

TESE DE DOUTORADO Nº 228

**ESTRATÉGIA DE REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA ASSISTIDA POR
INFRAESTRUTURA INTEGRADA DE TELECOMUNICAÇÕES**

Leonardo Henrique de Melo Leite

DATA DA DEFESA: 28/03/2016

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**ESTRATÉGIA DE REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA
ASSISTIDA POR INFRAESTRUTURA INTEGRADA DE
TELECOMUNICAÇÕES**

Leonardo Henrique de Melo Leite

Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Wallace do Couto Boaventura

Belo Horizonte - MG

Março de 2016

L533e	Leite, Leonardo Henrique de Melo. Estratégia de regulação de tensão em redes de distribuição com geração distribuída fotovoltaica assistida por infraestrutura integrada de telecomunicações [manuscrito] / Leonardo Henrique de Melo Leite. - 2016. 252 f., enc.: il. Orientador: Wallace do Couto Boaventura. Coorientador: Luciano de Errico. Tese (doutorado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia. Apêndices: f. 244-252. Bibliografia: f. 232-243. 1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 3. Telecomunicações - Teses. 4. Energia elétrica - Distribuição - Teses. I. Boaventura, Wallace do Couto. II. Errico, Luciano de. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título. CDU: 621.3(043)
-------	--

**"Estratégia de Regulação de Tensão Em Redes de Distribuição
Com Geração Distribuída Fotovoltaica Assistida Por
Infraestrutura Integrada de Telecomunicações"**

Leonardo Henrique de Melo Leite

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

Aprovada em 28 de março de 2016.

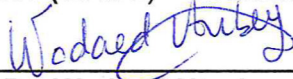
Por:



Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura
DEE (UFMG) - Orientador



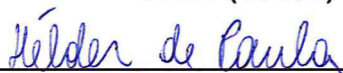
Prof. Dr. Luciano de Errico
DELT (UFMG) - Coorientador



Profa. Dr. Wadaed Uturbey da Costa
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Lenin Martins Ferreira Moraes
DELT (UFMG)



Prof. Dr. Hélder de Paula
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Célio Fonseca Barbosa
CPqD (CPqD)



Prof. Dr. Wanderson Ferreira de Souza
DEE (UFV)



Dra. Marisa Lages Murta
CEMIG (CEMIG)

À Deus, sempre presente.

Às queridas Lara e Alice, para quem dedico
esse trabalho, meu amor e carinho.
Obrigado pela cumplicidade, incentivo,
inspiração e paciência.

AGRADECIMENTOS

A motivação e esforço para a realização desse trabalho deve ser compartilhado com algumas pessoas e instituições que, de forma particular, contribuíram para os seus resultados.

Sou muito grato aos professores Wallace do Couto Boaventura e Luciano de Errico, respectivos orientador e co-orientador desse trabalho, pelos direcionamentos contundentes, conselhos, convivência e profissionalismo acadêmico.

Ao professor Selênio Rocha Silva (*in memoriam*), profundo conhecedor do tema dessa pesquisa, quem contribuiu valiosamente no direcionamento e delineamento do seu escopo.

Aos membros da banca de avaliação do Exame de Qualificação, pelas contribuições e sugestões que auxiliaram no direcionamento e continuidade das pesquisas.

Aos professores do PPGE – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – da UFMG, pelos sólidos ensinamentos e troca de experiências, obrigado.

À FITec – Fundação para Inovações Tecnológicas - na pessoa de seu Diretor, Leonardo Resende, por propiciar um ambiente favorável e motivador à realização desse trabalho.

Ao colega Ruan Pires, pelo empenho e auxílio na execução dos cenários de simulação propostos e aos colegas do LCE (Laboratório de Compatibilidade Eletromagnética) pelo compartilhamento dos recursos e convívio.

Aos meus irmãos, familiares e amigos, muitas vezes privados da minha presença durante essa jornada, agradeço o apoio e incentivo.

Por fim, uma gratidão e carinho especial aos meus queridos pais Ronaldo (*in memoriam*) e Piedade, exemplos pela dedicação ao trabalho, dignidade e perseverança.

Esse trabalho foi desenvolvido no contexto do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento “D 470 - Usina Experimental de Geração Fotovoltaica”, apoiado pelo programa de P&D da ANEEL em conjunto com a CEMIG-D e CEMIG-GT e com apoio do CNPq, FAPEMIG e Pró-Reitoria de Pesquisa da UFMG.

Quando se realiza uma série progressiva de esforços e se prepara o ânimo para um de grande envergadura, este se cumprirá com toda felicidade, permitindo ampliar as possibilidades e, com elas, a realidade pessoal.

Do livro Introdução ao Conhecimento Logosófico

RESUMO

A penetração massiva de fontes de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) conectadas ao sistema de distribuição de energia elétrica através de inversores eletrônicos pode contribuir, em um cenário de serviços agregados, para o desempenho de várias funções de controle do sistema elétrico de potência, notadamente na regulação de tensão ao longo de alimentadores. Nesse contexto, a supervisão e controle dessas fontes de geração através de uma infraestrutura de comunicação padronizada, flexível e capilar torna-se um fator chave para a integração dessas fontes em larga escala. Os métodos atuais de regulação de tensão adotados em redes de distribuição utilizando o fluxo de potência reativa das unidades de GDFV são baseados na interação local e isolada de cada fonte com a rede, sem, no entanto, explorar os potenciais benefícios de uma ação integrada entre elas. Esse trabalho propõe uma estratégia otimizada de regulação de tensão em redes de distribuição com GDFV, com foco no controle de fluxo de potência reativa, baseada em um modelo de arquitetura de comunicação que coordena as interações entre os inversores das unidades de geração distribuída fotovoltaica. Essa arquitetura possibilita a interconexão dos inversores fotovoltaicos de diferentes fabricantes a um sistema de gerência de geração distribuída, de forma que cada unidade de GDFV possa contribuir, de forma coordenada, com a regulação do perfil de tensão, de acordo com a sua capacidade de geração e localização geográfica no barramento de distribuição. A infraestrutura de comunicação proposta é baseada nos requisitos de conectividade e interoperabilidade estabelecidos pelo modelo de referência *Smart Grid* IEEE 2030 e pela norma internacional IEC 61850. A análise de sensibilidade do desempenho do controle de tensão em redes de distribuição com fontes de GDFV, baseado na co-simulação entre a infraestrutura de energia e a rede de comunicação, mostra a efetividade da estratégia proposta. Cenários de controle de tensão em regime permanente e após ação de reconfiguração da rede (*self-healing*) são analisados através de um ambiente de simulação, suportado por um arranjo especial construído a partir das plataformas PSCAD e MATLAB.

Palavras Chave: Geração Distribuída Fotovoltaica, Infraestrutura de Telecomunicações, Redes Inteligentes de Energia, Regulação de Tensão

ABSTRACT

Massive penetration of Distributed Generation Photovoltaic Systems (DGPV) connected to the power distribution grid through electronic inverters can contribute, in an aggregate service scenario, to the performance of several power system control functions, notably in voltage regulation along a distribution feeder. In this context, the supervision and control of these generating units through a standardized, flexible and capillary communication infrastructure become a key factor in enabling large-scale integration. Present voltage regulation methods adopted in distribution grids using the potential of DGPV units are based on the local interaction of each source with the power grid, without exploiting the potential benefits of a wide integration among them. This work proposes an optimization method for voltage regulation in distribution grids with DGPV, focused on reactive power flow control, based on a communication architecture model that coordinates the interaction among the inverters of DGPV units. This architecture enables each distributed source of different manufacturers to perform in accordance with its operational characteristics and location, while dynamically coordinated by a Distributed Generation Management System. The proposed communication infrastructure is based on the connectivity and interoperability requirements established by the Smart Grid IEEE 2030 reference model and international standard IEC 61850. A sensitivity analysis regarding the performance of voltage regulation in distribution grids with DGPV, based on a co-simulation between energy infrastructure and communication network, shows the effectiveness of the proposed optimization method. Voltage regulation in steady state and grid reconfiguration action (self-healing) scenarios are performed through a simulation environment upon a special simulation arrangement using PSCAD e MATLAB platforms.

Keywords: Photovoltaic Distributed Generation, Telecommunication Infrastructure, Smart Grids, Voltage Regulation

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: EPRI - Integração SEP x Infraestrutura de Comunicação	49
Figura 2.2: Ambientes da Arquitetura IntelliGrid	52
Figura 2.3: Modelo Conceitual – Smart Grid – NIST	54
Figura 2.4: Modelo Conceitual <i>Smart Grid</i> - Representação em Blocos.....	56
Figura 2.5: IEEE 2030 - Perspectiva da Arquitetura de Interoperabilidade do SEP	58
Figura 2.6: Sistema de Gerenciamento da Distribuição	59
Figura 3.1: Sistema Fotovoltaico Genérico	64
Figura 3.2: Circuito Equivalente Célula Fotovoltaica Real.....	66
Figura 3.3: Curvas I_xV e P_xV de uma Célula Fotovoltaica	68
Figura 3.4: Curva Característica I_xV de um Módulo Fotovoltaico Comercial.....	69
Figura 3.5: Procedimento para Estimar a Energia Fotovoltaica Entregue à Rede	70
Figura 3.6: Comportamento Temporal da Irradiação Solar ao Longo do Dia.....	71
Figura 3.7: Variação Intra anual da Geração Fotovoltaica	72
Figura 3.8: Evolução da Capacidade Mundial Instalada - Geração Fotovoltaica: 2000 - 2014 ..	74
Figura 3.9: Projeção de Crescimento da Geração Fotovoltaica no Mundo: 2015 - 2019	75
Figura 3.10: Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil por Fonte em 2014	76
Figura 3.11: Evolução da Potência Instalada Acumulada – Micro e Mini GDFV.....	77
Figura 3.12: Curva de ajuste do FP em função da potência ativa de saída do inversor	93
Figura 3.13: Limites Operacionais de Potência Reativa para GDFV > 6 kW)	93
Figura 3.14: <i>Fault Ride Though Capability</i> – Código de Rede Americano.....	95
Figura 3.15: <i>Fault Ride Though Capability</i>	96
Figura 3.16: <i>Fault Ride Though Capability</i> – Norma Brasileira.....	96
Figura 3.17: Ilhamento em Rede de Distribuição de Energia Elétrica.....	98
Figura 3.18: Sistema de Gerenciamento da Geração Distribuída.....	106
Figura 4.1: Sistema Equivalente de Distribuição Convencional de 2 Barras	110
Figura 4.2: Sistema Equivalente de Distribuição de 2 Barras com Geração Fotovoltaica.....	112
Figura 4.3: Curva Método $\cos\phi(P)$	115
Figura 4.4: Curva Método $Q(U)$	117

Figura 4.5: Rede Rural de Baixa Tensão – <i>Benchmark</i> Europa	119
Figura 4.6: Perfil de Geração dos Sistemas de GD Conectados à Rede.....	120
Figura 4.7: Perfil de Tensão em alguns Pontos de Acoplamento	121
Figura 4.8: Aplicação dos Métodos de Regulação de Tensão – Gerador PV19	123
Figura 4.9: Aplicação dos Métodos de Regulação de Tensão – Gerador PV16	123
Figura 5.1: Fluxo de Comunicação em um Ambiente <i>Smart Grid</i>	127
Figura 5.2: Arquitetura de Comunicação para Infraestrutura de Energia.....	129
Figura 5.3: Visão Fim-a-Fim - Arquitetura de Comunicação Smart Grid.....	130
Figura 5.4: Segmentação da Rede – Taxa de Dados x Alcance	134
Figura 5.5: IEEE 2030 - DDER - Interfaces de Comunicação PS14 e PS31	145
Figura 5.6: Estrutura do <i>Logical Node</i> XCBR.....	150
Figura 5.7: Modelo de Comunicação de Dados	151
Figura 5.8: Nós Lógicos - Sistema GDFV	152
Figura 6.1: Arquitetura de Telecomunicação para Regulação de Tensão através de Múltiplos Sistemas GDFV	156
Figura 6.2: Modelagem de Rede de Distribuição para Simulações de Regulação de Tensão.....	160
Figura 6.3: Modelagem do Bloco GDFV no PSCAD.....	162
Figura 6.4 – Bloco de Carga Conectado aos Nós	164
Figura 6.5: Modelagem do Sistema - Visão Geral.....	165
Figura 6.6 – Diagrama de Iteração PSCAD® - MATLAB®	169
Figura 6.7 – Bloco Construtivo Interface MATLAB® - PSCAD®	171
Figura 6.8 – Comparação de Desempenho - Métodos <i>QUótimo</i> x <i>QU</i>	174
Figura 7.1: Cenário 1.1 – Tensões nos Nós B ₂ , B ₃ e B ₄	179
Figura 7.2: Cenário 1.2 – Tensões e Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV nos Nós B ₂ , B ₃ e B ₄	181
Figura 7.3: Cenário 1.3 – Tensões e Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV nos nós B ₂ , B ₃ e B ₄	183
Figura 7.4: Cenário 1.4 – Tensões e Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV nos nós B ₂ , B ₃ , e B ₄	185
Figura 7.5: Cenário 1.4 – Tensões e Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV nos nós B ₂ , B ₃ , e B ₄ , com Atraso de Comunicação entre SGGD e GDFV_B ₄ (100 ms)	192
Figura 7.6: Cenário 2 – Rede de Energia com Autorrestauração e GDFV	197
Figura 7.7: Cenário 2.1 – Tensões nos Nós com GDFV para os Três Tipos de Falta	200

Figura 7.8: Cenário 2.2 – Tensões nos Nós com GDFV para os Três Tipos de Falta	206
Figura 7.9: Cenário 2.2 – Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV	210
Figura 7.10: Cenário 2.3 – Tensões nos Nós com GDFV	215
Figura 7.11: Cenário 2.3 – Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV	220

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Comparação entre Sistema Elétrico Convencional e Sistema “ <i>Smart Grid</i> ”	37
Tabela 2.2: Investimentos em RIE no Mundo	46
Tabela 2.3: Projetos Pilotos de Redes Inteligentes de Energia – Brasil	47
Tabela 2.4: Requisitos de Comunicação – <i>IntelliGrid – DER Monitoring and Control</i>	53
Tabela 2.5: Modelo Conceitual <i>Smart Grid</i> – NIST	55
Tabela 3.1: Resultados dos Leilões de Energia de Reserva – Fonte Fotovoltaica	77
Tabela 3.2: Limites de Variação de Tensão	86
Tabela 3.3: Limites de Variação de Frequência	87
Tabela 3.4: Condições para Reconexão após <i>Trip</i>	87
Tabela 3.5: Novos Limites de Variação de Tensão – IEEE 1547 ^a	88
Tabela 3.6: Novos Limites de Variação de Frequência – IEEE 1547 ^a	88
Tabela 3.7: Condições para Reconexão após <i>Trip</i> de Injeção de Corrente Contínua	89
Tabela 3.8: Limite Máximo de Corrente Harmônica IEC 1547 e IEC 61727	89
Tabela 3.9: Limites de Corrente Harmônica – ABNT 16149.....	90
Tabela 3.10: Limites de Corrente Harmônica – VDE-AR-N 4105	90
Tabela 3.11: Funções e Serviços – SGGD	107
Tabela 5.1 - Tecnologias de Rede de Comunicação.....	133
Tabela 5.2: Tecnologias de Comunicação sem Fio – <i>Wireless</i>	135
Tabela 5.3: Tecnologias de Comunicação com Fio – <i>Wireline</i>	136
Tabela 5.4: Proposta de Classificação dos Dados – Interfaces PS14 e PS31	148
Tabela 6.1: Parâmetros das Fontes de GDFV e Cargas	173
Tabela 6.2: Tensão e Injeção de Potência Reativa - Métodos <i>QUótimo</i> x <i>QU</i>	175
Tabela 7.1: Cenários de Simulação	177
Tabela 7.2: Cenário 1.1 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas	179
Tabela 7.3: Cenário 1.1 – Tensões Finais nos Nós.....	180
Tabela 7.4: Cenário 1.2 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas	180
Tabela 7.5: Cenário 1.2 – Tensões Finais nos Nós e Injeção de Potência Reativa.....	182
Tabela 7.6: Cenário 1.3 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas	182

Tabela 7.7: Cenário 1.3 – Tensões Finais nos Nós e Injeções de Potência Reativa	184
Tabela 7.8: Cenário 1.4 – Parâmetros de Simulação	185
Tabela 7.9: Cenário 1.4 – Tensões e Potências Injetadas pela Fontes de GDFV	190
Tabela 7.10: Cenário 1.5 – Tensões nos Nós Considerando Atrasos na Rede de Comunicação	191
Tabela 7.11: Cenário 1.5 – Tensões Finais nos Nós e Injeções de Potência Reativa	193
Tabela 7.12: Caracterização das Falhas Incidentes.....	198
Tabela 7.13: Cenário 2.1 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas.....	199
Tabela 7.14: Cenário 2.1 – Valores de Tensão nos Nós e Potências Reativas Injetadas.....	204
Tabela 7.15: Cenário 2.2 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas.....	205
Tabela 7.16: Cenário 2.2 – Valores das Tensões nos Nós	209
Tabela 7.17: Cenário 2.2 – Valores das Potências Reativas Injetadas	214
Tabela 7.18: Cenário 2.3 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas.....	214
Tabela 7.19: Cenário 2.3 – Valores das Tensão nos Nós	219
Tabela 7.20: Cenário 2.3 – Valores das Potências Reativas Injetadas	224

ACRÔNIMOS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AMI	<i>Automatic Meter Infrastructure</i>
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BAN	<i>Business/Building Area Network</i>
BEN	Balanco Energético Nacional
BIG	Banco de Informação de Geração
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEIDS	<i>Consortium for Electric Infrastructure to Support a Digital Society</i>
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CIS	<i>Customer Information System</i>
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
E2I	<i>Electricity Innovation Institute</i>
EAN	<i>Extended Area Network</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ERP	<i>Enterprise Resource Planning</i>
ETSI	<i>European Telecommunications Standards Institute</i>
FAN	<i>Field Area Network</i>
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FiTec	Fundação para Inovações Tecnológicas
FLISR	<i>Fault Location, Isolation and Service Restoration</i>
FORTRAN	<i>IBM Mathematical FORMula TRANslation System</i>
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i>
GIS	<i>Geographic Information System</i>
HAN	<i>Home Area Network</i>
IAN	<i>Industrial Area Network</i>
ICCP	<i>Inter Control Center Communications Protocol</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commision</i>
IED	Intelligent Electronic Devices
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
LKC	Lei de Kirchhoff das Correntes
LKT	Lei de Kirchhoff das Tensões
MAN	<i>Metropolitan Area Network</i>
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MPGM	Monitoramento de Painéis e Grandezas Meteorológicas
NAN	<i>Neighborhood Area Network</i>
NIST	<i>National Institute of Standards and Technology</i>
OAM&P	<i>Operation Administration, Maintenance and Provisioning</i>
OMS	<i>Outage Management System</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PR	<i>Performance Ratio</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PSCAD	<i>Power System Computer Aided Design</i>
QoS	<i>Quality of Service</i>

RIE	Redes Inteligentes de Energia
SCL	<i>Substation Configuratiom Language</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SGD	Sistema de Gerenciamento da Distribuição
SGGD	Sistema de Gerenciamento da Geração Distribuída
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
WAN	<i>Wide Area Network</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Formulação do Problema e Relevância da Contribuição.....	24
1.1.1	<i>Formulação do Problema.....</i>	<i>25</i>
1.1.2	<i>Contribuições</i>	<i>26</i>
1.2	Metodologia	29
1.3	Organização do Trabalho.....	30
2	REDES INTELIGENTES DE ENERGIA – SMART GRIDS	33
2.1	Redes Inteligentes de Energia – Desafios e Oportunidades	33
2.2	Conceituação e Motivadores	36
2.3	Campo de Pesquisa.....	40
2.4	Iniciativas e Projetos	42
2.4.1	<i>Mundo.....</i>	<i>42</i>
2.4.2	<i>Brasil</i>	<i>46</i>
2.5	Modelos de Referência.....	48
2.5.1	<i>EPRI - Arquitetura IntelliGrid</i>	<i>49</i>
2.5.2	<i>NIST - Smart Grid Framework.....</i>	<i>53</i>
2.5.3	<i>Guia IEEE 2030</i>	<i>57</i>
2.6	Aplicação do Trabalho no Contexto Smart Grid.....	59
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	62
3.1	Geração Solar Fotovoltaica – Aspectos Elétricos e Energéticos.....	63
3.1.1	<i>Modelo Matemático de uma Célula Fotovoltaica.....</i>	<i>65</i>
3.1.2	<i>Curvas Características.....</i>	<i>67</i>
3.1.3	<i>Eficiência.....</i>	<i>69</i>
3.2	Geração Solar Fotovoltaica - Panorama Mundial e Nacional	73
3.2.1	<i>Panorama Mundial.....</i>	<i>73</i>
3.2.2	<i>Panorama Brasileiro.....</i>	<i>75</i>
3.3	Geração Distribuída Fotovoltaica Conectada à Rede de Distribuição.....	79
3.3.1	<i>Normatização Internacional e os Códigos de Rede</i>	<i>79</i>
3.3.2	<i>Requisitos Gerais para a Interconexão com a Rede</i>	<i>84</i>

3.3.3	<i>Resposta às Condições Anormais da Rede</i>	85
3.3.4	<i>Desvio de Tensão</i>	85
3.3.5	<i>Desvio de Frequência</i>	86
3.3.6	<i>Reconexão após Trip</i>	87
3.3.7	<i>Qualidade de Energia</i>	88
3.3.8	<i>Fault Ride Through Capability – FRTC</i>	94
3.3.9	<i>Ilhamento</i>	98
3.4	Sistema de Gerenciamento da Distribuição na Presença de GDFV	100
3.5	Funções de Serviços Associados à GDFV Conectada à Rede	106
4	REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	109
4.1	Regulação de Tensão em Redes Convencionais	110
4.2	Regulação de Tensão em Redes com GDFV	112
4.3	Estratégias de Regulação de Tensão em Redes com GDFV	114
4.3.1	<i>Método $\cos\phi P$</i>	115
4.3.2	<i>Método QU</i>	117
4.3.3	<i>Estudo de Caso</i>	118
5	INFRAESTRUTURA DE TELECOMUNICAÇÕES PARA SUPORTE À REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GDFV	125
5.1	Arquitetura e Tecnologias de Comunicação para Infraestrutura de Energia	127
5.2	Requisitos de Conectividade	137
5.2.1	<i>QoS</i>	138
5.2.2	<i>Escalabilidade</i>	139
5.2.3	<i>Padronização e Interoperabilidade</i>	140
5.2.4	<i>Segurança</i>	141
5.3	Interfaces de Comunicação e Padrão de Interoperabilidade para GDFV	143
5.3.1	<i>Características da Interface de Comunicação – IEEE 2030</i>	143
5.3.2	<i>Classificação de Dados para GDFV - Função de Regulação de Tensão</i>	146
5.4	Padrão de Interoperabilidade – IEC 61850	148
5.4.1	<i>Modelagem de Dados de Comunicação para GDFV</i>	151
6	PROPOSTA DE ESTRATÉGIA DE REGULAÇÃO DE TENSÃO ASSISTIDA POR REDE DE TELECOMUNICAÇÕES	154
6.1	Estratégia de Regulação de Tensão com Múltiplos Sistemas de GDFV	155

6.2	Modelagem do Sistema e Formulação do Problema.....	159
6.2.1	<i>Modelagem do Sistema.....</i>	160
6.2.2	<i>Equacionamento.....</i>	166
6.2.3	<i>Interface PSCAD® – MATLAB®.....</i>	168
6.3	Validação do Método de Otimização - $Q(U)_{ótimo}$	172
7	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE – SIMULAÇÃO E RESULTADOS	177
7.1	Cenário 1: Regulação de Tensão Frente a Variações da Carga	178
7.1.1	<i>Cenário 1.1 – Sem injeção de potência reativa pelas fontes de GDFV</i>	178
7.1.2	<i>Cenário 1.2 – Fontes de GDFV de mesma potência nominal.....</i>	180
7.1.3	<i>Cenário 1.3 – Fontes de GDFV de potências nominais diferentes.....</i>	182
7.1.4	<i>Cenário 1.4 – Fontes de GDFV de mesma potência nominal com incapacidade de injeção de potência reativa por alguma delas</i>	184
7.1.5	<i>Cenário 1.5 – Fontes de GDFV de mesma potência nominal, com atraso da comunicação entre o SGGD e a GDFV conectada ao nó B₄.....</i>	190
7.2	Cenário 2: Regulação de Tensão Após Autorrestauração da Rede.....	196
7.2.1	<i>Cenário 2.1 - Sem injeção de potência reativa pelas fontes de GDFV.....</i>	199
7.2.2	<i>Cenário 2.2 - Fontes de GDFV de mesma potência nominal</i>	204
7.2.3	<i>Cenário 2.3 - Fontes de GDFV de mesma potência nominal com algumas fontes de GDFV incapacitadas</i>	214
8	CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS.....	225
8.1	Conclusões Finais	225
8.2	Perspectivas Futuras	230
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	232
	APÊNDICE A - REQUISITOS DE TELECOMUNICAÇÕES PARA FUNÇÕES DE AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO	244
	APÊNDICE B – ALGORITMO $Q(U)_{ótimo}$ E MATRIZ Y_{BARRA}	246
	APÊNDICE C – CÓDIGO INTERFACE PSCAD-MATLAB.....	250

CAPÍTULO 1

Este capítulo apresenta uma introdução sobre a crescente inserção de fontes de energia fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica, abordando os principais impactos positivos e negativos. Apresenta a formulação do problema e as principais contribuições deste trabalho de pesquisa, relacionado à função de regulação de tensão em redes de distribuição a partir de fontes de geração distribuída fotovoltaica. Descreve a metodologia utilizada e, por fim, a estruturação textual na qual este trabalho se apresenta.

1 INTRODUÇÃO

A penetração de fontes de energia baseadas em insumos renováveis tem crescido em todo mundo, motivada principalmente pela necessidade de diversificação da matriz energética global, necessidade de suprimento à demanda crescente tanto em grandes centros consumidores quanto em localidades rurais, pela grande preocupação internacional com a agenda ambiental, pelo desenvolvimento tecnológico das novas formas de geração e das condições favoráveis do mercado.

Especificamente, a inserção de fontes de Geração Distribuída Fotovoltaicas (GDFV) nos sistemas de distribuição de energia elétrica tem experimentado uma crescente expansão ao redor do mundo. Experiências internacionais apresentam importantes contribuições para análise sobre a expansão do mercado, ganhos na escala de produção, redução de custos de implantação e retorno para os investidores. De acordo com dados da *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2015), a capacidade mundial instalada acumulada de energia fotovoltaica em 2014 atingiu 178 GW, das quais, apenas nesse ano, houve um incremento de 40 GW. A Europa ainda lidera o mercado global com mais de 89 GW instalados, representando cerca de 50% da capacidade mundial; em seguida estão a Ásia Pacífica (40 GW), China (28 GW), Japão

(23 GW) e EUA (19 GW). Esse mesmo estudo indica uma perspectiva de crescimento mundial da geração fotovoltaica de cerca de 218 GW em um cenário moderado e de 362 GW em um cenário de política direcionada, em um horizonte de 5 anos (2015-2019).

As mudanças nas redes de distribuição provocadas pela conexão de fontes de geração distribuída fotovoltaicas têm impactos positivos e negativos, tanto para os provedores de serviço de energia quanto para os consumidores. Alguns benefícios técnicos apontam para a capacidade de colaborar com a adequação do perfil de tensão no ponto de conexão, redução de perdas técnicas ao longo das linhas de distribuição devido à diminuição da potência demandada das fontes convencionais e redução do impacto ambiental em cenários com uso intensivo de fontes poluidoras, além da possibilidade de suprimento em situações de contingência da rede. Por outro lado, o funcionamento dessas fontes pode causar um fluxo reverso de potência na rede, sistematicamente concebida em uma arquitetura radial e unidirecional, provocando distúrbios de qualidade de energia (alteração de perfil de tensão em regime permanente, sobretensões, instabilidade de tensão e frequência, aumento de harmônicos, alteração das correntes de curto circuito, etc.) e necessidade de alterações na configuração dos sistemas de proteção física e lógica do sistema de distribuição.

Como as fontes fotovoltaicas têm atingindo um nível significativo de penetração, tanto em nível local como regional, é importante mitigar os potenciais impactos causados pela variabilidade inerente desses geradores distribuídos. Por outro lado, assegurar a continuidade desses recursos durante a ocorrência de eventos na rede poderá aumentar a disponibilidade e a qualidade do serviço de fornecimento de energia.

O aumento da complexidade do planejamento e operação dos sistemas de distribuição de energia com a inserção de geradores distribuídos em grande escala tem motivado a incorporação de novas metodologias, procedimentos operacionais e a adoção de melhores práticas pelas concessionárias. Uma das principais funções relacionadas à qualidade de energia é o controle do perfil de tensão em regime permanente. O foco deste trabalho é investigar a potencial contribuição das fontes de GDFV conectadas à rede de distribuição na estratégia de regulação de tensão, a partir do controle coordenado de injeção ou absorção de potência reativa dessas fontes nos respectivos pontos de conexão.

A regulação de tensão em sistema de distribuição de energia elétrica é usualmente realizada através da atuação de equipamentos comutadores automáticos das derivações dos transformadores nas subestações, reguladores de tensão instalados em pontos críticos ao longo dos alimentadores e instalação de bancos de capacitores para o controle do fluxo de potência reativa. O trabalho desenvolvido por (PADILHA, 2010) faz uma análise comparativa dessas estratégias de regulação de tensão em redes de distribuição com geração distribuída baseada em geradores síncronos, sobretudo em unidades de cogeração e pequenas centrais hidrelétricas.

Especificamente, considerando a regulação do perfil de tensão nos barramentos de distribuição, algumas técnicas de controle que utilizam a capacidade de suporte de energia reativa dos geradores fotovoltaicos têm sido usadas. Essas técnicas incluem métodos baseados em medições locais do valor da tensão, medições locais do fluxo de potência reativa e a combinação de ambos (DEMIROK et al., 2011), (LIU et al., 2015) e (TURITSYN et al., 2011). Em redes de distribuição de baixa tensão, devido ao alto valor da relação R/X , o efeito do controle do fluxo de potência reativa é limitado. Nesse caso, métodos baseados na limitação local de potência ativa dos geradores distribuídos são propostos por (STETZ et al., 2013) e (TONKOSKI et al., 2011). Uma combinação de controle local e centralizado de potência ativa e reativa dos inversores fotovoltaicos é discutida em (WECKX et al., 2014). Em (FARAG et al., 2012) os autores propõem uma técnica de controle distribuído para a regulação de tensão baseada na coordenação de agentes de controle locais via rede de comunicação. Na mesma direção, uma arquitetura de controle distribuído que considera a alocação de controladores em cada nó da rede de distribuição é proposta por (ROBBINS et al., 2013). No entanto, esses dois últimos trabalhos consideram uma infraestrutura de comunicação preexistente.

Este trabalho propõe uma estratégia otimizada de regulação de tensão em redes de distribuição com geração distribuída fotovoltaica, baseada em uma arquitetura de controle centralizado assistida por uma infraestrutura de comunicação abrangente e eficiente. Essa arquitetura possibilita a interconexão dos inversores fotovoltaicos de diferentes fabricantes a um sistema de gerência de geração distribuída, de forma que cada unidade de GDFV possa contribuir de forma coordenada com a regulação do perfil de tensão, de acordo com a sua capacidade de geração e localização geográfica no barramento de distribuição.

O controle centralizado adotado neste trabalho contrapõe com o controle descentralizado adotado por outros métodos. Em um ambiente *Smart Grid* esses dois métodos de controle (centralizado e descentralizado) são possíveis e necessários. Nesse enfoque, a arquitetura de regulação de tensão baseada em um controle centralizado é justificada por considerar que um sistema de gerenciamento central tem a missão de gerenciar as fontes de geração distribuída dispersas na rede para diversas funções de supervisão e controle, dentre elas a regulação do perfil de tensão ao longo do alimentador.

1.1 Formulação do Problema e Relevância da Contribuição

A análise do impacto técnico e econômico da inserção de fontes de geração distribuída conectadas ao sistema de distribuição de energia é um assunto que tem despertado o interesse de pesquisadores em todo o mundo e é fortemente dependente das particularidades dos sistemas de energia e dos códigos regulatórios específicos de cada país.

Os atuais Sistemas de Gerenciamento da Distribuição, na maioria dos casos, se limitam a monitorar a saída de grandes fontes de geração distribuída (> 1 MW) sem, contudo, gerenciar a influência desses geradores no sistema de distribuição de uma forma mais integrada. O aumento de fontes de geração de energia distribuída conectadas à rede de distribuição pode trazer impactos negativos ou positivos na qualidade, confiabilidade e segurança do sistema de distribuição e, por isso, essas fontes precisam ser monitoradas, controladas e integradas às demais funções de gerenciamento do sistema.

Em se tratando de fontes de GDFV, um dos maiores problemas associados à sua massiva penetração no sistema de distribuição está relacionado à variação de tensão causada pela injeção de potência ativa por essas fontes e, conseqüentemente, um fluxo de potência reverso na rede de energia.

Quando as plantas de GDFV são diretamente conectadas a um alimentador de distribuição que serve a um conjunto de cargas, considerações sobre a capacidade dessas fontes oferecerem serviços de suporte em situações de contingência ou de distúrbios (serviços ancilares), tal como regulação de tensão, devem ser consideradas.

Inicialmente, as principais normas regulatórias e os códigos de rede não permitiam que fontes de geração distribuída atuassem no processo de regulação de tensão da rede. Via de regra, na ocorrência de algum distúrbio relacionado a variação de frequência ou tensão fora dos limites aceitáveis, a fonte de geração distribuída deveria ser desligada, a fim de minimizar as chances de uma situação de ilhamento indesejado. Contudo, diante da realidade da alta penetração dessas fontes de geração, essa diretriz está sendo revista pelas próprias concessionárias de energia e órgãos reguladores. Em vários países europeus, notadamente na Alemanha, Itália e Espanha, onde há uma elevada penetração de recursos distribuídos, existe um crescente reconhecimento que esses recursos podem contribuir para um melhor funcionamento da rede de energia durante desvios ou distúrbios, devendo permanecer conectados, respeitando os limites determinados pelos códigos de rede.

1.1.1 Formulação do Problema

As proteções do sistema elétrico contra sobrecorrente e variações de tensão são tradicionalmente concebidas em um cenário de fluxo de potência unidirecional, partindo da geração em direção à carga. Distúrbios de variação de tensão em regime permanente e devido a fenômenos de curta duração, como aqueles provocados por curtos-circuitos, podem provocar alterações significativas no perfil da tensão ao longo de um alimentador no qual grandes blocos de carga estão conectados.

Alguns métodos de controle de tensão, através do controle do fluxo de potência reativa das fontes de GDFV, têm sido empregados e amparados por códigos de rede de alguns países e, atualmente, por normas internacionais. Contudo, nesses métodos a regulação de tensão é ainda realizada de forma reativa, local e individualmente por cada fonte de geração distribuída no seu ponto de conexão à rede, sem usufruir de uma potencial colaboração de forma coordenada entre as unidades de geração.

Em um cenário de inserção de múltiplas fontes de GDFV, quais seriam os potenciais benefícios de uma estratégia de controle integrado de regulação de tensão em redes de distribuição, considerando que cada fonte de geração distribuída possa cooperar dinamicamente e de forma otimizada nesse processo?

O cenário de investigação proposto tem como objetivo fazer uma análise de sensibilidade da regulação de tensão em redes de distribuição a partir da cooperação das unidades de geração distribuída fotovoltaicas dispersas no barramento, tanto em regime permanente quanto após a ocorrência de reconfiguração da rede (*self-healing*). Pretende-se investigar as vantagens de se utilizar um sistema de comunicação capilar e interoperável que possibilite, em tempo real, a detecção e a transmissão de informações relacionadas à ocorrência de distúrbios de tensão entre o Sistema de Gerenciamento da Geração Distribuída e as plantas de GDFV para que, de forma dinâmica, possam estabelecer a quantidade de potência reativa ótima a ser injetada ou absorvida na rede e os percentuais de contribuição de cada fonte de geração para o controle do perfil de tensão, concomitantemente à injeção de potência ativa para suprir a demanda das cargas.

O controle integrado de múltiplas fontes de GDFV, para que atuem de forma cooperada na execução da regulação de tensão, tem como premissa o uso de uma infraestrutura de telecomunicações. Essa infraestrutura, preconizada pelas redes inteligentes de energia (*Smart Grids*), apresenta atualmente uma maturidade tecnológica e regulatória que possibilita a implementação avançada de sistemas e supervisão e controle capazes de suportar funções operativas aplicadas às diversas demandas do sistema elétrico.

Nesse contexto, também é objetivo deste trabalho determinar os requisitos de conectividade (taxa de transferência de dados, latência, disponibilidade, confiabilidade e segurança), as interfaces, protocolos e os parâmetros de interoperabilidade da infraestrutura de comunicação para que as interações necessárias à regulação de tensão possam ser realizadas de forma dinâmica e segura sem, no entanto, comprometer o desempenho das funções de operação e proteção do sistema elétrico de potência.

1.1.2 Contribuições

Este trabalho é relevante à medida que propõe um modelo avançado de arquitetura de controle de tensão em redes de distribuição com fontes de geração distribuída fotovoltaicas. A partir dos resultados alcançados neste trabalho, em conjunto com outras referências relevantes sobre o tema investigado, as concessionárias de

energia e os órgãos reguladores poderão ser provocados para uma discussão mais ampla sobre o potencial uso dessas fontes de geração para o suporte às funções ancilares do sistema elétrico de potência brasileiro, em particular o controle de tensão.

Durante o período dessa pesquisa alguns resultados preliminares foram apresentados em conferências e periódicos internacionais, servindo como uma modesta contribuição para o avanço da discussão do tema abordado:

- LEITE, Leonardo H. de Melo; BOAVENTURA, Wallace do Couto; ERRICO, Luciano de; CARDOSO, Eduardo Nohme; DUTRA, Ruan; LOPES, Bruno Marciano. “*Integrated Voltage Regulation in Distribution Grids with Photovoltaic Distribution Generation Assisted by Telecommunication Infrastructure*”. EPSR - Electric Power Systems Research, Vol. 136C, 2016, pp. 110-124. DOI 10.1016/j.epsr.2016.02.016

Esse artigo técnico compila os principais resultados deste trabalho de doutorado. Propõe uma estratégia de regulação integrada de tensão em redes de distribuição com geração distribuída dispersa, a partir do controle otimizado de múltiplas fontes de GDFV. O método de regulação de tensão proposto, com foco no controle do fluxo de potência reativa das fontes fotovoltaicas, baseia-se em uma arquitetura de telecomunicações que coordena a ação entre o Sistema de Gerenciamento da Geração Distribuída e os inversores das múltiplas fontes de GDFV. Apresenta uma análise de sensibilidade do desempenho da regulação de tensão e da infraestrutura de telecomunicações, através da co-simulação entre os sistemas de energia e de comunicação, por meio de um arranjo especial apoiado pelas plataformas computacionais PSCAD e MATLAB.

- LEITE, Leonardo H. de Melo; BOAVENTURA, Wallace do Couto; ERRICO, Luciano de; CARDOSO, Eduardo Nohme; DUTRA, Ruan; LOPES, Bruno Marciano. “*Fault Ride Through Capability and Voltage Support in Distribution Grid With Photovoltaic Distributed Generation*”. 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid

Technologies Latin America (ISGT LATAM). October, 5th-7th, 2015. Montevideo, Uruguay. pp.130-135. ISBN: 978-1-4673-6603-8

Esse trabalho discute os principais aspectos relacionados ao controle de tensão em redes de distribuição através de fontes de geração distribuída fotovoltaicas. Propõe uma arquitetura de regulação de tensão com múltiplas fontes de GDFV a partir de uma infraestrutura de comunicação. O enfoque desse trabalho é avaliar a resiliência da fonte de GDFV durante distúrbio de afundamento de tensão e sua capacidade de atenuá-lo suprindo potência reativa para a rede de energia.

- LEITE, Leonardo H. de Melo; ERRICO, Luciano de; BOAVENTURA, Wallace do Couto. *“Telecommunications Infrastructure to Support Distributed Resources Connected to Electricity Distribution in a Smart Grid Scenario”*. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14). 7- 10 April, 2014. Córdoba - Spain. ISSN 2172-038X.

Esse trabalho apresenta os requisitos técnicos e regulatórios da infraestrutura de comunicação aplicada ao controle e supervisão de fontes de geração distribuída fotovoltaicas dispersas no barramento de distribuição de energia. Propõe uma estratégia para alcançar um sistema de supervisão interoperável e capacitado para gerenciar plantas de energia fotovoltaicas.

- LEITE, Leonardo H. de Melo; ERRICO, Luciano de; BOAVENTURA, Wallace do Couto. *“Criteria for the Selection of Communication Infrastructure Applied to Power Distribution Automation”*. 2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM) - 15-17 April, 2013. São Paulo, Brasil. pp.1-8. ISBN 978-1-4673-5272-7.

Esse trabalho aborda as questões técnicas e regulatórias da infraestrutura de telecomunicações aplicada aos processos de automação da distribuição. Define os

critérios para a escolha das tecnologias de comunicação mais apropriadas, baseados nos requisitos operacionais de cada função de automação e das características de conectividade da infraestrutura de comunicação em termos de sua disponibilidade, cobertura, taxa de transmissão, latência e segurança.

1.2 Metodologia

A metodologia utilizada na realização deste trabalho baseou-se na execução das seguintes atividades:

- i. Estudo do estado da arte sobre modelos de referência de Redes Inteligentes de Energia – *Smart Grids* – aplicadas às funções operativas do ambiente de distribuição de energia elétrica, notadamente àquelas relacionadas à inserção de fontes de geração distribuída na rede de energia e seus impactos, baseados em trabalhos desenvolvidos por órgãos estrangeiros (NIST, EPRI e ANSI), internacionais (IEC, IEEE), nacionais (COBEI, ONS, ANEEL, ANATEL, ABRADDEE) e publicados pela comunidade acadêmica e institutos de pesquisa.
- ii. Identificação dos principais desafios e das oportunidades da implantação do conceito *Smart Grid* considerando as especificidades da rede de distribuição elétrica brasileira, relacionadas às características construtivas, de abrangência, aspectos técnicos, regulatórios e de mercado.
- iii. Pesquisa e análise das potenciais tecnologias de telecomunicações, comunicação de dados e protocolos aplicados aos processos operativos de uma concessionária de distribuição de energia elétrica baseada nos parâmetros de qualidade de serviço (QoS – *Quality of Service*) exigidos pelas funções operativas, de forma a subsidiar a concepção de uma arquitetura de comunicação fim-a-fim, de acordo com o modelo de referência do IEEE 2030 – *Guide for Smart Grid Interoperability*.

- iv. Estudo do estado da arte sobre geração distribuída baseada em tecnologia solar fotovoltaica conectada à rede de distribuição de energia elétrica, abordando os aspectos técnicos, regulatórios e de mercado, com ênfase nos efeitos da sua inserção em larga escala na matriz de energia elétrica brasileira.
- v. Análise dos principais métodos de controle de tensão em redes de distribuição com geração distribuída, a partir da contribuição de fontes de geração distribuída fotovoltaicas conectadas à rede.
- vi. Proposição de uma estratégia de controle de tensão em redes de distribuição com múltiplas fontes de geração distribuída fotovoltaicas, a partir da ação cooperada entre as mesmas e o Sistema de Gerenciamento de Geração Distribuída, tendo como premissa a utilização de uma infraestrutura de telecomunicações e interoperabilidade baseada nos padrões IEEE 2030 e IEC 61850.
- vii. Proposição de um ambiente de co-simulação entre a infraestrutura de energia e rede de telecomunicações, baseado nas plataformas PSCAD e MATLAB.
- viii. Simulação computacional de cenários de controle de tensão em regime permanente e após reconfiguração de rede de distribuição (*self-healing*) com fontes de geração distribuída, baseado na estratégia proposta.
- ix. Análise de resultados da sensibilidade de regulação integrada de tensão e avaliação da influência do desempenho da infraestrutura de comunicação, com foco nos requisitos de disponibilidade e tempo de resposta.

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho está dividido em oito capítulos, estruturados da seguinte forma:

Este capítulo faz uma introdução geral sobre a inserção de fontes de geração distribuída fotovoltaicas na rede de distribuição e o potencial de utilização dessas fontes no processo de regulação de tensão. Apresenta os motivadores e objetivos propostos neste trabalho, a relevância da contribuição e a metodologia para a sua realização.

O Capítulo 2 caracteriza as Redes Inteligentes de Energia (*Smart Grids*), a partir de sua conceituação e principais motivadores, os desafios e oportunidades de sua concepção, as iniciativas e projetos no mundo e no Brasil, o marco regulatório brasileiro e os principais modelos de referência para a sua ampla implantação. Ao final do capítulo, o modelo mais adequado à aplicação proposta nesse trabalho é definido.

O Capítulo 3 aborda a geração distribuída baseada em fonte solar fotovoltaica em termos dos seus aspectos elétricos e energéticos, curvas características e eficiência. Apresenta o panorama mundial e nacional do potencial de geração e capacidade instalada, questões regulatórias e de qualidade de energia.

O Capítulo 4 apresenta os aspectos gerais de regulação de tensão em redes de distribuição de energia convencionais e em redes com a presença de geração distribuída fotovoltaica. São discutidos os métodos tradicionais de controle de tensão em redes com GDFV apresentando suas vantagens e desvantagens. É apresentado um estudo de caso da aplicação do método de controle considerado mais eficiente.

O Capítulo 5 aborda a infraestrutura de telecomunicações necessária à concepção das redes inteligentes de energia em um ambiente operativo. Descreve as funções de automação do sistema de distribuição de energia elétrica e mapeia os principais requisitos de telecomunicações (disponibilidade, capilaridade, cobertura, taxa de transmissão de dados, latência e segurança) associadas a essas funções. Considerando um ambiente típico da rede de distribuição de energia brasileira, apresenta as potenciais tecnologias e padrões de telecomunicações em um cenário *Smart Grid*. Visando o cenário de regulação integrada de tensão em redes de distribuição com múltiplas fontes de GDFV, as interfaces de comunicação baseadas na recomendação IEEE 2030 e no padrão de interoperabilidade IEC 61850 aplicado à geração distribuída são caracterizadas.

O Capítulo 6 apresenta a proposta de um método otimizado de regulação de tensão assistido por uma infraestrutura de comunicação, que possibilita a interação entre os

inversores dos sistemas de GDFV e um centro de gerência centralizado. Essa arquitetura possibilita que cada inversor coopere dinamicamente com a regulação de tensão de acordo com as respectivas características operacionais e localização na rede de distribuição de energia. A análise de sensibilidade da variação da tensão baseado nos resultados da co-simulação de uma rede de distribuição e de telecomunicações avalia a eficiência do método de regulação de tensão proposto.

O Capítulo 7 apresenta resultados da análise de sensibilidade do controle de tensão em rede de distribuição com fontes de GDFV, a partir de um arranjo especial usando as plataformas PSCAD e MATLAB. São analisados os cenários de controle de tensão em regime permanente e após reconfiguração de rede.

Por fim, no Capítulo 8, são apresentadas as considerações finais e as perspectivas de continuidade desse trabalho.

CAPÍTULO 2

Este capítulo contextualiza as Redes Inteligentes de Energia – *Smart Grids* – a partir de sua conceituação, principais motivadores, os desafios e oportunidades de sua concepção, as iniciativas e projetos em todo o mundo e os principais modelos de referência. A aplicação proposta nessa pesquisa é situada a partir desses modelos.

2 REDES INTELIGENTES DE ENERGIA – SMART GRIDS

2.1 Redes Inteligentes de Energia – Desafios e Oportunidades

A indústria de energia elétrica tem experimentado contínuas mudanças e avanços tecnológicos, revolucionando o modo de geração, distribuição, comercialização e consumo de energia elétrica. A flexibilização do mercado de energia, a necessidade de adequação às demandas da "sociedade digital", a alteração do perfil das cargas elétricas e a agenda ambiental global têm forçado as empresas do setor a serem mais competitivas e adaptáveis a mudanças contínuas. Tais mudanças passam, necessariamente, pela integração dos seus sistemas corporativos e operacionais, tornando-os flexíveis, abrangentes e interoperáveis, a partir da integração do sistema elétrico com os sistemas de telecomunicações e de tecnologia da informação.

Assim, um esforço coordenado e focado para modernizar o sistema elétrico, em especial o ambiente de distribuição, faz-se necessário para o atendimento efetivo e de forma integrada a essa nova demanda. Nesse contexto, emergem as Redes Inteligentes de Energia (*Smart Grids*) como um conceito tecnológico que propõe uma ampla arquitetura baseada em sistemas abertos e interoperáveis para as companhias de energia elétrica que atuam nas áreas de geração, transmissão e distribuição.

