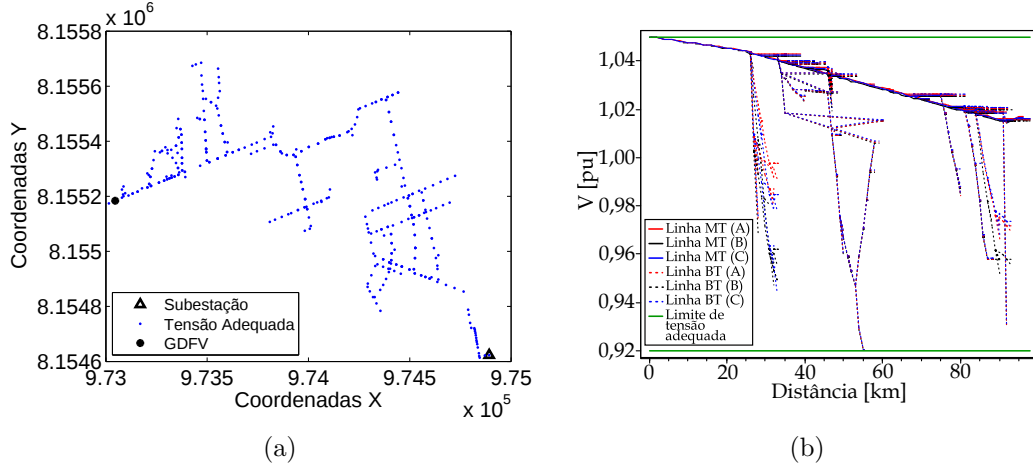


Figura 6.21 - **Cenário 6:** (a) nova classificação da tensão após inserção da GDFV e (b) novo perfil da tensão após inserção da GDFV.

A Tabela 6.5 dispõe os resultados obtidos nos processos de inserção de GDFV e otimização dos parâmetros *pos*, *pot* e *qtd* para todos os cenários analisados. Na Tabela 6.5 os itens são definidos como: **1)** quantidade de regiões com transgressão de tensão, **2)** quantidade de GDFV inseridas, **3)** perdas elétricas antes da inserção/otimização [%], **4)** perdas elétricas após a inserção/otimização [%], **5)** diferença entre as perdas elétricas antes e após a inserção/otimização [%], **6)** função de avaliação inicial, **7)** função de avaliação final, **8)** total de gerações até o processo de otimização cessar, **9)** posições geográficas obtidas, **10)** potências de fornecimento obtidas [*kVA*] e **11)** tensão foi adequada em toda a rede elétrica após a aplicação da metodologia (sim/não). Analisando os dados da Tabela 6.5, observa-se que em todos os cenários as tensões da rede elétrica foram adequadas após a inserção das GDFV com parâmetros otimizados.

6.5.3 Inserção e análise da geração distribuída fotovoltaica em diferentes posições geográficas

A geração solar fotovoltaica é intermitente de acordo com a hora do dia, não havendo geração fora do período de incidência solar. A ANEEL (2017a) apresenta a relação entre consumo e geração solar dentro do mesmo ciclo de faturamento para consumidores residenciais e comerciais. As Figura 6.22(a) e Figura 6.22(b) apresentam as curvas típicas e curvas de geração dos consumidores residenciais e comerciais ao longo de um dia típico, considerando a instalação de sistemas de $3kWp$ para os consumidores residenciais e de $10kWp$ para os consumidores comerciais.

Tabela 6.5 - Valores obtidos dos processos de inserção e otimização para todos os cenários.

#	Otimização: <i>pos</i> e <i>pot</i>				Otimização: <i>qtd</i> , <i>pos</i> e <i>pot</i>	
Item	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
1)	1	2	3	3	1	3
2)	1	2	3	1	1	1
3)	5,57	6,49	6,59	6,59	5,57	6,59
4)	4,70	7,20	4,18	6,82	4,82	5,06
5)	-0,87	+0,71	-2,41	+0,23	-0,75	-1,53
6)	10,95	42,77	50,93	50,93	10,95	50,93
7)	0	0	0	0	0	0
8)	3	6	7	5	3	27
9)	<i>pos</i> ₁	35	163	119	183	26
	<i>pos</i> ₂	-	366	114	-	-
	<i>pos</i> ₃	-	-	174	-	-
10)	<i>pot</i> ₁	254,42	423,84	221,2	821,60	245,93
	<i>pot</i> ₂	-	302,77	221,5	-	-
	<i>pot</i> ₃	-	-	100,7	-	-
	<i>pot</i> _{total}	254,42	726,61	543,4	821,60	245,93
11)	sim	sim	sim	sim	sim	sim

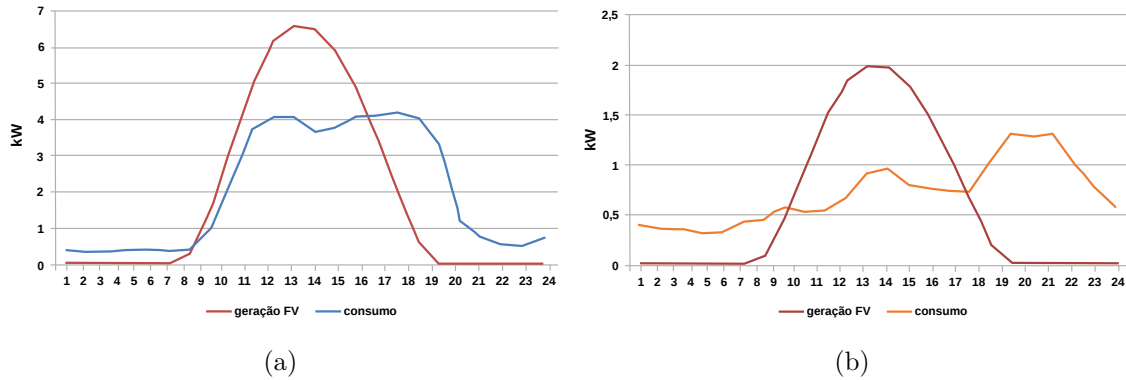


Figura 6.22 - Intermittência da geração solar fotovoltaica: (a) consumidores residenciais e (b) consumidores comerciais.

Smith et al. (2011) afirmam que os diferentes posicionamentos de inserção das GDFV impactam na adequação de tensão da rede de diversas formas, até mesmo para potências totais de fornecimento idênticas. Para analisar esta afirmação, foram realizados testes de mudança de posicionamento geográfico na inserção de GDFV do AGL14, apresentado na Figura 6.11(a) e Figura 6.11(b), com as características: i) **Análise 1** – impacto da inserção de única GDFV no início da rede, próximo à subestação e com 1000kVA de potência de fornecimento, ii) **Análise 2** – impacto da inserção de única GDFV no final da rede de distribuição, com 1000kVA de potência de fornecimento e iii) **Análise 3** – impacto da inserção de dez GDFV com 100kVA de potência de fornecimento cada, em pontos aleatórios da rede, totalizando 1000kVA de potência de fornecimento. As Figura 6.23, Figura 6.24 e Figura 6.25 apresentam a classificação e o perfil de tensão para as três análises, respectivamente.

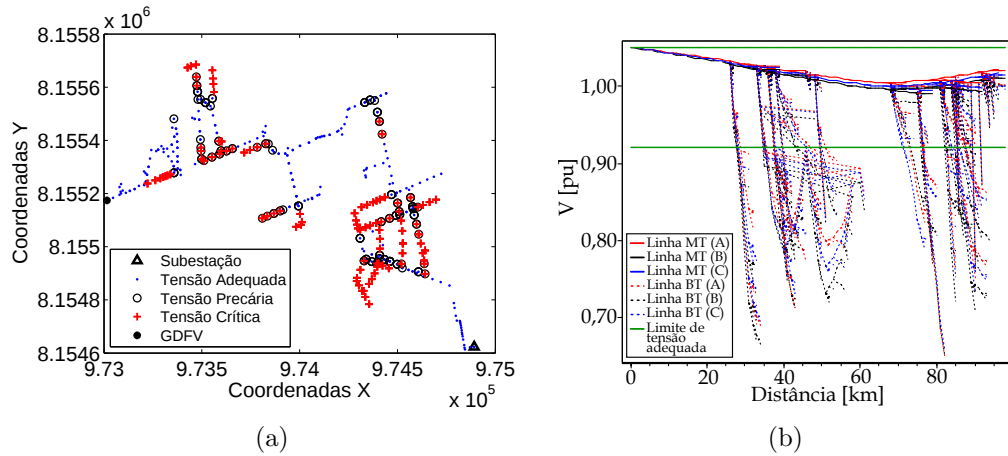


Figura 6.23 - **Análise 1:** (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.

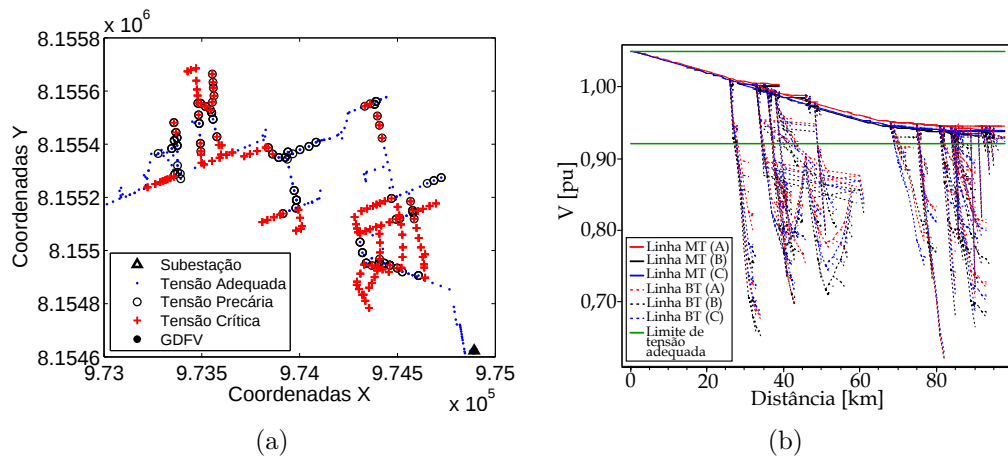


Figura 6.24 - **Análise 2:** (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.

A Tabela 6.6 dispõe a classificação de tensão para todos os nós do AGL14 para as três análises realizadas, na qual os percentuais de tensão crítica, precária e adequada estão destacados em **negrito**. Cada análise resultou em diferentes classificações de tensão e diferentes perfis de tensão, para a mesma potência de fornecimento injetada na rede. As perdas elétricas foram de 13,57% para a **Análise 1**, 14,30% para a **Análise 2** e 38,14% para a **Análise 3**. O maior percentual de nós com tensões adequadas foi de 67,01%, obtido na **Análise 2**. Desta forma, para a mesma potência total de fornecimento e diferentes posições geográficas de inserção de GDFV ocasionam diferentes impactos na rede.

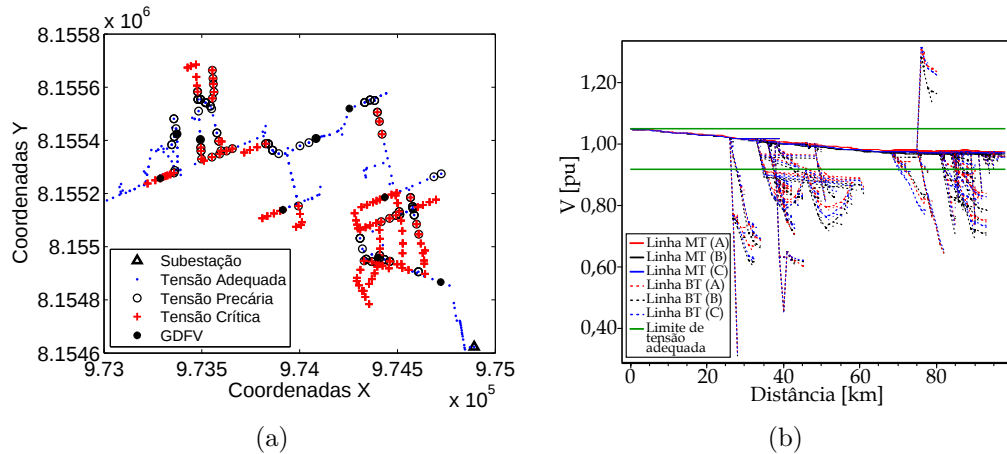


Figura 6.25 - **Análise 3**: (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.

Tabela 6.6 - Impacto do posicionamento geográfico da geração distribuída fotovoltaica no AGL14.

Análises	AL-14	Nós	Nós [%]	T.C.	T.C. [%]	T.P.	T.P. [%]	T.A.	T.A. [%]
Análise 1	Fase A	1387	46,92	446	32,15	138	9,95	803	57,90
	Fase B	841	28,45	234	27,83	115	13,67	492	58,50
	Fase C	728	24,63	241	33,10	95	13,05	392	53,85
	Total	2956	100,00	921	31,15	348	11,77	1687	57,07
Análise 2	Fase A	1387	46,92	367	26,46	93	6,71	927	66,83
	Fase B	841	28,45	181	21,52	75	8,92	585	69,56
	Fase C	728	24,63	181	24,86	78	10,72	469	64,42
	Total	2956	100,00	729	24,66	246	8,32	1981	67,01
Análise 3	Fase A	1396	46,80	430	30,81	108	7,73	858	61,46
	Fase B	850	28,50	230	27,05	87	10,24	533	62,71
	Fase C	737	24,70	236	32,02	74	10,04	427	57,94
	Total	2983	100,00	896	30,04	269	9,02	1818	60,94

6.5.4 Processo de otimização aplicado na inserção de GDFV na rede de distribuição real

As análises realizadas anteriormente utilizaram trechos ou modificações reduzidas da rede elétrica de distribuição real. As próximas análises são realizadas utilizando o algoritmo de inserção e otimização na rede de distribuição real completa, na forma como está nos bancos de dados da concessionária. Para realização desta metodologia, o algoritmo de inserção de GDFV foi utilizado de duas formas: i) aplicado de forma livre, utilizando todas as barras do alimentador como possíveis pontos de inserção de GDFV e ii) aplicado de forma restrita utilizando o resultado da clusterização, inserindo as GDFV apenas nas barras contidas em grupo pré-definido entre os **Grupo 1**, **Grupo 2** e **Grupo 3**. Nesta metodologia foi utilizado o AGL14

apresentado nas Figura 6.11(a) e Figura 6.11(b).