Essa arquitetura possibilita a integração de equipamentos inteligentes distribuídos na rede (IEDs – *Intelligent Electronic Devices*) e redes de comunicação de dados em um sistema gerenciado de computação centralizada e distribuída, possibilitando a implantação de capacidades avançadas no sistema de energia, tais como: rede de

energia auto recuperável, comunicação integrada com o consumidor, tarifação diferenciada e informação em tempo real sobre os diversos parâmetros da energia e fluxo de geração.

Por outro lado, a infraestrutura de energia elétrica atual não foi projetada para atender as crescentes demandas de um mercado de energia reestruturado, as necessidades dessa sociedade digital e o uso crescente e variado de produção de energia renovável. Como resultado, tem-se uma diretriz para atualizar o sistema elétrico de potência atual a níveis mais elevados de desempenho, necessários para suportar o crescimento econômico contínuo e melhorar a produtividade para garantir a competitividade, a melhoria nos indicadores de qualidade e continuidade dos serviços prestados, com a consequente melhoria da qualidade percebida pelo consumidor.

Com a integração dos consumidores por meio do conceito *Smart Grid*, é possível prever para a próxima década (2020) a maturidade de algumas funcionalidades, das quais destacam-se:

- Aumento da capacidade de resposta à demanda e implantação de tarifas variáveis (horosazonal) para reduzir custos, melhorar os fatores de carga e otimizar o desempenho econômico da rede;
- A integração de recursos de geração distribuída, baseada em fontes renováveis de acordo com as características naturais regionais, associada à evolução tecnológica das fontes de geração (ex. solar fotovoltaica, eólica e biomassa);
- Integração do sistema de transporte na rede através de veículos elétricos e elétricos híbridos *plug-in*, que poderão proporcionar os meios distribuídos para armazenamento de eletricidade em grande escala para a rede, equilibrar ciclos de carga diária e reduzir substancialmente a dependência de petróleo do país;
- A gestão de energia nos edifícios domésticos e comerciais, reduzindo a demanda de pico e melhorando a eficiência energética através de agentes inteligentes;
- O desempenho otimizado da rede usando o lado da demanda como um recurso para estabilização e/ou diminuição da demanda de pico e redução dos investimentos em geração;

- Serviços avançados baseados em controle autônomo aplicados às funções operativas;
- Maior interação entre os consumidores e a concessionária de energia.

Nos EUA, o EPRI (*Electric Power Research Institute*) desenvolveu uma arquitetura de referência denominada “*IntelliGrid Architecture*” (INTELLIGRID, 2012), com o objetivo de desenvolver ferramentas e métodos necessários para o processo de transformação e integração da infraestrutura do sistema de energia, por meio da integração dos sistemas elétrico e de comunicação, a fim de garantir qualidade, confiabilidade, disponibilidade e segurança dos produtos e serviços das concessionárias de energia. Para tanto, propõe a divisão do sistema de energia em ambientes operacionais, definindo para cada um deles, de forma macro, os requisitos operacionais e as melhores práticas aplicáveis.

Na Europa, a Comissão Europeia estabeleceu um *framework* denominado *European Technology Platform Electricity of the Future – Smart Grids* (ETP, 2010), o qual estabelece um programa para promover a pesquisa, o desenvolvimento, demonstrações e implementação de projetos para as “redes elétricas do futuro”, mantendo uma visão compartilhada para o futuro das redes elétricas dos países europeus e ser um catalisador para a sua execução.

O IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) criou um grupo de trabalho denominado *IEEE SMART GRID* (IEEE, 2010), específico para assuntos relacionados às redes inteligentes de energia, com proposta de discussão sobre concepção, implementação e avaliação de sistemas de energia, que incluem tecnologias *Smart Grid* e suas aplicações. Como resultado, a recomendação IEEE 2030 – *Guide for Smart Grid Interoperability of Energy and Information Technology Operation with Electric Power System, End-Use Applications, and Loads* (IEEE 2030, 2011), discute a interoperabilidade das tecnologias aplicadas aos sistemas de energia, comunicação e aplicações de uso final no ambiente *Smart Grid*.

No Brasil, as concessionárias de energia, empresas de Telecom/TI, fornecedores de equipamentos e aplicativos e o próprio meio acadêmico, por excelência, já estão estudando o assunto e implantando projetos pilotos, tendo em vista a necessidade de modernização e a solução de problemas comuns aos sistemas de energia, considerando

as especificidades para o contexto brasileiro. A rede de distribuição de energia elétrica brasileira, devido as suas características construtivas, aspectos técnicos, de abrangência e de mercado exigem, por vezes, soluções particulares, que diferem daquelas adotadas em outros países. Um exemplo evidente é a arquitetura de distribuição de energia brasileira, variando desde sistemas tipicamente urbanos trifásicos com trechos de 10 km de extensão, a sistemas mistos urbano/rural com trechos trifásicos e monofásicos, superiores a 500 km de extensão.

O combate às perdas técnicas e não técnicas, a implantação de uma infraestrutura avançada de medição de energia, a automação da rede de distribuição e a inserção de geração distribuída baseada em fontes de energia renováveis têm sido apontados como os principais vetores de propulsão das redes inteligentes de energia no Brasil.

2.2 Conceituação e Motivadores

O sistema elétrico de potência tem sido citado frequentemente como a maior e mais complexa máquina já construída, composta de cabos, torres, transformadores, circuitos e outros equipamentos, todos conectados de alguma forma, para prover serviço de distribuição de energia elétrica (GELLINGS, 2009).

Entretanto, em alguns aspectos, o projeto básico da infraestrutura do sistema de energia elétrica atual é muito similar daquele vivenciado por Thomas Edison e Tesla, no final do século 19. Basicamente, a rede transporta grandes blocos de eletricidade gerada em grandes estações centralizadas, baseadas principalmente em energia fóssil ou hidráulica, através de um sistema de transmissão e distribuição unidirecional. A energia elétrica é fornecida para consumidores e dispositivos que têm pouca ou nenhuma informação sobre o custo da eletricidade ou sobre a situação de sobrecarga do sistema. A modernização desse sistema tem se tornado uma das grandes prioridades para muitos países ao redor do mundo.

Os principais fatores que ainda motivam os esforços para modernizar o sistema elétrico de potência são:

- i. aumentar a disponibilidade, confiabilidade e qualidade de serviço do sistema elétrico;

- ii. gerar, transmitir e distribuir energia de forma mais segura e com custo mais efetivo;
- iii. permitir um controle mais eficiente e capilar de pontos vitais do sistema, a partir de um sensoriamento extensivo;
- iv. oferecer ao consumidor novos serviços e informações que o auxiliem na tomada de decisões quanto ao uso racional da energia, padrões de consumo e controle sobre os seus gastos;
- v. contribuir para a redução de emissão de CO₂ e outros poluentes, a partir do uso intensivo de fontes renováveis;
- vi. integrar fontes alternativas de energia (solar, eólica, biomassa, etc.) ao sistema convencional de distribuição de média e baixa tensão e possibilitar a formação de microrredes autossuficientes em regiões urbanas e isoladas.
- vii. diminuir as perdas técnicas e não técnicas e aumentar a eficiência operacional.

A disponibilidade de novas tecnologias, tais como redes de comunicação bidirecionais (com e sem fios), sensores inteligentes, controladores autônomos, novas formas de geração de energia e sistemas computacionais avançados, possibilitam um cenário favorável e de oportunidade para a transformação do sistema elétrico de potência.

A Tabela 2.1 compara as características do sistema de energia convencional com aquele preconizado pelo conceito *Smart Grid*, cujo processo de transformação já se encontra em transição.

Tabela 2.1: Comparação entre Sistema Elétrico Convencional e Sistema “*Smart Grid*”

Sistema Elétrico Convencional	Sistema Elétrico ‘Smart’ (em transição)
Eletromecânico/Digital	Digital
Comunicação unidirecional (bidirecional em alguns casos)	Comunicação bidirecional
Concebido para geração centralizada	Flexível para geração distribuída
Topologia Radial	Topologia em Rede

Poucos sensores distribuídos	Sensores e monitores distribuídos em toda a rede
Restauração manual (automática em alguns casos)	Restauração automática (<i>self-healing</i>)
Susceptível a falhas e “blackouts”	Proteção adaptável e capacidade de isolamento de seções em falta (FLISR – <i>Fault Location, Isolation and Service Restoration</i>)
Inspeção Local (remota em alguns casos, mas com restrições)	Monitoração remota de equipamentos
Controle do fluxo de energia limitado	Sistema de controle capilar
Poucas opções para os consumidores	Interação sistematizada com o consumidor

Dentre as novas funções e serviços a serem oferecidos/demandados nessa nova infraestrutura destacam-se (GHARAVI e GHAFURIAN, 2011), (MOSLEHI e KUMAR, 2010):

- Autorrecuperação (*self healing*): capacidade de recuperação ou remoção automática de algum dispositivo em falha e reconfiguração da rede, a fim de redirecionar blocos de energia para suprir regiões afetadas;
- Localização de Falhas, Isolamento e Restauração (*FLISR – Fault Location, Isolation and Service Restoration*): capacidade de detecção mais precisa do ponto de falha, isolamento ótima da parte do circuito em falha e procedimentos para o restabelecimento do serviço para a parte que não apresenta ou é afetada pela falha;
- Predição: capacidade de prevenir e recomendar ações de reconfiguração do sistema antes que novas contingências ocorram, a partir de técnicas de aprendizado, análise estocástica de dados e previsão de possíveis alterações climáticas que possam afetar o sistema elétrico;
- Otimização: capacidade de otimização autônoma do fluxo de energia elétrica por diferentes rotas (circuitos) do sistema, a partir do sensoramento do estado atual de parâmetros de operação do sistema em tempo real ou quase real;

- Flexibilidade: capacidade de conexão de diferentes fontes distribuídas de energia e sistemas de armazenamento de energia em pontos específicos do sistema elétrico;
- Supervisão e Controle Capilar: capacidade de prover informações apropriadas de forma remota e bidirecional entre dispositivos da rede, sistemas de controle e operadores, a fim de possibilitar um gerenciamento ótimo e onipresente do sistema;
- Interatividade com o Consumidor: capacidade de interação bidirecional com o consumidor, possibilitando que ele participe efetivamente do ciclo de controle de demanda e adeque o seu consumo de energia baseado em suas preferências individuais e capacidade de pagamento, associado a estímulos oriundos do provedor (ex. tarifação diferenciada por hora de uso);
- Segurança: capacidade de garantir a segurança física e eletrônica (*cyber security*) de ativos críticos distribuídos na rede, considerando as possíveis vulnerabilidades permitidas em um cenário de interoperabilidade e de comunicação bidirecional fim-a-fim entre os diversos dispositivos conectados na rede de energia.

Essas novas funções e serviços propostos pela arquitetura *Smart Grid* representam uma mudança de paradigma do funcionamento do sistema elétrico. Tal mudança é proporcionada pelo avanço do patamar tecnológico no que tange às novas formas de geração, maior eficiência dos sistemas de transmissão e distribuição de energia, infraestruturas de telecomunicações e relacionamento interativo com o consumidor.

A concepção desse novo sistema, no entanto, além de demandar um custo elevado, requisitará uma ação coordenada de todos os agentes diretamente envolvidos – empresas de energia, indústria, centros de pesquisa, órgãos governamentais e regulatórios – em um processo evolutivo de implementação em escala comercial, que pode levar décadas.

A percepção e o grau de importância dessas novas funções e serviços variam de país para país, de acordo com as suas necessidades imediatas de modernização, visão de médio e longo prazos e do atual patamar tecnológico em que se encontram. Por exemplo, nos EUA a motivação é a evidente necessidade de modernização e aumento

da confiabilidade do sistema elétrico para evitar os níveis de *blackouts* ocorridos em 2002, cujos custos naquele ano somaram U\$79 bilhões (LACOMMARE e ETO, 2006). No Japão, os objetivos concentram na formação de uma “*Smart Community*”, na qual os avanços do sistema de energia possam estar plenamente integrados à sociedade, de modo sustentável (NAKANISHI, 2010). Note-se que no Japão as interrupções na rede de distribuição duram em média 16 min/consumidor ao ano, em contraponto com os sistemas americano e brasileiro, cujas médias são de duas e onze horas, correspondentemente. Já o foco dos países europeus está na ampliação do uso de energias renováveis e controle de emissões em atendimento ao estabelecido na agenda ambiental 20-20-20 para o ano de 2020: 20% de redução de emissões, 20% de geração renovável na matriz, 20% de economia de energia.

No Brasil, três vetores principais impulsionam a implementação das redes inteligentes: a necessidade de aumento da eficiência operacional por parte dos provedores de energia, os esforços para a redução das elevadas perdas não técnicas e a inserção de novas fontes de geração distribuída baseada em energias renováveis na média e baixa tensão.

Existe uma grande variedade de arquiteturas, tecnologias e configurações já propostas ou em formação, descritas como *Smart Grids*. Atualmente, mais de 7.000 projetos pilotos estão sob avaliação em todo mundo, sendo cerca de 1.000 deles com mais de dez anos, alguns mais avançados, outros limitados em escopo.

2.3 Campo de Pesquisa

A evolução das redes de energia elétrica abrange questões relacionadas aos ambientes de geração, redes de transmissão e distribuição, operações de mercado e oferta de novos serviços ao consumidor, cada qual com suas particularidades e demandas específicas.

Para todos esses ambientes torna-se necessário que se intensifique, de forma coordenada entre órgãos governamentais, indústria, instituições de pesquisa e agentes reguladores, programas de pesquisa e desenvolvimento nas áreas de análise, modelagem, desenvolvimento de novas tecnologias, projetos de demonstração e padronização.

No campo de pesquisa destacam-se:

- Geração:
 - Inserção de fontes alternativas de energia (eólica, solar fotovoltaica, biomassa, etc.);
 - Geração Distribuída (GD) e sua interconexão ao sistema elétrico convencional existente;
 - Armazenamento de energia.
- Transmissão:
 - Sistemas de monitoração situacional;
 - Análise de contingência;
 - Autorrecuperação;
 - Coordenação de operação de emergência.
- Distribuição:
 - Microgrids (redes de distribuição locais autossuficientes);
 - Sistemas de controle e aquisição remota de dados em múltiplos IEDs;
 - Métodos eficientes de localização de faltas, isolamento e restabelecimento do serviço;
 - Análise de contingência e controle de resposta a demanda em tempo real;
 - Autorrecuperação a partir de reconfiguração de circuitos alimentadores;
 - Monitoração de parâmetros de qualidade de energia em tempo real ou quase real;
 - Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD);
 - Funções avançadas de telemedição a partir de redes locais (LANs) e metropolitanas (MANs);
 - Mobilidade elétrica e seus impactos na rede;
 - Segurança cibernética em sistemas, redes e dispositivos críticos;
 - Mecanismos de controle de cargas prediais e residenciais.

- Operações de Mercado:
 - Transações de compra e venda de energia nos mercados livre e regulado considerando a presença de fontes renováveis e geração distribuída;
 - Planejamento de longo, médio e curto prazo;
 - Operação em tempo real;
 - Gerenciamento de congestionamento e emergência;
 - Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL);
 - Mecanismos de avaliação de externalidades ambientais.
- Serviços ao Consumidor:
 - Medição remota – AMI (*Automatic Metering Infrastructure*);
 - Tarifação sazonal;
 - Tarifação por Hora de Uso – TOU (*Time of Use*);
 - Monitoração on-line de parâmetros de qualidade de energia;
 - Inserção de cargas móveis (ex. veículos elétricos);
 - Automação residencial;
 - Portal do consumidor.

2.4 Iniciativas e Projetos

As seções seguintes apresentam algumas iniciativa e projetos de implementação de redes inteligentes de energia no mundo e os principais projetos piloto desenvolvidos no Brasil.

2.4.1 Mundo

O desenvolvimento e a implantação das Redes Inteligentes de Energia (RIE) constituem um processo gradual e em franco desenvolvimento no mundo, envolvendo os agentes governamentais, as empresas provedoras de energia, a cadeia de fornecedores e os órgãos regulatórios.

A seguir, são mencionadas algumas iniciativas relacionadas à concepção das redes inteligentes em nível mundial.

- Estados Unidos

Nos EUA, a partir do “*American Recovery Reinvestment Act*”, lançado em 2009, decidiu-se investir aproximadamente US\$ 4,5 bilhões em redes inteligentes por todo o país, a partir de dois programas governamentais “*Smart Grid Investment Grant*” e o “*Smart Grid Demonstration Program*”. Nesses programas as empresas provedoras de energia elétrica, fabricantes de equipamentos, empresas de telecomunicações e de tecnologia da informação se uniram ao *Department of Energy* (DOE) e ao *National Institute of Standards* (NIST), órgão de padronização americano, para definirem padrões para a rede inteligente. Estes padrões visam garantir a interoperabilidade de protocolos e equipamentos em diversas áreas afins, como telecomunicações, tecnologia da informação e energia. Cerca de 80 padronizações foram escolhidas em setembro de 2009 para definição, conforme o *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards* (NIST, 2010).

Também nos EUA, o EPRI (*Electric Power Research Institute*) e o E2I (*Electricity Innovation Institute*) iniciaram, em 2001, um programa ambicioso, denominado CEIDS – *Consortium for Electric Infrastructure to Support a Digital Society* – para a modernização da infraestrutura de energia frente às novas possibilidades e demandas da sociedade digital. Esse esforço praticamente lançou o conceito *Smart Grid*, embora não usasse essa nomenclatura. Mais tarde, esse consórcio se transformou no *IntelliGrid*, que desenvolveu a atual arquitetura de referência denominada “*IntelliGrid Architecture*” (EPRI, 2009). Esta arquitetura tem como objetivo desenvolver ferramentas e métodos necessários para o processo de transformação e integração da infraestrutura do sistema de energia, por meio da integração dos sistemas elétrico e de comunicação, a fim de garantir qualidade, confiabilidade, disponibilidade e segurança dos produtos e serviços das concessionárias de energia. Para tanto, propôs a divisão do sistema de energia em seis ambientes operacionais: mercado, geração, operações de transmissão, operações de distribuição, serviços ao consumidor e recursos distribuídos na rede, definindo para cada um deles, de forma macro, os respectivos requisitos operacionais e as melhores práticas aplicáveis.

- Europa

Segundo a *European Commission* (European Commission, 2013), até 2013 foram catalogados 219 projetos relacionados às Redes Inteligentes de Energia na Europa, a maioria deles relacionados ao desenvolvimento de infraestrutura e de serviços avançados em medição inteligente.

A Comissão Europeia estabeleceu um framework denominado *European Technology Platform Electricity of the Future – Smart Grids* (ETP, 2010). Esta força tarefa estabelece um programa para promover a pesquisa e desenvolvimento, demonstrações e implementação de projetos para as redes elétricas do futuro, mantendo uma visão compartilhada das redes elétricas dos países europeus e ser um catalisador para a sua execução, do ponto de vista técnico, regulatório e econômico. Para tanto, foram iniciados sete projetos de pesquisa centrados principalmente na introdução e habilitação da geração distribuída e microrredes no sistema de energia da Europa.

O IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) criou um grupo de trabalho denominado IEEE SMART GRID (IEEE, 2010), específico para assuntos relacionados às redes inteligentes de energia, com proposta de discussão sobre concepção, implementação e avaliação de sistemas de energia, que incluem tecnologias Smart Grid e suas aplicações.

Em paralelo, e muitas vezes em consonância com as diretrizes apontadas por esses organismos e fóruns, os próprios provedores de serviços de energia de geração, transmissão e distribuição, públicos e privados, têm realizado projetos de modernização de suas infraestruturas de energia com diferentes objetivos e níveis de maturidade.

- Japão, Índia e China (CGEE, 2012)

O Japão está desenvolvendo as tecnologias de redes inteligentes de energia, incorporando a geração de energias renováveis, a medição inteligente e serviços, bem como a inserção de veículos elétricos. O governo japonês e a *Japan Smart Community Alliance* são os principais responsáveis pelas ações.

As ações de implementação de redes inteligentes na Índia estão ligadas aos setores de geração, transmissão, distribuição e qualidade de energia. Objetiva-se aumentar os níveis de eficiência energética e da quota de energias renováveis na rede nacional. Decisões estabelecidas pelos programas “*Electricity Act of 2003*”, “*National Electricity Policy of 2005*” e “*Re-Structured Accelerated Power Development and*

Reforms Program” incorporaram diretivas importantes para o desenvolvimento do setor elétrico nacional. Órgãos ligados ao *Ministry of Power* (MoP) e as iniciativas *India Smart Grid Task Force & Forum* coordenam as ações e os investimentos em RIE no país.

O governo chinês tem desenvolvido um plano de estímulo de longo prazo para investir em sistemas de água, infraestruturas rurais e redes de energia, incluindo um investimento substancial em RIE. Os principais objetivos são reduzir o consumo de energia, aumentar a eficiência da rede elétrica e gerenciar a geração de eletricidade a partir de tecnologias renováveis. O órgão *State Grid Corporation of China* e parcerias governo/indústria/serviço são os principais responsáveis pelos esforços de construção da rede inteligente de energia chinesa.

A Tabela 2.2 apresenta os investimentos iniciais e de longo prazo, de empresas privadas e governos em países do mundo.

Tabela 2.2: Investimentos em RIE no Mundo

<i>País</i>	<i>Investimentos Federais (2010)</i>	<i>Estimativa de Investimentos Federais (prox. anos)</i>
Austrália	US\$ 360 milhões	US\$ 240 bilhões (até 2030)
China	US\$ 7,3 bilhões	US\$ 100 bilhões (2011 - 2020)
Coréia do Sul	US\$ 824 milhões	US\$ 24 a 30 bilhões (até 2030)
EUA	US\$ 7,09 bilhões	US\$ 1,5 trilhões (até 2030)
Índia	Não disponível	US\$ 26,2 bilhões (2010 - 2020)
Japão	US\$ 849 milhões	US\$ 1,7 trilhões (até 2030)
União Europeia	US\$ 1, 76 bilhões	US\$ 1,88 trilhões (até 2030)

Fonte: (CGEE, 2012), (IEA, 2011), (European Comission, 2013)

2.4.2 Brasil

No Brasil, embora a implantação das redes inteligentes esteja em uma fase inicial se comparado com o estado de desenvolvimento atual na Europa e EUA, o governo, as concessionárias de energia, os centros de pesquisa, as universidades, as empresas de Telecom/TI e os fornecedores de equipamentos e de aplicativos estão se articulando, tendo em vista a necessidade de modernização e a solução de problemas comuns aos sistemas de energia, considerando as especificidades para o contexto brasileiro. A rede de distribuição de energia elétrica brasileira, devido às suas características construtivas, aspectos técnicos, de abrangência e de mercado exigem, por vezes, soluções particulares, que diferem daquelas adotadas em outros países.

Os projetos recentes de pesquisa e desenvolvimento na área de redes inteligentes de energia conduzidos em parceria entre as concessionárias de energia elétrica, as universidades, os centros de pesquisa e fabricantes têm sido importantes para a avaliação da capacidade e dos benefícios decorrentes da implantação das RIE no Brasil.

Várias concessionárias de energia elétrica investiram em projetos pilotos com o objetivo de testar novas soluções e serviços, promover a criação de diretrizes para o desenvolvimento de arquiteturas conceituais, comprovar na prática a interoperabilidade entre sistemas e equipamentos e definir estratégias para a segurança das informações trafegadas na rede, tanto para a segurança do sistema quanto para a privacidade dos consumidores. O resultado desses projetos pilotos trarão subsídios para a avaliação e implantação das RIE em larga escala.

A Tabela 2.3 sumariza os principais projetos pilotos desenvolvidos pelas concessionárias de energia brasileiras.

Tabela 2.3: Projetos Pilotos de Redes Inteligentes de Energia – Brasil

<i>Concessionária</i>	<i>Projeto</i>	<i>Local</i>	<i>R\$ (milhões)</i>	<i>Descrição Resumida</i>	<i>Conclusão</i>
CEMIG Distribuição S/A	Projeto Cidades do Futuro (CEMIG)	Sete Lagoas/ MG	25	As ações previstas para o projeto concentram-se nas áreas de automação da medição de consumidores, sistemas de iluminação LED, automação de subestações, automação de redes de distribuição, telecomunicações operacionais, sistemas computacionais da operação do sistema elétrico e gerenciamento e integração de geração distribuída	Dez./ 2014
Ampla Energia e Serviços S/A	Projeto Cidade Inteligente Búzios (Ampla/Endesa Brasil)	Armação dos Búzios/ RJ	31	As ações previstas para o projeto concentram-se nas áreas de telecomunicações e controle; de geração inteligente de energia; de gerenciamento inteligente de energia; de armazenamento inteligente de energia; de iluminação pública inteligente; de veículos inteligentes; de prédios inteligentes e de conscientização e informação dos consumidores.	Dez./ 2014
Light Serviços de Eletricidade S/A	Projeto Smart Grid Light (Light)	Área de concessão da empresa no estado do Rio de Janeiro	35	As ações previstas para o projeto são subdivididas em cinco temáticas: Plataforma Smart Grid, Gestão Otimizada da Rede Subterrânea, Gestão Otimizada da Rede Aérea, Gestão Energética pelo Lado da Demanda e a Gestão de Fontes Renováveis, Armazenamento Distribuído e Veículos Elétricos Recarregáveis	Dez./ 2014
Eletrobrás	Projeto Parintins (Eletrobrás Amazonas Energia)	Parintins/ AM	21	As ações do projeto consistem na troca de medidores dos 15 mil clientes do município, na automação dos alimentadores e chaves de religamento da rede, na medição e monitoramento de 300 transformadores de distribuição e na implantação de um sistema que amplie o uso do parque gerador de 25MW. Estudo financiado por meio dos respectivos projetos de P&D.	Dez./ 2013
AES Eletropaulo	Projeto Smart Grid	São Paulo/SP	18	O sistema da RIE prevista para o projeto deverá integrar o processo de medição, com os de operação e os de automação	Dez./ 2014

	(AES Eletropaulo)				
EDP Bandeirante Energia SA	Projeto InovCity (EDP Bandeirante)	Aparecida do Norte/SP	10	As ações previstas para o projeto concentram-se nas áreas de iluminação pública eficiente; eficiência energética; geração distribuída; mobilidade elétrica; medição inteligente; educação da comunidade	Dez./ 2015
Elektro	Cidade Inteligente Elektro	São Luiz do Paraitinga/ SP	18	Medição Inteligente, Geração Distribuída, Automação de Rede, Serviço ao Consumidor.	Maio/2016
Companhia Energética do Ceará	Projeto Cidade Inteligente Aquiraz (Coelce/ Endesa)	Aquiraz/CE	1,66	Os objetivos principais do projeto são o desenvolvimento e a implantação de um piloto de Rede Inteligente com Sistema de Reposição Automática (SRA) para rede de média tensão em 13,8 kV, dotado de um Sistema Inteligente para Mudança Automática de Ajuste do Sistema de Proteção (SIAP) para a rede de média tensão em 13,8 kV	Dez/ 2014

Fonte: (CGEE, 2012)

No cenário nacional, observa-se que as ações realizadas nos principais programas pilotos das concessionárias de energia têm sido focadas inicialmente na implantação da infraestrutura de medição inteligente avançada e na inserção de microrredes geradoras baseadas na energia eólica e solar fotovoltaica.

2.5 Modelos de Referência

Considerando as redes inteligentes de energia um “sistema de sistemas” e, considerando que cada sistema detém a sua própria arquitetura, um Modelo Conceitual define os princípios, as estratégias e as metodologias que são utilizadas no desenvolvimento das arquiteturas dos respectivos domínios operacionais. O conceito *Smart Grid* abrange uma diversidade de tecnologias, de processos e de agentes operadores que se conectam uns aos outros para execução de operações técnicas e comerciais, regidos e amparados por questões regulatórias e legais. Um dos seus princípios é que a composição desses sistemas irá adequar-se à medida que as tecnologias evoluírem, gerando novas interações e novos negócios.

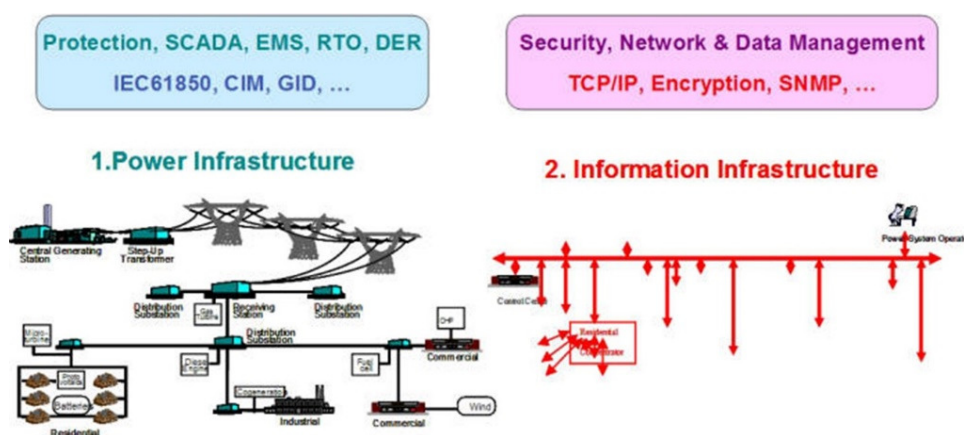
A seguir, são apresentados três modelos de referência que têm sido utilizados pelas concessionárias de energia, fabricantes de equipamentos, provedores de serviços, institutos de pesquisa e órgãos reguladores para orientação de suas atividades no suporte à concepção das redes inteligentes de energia.

2.5.1 EPRI - Arquitetura IntelliGrid

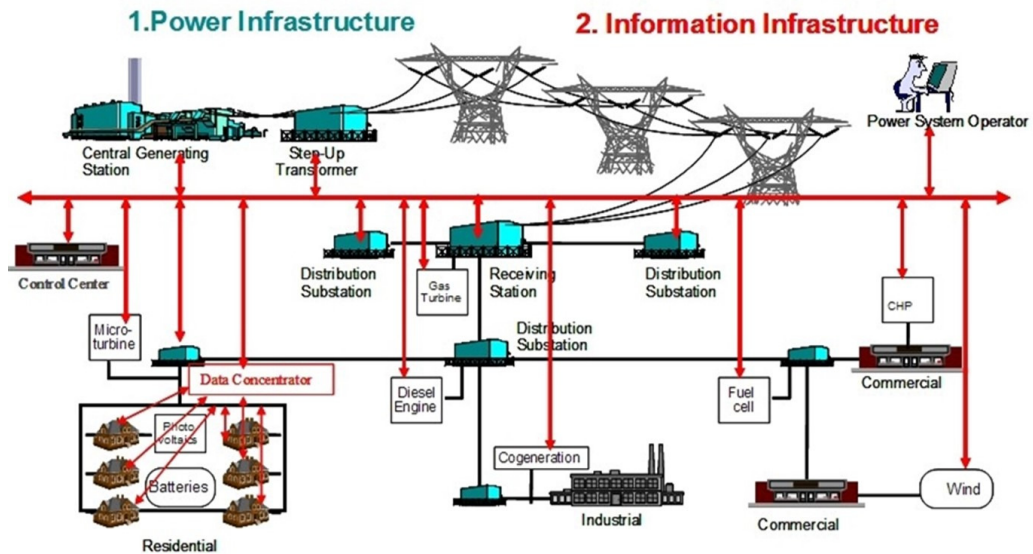
O Consórcio IntelliGrid foi criado pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*) para colaborar na consolidação dos processos de modernização das redes de energia elétrica. Um dos projetos financiados por esse consórcio é o denominado “*IntelliGrid Architecture*” (CEIDS, 2004), que pretende ter escala mundial e abranger todo o setor de energia elétrica, tendo como objetivo propiciar a visão sistêmica necessária para a integração das infraestruturas de energia e de comunicação. Essa integração visa a reestruturação do sistema elétrico de potência no intuito de lhe conferir uma maior capacidade, disponibilidade e segurança na oferta de energia elétrica aos consumidores.

A Figura 2.1 ilustra a proposta de integração da infraestrutura do SEP (Sistema Elétrico de Potência) com a infraestrutura de comunicação. A parte (a) ilustra as duas infraestruturas segregadas, cada qual regida pelos seus processos, protocolos e mecanismos de controle. Na parte (b), essas duas infraestruturas são sobrepostas, pretendendo indicar a potencial integração que potencializa a flexibilidade necessária à concepção das redes inteligentes de energia.

Figura 2.1: EPRI - Integração SEP x Infraestrutura de Comunicação



(a) Infraestrutura SEP x Infraestrutura de Comunicação



(b) Infraestrutura de Comunicação sobreposta à Infraestrutura de Energia

Fonte: EPRI - IntelliGrid Architecture

Essa arquitetura é estruturada em Funções, Domínios e Ambientes Operacionais do sistema de energia elétrica.

Uma Função é uma operação do sistema elétrico a qual se atribui uma importância relativa, seja pela importância da própria operação em si ou pela sua influência no setor e/ou negócio de energia elétrica como um todo. Cerca de oitenta funções foram selecionadas como sendo mais relevantes para a definição da arquitetura do sistema por possuírem requisitos mais complexos, mais abrangentes ou, mesmo, mais específicos, mas de grande importância.

Essas funções foram agrupadas em Domínios. Um domínio corresponde a um conjunto de funções da indústria de energia elétrica que apresenta características operacionais e funcionais comuns facilitando a identificação, classificação e análise das funções.

São identificados os seguintes domínios:

- Operações de Mercado: abrange operações de transações de fornecimento de energia, gerenciamento de congestionamento e de emergências;
- Operações de Transmissão: inclui as funções de otimização de operação em condições de normalidade, prevenção a contingências, planejamento

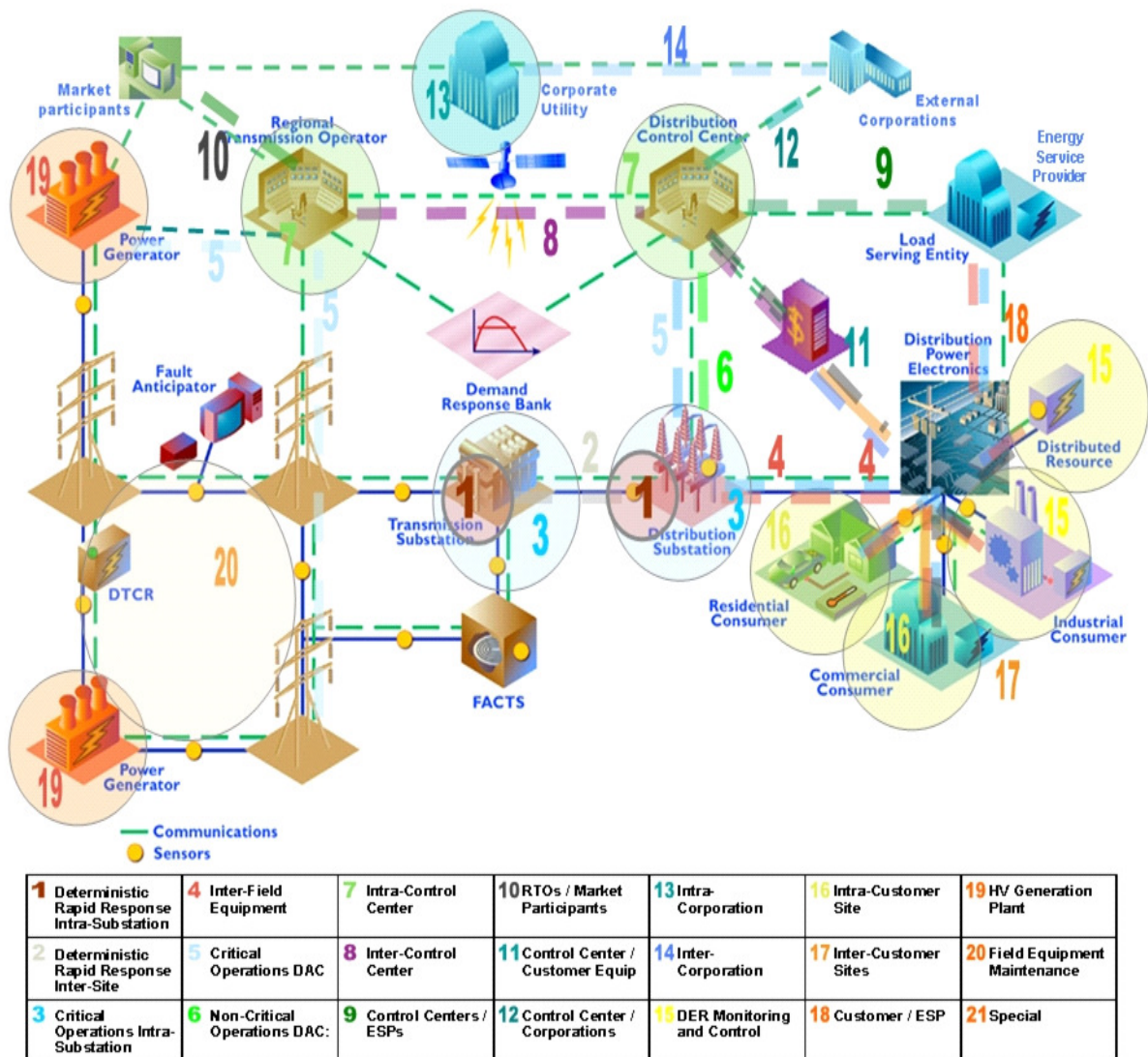
operacional de curto, médio e longo prazos, controle de operações emergenciais, manutenção e suporte aos sistemas de transmissão;

- Operações de Distribuição: envolve o controle coordenado de potência ativa/reativa, operações automatizadas, localização e isolamento de falhas, religamento de energia, reconfiguração de alimentadores, gerenciamento dos recursos de energia distribuídos na rede de energia e gerenciamento de medição de consumidores;
- Serviços ao Consumidor: relaciona-se às funções de leitura remota de consumo de energia, corte e religamento remoto, tarifação sazonal, monitoração de qualidade de energia e gerenciamento pelo lado da demanda;
- Geração em Alta Tensão: atividade de supervisão, controle e operação de fontes convencionais de geração de grande porte;
- Recursos Distribuídos: supervisão, controle e operação de fontes de geração distribuída conectadas à rede de energia, monitoração e controle de dispositivos e equipamentos pelas concessionárias e/ou por outras empresas e gerenciamento de microrredes (*microgrids*).

Já o Ambiente Operacional na estrutura da Arquitetura *IntelliGrid* é definido como um ‘ambiente de informação’, no qual as informações trocadas entre as respectivas funções do sistema elétrico possuem requisitos bastante similares, incluindo requisitos de configuração, de qualidade de serviço, de segurança e de gerenciamento de dados.

Os ambientes operacionais refletem os requisitos do fluxo de informações entre as funções e não necessariamente a localização das aplicações ou base de dados. Como as funções podem ter múltiplos fluxos de informações, elas poderão ser mapeadas em vários ambientes de operação. A Arquitetura *IntelliGrid* define um conjunto de 20 ambientes operacionais, os quais são mostrados graficamente na Figura 2.2.

Figura 2.2: Ambientes da Arquitetura IntelliGrid



Fonte: EPRI - IntelliGrid Architecture

O ambiente 15 “*Distributed Resource Monitoring and Control*” destaca-se como objeto de interesse deste trabalho, pois relaciona-se com as funções de monitoração e controle de fontes de geração distribuídas conectadas à rede de energia (IECSA, 2004).

A Arquitetura *IntelliGrid* define os requisitos de comunicação e informação para cada ambiente operacional, separado em quatro categorias: requisitos de configuração da comunicação, requisitos de segurança, requisitos de gerenciamento de rede e sistemas e requisitos de gerenciamento de dados. A Tabela 2.4 apresenta os requisitos do ambiente relacionado ao controle e supervisão de geração distribuída.

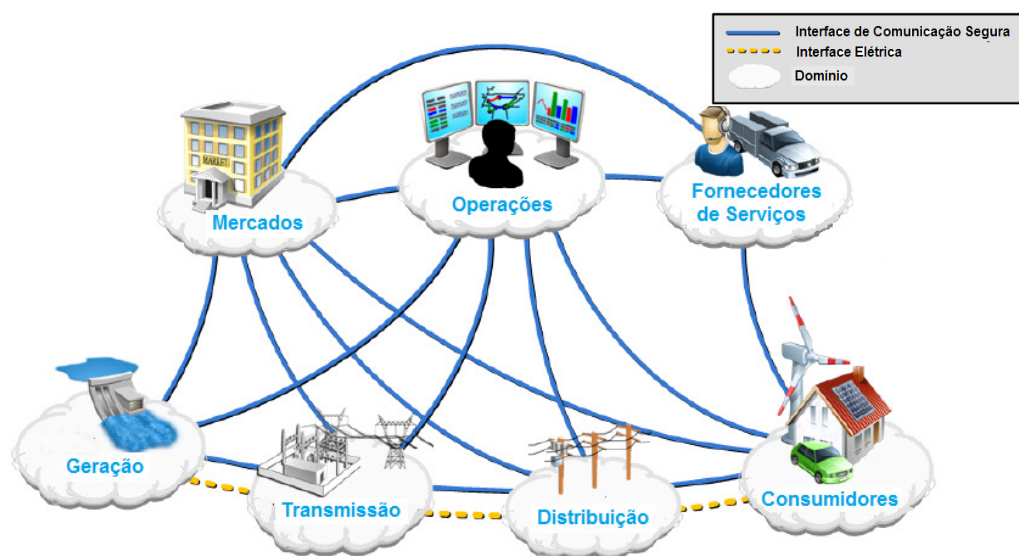
Tabela 2.4: Requisitos de Comunicação – *IntelliGrid – DER Monitoring and Control*

Requisitos	Descrição
Configuração	• Comunicação entre poucos clientes e múltiplos servidores de informação; • Comunicação em áreas esparsamente distribuídas; • Capacidade de <i>multicast</i> ou <i>broadcast</i>.
Segurança	• Controle de acesso à informação baseado em perfil de usuário; • Controle de recurso às operações do sistema baseado em perfil de usuário; • Integridade e confidencialidade da informação; • Segurança contra recusa de serviço (<i>denial-of-service</i>); • Segurança no roteamento da informação; • Utilização de firewall; • Segurança inter domínio (segurança da comunicação nas fronteiras dos domínios funcionais); • Informações para auditoria (registros para mapeamento de eventos relevantes); • Conversão segura de protocolos; • “<i>Security Discovery</i>” (habilidade em determinar qual serviço de segurança está disponível para ser utilizado frente a uma demanda específica).
Gerenciamento de Rede e Sistemas	• Gerenciamento de rede (acesso, transporte e nós de comunicação). • Gerenciamento dos sistemas (dispositivos e aplicações).
Gerenciamento de Dados	• Gerenciamento do fluxo de grandes volumes de dados; • Atualização contínua dos dados; • Procedimentos de validação dos dados; • Acesso em tempo real ou quase real dos dados por múltiplos usuários; • Consistência e sincronismo dos dados entre os sistemas de comunicação e bases de dados; • Gerenciamento de dados com frequentes alterações; • Integridade e consistência nas transações;

2.5.2 NIST - Smart Grid Framework

O Modelo de Referência para *Smart Grid* adotado pelo NIST (*National Institute of Standards and Technology*), conforme exposto na Figura 2.3, apresenta sete domínios operacionais: Geração, Transmissão, Distribuição, Consumidores, Mercados, Operações e Fornecedores de Serviços (NIST FRAMEWORK, 2012).

Figura 2.3: Modelo Conceitual – Smart Grid – NIST



Fonte: Adaptado de *NIST- Smart Grid Framework*

Sua conceituação consiste em representar todos os agentes envolvidos no modelo, suas relações e interações. Os componentes desse modelo são apresentados a seguir:

- **Domínio** - definido como sendo um grupo de atores com objetivos semelhantes, com requisitos de comunicação e características similares, podendo englobar outros domínios. Os domínios são divisões lógicas e não devem ser confundidos com empresas ou organizações distintas.
- **Atores** - podem ser dispositivos, equipamentos, sistemas computacionais ou aplicativos que tomam decisões e trocam informações necessárias para execução das aplicações.
- **Aplicações** - são tarefas executadas por um ou mais atores dentro de um domínio.
- **Associações** - são conexões lógicas entre os atores que estabelecem relações bilaterais. Cada extremidade de uma associação é uma interface para um ator.
- **Interfaces** - apresenta as conexões elétricas e/ou conexões de comunicação. Cada uma destas interfaces pode ser uni ou bi-direcional.

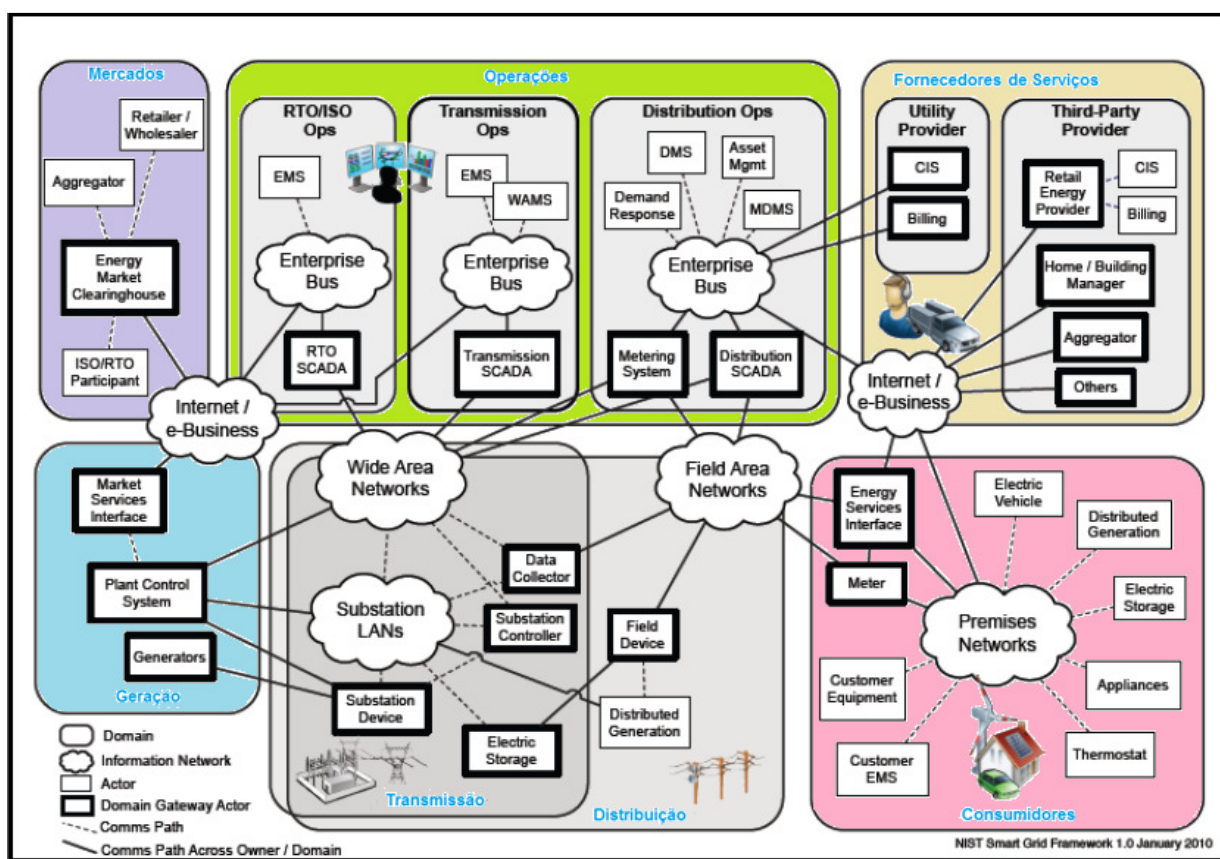
Interfaces de comunicação representam ligações lógicas nas redes inteligentes de informação.

A Tabela 2.5 representa os atores de cada domínio e suas respectivas macro atribuições.

Tabela 2.5: Modelo Conceitual *Smart Grid* – NIST

Domínio	Atores
Consumidor	Usuários finais da energia elétrica. Também podem gerar, armazenar e gerenciar o uso da energia. Classificam-se, tradicionalmente, os consumidores pelo seu tipo de consumo, cada um em seu próprio subdomínio: residencial, comercial e industrial.
Mercados	Entende-se como sendo os “operadores” e “ <i>stakeholders</i> ” que atuam no mercado de energia elétrica.
Distribuição	Empresas concessionárias que atuam na entrega da energia elétrica para os consumidores ou destes para outros. Podem atuar também na geração e armazenamento de energia elétrica.
Fornecedores de Serviços	Empresas, organizações e entidades que provêm serviços aos clientes das concessionárias de energia ou diretamente a elas.
Operações	Empresas, organizações e entidades que atuam como gestores da operação da infraestrutura de fornecimento da energia elétrica.
Transmissão	Empresas concessionárias que atuam no transporte da energia elétrica em massa e por longas distâncias, desde a geração à distribuição. Não comumente, atuam também na geração e armazenamento de energia elétrica.
Geração	São os responsáveis pela produção de grandes blocos de energia elétrica. Podem atuar no armazenamento de energia para futuras aplicações.

A Figura 2.4 explora o modelo de referência a partir de blocos funcionais que possibilitam uma melhor visualização das relações entre os domínios, seus atores, interligações e associações.

Figura 2.4: Modelo Conceitual *Smart Grid* - Representação em Blocos

Fonte: NIST- Smart Grid Framework 2.0

O diagrama de blocos apresenta vários caminhos de comunicação intra e inter domínios, que indicam os fluxos de informação entre as aplicações que residem em um determinado domínio e/ou em domínios diferentes. Para realizar plenamente os objetivos da rede inteligente, de melhorar e ampliar o controle e gerenciamento da geração, transmissão, distribuição e o consumo de energia, o estado atual de interconectividade dessas redes deve ser ampliado e, em alguns casos revisto, para que informações sensíveis possam fluir com segurança entre os vários atores. Essa informação deve ser transmitida de forma confiável através das redes de comunicação e deve ser interpretada de forma consistente pelos aplicativos. Isso exige que o significado, ou semântica, da informação transmitida seja bem definida e compreendida pelos atores envolvidos.

As nuvens simbólicas são usadas para ilustrar as redes de comunicação bidirecionais entre dispositivos e aplicações. Os dispositivos e as aplicações pertencem aos respectivos domínios operacionais. Cada domínio representa um ambiente único de computação distribuída e pode ter suas próprias sub-redes para atender aos seus

requisitos de comunicação específicos. Os links físicos ou lógicos intra ou inter-redes de comunicação podem utilizar diversas tecnologias de comunicação, sejam aquelas atualmente disponíveis ou aquelas que serão desenvolvidas e padronizadas para aplicações particulares.

Cada arquitetura de rede de comunicação pode apresentar uma estrutura hierárquica que consiste na implementação de vários tipos de rede: redes residenciais, redes empresariais, redes locais, redes metropolitanas e redes de longa distância, representadas na Figura 2.4 pelas nuvens simbólicas. Com base nos requisitos funcionais exigidos pelas funções *Smart Grid*, a rede de comunicação deve possibilitar que uma aplicação em um domínio particular se comunique com uma aplicação em qualquer outro domínio, dentro de condições adequadas de qualidade e segurança.

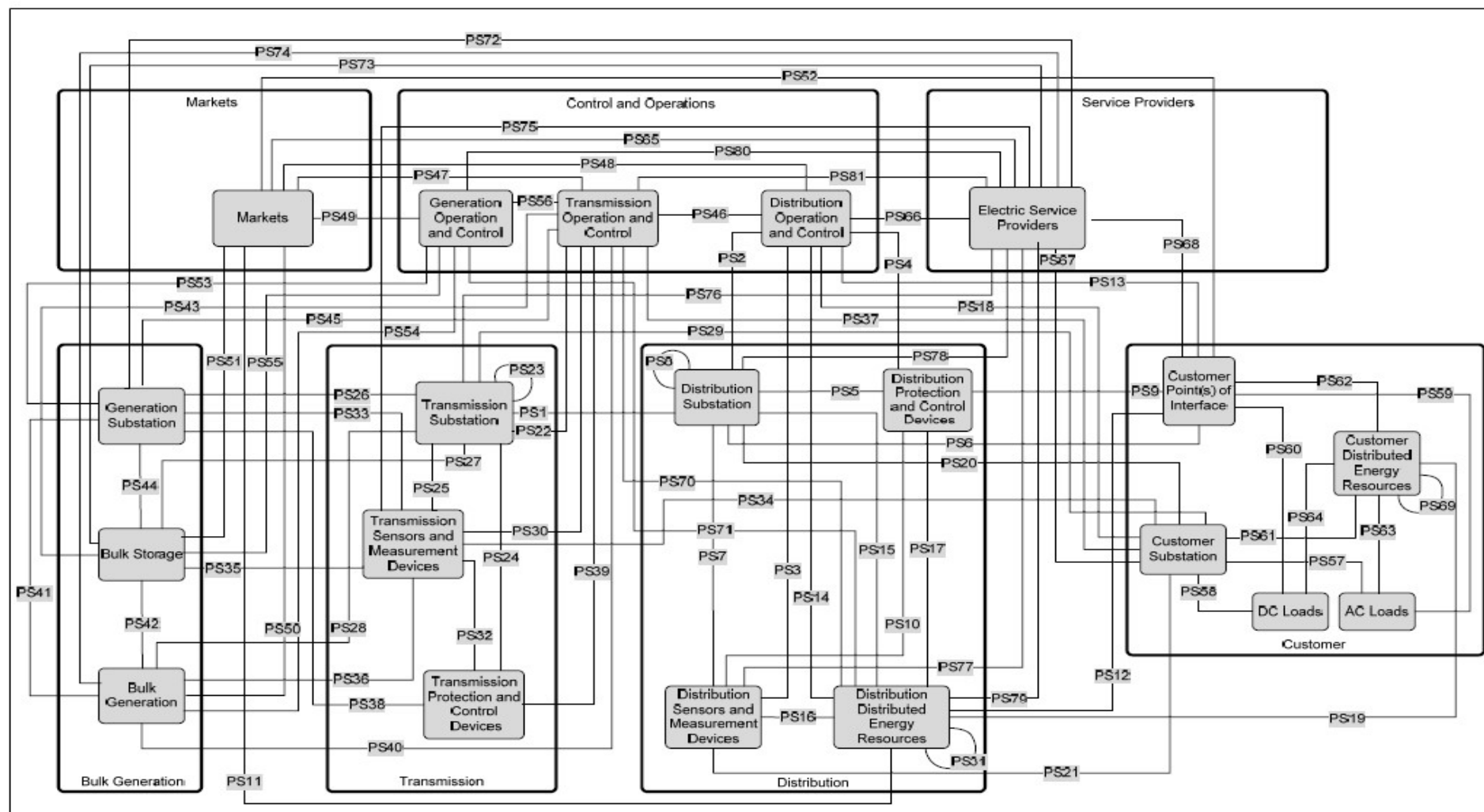
2.5.3 Guia IEEE 2030

O IEEE 2030 é um modelo de referência de interoperabilidade para o ambiente Smart Grid, que proporciona um entendimento comum dos critérios de interoperabilidade na perspectiva do uso de tecnologias de informação e comunicação aplicadas às diversas funções do sistema elétrico de potência. O modelo identifica e define as interfaces entre os domínios funcionais do sistema de energia e descreve as relações entre esses domínios, incluindo as características do fluxo de dados entre eles. A partir dessas informações, os critérios mais adequados de interoperabilidade podem ser adotados nas implementações, possibilitando a coexistência, a escalabilidade e o compartilhamento de infraestrutura e serviços.

O modelo é concebido em termos de domínios, entidades, interfaces e fluxos de dados. Um domínio é composto por uma ou mais entidades. Cada entidade possui interfaces de comunicação com entidades intra e inter domínio, por onde fluem os dados operacionais. São mapeados sete domínios: geração, transmissão, distribuição, operação/controle, consumidor, mercado e provedores de serviço.

A Figura 2.5 apresenta uma perspectiva da arquitetura de interoperabilidade entre as diversas entidades dos respectivos domínios operacionais.

Figura 2.5: IEEE 2030 - Perspectiva da Arquitetura de Interoperabilidade do SEP



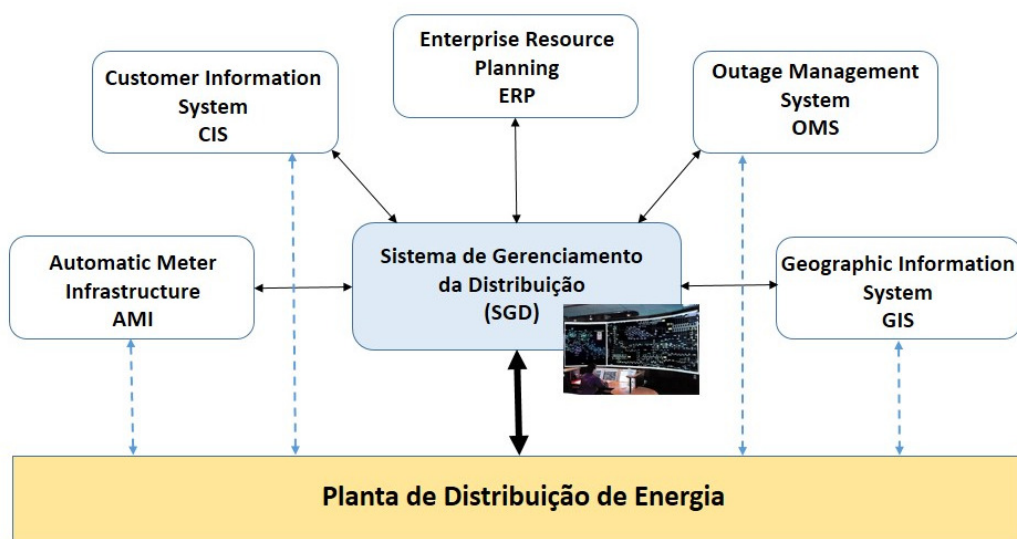
Fonte: IEEE 2030 Aplicação do Trabalho no Contexto *Smart Grid*

2.6 Aplicação do Trabalho no Contexto Smart Grid

Considerando as três grandes áreas do Sistema Elétrico de Potência: Geração, Transmissão e Distribuição, aquela que tem sido mais intensamente impactada pela modernização da infraestrutura do sistema de energia proporcionado pelas *Smart Grids* é a área de Distribuição. A modernização dos sistemas de distribuição passa pela evolução dos Sistemas de Gerenciamento de Distribuição (SGD) tornando-os mais abrangentes e automatizados, a fim de orientar as concessionárias nas tomadas de decisões em busca da eficiência operacional e da qualidade do fornecimento de energia.

O SGD é parte central dessa transformação. Ele integra uma variedade de sistemas de monitoração da planta de distribuição com os sistemas empresariais, a fim de otimizar o desempenho global da distribuição de energia e prover de informações os diferentes objetivos do negócio das concessionárias, conforme ilustrado na Figura 2.6.

Figura 2.6: Sistema de Gerenciamento da Distribuição



Por outro lado, a crescente inserção de recursos distribuídos na rede de distribuição, através de diversas fontes alternativas de energia, dentre elas a solar fotovoltaica, podem impactar os requisitos operacionais do sistema de distribuição de energia, cujo comportamento, até então, não é considerado pelos Sistemas de Gerenciamento de Distribuição atuais.

Na maioria dos casos, o SGD se limita a monitorar a saída de grandes fontes de geração distribuída (> 1MW), sem, no entanto, gerenciar a influência desses geradores no sistema de distribuição de uma forma mais integrada. O aumento de fontes de geração de energia distribuída conectadas à rede pode trazer impactos negativos ou positivos na qualidade, confiabilidade e segurança do sistema de distribuição e, por isso, precisam ser monitorados, controlados e integrados às demais funções do SGD. Por exemplo, em alimentadores com uma grande penetração de GD, existe, em certos cenários, uma possibilidade real que o suprimento de energia ultrapasse a demanda, resultando em um fluxo de potência reverso que pode causar alterações do perfil de tensão em níveis inaceitáveis e possíveis sobrecargas ao longo de um alimentador. No caso das fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica, a alta variabilidade na potência entregue à rede pode causar flutuações de tensão, reduzindo a qualidade da energia ao longo do alimentador.

Por essas razões, o SGD deve conhecer, em um nível adequado, o estado atual de operação das fontes de geração distribuída e ser capaz de gerenciá-las para promover uma integração mais eficiente desses recursos ao sistema de distribuição de energia.

A concepção da arquitetura proposta para a regulação de tensão em redes de distribuição com geração distribuída fotovoltaica, a partir da integração entre os respectivos inversores das fontes de GD com o sistema de gerência da distribuição, só é possível dentro do contexto das redes inteligentes de energia.

Adota-se como premissa a utilização de uma infraestrutura de comunicação abrangente, capilar, e com requisitos de conectividade apropriados, que possibilite o fluxo de informações entre as diversas fontes de GDFV e dessas como o sistema de gerência. Os requisitos de conectividade e o padrão de interoperabilidade para conexão dos recursos distribuídos são baseados nos modelos de referência supracitados, especificamente no que tange às interfaces de comunicação e fluxo de informação entre as fontes de geração distribuída e os sistemas de gerência da distribuição.

Em relação ao modelo do EPRI, os requisitos do ambiente 15 “*Distributed Resource Monitoring and Control*” são aplicados, pois relaciona-se com as funções de monitoração, fluxo de dados e controle de fontes de geração distribuídas conectadas à rede de energia.

Em relação ao modelo do NIST, o domínio operacional “*Distribution*” e os requisitos do bloco funcional “*Distributed Generation*” com as respectivas interfaces de comunicação servem também como referência para determinação dos padrões de conectividade.

O guia IEEE 2030 foi utilizado como referência para a definição das características das interfaces de comunicação entre a fonte de geração distribuída e o sistema de gerência e entre as próprias fontes de geração distribuída conectadas a um barramento de distribuição, interligadas por uma infraestrutura de telecomunicações.

É importante ressaltar que os modelos e guias utilizados como referência nesse trabalho apresentam requisitos em alto nível, que orientam a modelagem de uma infraestrutura de comunicação que suporte as atividades de supervisão e controle de um sistema de geração distribuída. A definição da faixa de valores dos requisitos de conectividade, a sensibilidade da aplicação das tecnologias e topologias de telecomunicações aplicáveis (não determinados nesses modelos), são resultados explícitos desse trabalho.

O capítulo seguinte aborda os aspectos técnicos, regulatório e de mercado das fontes de geração fotovoltaicas conectadas à rede de distribuição.

CAPÍTULO 3

Este capítulo aborda a geração distribuída baseada em fonte solar fotovoltaica conectada à rede de distribuição de energia elétrica (*Grid Tie*) a partir de seus aspectos elétricos e energéticos. Apresenta o panorama mundial e nacional em termos do potencial de geração e capacidade instalada, questões regulatórias e parâmetros de qualidade de energia com ênfase na regulação de tensão.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Geração Distribuída (GD) refere-se a geradores relativamente de pequena escala, com capacidade de potência instalada variando de poucos kilowatts a dezenas de megawatts e, geralmente, conectados à rede de energia convencional no nível de média e baixa tensão.

As unidades de geração distribuída baseiam-se em uma grande variedade de tecnologias de geração, incluindo pequenas centrais hidroelétricas, turbinas a gás, motores diesel, células combustíveis, turbinas eólicas, células fotovoltaicas e biomassa. Essas unidades de geração operadas pela própria concessionária ou por terceiros podem proporcionar, teoricamente, vários benefícios aos seus proprietários e para todo o sistema elétrico, desde que sejam implantadas e conectadas de forma sistematizada.

Unidades de GD de grande porte são tipicamente despachadas e controladas pelos centros de controle, assim como é feito para os sistemas de geração centralizados. Entretanto, unidades geradoras de médio e pequeno porte, tipicamente aquelas de uso residencial e comercial, não têm nenhuma visibilidade pelas concessionárias ou centros de controle (MIT, 2011).

Particularmente, as unidades de GD baseadas em fontes renováveis eólica e fotovoltaica normalmente não são despachadas ou facilmente controladas e representam, atualmente, um grande desafio para a sua inserção no sistema elétrico de

potência. Este capítulo está focado nos aspectos técnicos e regulatórios da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), objeto de interesse deste trabalho.

3.1 Geração Solar Fotovoltaica – Aspectos Elétricos e Energéticos

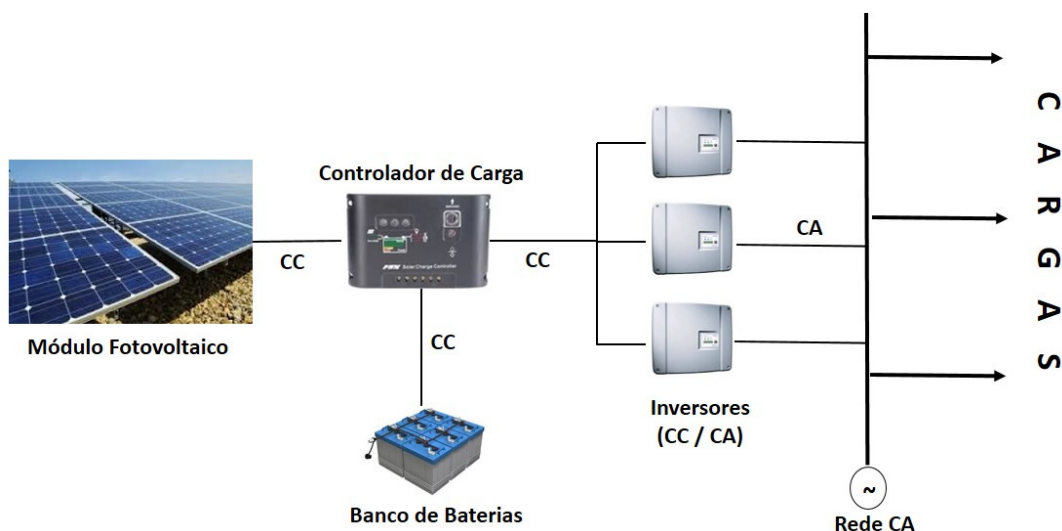
Uma célula solar, também chamada célula fotoelétrica ou célula fotovoltaica, é um dispositivo elétrico de estado sólido capaz de converter a luz diretamente em energia elétrica por intermédio do efeito fotovoltaico. A geração solar fotovoltaica baseia-se na utilização de elementos semicondutores fotossensíveis que convertem a radiação solar em uma diferença de potencial nos terminais da junção P-N (estrutura cristalina do semicondutor), resultando em uma circulação de corrente elétrica contínua.

Atualmente, as células fotovoltaicas apresentam eficiência de conversão da ordem de 18%. Existem células fotovoltaicas com eficiência de até 28%, fabricadas de arseneto de gálio, mas o seu alto custo restringe a produção dessas células solares para o uso da indústria aeroespacial.

Uma única célula solar produz, em condições nominais de teste, diferença de potencial entre 0,5 e 0,6 V e potência entre 1,0 e 1,5 W, de modo que, para uso prático, as células devem ser arranjadas em ligações série-paralelo constituindo módulos (painéis) de baixa potência, atualmente de cerca de 250 W, com tensão de 12 ou 24 V. O arranjo série-paralelo de módulos permite o atendimento a cargas que demandam potências maiores (EPE SOLAR, 2012).

A Figura 3.1 ilustra os principais componentes de um sistema de geração de energia solar.

Figura 3.1: Sistema Fotovoltaico Genérico



- **Módulo Fotovoltaico:** Conjunto associado de células fotovoltaicas para a produção em escala adequada de energia elétrica a partir da energia da luz solar.
- **Inversor:** dispositivo eletroeletrônico que possibilita a conversão da tensão/corrente contínua produzida pelos módulos fotovoltaicos em tensão/corrente alternada. Esse elemento se interliga diretamente à rede da concessionária de energia elétrica, dada a sua capacidade de sincronizar sua frequência e a sua tensão de saída com a rede que se deseja conectar.
- **Controlador de Carga:** têm a função controlar o fluxo de energia que carrega as baterias para proteger as mesmas de serem excessivamente carregadas ou descarregadas. Isso faz com que a vida útil do sistema de armazenamento de energia aumente. Atualmente os controladores de carga têm sido utilizados em sistemas isolados, onde há a presença de baterias. No caso de sistemas conectados à rede, como normalmente não há armazenamento de energia, não é necessário o uso de um controlador.
- **Banco de Baterias:** formado por um conjunto de baterias, a fim de armazenar a energia oriunda dos módulos fotovoltaicos produzida durante o dia para a sua utilização no período da noite ou em períodos nublados. Tipicamente, é utilizado em sistemas isolados e o seu dimensionamento dependerá da quantidade de energia a ser armazenada para suprir a carga na ausência da energia gerada pela

fonte fotovoltaica. Eventualmente, de acordo com os requisitos de projeto, podem também ser utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

3.1.1 Modelo Matemático de uma Célula Fotovoltaica

Considerando a célula fotovoltaica como sendo um diodo cuja a junção P-N pode ser exposta à radiação solar, a corrente resultante que a célula é capaz de entregar para uma carga é dada pela soma algébrica da corrente fotogerada (I_L) quando a junção da célula está iluminada e a corrente da célula com a junção no escuro (I_D), de acordo com a equação 3.1 (LASNIER e ANG, 1990).

$$I = I_L - I_D(V) \quad (3.1)$$

Em que:

I = corrente entregue pela célula (A)

I_L = corrente fotogerada (A)

$I_D(V)$ = corrente que circula pelo diodo (A)

A corrente que circula pelo diodo é dada pela equação (3.2):

$$I_D(V) = I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{eV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (3.2)$$

Em que:

I_0 = corrente de saturação reversa (A)

e = carga elétrica do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C)

V = tensão nos terminais da célula (V)

m = fator de idealidade do diodo

k = constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)

T = temperatura de junção da célula

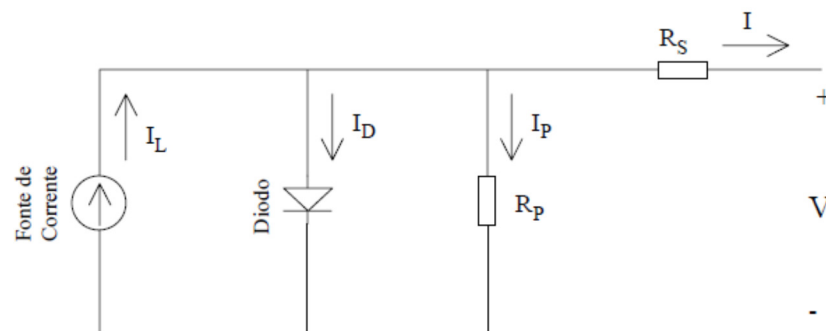
Assim, a equação (3.1) pode ser reescrita de acordo com a equação (3.3), que representa a corrente elétrica resultante de uma célula fotovoltaica ideal:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{eV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (3.3)$$

No entanto, nem toda a corrente estabelecida pelas células é fornecida para a carga. Essas células apresentam fugas de corrente que são proporcionais a tensão. Para representar estas fugas, é adicionada ao circuito equivalente uma resistência em paralelo com o diodo. Para células de boa qualidade, as fugas de corrente são muito pequenas e, portanto, a resistência paralela tende ao infinito. Um outro fator que deve ser levado em conta é a queda de tensão ocasionada pela circulação de corrente através da própria célula. Para considerar essa queda de tensão, é acrescentada uma resistência série ao circuito equivalente. As células fotovoltaicas de boa qualidade apresentam baixos valores de resistência série (HECKTHEUER, 2001).

Levando-se em consideração esses fatores, o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica não ideal pode ser descrito pela Figura 3.2, em que R_s e R_p representam a resistência série e paralela respectivamente.

Figura 3.2: Circuito Equivalente Célula Fotovoltaica Real



Aplicando-se a LKC (Lei de Kirchoff das Correntes) no circuito equivalente, a corrente que a célula fornece a carga em uma dada tensão de polarização é descrita pela equação (3.4):

$$I = I_L - I_0 \left\{ \left[\exp \frac{e(V + IR_S)}{mkT} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (3.4)$$

As células fotovoltaicas podem ser associadas em série, paralelo ou simultaneamente em série e paralelo. Quando associadas em série, a corrente que circula por uma célula é a mesma que circula pelas demais células associadas e a tensão, nos extremos da associação, é dada pela soma das tensões de cada célula. Quando associadas em paralelo, a corrente da associação é igual à soma das correntes que circulam por cada uma das células associadas e a tensão é a mesma sobre todas as células.

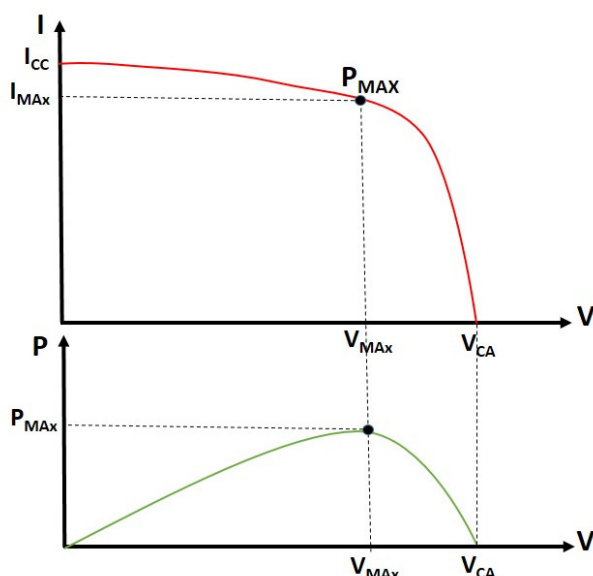
3.1.2 Curvas Características

A representação típica da característica de saída de um dispositivo fotovoltaico (célula, módulo ou sistema) é determinada pelas curvas de Corrente x Tensão ($I \times V$) e Potência x Tensão ($P \times V$).

A corrente de saída mantém-se praticamente constante dentro da amplitude de tensão de funcionamento e, portanto, o dispositivo pode ser considerado uma fonte de corrente constante nessa situação.

As curvas típicas e o ponto de operação de máxima produção de potência de um sistema de geração fotovoltaico genérico são apresentados na Figura 3.3.

Figura 3.3: Curvas IxV e PxV de uma Célula Fotovoltaica



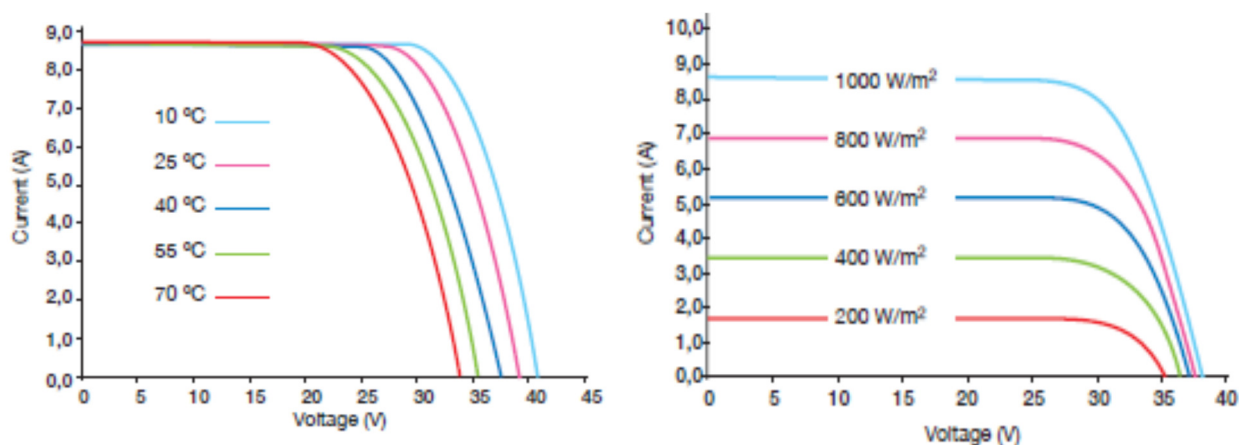
Em que:

- Corrente de curto-circuito (I_{CC}): Máxima corrente que um dispositivo fotovoltaico pode entregar sob condições determinadas de radiação e temperatura correspondendo a tensão nula e, consequentemente, a potência nula.
- Tensão de circuito aberto (V_{CA}): Máxima tensão que um dispositivo fotovoltaico pode entregar sob condições determinadas de radiação e temperatura correspondendo a circulação de corrente nula e, consequentemente, a potência nula.
- Potência Máxima (P_{MAX}): É o valor máximo de potência que um dispositivo fotovoltaico pode entregar. Corresponde ao ponto da curva no qual o produto $V \times I$ é máximo.
- Corrente a máxima potência (I_{MAX}): corrente que o dispositivo fotovoltaico entrega à potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura. É utilizada como corrente nominal do dispositivo fotovoltaico.
- Tensão a máxima potência (V_{MAX}): tensão que o dispositivo fotovoltaico entrega à potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura. É utilizada como tensão nominal do dispositivo fotovoltaico.

A corrente e a tensão em que opera o dispositivo fotovoltaico são determinadas pela irradiação solar incidente, pela temperatura ambiente e pelas características da

carga conectadas ao mesmo. A Figura 3.4 mostra a característica de tensão e corrente de um painel fotovoltaico de 250 Wp em diferentes temperaturas das células e níveis de irradiação.

Figura 3.4: Curva Característica $I \times V$ de um Módulo Fotovoltaico Comercial



Fonte: Solaria – Módulo S6M2G250

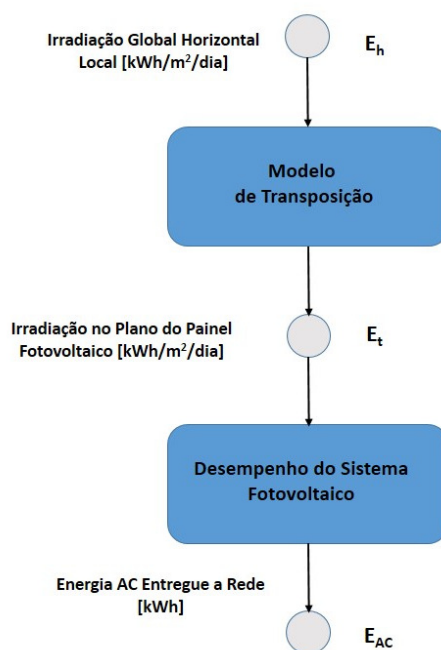
O gráfico à esquerda mostra que para um determinado nível de irradiação, a tensão do painel diminui com a elevação da temperatura, provocando uma diminuição na potência máxima gerada. Já o gráfico da direita indica a diminuição da corrente gerada à medida que o nível de irradiação recebida pelo painel diminui a uma temperatura constante, provocando também uma diminuição na potência máxima gerada.

3.1.3 Eficiência

Ao se considerar um sistema de geração de energia fotovoltaica conectado à rede, a viabilidade do projeto dependerá principalmente da quantidade de energia de corrente alternada que poderá ser fornecida anualmente pelo sistema. Essa quantidade dependerá essencialmente da quantidade de irradiação solar captada pelos módulos fotovoltaicos no local de instalação e o desempenho real dos componentes do sistema de geração.

De acordo com (Thevenard et al., 2010), a eficiência global de um sistema de geração fotovoltaica pode ser avaliada através do procedimento ilustrado na Figura 3.5.

Figura 3.5: Procedimento para Estimar a Energia Fotovoltaica Entregue à Rede



Fonte: Adaptada de (THEVENARD et al., 2010)

O ponto de partida é o recurso solar, que indica a quantidade de irradiação solar incidente em uma superfície plana, E_h , expressa kWh/m²/dia.

Os módulos fotovoltaicos são geralmente instalados com uma determinada inclinação, a fim de maximizar a quantidade de energia solar incidente. A quantidade de irradiação solar incidente sobre a matriz de módulos solares, E_t , pode ser calculada a partir de E_h , utilizando-se um modelo de transposição.

Finalmente, a matriz fotovoltaica converte esta irradiação solar em energia elétrica de corrente contínua, E_{DC} , e o inversor a converte em energia elétrica de corrente alternada, E_{AC} , que é então entregue à rede de energia. As eficiências dessas duas conversões podem ser consideradas separadamente ou agrupadas em um único número chamado o Índice Médio de Desempenho do sistema, IMD .

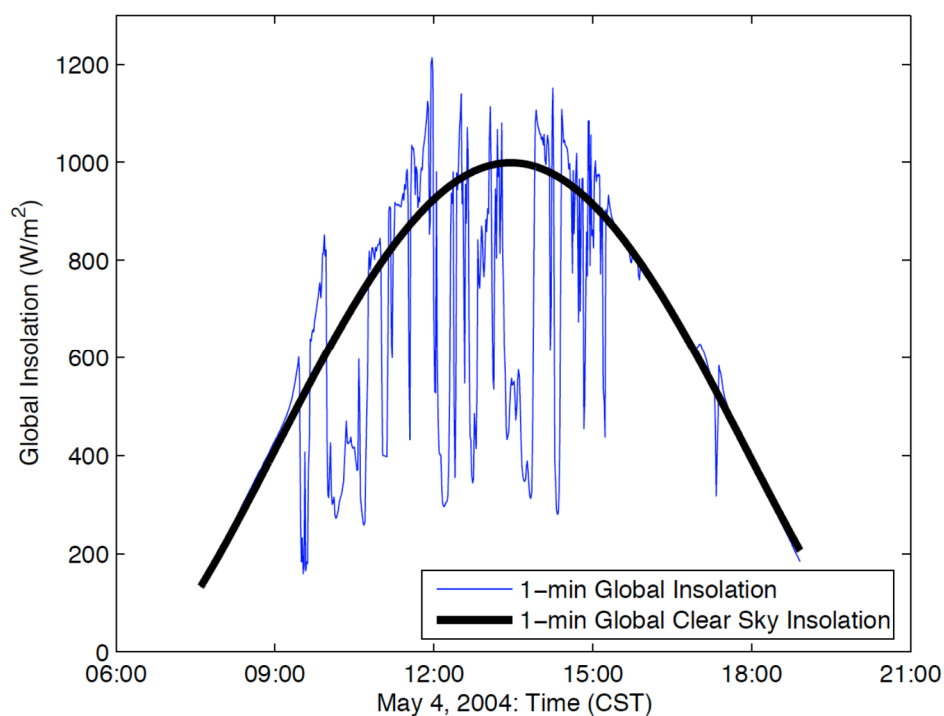
Embora os níveis de radiação solar na superfície do planeta apresentem variações anuais expressivas, a radiação global horizontal (*Global Horizontal Irradiance – GHI*), componente difusa aproveitada pela geração fotovoltaica, é pouco variável. Os índices

típicos da variabilidade interanual variam de 4 a 6%, menor nas regiões áridas e maior nas regiões montanhosas e costeiras, podendo chegar a 10%.

Em condições de céu claro, com auxílio da geometria para cálculo da posição relativa entre o sol e a terra, a geração solar fotovoltaica pode ser prevista com grande exatidão. Contudo, em escalas menores de tempo, a presença e o comportamento aleatório de nuvens podem resultar em rápidas variações da irradiação solar e, portanto, da geração de energia elétrica. Para períodos menores que 6 horas, a variabilidade da geração fotovoltaica supera a da geração eólica. Em intervalos de 30 minutos, a variabilidade da geração fotovoltaica é cerca de 10 vezes maior que da geração eólica. Em dias nublados podem ser observadas variações de potência de $\pm 50\%$ em intervalos de tempo entre 30 e 90 segundos e de $\pm 70\%$ em intervalos de tempo entre 2 e 10 minutos (EPE Solar, 2012).

A Figura 3.6, extraída de um estudo realizado por (DRAGOON e SCHUMAKER, 2010), ilustra um exemplo do comportamento da radiação, minuto a minuto, em condições de céu claro e em céu parcialmente nublado ao longo de um dia.

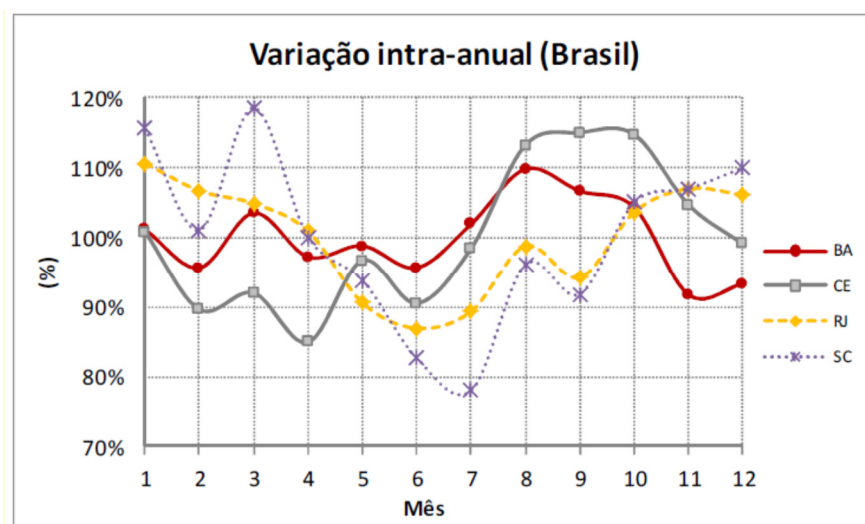
Figura 3.6: Comportamento Temporal da Irradiação Solar ao Longo do Dia



Fonte: (DRAGOON & SCHUMAKER, 2010)

Um outro fator que influencia a geração fotovoltaica está relacionado ao comportamento sazonal diferenciado da irradiação solar por região geográfica. Com o auxílio de ferramentas computacionais disponíveis, é possível prever a variação intra anual da irradiação solar em diferentes regiões. O gráfico ilustrado na Figura 3.7 mostra a variação intra anual da geração fotovoltaica em algumas regiões do Brasil, cujos dados foram obtidos a partir do software *PVWatts - Performance Calculator for Grid-Connected PV Systems* (PVWATTS, 2013).

Figura 3.7: Variação Intra anual da Geração Fotovoltaica



Fonte: Adaptado de (PVWATTS, 2013)

Os modelos de transposição calculam a radiação solar no plano do painel fotovoltaico, dada a radiação solar sobre a superfície horizontal. Existem vários tipos desses modelos: alguns usam médias mensais de radiação solar, outros valores horários ou sub horários como dados de entrada. Embora essa relação varie de região para região, as incertezas típicas variam de 4 a 6% em média (THEVENARD et al., 2010).

Já o desempenho do sistema fotovoltaico dependerá de alguns fatores: o coeficiente de rendimento dos módulos, o envelhecimento dos módulos, a disponibilidade (tempo médio entre falhas), a presença de neve, sujeira e acúmulo de poeira, sombreamento e outras perdas relacionadas a perdas térmicas, perdas espectrais, perdas devido à redução de desempenho a baixa irradiação, perdas devido à reflexão na superfície frontal dos módulos, fiação e perdas na conversão DC/CA pelo

inversor. De acordo com a (IEA PVPS, 2007) sistemas fotovoltaicos com um bom desempenho devem apresentar uma relação de desempenho global superior a 87,5%.

3.2 Geração Solar Fotovoltaica - Panorama Mundial e Nacional

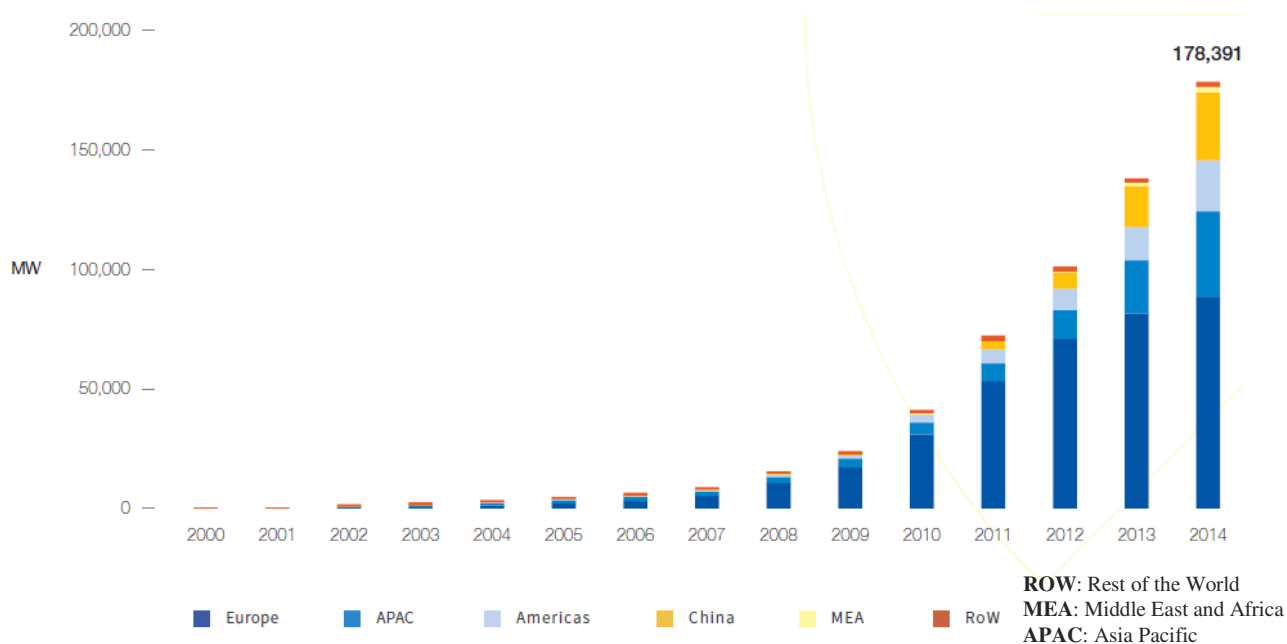
Nos últimos anos a energia fotovoltaica tem sido vista internacionalmente como uma tecnologia bastante promissora. Experiências internacionais apresentam importantes contribuições para análise sobre expansão do mercado, ganhos na escala de produção, redução de custos de fabricação e implantação e retorno do investimento para os investidores.

3.2.1 Panorama Mundial

De acordo com dados da *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2015), a capacidade mundial instalada acumulada de energia fotovoltaica em 2014 atingiu 178 GW, com pelo menos 40 GW instalados nesse último ano.

Após as fontes hidráulicas e eólicas, a geração solar fotovoltaica é a terceira fonte renovável mais expressiva em termos da capacidade global instalada. O gráfico ilustrado na Figura 3.8 apresenta a evolução da capacidade mundial instalada acumulada entre o período 2000-2014.

Figura 3.8: Evolução da Capacidade Mundial Instalada - Geração Fotovoltaica: 2000 - 2014



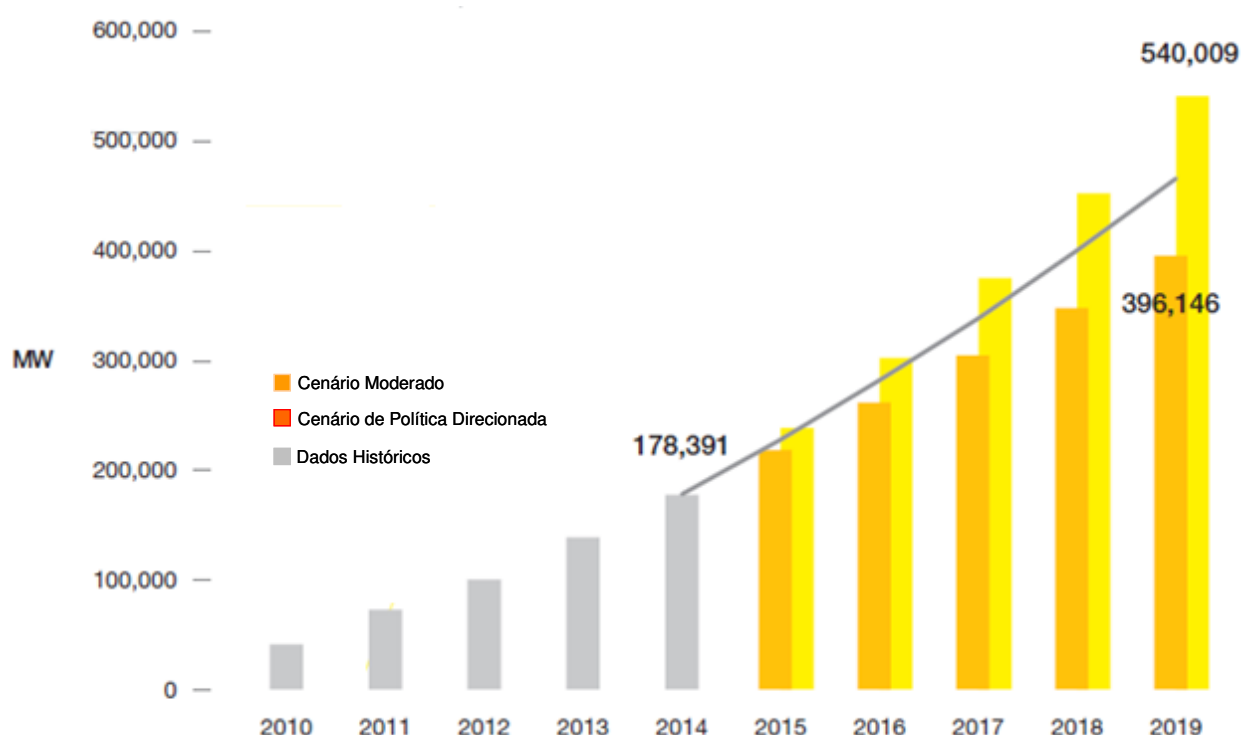
A Europa ainda lidera o mercado global com 89 GW instalados, representando cerca de 50% da capacidade mundial, seguida pela Ásia Pacífica (40 GW) e China (28 GW).

No ano de 2014 a China instalou 10,6 GW de energia fotovoltaica, seguida pelo Japão com 9,7 GW e EUA com 6,5 GW. Na Europa, mesmo com um cenário de redução de incentivos e incertezas do mercado, o Reino Unido instalou 2,4 GW e a Alemanha 1,9 GW. Seguindo esses cinco líderes de mercado, vários países instalaram cerca de 1 GW em diferentes regiões do mundo. Após uma redução em 2013, a França instalou 900 MW em 2014, mesmo número atingido pela Austrália. A África do Sul registrou 800 MW instalados. Em paralelo, vários países contribuíram significativamente para o crescimento do mercado: Canadá, Taiwan, Tailândia, Países Baixos e Chile instalaram cerca de 50 MW cada um.

A geração de energia fotovoltaica continua a ser um negócio orientado por políticas governamentais, cujas decisões influenciam consideravelmente no potencial de crescimento desse tipo de geração ao redor do mundo. Considerando a desaceleração do crescimento do mercado europeu devido principalmente à retirada dos subsídios

governamentais, porém compensado pela tendência de aquecimento do mercado asiático e norte americano, os estudos realizados pela *EPIA*, em um horizonte de 5 anos (2015-2019), apontam para um crescimento de cerca de 218 GW em um cenário moderado e de 362 GW em um cenário de política direcionada, conforme ilustrado no gráfico da Figura 3.9. Ao final de 2019, a previsão é que haja uma capacidade mundial instalada de 540 GW, considerando o cenário mais otimista.

Figura 3.9: Projeção de Crescimento da Geração Fotovoltaica no Mundo: 2015 - 2019



Fonte: European Photovoltaic Industry Association (EPIA, 2015)

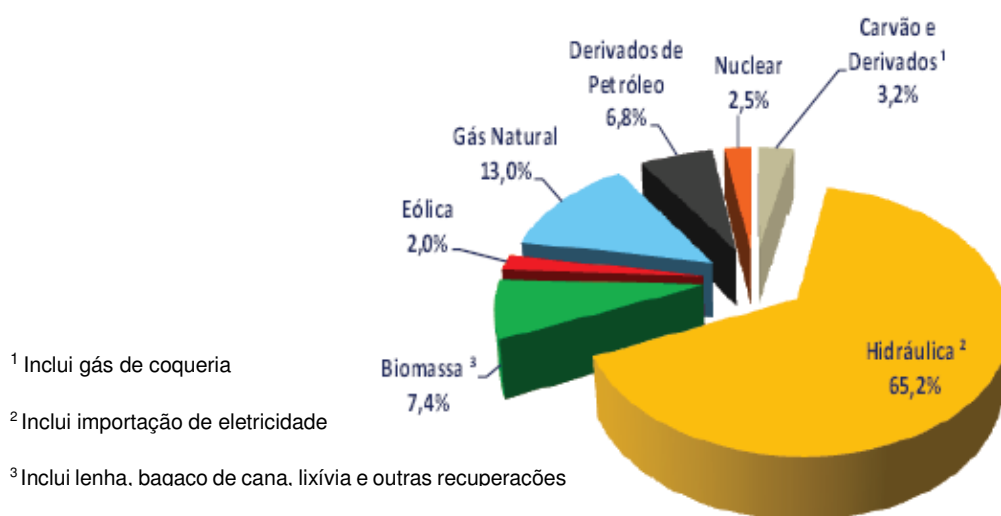
3.2.2 Panorama Brasileiro

3.2.2.1 Potencial de Geração e Capacidade Instalada

A energia solar no território brasileiro tem elevado potencial para sua conversão em energia elétrica, com irradiação global média anual entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano. Para efeito de comparação, nos países europeus que mais exploram esta fonte, como Alemanha e Espanha, os valores variam, respectivamente, nas faixas 900-1.250 e 1.200-1.850 kWh/m²/ano.