Foram realizadas várias rodadas de simulação com $g_{max} = 1000$, no entanto, devido ao elevado número de barras dos alimentadores, ocorreram problemas cessando o processo antes do final desejado. Por limitações da máquina utilizada, as otimizações retornaram erros de pouca memória disponível na máquina (*out of memory*) a partir de $g \geq 500$, ocorridos de forma aleatória. A máquina utilizada neste trabalho contém sistema operacional de 64 *bits* Windows 10 Enterprise, processador Intel Core i5-8365U de 1,9 *GHz* e 16 *GB* de RAM DDR4 2400 *MHz*, sendo que o tempo médio de otimização foi de ≈ 35 horas para $g_{max} = 500$. Foi realizado teste com máquina virtual que possui sistema operacional de 64 *bits* Windows Server 2021 R2, 8 processadores Intel Xeon E5-2650 de 2 *GHz* e 32 *GB* de RAM DDR3 1600 *MHz*, no qual foi possível analisar que o processo de otimização considerando $g_{max} = 1000$, resultaria em melhoria de apenas 1,27% em $f(\vec{x})$, com duração de ≈ 96 horas. Desta forma, define-se o limite de $g_{max} = 500$ para todos os estudos de caso do processo de otimização que utiliza a rede de distribuição completa (real).

Para aplicação dos algoritmos de inserção e otimização de GDFV na rede real, têm-se as variáveis a serem otimizadas: pos , pot e $qtd = 10$ com $pot_{max} = 100kVA$ por ponto de inserção. O método de otimização utilizado foi o algoritmo genético com algumas diferenças do usado na Seção 6.5.2, são elas: i) métodos de seleção estocástico e uniforme, ii) medida de aptidão por ranqueamento, iii) critério de parada número máximo de geração $g_{max} = 500$ ou função de avaliação $f(\vec{x}) = 0$ e iv) número de indivíduos na população de 200. A função de avaliação utilizada para mensurar a aptidão de cada possível solução é dada por (5.4).

A aptidão (valor da função de avaliação $f(\vec{x})$) é a métrica que indica o desempenho do processo de otimização. A média de $f(\vec{x})$ indica a diversidade de determinada população e o melhor valor, no caso de minimização o menor valor, indica como o processo de otimização está evoluindo no passar das gerações. A Figura 6.26 apresenta a média da aptidão e o valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo de determinada geração no processamento das 500 gerações, sendo que os valores de 0 a 450, no eixo das ordenadas da Figura 6.26(b), foram suprimidos para melhorar a visualização. Observa-se que na geração $g = 170$ foi realizada alteração do método de seleção estocástico para o método de seleção uniforme. Isto se fez necessário para aumentar a diversidade genética, uma vez que a partir de $g = 150$ ocorre estagnação e a perda da diversidade, deixando o processo de otimização em possível ótimo local.

A função de avaliação inicial é de $f(\vec{x}) = 1046,20$ e a função de avaliação final

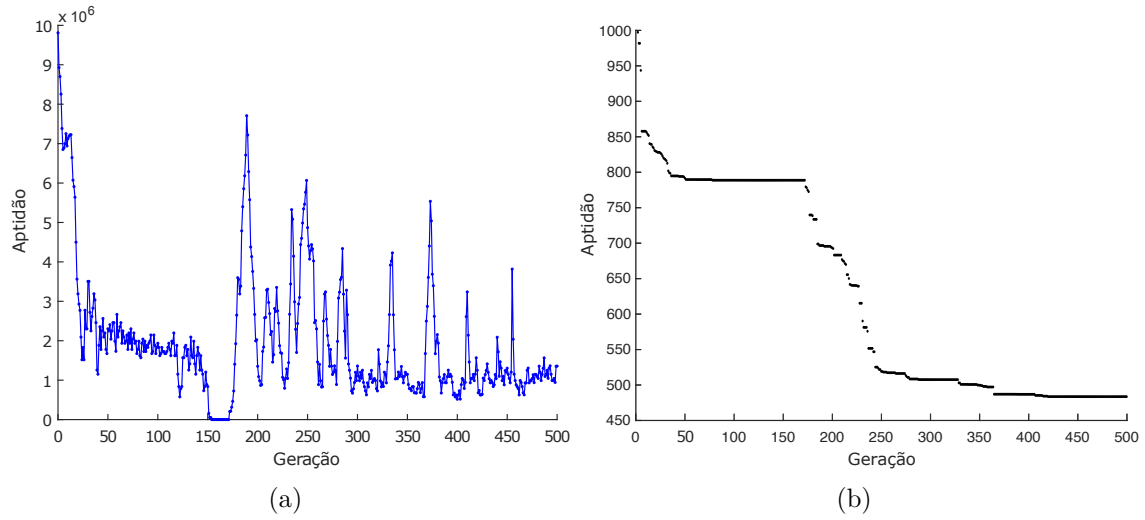


Figura 6.26 - Valores da aptidão sem restrição de barra e pos , pot : (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.

$f(\vec{x}^*) = 483,58$, obtida após 500 gerações. Ocorreu melhoria no nível de tensão de $\approx 53,77\%$, obtido pela análise do valor da função de avaliação. Esta melhoria, quando comparada com os dados dispostos na Tabela 6.4, reflete no aumento de $43,65\%$ dos nós com tensão adequada, redução de $29,21\%$ dos nós com tensão precária e redução de 65% dos nós com tensão crítica. As dez GDFV inseridas no processo de otimização somam $pot_{total} = 298,55kVA$ de potência injetada na rede e as perdas elétricas reduziram de $13,08\%$ para $11,77\%$.

A Figura 6.27 apresenta a classificação de tensão do AGL14 antes e após a inserção de GDFV, com processo de otimização, sem restrição de barras e com a presença das dez GDFV inseridas. Observa-se na Figura 6.27(b) a redução dos pontos com tensão crítica e precária quando comparado com a situação da rede real na Figura 6.27(a). A Figura 6.28 apresenta o perfil de tensão antes, Figura 6.28(a) e após Figura 6.28(b) da inserção de GDFV em posições otimizadas e sem restrição de barras, confirmando a redução do quantitativo de nós com tensão precária e crítica e o aumento dos nós com tensão adequada.

Ainda como teste sem restrição de barra, foi utilizado o processo de otimização para as três variáveis: qtd , pos e pot com a única restrição que $pot_{max} = 100kVA$. A Figura 6.29 apresenta a média e melhor valor da aptidão no processamento de otimização que atingiu o critério de parada $g_{max} = 500$, sendo que os valores de 0 a 300, no eixo das ordenadas da Figura 6.29(b), foram suprimidos para melhorar a visualização. Observa-se na Figura 6.29 que a partir de $g = 80$ ocorre estagnação

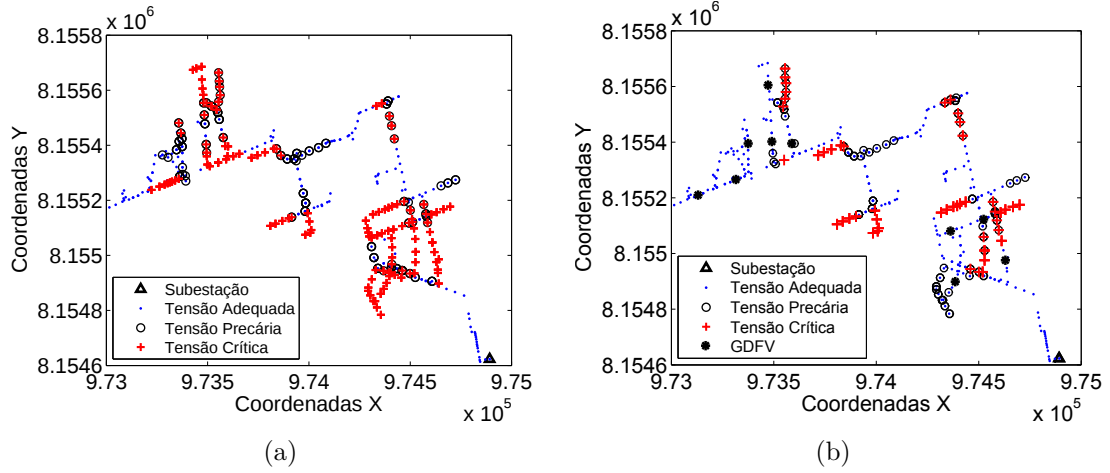


Figura 6.27 - Otimização das variáveis pos e pot sem restrição de barras: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.

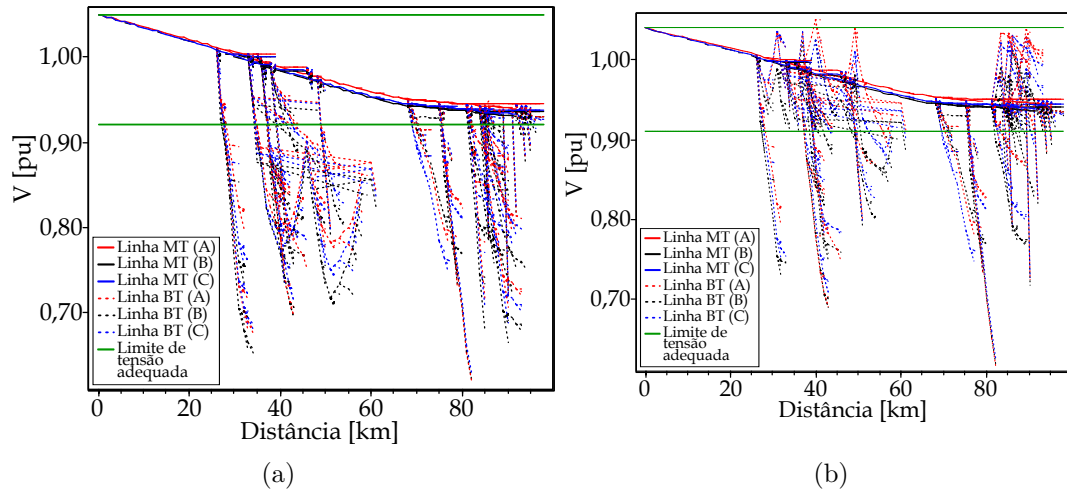


Figura 6.28 - Otimização das variáveis pos e pot sem restrição de barras: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.

no valor da função objetivo e em $g = 205$ é realizada a alteração do operador de mutação adaptativo para o operador de mutação uniforme.

A otimização obteve o valor da variável $qdt = 14$, sendo que o valor da função de avaliação inicial é $f(\vec{x}) = 1046,20$, a qual diminui para $f(\vec{x}^*) = 324,47$, produzindo redução de $\approx 70\%$ nas transgressões de tensão da rede. Este resultado ocasiona elevação de 55,99% dos nós com tensão adequada, redução de 44,66% dos nós com tensão precária e redução de 80,22% dos nós com tensão crítica. O valor da $pot_{total} =$

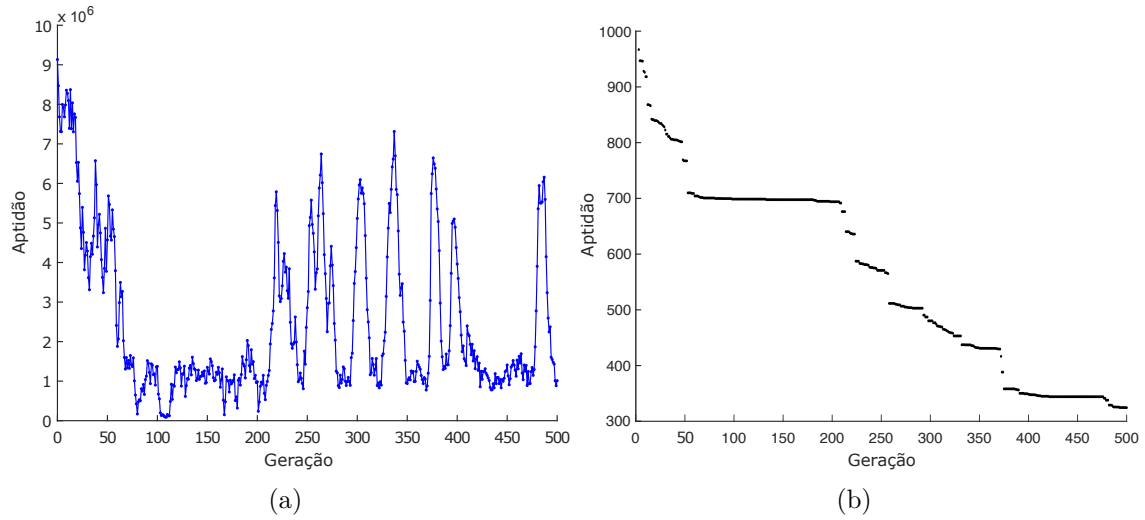


Figura 6.29 - Valores da aptidão sem restrição de barra e pos , pot e qtd : (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.

374, 48kVA de potência injetada na rede produz redução das perdas elétricas de 13,08% para 12,22%.

A Figura 6.30 apresenta a classificação de tensão do AGL14 antes Figura 6.30(a) e após Figura 6.30(b) a inserção das GDFV com as variáveis qtd , pos e pot otimizadas, na qual observa-se redução dos pontos com tensão crítica e precária na rede. A Figura 6.31(a) e a Figura 6.31(b) apresentam o perfil de tensão antes e após a inserção das GDFV, respectivamente, expondo a melhoria na rede elétrica de distribuição com relação a original (veja Figura 6.11 e Tabela 6.4).

De posse dos resultados obtidos com o processo de otimização na rede elétrica de distribuição real, objetiva-se utilizar o mesmo processo de otimização em conjunto com o processo de clusterização. Neste processo, para cada grupo formado é enviada a lista de barramentos presentes no interior das quadrículas do grupo para o algoritmos de otimização. Desta forma, é possível realizar o comparativo entre a otimização sem restrição de barramentos e a otimização por grupo de perfil de consumo médio por quadrícula.