No entanto, embora haja um grande potencial de geração, ao analisar o gráfico da oferta interna de energia elétrica, ilustrado na Figura 3.10, percebe-se que a energia solar ainda não consta como uma fonte na matriz energética brasileira atual. Estima-se que o Brasil possua atualmente apenas 25 MW de capacidade de geração solar fotovoltaica instalada, em parte destinada ao atendimento de sistemas isolados e remotos, principalmente em situações em que a extensão da rede de distribuição não se mostra economicamente viável.

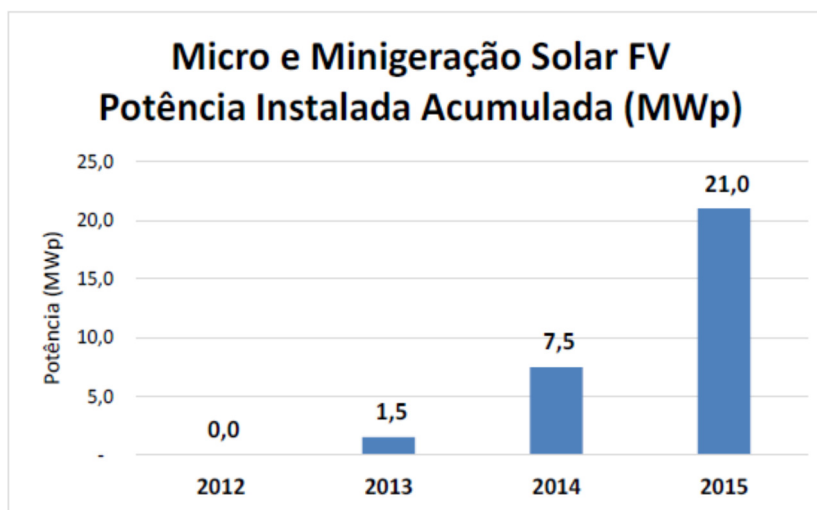
Figura 3.10: Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil por Fonte em 2014



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – Balanço Energético Nacional (BEN, 2015)

A capacidade instalada de energia solar fotovoltaica inclui projetos de P&D, usinas instaladas nos estádios da Copa do Mundo em 2014 e usinas enquadradas como mini ou microgeração distribuída. Em se tratando de mini e microgeração distribuída, após a resolução Aneel n° 482/2012 (ANEEL 482, 2012), houve um incremento de 21 MWp, conforme ilustrado na Figura 3.11.

Figura 3.11: Evolução da Potência Instalada Acumulada – Micro e Mini GDFV



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (BIG SOLAR, 2015)

A expectativa, porém, é de crescimento da participação dessa fonte. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE, 2014), com horizonte em 2023, é previsto uma evolução da capacidade instalada de geração fotovoltaica a uma taxa anual de 500 MW/ano a partir de 2017, com previsão de 3.500 MW instalados em 2023.

Considerando somente os leilões de energia de reserva comercializados pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) no ACR (Ambiente de Contratação Regulada) já foram contratados 2.652,8 MW, a serem implantados a partir de 2017, conforme dados sumarizados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Resultados dos Leilões de Energia de Reserva – Fonte Fotovoltaica

Leilão de Energia de Reserva (LER)	Data	Potência Contratada (MW)	Preço Inicial do Produto (R\$/MWh)	Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	Deságio (%)
6° LER	31/10/14	889,66	262,00	215,12	17,69
7° LER	28/08/15	833,80	349,00	301,79	13,53
8° LER	13/11/15	929,34	381,00	297,75	21,85
Total		2.652,8			

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2015)

3.2.2.2 Aspectos Regulatórios

No Brasil, até recentemente, a geração solar conectada à rede elétrica de distribuição não possuía o adequado respaldo regulatório. No entanto, a ANEEL tem realizado algumas iniciativas a fim reduzir as barreiras da inserção de geradores ao sistema elétrico, incluindo sistemas fotovoltaicos. Dentre tais iniciativas, destacam-se:

- Resoluções Normativas nº 687, de 24/11/2015 (ANEEL 687, 2015), nº 517, de 11/12/2012 (ANEEL 517, 2012) e nº 482, de 17/04/2012 (ANEEL 482, 2012), que estabelecem as condições gerais para o acesso de microgeração (potência até 75 kW) e minigeração distribuída (potência entre 75 kW e 5 MW) aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Ela visa reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição, a partir de fontes de energia incentivadas, bem como introduzir o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*), além de estabelecer adequações necessárias nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.
- Resolução Normativa nº 481, de 17/04/2012 (ANEEL 481, 2012), pela qual ficou estipulado, para a fonte solar com potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30 MW, o desconto de 80% (oitenta por cento) para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31/12/2017, aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição – TUST e TUSD, sendo esse desconto reduzido para 50% (cinquenta por cento) após o décimo ano de operação da usina.
- Chamada pública referente ao Projeto de P&D Estratégico nº 13/2011, “Arranjos técnicos e comerciais para inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira” (ANEEL P&D13, 2011), em decorrência da qual foram selecionados 17 projetos fotovoltaicos, totalizando 23,6 MW, a serem instalados nas diversas regiões do país até 2015, possibilitando aprimorar o conhecimento sobre as diferentes tecnologias dessa forma de geração.

3.3 Geração Distribuída Fotovoltaica Conectada à Rede de Distribuição

A crescente demanda por sistemas fotovoltaicos em todo mundo tem sido motivada pela necessidade de diversificação da matriz energética global, pela maior consciência do consumidor na utilização de energias renováveis e pelos incentivos financeiros e fiscais oferecidos por alguns países para fomentar o uso de energias menos poluentes. Essa demanda acarreta o aumento em escala da produção de componentes dos sistemas fotovoltaicos, provocando a diminuição dos custos de implantação e manutenção das plantas de geração. Em adição à redução de custos, o aumento da demanda provoca esforços para aumentar a confiabilidade dos componentes, dos projetos e da qualidade das instalações dos sistemas fotovoltaicos.

Esse cenário favorável, impulsionado pela redução de custos e aumento da confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos, tem possibilitado uma expressiva penetração de geração distribuída fotovoltaica conectada às redes de distribuição das concessionárias de energia elétrica.

A conexão dos sistemas de GDFV, que podem variar de poucos kW a dezenas de MW, às redes de distribuição, devem estar de acordo com uma série de requisitos, a fim de minimizar os impactos causados e garantir a segurança e a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Tipicamente, normas regulatórias locais impostas pelos operadores de rede são aplicadas em vários países. Entretanto, há um esforço global para normatização de requisitos mínimos para a conexão desses sistemas às redes de energia, que possam ser utilizados como referência no mundo, respeitando as especificidades do sistema elétrico de cada país e do modo como são operados.

3.3.1 Normatização Internacional e os Códigos de Rede

A interconexão de fontes de geração distribuídas de grande, médio ou pequeno porte ao sistema de distribuição de energia elétrica deve estar de acordo com os requisitos estabelecidos pelas empresas concessionárias de energia elétrica e/ou pelos órgãos reguladores. Todavia, atualmente os fabricantes de equipamentos e

desenvolvedores de soluções estão encontrando dificuldades para cumprir com todos os requisitos estabelecidos por diferentes entidades. Na realidade, existem diferentes tipos de documentos tais como: normas internacionais, normas nacionais, códigos de rede, regras e regulamentos das próprias concessionárias, que acabam por confundir sobre o entendimento de suas aplicações. A seguir são listadas as principais normas para a interconexão de sistemas distribuídos à rede de energia.

- **Normatização Internacional**

IEEE 1574 *Interconnection of Distribution Generation*

Em reconhecimento aos potenciais impactos adversos da conexão da geração distribuída no sistema de distribuição e a necessidade de uniformizar os critérios e requisitos para a sua realização, um trabalho conjunto entre a indústria e o IEEE definiu a norma IEEE 1547 “*Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*” (IEEE 1547, 2003), que sofreu revisão em 2014 (IEEE 1547a, 2014). A intenção dessa normatização é garantir que as unidades de GD não provoquem impactos negativos nos consumidores e equipamentos conectados à rede.

Desde a concepção inicial da IEEE 1547 em 2003, o IEEE tem se empenhado na edição de normas suplementares a ela relacionadas, com a intenção de aprofundar questões específicas. A relação a seguir descreve sucintamente o escopo de cada uma delas.

- IEEE 1547 - *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: Esta norma é a primeira da série de normas 1547 de interconexão de recursos distribuídos. Fornece requisitos relevantes para o desempenho, operação, análise, considerações de segurança e manutenção de sistemas distribuídos interconectados à rede (IEEE 1547, 2003).
- IEEE 1547a - *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - Amendment 1*: Esta norma altera a norma IEEE 1547 em relação aos requisitos de regulação de tensão e resposta da fonte de geração distribuída frente a condições anormais de tensão e frequência da rede (IEEE 1547a, 2014).
- IEEE 1547-1 - *Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: Especifica os testes de comissionamento que deverão ser realizados para demonstrar que as funções de interconexão e os

equipamentos da fonte de GD estão em conformidade com a IEEE 1547 (IEEE 1547-1, 2005).

- IEEE 1547-2 - *Application Guide for IEEE Std 1547*: Provê informações técnicas e detalhes de aplicação a fim de suportar um melhor entendimento e uso da norma IEEE 1547. Caracteriza as diversas tecnologias de GD e as respectivas questões específicas de interconexão à rede de distribuição de energia (IEEE 1547-2, 2009).
- IEEE 1547-3 - *IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*: Destina-se a facilitar a interoperabilidade dos recursos de GD e auxilia os projetistas na implementação do monitoramento, troca de informação e controle, a fim de suportar as transações operacionais e de negócios entre as partes interessadas (IEEE 1547-3, 2007).
- IEEE 1547-4 - *Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems*: Descreve algumas abordagens alternativas e boas práticas para a concepção, operação e integração de GD em situação de ilhamento. Aborda técnicas de desconexão e reconexão de GD ao sistema de distribuição e operação em ilhamento (IEEE 1547-4, 2011).
- IEEE P1547-5 - *Draft Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater Than 10 MVA to the Power Transmission Grid*: Aborda a conexão de geração distribuída com potência superior a 10MVA interconectada ao sistema de transmissão. (IEEE P1547-5, 2011).
- IEEE 1547-6 - *Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks*: Provê recomendações e soluções potenciais para a interconexão de GD em redes de distribuição secundárias (lado de baixa tensão do transformador) (IEEE 1547-6, 2011).
- IEEE 1547-7 - *Draft Guide to Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection*. Descreve uma metodologia para a realização de estudos de engenharia para avaliação do potencial impacto de um

recurso distribuído interligado a um sistema de distribuição de energia elétrica área (IEEE 1547-7, 2013).

- IEEE P1547-8 – *Draft Recommended Practice for Establishing Methods and Procedures that Provide Supplemental Support for Implementation Strategies for Expanded Use of IEEE Standard 1547*. Tem o objetivo de fornecer base de conhecimento e experiências e também identificar oportunidade para uma maior utilização da interconexão de recursos distribuídos com sistemas elétricos de potência (IEEE P1547-8, 2014).

IEC 61727 *Characteristics of Utility Interface*

O IEC (*International Electrotechnical Commission*), através do seu comitê técnico TC-82 – *Solar Photovoltaic Energy Systems* - tem desenvolvido várias normas para a indústria fotovoltaica. Em relação aos requisitos para a conexão de geradores fotovoltaicos na rede de energia, o TC-82 desenvolveu a norma IEC 61727 – Photovoltaic (PV) Systems – *Characteristics of the utility Interface* (IEC 61727, 2004). Essa norma aplica-se aos sistemas de energia fotovoltaicos interconectados à rede pública de fornecimento de energia, operando em paralelo com essa rede através de equipamentos inversores estáticos (estado sólido) com função de anti-ilhamento. Estabelece requisitos para interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição elétrica relacionados aos limites de variação de tensão e frequência, *flicker*, injeção de componente de corrente contínua, distorção harmônica e fator de potência.

Outra norma relacionada, IEC 62116 – *Utility interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures*, que já se encontra na segunda edição (IEC 62116, 2014) descreve os procedimentos de testes para avaliação dos requisitos relacionados na IEC 61727.

▪ **Normatização Nacional**

ABNT NBR 16149

A ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) através da norma NBR 16149 (ABNT 16149, 2013), publicada em 2013 e em vigor desde março de 2014,

estabelece as recomendações específicas e os requisitos técnicos para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica no Brasil. Essa norma aplica-se aos sistemas fotovoltaicos que operam em paralelo com a rede de energia elétrica.

Por se tratar de uma normatização recente, as distribuidoras de energia brasileira ainda estão adaptando seus procedimentos e fluxos operacionais internos para atender as demandas de solicitação de novas conexões por parte de consumidores. No mesmo caminho, há uma necessidade de padronização e certificação de equipamentos fotovoltaicos, normalmente importados, que estejam aderentes à essa normatização.

Pela inserção ainda incipiente no Brasil, as questões relacionadas à GDFV abordadas neste trabalho poderão contribuir para o avanço dessa normatização, em especial no que tange aos aspectos de controle de tensão a partir dessas fontes de geração.

▪ **Códigos de Rede**

Na União Europeia há uma série de iniciativas capitaneadas por várias organizações, a fim de se obter um código de rede unificado e padronizado, das quais destacam-se [SUNRISE, 2009]:

- *European committee for Electro-technical standardization (CENELEC);*
- *Network of excellence of DER laboratories and pre-standardization (DER-Lab);*
- *International white book on the grid integration of static converters;*
- *Address project: Active distribution network with full integration of demand and distributed energy resources;*
- *EU-DEEP: The birth of a European distributed energy partnership.*

A Alemanha, devido ao seu estágio avançado de fabricação, instalação e operação de sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede, é o país que apresenta um código de rede mais completo e atualizado, servindo como referência para vários estudos em todo o mundo. O código de rede alemão VDE-AR-N 4105 – “*Power generation systems connected to the low-voltage distribution network - Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks*” (VDE-AR-N 4105, 2011) – sumariza os aspectos essenciais que

devem ser levados em consideração para a conexão de sistemas de geração de energia à rede de baixa tensão. Esse código tem sido adotado por provedores de energia em todo mundo por flexibilizar a atuação dos equipamentos inversores, possibilitando que a fonte de geração distribuída exerça funções ancilares visando garantir a estabilidade da rede.

A Itália e Espanha seguem também os seus respectivos códigos, porém sem muita uniformidade entre eles.

A fim de se evitar futuras complicações e incompatibilidades, os países europeus estão sendo motivados a seguir as seguintes normas europeias, em suas especificações:

- *EN 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems (EN 50160, 2003);*
- *EN 50438: Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution systems (EN 50438, 2007).*

No Brasil, o PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – através do seu Módulo 3 “Acessos ao Sistema de Distribuição” (PRODIST M3, 2013) é quem estabelece as condições gerais e os critérios técnicos e operacionais para o acesso de outras fontes de geração ao sistema de distribuição. No Módulo 8 “Qualidade da Energia Elétrica” (PRODIST M8, 2015) estão estabelecidos os requisitos relativos aos parâmetros de qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado.

3.3.2 Requisitos Gerais para a Interconexão com a Rede

A qualidade da energia fornecida pelos sistemas de geração distribuída às cargas locais e à rede elétrica da distribuidora é regida por práticas e normas referentes à tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. O desvio dos padrões estabelecidos por essas normas caracteriza uma condição anormal de operação, e os sistemas devem ser capazes de identificar esse desvio e cessar, via de regra, o fornecimento de energia à rede, no caso de centrais de geração que se conectem à rede da distribuidora através de inversores.

Essa seção descreve os requisitos gerais para a conexão de sistema de geração distribuída fotovoltaicas conectadas à rede de distribuição em termos da sua resposta às condições anormais da rede e dos parâmetros de qualidade de energia. Uma análise comparativa entre as principais normas e códigos de rede é realizada.

3.3.3 Resposta às Condições Anormais da Rede

Os sistemas fotovoltaicos, através dos seus inversores, devem se desconectar da rede frente à ocorrência de eventos anormais de tensão e frequência na rede de distribuição. Essa resposta é necessária para garantir a segurança física dos eletricitistas que executam manutenção na rede e dos consumidores em geral e evitar danos nos equipamentos a ela conectados, incluindo o sistema fotovoltaico (TEODORESCU et al., 2011).

3.3.4 Desvio de Tensão

O desvio de tensão tem como referência a tensão nominal no ponto de conexão da fonte de GD à rede de distribuição. O inversor é o responsável pelo contínuo sensoramento das condições da rede, provocando a desconexão ou a reconexão do sistema de GD. O tempo de desconexão refere-se ao tempo entre a ocorrência da condição anormal na rede e a interrupção do fornecimento de energia pelo inversor à essa mesma rede.

Quando a tensão da rede de distribuição sai da faixa de operação especificada na Tabela 3.2, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede, dentro o limite de tempo especificado.

Tabela 3.2: Limites de Variação de Tensão

IEEE 1547		IEC 61727		VDE-AR-N 4105		ABNT 16149	
Faixa de Tensão (% V_N)	<i>Tempo de Desc. (seg.)</i>	Faixa de Tensão (% V_N)	<i>Tempo de Desc. (seg.)</i>	Faixa de Tensão (% V_N)	<i>Tempo de Desc. (seg.)</i>	Faixa de Tensão (% V_N)	<i>Tempo de Desc. (seg.)</i>
$V < 50$	0,16	$V < 50$	0,10	$V < 80$	0,10	$V < 80$	0,4
$50 \leq V \leq 88$	2,00	$50 \leq V \leq 85$	2,00	$V \geq 110$	0,10	$V > 110$	0,2
$110 < V < 120$	1,00	$110 < V < 135$	2,00				
$V \geq 120$	0,16	$V \geq 135$	0,05				

A nova revisão da norma IEEE 1547, aprovada em maio de 2014 (IEEE 1547a, 2014), possibilita que a fonte de geração distribuída participe ativamente na regulação da tensão através da troca de potência ativa e reativa no ponto de conexão. Dessa forma, a partir de um acordo entre a concessionária de energia e o operador da GD, os *setpoints* de operação em relação aos parâmetros de tensão e frequência podem ser ajustados.

3.3.5 Desvio de Frequência

A variação de frequência é um problema comum que afeta o sistema de potência causado principalmente pelo desbalanceamento da relação da produção de energia e do consumo. A Tabela 3.3 apresenta os requisitos para a desconexão da GD na ocorrência de desvio de frequência na rede.

Tabela 3.3: Limites de Variação de Frequência

IEEE 1547		IEC 61727		VDE-AR-N 4105		ABNT 16149	
Faixa de Frequência (Hz)	Tempo de Desc. (seg.)	Faixa de Frequência (Hz)	Tempo de Desc. (seg.)	Faixa de Frequência (Hz)	Tempo de Desc. (seg.)	Faixa de Frequência (Hz)	Tempo de Desc. (seg.)
$f < 59,3$	0,16	$f < f_n - 1$	0,2	$f < 47,5$	0,2	$f < 57,5$	0,2
$f > 60,5$		$f > f_n + 1$		$f > 51,5$		$f > 62$	

3.3.6 Reconexão após Trip

Após a desconexão causada pela ocorrência de um evento anormal de tensão ou corrente o inversor poderá estabelecer a reconexão da planta de GD, desde que atendidas as condições estabelecidas na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Condições para Reconexão após Trip

IEEE 1547	IEC 61727	VDE-AR-N 4105	ABNT 16149
$88 < V < 110$ (%)	$85 < V < 110$ (%)	$85 < V < 110$ (%)	$80 < V < 110$ (%)
e	e	e	e
$59,3 < f < 60,5$ (Hz)	$f_n - 1 < f < f_n + 1$ (Hz)	$47,5 < f < 50,05$ (Hz)	$57,5 < f < 60,1$ (Hz)
	e	e	e
	Tempo mínimo de 3 min.	Tempo mínimo de 5 seg.	Tempo mínimo de 20 seg.

A nova revisão da norma IEEE 1547 também apresenta mudanças em relação aos limites de variação de tensão e frequência. A partir de um acordo entre a concessionária de energia e o operador da GD, outras faixas de operação e tempos de desconexão podem ser flexibilizados e ajustados. A Tabela 3.5 e a Tabela 3.6 especificam os novos valores.

Tabela 3.5: Novos Limites de Variação de Tensão – IEEE 1547^a

Configuração Padrão		
Faixa de Tensão (% V_N)	<i>Tempo de Desconexão (seg.)</i>	<i>Tempo de Desconexão Ajustável (seg.)</i>
$V < 45$	0,16	0,16
$45 \leq V < 60$	1,00	11
$60 \leq V < 88$	2,00	21
$110 < V < 120$	1,00	13
$V \geq 120$	0,16	0,16

Tabela 3.6: Novos Limites de Variação de Frequência – IEEE 1547^a

Configuração Padrão		Faixas Ajustáveis	
Frequência (Hz)	<i>Tempo de Desconexão (seg.)</i>	Faixa de Frequência (Hz)	<i>Tempo de Desconexão Limite (seg.)</i>
< 57	0,16	56 – 60	10
$< 59,5$	2,00	56 – 60	300
$> 60,5$	2,00	60 – 64	300
> 62	0,16	60 – 64	10

3.3.7 Qualidade de Energia

Os parâmetros de qualidade de energia apresentados a seguir indicam os limites tolerados para a conexão das fontes de GDFV na rede de distribuição de energia.

3.3.7.1 Injeção de Corrente Contínua

A injeção de corrente contínua na rede de distribuição introduzida pela GD pode causar a saturação de transformadores, causando sobreaquecimentos devido a injeção de harmônicos e até mesmo desconexões indesejadas. Esse problema é minimizado

nos sistemas fotovoltaicos tradicionais com isolamento galvânica, porém requer atenção para as novas tecnologias de inversores sem transformadores. Os limites de injeção de corrente contínua são apresentados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7: Condições para Reconexão após *Trip* de Injeção de Corrente Contínua

IEEE 1547	IEC 61727	VDE-AR-N 4105	ABNT 16149
$I_{DC} < 0,5 \% I_{RMS}$	$I_{DC} < 1 \% I_{RMS}$	Não especificado *	$I_{DC} < 0,5 \% I_{RMS}$

* Nesse requisito a Alemanha segue o código de rede antigo VDE 0126-1-1 (1999) que estabelece $I_{DC} < 1A$ e tempo máximo de desconexão de 0,2 seg.

3.3.7.2 Harmônicos

Harmônicos são componentes senoidais de sinais de tensão ou corrente com frequências iguais a um múltiplo inteiro da frequência fundamental. As cargas não lineares conectadas a rede representam as principais fontes de harmônicos. Níveis excessivos de corrente harmônica na rede provocam aumento de temperatura nos condutores e equipamentos, reduzindo a confiabilidade e disponibilidade do sistema. O sistema de GD deve apresentar baixo nível de distorção harmônica, de acordo com os limites apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8: Limite Máximo de Corrente Harmônica IEC 1547 e IEC 61727

IEEE 1547 e IEC 61727						
Harmônicos de Ordem ímpar ^a	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 < h$	TDH ^b (%)
%	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5

^a Os harmônicos de ordem par estão limitados a 25% dos limites referentes aos harmônicos de ordem ímpar, apresentados na tabela. ^b TDH – Total Harmonic Distortion

A norma brasileira limita a distorção harmônica total de corrente em 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 3.9.

Tabela 3.9: Limites de Corrente Harmônica – ABNT 16149

Harmônicos	Limite de Distorção
Impares	Limite
3° a 9°	< 4 %
11° a 15°	< 2 %
17° a 21°	< 1,5 %
23° a 33°	< 0,6 %
Pares	Limite
2° a 8°	< 1 %
10° a 32°	< 0,5 %

O código de rede alemão VDE-AR-N 4105 apresenta o limite de corrente harmônica permitida baseado na potência de curto circuito da rede no ponto de acoplamento das fontes de GD, conforme Tabela 3.10.

Tabela 3.10: Limites de Corrente Harmônica – VDE-AR-N 4105

Número do Harmônico	Corrente Harmônica Máxima baseada na Potência de Curto Circuito [A/MVA]
3	3
5	1,5
7	1
9	0,7
11	0,5
13	0,4
17	0,3
19	0,25
23	0,2
25	0,15
$25 \leq h < 40$	$0,15 \times 25/h$
pares	1,5/h

3.3.7.3 Flutuação de Tensão

Flutuações de tensão são variações aleatórias, repetitivas ou esporádicas do valor eficaz da tensão, causadas principalmente por partida de motores e chaveamentos de cargas industriais de maior potência, operação de laminadores e de fornos a arco para produção de aço. Os efeitos nos sistemas elétricos são oscilações de potência e do torque das máquinas elétricas, queda de rendimento dos equipamentos eletroeletrônicos, interferência nos sistemas de proteção e cintilação luminosa ou “flicker”. Geralmente, a amplitude da flutuação de tensão não deve exceder 10% do valor da tensão nominal. De acordo com o código de rede alemão VDE-AR-N 4105, a unidade de geração distribuída não poderá provocar variação de tensão na rede, cujo limite máximo permitido é de 3%. Internacionalmente, a norma utilizada para os sistemas conectados à rede em relação a flutuação de tensão é a IEC 61000-3-3 - *Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems* (IEC 61000-3-3, 2013). A norma brasileira ABNT 16149 também faz menção à essa norma nesse quesito.

3.3.7.4 Fator de Potência

O fator de potência dos inversores dos sistemas fotovoltaicos conectados às redes de distribuição exigido até então pelas concessionárias de energia era unitário ou quase unitário, isto é, a fonte de GD deveria fornecer apenas potência ativa para a rede. Era proibido o uso da capacidade dos inversores para a regulação da tensão no ponto de conexão através da injeção ou absorção de potência reativa.

Embora esse posicionamento ainda prevaleça em códigos de rede adotados por alguns países, as principais normas alteraram recentemente seus requisitos de forma a permitir que os inversores dos sistemas de geração distribuída possam, dentro de certos limites, cooperar com a regulação de tensão no ponto de conexão à rede.

Destaca-se a norma IEEE 1547a, em sua emenda publicada em 2014, que alterou o texto base retirando a proibição e explicitando a possibilidade da função de regulação de tensão pelas fontes de geração distribuída, cujo texto é reproduzido a seguir:

~~“The DR shall not actively regulate the voltage at the PCC. Coordination with and approval of, the area EPS and DR operators, shall be required for the DR to actively participate to regulate the voltage by changes of real and reactive power.”~~ (IEEE 1547a, 2014).

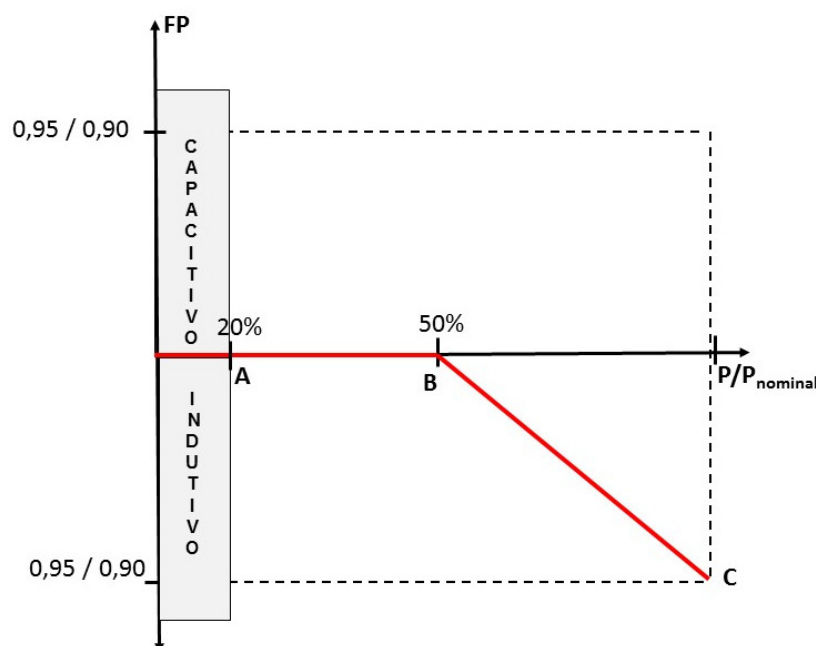
Também o código de rede alemão VDE-AR-N 4105 possibilita o controle da estabilidade da tensão por meio do fluxo de potência reativa das plantas de geração conectadas à rede, conforme citação a seguir.

“Under normal operation, when required by the DSO, the generating plants have to supply static grid support functions, meaning voltage stability by means of reactive power control. The working point for reactive power exchange should be determined in accordance with the need of the grid.” (VDE-AR-N 4105, 2011).

A norma brasileira ABNT 16149 apresenta requisitos específicos para o ajuste de injeção/demanda de potência reativa pelos sistemas fotovoltaicos. Em geral, quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de operar dentro das faixas de fator de potência determinadas, de acordo com a capacidade do sistema.

Para sistemas fotovoltaicos com potência nominal menor ou igual a 3 kW o fator de potência pode ter tolerância de trabalho na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. Para sistemas com potência nominal maior que 3 kW, o inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 3.12, e com fator de potência ajustável de 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo. Essa curva só deve ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar um limiar de ativação, ajustável entre 100% e 110% da tensão nominal da rede.

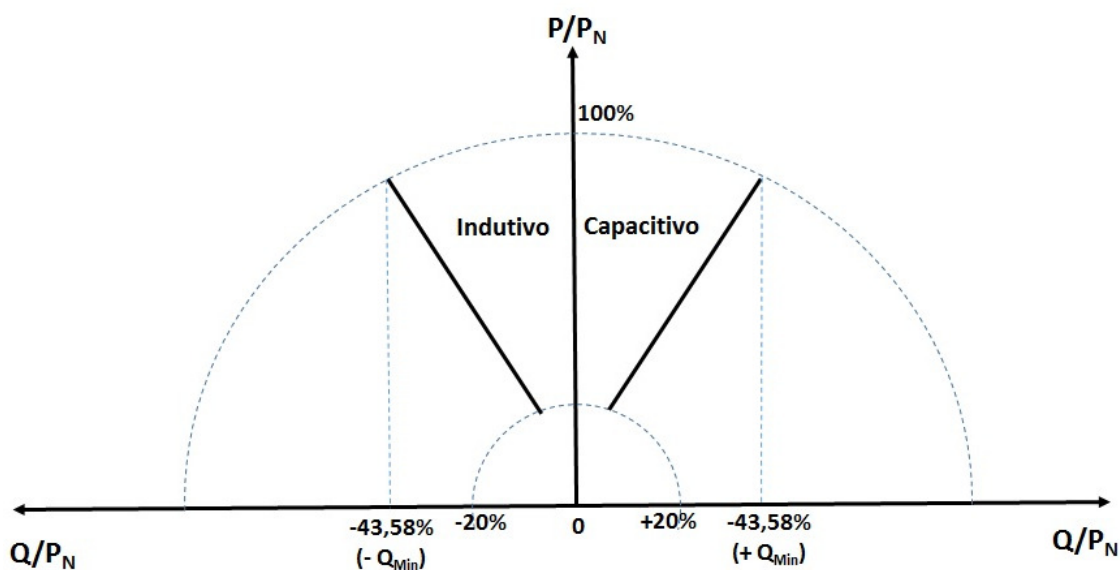
Figura 3.12: Curva de ajuste do FP em função da potência ativa de saída do inversor



Dependendo da topologia, carregamento da rede e potência a ser injetada, o operador da rede pode fornecer uma curva diferente, que deve ser implementada nos inversores por meio do ajuste dos pontos A, B e C da Figura 3.12.

Para sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior de 6 kW, além da curva apresentada anteriormente com fator de potência ajustável de 0,9 indutivo a 0,9 capacitivo, o inversor deve apresentar como opcional, a possibilidade de operar com o controle de potência reativa (VAr) de acordo com a curva da Figura 3.13.

Figura 3.13: Limites Operacionais de Potência Reativa para GDFV > 6 kW)



A curva mostra que os valores limites para a injeção/absorção de potência reativa da GDFV é 43,58% em relação à potência ativa nominal. Isso é, mesmo que a fonte de geração tenha capacidade para fornecer reativo, há um compromisso com o fator de potência, evitando fluxo excessivo de potência reativa na rede.

Independente da potência nominal do sistema fotovoltaico, o sistema deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder ao fator FP potência definido, em até 10 segundos.

3.3.8 Fault Ride Through Capability – FRTC

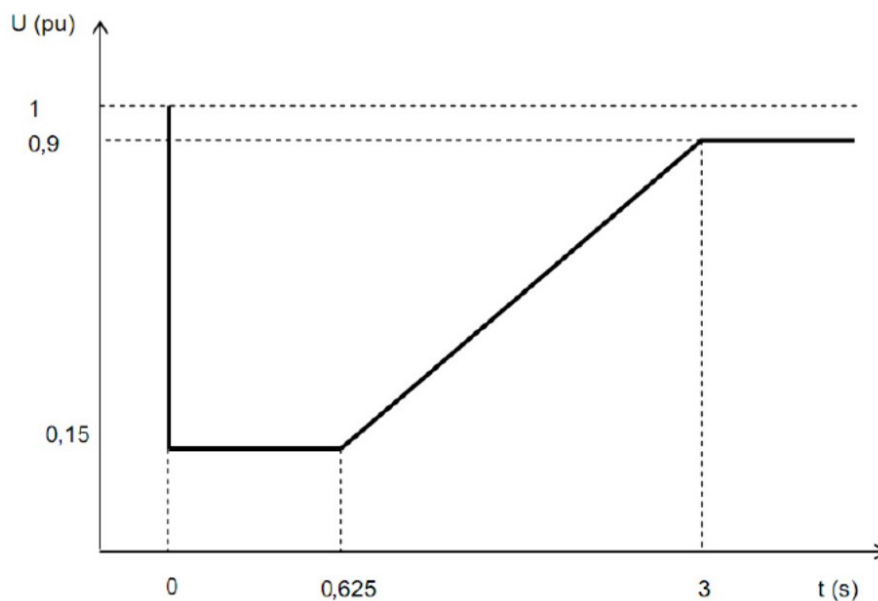
A ocorrência de curtos circuitos na rede elétrica pode colocar em risco a segurança dinâmica de operação dos sistemas de energia, resultando na desconexão de geradores da rede e, conseqüentemente, na perda de volumes significativos de produção de energia necessários para atendimento às cargas.

Até recentemente, a normatização e os códigos de rede dos principais países com uso intensivo de geração fotovoltaica obrigavam a desconexão imediata da GDFV após a ocorrência de um distúrbio de tensão na rede. Entretanto, para evitar a desconexão indevida das fontes fotovoltaicas da rede de distribuição em casos de afundamento de tensão, os atuais códigos de rede vêm se adaptando para exigir que as fontes de GDFV resistam às quedas de tensão abruptas, até uma certa porcentagem da tensão nominal, dentro de um intervalo de tempo pré-definido. Esse requisito de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede é definido como FRTC - *Fault Ride Through Capability* -, descrito pela característica “tensão x tempo”, que indica uma resiliência mínima por parte dos geradores fotovoltaicos frente a esses distúrbios. A seguir são apresentadas algumas curvas de FRTC utilizadas por alguns países.

Nos Estado Unidos, as fontes de geração fotovoltaicas devem ser capazes de permanecer conectadas durante a perturbações de tensão, na região acima da curva descrita na Figura 3.14. Essa curva indica que na referência de 0,0 s ocorre o distúrbio de tensão para 15% da tensão nominal. Caso a tensão permaneça com valor superior a esse valor durante um período de até 625 ms, o gerador fotovoltaico deverá permanecer

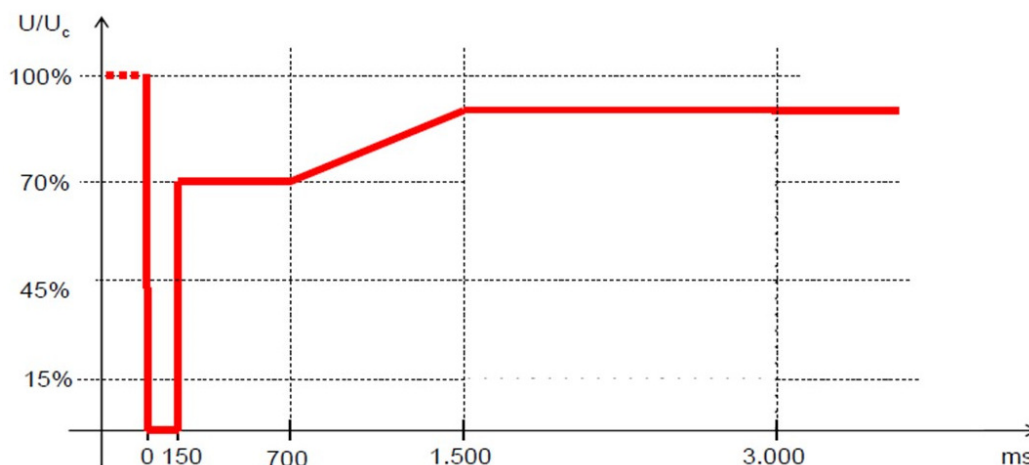
conectado. Após esse período, o gerador ainda deverá permanecer conectado se o valor da tensão retornar para 90% da tensão nominal em até 3 s após a ocorrência da falta.

Figura 3.14: *Fault Ride Through Capability* – Código de Rede Americano



A Figura 3.15 ilustra a curva FRTC do código de rede alemão. Os curtos circuitos (fase-terra, fase-fase ou trifásicos) não devem causar a desconexão da fonte de geração da rede por um período de até 150 ms, mesmo para uma queda de tensão a 0% da tensão nominal. Para quaisquer valores de afundamento de tensão acima da linha apresentada, a fonte de geração deverá permanecer conectada.

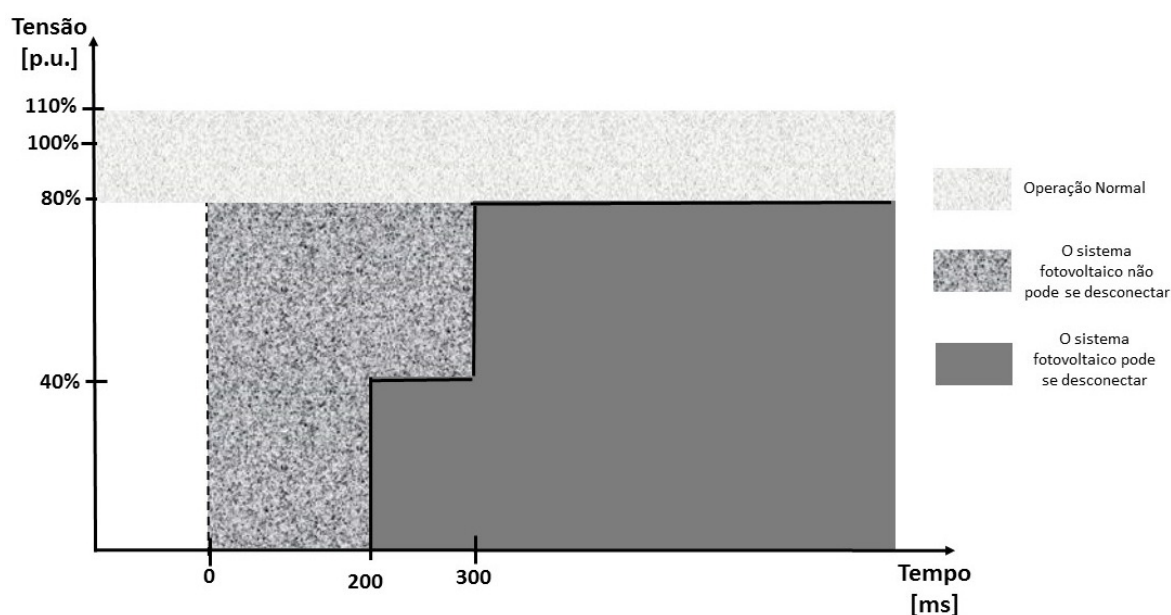
Para todas os geradores fotovoltaicos que não se desconectarem da rede durante a falta, a potência ativa deve ser continuada imediatamente após a eliminação da falha, aumentando para o valor original (anterior a falta) com um gradiente de, no mínimo, 20% da potência nominal por segundo.

Figura 3.15: *Fault Ride Though Capability*

Fonte: (VDE-AR-N 4105, 2011)

A norma brasileira ABNT 16149, também prevê a suportabilidade da GDFV frente a sub tensões, conforme curva ilustrada na Figura 3.16.

Na área hachurada, o sistema fotovoltaico não pode se desconectar da rede, porém é permitido cessar o fornecimento de energia. Se a tensão retornar para a faixa de operação normal (- 20% a + 10% da tensão nominal), o sistema fotovoltaico deve retornar a injetar potência ativa e reativa com valores anteriores à falta, com tolerância de $\pm 10\%$ da potência nominal do sistema fotovoltaico, dentro de 200 ms.

Figura 3.16: *Fault Ride Though Capability – Norma Brasileira*

Fonte: (ABNT 16149, 2013)

▪ **Suporte de Tensão Durante o Distúrbio**

Alguns códigos de rede preveem a possibilidade dos geradores aumentarem a geração de energia reativa, a partir do aumento da injeção de corrente reativa, durante um distúrbio, de forma a proporcionar suporte tensão à rede. Essa funcionalidade tem o objetivo de evitar afundamentos de tensão demasiadamente acentuados que poderiam contribuir para a saída de serviço de outras fontes de geração e, conseqüentemente, o não suprimento à demanda. Dessa forma, a fonte de geração distribuída deve conciliar a sua capacidade de resiliência frente aos distúrbios e, concomitantemente, contribuir para a atenuação da severidade da queda de tensão por eles provocados.

Segundo o estudo realizado por (BARROS, 2011), o código de rede alemão determina que as fontes geradoras forneçam corrente reativa adicional à rede durante uma queda de tensão, ou um consumo extra de potência reativa no caso de flutuação de tensão. O controle da tensão deve ser aplicado no máximo em 20 milissegundos após o reconhecimento da falta. De acordo com o código de rede espanhol, as fontes de GD devem parar de produzir potência ativa em menos de 100 milissegundos após uma queda de tensão e devem ser capazes de injetar potência ativa 150 milissegundos após o restabelecimento de rede. Os procedimentos do código inglês especificam que, em caso de queda de tensão provocada por distúrbios na rede, os geradores devem injetar o máximo de corrente reativa possível. O código de rede português exige uma injeção imediata de corrente reativa na rede com valores mínimos de 90% da corrente nominal da fonte de geração, quando o nível de tensão decai abaixo de 0,5 p.u. Após a eliminação do distúrbio, a fonte de GD deve retornar aos valores pré-definidos para operação normal.

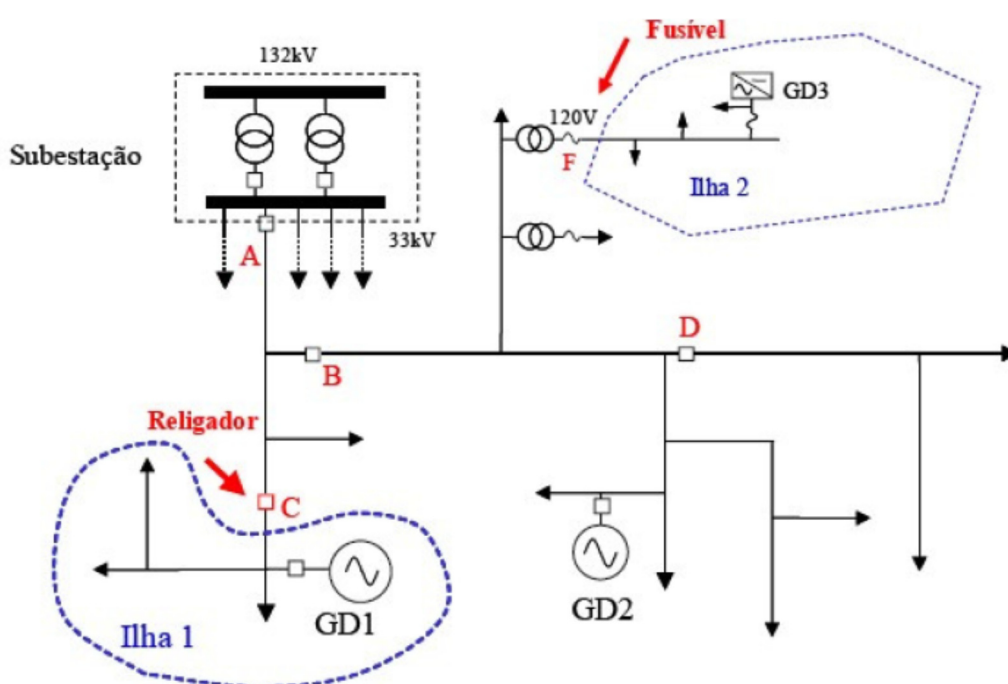
No Brasil, embora a funcionalidade de FRTC seja requisitada, não há nenhum requisito de suporte ao controle de tensão na condição de falta na rede.

A regulação de tensão em redes com geração distribuída é o tema central deste trabalho. Os capítulos seguintes são dedicados a esse assunto, no qual são descritos os métodos atuais de suporte ao controle de tensão a partir de fontes de geração distribuída fotovoltaicas e a proposição de uma nova abordagem, considerando a cooperação integrada das fontes de GD, através de uma infraestrutura de comunicação, na execução dessa tarefa.

3.3.9 Ilhamento

O ilhamento pode ser definido como uma condição em que parte da rede de distribuição que contenha tanto a carga quanto a GD se mantém energizada, mesmo após a desconexão da distribuidora. Essa condição pode ser intencional, quando a configuração é planejada com base em estudos que garantirão a qualidade da energia suprida aos consumidores pela GD, ou não-intencional, quando ocorre em função de faltas que ocasionam a abertura de disjuntores da concessionária. De maneira geral, ilhamentos têm sido evitados, embora já existam esforços no sentido de mitigar os riscos e maximizar os benefícios do atendimento planejado às cargas via geração distribuída, visando aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir o tempo de interrupção (CICELLI, 2012). A Figura 3.17 exemplifica a formação de ilhas na rede de distribuição.

Figura 3.17: Ilhamento em Rede de Distribuição de Energia Elétrica



Fonte: Adaptado de IEEE – 1547-4 (IEEE 1547-4, 2011)

Havendo equilíbrio entre geração e carga no momento em que a alimentação principal fica indisponível, podem ocorrer ilhamentos não intencionais em função de falhas na atuação da proteção do acessante para faltas na concessionária, ou ainda

quando as razões que levaram à desconexão da distribuidora não são elétricas, como nos casos de *trip* acidental do sistema de proteção.

A formação de ilhamentos não-intencionais é indesejada em função dos inúmeros problemas a que o sistema pode ser exposto. Alguns exemplos desses problemas são: qualidade de energia incompatível com os padrões exigidos e fora do controle da distribuidora, redução dos níveis de curto-circuito ocasionando a descoordenação das proteções da região ilhada e risco de vida durante manutenções, devido à existência de regiões energizadas não previstas.

Além disso, ilhamentos não-intencionais interferem no restabelecimento da rede, podendo ocasionar novos desarmes ou danos aos equipamentos da concessionária ou do acessante, caso ocorram religamentos fora de sincronismo. No caso da concessionária, esses danos seriam ocasionados pela circulação de uma corrente transitória superior ao nível de falta para o qual o sistema de proteção da distribuidora foi dimensionado. A norma IEEE 1547 recomenda que os esquemas de proteção do acessante identifiquem condições de ilhamento não-intencional e promovam sua desconexão em no máximo 2 segundos. Já o código de rede alemão VDE-AR-N 4105 utiliza um método de anti-ilhamento baseado na medição da impedância da rede no ponto de conexão, requerendo que o inversor cesse o fornecimento de energia em 5 segundos.

As técnicas de proteção anti-ilhamento podem ser classificadas em métodos passivos ou ativos. As técnicas baseadas em métodos passivos tomam decisões com base na avaliação da forma de onda de tensão ou corrente do sistema enquanto que, nas baseadas em métodos ativos, as decisões são tomadas com base nas medições dos sinais injetados ativamente na rede por sistema de controle projetados para tal. Esses sinais são geralmente de alta frequência, e tem suas características alteradas em função das condições da rede.