Na aplicação deste processo de otimização que considera a inserção das GDFV em determinado grupo de perfil de consumo, serão realizadas duas etapas: i) considerando duas variáveis a serem otimizadas pot e pos e ii) considerando três variáveis a serem otimizadas pot , pos e qtd . Para tanto, o algoritmo de inserção de GDFV tem a restrição adicional que é a inserção das barras elegíveis de determinado grupo. Nesta

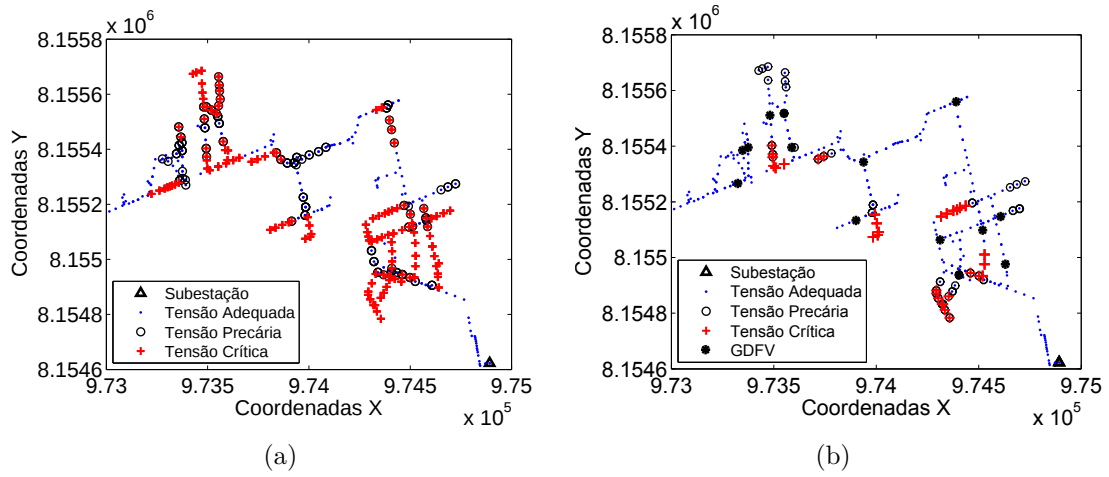


Figura 6.30 - Otimização das variáveis pos , pot e qtd sem restrição de barras: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.

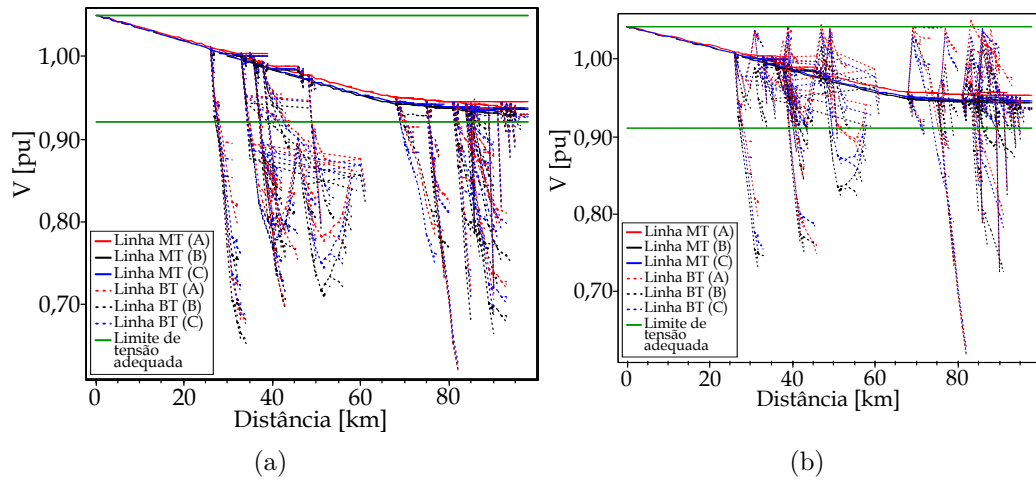


Figura 6.31 - Otimização das variáveis pos , pot e qtd sem restrição de barras: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.

aplicação são considerados os três grupos obtidos no processo de clusterização do AGL14 apresentados na Figura 6.13, os quais foram analisados de forma separada, comparando seus resultados com a otimização sem restrições de barramentos. São considerados no processo de otimização os mesmos parâmetros utilizados anteriormente na otimização sem a restrições de barras, com o quantitativo fixo em $qtd = 10$ GDFV com $pot_{max} = 100kVA$ por GDFV. A configuração inicial do algoritmo genético se mantém a mesma.

Para a otimização considerando os barramentos do **Grupo 1** foi utilizado $g_{max} = 500$, sendo que em $g = 113$ foi realizada a alteração do operador de mutação adaptativo para o operador de mutação uniforme, uma vez que a partir de $g = 93$ houve a estagnação do processo de otimização. A Figura 6.32 apresenta a média e melhor valor da aptidão no processo de otimização considerando as variáveis pos e pot com restrição de barras, sendo que os valores de 0 a 780, no eixo das ordenadas da Figura 6.32(b), foram suprimidos para melhorar a visualização.

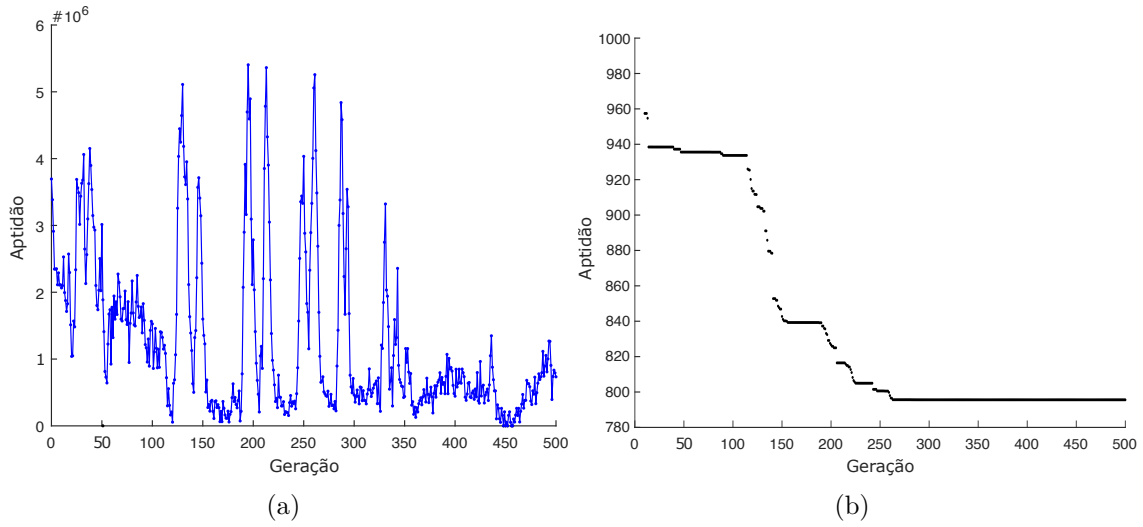


Figura 6.32 - Valores da aptidão com restrição de barra, pos , pot no **Grupo 1**: (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x}^*)$ para o melhor indivíduo da geração.

A função de avaliação inicial é $f(\vec{x}) = 1046,20$ e o valor da função de avaliação final foi $f(\vec{x}^*) = 795,59$, promovendo melhoria de $\approx 24\%$ na função de avaliação, que aumentou em $\approx 20\%$ os nós com tensão adequada, reduziu em 28,37% os nós com tensão precária e 23,15% os nós com tensão crítica, quando comparado com os dados reais, dispostos na Tabela 6.4. As dez GDFV inseridas no processo de otimização totalizaram 962,56kVA de potência injetada na rede com redução nas perdas elétricas de 13,08% para 11,40%. A Figura 6.33 apresenta a classificação de tensão do alimentador antes e após a inserção das GDFV. Observa-se na Figura 6.33 a redução dos pontos com tensão crítica e precária na rede de distribuição e a Figura 6.34 apresenta o perfil de tensão antes e após a inserção das GDFV.

Realizando o comparativo dos resultados da otimização das variáveis pot e pos do **Grupo 1** com a otimização sem restrições de barras, observa-se melhoria menos significativa na qualidade da energia, mesmo com injeção de potência três vezes

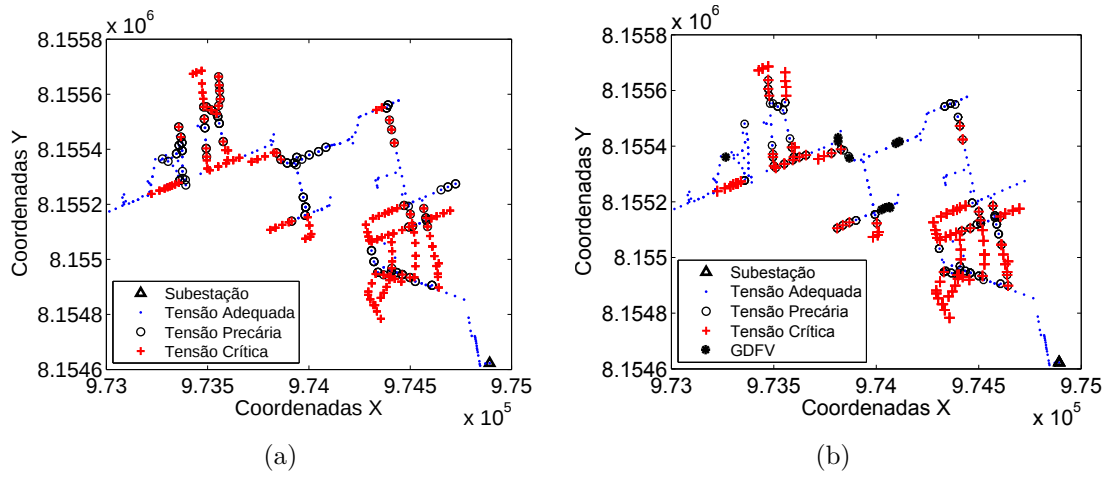


Figura 6.33 - Otimização das variáveis pos e pot com restrição de barras no **Grupo 1**: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.

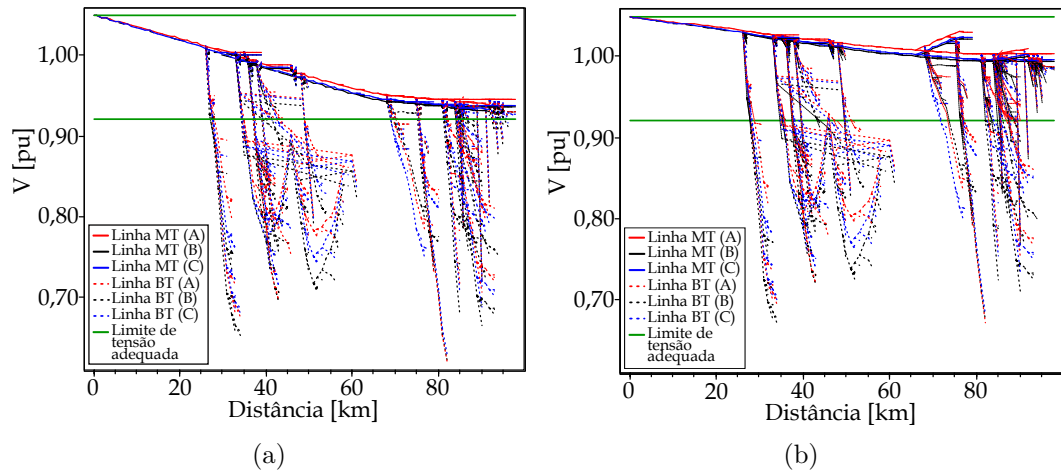


Figura 6.34 - Otimização das variáveis pos e pot com restrição de barras no **Grupo 1**: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.

maior. Isto é devido as posições das quadrículas do **Grupo 1** não coincidirem com os pontos ótimos de inserção de GDFV obtidos quando sem restrições de barras. Apesar da potência injetada necessária ter sido maior, o **Grupo 1** possui perfil de consumo predominantemente comercial acima de $200kWh$ e industrial abaixo de $1000kWh$, ou seja, consumidores com perfil para geração dos 962, $56kVA$ de potência necessários. Para o processo de otimização das variáveis pos , pot e qtd com restrição de barras utilizando a rede real, mantêm-se os mesmos valores de pot_{max} e g_{max} com as mesmas configurações para o algoritmo genético.

A Figura 6.35 apresenta a média e melhor valor da aptidão no processo de otimização para a segunda etapa desta análise do **Grupo 1**, otimizando as variáveis pos , pot e qtd com restrição de barras, sendo que os valores de 0 a 800, no eixo das ordenadas da Figura 6.35(b), foram suprimidos para melhorar a visualização. Observa-se que em $g = 132$ foi realizada a alteração do operador de mutação adaptativo para o operador de mutação uniforme na tentativa de aumentar a diversidade genética na população, uma vez que a partir de $g = 100$ houve estagnação no valor de $f(\vec{x})$. Neste processo, o quantitativo de GDFV inserido foi $qtd = 9$, inferior ao quantitativo obtido na otimização sem restrição de barras, que foi de $qtd = 14$.

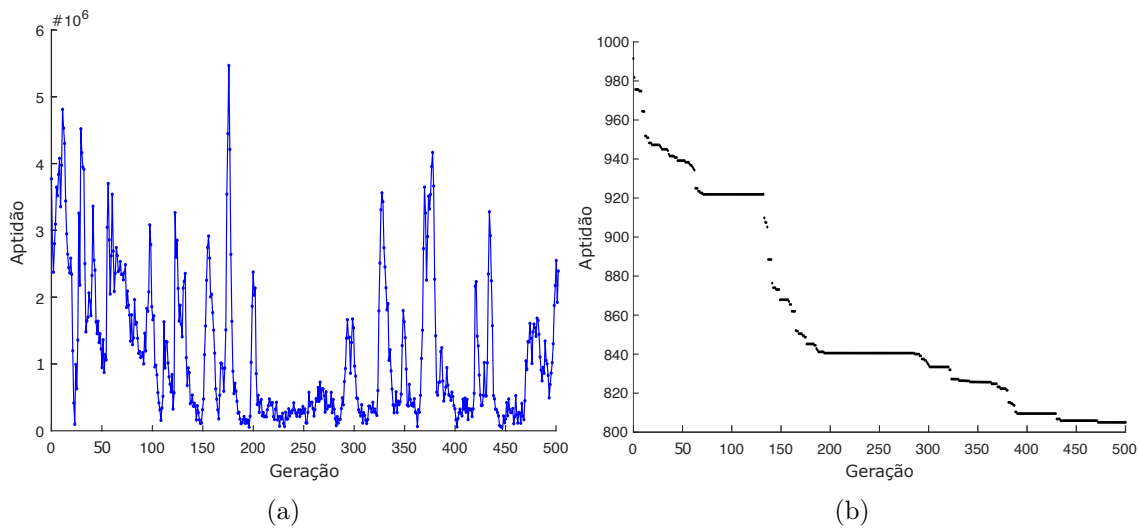


Figura 6.35 - Valores da aptidão com restrição de barra, pos , pot , qtd no **Grupo 1**: (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.

Para a mesma função de avaliação inicial de $f(\vec{x}) = 1046,20$ o valor da função de avaliação final foi $f(\vec{x}^*) = 805,02$, promovendo melhoria de $\approx 23\%$ na função de avaliação, que aumentou em $\approx 19,5\%$ os nós com tensão adequada, reduziu em $25,84\%$ os nós com tensão precária e $22,61\%$ os nós com tensão crítica. As nove GDFV inseridas no processo de otimização, totalizaram $771,24kVA$ de potência injetada, reduzindo de $13,08\%$ para $10,21\%$ as perdas elétricas da rede de distribuição. A Figura 6.36 apresenta a classificação de tensão do alimentador antes e após a inserção das GDFV, indicando a localização das nove GDFV na rede, na qual é possível observar a redução dos pontos com tensão crítica e precária e a Figura 6.37 apresenta o perfil de tensão antes e após a inserção das GDFV.

Comparando os resultados do processo de otimização do **Grupo 1** para as variá-

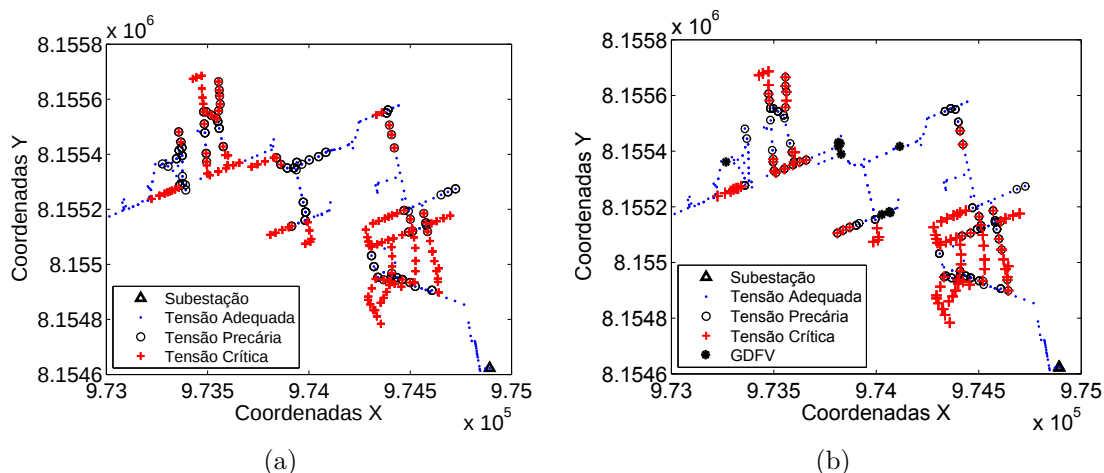


Figura 6.36 - Otimização das variáveis pos , pot e qtd com restrição de barras no **Grupo 1**: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.

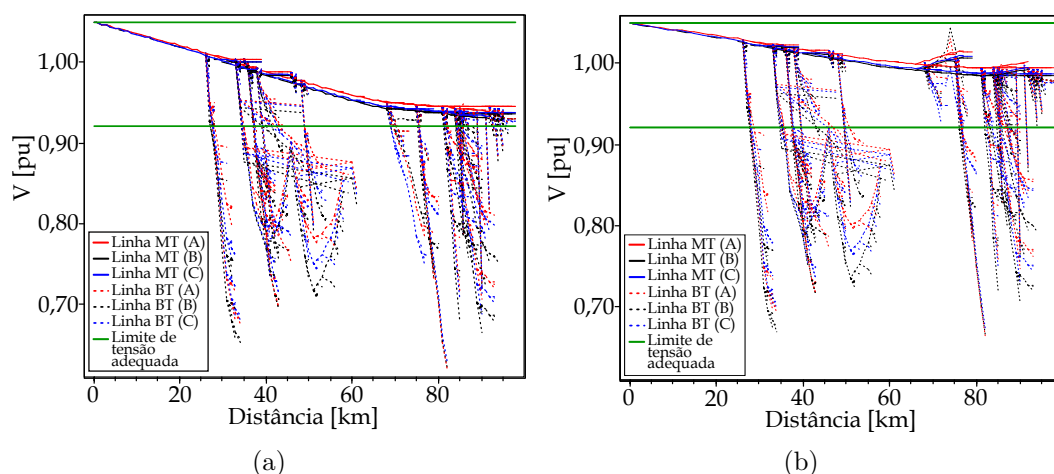


Figura 6.37 - Otimização das variáveis pos , pot e qtd com restrição de barras no **Grupo 1**: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.

veis pos , pot e qtd com a otimização sem restrições de barras, observa-se que houve aumento de 105,95% na potência injetada, com reduções menos significativas nos parâmetros de qualidade de energia. Os resultados para o **Grupo 1** nas duas otimizações foram similares, o que evidencia o impacto da restrição de área das quadrículas no processo de otimização.

O **Grupo 2**, Figura 6.12, possuiu perfil predominantemente residencial, com várias faixas de consumo (quadrículas de cor verde na Figura 6.13). Nesta análise foi con-

siderada $g_{max} = 500$ e em $g = 162$ foi realizada a alteração do operador de mutação adaptativo para o operador de mutação uniforme, uma vez que a partir de $g = 105$ houve a estagnação do processo de otimização. A Figura 6.38 apresenta a média e melhor valor da aptidão no processo de otimização para a primeira etapa de análise para o **Grupo 2**, otimizando as variáveis pos e pot com restrição de barras, sendo que os valores de 0 a 500, no eixo das ordenadas da Figura 6.38(b), foram suprimidos para melhorar a visualização.

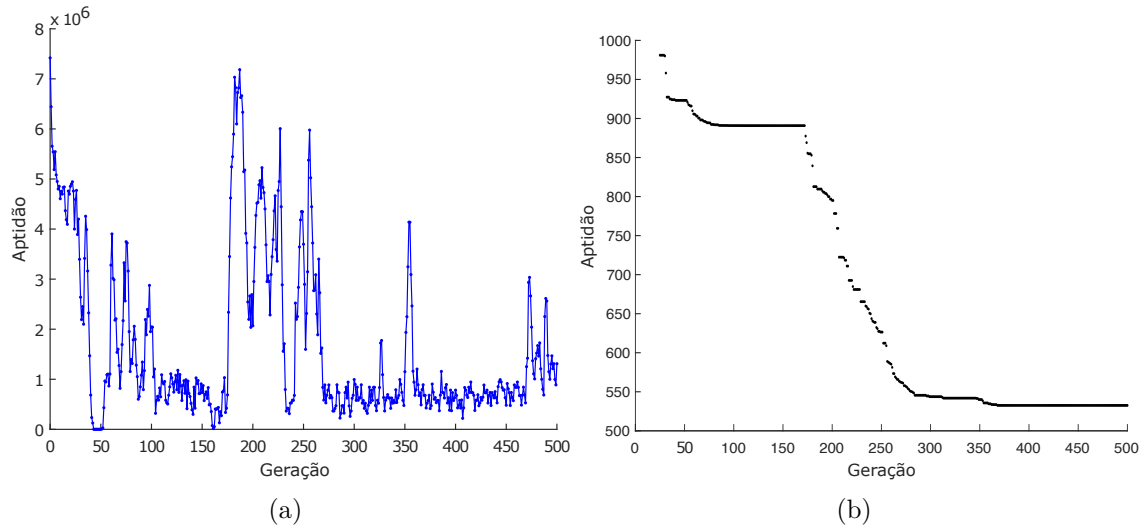


Figura 6.38 - Valores da aptidão com restrição de barra, pos , pot no **Grupo 2**: (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.

Inicialmente $f(\vec{x}) = 1046,20$ e ao final $f(\vec{x}^*) = 532,57$ obtida com $g_{max} = 500$ e proporcionando melhoria de $\approx 50\%$ em $f(\vec{x})$. Isto produz aumento de $\approx 40\%$ dos nós com tensão adequada, redução em $\approx 30\%$ dos nós com tensão precária e redução de $\approx 60\%$ dos nós com tensão crítica, quando comparado com os dados reais, dispostos na Tabela 6.4. As dez GDFV inseridas no processo de otimização totalizaram $380,75kVA$ de potência injetada na rede com redução nas perdas elétricas de $13,08\%$ para $10,72\%$. A Figura 6.39 apresenta a classificação de tensão do alimentador antes e após a inserção das GDFV. Observa-se na Figura 6.45(b) a redução dos pontos com tensão crítica e precária na rede de distribuição e a Figura 6.40 apresenta o perfil de tensão antes e após a inserção das GDFV.

Para o **Grupo 2**, ao comparar os resultados do processo de otimização das variáveis pot e pos sem e com restrições de barras, observa-se inexpressiva diferença, com exceção da potência injetada que elevou-se em $\approx 25\%$ no procedimento com restrição

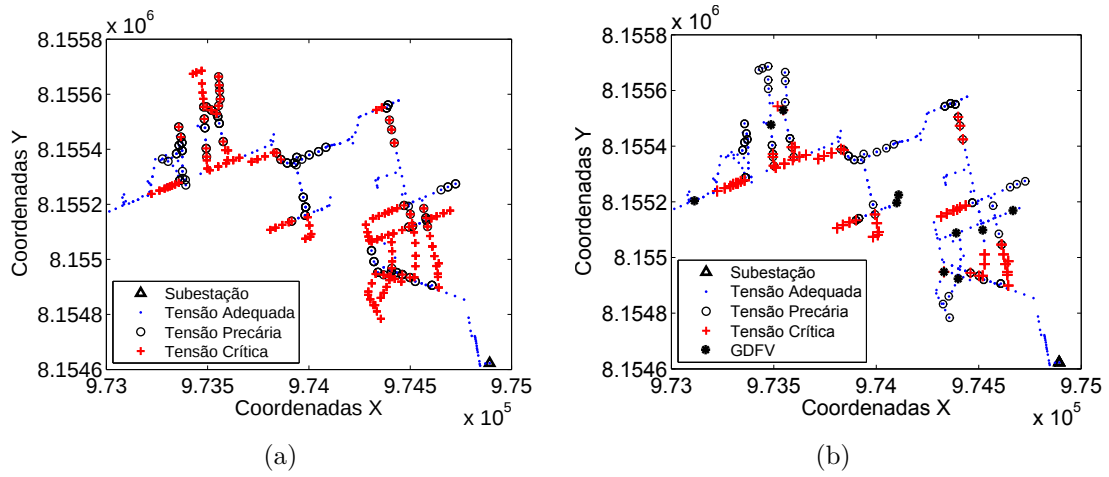


Figura 6.39 - Otimização das variáveis pos e pot com restrição de barras no **Grupo 2**: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.

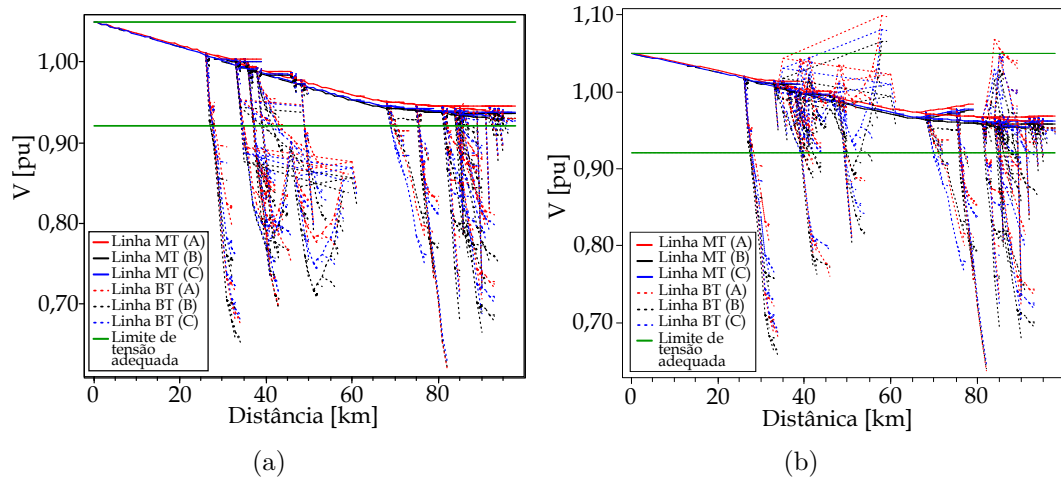


Figura 6.40 - Otimização das variáveis pos e pot com restrição de barras no **Grupo 2**: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.

de barras. Independente da elevação da potência injetada, tal resultado demonstra a factibilidade da aplicação da metodologia proposta no alimentador real, uma vez que a injeção de $380,75kVA$ de potência em região residencial presente no interior das vinte e nove quadriculas de $100 \times 100 [m]$, utilizando os telhados das casas, apresenta-se factível. Para o processo de otimização das variáveis pos , pot e qtd com restrição de barras utilizando a rede real, mantêm-se os mesmos valores de pot_{max} e g_{max} com as mesmas configurações para o AG.

A Figura 6.41 apresenta a média e melhor valor da aptidão no processo de otimização para a segunda etapa desta análise para o **Grupo 2**, otimizando as variáveis pos , pot e qtd com restrição de barras, sendo que os valores de 0 a 500, no eixo das ordenadas da Figura 6.41(b), foram suprimidos para melhorar a visualização. Observa-se que em $g = 175$ foi realizada a alteração do operador de mutação adaptativo para o operador de mutação uniforme na tentativa de aumentar a diversidade genética da população, uma vez que a partir de $g = 145$ houve estagnação no valor de $f(\vec{x})$. Neste processo, coincidentemente, o valor encontrado para $qtd = 14$.