Usualmente, técnicas de anti-ilhamento têm sido utilizadas para desconectar as fontes de geração distribuída frente a faltas ou distúrbios da rede de energia. No entanto, a capacidade dessas fontes trabalharem em condições de ilhamento (*microgrids*), a fim de disponibilizar energia para cargas críticas durante situações de contingência, demandarão técnicas adequadas para a conexão e desconexão dessas fontes de GD do sistema elétrico. Em um cenário de operação da fonte de energia fotovoltaica

conectada à rede em modo de ilhamento (forçado ou não forçado) é necessário garantir, além do balanço energético entre a capacidade de geração da planta e a demanda, o suprimento das cargas dentro dos limites de qualidade de serviço e a capacidade do seu reestabelecimento ao sistema de modo rápido e seguro. Existem várias referências na literatura sobre técnicas de conexão e desconexão de fontes de geração distribuída da rede de energia principal. Por exemplo, a implementação de um agente de controle inteligente é proposta por (ROCABERT et al., 2010). Esse agente monitora as condições de operação da rede principal e da fonte de GD e, dependendo do estado de operação da rede principal, os procedimentos de conexão ou desconexão são disparados através de técnicas de controle. Via de regra, o controle de sincronismo e perfil de tensão, tanto na desconexão quanto na reconexão da fonte de geração distribuída ao sistema elétrico são orientadas por interações locais sucessivas entre o dispositivo inversor e o barramento do sistema elétrico no ponto de interconexão. Em alguns casos de operação em ilhamento, o sistema de controle da GD pode tomar como referência dados de tensão, corrente e frequência da rede que podem estar defasados com a situação da rede de energia momentos antes da ocorrência de um evento que provocou o ilhamento, fazendo com que a GD não consiga suprir a carga ou garantir os níveis de atendimento adequados.

3.4 Sistema de Gerenciamento da Distribuição na Presença de GDFV

Existem várias funções desempenhadas pelo SGD (Sistema de Gerência da Distribuição), que podem variar de concessionária para concessionária, dependendo de seu porte, área de abrangência e quantidade de consumidores. De acordo com (EPRI DER, 2012) algumas funções comuns desempenhadas pelo SGD podem ser diretamente influenciadas pela presença de fontes de geração distribuída em larga escala, discutidas a seguir.

- **Gerenciamento do Perfil de Tensão:** Um dos principais objetivos do Sistema de Gerenciamento da Distribuição é manter o perfil de tensão ao longo do alimentador em níveis adequados. Para tanto, as concessionárias de energia têm utilizado banco de capacitores e reguladores de tensão para manter a tensão em níveis aceitáveis para todos os consumidores sob diferentes condições de

carregamento, mesmo para os pontos de consumo mais distantes do alimentador. A presença da geração distribuída fotovoltaica pode tornar esse controle um tanto mais complexo. O fluxo reverso de potência causado pela inserção dessas novas fontes pode causar um aumento da tensão ao longo de um determinado alimentador. Essa condição também pode afetar a correta operação dos reguladores de tensão, até então programados no cenário de fluxo de potência unidirecional.

- **Gerenciamento de Flutuação de Tensão – *Flicker*:** O *Flicker* refere-se à rápida variação da tensão que pode causar uma variação perceptível nos níveis de iluminação e até mesmo interromper o funcionamento de dispositivos eletrônicos. As funções convencionais associadas ao gerenciamento de tensão não são adequadas para controlar flutuações muito rápidas associadas às variações de geração causadas por fontes fotovoltaicas. Por exemplo, quando nuvens passam por um módulo fotovoltaico, a sua potência de saída é rapidamente decrementada, o que pode causar variações substanciais de tensão no ponto de conexão ao sistema elétrico.
- **Controle de Tensão e Potência Reativa:** O objetivo do controle de tensão e de potência reativa é aumentar a eficiência geral do sistema de distribuição, reduzir a demanda, promover a conservação de energia e manter o perfil de tensão em níveis aceitáveis. As aplicações relacionadas a essa função determinam ações de controle apropriadas para o chaveamento de bancos de capacitores e reguladores de tensão, localizados ao longo do alimentador, para realizar um ou mais objetivos específicos determinados pela concessionária (ex. reduzir perdas, provocar queda na demanda, corrigir fator de potência, etc.). O controle adequado das fontes de geração distribuídas poderá auxiliar essas aplicações a atingir os seus objetivos, a partir do controle do fluxo de potência na rede de energia, nos pontos onde são conectadas.
- **Balanceamento de Carga:** Normalmente, os sistemas de distribuição são projetados para serem mais eficientes no pico de demanda de carga. A rede de energia pode tornar-se mais eficiente e/ou confiável a partir de sua reconfiguração, de acordo com a variação na demanda da carga. A aplicação de balanceamento de carga dos circuitos permite que a concessionária determine a

melhor configuração de interligação dos alimentadores, sem violar as restrições operacionais de qualquer um deles. Uma vez que a potência gerada pelas fontes fotovoltaicas seja conhecida em um intervalo de tempo adequado, o balanceamento instantâneo deve levar em conta o suporte energético dessa geração.

- **Balanceamento de Fase:** As concessionárias se esforçam para manter o sistema de distribuição trifásica equilibrado entre as três fases. Níveis desiguais de tensão e/ou ângulos de fase afetarão o funcionamento das cargas trifásicas conectadas à rede, notadamente os motores de indução, resultando em níveis elevados de corrente que produzem sobreaquecimento das bobinas do motor. Enquanto as concessionárias tentam distribuir as cargas residenciais, comerciais e industriais igualmente entre as fases, o desequilíbrio também pode ocorrer quando essas cargas são ligadas e desligadas de forma aleatória. As fontes de geração fotovoltaicas podem contribuir nesse balanceamento, à medida que o SGD realiza o gerenciamento da potência de saída da GD aplicada em cada fase, em tempo real ou quase real.
- **Análise de Contingência:** As funções associadas à análise de contingência simulam cenários que avaliam os possíveis impactos na rede de energia caso algum distúrbio plausível ocorra, no intuito de auxiliar os operadores na tomada de decisão para ações de recuperação pré planejadas. Tais simulações deverão considerar a presença da geração distribuída fotovoltaica que, em alguns cenários, poderão auxiliar no reestabelecimento do serviço. Já em outros, a geração distribuída pode apresentar um risco adicional em situação de contingência, devendo ser desconectada até que a situação de normalidade seja reestabelecida.
- **Localização de Falta, Isolamento e Restauração de Serviço:** Quando ocorre uma falha permanente no sistema de distribuição em uma determinada seção, inúmeros consumidores que estão conectados em seções não afetadas pela falta podem experimentar uma longa interrupção (horas) até que os reparos sejam feitos ou ocorra alguma comutação entre circuitos ou alimentadores. O objetivo principal da função de Localização de Falta, Isolamento e Restauração de Serviço (FLISR - *Fault Location, Isolation and Service Restoration*) é restaurar a

energia para os consumidores conectados em seções saudáveis em menos de um minuto (antes da atuação das equipes de campo). Para alimentadores muito carregados, a restauração de serviços pode ser bloqueada devido à falta de capacidade ociosa em alimentadores adjacentes para suprir a carga adicional. Nesses casos, a função FLISR pode tomar medidas para aumentar a capacidade de transferência de carga entre alimentadores, desencadeando ações de resposta à demanda, redução de tensão ou corte seletivo de cargas. As fontes de geração distribuída fotovoltaicas e sistemas de armazenamento associados podem ser utilizados para suprir determinados trechos durante a situação de emergência.

- **Corte Emergencial de Carga:** A função de corte emergencial de carga visa reduzir rapidamente a quantidade de carga submetida ao sistema de distribuição em resposta a uma requisição do serviço de emergência, devido a algum evento de grande magnitude (ex. perda de uma unidade geradora ou de uma linha de transmissão). A função de corte emergencial de carga identifica grandes clientes com cargas propensas ao corte (pré acordados em contrato entre concessionária e consumidor), circuitos de distribuição e até mesmo redes de distribuição inteiras para limitar a carga a um nível desejado de suportabilidade do sistema. Nesse cenário, sistemas de geração distribuída fotovoltaicos podem ser empregados para suprir cargas críticas ou até mesmo microrredes inteiras em um cenário de operação em ilhamento.
- **Monitoração de Parâmetros de Qualidade de Energia:** Os circuitos de distribuição de energia elétrica estão constantemente submetidos a níveis elevados de correntes harmônicas devido à presença cada vez maior de cargas eletrônicas, dispositivos de acionamento a velocidades variáveis e de comutação. Essas condições transitórias de curto prazo podem causar problemas de qualidade de energia, tais como quedas momentâneas de tensão, surtos e distorções de forma de onda de tensão. Um outro efeito indesejado provocado pelas correntes harmônicas é o sobreaquecimento do enrolamento interno dos transformadores da rede de distribuição e, por isso, devem ser constantemente monitorados. Ao se conectar à rede de energia convencional, a geração distribuída fotovoltaica deve observar os requisitos de qualidade de serviço, a fim de promover a atenuação de potenciais perturbações e preservar os níveis de

compatibilidade da rede elétrica como um todo. O módulo 8 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição - da rede de distribuição de energia brasileira (PRODIST M8, 2015), define os limiares dos seguintes itens de qualidade de energia: tensão em regime permanente; fator de potência; harmônicos; desequilíbrio de tensão; flutuação de tensão; variações de tensão de curta duração e variações de frequência. Qualquer acessante de geração fotovoltaica à rede de distribuição deve observar os requisitos desses parâmetros de qualidade, de modo a não comprometer os índices estabelecidos.

- **Gerenciamento do Fluxo de Potência:** Em um cenário de geração totalmente centralizada e distribuição radial dos alimentadores, o fluxo de potência flui em um caminho unidirecional, no sentido da subestação de energia para as cargas dos consumidores. Para controlar esse fluxo de potência as concessionárias utilizam técnicas de redução de demanda baseadas em redução de tensão e controle direto da carga no sistema. Com a presença de geração fotovoltaica distribuída nos alimentadores, o controle do fluxo de potência poderá ser realizado em uma amplitude maior. Será possível diminuir a potência extraída de uma determinada subestação a partir da solicitação de uma maior produção dos geradores distribuídos e dispositivos de armazenamento de energia. É possível também um maior controle do fluxo de potência em pontos específicos da rede de distribuição, a partir do controle da potência de saída dos geradores fotovoltaicos a ela conectados.
- **Balanco de Potência e Despacho de Geração:** À medida que os recursos de geração se tornem mais distribuídos com presença crescente das fontes de geração intermitentes (caso da energia fotovoltaica e eólica) e os sistemas mais propícios ao controle de resposta à demanda, a operação robusta e eficiente do SEP dependerá substancialmente da capacidade de novos métodos de despacho em prever, a partir de uma visão holística e integrada, as condições atuais e futura do sistema (curto e médio prazo) e os padrões da geração. Um dos grandes desafios relacionados ao monitoramento e controle do balanço da oferta e demanda de energia, na presença de recursos renováveis fotovoltaicos, é prever a potência entregue à rede por tais recursos, uma vez que não seguem a

correlação tradicional geração/carga e têm forte dependência das condições meteorológicas.

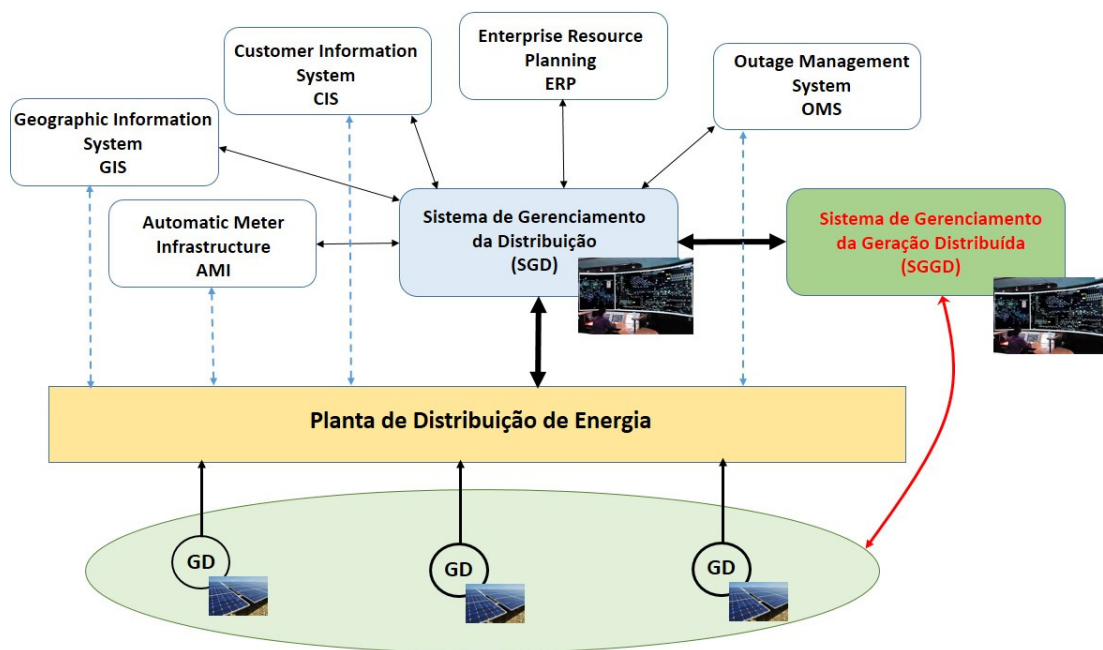
- **Resposta à Demanda e Controle de Pico de Demanda:** Referem-se a mecanismos usados para incentivar os consumidores a reduzirem a demanda por energia principalmente em horários de pico, permitindo a concessionária adequar a sua capacidade de atendimento evitando ou postergando investimentos volumosos em novas fontes de geração de energia. Mecanismos de controle direto de cargas pela concessionária e envio de estímulos tarifários aos consumidores têm sido utilizados para o controle de pico de demanda. A micro e minigeração distribuída residencial poderá contribuir para esse processo, na medida que a energia oriunda desse tipo de fonte poderá suprir momentaneamente cargas locais e, conseqüentemente, reduzir a demanda pela energia provida pela concessionária. Com a flexibilidade proporcionada pelas redes inteligentes a partir de novos processos e tecnologias, será possível criar mecanismos de resposta à demanda mais sofisticados, inclusive levando-se em consideração a cooperação dos recursos energéticos distribuídos na rede.
- **Gerenciamento de Microrredes:** Com o crescimento das novas fontes de energia e sua conexão aos sistemas de distribuição, há um interesse crescente na operação de microrredes (*microgrids*) durante situações de emergência, em que o funcionamento normal do sistema de distribuição encontra-se afetado devido alguma contingência na subestação, alimentador ou seção. Nessa situação, as microrredes utilizam os recursos distribuídos (fontes de geração e armazenamento) para suprir a porção do sistema de distribuição que foi desconectada da rede principal. O SGD, por sua vez, tem a função de monitorar a demanda, os níveis de tensão e a frequência nas microrredes para garantir que a operação esteja dentro dos critérios de segurança e limites de qualidade de energia. Ainda, o SGD deverá atuar junto aos geradores distribuídos para garantir o equilíbrio entre a demanda e a capacidade de geração dentro das microrredes. Caso haja desequilíbrio, por exemplo quando a demanda excede a geração, o SGD poderá desencadear ações para controle de carga e até mesmo atuar nos sistemas de proteção das microrredes.

3.5 Funções de Serviços Associados à GDFV Conectada à Rede

Como mencionado anteriormente, os atuais Sistemas de Gerenciamento da Distribuição, em sua grande maioria, não foram concebidos para gerenciar e atuar nas plantas de geração fotovoltaicas. Quando atuam, o fazem de forma bastante limitada de modo que não se consegue auferir os benefícios de um controle integrado e mais amplo. Para tanto, é necessário que o SGD expanda as suas funções integrando-se a um Sistema de Gerenciamento de Geração Distribuída (SGGD).

O SGGD tem a função de gerenciar as diversas fontes de GDFV conectadas à rede e fazer a interface com o SGD, a fim de que esse tome as decisões de controle da planta de energia tendo como base, além das ativos já inerentes à rede de distribuição existente, a presença da fonte de GD e seus efeitos, conforme ilustrado na Figura 3.18. No caminho inverso, o SGD faz requisições ao SGGD para que esse atue nas fontes de GD de modo a cooperar para o cumprimento dos níveis operacionais desejados.

Figura 3.18: Sistema de Gerenciamento da Geração Distribuída



A Figura 3.18 apresenta um conjunto de funções e serviços potencialmente suportados pelas fontes de geração distribuídas conectadas à rede, dentre elas as fotovoltaicas, que poderiam ser gerenciados pelo SGGD em cooperação com o SGD. Essas funções estão descritas na Tabela 3.11

Tabela 3.11: Funções e Serviços – SGGD

Geração Distribuída Funções e Serviços	Descrição
Identificação de Capacidade Instalada	Função destinada a identificar a capacidade de geração fotovoltaica instalada incluindo informações sobre a potência ativa, potência reativa, capacidade e nível de armazenamento de energia (quando existir). Essa identificação pode ser realizada individualmente, por cada fonte de geração, ou por grupos de geração segmentados por subestação, alimentador ou circuito específico.
Identificação do Estado de Operação da GD	Função destinada a relatar o estado atual de cada dispositivo da planta fotovoltaica em termos de seu funcionamento (<i>on-off</i>), geração de potência ativa e reativa em tempo real, condição de operação dos inversores, percentual de carga de bateria e taxas de descarga. Essa identificação pode ser realizada individualmente, por cada fonte de geração, ou por grupos de geração segmentados por subestação, alimentador ou circuito específico.
Conexão e Desconexão da GD	Função de controle que permite que um único recurso de geração distribuída ou um conjunto deles possa ser desconectado da rede ou a ela reconectado, respeitando os parâmetros de segurança e qualidade de serviço e as condições do sistema de distribuição como um todo.
Previsibilidade da GD	Função que permite prever, a partir das condições meteorológicas, do estado atual da planta, dos dados históricos e outras informações, em diferentes bases de tempo (segundos, minutos, horas, dias, semanas), as possíveis variações da potência de saída da fonte de geração entregue à rede.
Medição de Parâmetros da Planta Fotovoltaica	Função que possibilita o sensoriamento e envio de informações em tempo real sobre grandezas medidas em pontos específicos de uma determinada planta fotovoltaica: temperatura, umidade, nível de irradiação solar direta, tensão (dc./ac.), corrente (dc./ac.), etc.
Suporte à Regulação de Tensão	Função de controle a partir da qual pode ser demandada o aumento ou diminuição do fluxo de geração/absorção de potência reativa de um conjunto de unidades de geração distribuída em um determinado alimentador ou circuito, com o objetivo de controlar o perfil de tensão da rede.

Balanceamento de Fase	Função pela qual a fonte de geração fotovoltaica pode contribuir com o balanceamento total da carga nas três fases em um determinado ponto de referência.
Coordenação da GD com a Reconfiguração da Rede	Função que informa a todos os geradores fotovoltaicos presentes em um determinado circuito afetado por alguma reconfiguração da rede. Por exemplo, se um circuito é redirecionado para uma subestação alternativa, as características das fontes de GD presentes nesse circuito devem ser modificadas para que elas operem em sintonia com o novo cenário de configuração do sistema de distribuição.

A arquitetura utilizada pelo método de regulação de tensão proposto neste trabalho, a partir das fontes de geração fotovoltaicas dispersas na rede de distribuição, considera a atuação do SGGD como elemento central de controle. O SGGD possibilita a integração de múltiplas fontes de geração, de forma que cada uma possa contribuir de forma coordenada no processo de regulação de tensão, de acordo com a respectiva capacidade energética, ponto de conexão à rede e aspectos regulatórios sob os quais as fontes estão submetidas. O Capítulo 6 descreve em detalhes a arquitetura proposta.

CAPÍTULO 4

Este capítulo apresenta os aspectos gerais de regulação de tensão em redes de distribuição de energia convencionais e com a presença de geração distribuída fotovoltaica (GDFV). São discutidos os métodos tradicionais de controle de tensão em redes com GDFV apresentando suas vantagens e desvantagens. É apresentado um estudo de caso da aplicação do método de controle baseado no código de rede alemão, considerado o mais eficiente por considerar o valor da tensão no ponto de conexão da fonte de geração distribuída na rede de distribuição de energia.

4 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Conforme discutido no Capítulo 3, os principais códigos de rede de países com elevada penetração de GD, respaldados pelas normas regulatórias internacionais de referência, demandam que essas fontes de geração participem no processo de regulação de tensão da rede na qual estão conectadas.

Uma distinção deve ser feita em relação ao controle de tensão em regime permanente e em regime transitório, em resposta a distúrbios que provocam quedas de tensão abruptas na rede. O controle de tensão em regime permanente visa auxiliar o processo de controle da tensão na rede de distribuição sob condições normais de operação, onde pequenas variações de tensão ao longo da rede devem ser mantidas dentro dos limites aceitáveis. O controle de tensão em regime transitório tem como objetivo controlar os níveis de tensão na rede de distribuição logo após a ocorrência de um distúrbio, que provoque queda de tensão abrupta e acentuada no barramento de distribuição. Esse controle, associado a outras medidas, tem o objetivo de evitar desconexões não intencionais em grandes segmentos de um alimentador e, em última instância, o colapso da rede de energia, tipicamente causado por curtos circuitos fase-terra, fase-fase ou trifásicos. Nesse caso, a fonte de geração distribuída deve ser tecnicamente capaz de: i) não se desconectar da rede na ocorrência de faltas até o limite

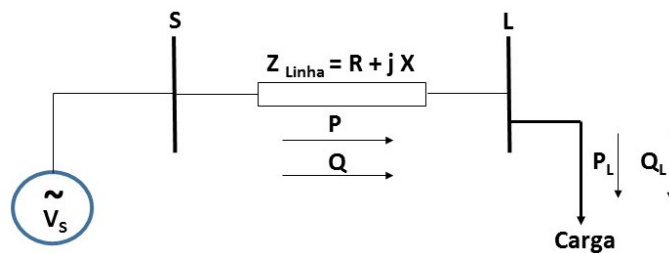
preestabelecido; ii) auxiliar o controle de tensão durante a ocorrência da falta, a partir da injeção de potência reativa na rede; iii) permanecer conectada à rede após o desaparecimento da falta.

Considerando um cenário de grande penetração de fontes de geração distribuída conectadas à rede, em especial as fontes de geração fotovoltaica, a integração coordenada dessas plantas de geração terá um papel importante no suporte às funções de controle de tensão em situação de regime permanente ou transitório.

4.1 Regulação de Tensão em Redes Convencionais

Tradicionalmente, as redes de distribuição são modeladas como redes passivas, de configuração radial, com o fluxo de potência fluindo dos níveis de tensão mais elevados para os mais baixos. A Figura 4.1 ilustra a representação de um sistema de duas barras pelo seu equivalente de Thévenin, composto por uma fonte de tensão alternada de amplitude V_s conectada ao barramento S, pela linha de distribuição de impedância $Z_{Linha} = R + jX$, pela barra de carga L e pelo conjunto de cargas, que absorve potência ativa P_L e potência reativa Q_L .

Figura 4.1: Sistema Equivalente de Distribuição Convencional de 2 Barras



As potências ativa P e reativa Q fluem na linha da barra de maior tensão V_s para a de menor tensão V_L . Pela LKT (Lei de Kirchhoff das Tensões), a tensão na barra S pode ser determinada pela equação (4.1):

$$\bar{V}_s = \bar{V}_L + \bar{I}(R + jX) \quad (4.1)$$

A potência complexa fluindo pela linha pode ser escrita através da equação (4.2):

$$\bar{S} = P + jQ = \bar{V}_S \bar{I}^* \quad (4.2)$$

A corrente que flui da barra S para barra L pode ser descrita pela equação (4.3):

$$\bar{I} = \frac{P - jQ}{\bar{V}_S^*} \quad (4.3)$$

Substituindo (4.3) em (4.1), a tensão $\bar{V}_S$ poder ser escrita de acordo com equação (4.4):

$$\bar{V}_S = \bar{V}_L + \frac{P - jQ}{\bar{V}_S^*} (R + jX) \quad (4.4)$$

Assim, a diferença de tensão entre as barras S e L pode ser descrita pela equação (4.5):

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_S - \bar{V}_L = \frac{RP + XQ}{\bar{V}_S^*} + j \frac{XP - RQ}{\bar{V}_S^*} \quad (4.5)$$

Considerando que a variação de ângulo entre as duas barras é muito pequena e que a barra S é a barra de referência, isto é, a amplitude da tensão é unitária, $|\bar{V}_S| = 1$, então a variação de tensão entre as barras S e L se resume à equação (4.6).

$$\Delta V = \bar{V}_S - \bar{V}_L \approx RP + XQ \quad (4.6)$$

Fazendo-se $\Delta V = 0$, tem-se que $XQ \approx -RP$. Então:

$$\Delta \bar{Q} \approx -\frac{R}{X} \Delta \bar{P} \quad (4.7)$$

Conclui-se que, a partir da variação da potência reativa, é possível se controlar a variação de tensão em um ponto, conhecida a sua impedância $R + jX$.

De acordo com (Mahmud et al., 2011), para um sistema de n barras, a variação de tensão entre as barras i^{th} e j^{th} pode ser escrita como (4.8):

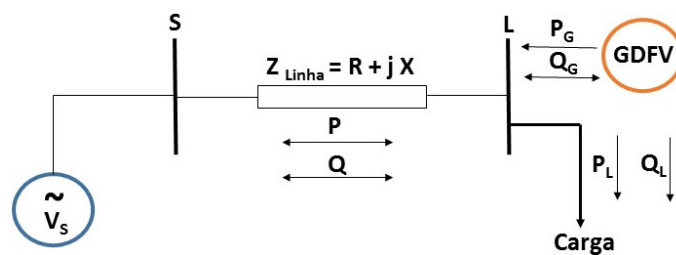
$$\Delta \bar{V}_{ij} \approx \frac{R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}}{\bar{V}_i^*} \quad (4.8)$$

4.2 Regulação de Tensão em Redes com GDFV

A conexão de geradores fotovoltaicos dispersos na rede de distribuição pode afetar as condições normais do fluxo de potência na rede e provocar distorções no perfil de tensão ao longo do alimentador no qual estão conectados, uma vez que a rede passa a ter um comportamento ativo e não mais passivo, como as redes tradicionais descritas na seção anterior.

A Figura 4.2 ilustra a representação de um sistema de duas barras pelo seu equivalente de Thévenin, porém com a presença de um gerador fotovoltaico conectado à barra de carga.

Figura 4.2: Sistema Equivalente de Distribuição de 2 Barras com Geração Fotovoltaica



Analisando o diagrama apresentado na Figura 4.2, é possível analisar o comportamento da rede elétrica com GDFV perante condições distintas de operação.

Suponha, primeiramente, que o sistema fotovoltaico não esteja gerando potência ($P_G = 0$) e que a carga seja indutiva. Nesse caso, a rede elétrica suprirá a carga e a corrente fluirá pela linha no sentido direto, isto é, da barra S para a barra L. A intensidade

da corrente dependerá das potências P_L e Q_L demandadas pela carga. Quanto maior a potência exigida pela carga, maior será a queda de tensão na linha e, conseqüentemente, menor será a tensão na barra de carga L em relação a tensão na barra S. Com o sistema fotovoltaico gerando potência, a corrente na linha passa a depender da diferença entre a potência ativa gerada pela GDFV e a consumida pela carga, além da potência reativa desta. Quando a potência ativa gerada pela GDFV é inferior à consumida pela carga, $P_G < P_L$, a corrente de linha continua fluindo da barra S para a barra L. Entretanto, como o sistema fotovoltaico alimenta parte da carga requerida, a corrente na linha é inferior àquela do cenário sem GDFV, resultando na tensão de atendimento da carga superior ao primeiro caso. Já, no caso em que a potência ativa gerada pela GDFV é superior à consumida pela carga, $P_G > P_L$, a corrente na linha torna-se reversa, fluindo da barra de carga L para a barra S, e a tensão na barra de carga V_L torna-se superior à tensão da barra de fornecimento V_S , $V_L > V_S$.

Nesse último caso em que $V_L > V_S$, as equações (4.5) e (4.6) passam a ser escritas como nas equações (4.9) e (4.10):

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_L - \bar{V}_S \approx \frac{RP + XQ}{\bar{V}_L^*} \quad (4.9)$$

$$\Delta V = \bar{V}_L - \bar{V}_S \approx RP + XQ \quad (4.10)$$

em que: $P = (+P_G - P_L)$ e $Q = (\pm Q_G - Q_L)$.

A GDFV exporta potência ativa ($+P_G$) e pode exportar ou importar potência reativa ($\pm Q_G$), enquanto a carga consome potência ativa ($-P_L$) e reativa ($-Q_L$).

Em um sistema de distribuição de n barras, ao se conectar um sistema GDFV na barra j^{th} , a variação de tensão $\Delta \bar{V}_{ji}$ no ponto de conexão da fonte fotovoltaica pode ser escrita de acordo com a equação (4.11) (MAHMUD et al., 2011):

$$\Delta \bar{V}_{ji} \approx \frac{R_{ij}(P_{Gj} - P_{Lj}) + X_{ij}(\pm Q_{Gj} - Q_{Lj})}{\bar{V}_j^*} \quad (4.11)$$

Considerando o pior caso, em que a potência injetada pelo gerador fotovoltaico é máxima e a carga é nula (condição de carga mínima) a equação (4.11) pode ser reescrita em (4.12):

$$\Delta \bar{V}_{ji} \approx R_{ij}(P_{Gj}) + X_{ij}(\pm Q_{Gj}), |\bar{V}_j| = 1 \quad (4.12)$$

Dessa forma, a variação de tensão entre as duas barras (ji) dependerá da variação do segundo termo da equação (4.12), que pode assumir valores positivos ou negativos, de acordo com a capacidade de injeção ou absorção de potência reativa pelo sistema de GDFV.

Para possibilitar uma penetração expressiva de fontes fotovoltaicas e minimizar os problemas relacionados à variação de tensão, sem a necessidade de grandes investimentos para reforçar a rede de distribuição, é necessário que os códigos de rede considerem a capacidade e flexibilidade dos inversores fotovoltaicos na execução de funções auxiliares para a estabilidade da rede.

A seção seguinte discute algumas estratégias de regulação de tensão através de técnicas de compensação de energia reativa a partir de sistemas de GDFV conectados à rede de distribuição.

4.3 Estratégias de Regulação de Tensão em Redes com GDFV

A interconexão de fontes de geração distribuída de grande, médio ou pequeno porte ao sistema de distribuição de energia elétrica deve estar de acordo com os requisitos estabelecidos pelas empresas concessionárias de energia elétrica e/ou pelos órgãos reguladores. Na realidade, existem diferentes tipos de documentos, tais como normas nacionais, códigos de rede, regras e regulamentos das próprias concessionárias, que acabam por confundir ou sobrepor o entendimento de suas aplicações.

A Alemanha, devido ao seu estágio avançado de fabricação, instalação e operação de sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede, é o país que apresenta um código de rede mais completo e atualizado, servindo como referência para vários estudos em todo o mundo. De acordo com o código de rede alemão (VDE-AR-N 4105, 2011), em condições normais de operação, quando requerido pela concessionária, as plantas de GDFV devem oferecer algumas funções auxiliares de suporte à rede, principalmente no

que se refere à estabilidade de tensão, através do controle do fluxo de potência reativa. Os métodos de regulação de tensão propostos pelo código alemão são: Método $\cos \varphi$; Método $\cos \varphi(P)$ e Método $Q(U)$.

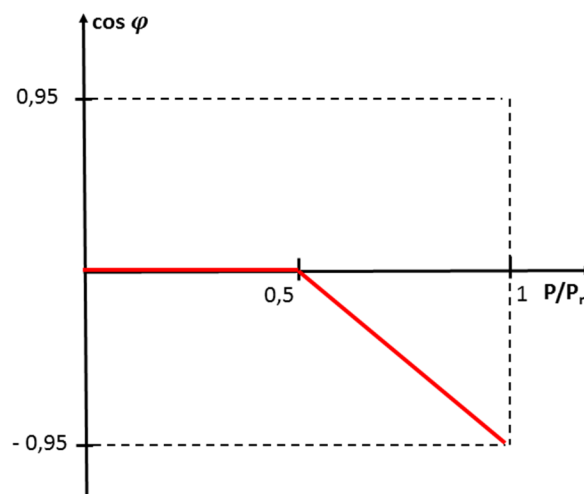
O primeiro método, $\cos \varphi$, também conhecido como fator de potência fixo, é adequado para geradores em que a potência ativa injetada no ponto de conexão é mantida constante. As unidades de geração diretamente conectadas à rede têm um tempo máximo de transição de 10 minutos para atingir o *setpoint* de injeção de potência reativa, cujo valor é pré-determinado para cada unidade de GDFV.

Nos dois outros métodos, $\cos \varphi(P)$ e $Q(U)$, a regulação de tensão a partir do controle da potência reativa dos sistemas de GDFV é realizado de forma dinâmica, dependendo da variação da potência ativa entregue pelo gerador ou da variação da tensão do barramento no ponto de conexão, respectivamente. Devido às características e flexibilidade dos inversores dos sistemas de GDFV, esses dois últimos métodos são mais utilizados, os quais são apresentados e comparados nas seções seguintes.

4.3.1 Método $\cos \varphi(P)$

Nesse método, quando a potência ativa P fornecida pela unidade de GDFV varia, a potência reativa fornecida ou absorvida é ajustada de acordo com um fator de potência específico, conforme a curva de inclinação característica ilustrada no gráfico da Figura 4.3.

Figura 4.3: Curva Método $\cos \varphi(P)$



Quando a produção de potência ativa da unidade de GDFV é baixa em relação à sua potência nominal ($P/P_n < 0,5$) o risco de sobretensão no ponto de conexão é baixo e o fator de potência é configurado para a unidade, $FP = 1$. Nesse caso, não há injeção ou absorção de potência reativa pelo inversor, evitando eventuais perdas adicionais na linha.

À medida que a produção de potência ativa gerada aumenta ($P/P_n \geq 0,5$), o fator de potência é linearmente reduzido, até se atingir o valor máximo de - 0,95, quando ocorre absorção de potência reativa pela unidade de GDFV.

A vantagem desse método é a possibilidade do controle do fluxo de potência reativa de acordo com as características de geração de cada unidade de GDFV conectadas ao longo de um alimentador. Cada unidade de geração deve ajustar o seu *setpoint* de acordo com a curva característica determinada pela concessionária, dentro de um intervalo de 10 segundos.

A principal desvantagem é a possibilidade de consumo de potência reativa, mesmo quando o valor da tensão no ponto de conexão da fonte fotovoltaica estiver dentro dos limites legais. Um outro ponto de atenção é que esse método não considera a impedância dos cabos, de modo que a quantidade de potência reativa absorvida ou injetada por uma unidade de GDFV localizada próxima ao transformador é a mesma daquela absorvida ou injetada por uma unidade localizada no final do alimentador, caso as unidades tenham a mesma capacidade de geração.

A potência reativa de referência pode ser expressa de acordo com a equação (4.13):

$$Q = \tan(\cos^{-1} \varphi) \cdot P \quad (4.13)$$

Por exemplo, no caso de um sistema de GDFV de 10 kW, a máxima potência reativa que o inversor poderá absorver ou fornecer é:

$$Q = \tan[\cos^{-1}(0,95)] \cdot 10 \text{ kW} = 3,29 \text{ kVAr}$$

Esse método não considera a informação do valor da tensão na rede e assume que apenas valores de potências maiores que 50% da potência nominal poderão causar distúrbios de tensão.

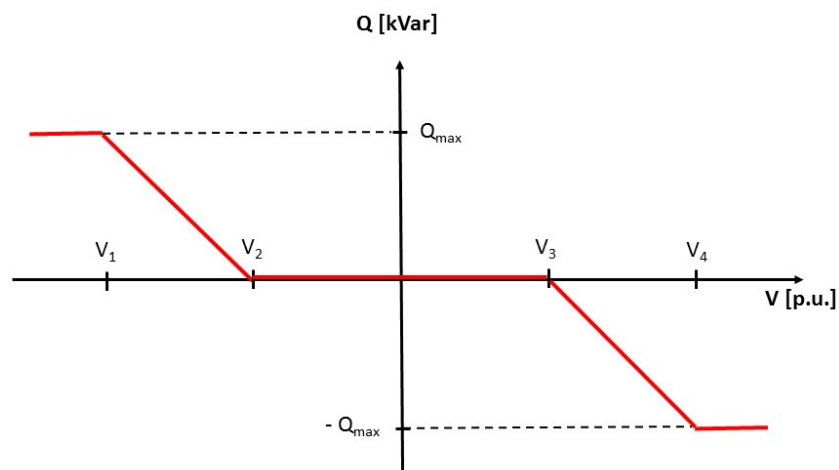
4.3.2 Método $Q(U)$

O método $Q(U)$ é considerado mais avançado que o método anterior, pois o cálculo de referência da potência reativa de cada unidade de GDFV depende da magnitude da tensão no ponto de acoplamento do gerador. A principal vantagem desse método está na utilização da informação da tensão local no processo de regulação, fazendo com que a absorção/injeção de potência reativa em cada unidade de GDFV seja proporcional ao nível da tensão no ponto de conexão.

Esse método é ilustrado na

Figura 4.4. Quando o valor da tensão medida no ponto de conexão está dentro de uma faixa de variação ainda confortável ($V_2 < V_{medido} < V_3$), nenhuma potência reativa Q é absorvida ou gerada pela GDFV. As tensões V_1 e V_4 representam os valores máximos de sub e sobretensão tolerados, determinados pelo código de rede. Caso ($V_{medido} < V_1$ ou $V_{medido} > V_4$), a máxima injeção ou absorção de potência reativa na rede é observada ($\pm Q_{max}$). Para valores de tensão medidos no ponto de conexão entre V_3 e V_4 e entre V_2 e V_1 , a potência reativa absorvida ou injetada será um percentual de Q_{max} .

Figura 4.4: Curva Método $Q(U)$



O algoritmo do método $Q(U)$ pode ser sintetizado pela equação 4.14 (DEMIROK et al., 2011):

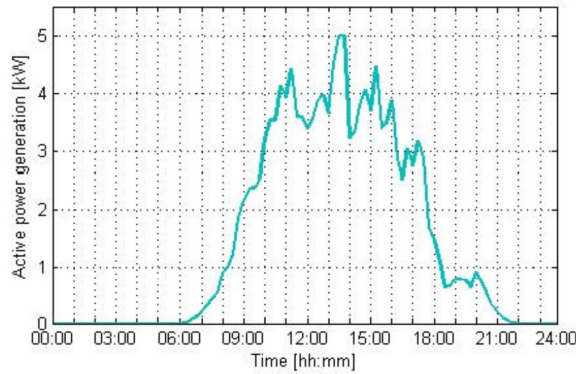
$$Q_{ref} = \left\{ \begin{array}{ll} Q_{max} ; & V_{med} < V_1 \\ \frac{Q_{max}}{V_1 - V_2} (V_{med} - V_1) + Q_{max} ; & V_1 \leq V_{med} \leq V_2 \\ 0 ; & V_2 < V_{med} \leq V_3 \\ \frac{Q_{max}}{V_3 - V_4} (V_{med} - V_3) ; & V_3 < V_{med} \leq V_4 \\ -Q_{max} ; & V_{med} > V_4 \end{array} \right\} \quad (4.14)$$

A desvantagem desse método de regulação de tensão está na utilização desbalanceada da capacidade do inversor de cada unidade de GDFV. Como normalmente a variação de tensão nos pontos de acoplamento próximo ao transformador está dentro dos limites aceitáveis, os inversores conectados nessa região não participarão do processo de regulação. Já, os inversores conectados em pontos mais distantes do transformador trabalharão em sua capacidade plena ou próximo dela, pois nessa região há uma maior probabilidade dos limites de tensão serem violados. Como cada unidade de GDFV executa localmente o processo de regulação de tensão, os inversores com capacidade disponível não auxiliarão aqueles que trabalham no limite da capacidade. Consequentemente, as fontes de geração localizadas no final do alimentador estarão mais susceptíveis à manutenção, comprometendo a sua disponibilidade e, por conseguinte, a disponibilidade de fornecimento de energia de todo o sistema.

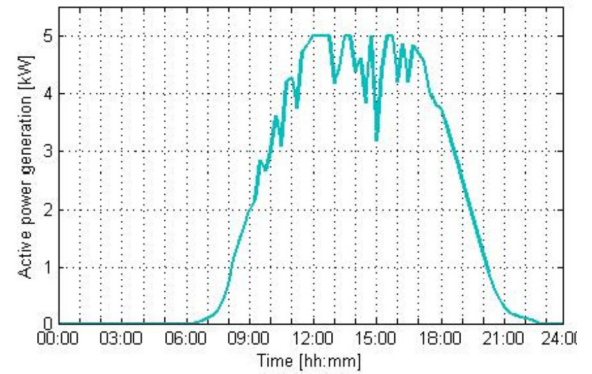
4.3.3 Estudo de Caso

Em um trabalho realizado por (CRACIUN et al., 2012), os dois principais métodos de controle de tensão, $\cos \varphi(P)$ e $Q(U)$, foram simulados e comparados. Para a simulação foi utilizada uma configuração de rede rural de baixa tensão *benchmark* da Europa, conforme ilustrado na Figura 4.5.

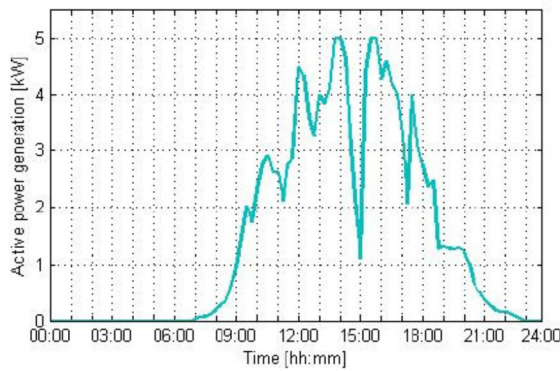
Figura 4.6: Perfil de Geração dos Sistemas de GD Conectados à Rede



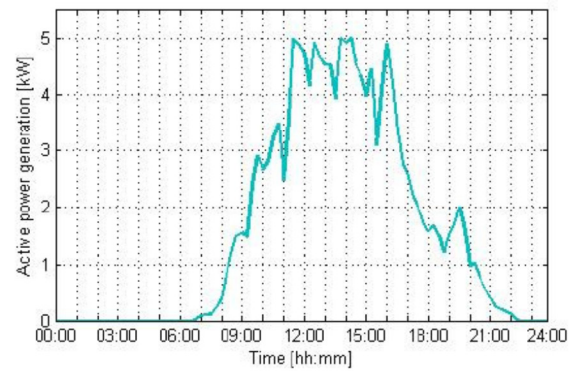
a) Profile 1 for PV2 & PV11 systems



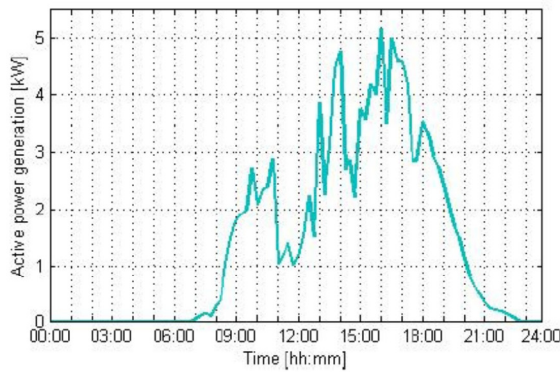
b) Profile 2 for PV3 & PV12 systems



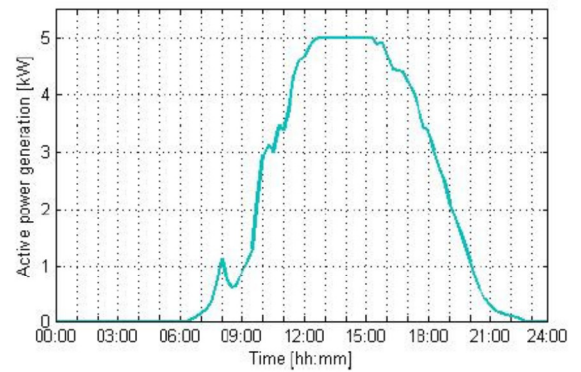
c) Profile 3 for PV4 & PV13 systems



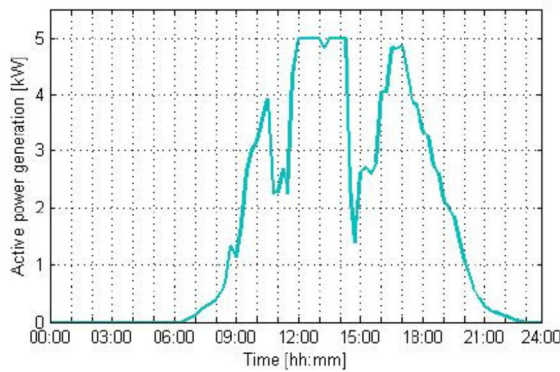
d) Profile 4 for PV5 & PV14 systems



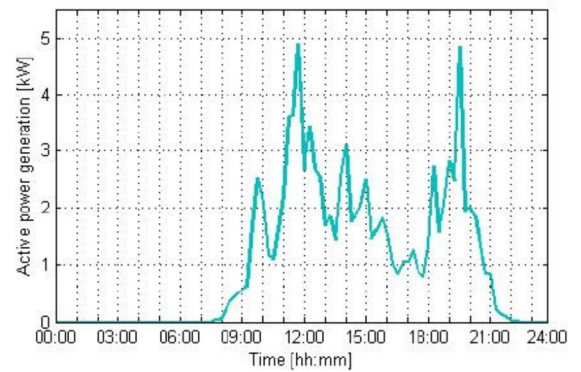
e) Profile 5 for PV6 & PV15 systems



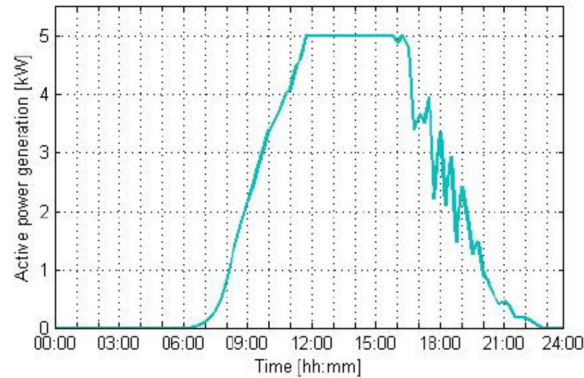
f) Profile 6 for PV7 & PV16 systems



g) Profile 7 for PV8 & PV17 systems



h) Profile 8 for PV9 & PV18 systems

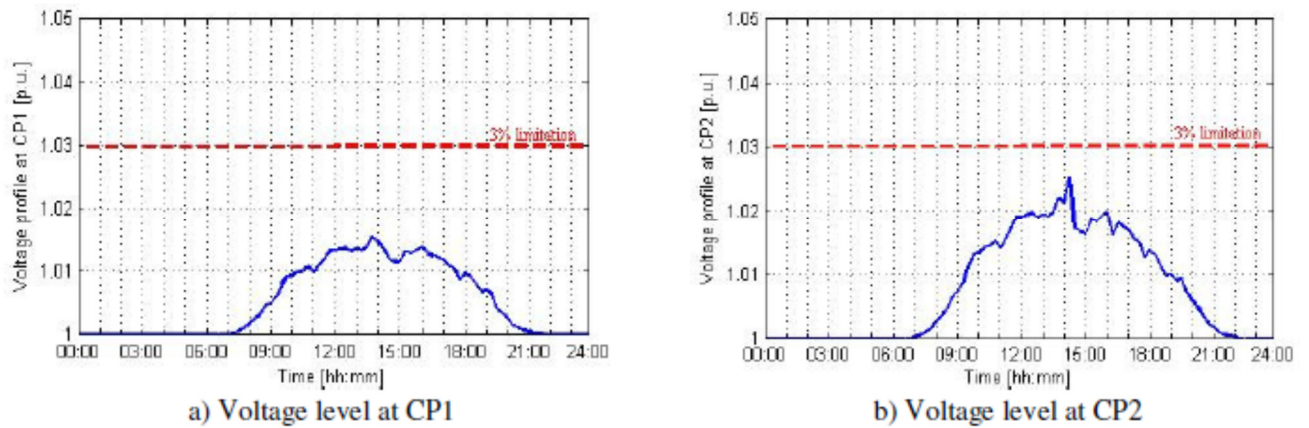


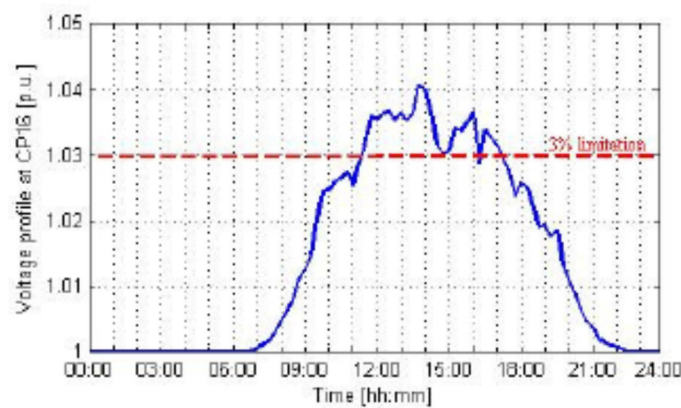
i) Profile 9 for PV10 & PV19 systems

Fonte: (CRACIUN et al., 2012)

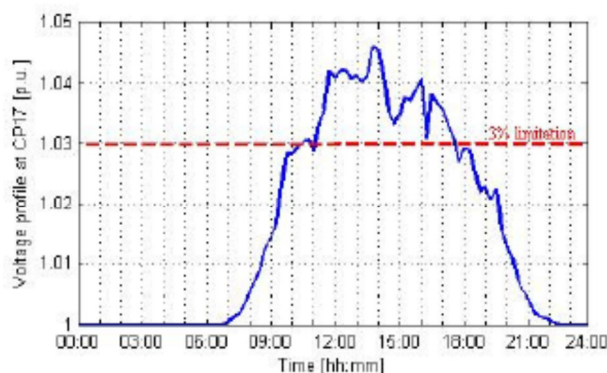
Em seguida, foi realizado um estudo de fluxo de carga, considerando as unidades de GDFV com geração máxima de potência ativa, nenhuma geração de potência reativa e com demanda de carga nula. O objetivo foi avaliar os níveis máximos de tensão na rede. A Figura 4.7 ilustra o perfil de tensão em alguns pontos de acoplamento ao longo do alimentador.

Figura 4.7: Perfil de Tensão em alguns Pontos de Acoplamento

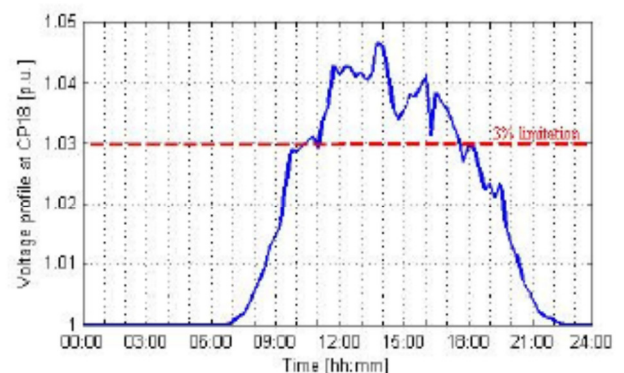




p) Voltage level at CP16



q) Voltage level at CP17



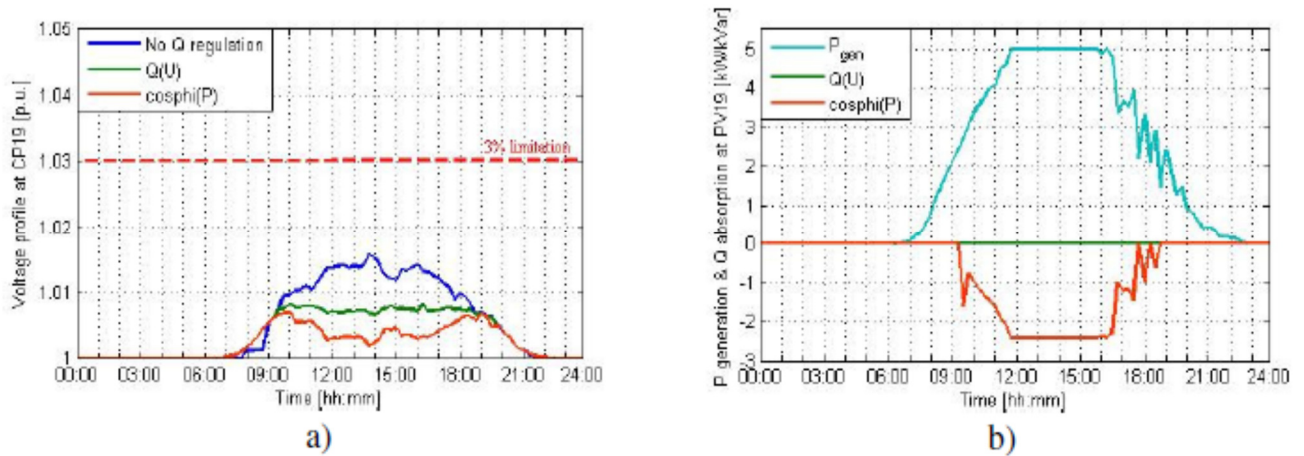
r) Voltage level at CP18

Fonte: (CRACIUN et al., 2012)

Observou-se que em alguns pontos de acoplamento o limite de tensão (3% em relação à tensão nominal) foi ultrapassado. Como esperado, a violação dos limites de tensão ficou mais evidenciada nos pontos de acoplamento mais afastados da barra de referência. Essa análise justificou a necessidade de implantação dos métodos de controle de tensão propostos pelo código de rede. Após a implementação e execução dos métodos $\cos \varphi(P)$ e $Q(U)$ nos respectivos inversores das unidade de GDFV, pôde-se comprovar a capacidade desses métodos na regulação de tensão no ponto de acoplamento, garantindo os níveis de tensão dentro dos limiares normalizados.

A Figura 4.8 apresenta os resultados para o sistema de GDFV P19 localizado mais próximo do transformador. Observa-se no gráfico (a) que o maior nível de tensão atingido foi de 1,015 p.u. Na figura (b), o perfil de geração do gerador P19 é mostrado junto com os níveis de potência reativa consumida utilizando ambos os métodos.

Figura 4.8: Aplicação dos Métodos de Regulação de Tensão – Gerador PV19

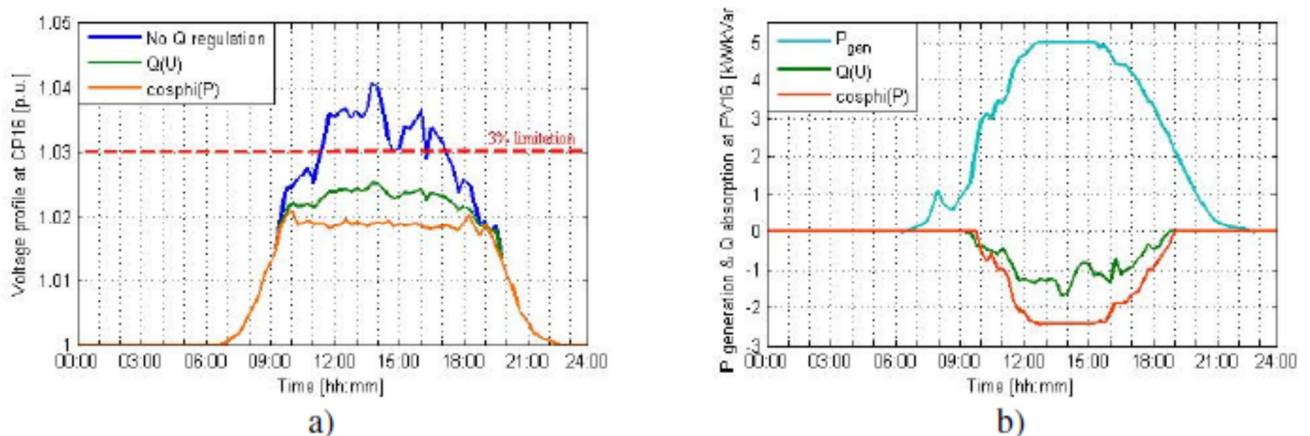


Fonte: (CRACIUN et al., 2012)

A razão pela inexistência de potência reativa consumida pela GDFV no método $Q(U)$ deve-se à sua característica, que prevê o consumo de potência reativa pelo inversor apenas quando a tensão atinge 1,02 p.u. No método $\cos\phi(P)$, o inversor absorve potência reativa mesmo que o nível de tensão esteja dentro dos limiares acordados.

Para o gerador PV16, situado no final do alimentador principal, onde ocorreu violação no limite de tensão, a aplicação dos métodos promove a sua adequação dentro dos limites aceitáveis. Nesse caso, absorção de potência reativa é maior no método $\cos\phi(P)$, conforme ilustrado na Figura 4.9.

Figura 4.9: Aplicação dos Métodos de Regulação de Tensão – Gerador PV16



Fonte: (CRACIUN et al., 2012)

Os resultados da simulação desse estudo de caso mostraram que os dois métodos atendem ao propósito de regulação de tensão; porém, o método $Q(U)$ é mais vantajoso, pois a regulação de tensão é realizada considerando o nível de tensão atual no ponto de acoplamento. Além disso, o método $\cos \varphi(P)$ pode provocar uma maior sobrecarga no transformador, devido à maior quantidade de potência reativa absorvida. Como desvantagem, o método $Q(U)$ considera o valor da tensão apenas no ponto de acoplamento, de forma os demais geradores, cuja tensão nos respectivos pontos de acoplamento estiver dentro dos limites, não contribuirão no processo de regulação.

O Capítulo 6 apresenta uma proposta de estratégia de regulação de tensão integrada, que considera a cooperação de múltiplas fontes de GDFV interconectadas a partir do Sistema de Gerência de Geração Distribuída (SGGD), de forma que cada uma possa contribuir no processo de regulação de tensão de acordo com a respectiva localização e capacidade de geração. Nessa estratégia, o método $Q(U)$ é utilizado como referência para a implementação de um método otimizado.

O capítulo seguinte aborda os aspectos relacionados à infraestrutura de telecomunicações, que possibilitará a aplicação do método de regulação integrada de tensão proposto nesse trabalho.

CAPÍTULO 5

Este capítulo apresenta aspectos da infraestrutura de telecomunicações e comunicação de dados necessária à concepção das redes inteligentes de energia em um ambiente operativo. Descreve as funções de automação do sistema de distribuição de energia elétrica e mapeia os principais requisitos de telecomunicações (disponibilidade, capilaridade, cobertura, taxa de transmissão de dados, latência e segurança) associadas a essas funções. Considerando um ambiente típico da rede de distribuição de energia brasileira, apresenta as potenciais tecnologias e padrões de telecomunicações em um cenário *Smart Grid*. Visando o cenário de regulação integrada de tensão em redes de distribuição com múltiplas fontes de GDFV, as interfaces de comunicação baseadas na recomendação IEEE 2030 e no padrão de interoperabilidade IEC 61850 aplicadas à geração distribuída são caracterizadas.

5 INFRAESTRUTURA DE TELECOMUNICAÇÕES PARA SUPORTE À REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GDFV

A rede inteligente de energia elétrica tornar-se-á um grande sistema gerenciado e controlado por processos manuais e computadorizados, com dados fornecidos por milhares de sensores conectados por uma grande variedade de redes de comunicação. Estima-se, em um horizonte de 20 anos, que o crescimento, em porcentagem, dos dados fluindo através das redes de comunicação associadas aos serviços de energia elétrica será muito superior ao crescimento do próprio fluxo de eletricidade fluindo nas redes elétricas (MIT, 2011).

Os provedores de serviços de energia sejam eles de geração, transmissão ou distribuição, historicamente, já utilizam alguns tipos de redes de comunicação para suporte à realização de diferentes serviços: redes proprietárias para comunicação de dados operacionais de controle e automação entre os dispositivos de campo e os centros de gerência; redes proprietárias para comunicação entre os *sites* da corporação, e, por

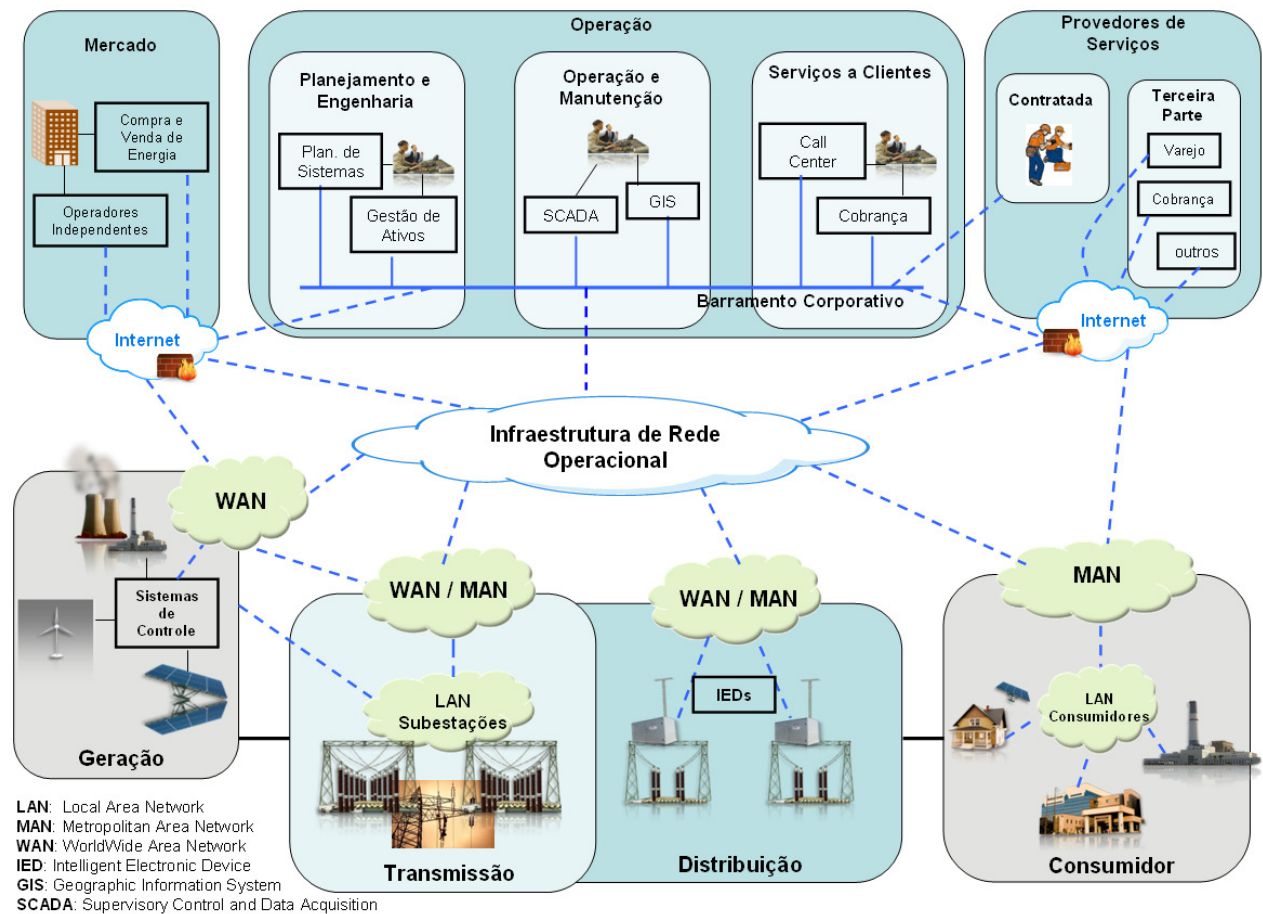
fim, redes públicas (ex. redes de telefonia fixa, celular e internet) utilizadas em processos operacionais não críticos e como *backbone* de dados para serviços corporativos.

No entanto, a concepção das redes inteligentes de energia e as novas funções avançadas por ela preconizadas demandam uma infraestrutura de comunicação mais abrangente, mais veloz, mais flexível, mais capilar e mais confiável.

A Figura 5.1 ilustra, em uma representação conceitual, o fluxo de comunicação nesse novo cenário, considerando as operações entre os agentes de geração, transmissão e distribuição, interação com os consumidores, empresas terceirizadas e com o mercado. Toda a cadeia de fornecimento de energia deve ser interligada a partir de infraestruturas de comunicação de âmbito local, regional e metropolitano.

As funções críticas de supervisão e controle passam a ter acesso a inúmeros dispositivos e sensores distribuídos na infraestrutura de energia, a partir de redes de comunicação de dados dedicadas ou compartilhadas. A comunicação entre os agentes de mercado e os provedores de serviços terceirizados podem fazer uso da rede internet para comunicação com os sistemas empresariais das empresas de energia. O consumidor, que até então exercia um papel pouco ativo, apenas consumindo o serviço de eletricidade, passa a ser um agente participante do sistema. Novas funcionalidades (ex. geração distribuída, automação residencial, veículos elétricos, medição remota, gerenciamento pelo lado da demanda, etc.) demandam novas interfaces de comunicação direta com o consumidor, possibilitando que este, em determinado grau, interaja diretamente com o seu provedor de energia elétrica.

Figura 5.1: Fluxo de Comunicação em um Ambiente *Smart Grid*



Fonte: Adaptação - National Institute for Standards and Technology (NIST, 2011)

5.1 Arquitetura e Tecnologias de Comunicação para Infraestrutura de Energia

Nas duas últimas décadas houve um grande avanço nas tecnologias de comunicação de dados, cada qual voltada para aplicações específicas e diferentes áreas de abrangência.

A escolha da melhor tecnologia de comunicação aplicada à infraestrutura de energia elétrica depende dos requisitos de comunicação (taxa de dados, latência, alcance, disponibilidade, qualidade de serviço e segurança) e da área geográfica de interesse. Diferentes funções do sistema elétrico apresentarão requisitos diferentes, alguns mais restritivos, outros mais flexíveis. Por exemplo, as funções associadas aos processos de automação de medição demandam uma taxa de dados relativamente baixa por ponto de medição, na ordem de 100 kbps. Por outro lado, aquelas relacionadas aos processos de

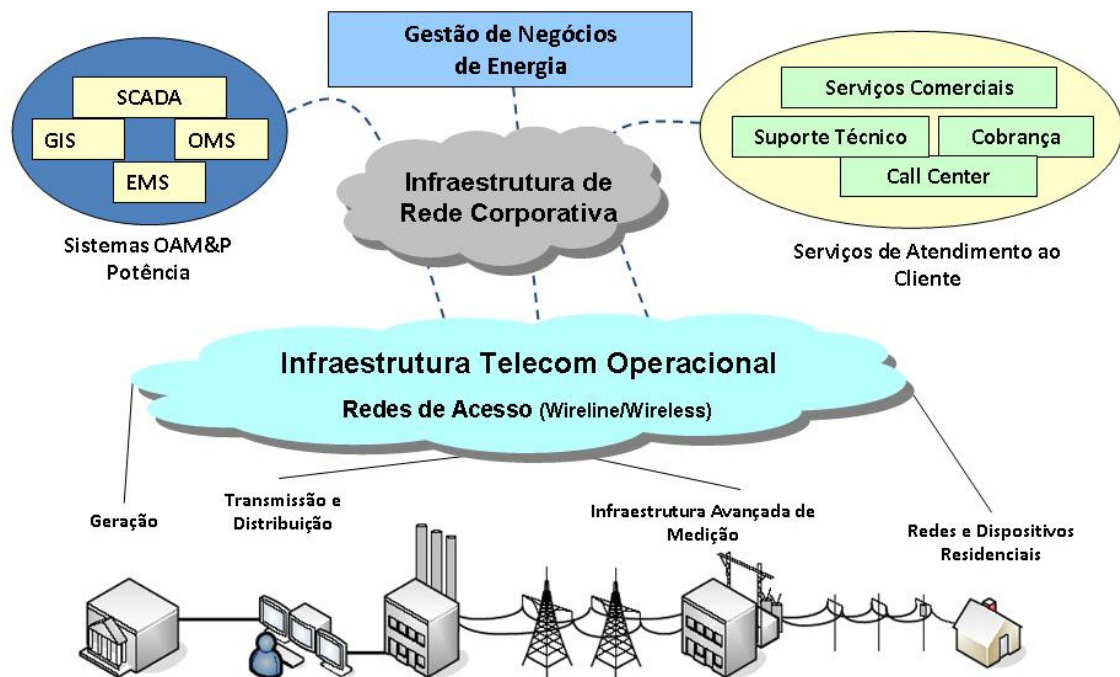
supervisão e controle de parâmetros vitais do sistema de energia (tensão, corrente, fase, frequência) demandarão uma rede com elevada taxa de transmissão (> 1 Mbps), que possibilite o sensoriamento massivo de dados e a ação de controle em tempo real ou quase real. O tempo de resposta da rede também é um parâmetro crítico. Funções relacionadas à coordenação da proteção do sistema elétrico, por exemplo, atuam com latência máxima de 20 ms, enquanto outras são bem menos restritivas.

Um outro requisito sensível é a disponibilidade da rede de comunicação. Algumas funções menos críticas demandam uma disponibilidade de 95% (tolerância de indisponibilidade de 438 horas ao ano). Já outras relacionadas ao gerenciamento da rede de distribuição demandam uma disponibilidade de até 99,98% (tolerância de indisponibilidade de 1 hora e 45 minutos ao ano). Funções de proteção e sincronismo entre subestações de energia de segmentos de rede críticos demandam disponibilidade mínima de 99,99 (tolerância de indisponibilidade de 52,56 minutos ao ano). No contexto brasileiro, em algumas regiões do país só é possível garantir alguns desses índices a partir do investimento em infraestruturas redundantes que, por vezes, demandarão a implantação de sistemas proprietários e de custo elevado.

Os Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (PRODIST M4, 2010) e os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS M13, 2011) definem alguns requisitos mínimos da infraestrutura de telecomunicações para apoio aos processos operativos do sistema elétrico de potência brasileiro. Devido às diferentes necessidades em relação aos parâmetros de conectividade e à diversidade de topologia geográfica, não existirá uma solução única de tecnologia de rede de comunicação que supra todo o universo de demandas. As principais tecnologias de acesso com fio (*wireline*) e sem fio (*wireless*) atualmente disponíveis devem ser analisadas, a fim de verificar, técnica e economicamente, aquelas que mais atendem aos cenários de interesse.

A Figura 5.2 ilustra uma arquitetura típica do sistema de comunicação utilizado na infraestrutura de energia. Basicamente, dois tipos de infraestrutura são envolvidos: infraestrutura de Rede Corporativa, por onde trafegam os dados relacionados à gestão corporativa, e a infraestrutura de telecomunicações operacional, na qual está conectada os dispositivos e sistemas de controle da planta de energia, que apresentam requisitos de comunicação muito mais restritivos.

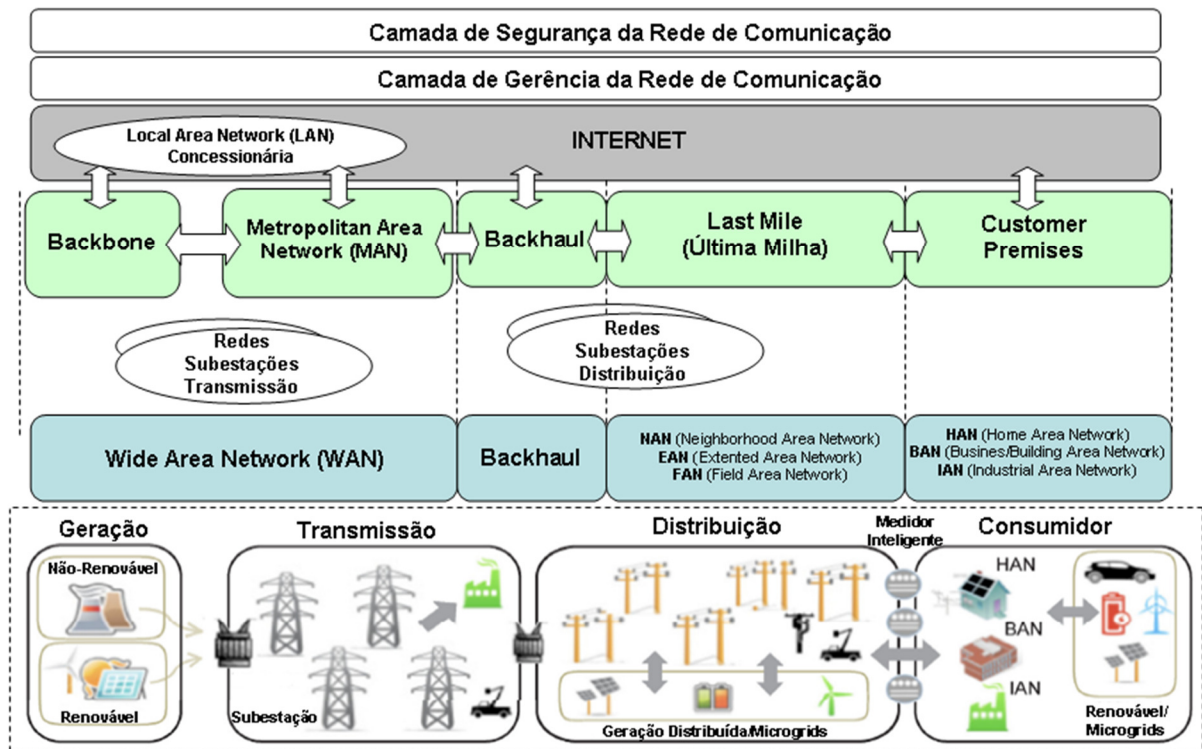
Figura 5.2: Arquitetura de Comunicação para Infraestrutura de Energia



A infraestrutura de telecomunicações operacional é realizada através das redes de comunicação de acesso ou de última milha. Essas redes se conectam diretamente aos sensores distribuídos nos diversos sistemas da infraestrutura de energia elétrica, desde o parque de geração, seja ela distribuída ou centralizada, até as instalações do consumidor. Essas redes de acesso se conectam às redes metropolitanas de maior capacidade, denominadas *backbones* que, por sua vez, se interconectam aos sistemas de OAM&P (Operação, Administração, Manutenção e Provisionamento) das empresas distribuidoras de energia.

Para prover a comunicação fim-a-fim entre concessionária de energia e o consumidor, a rede de comunicação é normalmente constituída por diferentes segmentos, podendo cada um deles ser implementado por uma diversidade de tecnologias que utilizam diferentes formas de transmissão de dados operacionais, conforme arquitetura ilustrada na Figura 5.3

Figura 5.3: Visão Fim-a-Fim - Arquitetura de Comunicação Smart Grid



Fonte: Adaptado do IEEE *Guide For Smart Grid* [IEEE 2030, 2011]

A arquitetura da rede de comunicação operativa fim-a-fim é formada pelos segmentos WAN (*Wide Area Network*), *Backhaul*, *Last Mile* e *Customer Premises*. Nomenclaturas diferentes podem ser atribuídas ao segmento *Last Mile*: NAN (*Neighborhood Area Network*), EAN (*Extended Area Network*) e FAN (*Field Area Network*). Da mesma forma, nomenclaturas diferentes para o segmento *Customer Premises*, dependendo do tipo de consumidor: HAN (*Home Area Network*), BAN (*Business/Building Area Network*) e IAN (*Industrial Area Network*).

As redes WAN caracterizam-se pela cobertura geográfica extensa podendo ter dimensões metropolitanas, regionais ou até mesmo nacionais e por possuir largura de banda elevada. Entretanto, apesar de possuírem grande extensão geográfica, as redes WAN não possuem capilaridade suficiente para cobertura das instalações individuais de cada consumidor da rede de distribuição. Conforme ilustrado na Figura 5.3, as redes WAN devem possuir as características técnicas e de custo adequadas para interligação entre as dependências das concessionárias nos domínios de geração e transmissão de energia e prestando-se como ponte entre o *backbone* e o *backhaul*. Apesar de poderem

ser implantadas e operadas pelas próprias concessionárias, é comum que essas redes sejam contratadas como um serviço terceirizado junto às operadoras de telecomunicações.

Os segmentos Backhaul e Last Mile são segmentos de rede com cobertura delimitada a uma área específica, porém de grande capilaridade, implementados para permitir a integração dos pontos automatizados da rede de distribuição (incluindo as instalações dos consumidores) às dependências das concessionárias, via rede WAN. Mais especificamente, o segmento Last Mile permite a capilaridade de rede necessária para comunicação com sensores e recursos distribuídos e ao atendimento de cada um dos consumidores individualmente, enquanto o segmento Backhaul concentra os dados e faz a ponte entre as redes Last Mile e WAN. A designação de rede de comunicação mais utilizada no segmento Last Mile é a NAN (Neighborhood Area Network), justamente pelos limites de cobertura deste segmento de rede, cuja abrangência é limitada aos consumidores residentes em um determinado bairro ou vizinhança, tipicamente servido por um único alimentador. A arquitetura ilustrada na Figura 5.3 mostra que esses segmentos têm cobertura sobre o domínio da Distribuição e, portanto, permitem não somente a integração das dependências dos consumidores, mas também a implementação de funções de automação da distribuição. Tais segmentos também podem ser implantados e operados pelas próprias concessionárias de energia ou contratados de prestadores de serviços de telecomunicações.

O último segmento da rede, *Customer Premises*, refere-se à rede de comunicação interna às dependências do consumidor. Em um ambiente *Smart Grid*, este segmento de rede tem o objetivo de permitir o acesso a dispositivos internos às dependências do cliente, a fim de possibilitar serviços avançados como geração distribuída, resposta à demanda e automação residencial. O medidor inteligente faz a função de *gateway* entre as redes NAN e HAN.

Esses segmentos de rede podem estar conectados à Internet pública para aplicações que demandam interações via interface WEB. As camadas de gerência de rede e de segurança possibilitam a supervisão e o controle dos ativos de comunicação e suas interconexões, conferindo um ambiente seguro para as transações relacionadas aos diversos processos e funções de automação que utilizam essa infraestrutura.

A Tabela 5.1 apresenta as principais tecnologias e padrões de comunicação, com e sem fio, propostos para os respectivos segmentos de rede aplicados à infraestrutura de energia. O critério de escolha das tecnologias mais apropriadas dependerá dos requisitos operacionais demandados por cada função de automação e das características de conectividade oferecidas pelas respectivas tecnologias, levando-se em consideração: taxa máxima de dados suportada, número máximo de elementos de comunicação em rede, alcance, capilaridade, disponibilidade média, atraso entre elementos da rede e nível de segurança implementado. O custo de implantação e operação da infraestrutura de comunicação é um outro fator primordial considerado pelas concessionárias de energia.

Tabela 5.1 - Tecnologias de Rede de Comunicação

Segmento de Rede	Tecnologias/Padrões de Rede de Comunicação	
	Sem Fio (<i>Wireless</i>)	Com Fio (<i>Wireline</i>)
WAN	Wimax 802.16d/e Radio Troncalizado Satélite SMP 3G SMP LTE	Fibra Óptica / DWDM IP MPLS SDH Metro Ethernet
Backhaul	Wimax 802.16d/e SMP 3G SMP LTE SMP GPRS RF Mesh RF (ponto a ponto)	Fibra Óptica (EPON/GPON) Metro Ethernet xDSL HFC
Last Mile	Wimax 802.16d/e SMP (GPRS, 3G, LTE) RF Mesh RF Mesh 802.15.g RF (ponto a ponto) 802.11 n/g / Wi-Fi 802.2.15.4 / Zigbee	PLC <i>Outdoor</i> BPL ADSL HFC - DOCSIS
Customer Premisse	802.11 n/g / Wi-Fi 802.2.15.4 / Zigbee 6LowPAN Bluetooth	PLC <i>Indoor</i> Rede ponto a ponto Barramento Ethernet

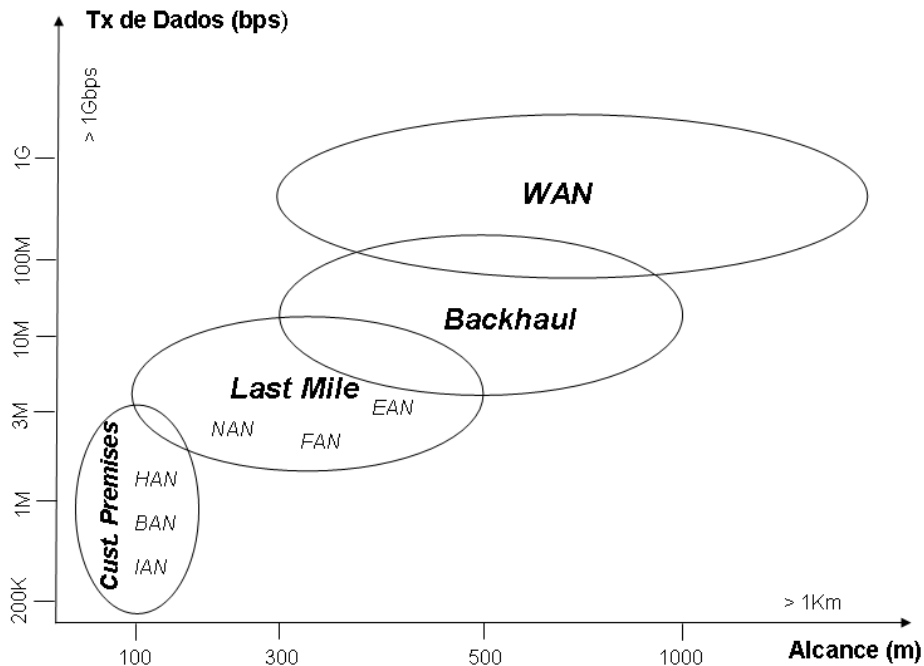
Fonte: Adaptado do IEEE *Guide For Smart Grid* [IEEE 2030, 2011]

Siglas:

ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line	MPLS	Multiprotocol Label Switching
BPL	Broadband Power Line	OPGW	Optical Power Ground Wire
DSL	Digital Subscriber Line	PAN	Personal Area Network
DWDM	Dense Wavelength Division Multiplexing	PLC	Power Line Communication
EPON	Ethernet Passive Optical Network	PMR	Private Mobile Radio
GPON	Gigabit Passive Optical Network	RF	Rádio Frequência
GPRS	General Packet Radio Service	SMP	Serviço Móvel Pessoal
HFC	Hybrid Fiber-Coaxial	WAN	Wide Area Networks
LTE	Long Term Evolution	Wi-Fi	Wireless Fidelity
SDH	Synchronous Digital Hierarchy	3G	Terceira Geração de Telefonia Celular

A Figura 5.4 apresenta um posicionamento dos principais segmentos da infraestrutura de comunicação quanto ao alcance e as taxas de transferência de dados típicos.

Figura 5.4: Segmentação da Rede – Taxa de Dados x Alcance



Não há uma fronteira precisa que limite os segmentos de rede quanto a esses parâmetros. As respectivas tecnologias e padrões apresentados na Tabela 5.1 vêm sofrendo evoluções constantes no sentido de aumentar a taxa de transferência de dados e o alcance entre pontos de comunicação adjacentes. O projeto da infraestrutura de comunicação deverá conciliar os requisitos demandados pelas funções de automação e as características de conectividade dessas tecnologias. Exemplos de projetos *Smart Grid* em todo mundo mostram que não há uma solução de comunicação única. Experiências de implantação de redes inteligentes de energia mostram que, devido à diversidade de aplicações e o grau de dispersão dos pontos automatizados, um conjunto de tecnologias interconectadas fez-se necessária.

A Tabela 5.2 e a Tabela 5.3 abordam, de forma qualitativa, os principais pontos positivos e negativos das principais tecnologias de comunicação de redes de acesso utilizadas na infraestrutura de energia.

Tabela 5.2: Tecnologias de Comunicação sem Fio – *Wireless*

Tecnologias de Comunicação sem Fio	Pontos Positivos	Pontos Negativos
SMP GPRS, 3G, LTE	Elevada cobertura da rede em regiões urbanas. Baixo custo do Mbyte trafegado. Maturidade da tecnologia. Evolução tecnológica constante.	Cobertura precária em regiões rurais. Disponibilidade oscilante. Falta de QoS (<i>Quality of Service</i>). Modelo de negócio atualmente adotado pelo mercado não atende a processos operativos de alta criticidade.
PMR - Rede Privada	Elevada cobertura e alta disponibilidade da rede (conforme projeto). Adequado para aplicações que demandam baixas taxas de dados (kbps).	Necessidade de investimento inicial elevado (CAPEX). Pode ser ponto positivo quando exigido pela regulatório e remunerado na tarifa de energia. Operação e manutenção da rede através de recursos próprios ou contratados. Ativos “não recuperáveis”.
WiMax/WiMesh	Elevada cobertura e alta disponibilidade da rede (conforme projeto). Elevada tendência de utilização no mercado mundial.	Necessidade de investimento inicial elevado (CAPEX). Operação e manutenção da rede através de recursos próprios ou contratados. Ativos “não recuperáveis”. Em fase de regulamentação no Brasil.
Satélite	Elevada cobertura. Elevada disponibilidade. Elevada confiabilidade. Maturidade Tecnológica	Custo muito elevado para transmissão de altas taxas de dados. Latência alta, não sendo compatível com algumas funções de automação.
Wi-Fi	Flexibilidade de implantação. Maturidade tecnológica. Adequado para aplicações de baixas e elevadas taxas de dados. Custo atrativo.	Baixo alcance. Susceptibilidade a interferências (uso de faixa de frequência não licenciada). Alto consumo de energia
Zigbee	Próprio para redes locais (WPAN). Baixíssimo consumo de energia. Facilidade de implementação em elementos de rede (ex. medidores). Apropriada para arquitetura de concentração de pontos.	Baixo alcance. Susceptibilidade a interferências (uso de faixa de frequência não licenciada).

Tabela 5.3: Tecnologias de Comunicação com Fio – *Wireline*

Tecnologias de Comunicação com Fio	Pontos Positivos	Pontos Negativos
Fibra Óptica	Elevada cobertura (conforme projeto). Alta disponibilidade da rede em centros urbanos. Uso de Cabos OPGW. Maior confiabilidade e robustez. Elevadas Taxas de Dados. Imunidade a interferências eletromagnéticas.	Dificuldade de implantação devido à alta capilaridade. Investimentos iniciais muito elevados. Custo elevado de manutenção
DSL, HFC	Elevada cobertura (conforme projeto). Alta disponibilidade da rede em centros urbanos. Maior confiabilidade e robustez. Altas Taxas de Dados.	Dificuldade de implantação devido à alta capilaridade dos pontos de automação. Pouca flexibilidade para expansão e alteração de configuração. Investimentos iniciais elevados.
NB-PLC	Alta capilaridade devido à presença da rede de energia. Otimização de custos pelo compartilhamento do meio (rede elétrica pré-existente). Bom desempenho para baixas taxas de dados.	Custo não atrativo para longas distâncias. Susceptibilidade a interferências eletromagnéticas. Tecnologia e regulamentação ainda incipientes no Brasil.

Siglas:

3G	<i>Terceira Geração de Telefonia Celular</i>
CAPEX	<i>Capital Expendure</i>
DSL	<i>Digital Subscriber Line</i>
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
HFC	<i>Hybrid Fiber-Coaxial</i>
LTE	<i>Long Term Evolution</i>
OPGW	<i>Optical Power Ground Wire</i>
NB-PLC	<i>Narrow Band Power Line Communication</i>
PMR	<i>Private Mobile Radio</i>
SMP	<i>Serviço Móvel Pessoal</i>
Wi-Fi	<i>Wireless Fidelity</i>
WiMax	<i>Worldwide Interoperability for Microwave Access</i>
WiMesh	<i>Redes Mesh</i>
WPAN	<i>Wireless Personal Area Network</i>

Diversas são as tecnologias de comunicação existentes para a implementação de cada um dos segmentos da rede de comunicação fim-a-fim. Diferentes formas de transmissão com ou sem fio podem ser utilizadas. Uma vez que a disponibilidade de tecnologia variará em função da distribuição geográfica dos consumidores (meio urbano, suburbano, rural), de fatores técnicos, regulatórios e comerciais, conclui-se que diferentes soluções serão apropriadas para diferentes áreas e aplicações.

Atualmente, os maiores desafios técnicos e econômicos encontrados pelas concessionárias de energia na implantação de suas redes de comunicação fim-a-fim recaem sobre os segmentos *backhaul* e de última milha (*last mile*), justamente devido à grande quantidade, capilaridade e dispersão dos pontos sensoriados.

Conforme apresentado na Tabela 5.1, a maioria das tecnologias de comunicação aplicadas em um cenário de rede inteligente tende a padrões internacionais abertos, especificados por consórcios de empresas e publicados por organismos de padronização reconhecidos. Contudo, a utilização de tecnologias proprietárias, como as redes sem fio em banda não licenciada (ex. Wimax, RF Mesh), tem se apresentado como uma opção adequada para o segmento de última milha, uma vez que no Brasil não existe uma faixa de frequência reservada especificamente para uso pelas concessionárias na implementação da rede inteligente de energia. A tecnologia PLC, já bastante difundida em países europeus, tem, de fato, sido utilizada em aplicações de medição remota por algumas concessionárias brasileiras. Para o segmento *backhaul*, as redes de telefonia celular e sistemas de rádios digitais de longo alcance têm se apresentado como uma alternativa de custo mais atrativo.

5.2 Requisitos de Conectividade

O sensoriamento e monitoramento, a comunicação e o controle são os três blocos construtivos fundamentais que possibilitam a transformação do atual sistema de distribuição de energia para a concepção *Smart Grid*. O sensoriamento e monitoramento devem ter a habilidade de detectar falhas ou desvios na operação normal, que justifiquem ações de intervenção. Além disso, como na rede inteligente um ponto de consumo de energia elétrica também poderá se tornar um ponto de geração, o processo de sensoriamento está intimamente ligado com o processo de medição. As redes de

comunicação permitem que as informações oriundas dos sensores sejam transmitidas aos elementos de controle que irão gerar mensagens de controle e transmiti-las a vários pontos da rede inteligente, resultando em ações apropriadas. A infraestrutura de comunicação deve ser robusta o suficiente para processar as informações de um dispositivo e torná-lo parte integrante do processo. Da mesma maneira, esse mesmo dispositivo deve ser capaz de obter as informações de interesse que trafegam na rede inteligente (YAN et al., 2013).

A seguir, são discutidos os principais requisitos da infraestrutura de comunicação aplicada às redes inteligentes. Tais requisitos definirão o projeto das soluções técnicas de rede de comunicação necessárias às diversas funções operativas do SEP.

5.2.1 QoS

Para implementar uma infraestrutura de comunicação eficiente que atenda aos requisitos operacionais exigidos pelas funções automatizadas em um ambiente de rede inteligente, torna-se fundamental a garantia de qualidade de serviço (QoS – *Quality of Service*) pelas tecnologias de telecomunicações que compõem essa infraestrutura.

- **Latência:** algumas operações do sistema elétrico são caracterizadas por um grande número de interações que exigem a troca de informações em tempo real. Para os propósitos de monitoramento/sensoriamento em tempo real, as mensagens devem ser transmitidas em um período de tempo muito curto. Por exemplo, o tempo máximo de atuação de um sistema contra faltas deve variar de 12 a 20 ms, dependendo do tipo de sistema de proteção. Para os sistemas de supervisão e controle, as medidas sensoriadas não devem ter um atraso superior a 15 s, a ponto de não mais representarem a real situação do ponto monitorado. Informações relacionadas às situações de emergência devem chegar aos sistemas de controle em até 2 s após a ocorrência do evento de emergência (AGGARWAL et al., 2010). No caso da GDFV, na ocorrência de uma variação ou distúrbio de tensão, o tempo de resposta para a atuação da fonte de geração no processo de regulação de tensão é de 20 ms. A latência do sistema de comunicação deverá considerar o tempo de propagação da informação na rede de comunicação, o tempo gasto no processamento dessa informação nos

diversos dispositivos que compõem a rede e o tempo de atuação dos próprios equipamentos que executam as funções operativas.

- **Largura de Banda:** à medida que centenas ou milhares de dispositivos (IEDs - *Intelligent Electronic Devices*) forem adicionados à rede de energia elétrica, a infraestrutura de comunicação deve ser capaz de transportar milhares de mensagens simultaneamente, contudo sem efeito gradual sobre a latência. Consequentemente, a largura de banda da rede de comunicação deve aumentar mais rapidamente do que a demanda desses IEDs interligados na rede. Em (AGGARWAL et al., 2010) os autores modelaram os requisitos de largura de banda da rede de comunicação para um sistema de distribuição de tamanho moderado: 100.000 consumidores atendidos por uma subestação com 10 alimentadores e cada alimentador suprindo 10.000 consumidores. A largura de banda necessária para a transferência dos dados de medição dos consumidores para o centro de controle foi avaliada em 100 Mbps.

5.2.2 Escalabilidade

A infraestrutura de comunicação deve ser projetada com requisitos de escalabilidade, isto é, ter a capacidade de acomodar um número crescente de dispositivos, sistemas, processos e serviços, conferindo um volume de informações também crescente na rede de comunicação. O endereçamento de cada dispositivo de forma unívoca, a capacidade de roteamento e de processamento das informações torna-se um requisito mandatório. As redes de comunicação baseadas em IP (*Internet Protocol*), largamente utilizadas em barramentos corporativos, apresenta-se também como uma solução efetiva para as necessidades de comunicação e de escalabilidade das redes inteligentes. O IP, protocolo núcleo da internet, define os formatos das mensagens e o endereçamento para transmissão dos dados através das redes, em seus diversos níveis. Por ser um protocolo utilizado quase que universalmente, os sistemas (*software* e *hardware*) comerciais já são projetados para processarem o tráfego IP e suportarem os mecanismos de segurança associados. De fato, esse protocolo já está sendo utilizado nas funções de automação do sistema elétrico, inclusive sendo recomendado por órgãos de padronização (NIST PAP01, 2011).

5.2.3 Padronização e Interoperabilidade

A interoperabilidade em um ambiente *Smart Grid* relaciona-se à habilidade de diversos sistemas trabalharem em conjunto, compartilharem informações entre equipamentos de fabricantes distintos, possibilitando uma integração e cooperação efetiva dos elementos da rede de energia no desempenho das tarefas afins. A introdução massiva de componentes e dispositivos na infraestrutura de comunicação (ex. sensores, módulos de comunicação e medidores eletrônicos) demanda a interoperabilidade entre sistemas de diferentes fabricantes, a partir da padronização das interfaces e protocolos de comunicação. A adoção de sistemas proprietários, até então muito utilizados nos ambientes de supervisão e controle das empresas de energia elétrica, se por um lado aumenta a segurança da comunicação, por outro dificulta a interoperabilidade em um cenário multifabricante e eleva os custos de manutenção.

Buscar a independência de fabricantes, evitando o uso de soluções proprietárias, promovendo a homologação de produtos e o uso de padrões e melhores práticas torna-se uma questão crítica para a implantação, operação e manutenção do ambiente *Smart Grid*. Há uma tendência que a comunicação dos IEDs distribuídos na rede de energia seja baseada em protocolo IP. Na verdade, nas instalações mais modernas (ex. subestações digitais) a comunicação via protocolo IP já é uma realidade.

Para possibilitar a comunicação entre IEDs de diferentes fabricantes dentro de uma subestação, a IEC (*International Electrotechnical Commission*) publicou a norma IEC 61850, cuja parte 6 (IEC 61850/6, 2009) versa sobre as redes de comunicação e sistemas em subestações de energia. Esta norma promove a interoperabilidade dos sistemas de controle e proteção, a partir de uma linguagem padronizada de configuração de subestação denominada SCL (*Substation Configuration Language*), executada sobre protocolo IP.

Devido ao IP ser o protocolo núcleo da rede de internet pública e já ser utilizado quase que universalmente por equipamentos (*hardware* e *software*) comerciais, ele se torna uma opção natural para a maioria das aplicações de rede, inclusive para aquelas destinadas às funções operativas críticas da infraestrutura de energia elétrica. No entanto, por ser um protocolo aberto e de domínio público, as questões relacionadas à segurança da informação devem ser cuidadosamente endereçadas.

5.2.4 Segurança

Nos últimos anos, a indústria de energia elétrica tem apresentado uma preocupação crescente com o aumento de confiabilidade dos sistemas de potência, o que tem levado a questionamentos relacionados com a sua segurança, naturalmente realçados por diversas ocorrências de cyber-ataques em todos os tipos de instalações no mundo inteiro. No cenário atual, a confiabilidade desses sistemas está ameaçada não só por falhas de equipamentos, condições climáticas adversas, desastres naturais e consumo crescente de energia elétrica, mas também por cyber-terroristas, cujo objetivo é interromper o fornecimento de eletricidade através do acesso ilegal aos recursos de geração, transmissão e distribuição de energia.

A capacidade de garantir a segurança física e eletrônica (*cyber security*) de ativos críticos distribuídos na rede, considerando as possíveis vulnerabilidades permitidas em um cenário de interoperabilidade e de comunicação bidirecional fim-a-fim entre os diversos dispositivos, torna-se um desafio.

A segurança cibernética na indústria de energia elétrica representa um grande desafio, pois sistemas SCADA/EMS (*Supervisory Control and Data Acquisition System / Energy Management System*) e DCS (*Distributed Control Systems*) foram projetados priorizando eficiência e confiabilidade, ao invés de segurança. Muitos destes sistemas carecem até mesmo de mecanismos básicos de segurança, especialmente se comparados com os sistemas atuais de gestão de informações corporativas (LEITE et al., 2011). A supervisão e o controle dos serviços de distribuição de energia elétrica passaram a utilizar, de forma mais ampla, sistemas do tipo SCADA, interligados através de uma rede de telecomunicações aos IEDs instalados em campo. Estes sistemas eram praticamente imunes a cyber-ataques, uma vez que utilizavam plataformas de *software* e *hardware* proprietárias e encontravam-se isolados de sistemas externos. No entanto, ao longo do ciclo evolutivo, os sistemas SCADA, os IEDs, bem como as tecnologias utilizadas para comunicação de dados migraram para plataformas comerciais interligadas a sistemas corporativos e de gestão das concessionárias.