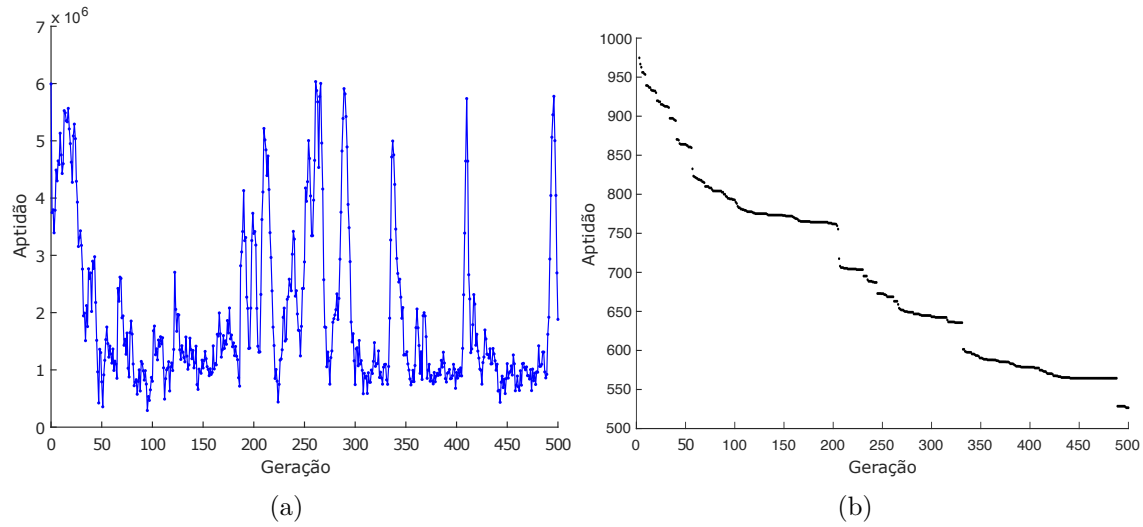


Figura 6.41 - Valores da aptidão com restrição de barra, pos , pot , qtd no **Grupo 2**: (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.

A função de avaliação inicial é $f(\vec{x}) = 1046,20$ e o valor da função de avaliação final foi $f(\vec{x}^*) = 526,63$, promovendo melhoria de $\approx 50\%$ na função de avaliação, que aumentou em $\approx 40\%$ os nós com tensão adequada, reduziu em $18,54\%$ os nós com tensão precária e $64,24\%$ os nós com tensão crítica. Das quatorze GDFV inseridas no processo de otimização, totalizaram $549,40kVA$ de potência injetada, reduzindo de $13,08\%$ para $11,06\%$ as perdas elétricas da rede de distribuição. A Figura 6.42 apresenta a classificação de tensão do alimentador antes e após a inserção das GDFV, indicando a localização das quatorze GDFV na rede, na qual é possível observar a redução dos pontos com tensão crítica e precária e a Figura 6.43 apresenta o perfil de tensão antes e após a inserção das GDFV.

Comparando os resultados do processo de otimização das variáveis pos e pot com restrições de barras, observa-se que houve aumento de $44,29\%$ na potência injetada

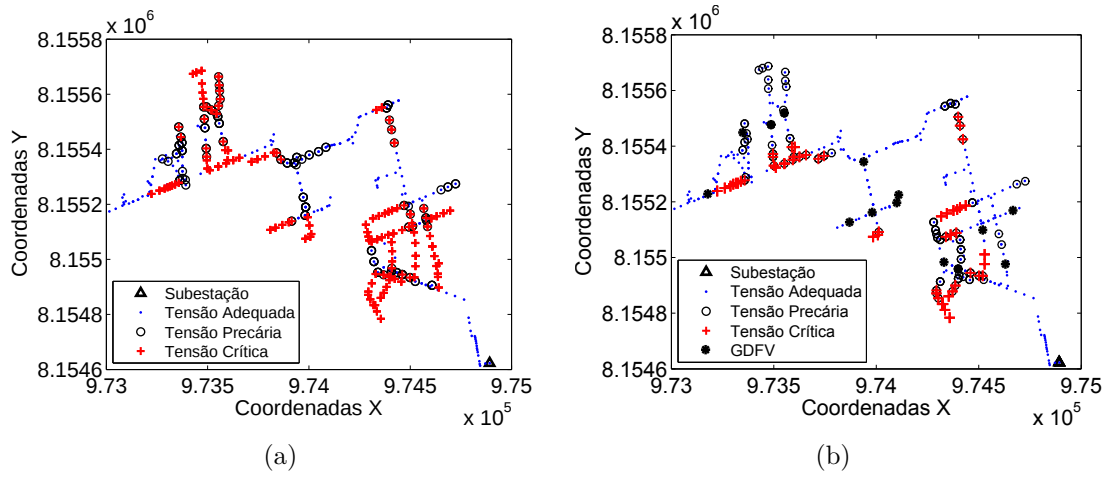


Figura 6.42 - Otimização das variáveis pos , pot e qtd com restrição de barras no **Grupo 2**: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.

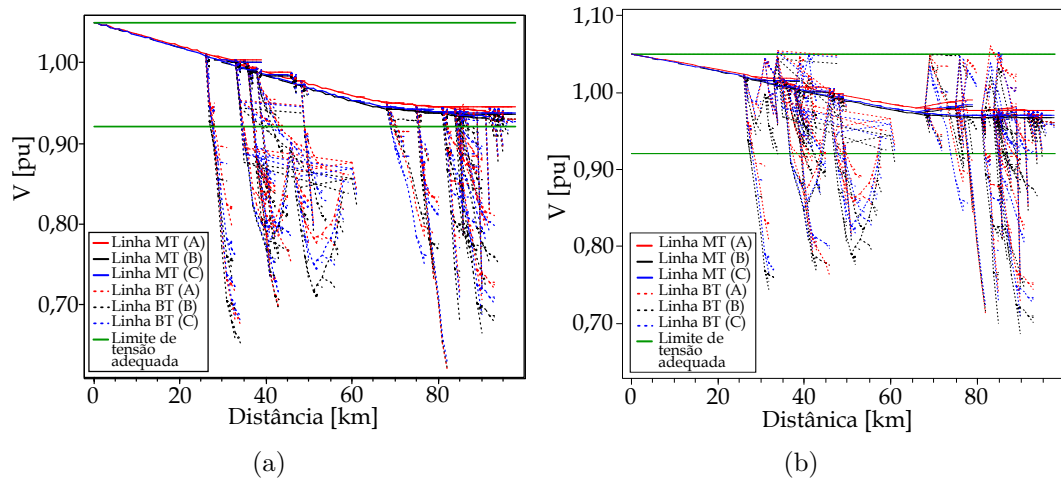


Figura 6.43 - Otimização das variáveis pos , pot e qtd com restrição de barras no **Grupo 2**: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.

por meio da otimização utilizando pos , pot e qtd , com pequena redução nas transgressões de tensão. Tal situação ocorre devido a restrição da área de inserção das GDFV que prejudicou o algoritmo por não permitir que as GDFV adicionais fossem inseridas em pontos estratégicos da rede. Neste caso, o cenário com a inserção das dez GDFV se torna mais viável, no entanto, isto não é regra, variando conforme o alimentador, o grupo de consumidores escolhido e o método de otimização.

O **Grupo 3** possui perfil de consumo predominantemente residencial, mas com a

presença de perfil comercial três vezes maior que o **Grupo 2**. Para a otimização considerando o **Grupo 3** foi utilizado $g_{max} = 500$, sendo que em $g = 171$ foi realizada a alteração do operador de mutação adaptativo para o operador de mutação uniforme, uma vez que a partir de $g = 136$ houve a estagnação do processo de otimização. A Figura 6.44 apresenta a média e melhor valor da aptidão no processo de otimização considerando as variáveis pos e pot com restrição de barras, sendo que os valores de 0 a 650, no eixo das ordenadas da Figura 6.44(b), foram suprimidos para melhorar a visualização.

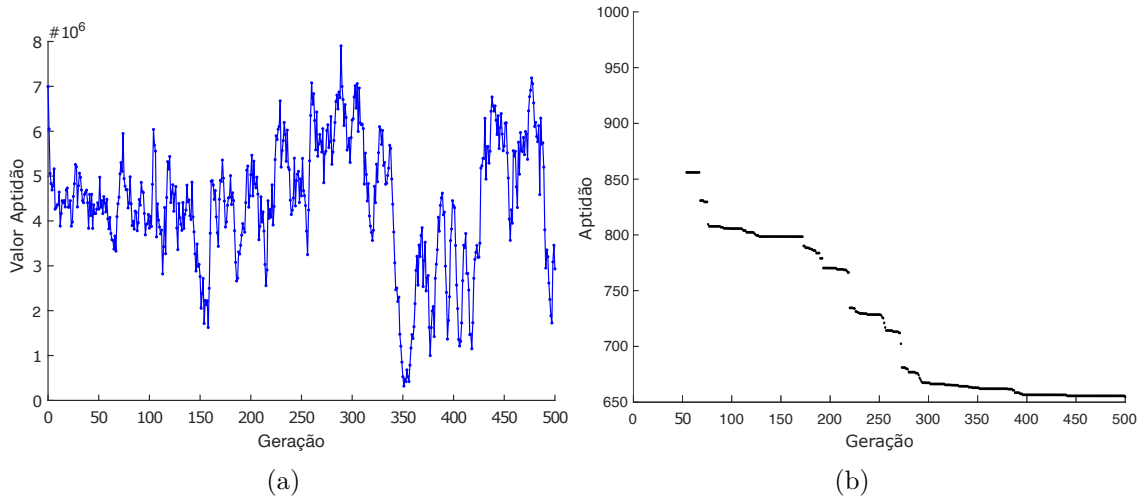


Figura 6.44 - Valores da aptidão com restrição de barra, pos , pot no **Grupo 3**: (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.

A função de avaliação inicial é $f(\vec{x}) = 1046,20$ e o valor da função de avaliação final obtido é $f(\vec{x}^*) = 654,78$, ou seja, melhoria de $\approx 37\%$ na função de avaliação, que aumentou em $\approx 31\%$ os nós com tensão adequada, reduziu em $19,10\%$ os nós com tensão precária e $46,09\%$ os nós com tensão crítica, quando comparado com os dados reais, dispostos na Tabela 6.4. As dez GDFV inseridas no processo de otimização totalizaram $287,76kVA$ de potência injetada na rede com redução nas perdas elétricas de $13,08\%$ para $11,85\%$. A Figura 6.39 apresenta a classificação de tensão do alimentador antes e após a inserção das GDFV. Observa-se na Figura 6.45 a redução dos pontos com tensão crítica e precária na rede de distribuição e a Figura 6.46 apresenta o perfil de tensão antes e após a inserção das GDFV.

A Figura 6.47 apresenta a média e melhor aptidão no processo de otimização para a segunda etapa desta análise para o **Grupo 3**, otimizando as variáveis pos , pot e

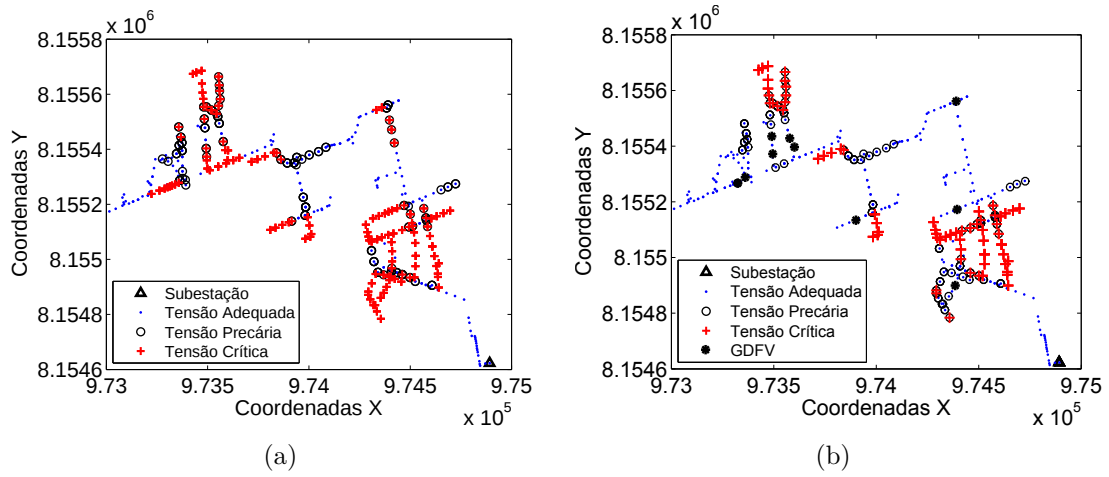


Figura 6.45 - Otimização das variáveis pos e pot com restrição de barras no **Grupo 3**: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.

qtd com restrição de barras, sendo que os valores de 0 a 500, no eixo das ordenadas da Figura 6.47(b), foram suprimidos para melhorar a visualização. Observa-se que em $g = 124$ foi realizada a alteração do operador de mutação adaptativo para o operador de mutação uniforme na tentativa de aumentar a diversidade genética na população, uma vez que a partir de $g = 73$ houve estagnação no valor de $f(\vec{x})$. Neste processo, o quantitativo de GDFV inserido foi $qtd = 13$, valor próximo ao quantitativo obtido na otimização sem restrição de barras, que foi de $qtd = 14$.

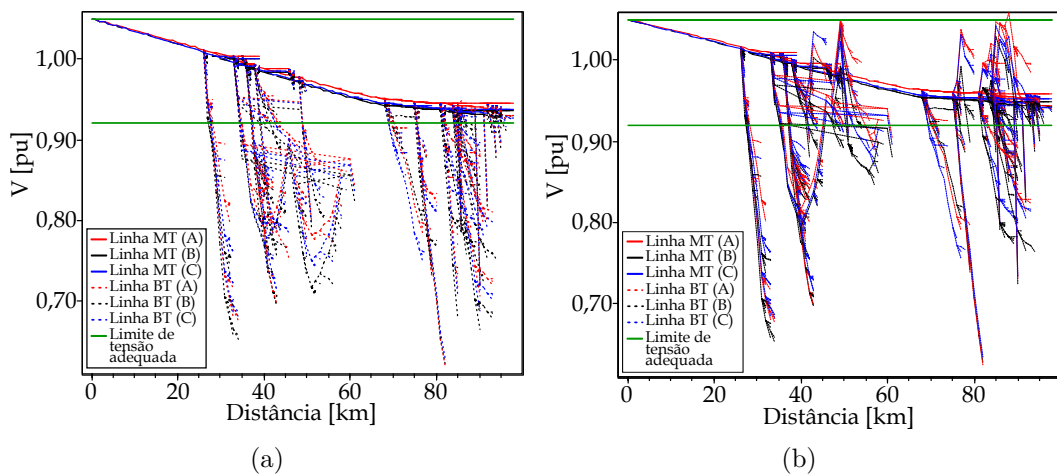


Figura 6.46 - Otimização das variáveis pos e pot com restrição de barras no **Grupo 3**: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.