Sistemas, aplicações, redes e ambientes completamente seguros não existem e a infraestrutura *Smart Grid* não será uma exceção. Embora cada componente dessa nova infraestrutura possibilite novas facilidades operacionais, eles também introduzem novas

vulnerabilidades e riscos adicionais ao sistema elétrico. Caso as questões de segurança não sejam tratadas com propriedade, pessoas e/ou sistemas mal-intencionados irão explorar essas vulnerabilidades por diferentes motivações: curiosidade, benefícios financeiros, notoriedade, sabotagem e, até mesmo, como mecanismo de guerra (FLICK e MOREHOUSE, 2010).

Dessa forma, ao se implantar uma infraestrutura de comunicação aderente ao conceito *Smart Grid* em uma concessionária de energia elétrica, seja de geração, transmissão ou distribuição, é necessário estabelecer um Programa de Segurança Cibernética aplicado aos processos operativos, que enderece as seguintes questões (ANSI/ISA, 2009):

- Estabelecimento de uma política de segurança cibernética;
- Elaboração do plano de segurança cibernética;
- Análise de contramedidas de segurança;
- Estabelecimento de uma estrutura organizacional multidisciplinar;
- Elaboração de um plano de continuidade;
- Estabelecimento de processo de auditoria;
- Treinamento e campanhas de sensibilização;
- Adequação de perfil profissional;
- Revisão, manutenção e atualização do plano de segurança cibernética.

A análise desses requisitos de conectividade associada ao número de pontos a serem sensoriados e a respectiva localização e abrangência geográfica possibilita o estabelecimento de critérios para escolha das tecnologias de telecomunicações mais apropriadas como infraestrutura de transporte de dados.

O Apêndice A apresenta uma proposta de mapeamento dos requisitos de telecomunicações das principais funções associadas aos respectivos processos de automação da rede de distribuição: automação de medição, automação de subestações, automação de rede e automação de serviços de campo (HEINISCH e LEITE, 2010). Tais requisitos definem o tipo do meio físico suportado (com ou sem fio), a direção da comunicação (unidirecional ou bidirecional), a taxa de vazão de dados requerida, a latência máxima permitida e o índice de disponibilidade anual requerido da infraestrutura de comunicação.

5.3 Interfaces de Comunicação e Padrão de Interoperabilidade para GDFV

Em relação à padronização das interfaces de comunicação, o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) publicou, em setembro de 2011, o IEEE 2030, um guia para a interoperabilidade das tecnologias dos sistemas de energia, comunicação e aplicações de uso final no ambiente *Smart Grid* (IEEE 2030, 2011). As interfaces de comunicação para plantas de geração distribuída também são mapeadas nesse guia, porém os requisitos de conectividade (largura de banda, latência, alcance, segurança, etc.) não são definidos. A seção seguinte desse trabalho contribui com a especificação desses requisitos aplicados às interfaces de interesse.

Para a interoperabilidade entre IEDs há uma tendência na utilização do padrão internacional IEC 61850. As novas arquiteturas de automação de subestações já têm adotado esse padrão para a comunicação no barramento interno entre dispositivos de proteção e unidade central de controle. Em particular, o capítulo IEC-61850-7-420 define os modelos de informação que poderão ser utilizados para as transações envolvendo os dispositivos das plantas de geração distribuída, entre elas a geração fotovoltaica (IEC 61850-7-420, 2009).

Este trabalho propõe a utilização desses padrões como base para a concepção de uma infraestrutura de comunicação que possibilite uma estratégia de controle integrado de plantas de GDFV para suporte à regulação de tensão nos pontos de conexão ao longo do alimentador.

5.3.1 Características da Interface de Comunicação – IEEE 2030

O IEEE 2030 é um modelo de referência de interoperabilidade para o ambiente *Smart Grid*, que proporciona um entendimento comum dos critérios de interoperabilidade na perspectiva do uso de tecnologias de informação e comunicação aplicadas às diversas funções do sistema elétrico de potência. O modelo identifica e define as interfaces entre os domínios funcionais do sistema de energia e descreve as relações entre esses domínios, incluindo as características do fluxo de dados entre eles. A partir dessas informações, os critérios mais adequados de interoperabilidade podem ser adotados nas

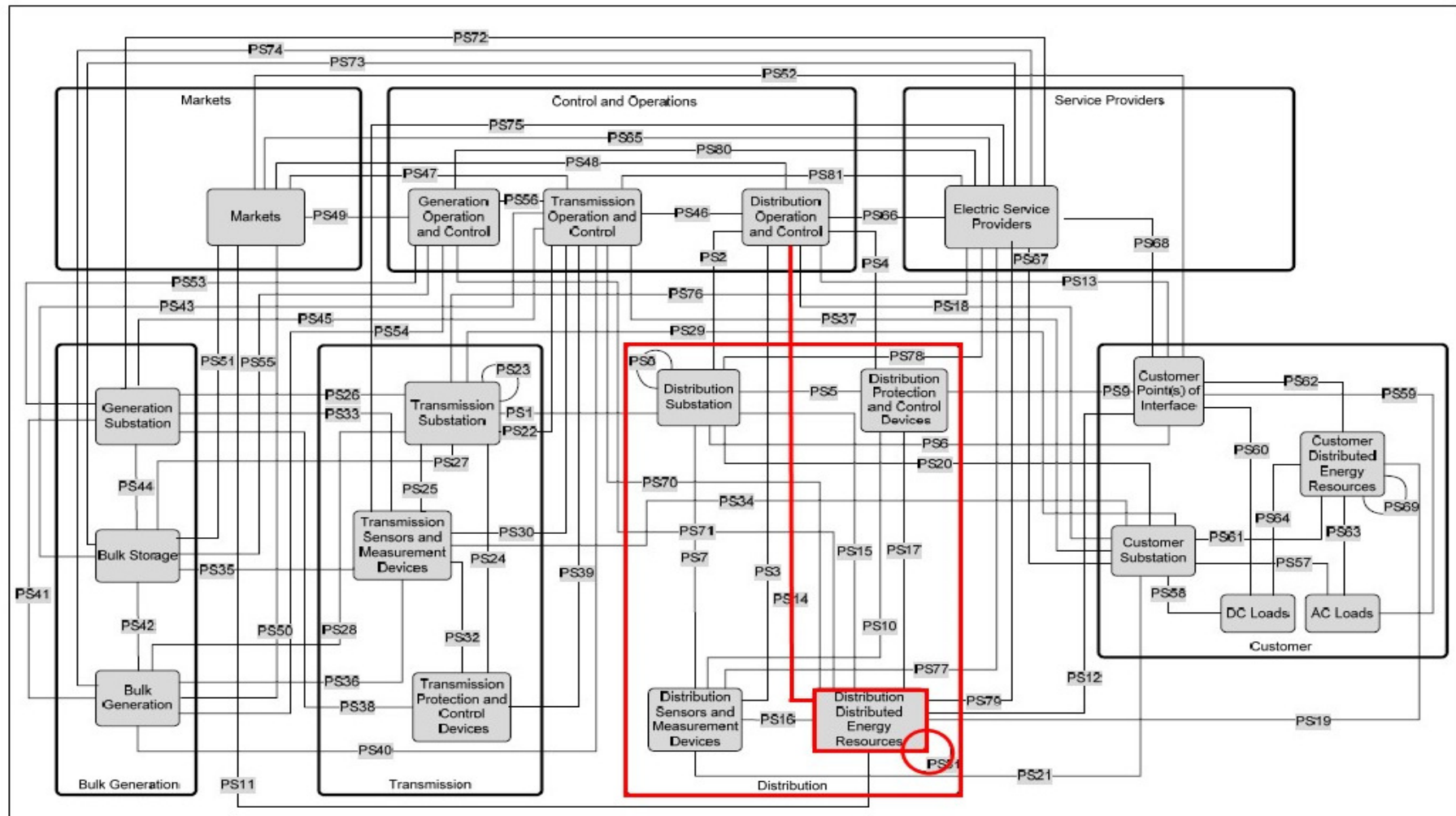
implementações, possibilitando a coexistência, a escalabilidade e o compartilhamento de infraestrutura e serviços.

O modelo é concebido em termos de domínios, entidades, interfaces e fluxos de dados. Um domínio é composto por uma ou mais entidades. Cada entidade possui interfaces de comunicação com entidades intra e inter domínio, por onde fluem os dados operacionais. São mapeados sete domínios: geração, transmissão, distribuição, operação/controle, consumidor, mercado e provedores de serviço.

Especificamente, as plantas de geração distribuída conectadas à rede de distribuição são entidades nomeadas DDER (*Distribution Distributed Energy Resource*), que pertencem ao Domínio Distribuição. Essa entidade possui onze interfaces de comunicação, dentre as quais, para os objetivos deste trabalho, evidenciam-se as interfaces PS14 e PS31, conforme destacado na Figura 5.5. A interface PS14 diz respeito à comunicação entre a unidade de geração distribuída e o sistema de gerência da distribuição (SGD), para fins de supervisão e controle. A interface PS31 trata a comunicação entre duas ou mais unidades de geração ao longo do alimentador.

As interfaces definidas no modelo não diferenciam o tipo de recurso distribuído (ex. solar, eólico, biomassa, etc.) e nem as funções específicas a serem executadas através delas. A seção seguinte classifica essas interfaces de comunicação quando aplicadas às fontes fotovoltaicas para funções de monitoramento e regulação de tensão ao longo do alimentador no qual essas fontes são conectadas, que é a aplicação foco de interesse dessa pesquisa.

Figura 5.5: IEEE 2030 - DDER - Interfaces de Comunicação PS14 e PS31



Fonte: (IEEE 2030, 2011)

5.3.2 Classificação de Dados para GDFV - Função de Regulação de Tensão

A função de regulação integrada de tensão, a partir de fontes de geração distribuída interconectadas a um sistema de gerenciamento através de uma infraestrutura de comunicação, demandará requisitos específicos de conectividade entre os inversores das unidades de geração e o sistema de gerência.

A regulação de tensão a partir de fontes de geração poderá ocorrer durante operação em estado de regime permanente ou transitório do sistema elétrico de potência. Em regime transitório, o processo de regulação de tensão demandará requisitos de conectividade muito mais restritivos que a regulação realizada em regime permanente, principalmente no que tange ao tempo de resposta necessário para atuação. Na condição de *Fault Ride Through Capability*, conceito explorado no Capítulo 3, que diz respeito à resiliência das fontes de GDFV na ocorrência de distúrbios severos na rede de energia, o tempo de resposta a um afundamento de tensão após a ocorrência de falta, para fins de suporte de tensão, deve ser de no máximo de 20 ms. Esse tempo refere-se ao tempo máximo necessário para que a GD atue, considerando o tempo de processamento do Sistema de Gerenciamento da Geração Distribuída (SGGD), o tempo de transporte da rede de comunicação e o tempo de atuação do inversor da própria fonte de geração. E regime permanente o tempo de resposta para variação de tensão é menos restritivo, variando de 20 ms a 2 s, dependendo do ponto onde ocorre na rede e da sensibilidade das cargas submetidas à variação.

Como a instalação das fontes de geração distribuída é de prerrogativa dos acessantes, principalmente se tratando de mini geração ($P < 5\text{MW}$), haverá cenários onde essas fontes estarão geograficamente dispersas e, em outros, onde haverá elevada concentração. No pior caso, a infraestrutura de comunicação deverá ser abrangente o suficiente para alcançar unidades de geração remotas, principalmente em redes com alimentadores longos ou com elevada capilaridade, que são comumente encontrados na rede de distribuição brasileira. Para esse tipo de aplicação, as redes de longo alcance (WAN) com cobertura na faixa de dezenas de quilômetros são necessárias.

O fluxo de comunicação deve ser bidirecional, isso é, as informações são transacionadas no sentido dos inversores das unidades de GDFV e o SGGD e desse

para as respectivas fontes. O método pode ser *unicast* (ponto a ponto), para fins de monitoramento e sinais de alarme trocados entre as fontes de GDFV e o SGGD e *multicast*, quando o SGGD envia informações de controle para múltiplas unidades de GDFV simultaneamente.

A taxa de dados, a princípio, não é um requisito restritivo, pois para a finalidade de regulação de tensão, apenas sinais de controle são enviados na rede, demandando taxas de transferência na ordem de 600 kbps. O volume de tráfego aumenta à medida que mais unidades de GDFV são inseridas no sistema e no processo de controle.

A disponibilidade da rede de comunicação deve ser alta pois, na ocorrência de um distúrbio de tensão, cujo fenômeno é de baixa previsibilidade, a rede deve estar prontamente disponível para o fluxo das informações de controle, não sendo tolerado reenvio de informações *à posteriori*. A disponibilidade necessária à rede varia de 99% para funções de monitoramento e supervisão remoto a 99,99%, para controle dinâmico de tensão.

Quanto aos aspectos de segurança da informação, a rede de comunicação dever ser logicamente segura contra incidentes cibernéticos, de forma a preservar a integridade, a disponibilidade e a autenticidade da informação. Caso as informações relacionadas aos parâmetros da rede de energia no ponto de conexão da GDFV (ex. valor do módulo e ângulo da tensão) sejam violados, alterados ou indisponibilizados, a lógica de controle poderá levar o sistema de energia a um estado não desejado, com violação dos limites de tensão estabelecidos. A confidencialidade da informação não é um requisito restritivo para essa aplicação.

A Tabela 5.4 sintetiza a proposta de uma classificação dos dados relacionados às interfaces PS14 e PS31, identificadas no modelo proposto pelo IEEE 2030 para fins de regulação de tensão a partir de unidades de GDFV. Os requisitos de conectividade apresentados nessa tabela são decisivos na orientação de escolha de tecnologias de telecomunicações mais adequadas e a utilização de protocolos de comunicação específicos para comunicação com múltiplas unidades de GDFV.

Tabela 5.4: Proposta de Classificação dos Dados – Interfaces PS14 e PS31

INTERFACES	PS14 / PS31		
Categoria de Uso	Monitoramento de Fontes de GDFV	Regulação de Tensão em Regime Permanente	Regulação de Tensão em Regime Transitório
Características	Classificação / Faixa de Valores		
Alcance	10 - 50 Km	10 - 50 Km	10 - 50 Km
Intervalo de Ocorrência	segundos	segundos	milesegundos
Direção do Fluxo	Bidirecional	Bidirecional	Bidirecional
Método de Transmissão	Unicast	Multicast	Multicast
Latência	média <2s	Baixa 20ms < t < 2s	Muito Baixa <20ms
Taxa de Dados	600 kbps	600 kbps	600 kbps
Prioridade da Informação	Média	Alta	Alta
Disponibilidade da Rede	Média (~99,5% a.a.)	Alta (~99,99% a.a.)	Alta (~99,99% a.a.)
Segurança da Informação			
Autenticidade	Alta	Alta	Alta
Integridade	Alta	Alta	Alta
Disponibilidade	Alta	Alta	Alta
Confidencialidade	Baixa	Baixa	Baixa

5.4 Padrão de Interoperabilidade – IEC 61850

A norma IEC 61850 pode ser definida como um ferramental de engenharia para a concepção de uma infraestrutura padronizada de comunicação, baseada na modelagem e na organização das informações a serem trocadas entre IEDs localizados no ambiente de subestações de energia. Dentro desse objetivo, os seguintes níveis de serviço são previstos (Trevisan, 2010):

- Comunicação vertical dos equipamentos de campo com os centros de controle, concentradores de dados e sistemas SCADA;

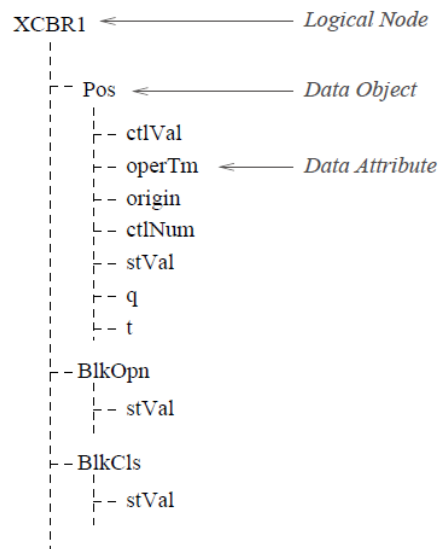
- Comunicação horizontal (*peer-to-peer*) entre IEDs para troca de mensagens críticas como sinais de *trip*, abertura de disjuntores e bloqueio de funções de proteção;
- Transmissão de mensagens de valores amostrados de grandezas analógicas entre IEDs.

Dentre os principais benefícios da utilização do padrão IEC 61850, destacam-se a interoperabilidade e o uso de modelos virtuais. A interoperabilidade entre equipamentos ocorre através de adoção de uma pilha de protocolos padronizada e aberta, possibilitando a intercomunicação entre equipamentos de fabricantes distintos. Os modelos virtuais definem os dados, os serviços e o comportamento dos dispositivos, além da especificação dos protocolos de comunicação usados para definir a forma de transmissão dos dados.

Embora o foco inicial da norma foi padronizar a comunicação entre dispositivos de controle e automação de subestações, tornando-os interoperáveis, a sua larga aceitação pelos fabricantes de equipamentos fez com que suas diretrizes extrapolassem esse ambiente para outros domínios de aplicação. Essa expansão inclui o capítulo específico IEC 61870-7-420, que apresenta a estrutura de comunicação e os nós lógicos para sistemas de geração distribuída, dentre eles sistemas fotovoltaicos.

O modelo de dados proposto pelo padrão IEC 61850 define uma estrutura hierárquica que descreve os equipamentos e suas funções. Os equipamentos são descritos pelos Dispositivos Lógicos (*Logical Devices*). As funções que os dispositivos desempenham são descritas por blocos construtivos - *Logical Nodes* – que organizam as informações necessárias à operação de determinada funcionalidade desempenhada por um equipamento. Um *Logical Device* pode ser composto por diversos *Logical Nodes*, dependendo da quantidade de funções que ele executa. Cada *Logical Node* é composto por diversos Objetos de Dados (*Data Objects*) que, por sua vez, são formados por atributos (*Data Attributes*).

A Figura 5.6 ilustra a estrutura hierárquica do *Logical Node* XCBB, utilizado em dispositivos de chaveamento, podendo ser aplicado também em dispositivos para conexão da unidade de GDFV ao ponto de conexão.

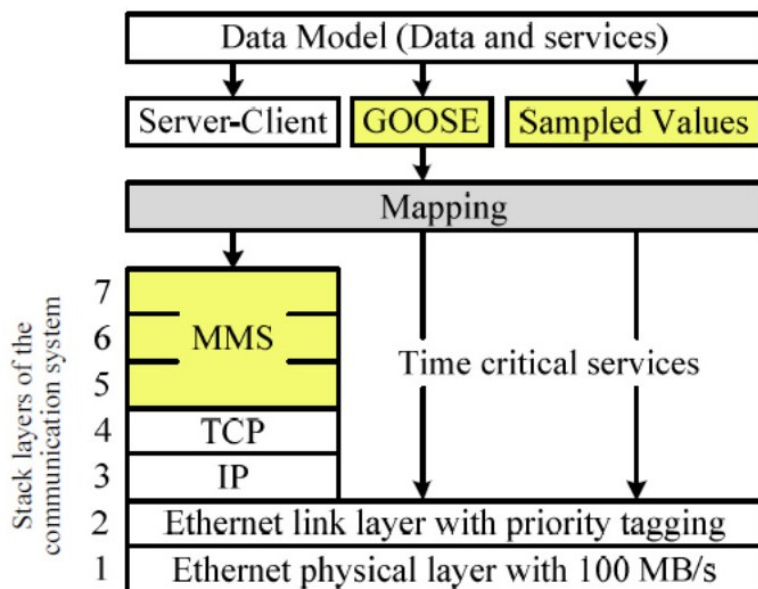
Figura 5.6: Estrutura do *Logical Node* XCBR

Como pode ser observado, *Pos*, *BlkOpn* e *BlkCls* são objetos de dados do nó lógico XCBR1. Especificamente, o objeto de dados *Pos* possui vários atributos (*ctlVal*, *stVal*, *q*, *t*, etc.). Como exemplo, a posição de um disjuntor representado pelo nó lógico XCBR1 pode ser determinada pela leitura do atributo *stVal* do objeto de dados *Pos*.

A troca de informações entre dispositivos é realizada através de mensagens *GOOSE* (*Generic Object Oriented Substation Events*) e *SV* (*Sample Value*). Este mecanismo permite a comunicação *peer-to-peer* entre equipamentos, bastante utilizado na troca de informações de sinais de *trip* e intertravamentos, onde se deseja a transferência rápida de informações. O tamanho de um *frame* GOOSE é de 1522 bytes e a latência das mensagens no barramento é de 4 ms. Diferentemente de mensagens tipo *Reports*, mapeadas em MMS (*Manufacturing Message Specification*) sobre TCP/IP, as mensagens *GOOSE* são mapeadas diretamente na camada ethernet, de modo que grande parte do processamento é reduzida com o objetivo de simplificar o processo de transferência de dados e aumentar a velocidade de transmissão das informações. No que tange a latência, a comunicação com inversores fotovoltaicos via mensagens *GOOSE* é apropriada para os cenários de regulação de tensão em regime permanente e em regime transitório, após a ocorrência de distúrbios na rede, em que o tempo de resposta requerido da GDFV é de no máximo 20 milissegundos. Os valores amostrados (SV) são utilizados para a transmissão rápida de fluxo de dados de amostras de

grandezas analógica medidas, cujo tempo de resposta é de 3 milissegundos. O modelo de troca de informações é mapeado em serviços de comunicação conforme ilustrado na Figura 5.7. As mensagens *GOOSE* e *SV baypassam* a camada do protocolo TCP/IP, garantindo a rapidez na troca de informação.

Figura 5.7: Modelo de Comunicação de Dados



Fonte: (IEC 61850-7-1, 2011)

O mecanismo utilizado para comunicação de mensagens GOOSE é o *publisher/subscriber*, e o modelo de associação entre as duas partes é do tipo *multicast*, ou seja, uma mesma mensagem pode ser subscrita por vários assinantes. Esse tipo de mecanismo torna-se adequado para a troca constante de mensagens entre os inversores das unidades de GDFV e o SGGD para permitir o controle dinâmico de tensão nos pontos de acoplamento, seja em regime permanente ou em resposta transitória após distúrbios de tensão na rede.

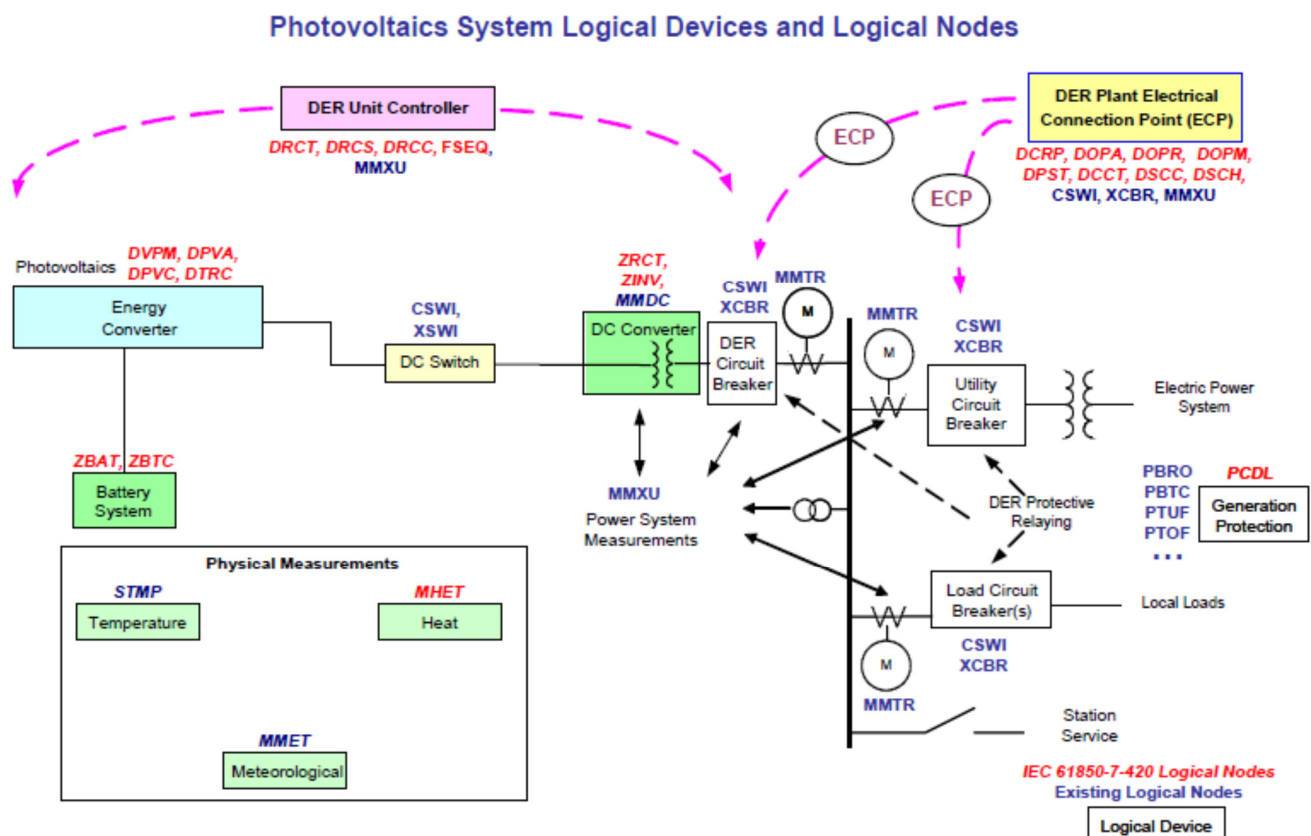
5.4.1 Modelagem de Dados de Comunicação para GDFV

Com o aumento crescente de sistemas de geração distribuída interconectados à rede de distribuição de energia, torna-se evidente a necessidade de se definir um padrão de comunicação para todos os dispositivos envolvidos, com o objetivo de simplificar as implementações, reduzir os custos de instalação e manutenção, possibilitar a

interoperabilidade de equipamentos e, conseqüentemente, aumentar a confiabilidade e disponibilidade desse tipo de geração.

O padrão IEC 61850-7-420 define um conjunto de nós lógicos (*Logical Nodes*) aplicados exclusivamente aos sistemas de geração distribuída e, em particular, aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Esses nós lógicos podem ser usados para modelar a comunicação local entre dispositivos de diferentes fontes de geração distribuída e dessas fontes com os sistemas de supervisão e controle que as gerenciam. A Figura 5.8 ilustra os nós lógicos associados aos sistemas fotovoltaicos, cada qual modelado para um conjunto de funções específicas.

Figura 5.8: Nós Lógicos - Sistema GDFV



Adaptado de (IEC 61850-7-420, 2009)

Na Figura 5.8, os elementos representados por um retângulo são os *Logical Devices*, os quais estão associados a um ou mais *Logical Nodes*, de acordo com as funções que o IED executa na planta de geração distribuída. Existem *Logical Nodes* associados às

funções de gerenciamento da planta, às unidades de controle, ao conversor de energia, ao banco de baterias, às medições de grandezas meteorológicas, etc.

Especificamente, o Conversor DC (*LD - DC Converter*) é responsável pela conversão do sinal de corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos (*LD – Energy Converter*) em corrente alternada, e faz o acoplamento do sistema fotovoltaico à rede de energia. As unidades de GDFV utilizam o equipamento inversor para essa função.

Considerando a arquitetura de comunicação entre múltiplas unidades de GD proposta neste trabalho, a conexão à rede de comunicação ocorre através dos equipamentos inversores. Nesse caso, a utilização do modelo de dados IEC 61850-7-420, associada aos *Logical Nodes* ZINV, MMDC, MMXU e MMET podem garantir a interoperabilidade e os tempos de respostas necessários para a troca de informações de forma padronizada entre esses equipamentos, em um cenário de regulação dinâmica de tensão nos pontos de acoplamentos ao longo do alimentador.

- **ZINV:** define as características do inversor possibilitando troca de informações sobre seu estado de conexão à rede e ajustes de *setpoints* de potência ativa, reativa e fator de potência.
- **MMDC:** utilizado para medições de grandezas de corrente contínua (tensão e corrente) na entrada do conversor.
- **MMXU:** utilizado para medições de grandezas de corrente alternada trifásicas: potência ativa total, potência reativa total, potência aparente total, fator de potência, frequência, tensões fase-terra, tensões fase-fase e tensões trifásicas
- **MMET:** utilizado para medições de parâmetros meteorológicos (irradiação solar, temperatura) sob os quais a instalação de GDFV está submetida.

O capítulo seguinte apresenta a proposta de uma estratégia de regulação integrada de tensão a partir de fontes de GDFV dispersas na rede de distribuição, tendo como premissa a utilização de uma infraestrutura de comunicação padronizada e interoperável para a troca de informações entre as fontes de geração fotovoltaicas e o sistema de gerenciamento centralizado.

CAPÍTULO 6

Este capítulo apresenta a proposta de uma estratégia de regulação de tensão em redes de distribuição com geração distribuída fotovoltaica, assistida por uma infraestrutura de comunicação, que possibilita a interação entre os inversores das fontes de GDFV dispersas e um centro de gerência centralizado. Na arquitetura proposta cada inversor poderá cooperar dinamicamente com a regulação de tensão de acordo com a respectiva característica operacional e localização na rede de distribuição de energia. A análise de sensibilidade da variação da tensão baseado nos resultados da co-simulação de uma rede de distribuição e de telecomunicações avalia a eficiência do método de regulação de tensão proposto.

6 PROPOSTA DE ESTRATÉGIA DE REGULAÇÃO DE TENSÃO ASSISTIDA POR REDE DE TELECOMUNICAÇÕES

Quando múltiplas unidades de GDFV estão conectadas em diferentes pontos da rede de distribuição, o desafio é determinar, em tempo real ou quase real, a contribuição adequada de cada uma delas na regulação de tensão ao longo do alimentador.

Esse controle deve ser realizado a partir da injeção/absorção de potência reativa de cada unidade de GDFV, de forma dinâmica (quantidade e tempo adequados) sem, quando possível, violar o compromisso de suprir potência ativa às cargas críticas. Questões relacionadas ao melhor ponto de conexão à rede, a habilidade de suprir potência ativa e reativa associada à previsibilidade da geração fotovoltaica em situações climáticas adversas são desafios a serem considerados.

Os atuais Sistemas de Gerenciamento da Distribuição (SGD) não foram projetados para gerenciar e operar plantas de geração fotovoltaicas dispersas. Em alguns casos, quando existente, o controle é bastante limitado e não possibilita auferir os benefícios de um controle amplo e integrado dessas fontes. Dessa forma, faz-se necessário que o SGD expanda as suas funções, integrando os Sistemas de Gerenciamento da Geração Distribuída (SGGD).

O SGGD, por sua vez, pode gerenciar várias fontes fotovoltaicas conectadas à rede de distribuição e fazer a interface com o SGD para as transações necessárias. A partir dessas transações, o SGD torna-se capacitado para a tomada de decisões baseadas nos efeitos causados pelas fontes de GDFV conectadas à rede de energia, somando-se às informações de estado dos ativos existentes na rede de distribuição e nas condições de carregamento do sistema de potência. No caminho inverso, o SGD requisita a atuação direta do SGGD nas fontes fotovoltaicas, de modo a cooperarem para o suprimento às cargas e atendimento aos níveis de qualidade de operação da rede.

Esse cenário de integração só pode ser alcançado através da utilização de um sistema de telecomunicações abrangente, capilar e resiliente, que possibilite as transações entre várias fontes de GDFV, entre essas fontes de geração e o SGGD e entre esse e o SGD.

As características e os requisitos de conectividade dessa rede de telecomunicações foram explorados no capítulo 5, no qual foram definidos os requisitos mínimos das interfaces de comunicação entre os sistemas de GDFV e o SGGD, em particular para o suporte à regulação integrada de tensão em redes de distribuição com múltiplas fontes de geração distribuída.

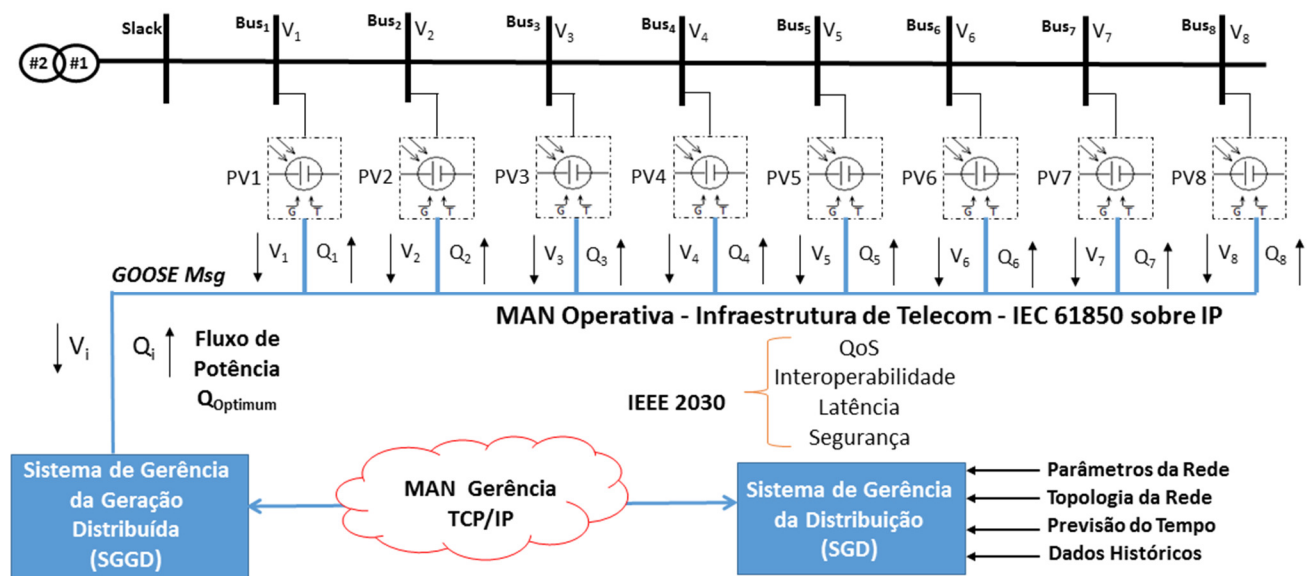
6.1 Estratégia de Regulação de Tensão com Múltiplos Sistemas de GDFV

A análise dos métodos atuais de regulação de tensão em redes de distribuição com GDFV explorada no Capítulo 4 deste trabalho apontou algumas limitações. O principal ponto de atenção em relação ao método $Q(U)$, apontado como o mais eficiente por considerar o valor da tensão medida no ponto de acoplamento, está na utilização desbalanceada da capacidade do inversor de algumas unidades de GDFV ao longo do alimentador. Esse desbalanceamento ocorre devido ao fato da regulação de tensão ser realizada isoladamente por cada fonte de geração, sem considerar a capacidade das demais em uma ação cooperada.

Uma arquitetura de comunicação baseada nos padrões IEEE 2030 e IEC 61850 discutidos no Capítulo 5 potencializa a comunicação eficiente entre inversores de unidades de GDFV distintas com um sistema de gerência de geração distribuída centralizado. Nessa arquitetura, fazendo-se uso da infraestrutura de telecomunicações,

cada unidade de GDFV torna-se capacitada a enviar ao SGGD as suas informações sobre capacidade de geração, *setpoints* de potência ativa e reativa, estado de operação e tensão vetorial no ponto de conexão. O SGGD, por sua vez, baseado nessas informações e nos dados sobre a configuração da rede, previsão meteorológica e dados históricos, calcula a potência reativa ótima que cada unidade de GDFV deve injetar/absorver no ponto de conexão. A Figura 6.1 ilustra a arquitetura de comunicação proposta.

Figura 6.1: Arquitetura de Telecomunicação para Regulação de Tensão através de Múltiplos Sistemas GDFV



Nessa arquitetura, cada unidade de GDFV, representada pelas fontes PV1 a PV8, está acoplada em pontos específicos ao longo do alimentador, sendo que o gerador PV1 está situado próximo ao nó de referência (*slack*) e o gerador PV8 no final do alimentador. O número de unidades de geração aqui representado é ilustrativo, podendo ser bem superior, dependendo da penetração de sistemas fotovoltaicos e do estudo dos limites do fluxo de potência permitidos na rede de energia.

A rede de comunicação operativa, MAN (*Metropolitan Area Network*), baseada em protocolo IP, possibilita a comunicação desses geradores com o SGGD em uma área de abrangência metropolitana (~10 km). A rede MAN pode alcançar centenas de quilômetros, dependendo do tipo de tecnologia de telecomunicações utilizada. Contudo,

a arquitetura de regulação de tensão proposta considera a conexão de fontes de GDFV em alimentadores urbanos, cujo comprimento radial é de aproximadamente 10 km. Há uma tendência que a comunicação dos IEDs distribuídos na rede de energia, incluindo os inversores fotovoltaicos, seja baseada em protocolo IP (*Internet Protocol*). O padrão de comunicação IEC 61850 é executado sobre essa infraestrutura de comunicação, garantindo a interoperabilidade da comunicação e o tempo de resposta exigido pelas transações em um ambiente multi fabricante.

O inversor de cada gerador é mapeado em um *Logical Device* contendo os *Logical Nodes* ZINV, MMDC, MMXU e MMET. A partir da publicação de mensagens *GOOSE* pelos inversores na rede de comunicação, é possível que o SGGD processe as informações sobre as características de cada unidade de GDFV e a tensão vetorial instantânea ($\bar{V}_i$) em cada ponto de acoplamento. Essas informações são parâmetros de entrada para que o SGGD faça o cálculo do fluxo de potência e publique, também através de mensagens *GOOSE*, os novos *setpoints* de operação, sobretudo a potência reativa ótima ($\bar{Q}_i$) que cada inversor deve fornecer ou absorver no ponto de conexão, de acordo com a sua potência nominal, capacidade de geração, localização no sistema de distribuição e nível atual de tensão no ponto de acoplamento, a fim de mantê-la dentro da faixa limite estabelecida pelo código de rede. Esse método integrado de controle de tensão é denominado $Q(U)_{\text{ótimo}}$.

O cálculo do fluxo de potência ótimo, executado no SGGD, considera os seguintes objetivos:

- Manter o nível de tensão em cada ponto de acoplamento das respectivas unidades de GDFV dentro dos limites estabelecidos pelo código de rede;
- Manter o fluxo de potência ativa demandada das unidades de GDFV pelas cargas críticas (desejável);
- Minimizar o fluxo de potência reativa na rede a fim de minimizar perdas elétricas;
- Equilibrar o esforço das unidades de GDFV no processo de regulação de tensão, evitando o uso desproporcional de inversores localizados em pontos desfavoráveis (normalmente no final do alimentador), e potencializando a utilização das fontes fotovoltaicas mais favoráveis em termos da capacidade instantânea de geração.

A topologia e os parâmetros da rede de distribuição (características dos transformadores, resistência e reatância dos cabos do alimentador, distância dos pontos de conexão em relação ao nó de referência, etc.) devem ser atualizados no SGGD, pois também são dados de entrada para o cálculo do fluxo de potência. Essas informações já são normalmente processadas pelo Sistema de Gerência da Distribuição (SGD) das concessionárias de energia. A interligação entre esses dois sistemas de gerência está representada na parte inferior da Figura 6.1.

Outro quesito importante é a previsibilidade meteorológica, uma vez que a capacidade de geração das unidades de GDFV é bastante sensível às variações climáticas, sobretudo à irradiação solar e temperatura. Torna-se desejável que, a partir de dados coletados de estações meteorológicas localizadas próximas ao alimentador e também aqueles disponíveis nas próprias fontes de GDFV, seja possível informar ao SGGD, em tempo real, o potencial de geração local de cada sistema de GDFV. A transação de informações de parâmetros meteorológicos entre a unidade de GDFV e o SGGD também pode ser realizada por troca de mensagens *GOOSE*, através do *Logical Node* MMET. O fluxo de potência usado nas simulações deste trabalho considera a variação da capacidade nominal das fontes de geração. Porém, a variação da potência ativa das unidades de GD para a análise de sensibilidade de controle de tensão é feita de forma estática, não considerando as variações instantâneas de potência devido à possíveis variações climáticas.

As informações relacionadas à topologia, configuração da rede de energia e o perfil de carregamento do sistema são transmitidas do SGD ao SGGD através de uma rede de comunicação (MAN – Gerência TCP/IP). As características com menor dinamicidade desse tipo de informação e os requisitos dos dados trafegados demandarão uma arquitetura de rede muito menos restritiva se comparada à rede em análise (MAN Operativa IEC 61850), podendo ser concebida e projetada a partir de infraestruturas de comunicação tradicionalmente usadas em sistemas de gerência de sistemas de energia, também baseadas em redes TCP/IP.

6.2 Modelagem do Sistema e Formulação do Problema

O objetivo do método $Q(U)_{\text{ótimo}}$ é manter os níveis de tensão nos pontos de acoplamento dos sistemas de GDFV, conectados a uma rede de distribuição trifásica de 13,8 kV, dentro dos limites de tensão estabelecidos pelo código de rede brasileiro, considerando:

- i. Minimizar o despacho global do fluxo de potência reativa(Q);
- ii. Otimizar o fluxo de potência reativa (Q) de cada fonte de GDFV;
- iii. Observar os limites máximos de fluxo de potência reativa (Q) permitido às fontes fotovoltaicas em relação à sua potência nominal (S), de acordo norma brasileira ABNT NBR 16149;
- iv. Observar os limites de capacidade máxima de potência complexa (S) de cada unidade de GDFV.

Um ambiente de simulação baseado nas plataformas computacionais PSCAD® (*Power Systems Computer Aided Design*) e MATLAB® (*MATrix LABoratory*) foi desenvolvido para validar o método de regulação de tensão proposto e avaliar os cenários de sensibilidade de variação de tensão.

O PSCAD é um *software* de simulação no domínio do tempo para estudos de transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência e redes de controle. Sua interface gráfica contém biblioteca pré-programada de modelos de componentes elétricos (elementos passivos, linhas de transmissão e cabos, funções de controle, máquinas elétricas, etc.). Esse *software* foi utilizado para o modelamento da rede de distribuição de energia e simulação do sistema elétrico no domínio do tempo, para a obtenção das curvas de tensão e injeção de potência reativa ótima nos nós onde as unidades de GDFV são conectadas.

O MATLAB é um *software* concebido em ambiente interativo, de linguagem de alto nível, aplicado à análise numérica, cálculo com matrizes e processamento de sinais. Neste trabalho, essa plataforma computacional foi utilizada para os cálculos de fluxo de potência e execução do algoritmo de otimização do método $Q(U)_{\text{ótimo}}$.

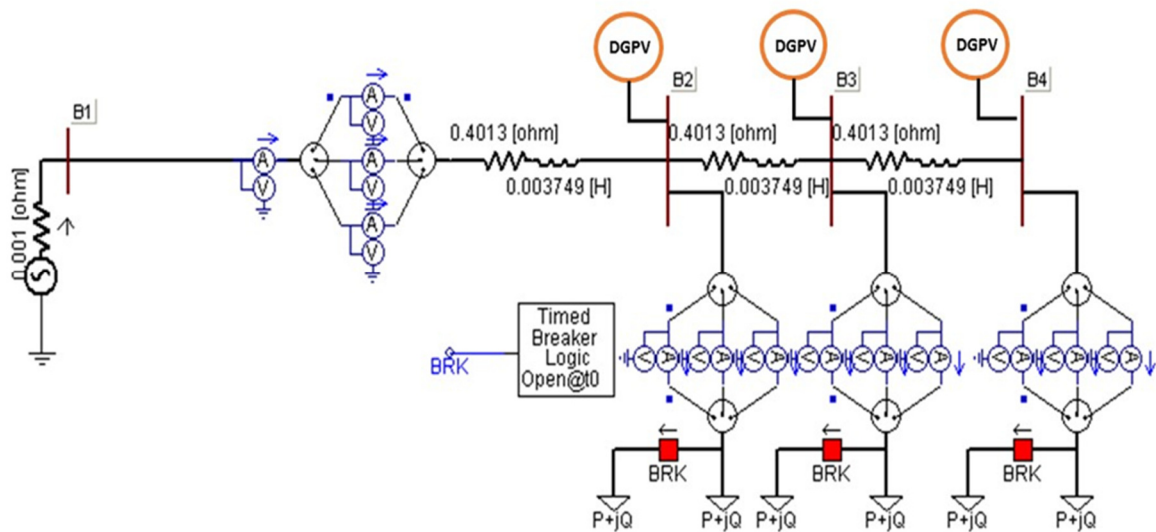
Uma interface PSCAD-MATLAB foi desenvolvida para simular a integração, em tempo real, entre as fontes dispersas no sistema de distribuição e o SGGD.

6.2.1 Modelagem do Sistema

O modelo da rede de distribuição é baseado no modelo *benchmark* IEEE 4 Node (IEEE 4 Node, 2006). Esse modelo consiste de uma fonte de tensão trifásica de 13,8 kV, representando o barramento da subestação, linhas de distribuição trifásica e quatro nós, sendo um nó de referência e os demais de carga e geração. O Nó B₁ é nó de referência (*slack node*). Nos demais nós, B₂, B₃ e B₄, estão conectadas fontes de GDFV de 1 MVA e cargas variáveis.

A Figura 6.2 ilustra o diagrama da rede base implementada. O bloco “*Timed Breaker Logic*” controla a chave BRK, que permite a conexão e desconexão de cargas variáveis nos nós para provocar variações de tensão ao longo da linha.

Figura 6.2: Modelagem de Rede de Distribuição para Simulações de Regulação de Tensão



▪ Modelo da Rede de Distribuição

A rede é modelada por uma fonte de tensão trifásica de 13,8 kV, de barramento infinito, com impedância interna $Z_f = 0,001\Omega$, e linhas de distribuição trifásicas com os valores de impedância $Z_L = R + jX$, sendo a resistência $R = 0,4013\Omega$ e a reatância $X = 1,4133\Omega$. A representação da impedância interna da fonte de tensão é inerente ao seu modelo e, por isso, o valor atribuído teve o propósito de reduzir as perdas e aproximá-la

de uma fonte ideal. A tensão nominal da rede de distribuição e os valores da impedância da linha foram baseados nos parâmetros de rede utilizados no modelo *benchmark* IEEE 4 Nodes. A matriz de impedância de linha para configuração de 3 fios é apresentada na equação 6.1:

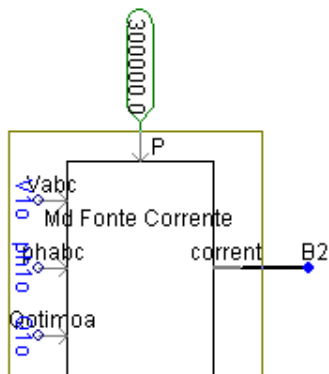
$$Z_L = \begin{pmatrix} 0,4013 + j1,4133 & 0,0953 + j0,8515 & 0,0953 + j0,7266 \\ 0,0953 + j0,8515 & 0,4013 + j1,4133 & 0,0953 + j0,7802 \\ 0,0953 + j0,7266 & 0,0953 + j0,7802 & 0,4013 + j1,4133 \end{pmatrix} \Omega/1,61Km \quad (6.1)$$

A diagonal da matriz representa as impedâncias próprias das fases, sendo as demais relativas às impedâncias mútuas entre fases. A distância entre os nós foi mantida em 1,61 Km. A alteração dessa distância implica na alteração do valor da impedância da linha, acarretando em uma maior ou menor queda de tensão ao longo da linha.

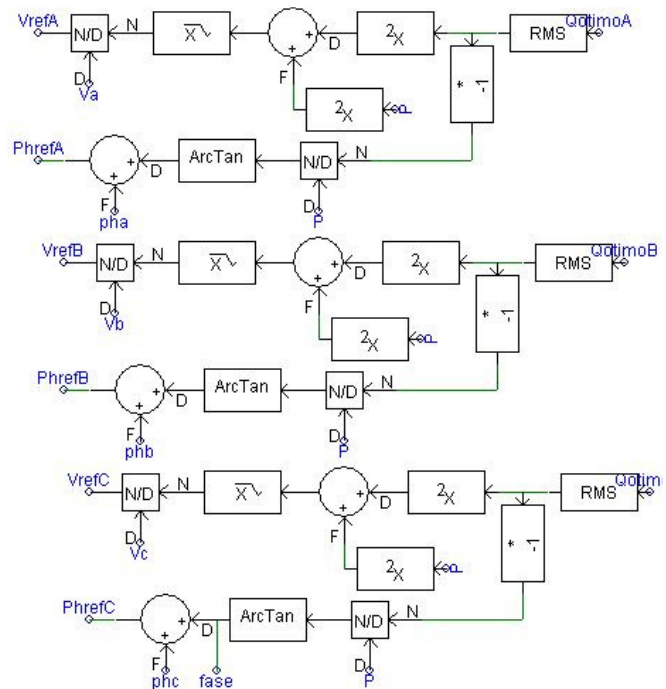
▪ **Modelo da Fonte de Geração Distribuída Fotovoltaica**

A Figura 6.3 ilustra a concepção do bloco de GDFV no PSCAD. No diagrama, a GDFV é representada pelo bloco lógico ilustrado na Figura 6.3 (a), que converte o comando de injeção de potência reativa em uma fonte de corrente controlada. Essa fonte de corrente é conectada diretamente ao barramento, no ponto de acoplamento. A quantidade de potência reativa demandada da fonte é parâmetro de entrada do bloco, juntamente com outros parâmetros da rede necessários para fazer a conversão em corrente, após passar por manipulações matemáticas. As Figuras 6.3 (b) e 6.3 (c) representam os componentes do bloco de GDFV, caracterizados pela conversão da potência reativa ótima em tensão fasorial, que é tomada como referência para a conversão em fonte de corrente controlada.