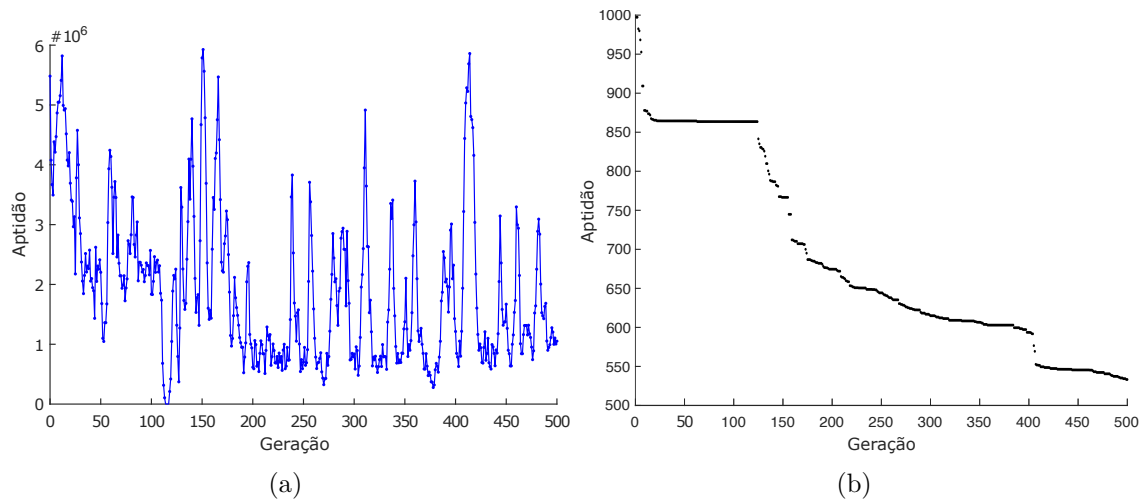


Figura 6.47 - Valores da aptidão com restrição de barra, pos , pot , qtd no **Grupo 3**: (a) média de $f(\vec{x})$ e (b) valor de $f(\vec{x})$ para o melhor indivíduo da geração.

Para a mesma função de avaliação inicial de $f(\vec{x}) = 1046,20$ o valor da função de avaliação final foi $f(\vec{x}^*) = 533,51$, promovendo assim melhoria de $\approx 49\%$ na função de avaliação, que aumentou em $\approx 40,5\%$ os nós com tensão adequada, reduziu em $41,01\%$ os nós com tensão precária e $53,7\%$ os nós com tensão crítica. As treze GDFV inseridas no processo de otimização, totalizaram $524,06kVA$ de potência injetada, reduzindo de $13,08\%$ para $10,35\%$ as perdas elétricas da rede de distribuição. A Figura 6.48 apresenta a classificação de tensão do alimentador antes e após a inserção das GDFV, indicando a localização das treze GDFV na rede, na qual é possível observar a redução dos pontos com tensão crítica e precária e a Figura 6.49 apresenta o perfil de tensão antes e após a inserção das GDFV.

Concomitantemente com a realização das análises dos estudos de caso no processo de otimização, foi realizada análise dos tempos de processamento para cada parte das ações produzidas pela ferramenta computacional proposta. Foram escolhidas três ações principais e para o tempo, foi considerado o tempo total médio. As ações e os tempos são: i) algoritmo de inserção de GDFV com $\approx 69,6\%$, ii) simulador da rede de distribuição com $\approx 21,1\%$ e iii) método de otimização com $\approx 9,3\%$. O algoritmo de inserção de GDFV consome tempo maior para seu processamento, pois realiza, para cada indivíduo/cenário, a preparação dos modelos dos elementos elétricos do alimentador e a modelagem da inserção das GDFV e envia para o simulador da rede de distribuição. O algoritmo de inserção de GDFV ainda realiza a análise dos dados de retorno para o cálculo da função objetivo, considera as restrições do processo de otimização e posteriormente envia os resultados para o algoritmo de otimização.

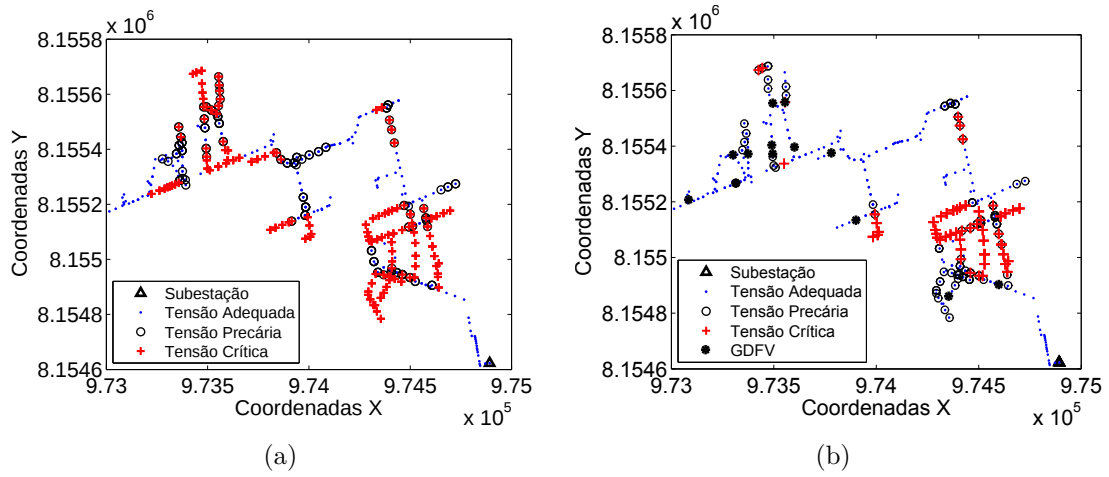


Figura 6.48 - Otimização das variáveis pos , pot e qtd com restrição de barras no **Grupo 3**: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.

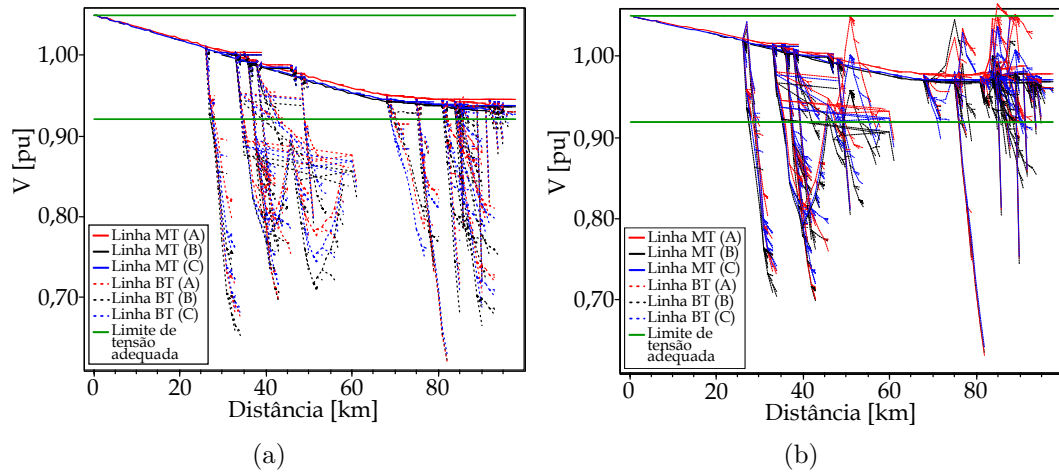


Figura 6.49 - Otimização das variáveis pos , pot e qtd com restrição de barras no **Grupo 3**: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.

6.6 Discussão

A metodologia proposta neste trabalho abrange o processo de otimização da inserção de GDFV considerando, simultaneamente, as variáveis de posição pos , quantidade qtd e potência pot das GDFV, bem como o grupo/perfil de clientes a serem considerados no processo, sem limitação de barras e **os dados reais da concessionária**, preenchendo uma das lacunas e auxiliando na construção do conhecimento científico nesta área.

A Tabela 6.7 dispõe a visão geral dos resultados da otimização, na qual observa-se que os melhores resultados foram obtidos na otimização sem restrição de barras, o que era esperado, uma vez que os pontos de inserção de GDFV são fundamentais para a melhoria da qualidade da tensão. A otimização com restrição de barras é fundamentada na clusterização dos grupos, os quais possuem áreas geográficas específicas, limitando a variável *pos* no processo de otimização. O **Grupo 2** obteve os melhores resultados na otimização com restrições de barras, uma vez que suas quadriculas abrangem quase as mesmas áreas dos pontos ótimos obtidos na otimização sem restrições de barras. O **Grupo 1**, que possui apenas oito quadriculas, foi o mais penalizado, obtendo os piores resultados.

Tabela 6.7 - Resumo da otimização do estudo de caso.

		$f(\vec{x})$	M [%]	T.A. [% +]	T.P. [% -]	T.C. [% -]	P_o [kV]	P_e [%]	qtd	
Sem restrição	pos, pot	483,58	53,77	43,65	29,21	65,00	298,55	11,77	10	
	pos, pot, qtd	324,47	70,00	55,99	44,66	80,22	374,48	12,22	14	
Com restrição	Grupo 1	pos, pot	795,59	24,00	20,00	28,37	23,15	962,56	11,40	10
		pos, pot, qtd	805,02	23,00	19,50	25,84	22,61	771,24	10,21	9
	Grupo 2	pos, pot	532,57	50,00	40,00	30,00	60,00	380,75	10,72	10
		pos, pot, qtd	526,63	50,00	40,00	18,54	64,24	549,40	11,06	14
	Grupo 3	pos, pot	624,78	37,00	31,00	19,10	46,09	287,76	11,85	10
		pos, pot, qtd	533,51	49,00	40,50	41,01	53,70	524,06	10,35	13

na qual M é a melhoria obtida em $f(\vec{x})$, **T.A.** é a tensão adequada, **T.P.** é a tensão precária, **T.C.** é a tensão crítica, P_o é a potência total das GDFV inseridas, P_e é a perda após a inserção das GDFV e qtd é a quantidade de GDFV inserida.

Independente das diferenças obtidas, todas as otimizações obtiveram ganhos consideráveis tanto na função objetivo quanto nas variáveis de qualidade de tensão **T.A.**, **T.P.** e **T.C.**, confirmando a viabilidade da aplicação da metodologia proposta, a qual objetiva indicar pontos ótimos de inserção com base no perfil dos clientes agrupados por quadriculas de 100×100 [m].

Os resultados obtidos na identificação das transgressões e nas otimizações estão em convergência com Vilela Junior et al. (2021) e Cararo (2018), respectivamente. O algoritmo de inserção de GDFV de Cararo (2018) foi atualizado/melhorado, incluindo o paradigma de orientação a objetos e alterando as restrições da função objetivo. O melhor resultado da otimização sem restrições deste trabalho foi 70% melhor que o obtido em Cararo (2018), utilizando a metade do número máximo de gerações. Isto é devido principalmente à mudança realizada no método de mutação durante a otimização, evitando a estagnação do processo de otimização.

A proposta de otimização com a fixação da quantidade *qtd* e potência máxima *pot* de cada GDFV está alinhado com a dinâmica orçamentária das distribuidoras, as quais necessitam de parâmetros limites para planejar seus orçamentos para os anos posteriores. Assim, para cada alimentador a ser analisado, há a possibilidade de realizar a estimativa de investimento máximo a ser considerado, dado que o custo das GDFV está diretamente relacionado ao número de placas solares a serem instaladas e dada a potência de geração definida.

O objetivo inicial deste trabalho incluía a otimização da alocação da GDFV, tendo em conta a sua penetração na rede. Porém, esta análise demandaria mais tempo e esforço computacional do que o despendido neste trabalho, visto que esta análise é realizada ao longo de várias horas do dia e a cada hora nova simulação seria necessária. Dito isto, optou-se por usar o modo de solução **snapshot** do OpenDSS, que trabalha no ponto específico do tempo em que a rede encontra-se em condições extremas, quando comparada com as demais horas do dia. Desta forma, foi possível reduzir significativamente as transgressões de tensão nas condições mais prejudiciais ao sistema elétrico.

Algumas dificuldades foram encontradas no desenvolvimento desta pesquisa. A primeira diz respeito ao desenvolvimento da ferramenta computacional SIG que utiliza várias tecnologias integradas, tais como as bibliotecas da ESRI e OpenDSS, bem como diferentes tecnologias de bases de dados convencionais e espaciais. A segunda diz respeito à coleta de dados para a simulação da rede elétrica de distribuição, tarefa que onerou a pesquisa, visto que os dados necessários à simulação da rede foram encontrados em diferentes bancos de dados da concessionária de energia elétrica. Além disto, alguns dados não estavam disponíveis nas bases de dados, o que dificultou o desenvolvimento do trabalho. Em relação à otimização, encontrar qual nível de penalidade seria o mais adequado para o problema de forma que as várias restrições fossem atendidas, sem comprometer o processo de otimização, foi atividade desafiadora.

Em relação ao agrupamento, o algoritmo *Fuzzy C*-médias foi totalmente desenvolvido para este trabalho com base em [Yonamine et al. \(2002\)](#), sendo que determinar o índice de fuzzificação mais adequado, bem como o número mínimo de grupos que proporcionaria divisão mais homogênea das curvas de consumo das quadriculas, exigiu estudo da dinâmica do consumidor da concessionária. Como foi utilizado método heurístico, tanto para clusterização quanto para otimização, várias simulações foram realizadas para verificação e validação.

No início deste trabalho foi proposto utilizar quadrículas de 500×500 [m], mas nas simulações de clusterização dos alimentadores foram obtidas poucas quadrículas e com baixa diversidade de curvas de consumo, ou seja, quadrículas genéricas. Isto direcionou o estudo para utilização de quadrículas com menor área. Foram testadas quadrículas de 250×250 [m] e 100×100 [m], sendo que a última apresentou resultados melhores de diversidade espacial dos grupos.

Além do objetivo principal da metodologia, os resultados do agrupamento possibilitam analisar o crescimento horizontal e vertical da rede elétrica de distribuição em comparação com simulações em intervalos de tempo específicos (mensal, anual, entre outros). A análise de crescimento horizontal é realizada comparando as quadrículas existentes em momentos diferentes (em anos diferentes, por exemplo), detectando assim as novas quadrículas desde a última simulação. Desta forma, é possível verificar não apenas as áreas de crescimento da rede, mas também o perfil de consumo deste crescimento. Para a análise do crescimento vertical, são observadas as quadrículas comuns aos dois cenários de simulação. Assim, é possível identificar a ocorrência do aumento ou diminuição da demanda e, conseqüentemente, se esta variação gerou alteração no perfil de consumo da rede. Tais análises fornecem informações adicionais importantes para a área de planejamento da rede elétrica das concessionárias de energia.

Para a concessionária, a metodologia proposta serve tanto para auxiliar no ajuste do nível de tensão na rede elétrica de distribuição quanto para indicar os locais que necessitam de ações rápidas de manutenção (corretiva e/ou preventiva). No sistema real, a manutenção e as melhorias na rede elétrica de distribuição são realizadas aos poucos e com o processo de otimização é possível indicar onde fazer os primeiros ajustes de forma assertiva.

Atualmente, as concessionárias são passivas no processo de inserção de GDFV na rede de distribuição pelos seus consumidores, não havendo solução que possibilite a indicação de pontos de inserção por perfil de consumo por área geográfica, ou seja, propor inserção de GDFV em áreas habitadas, com maior possibilidade de instalação das placas sem inutilização da área, uma vez que as placas são instaladas no telhado das construções. Assim, a metodologia proposta possibilita a realização de programas de incentivo a inserção de GDFV por região e perfil de consumo, beneficiando tanto o cliente, redução de custos, quanto a concessionária, na melhoria da qualidade de fornecimento.

Esta metodologia pode ser utilizada por qualquer concessionária que possua ban-

cos de dados com dados capazes de modelar de forma confiável a rede elétrica de distribuição. O custo da aplicação desta metodologia está relacionado com a manutenção e atualização das bases de dados da concessionária. Dados desatualizados ou imprecisos do sistema de distribuição prejudicam a aplicação desta metodologia. Com a metodologia proposta, é possível melhorar a qualidade da energia elétrica distribuída, diminuindo a descontinuidade do serviço e violações dos limites de tensão. Isto reduz os prejuízos financeiros ocasionados por penalidades regulatórias às concessionárias de distribuição de energia, melhorando sua imagem diante dos consumidores.

Com relação aos riscos oriundos da introdução da tecnologia da informação aos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia, os ataques cibernéticos são os principais. [Gonçalves \(2019\)](#) informa que inúmeros ataques foram confirmados no setor elétrico e que diante de tal cenário, instituições internacionais como *NIST Cybersecurity Framework* nos EUA e *NIS Directive* na União Europeia tem criado regulamentos e recomendações para o setor de energia. O *World Economic Forum* elaborou o guia *Cyber Resilience in the Electricity Ecosystem* para orientar conselhos diretores na melhoria da segurança cibernética de empresas do setor de energia elétrica.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi desenvolver metodologia capaz de otimizar a inserção de GDFV em redes reais de distribuição de energia, considerando a restrição ou não das barras para inserção das GDFV, na tentativa de adequar a tensão elétrica. Foi utilizado o método heurístico algoritmo genético para fornecer: i) as posições geográficas das GDFV, ii) as potências de fornecimento das GDFV e iii) a quantidade de GDFV. Para a restrição das barras do alimentador foi utilizado o método heurístico algoritmo *Fuzzy C*-médias para o agrupamento das curvas de consumo médio das quadrículas de 100×100 [m], que sobrepõem geograficamente o alimentador, formando assim grupos com quadrículas de perfis de consumo semelhantes.

A metodologia foi utilizada como ferramenta para análise da tensão na rede elétrica, antes e após o processo de inserção e otimização das GDFV. A metodologia proposta foi verificada e validada utilizando diversos cenários com dados reais da concessionária. Os estudos demonstraram que nem sempre a melhor posição de inserção da GDFV se encontra próxima à região com transgressão, principalmente nos casos em que a quantidade de regiões com transgressão de tensão é superior a quantidade de GDFV disponíveis para serem inseridas. A validação demonstrou que é possível otimizar a inserção das GDFV restringindo áreas específicas do alimentador, sem afetar substancialmente os resultados obtidos.

Por meio do agrupamento, pode ser definida a otimização da inserção das GDFV para determinado grupo de consumo específico, em áreas do alimentador necessariamente habitadas. Esta ação viabiliza a criação de projetos de incentivo a inserção de GDFV e beneficia tanto o consumidor, pela redução do valor pago pela energia elétrica, quanto a concessionária pela melhoria na qualidade da energia elétrica distribuída, evitando possíveis sanções do órgão regulador.

Com relação a otimização e inserção das GDFV, caso a quantidade mínima otimizada de GDFV necessária para a minimização da transgressão de tensão da rede seja incompatível com o plano orçamentário da concessionária, a metodologia permite que sejam testados quantidades inferiores até chegar ao número compatível com o orçamento. Conclui-se, assim, que a metodologia proposta é ferramenta prática e funcional para inserção otimizada de GDFV para qualquer concessionária que tenha os dados técnicos e financeiros de suas redes elétricas e os resultados obtidos para a inserção de GDFV são considerados satisfatórios à adequação de tensão. Os

resultados obtidos do processo de otimização forneceram informações que desoneram parcialmente a concessionária pois, minimiza a quantidade mínima de GDFV necessária para a máxima adequação da tensão na rede de distribuição.

7.1 Contribuição do trabalho

As contribuições podem assim ser descritas:

- a) Auxílio no desenvolvimento do projeto de P&D 423/2016, intitulado: Metodologia de análise e adequação da rede de distribuição quanto às violações de tensão previstas no PRODIST - ANEEL, desenvolvido para a concessionária de distribuição de energia elétrica Enel Goiás.
- b) Desenvolvimento de metodologia para inserção de GDFV considerando os dados técnicos regulatórios das concessionárias, tanto convencionais quanto geográficos.
- c) Desenvolvimento de ferramenta computacional no formato de sistema de informações geográficas (SIG) integrado ao OpenDSS.
- d) Desenvolvimento de simulador computacional de inserção otimizada de GDFV na rede de distribuição considerando a parametrização do posicionamento geográfico dos consumidores e barramentos a serem considerados na simulação.

Artigos publicados em anais de eventos internacionais:

Cararo, J. A. G.; Silva, A. H. F.; Aniceto, B. C.; Reis, M. R. C.; Rodrigues, B. U.; Galvão, N. K. M.; Vilela, W. A.; Caetano Neto, J.; Calixto, W. P. Optimizing of the insertion of distributed generation into a power distribution network. In: 2017 Chilean Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), Oct. 18-20. Pucon, Chile: IEEE, 2017.

Aniceto, B. C.; Júnior, W. A. V.; Caetano Neto, J.; Rodrigues, B. U.; Cararo, J. A. G.; Gomes, V. M.; Silva, A. H. F.; Júnior, J. L. F.; Silva, D. C.; Gomes, F. A.; Santos, P. V.; Nielson, R.; Reis, M. R. C.; Galvão, N. K. M.; Alves, A. J.; Silva, L. F. A.; Calixto, W. P. Calculation and analysis of problem in voltage transgressions on electricity distribution networks. In: 18TH International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), May. 17-19. Kouty nad Desnou, Czech Republic: IEEE, 2017.

Cararo, J. A. G.; Silva, A. H. F.; Caetano Neto, J.; Reis, M. R. C.; Calixto, W. P.. Methodology for voltage adequacy using photovoltaic distributed generation. In: 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2019, Genova. p. 1.

Artigos publicados em anais de evento nacional:

Caetano Neto, J.; Calixto, W. P. Modelo Espacial para Análise da Rede de Distribuição de Energia Utilizando Técnicas de Classificação e os Conceitos de Redes Inteligentes. XXXV Congresso Nacional de Matemática Aplicada e Computacional, 2014. Natal, Rio Grande do Norte, Brasil.

Caetano Neto, J.; Calixto, W. P.; Alves, A. J.; Domingues, E. G. Modelo Espacial para Análise Comparativa dos Cenários da Rede de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Método *Fuzzy C*-médias. 8º Seminário de Eletrônica de Potência e Controle (SEPOC) e 2º Seminário de Energia e Sistemas de Potência (SESP), 2014. Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brasil.

Cararo, J. A. G.; Silva, A. H. F.; Aniceto, B. C.; Reis, M. R. C.; Rodrigues, B. U.; Galvão, N. K. M.; Vilela Júnior, W. A.; Caetano Neto, J.; Calixto, W. P. Otimização da Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica em Rede de Distribuição de Energia. 14º Congresso de Pesquisa, Ensino e Extensão (CONPEEX), 2017. Goiânia, Goiás, Brasil.

Artigos publicados em periódicos internacionais:

Vilela Junior, W. A.; Coimbra, A. P.; Wainer, G. A.; Caetano Neto, J.; Cararo, J. A. G.; Reis, M. R. C.; Santos, P. V.; Calixto, W. P. Analysis and adequacy methodology for voltage violations in distribution power grid. *Energies*, v. 14, n. 14, 2021. ISSN 1996-1073.

Cararo, J. A. G.; Caetano Neto, J.; Vilela Junior, W. A. V.; Reis, M. R. C.; Wainer, G. A.; SANTOS, P. V. dos; Calixto, W. P. Spatial model of optimization applied in the distributed generation photovoltaic to adjust voltage levels. *Energies*, v. 14, n. 22, 2021. ISSN 1996-1073.

Registro de software:

Foram registrados dois programas:

- a) Qualitas V1 com processo n°. BR 51 2017 000779-9, com certificado expedido em 25 de julho de 2017.
- b) Qualitas V2 com processo n°. BR 51 2019 002004-9, com certificado expedido em 17 de setembro de 2019.

7.2 Trabalhos futuros

Ainda existem implementações na metodologia a serem melhoradas, tais como:

- Otimizar a alocação de GDFV levando em consideração sua penetração na rede de distribuição de energia,
- Incluir novas variáveis a serem otimizadas para melhorar a qualidade de energia distribuída, por exemplo: perdas elétricas,
- Aplicar outras técnicas de otimização para tentar obter melhores resultados,
- Aplicar técnica de previsão para determinar o perfil de crescimento da rede elétrica de distribuição pelo perfil de consumo, considerando o histórico de simulações,
- Incluir variáveis adicionais no processo de agrupamento, tais como: área de residência, renda familiar estimada, classificação territorial, entre outros.

Desta forma, o escopo futuro deste trabalho tem base na:

- Construção de novos blocos computacionais que considerem a inclusão de variáveis adicionais nos processos de otimização e *clustering*,
- Inclusão de metodologia preditiva com recurso de inteligência artificial para melhorar a qualidade da eletricidade distribuída.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for dg allocation in primary distribution network. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 28, p. 669 a 678, 2006. [32](#)

AL., J. D. Dutra et. **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil - Subsídios para um plano Nacional de Implantação**. [S.l.]: 1.ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2013. [29](#)

ALCÂNTARA, M. V. P. **Desafios tecnológicos e regulatórios em rede inteligente no Brasil**. [S.l.], 2011. [45](#), [49](#)

ALCÂNTARA, M. V. P. **Conservação de Energia em Rede Inteligente**. Tese (Doutorado) — Unicamp, Campinas, São Paulo, Brasil, 2014. [31](#), [43](#), [44](#), [48](#)

ALHAJRI, M. F.; ALRASHIDI, M. R.; EL-HAWARY, M. E. Improved sequential quadratic programming approach for optimal distribution generation deployments via stability and sensitivity analyses. **Electric Power Components and Systems**, v. 38, n. Issue 14, p. 1595–1614, 2010. [34](#), [35](#)

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**. [S.l.]: Agencia Nacional de Energia Elétrica, Brasília, Brasil, 2008. [31](#), [46](#), [56](#), [58](#), [61](#), [63](#), [98](#)

_____. **Resolução Normativa nº345 de 16 de dezembro de 2008**. [S.l.]: Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2008. [79](#)

_____. **Resolução Normativa nº482 de 17 de abril de 2012**. [S.l.]: Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2012. [31](#), [53](#), [54](#)

_____. **Nota Técnica nº057 de 11 de junho de 2014**. [S.l.]: Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2014. [59](#)

_____. **Resolução Normativa nº687 de 24 de novembro de 2015**. [S.l.]: Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2015. [53](#), [55](#)

_____. **Nota Técnica nº056 de 24 de maio de 2017**. [S.l.]: Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2017. [123](#)

_____. **Resolução Normativa nº775 de 27 de junho de 2017**. [S.l.]: Agencia Nacional de Energia Elétrica, Brasília, Brasil., 2017. [56](#)

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Module 8: Quality of Electric Energy (Revisão 10)**. [S.l.]: Agencia Nacional de Energia Elétrica, Brasília, Brasil, 2018.

114

_____. **Resolução Normativa nº730 de 07 de julho de 2018**. [S.l.]: Agencia Nacional de Energia Elétrica, Brasília, Brasil., 2018. 56

ANGELOS, E. W. S.; SAAVEDRA, O. R.; CORTÉS, O. A. C.; SOUZA, A. N. Detection and identification of abnormalities in customer consumptions in power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 4, 2011.

34

ANICETO, B. C.; JÚNIOR, W. A. V.; Caetano Neto, J.; RODRIGUES, B. U.; CARARO, J. A. G.; GOMES, V. M.; SILVA, A. H. F.; JÚNIOR, J. L. F.; SILVA, D. C.; GOMES, F. A.; SANTOS, P. V.; NIELSON, R.; REIS, M. R. C.; GALVÃO, N. K. M.; ALVES, A. J.; SILVA, L. F. A.; CALIXTO, W. P. Calculation and analysis of problem in voltage transgressions on electricity distribution networks.

18TH International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Maio 2017. 105

ARAÚJO, W. R. H. **Otimização aplicada ao controle de potência do gerador a relutância chaveado para elevação do rendimento**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Goiás, Goiás, Brasil, 2020. 50, 74

BANK, W. **World Bank Development Indicator 2015**. [S.l.], 2015. 33

BANKS, J.; II, J. S. C.; NELSON, B. L.; DAVID, M. N. **Discrete-Event System Simulation**. 4 ed.. ed. New Jersey: Pearson, 2005. 71

BARBOSA, J. L. F. **Metodologia de otimização de lentes para lâmpadas de LED**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Goiás, Goiânia, Goiás, Brasil, 2013. 76

BARJA, G. J. A. **A Cogeração e sua Inserção ao Sistema Elétrico**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Brasília, Brasil, 2006. 48

BAWAZIR, R. O.; CETIN, N. S. Comprehensive overview of optimizing pv-dg allocation in power system and solar energy resource potential assessments.

Energy Reports, v. 6, p. 173–208, 2020. ISSN 2352-4847. 35, 103

BAYOD-RÚJULA, A. A. Future development of the electricity systems with distributed generation. **Energy**, v. 34, p. 377–383, 2009. 33

BEZDEK, J. C. **Pattern Recognition with Fuzzy Objective Function Algorithms**. New York: Plenum Press, 1981. [66](#)

BITTENCOURT, J. R.; OSÓRIO, F. Fuzzyf - fuzzy logic framework: Uma solução software livre para o desenvolvimento, ensino e pesquisa de aplicações de inteligência artificial multiplataforma. **III Workshop sobre Software Livre, Porto Alegre**, 2002. [65](#)

BRANDÃO, M. A. L. **Estudo de alguns métodos determinísticos de otimização irrestrita**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, 2010. [74](#)

Caetano Neto, J. **Modelo de Análise Espacial de Mercado de Energia Elétrica Utilizando Técnicas de Classificação**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Goiás, Goiânia, Goiás, Brasil, 2007. [35](#)

CAIRES, L. E. **Aplicação dos sistemas inteligentes nas instalações elétricas residenciais**. Dissertação (Mestrado) — USP, São Paulo, Brasil, 2012. [29](#)

CALIXTO, W. P. Nota de aula - algoritmo genético para iniciantes. **Universidade de Coimbra, Portugal**, 2010. [75](#), [76](#)

CALIXTO, W. P. **Métodos Matemático e Computacional Aplicados á Prospeção Geoeletrica com Estratificação Tridimensional**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, 2012. [74](#)

CARARO, J. A. G. **Processo de Otimização Aplicada na Adequação de Tensão Utilizando Geração Distribuída Fotovoltaica**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Goiás, Goiânia, Goiás, Brasil, 2018. [36](#), [99](#), [144](#)

CAVALCANTI, P. D. O. B. **GEOTUR: Ferramenta de Geoprocessamento Turístico**. [S.l.], 2005. [71](#)

CEMBRANEL, S. S. **Utilização de Técnicas de Mineração de Dados na Caracterização de Perfis Típicos de Carga**. Dissertação (Mestrado) — Instituto Superior de Engenharia do Porto, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, 2019. [35](#)

CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 19, p. 764–773, 2004. [33](#)

CHWIF, L.; MEDINA, A. C. **Modelagem e Simulação de Eventos Discretos**. [S.l.]: 4.ed. Rio de Janeiro: Elsevier Editora, 2015. [71](#), [72](#)

COELHO, B. M. C. G. **Estudo sobre a Viabilidade da Tecnologia PLC no Brasil e Considerações sobre uma Proposta de Tarifação**. Dissertação (Mestrado) — PUC, Rio de Janeiro, Brasil, 2012. [40](#), [41](#)

COSTA, E. M. M. **Introdução aos Sistemas a Eventos Discretos e à Teoria de Controle Supervisório**. [S.l.]: Alta Books, 2004. [72](#)

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [S.l.]: Rio de Janeiro: CEPEL, 2004. [96](#)

CUNHA, A. P. **Bases Conceituais da Implantação de Redes Elétricas Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado) — USP, São Paulo, Brasil, 2011. [30](#), [44](#), [45](#), [46](#), [47](#), [48](#), [60](#)

CURY, J. E. R. Teoria de controle supervisório de sistemas a eventos discretos. **V Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente**, 2001. [72](#)

DOLLEN, D. V. Report to nist on the smart grid interoperability standards roadmap. **Electric Power Research Institute (EPRI) and National Institute of Standards and Technology**, 2009. [49](#), [50](#)

DUGAN R. C.; MONTENEGRO, D.; BALLANTI, A. **Reference guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. 2018. Electric Power Research Institute - EPRI. [59](#), [60](#)

EHRlich, P. J. **Pesquisa Operacional: Curso Introdutório**. [S.l.]: 5.ed. São Paulo: Atlas, 1985. [73](#)

ENGHALL. **Organização do Sistema Elétrico de Potencia (SEP)**. 2016. [39](#)

EPRI. **OpenDSS PVSystem Element Model - Version 1**. [S.l.], 2011. [94](#), [95](#)

FALCÃO, D. M. Redes elétricas inteligentes - smart grid. **Seminário Inserção de Novas Fontes Renováveis e Redes Inteligentes no Planejamento Energético Nacional**, 2009. [39](#)

_____. Integração de tecnologias para viabilização da smart grid. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, 2010. 41, 42

FIDALGO, R. N. **Uma Infra-estrutura para Integração de Modelos, Esquemas e Serviços Multidimensionais e Geográficos**. Tese (Doutorado) — UFPE, Pernambuco, Brasil, 2005. 71

FREDERICK, P. **Visualização Eficiente de Objetos Gráficos**. 89 p. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 1999. 69

FREITAS, P. R. R. d. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. São Paulo: Universidade de São Paulo (USP). Trabalho de Conclusão de Curso. 59, 95

GANGULY, S.; SAMAJPATI, D. Distributed generation allocation on radial distribution networks under uncertainties of load and generation using genetic algorithm. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 3, p. 688–697, 2015. 33, 35

GAVIRA, M. O. **Simulação Computacional como uma Ferramenta de Aquisição de Conhecimento**. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos, USP, São Paulo, Brasil, 2003. 72, 73

GERALDI, D. **Estudos da Microgeração Distribuída no Contexto de Redes Inteligentes**. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, Campinas, São Paulo, Brasil, 2013. 30

GOLDBERG, D. E.; HOLLAND, J. H. **Genetic Algorithms and Machine Learning**. [S.l.]: Machine Learning, Volume 3, pp 95 a 99, Online ISSN 1573 0565, Kluwer Academic Publishers-Plenum Publishers, 1988. 75, 77

GONÇALVES, A. R. **Algoritmos Genéticos**. [S.l.]: Unicamp, 2016. 76

GONÇALVES, F. **Ataques cibernéticos no setor de energia**. [S.l.], 2019. 147

GOZEL, t.; HOCAOGLU, M. Analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems. **Electr. Power Syst. Res.**, v. 79(6), p. 912–8, 2009. 32

GRZEIDAK, E.; CORMANE, J.; FERREIRA, A. L. F.; ASSIS, F. **Qualidade da energia elétrica no contexto de smart grid**. 2011. 47

- HADJSAID, N.; CANARD, J.; DUMAS, F. Dispersed generation impact on distribution networks. **IEEE Comput Appl Power**, v. 12-2, p. 22–8, 1999. [32](#)
- HASSAN, A. A.; FAHMY, F. H.; NAFEH, A. E.-S. A.; ABU-ELMAGD, M. A. Genetic single objective optimisation for sizing and allocation of renewable dg systems. **International Journal of Sustainable Energy**, v. 36, n. Issue 6, 2017. [33](#), [35](#)
- HEMDAN, N. G. A.; MICHAEL, K. Efficient integration of distributed generation for meeting the increased load demand. **Electrical Power and Energy**, v. 33, p. 1572–1583, 2011. [33](#)
- HOLLAND, J. H. **Adaptation in Natural and Artificial Systems**. 1975. Univ. of Michigan Press, Ann Arbor, Mich. [76](#)
- HUNG, D.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. Analytical expressions for dg allocation in primary distribution networks. **IEEE Trans. Energy Convers.**, v. 25, p. 814 a 820, 2010. [32](#)
- INPE. **Anatomia de Sistemas de Informação Geográfica**. [S.l.]: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 1996. [69](#), [70](#), [71](#)
- IYODA, E. M. **Inteligência Computacional no Projeto Automático de Redes Neurais Híbridas e Redes Neurofuzzy Heterogêneas**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, Brasil, 2000. [75](#)
- JAIN, A. K.; DUBES, R. C. **Algorithms for clustering data**. 1. ed. USA: Prentice-Hall, Inc., 1988. [64](#), [65](#)
- KAGAN, N.; GOUVEA, M.; MAIA, F. C.; DUARTE, D.; LABRONICI, J.; GUIMARÃES, D. S.; NETO, A. B.; SILVA, J. F. R.; PARTICELLI, F. **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil - Análise de Custos e Benefícios de um Plano Nacional de Implantação**. [S.l.]: 1.ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2013. [50](#)
- KHATTAM, W. E.; SALAMA, M. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **IEEE Comput Appl Power**, v. 71(2), p. 119–28, 2004. [32](#)
- KOTAMARTY, S.; KHUSHALANI, S.; SCHULZ, N. Impact of distributed generation on distribution contingency analysis. **Electr. Power Syst. Res.**, v. 78(9), p. 1537–45, 2008. [32](#)

LACERDA, E. G. M.; CARVALHO, A. C. P. L. F. **Introdução aos Algoritmos Genéticos**. [S.l.]: Porto Alegre: Ed. Universitária/UFRGS: Associação Brasileira de Recursos Hídricos. p. 99-150, 1999. [74](#)

LAW, A. M.; KELTON, W. D. **Simulation Modeling and Analysis**. [S.l.]: Boston: McGraw-Hill. 3ed., 2000. [71](#)

LEMES, M. J. R. **Complexidade, acoplamento e criticalidade (C2A) como indicadores de risco em projetos de sistemas**. Tese (Doutorado) — USP, São Paulo, Brasil, 2011. [71](#)

LIMA, C. A. F. **Revolução tecnológica na indústria de energia elétrica com smart grid, suas consequências e possibilidades para o mercado consumidor residencial brasileiro**. Tese (Doutorado) — UNICAMP, Campinas, São Paulo, Brasil, 2012. [29](#), [30](#)

LINDEN, R. **Algoritmos Genéticos: Uma importante ferramenta da Inteligência Computacional**. 2. ed. Rio de Janeiro: Brasport, 2008. [77](#)

LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAAD, D. C. **Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação**. [S.l.]: Livro de Minicursos do SBRC 2015. 1ed., 2015. [32](#), [39](#), [41](#), [47](#)

MAGALHÃES, A. S. **Repotencialização na operação paralela de gerador síncrono com gerador de indução**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Goiás, Goiânia, Goiás, Brasil, 2020. [73](#), [77](#)

MCGRANAGHAN, M.; GOODMAN, F. Technical and system requirements for advanced distribution automation. **18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Turim, Itália**, 2005. [45](#), [46](#)

MORADI, M.; ABEDINI, M. A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal dg location and sizing in distribution systems. international journal of electrical power & energy systems. **International Journal of Sustainable Energy**, v. 34, n. Issue 1, 2012. [33](#), [35](#)

OLIVEIRA, R. A. **Especificação e Implementação de um Algoritmo Genético para Otimização de Projetos de Iluminação Pública**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Rio Grande do Norte, Brasil, 2015. [74](#), [75](#), [105](#)

OLIVEIRA, R. S. **Ajuste automático de modelos celulares apoiado por Algoritmos Genéticos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, 2008. 76

PALUDO, J. A. **Avaliação do Impacto de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Carlos, São Paulo, Brasil, 2014. 30, 60, 61, 87

PARMENTER, K.; HURTADO, P.; SIDDIQUI, O. **The Green Grid: Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid**. [S.l.], Junho 2008. 40, 89

POLAK, E. **Computational Methods in Optimization**. [S.l.]: Academic Press. 1ed., 1971. 74

PRAKASH, P.; KHATOD, D. K. Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 111 a 130, 2016. 32

REIS, M. R. C. **Análise comparativa de métodos de otimização aplicados à sintonia do controlador PI**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Goiás, Goiás, Brasil, 2014. 78

RIBEIRO, C. L. **Aspectos Institucionais para o Smart Grid no Brasil: riscos, oportunidades e desafios regulatórios**. 2011. Universidade de Brasília, Brasil. 49, 50

ROCHA, J. E. N. **Sistemas Inteligentes no Estudo de Perdas Comerciais do Setor de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2003. 63, 64

ROSS, T. J. **Fuzzy Logic with Engineering Applications**. Estados Unidos: McGraw-Hill, 1995. 65, 66

SCHWAAB, M. **Avaliação de algoritmos heurísticos de otimização em problemas de estimação de parâmetros**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2005. 74

SINGH, B.; MUKHERJEE, V.; TIWARI, P. A survey on impact assessment of dg and facts controllers in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42(C), p. 846–82, 2015. 32

SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution modeling and analysis of high penetration pv. **IEEE**, 2011. [32](#), [124](#)

SOARES, G. L. **Algoritmos genéticos: Estudo, novas técnicas e aplicações**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, Brasil, 1997. [76](#)

SOROUDI, A.; EHSAN, M. A distribution network expansion planning model considering distributed generation options and techno-economical issues. **Energy**, v. 35, p. 3364–3374, 2011. [33](#)

SOUZA, M. E. **Utilização de Sistema de Informação Geográfica (SIG) na análise do meio físico. Estudo de Caso: A área do município de Campinas entre meridianos 47°15' e 46°45'W e os paralelos 22°45'e 22°51'S**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, Brasil, 1997. [69](#)

SULTANA, U.; KHAIRUDDIN, A. B.; AMAN, M.; MOKHTAR, A.; ZAREEN, N. A review of optimum dg placement based on minimization of power losses and voltage stability enhancement of distribution system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 63, p. 363–378, 2016. [32](#), [33](#)

Vilela Junior, W. A.; COIMBRA, A. P.; WAINER, G. A.; Caetano Neto, J.; CARARO, J. A. G.; REIS, M. R. C.; SANTOS, P. V.; CALIXTO, W. P. Analysis and adequacy methodology for voltage violations in distribution power grid. **Energies** **2021**, v. 14, n. 4373, 2021. [105](#), [144](#)

VIRAL, R.; KHATOD, D. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16(7), p. 146–65, 2012. [32](#)

WEI, A. Conceptual framework for smart grid. **Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference**, 2010. [42](#)

YANG, B.; YU, L.; CHEN, Y. Modelling, applications, and evaluations of optimal sizing and placement of distributed generations: A critical state of the art survey. **International Journal of Energy Research**, v. 45, n. Issue 3, p. 3615–3642, 2021. [35](#), [103](#)

YONAMINE, F.; CARVALHO, V. O.; SPECIA, L.; NICOLETTI, M. C. **Aprendizado não Supervisionado em Domínios Fuzzy - Algoritmo Fuzzy C-Means**. 2002. [67](#), [145](#)

ZADEH, L. A. **Fuzzy logic-Incoporating Real-World Vagueness**. [S.l.]: Center for Spatially Integrated Social Science, 2006. 65

ZAMORA, F. H. P. **Previsão Espacial de carga em sistemas de distribuição Utilizando Técnicas de Inteligência Artificial e Plataforma GIS**. Tese (Doutorado) — USP, São Paulo, Brasil, 2003. 34

ZANGIABADI, M.; FEUILLET, R.; LESANI, H.; HADJ-SAID, N.; KVALOY, J. T. Assessing the performance and benefits of customer distributed generation developers under uncertainties. **Energy**, v. 36, p. 1703–1712, 2011. 33