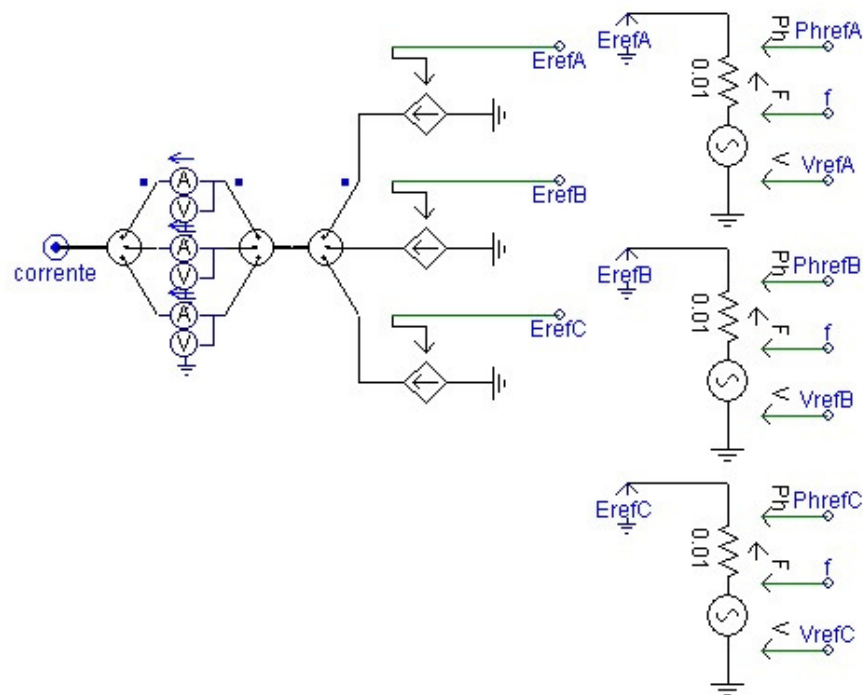
Figura 6.3: Modelagem do Bloco GDFV no PSCAD



(a) Modelo PSCAD - Bloco GDFV



(b) Modelo PSCAD: Conversão de Potência Reativa em Tensão



(c) Modelo PSCAD: Fonte de corrente controlada

A equação (6.2) representa a potência complexa da fonte de GD:

$$S = VI^* \rightarrow I^* = \frac{S}{V} = \frac{P + jQ}{V} \quad (6.2)$$

O módulo e a fase do vetor de corrente são representados pelas equações (6.3) e (6.4), respectivamente, as quais são implementadas na parte (b) da Figura 6.3.

$$|I| = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{|V|} \quad (6.3)$$

$$\theta_i = \tan^{-1} \frac{Q}{P} - \theta_v \quad (6.4)$$

em que:

P = potência ativa fornecida pela GDFV;

Q = potência reativa fornecida/absorvida pela GDFV;

V = tensão que o nó alcançará com a injeção/absorção de potência reativa;

θ_i = ângulo de defasagem da corrente em relação à referência 0° ;

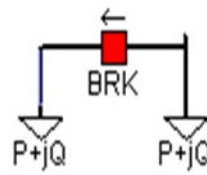
θ_v = ângulo de defasagem da tensão em relação à referência 0° .

As saídas V_{ref} e Ph_{ref} (módulo e fase da tensão) na Figura 6.3 (c) são entradas para a fonte de corrente controlada utilizada para modelar a GDFV.

▪ **Modelo da Carga**

A biblioteca do PSCAD dispõe de vários elementos passivos, dentre eles algumas representações de cargas. Para as simulações, foi escolhido o bloco “*Fixed Load*”, que tem como parâmetro configurável as potências ativa e reativa demandadas pela carga. Os valores das potências das cargas são atribuídos de forma a provocar variações de tensão ao longo da linha de distribuição, fora dos limites aceitáveis, a fim de que as fontes de GDFV atuem no processo de regulação de tensão. A Figura 6.4 ilustra a representação da carga utilizada na modelagem. A chave telecontrolada “BRK” permite controlar o momento da variação da carga.

Figura 6.4 – Bloco de Carga Conectado aos Nós



A Figura 6.5 apresenta uma visão completa da modelagem de todo o sistema e suas interconexões.

6.2.2 Equacionamento

Considerando as diretrizes da formulação do problema e a modelagem do sistema base ilustrado na Figura 6.2, o método $Q(U)_{ótimo}$ é formulado de acordo com os seguintes passos:

- i. Definição das variáveis de estado e variáveis de controle

As variáveis de estado consistem nas magnitudes e ângulos das tensões (V_i, θ_i) em cada um dos nós da rede de distribuição. As potências reativas de referência (Q_i) das respectivas fontes de GDFV são definidas como variáveis de controle. As equações (6.5) a (6.7) representam os vetores dessas variáveis para um sistema de **n-nós**.

$$V = [V_1, V_2, V_3, \dots, V_n] \quad (6.5)$$

$$\theta = [\theta_1, \theta_2, \theta_3, \dots, \theta_n] \quad (6.6)$$

$$Q_{ref} = [Q_{1ref}, Q_{2ref}, Q_{3ref}, \dots, Q_{nref}] \quad (6.7)$$

- ii. Identificação da Função Objetivo:

De acordo com a formulação do problema, a função objetivo é definida de acordo com a equação (6.8):

$$\min f(x) = \sum_{i=2}^n Q_i ; i = [2:n] \quad (6.8)$$

- iii. Definição das Restrições de Igualdade:

As restrições de igualdade são definidas pelas equações de fluxo de potência, como descritas em (6.9) e (6.10):

$$Q_i - V_i \sum_{j=2}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 ; i, j = [2:n] \quad (6.9)$$

$$P_i - V_i \sum_{j=2}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 ; i, j = [2:n] \quad (6.10)$$

Em que P, Q, V, θ, G e B denotam, respectivamente, o fluxo de potência ativa e reativa das fontes de GDFV nos respectivos nós, o módulo e o ângulo da tensão nos nós e a condutância e susceptância da linha de distribuição.

É também necessário estabelecer as restrições para o nó de referência (*slack #1*), cujos parâmetros não podem ser alterados durante o processo de otimização. As equações (6.11) e (6.12) definem essas restrições.

$$V_1 - 1 = 0 \quad (6.11)$$

$$\theta_1 = 0; +120^\circ \text{ ou } -120^\circ \text{ (depende da fase)} \quad (6.12)$$

iv. Definição das Restrições de Desigualdade:

As restrições de desigualdade indicam os limites de variação da tensão e de injeção ou absorção de potência reativa na rede de distribuição pelas fontes de GDFV.

Os limites de variação de tensão para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV, estabelecidos pelo Procedimento de Rede (PRODIST M8, 2015), resultam na restrição descrita pela equação 6.13:

$$0,93 \text{ p.u.} \leq V_i \leq 1,05 \text{ p.u.} \Leftrightarrow \begin{cases} 0,93 - V_i \leq 0 \\ V_i - 1,05 \leq 0 \end{cases} ; i = [2:n] \quad (6.13)$$

Os limites operacionais de injeção ou absorção de potência reativa das unidades de GDFV, determinados pela norma brasileira (ABNT 16149, 2013), resultam na restrição descrita pela equação (6.14):

$$-43,58\% P_{nominal} \leq Q_{i \max} \leq 43,58\% P_{nominal} ; i = [2:n] \quad (6.14)$$

Em que $P_{nominal}$ corresponde à potência nominal (1 MVA) de cada fonte de GDFV conectada ao respectivo nó.

A soma dos quadrados dos valores da potência ativa e reativa de cada unidade de GDFV deve ser inferior ao quadrado do valor da potência complexa da própria fonte de geração, resultando na restrição descrita pela equação (6.15):

$$P_i^2 + Q_i^2 \leq S_i^2 \Leftrightarrow P_i^2 + Q_i^2 - S_i^2 \leq 0 ; i = [2:n] \quad (6.15)$$

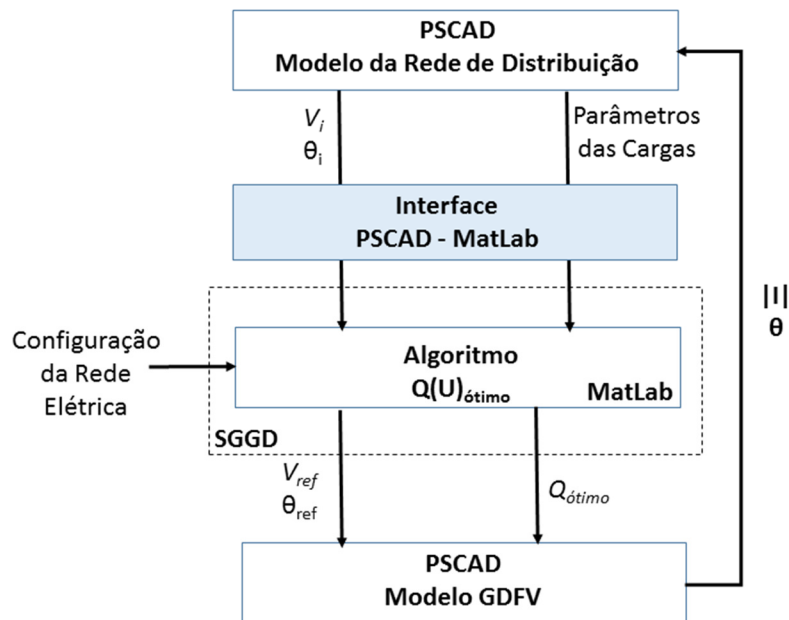
O método $Q(U)_{ótimo}$ é baseado nas equações de fluxo de potência descritas pelo algoritmo de Newton-Raphson (STEVENSON, 1982). A solução do algoritmo de otimização não-linear utiliza o método de programação quadrática sucessiva (SQP – *Successive Quadratic Programming*). Os códigos desenvolvidos para o cálculo do fluxo de potência ótimo, $Q(U)_{ótimo}$, estão no Apêndice B.

6.2.3 Interface PSCAD® – MATLAB®

Uma vez realizada a modelagem da rede de energia no PSCAD, faz-se necessária a coleta dos dados de interesse nos respectivos pontos de conexão e o cálculo das potências reativas ótimas a serem injetadas em cada nó do sistema onde as fontes de GDFV estão conectadas.

O próprio software PSCAD oferece interface de programação para manipulação das informações armazenadas da rede de energia modelada, através de linguagem Fortran (*IBM Mathematical FORMula TRANslation System*). Contudo, a complexidade do método utilizado e a familiaridade com as funções implementadas no MATLAB para execução de algoritmos de otimização motivaram a escolha dessa plataforma para a integração em tempo real com o PSCAD. Dessa forma, o MATLAB executa o cálculo de otimização e fluxo de potência e o PSCAD faz a análise da rede no domínio do tempo em regime permanente e transitório. Para compatibilizar essa interação foram utilizadas as versões PSCAD V4 (4.2.1) e MATLAB R2007b. A Figura 6.6 ilustra o diagrama de iteração PSCAD – MATLAB.

Figura 6.6 – Diagrama de Iteração PSCAD® - MATLAB®



Os parâmetros (V_i, θ_i) medidos nos respectivos pontos de conexão das unidades de GDFV e a potência demandada pelas cargas são enviados ao MATLAB através da interface PSCAD- MATLAB. Os valores de tensão, os parâmetros da carga e as informações de configuração da rede são entradas para o fluxo de potência ótimo desempenhado pelo SGGD. O MATLAB processa o algoritmo de otimização e envia as variáveis de saída $(V_{ref}, \theta_{ref}, Q_{\text{ótimo}})$ para as respectivas unidades de GDFV. Esses valores de referência são usados pelos inversores das fontes de GDFV, modelados como fonte de corrente, que convertem a potência reativa ótima em um fasor de corrente $(|I|, \theta)$, que é injetado nos respectivos nós da rede de distribuição.

No PSCAD, os multímetros (medidores de tensão e corrente) inseridos em todos os nós medem os valores do módulo e ângulo das respectivas tensões e os valores da potência ativa e reativa das cargas, os quais são armazenados em variáveis internas atribuídas pelo próprio PSCAD. As variáveis de interesse armazenadas são enviadas ao MATLAB para processamento e cálculos do algoritmo de otimização. Para tanto, foi criado um componente para realizar essa integração, no qual estão contidas todas as variáveis que são enviadas ao MATLAB e retornadas para o PSCAD, descritas a seguir:

Variáveis de entrada:

- Tensão: composto por três variáveis de entrada (V_1 , V_2 , V_3), com três posições cada uma, representando os três valores de módulo de tensão de cada fase em cada um dos nós. Por exemplo, a entrada V_1 , armazena as três tensões das fases a, b e c do nó B_2 .
- Fase: composto por três variáveis de entrada (ph_1 , ph_2 , ph_3), com três posições cada uma, representando os três valores de ângulo de cada fase em cada um dos nós, referentes às mesmas tensões armazenadas nas entradas de tensão.
- Potência Ativa: composto por três variáveis de entrada (P_1 , P_2 , P_3), onde cada entrada representa o vetor de potência ativa medido das cargas em cada nó. São enviadas informações de como a carga varia em cada instante de tempo.
- Potência Reativa: composto por três variáveis de entrada (Q_1 , Q_2 , Q_3), onde cada entrada representa o vetor de potência reativa injetada ou absorvida pelas cargas.

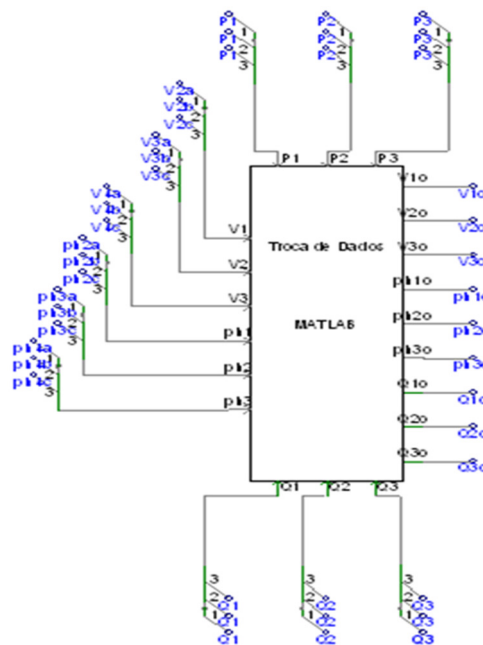
Variáveis de saída:

- Tensão: composto por três variáveis de saída (V_{1o} , V_{2o} , V_{3o}), que retorna para o PSCAD os respectivos valores de tensão ótima calculada pelo MATLAB. Essas tensões são utilizadas pelo bloco GDFV para realizar a conversão da potência aparente em corrente fasorial.
- Fase: composto por três variáveis de saída (ph_{1o} , ph_{2o} , ph_{3o}), que retorna para o PSCAD os respectivos valores de fase das tensões ótimas calculadas pelo MATLAB.
- Potência Reativa: composto por três variáveis de saída (Q_{1o} , Q_{2o} , Q_{3o}), que retorna para o PSCAD os respectivos valores de potência reativa ótima calculada pelo

MATLAB. Essa saída é a principal variável transmitida na interface e representa a potência reativa ótima que cada fonte de GDFV injetará na rede para ajustar o perfil da tensão.

A Figura 6.7 ilustra o bloco construtivo da interface PSCAD- MATLAB. Os demais parâmetros e informações de configuração da rede de energia foram inseridos previamente nos algoritmos de otimização utilizados pelo MATLAB, pois o PSCAD não fornece nenhum tipo de saída de dados sobre a rede modelada. O código de programação dessa interface está no Apêndice C.

Figura 6.7 – Bloco Construtivo Interface MATLAB® - PSCAD®



Dessa forma, a interface PSCAD- MATLAB atua como uma rede de comunicação em tempo real integrando cada unidade de GDFV ao SGGD. Nesse ambiente de simulação, a informação é transacionada a cada 50 microssegundos. Esse intervalo é suficiente para processar a informação de uma rede de distribuição complexa com múltiplas fontes de GDFV e garante os tempos de resposta necessários em uma aplicação em ambiente real.

O desempenho da rede de comunicação, em termos da sua disponibilidade e tempo de resposta, é simulado através da interrupção do serviço e introdução de atrasos propositalmente nas mensagens que passam por essa interface. A partir desse processo, apesar do modelo reduzido da rede de energia, é possível verificar cenários de pior caso

sobre o desempenho da rede de comunicação e as consequências no processo de regulação de tensão.

Os nós lógicos IEC 61850 não foram implementados nessa simulação. O uso do padrão IEC 61850-7-420 é uma proposta para a arquitetura de comunicação, cujo objetivo é garantir a interoperabilidade dos inversores e os tempos de resposta necessários para a regulação de tensão, que serão essenciais em uma aplicação real. Outros protocolos de comunicação também podem ser utilizados desde que os requisitos mínimos de conectividade sejam garantidos.

6.3 Validação do Método de Otimização - $Q(U)_{\text{ótimo}}$

O algoritmo implementado resolve o problema de otimização, cujo equacionamento foi apresentado na seção 6.2.2. Considerando a arquitetura proposta aplicada em um ambiente real, o método de otimização é executado pelo SGGD, que atua em cada fonte de GDFV participante do processo de regulação de tensão, através da infraestrutura de comunicação. O algoritmo de otimização fornece a solução da rede elétrica no estado futuro, a partir da leitura atual dos valores de tensão em cada ponto de conexão, do cálculo da função objetivo e pelas restrições operativas impostas à rede.

Para validar o desempenho do método de otimização $Q(U)_{\text{ótimo}}$ e avaliar a sua vantagem em relação ao método de controle local $Q(U)$, a partir da cooperação integrada das fontes de GDFV no processo de regulação de tensão, o comportamento da rede de distribuição ilustrada na Figura 6.2 foi testado de acordo com os parâmetros da Tabela 6.1.

As cargas trifásicas simétricas ($P + jQ$) conectadas nos nós B₂, B₃ e B₄ são inicialmente configuradas com uma demanda inicial de 500 kW de potência ativa. Após 0,3 s, uma carga indutiva com demanda de 800 kVAr é adicionada a cada um dos nós. Fontes de GDFV com potência nominal de 1 MVA são conectadas nos nós B₃ e B₄, mais distantes da fonte da rede e, portanto, mais susceptíveis às variações de tensão. A capacidade de potência ativa de cada fonte de GDFV é de 300 kW e a capacidade de injeção de potência reativa é limitada a 43,58% (435,8 kVAr) da potência nominal, atendendo ao limite operacional estabelecido pela ABNT 16149.

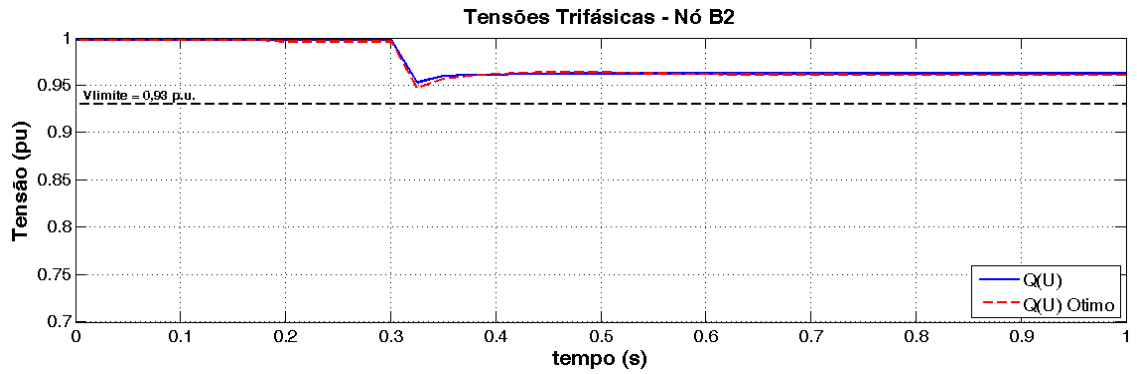
Tabela 6.1: Parâmetros das Fontes de GDFV e Cargas

Nós	GDFV			Cargas	
	S (MVA)	P _T (kW)	Q _T (kVAr) (Limite)	P (kW)	Q (kVAr)
2	1	300	0	500	800
3	1	300	435,8	500	800
4	1	300	435,8	500	800

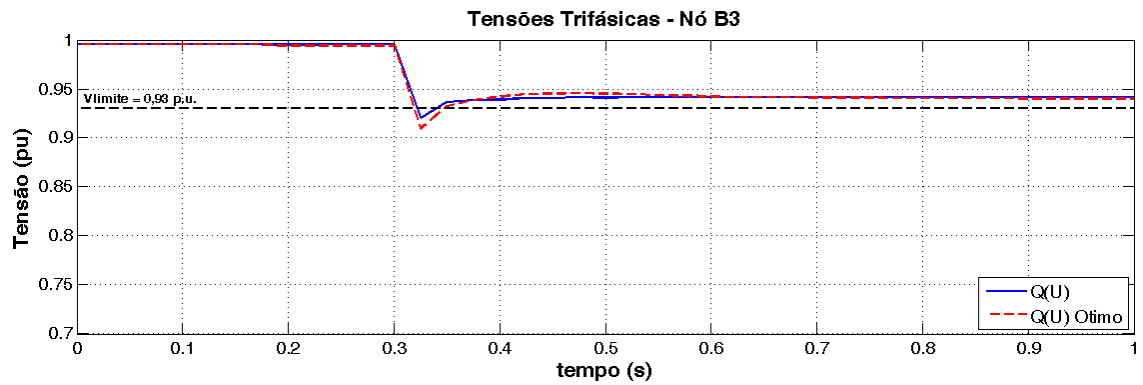
A Figura 6.8 ilustra os gráficos das tensões nos nós B₂, B₃ e B₄ e da potência reativa injetada nos nós B₃ e B₄. A análise desses gráficos possibilita a comparação de desempenho dos dois métodos de regulação de tensão: o método $Q(U)$, aplicado localmente pelo inversor da fonte de GDFV e o método $Q(U)_{ótimo}$, que, nesse caso, considera a cooperação entre as duas fontes de GDFV conectadas aos nós B₃ e B₄, respectivamente. Como a potência reativa é propositalmente nula no nó B₂, o gráfico correspondente é omitido.

De acordo com os gráficos de tensão, percebe-se que em ambos os métodos, após o processo de regulação de tensão, as tensões finais em cada um dos três nós se estabilizam dentro dos limites operacionais ($0,93 \text{ p.u.} \leq V_i \leq 1,05 \text{ p.u.}$). No entanto, de acordo com os gráficos de fluxo de potência, a potência reativa injetada pelas fontes de GDFV conectadas aos nós B₃ e B₄ diminui quando o método $Q(U)_{ótimo}$ é aplicado.

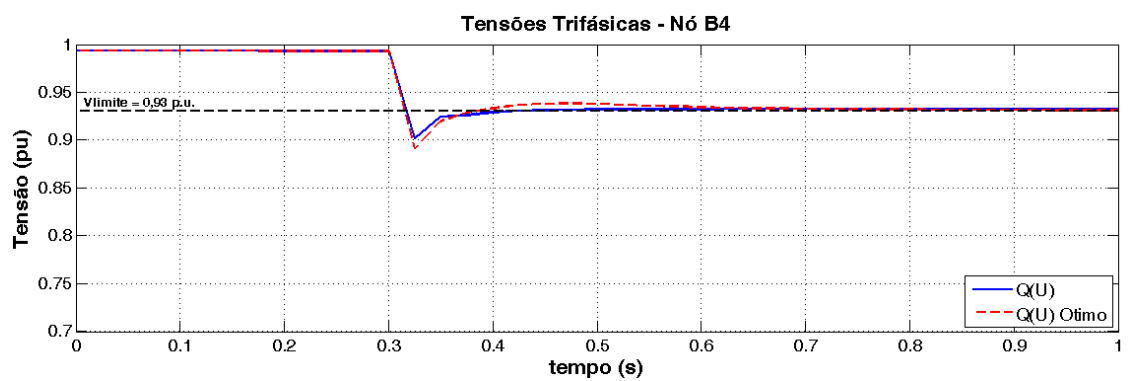
Figura 6.8 – Comparação de Desempenho - Métodos $Q(U)_{ótimo}$ x $Q(U)$



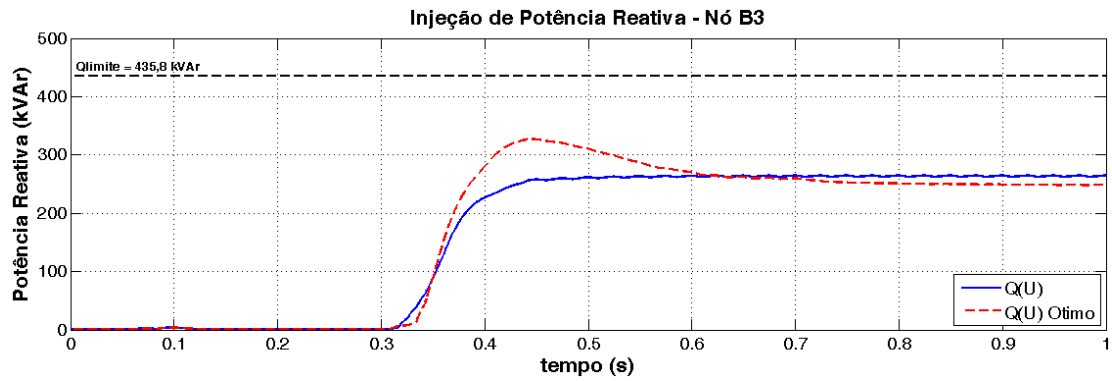
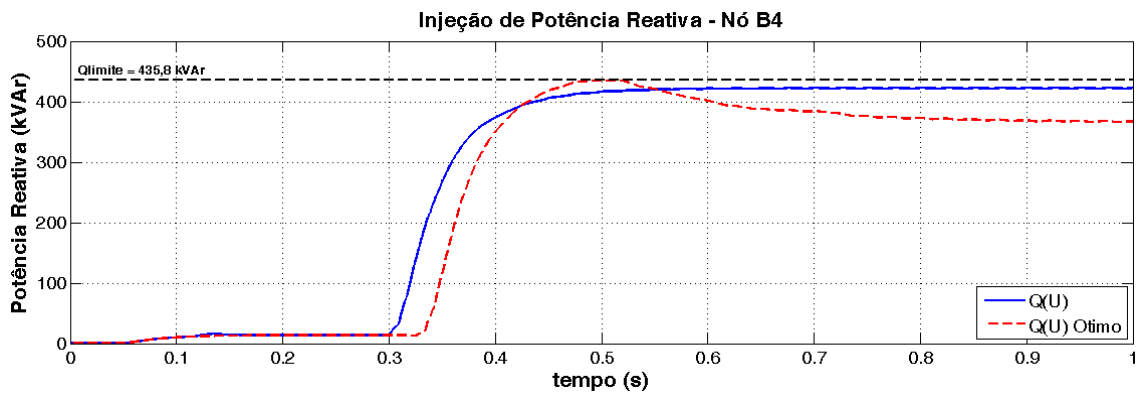
(a) Tensões Trifásicas – Nó B₂



(b) Tensões Trifásicas - Nó B₃



(c) Tensões Trifásicas - Nó B₄

(d) Potência Reativa Injetada pela GDFV - Nó B₃(e) Potência Reativa Injetada pela GDFV - Nó B₄

A Tabela 6.2 apresenta os valores das tensões e potências injetadas pelas fontes de GDFV. Para um mesmo perfil de tensão, o fluxo de potência reativa total diminuiu 86,3 kVAr (12,59 %) quando o método $Q(U)_{ótimo}$ foi aplicado, o que demonstra o seu melhor desempenho frente ao método de regulação de tensão local. Esse percentual torna-se maior quando múltiplas fontes de GD são incluídas no processo de regulação de tensão.

Tabela 6.2: Tensão e Injeção de Potência Reativa - Métodos $Q(U)_{ótimo} \times Q(U)$

Nós	Tensões nos Nós (pu)		Potência Reativa Injetada pela GDFV (kVAr)		ΔQ (kVAr)	ΔQ (%)	ΔQ_{Total} (kVAr)	ΔQ_{Total} (%)
	$Q(U)$	$Q(U)_{ótimo}$	$Q(U)$	$Q(U)_{ótimo}$				
B ₂	0,963	0,96	-	-	-	-	- 86,3	- 12,59%
B ₃	0,942	0,94	262,6	234	- 28	- 10,89%		
B ₄	0,934	0,932	422,7	365	-57,7	- 13,65%		

O algoritmo $Q(U)_{\text{ótimo}}$ tem como referência o valor instantâneo da tensão medida no ponto de conexão da GDFV ao barramento da distribuição. Consequentemente, a ação coordenada de controle de tensão através das fontes distribuídas terá um impacto maior na região próxima aos pontos de conexão. No entanto, um conjunto de medidores de tensão pode ser instalado em outros pontos críticos da rede, identificados como “zona crítica de variação de tensão”. O valor da tensão medida nesses pontos também poderá ser entrada para o algoritmo, de forma que a ação coordenada entre as fontes de GDFV possa se estender para outras áreas da rede de distribuição.

CAPÍTULO 7

Este capítulo apresenta resultados da análise de sensibilidade do controle de tensão em rede de distribuição com fontes de GDFV, baseado em uma co-simulação entre a infraestrutura de energia e a rede de comunicação, a partir de um arranjo especial usando as plataformas PSCAD e MATLAB. A aplicação da estratégia de regulação de tensão é verificada frente a cenários de variação de carga em regime permanente e após ação de reconfiguração da rede de distribuição.

7 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE – SIMULAÇÃO E RESULTADOS

Com base na modelagem dos componentes da rede de distribuição e na execução do algoritmo que permite o cálculo ótimo da contribuição de injeção de potência reativa de cada sistema de GDFV, foram investigados alguns cenários de análise de sensibilidade do comportamento do perfil de tensão nos nós da rede em tempo real, a partir dos resultados da co-simulação de uma rede de distribuição de energia e de telecomunicações. Os objetivos gerais de cada cenário são descritos na Tabela 7.1.

Tabela 7.1: Cenários de Simulação

Cenário de Simulação	Objetivo
Regulação de Tensão Frente a Variações da Carga	Verificar a atuação da regulação integrada de tensão nos pontos de conexão dos sistemas de GDFV à rede, a partir da contribuição otimizada de cada fonte de geração no processo de regulação, frente às variações da carga.
Regulação de Tensão Após Reconfiguração de Rede	Verificar a atuação da regulação integrada de tensão nos pontos de conexão dos sistemas de GDFV à rede, a partir da contribuição otimizada de cada fonte de geração no processo de regulação, após reconfiguração de rede (<i>self-healing</i>).

As seções seguintes descrevem os cenários investigados e os resultados obtidos.

7.1 Cenário 1: Regulação de Tensão Frente a Variações da Carga

O objetivo desse cenário é analisar a contribuição dos sistemas de GDFV no processo de regulação integrada de tensão nos pontos de conexão à rede, considerando a contribuição otimizada de cada fonte de geração, a partir da injeção de potência reativa, quando há alteração da tensão devido à variação da carga conectada aos respectivos nós.

Nesse cenário, o algoritmo de otimização $Q(U)_{ótimo}$ calcula, a partir de informações do estado da rede, qual é a potência reativa que cada inversor deve injetar, para que os níveis de tensão violados retornem aos limites estabelecidos pelo código de rede – PRODIST. O objetivo é que cada unidade de GDFV contribua para a qualidade global do perfil de tensão da rede, minimizando a quantidade de potência reativa injetada nos respectivos nós.

Tendo como base a rede ilustrada na Figura 6.2, cargas trifásicas simétricas ($P + jQ$) foram inseridas nos nós B₂, B₃ e B₄, com demanda inicial de 500 kW de potência ativa e adição de uma carga indutiva de 800 kVAR no instante $t = 0,3$ s, momento em que ocorre a variação de tensão ao longo da rede.

7.1.1 Cenário 1.1 – Sem injeção de potência reativa pelas fontes de GDFV

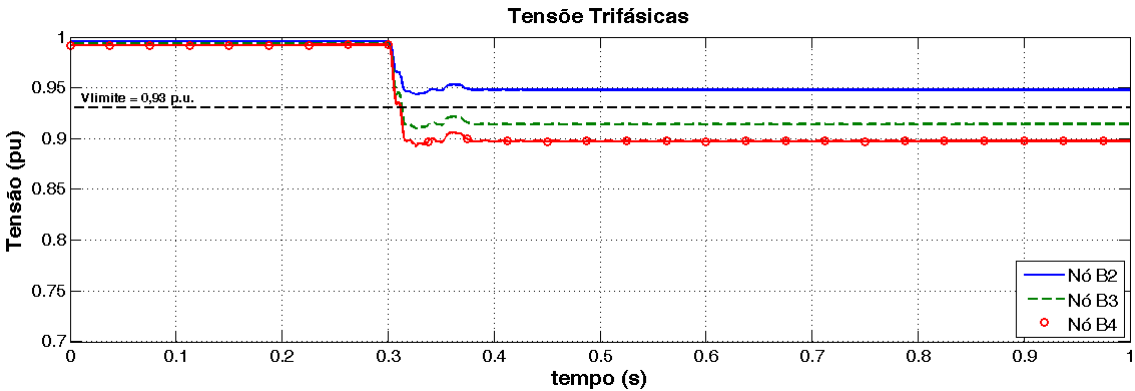
Nesse cenário, nenhuma das fontes de GDFV atua no processo de regulação de tensão nos nós, ($Q_i = 0$). Há apenas fornecimento de potência ativa pré-estabelecida, conforme dados apresentados na Tabela 7.2. A carga demanda uma potência ativa de 500 kW, parte suprida pela fonte de GDFV (300 kW) e o restante (200 kW) pela fonte primária conectada ao nó B₁.

Tabela 7.2: Cenário 1.1 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas

Nós	Fontes GDFV		Cargas	
	P _T (kW)	Q _T (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
B ₂	300	0	500	800
B ₃	300	0	500	800
B ₄	300	0	500	800

A Figura 7.1 apresenta os gráficos das tensões trifásicas nos nós B₂, B₃ e B₄. No instante em que ocorre a inserção da carga indutiva, verifica-se uma queda significativa na tensão nos nós, sendo que os valores de tensão observados nos nós B₃ e B₄, mais distantes da fonte primária da rede, ultrapassam o limite operacional inferior de 0,93 p.u. estabelecido pelo código de rede. Nesse caso, como os inversores não injetam potência reativa, as tensões nesses nós não são controladas e permanecem em condições inadequadas.

Figura 7.1: Cenário 1.1 – Tensões nos Nós B₂, B₃ e B₄



A Tabela 7.3 apresenta os valores das tensões finais em cada nó, com destaque para a violação dos limites de tensão nos nós B₃ e B₄, com valores finais inferiores a 0,93 p.u.

Tabela 7.3: Cenário 1.1 – Tensões Finais nos Nós

Tensão (p.u.)					
Nó B ₂		Nó B ₃		Nó B ₄	
Mínima	Final	Mínima	Final	Mínima	Final
0,947	0,948	0,911	0,914	0,891	0,895

7.1.2 Cenário 1.2 – Fontes de GDFV de mesma potência nominal

Nesse cenário, as três fontes de GDFV atuam no processo de regulação de tensão nos nós, através de injeção de potência reativa variável. As três fontes têm a mesma capacidade nominal de 1 MW e capacidade máxima de injeção de potência reativa de 43,58% da potência nominal ($Q_{max} = 435,8 \text{ kVAr}$). Os parâmetros da GDFV e da carga são sumarizados na Tabela 7.4.

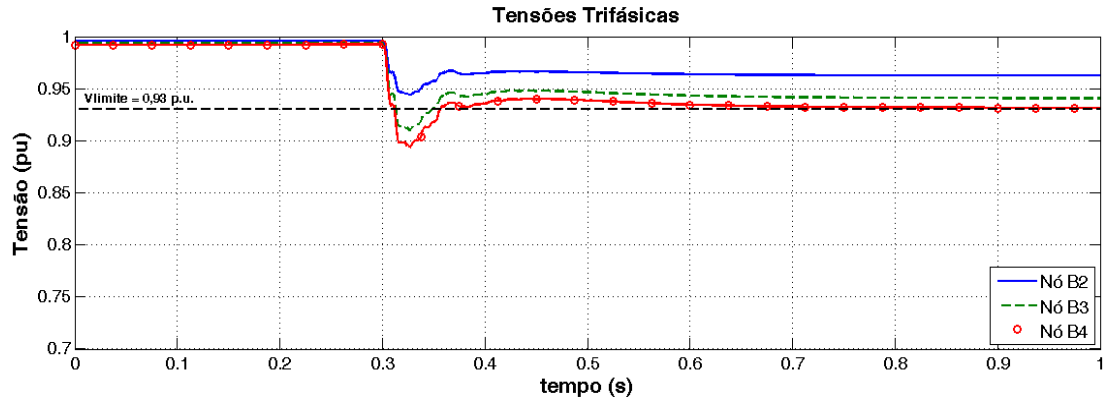
Tabela 7.4: Cenário 1.2 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas

Nós	Fontes GDFV		Cargas	
	P _T (kW)	Q _T (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
B ₂	300	[0 – 435,8]	500	800
B ₃	300	[0 – 435,8]	500	800
B ₄	300	[0 – 435,8]	500	800

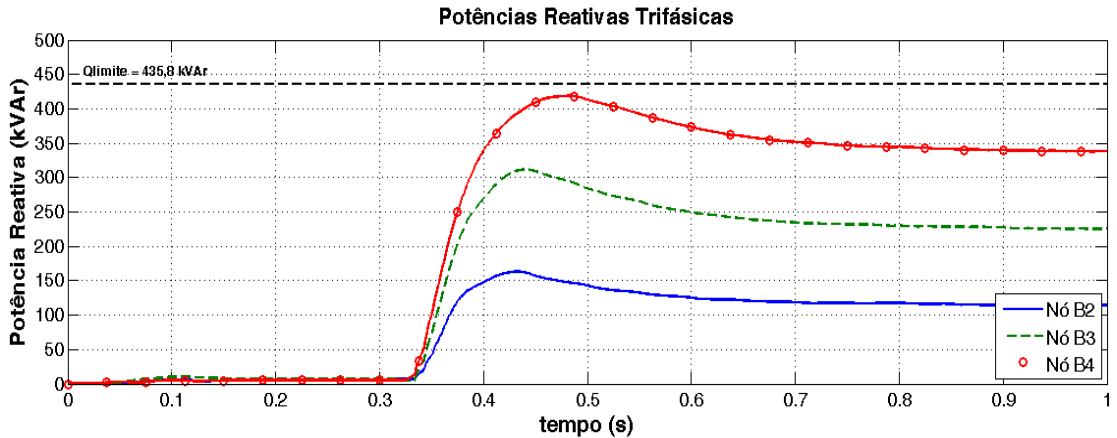
A Figura 7.2 apresenta os gráficos das tensões nas fases dos nós B₂, B₃ e B₄ e da injeção de potência reativa pelas respectivas fontes de GDFV. No instante em que ocorre a inserção da carga indutiva, verifica-se, da mesma forma que no cenário anterior, uma queda acentuada na tensão dos nós. Contudo, devido à injeção de potência reativa pelas fontes de GDFV, as tensões finais nos respectivos nós são mantidas dentro dos limites aceitáveis (> 0,93 p.u.), mesmo no nó mais distante da fonte primária. As tensões nos nós demoram menos de 100 milissegundos para retornarem para os limites operacionais adequados.

Como resultado da execução do método $Q(U)_{\text{ótimo}}$, cada fonte de GDFV injeta diferentes quantidades de potência reativa, sendo cada qual a mínima necessária para contribuir com a regulação global do perfil de tensão na rede de distribuição.

Figura 7.2: Cenário 1.2 – Tensões e Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV nos Nós B₂, B₃ e B₄



(a) Tensões nos Nós B₂, B₃ e B₄



(b) Potências Reativas Injetadas nos Nós B₂, B₃ e B₄

A Tabela 7.5 apresenta os valores das tensões em cada nó e os valores das respectivas injeções de potência reativa. As tensões finais ficam estabilizadas dentro do limite operacional e o fluxo de potência reativa não ultrapassa o limite pré-estabelecido. O nó B₄, mais distante da fonte, é o que experimenta a maior queda de tensão e, conseqüentemente, recebe uma maior quantidade de potência reativa no processo de regulação. Entretanto, nesse cenário, os níveis de injeção de reativo pela GDFV conectada ao nó B₄ é menor se comparado com a potência que deveria ser injetada se não houvesse a cooperação das demais fontes.

Tabela 7.5: Cenário 1.2 – Tensões Finais nos Nós e Injeção de Potência Reativa

Tensão (p.u.)					
Nó B ₂		Nó B ₃		Nó B ₄	
Mínima	Final	Mínima	Final	Mínima	Final
0,955	0,9625	0,926	0,940	0,913	0,9314
Injeção de Potência Reativa (kVAr)					
116		226		336	

7.1.3 Cenário 1.3 – Fontes de GDFV de potências nominais diferentes

Nesse cenário, as três fontes de GDFV atuam no processo de regulação de tensão nos nós. Porém, diferentemente do cenário anterior, as fontes de geração têm capacidade nominal diferentes e, conseqüentemente, capacidade de injeção de potência reativa diferentes. Nessas novas condições, a GDFV conectada ao nó B₂ permanece inalterada e as potências nominais das unidades de GDFV conectadas aos nós B₃ e B₄ são reduzidas para 700 kVA e 500 kVA, respectivamente. Os parâmetros da GDFV e da carga são sumarizados na Tabela 7.6.

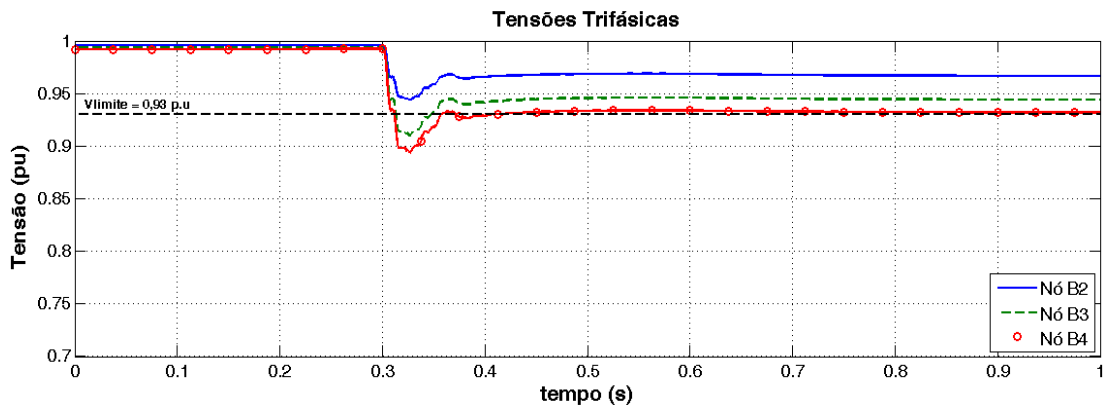
Tabela 7.6: Cenário 1.3 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas

Nós	GDFV			Cargas	
	S (kVA)	P _T (kW)	Q _T (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
B ₂	1000	300	[0 – 435,8]	500	800
B ₃	700	300	[0 – 305]	500	800
B ₄	500	300	[0 – 217,9]	500	800

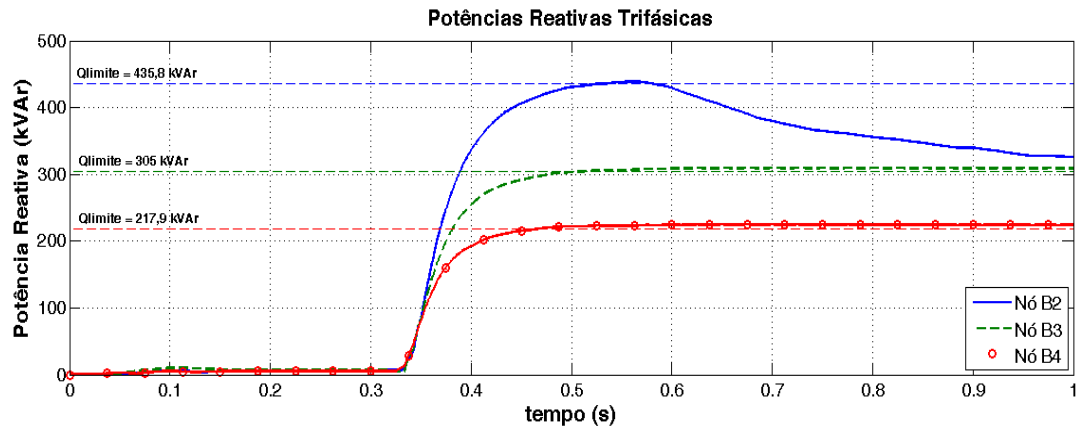
A Figura 7.3 apresenta os gráficos das tensões trifásicas nos nós B₂, B₃, e B₄ e da injeção de potência reativa pelas respectivas fontes de GDFV. Após a ação de regulação de tensão, as tensões nos três nós se estabilizam dentro do limite tolerado pelo código de rede.

Assim como no cenário 1.2, cada fonte de GDFV injeta diferentes quantidades de potência reativa. Porém, como a capacidade de injeção das fontes conectadas aos nós B₃ e B₄ é menor nesse cenário, a fonte de GDFV conectada ao nó B₂ contribui com mais intensidade no processo de regulação de tensão. As fontes conectadas aos nós B₃ e B₄ contribuíram com o maior valor de potência reativa permitido a cada uma delas. Essas variações de injeção de potência reativa pelas fontes de GDFV demonstram a eficiência do método otimizado.

Figura 7.3: Cenário 1.3 – Tensões e Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV nos nós B₂, B₃ e B₄



(a) Tensões nos Nós B₂, B₃ e B₄



(b) Potências Reativas Injetadas nos Nós B₂, B₃ e B₄

A Tabela 7.7 apresenta os valores das tensões em cada nó e os valores das respectivas injeções de potência reativa de cada fonte de GDFV.

Tabela 7.7: Cenário 1.3 – Tensões Finais nos Nós e Injeções de Potência Reativa

Tensão (p.u.)					
Nó B ₂		Nó B ₃		Nó B ₄	
Mínima	Final	Mínima	Final	Mínima	Final
0,955	0,966	0,927	0,944	0,9127	0,9318
Injeção de Potência Reativa (kVAr)					
327		309		224	

As tensões finais ficam estabilizadas dentro dos limites operacionais. A fonte de GDFV conectada ao nó B₂, que teria uma tendência em trabalhar com mais folga (ou até mesmo não participar), por estar mais próximo à fonte primária da rede, foi a mais exigida no processo de regulação de tensão. Esse comportamento é consequência da sua maior capacidade de fornecimento e da aplicação do método $Q(U)_{ótimo}$.

Nota: Há uma pequena ultrapassagem da potência reativa injetada em relação ao máximo permitido nos nós B₃ e B₄ (< 2%), causado pela aproximação do modelo da fonte de corrente usada no processo de conversão da potência/corrente, medida na saída do inversor das fontes fotovoltaicas.

7.1.4 Cenário 1.4 – Fontes de GDFV de mesma potência nominal com incapacidade de injeção de potência reativa por alguma delas

Esse cenário assume que todas as fontes de GDFV têm capacidade nominal de 1 MW. Porém, em cada análise, pelo menos uma das fontes se encontra incapacitada de executar a regulação de tensão a partir da injeção de potência reativa. Essa incapacidade pode ser por indisponibilidade da própria fonte, condições meteorológicas não favoráveis ou interrupção do serviço de comunicação. Considerando as três fontes de geração, são possíveis oito situações, sendo seis diferentes das simulações realizadas anteriormente. Para a análise desse cenário, o estado “0” representa a incapacidade de injeção de reativo pela fonte de GDFV, enquanto que o estado “1”, indica que o inversor da respectiva fonte está apto a contribuir com o processo de regulação integrada de tensão. A Tabela 7.8 apresenta o conjunto das situações em

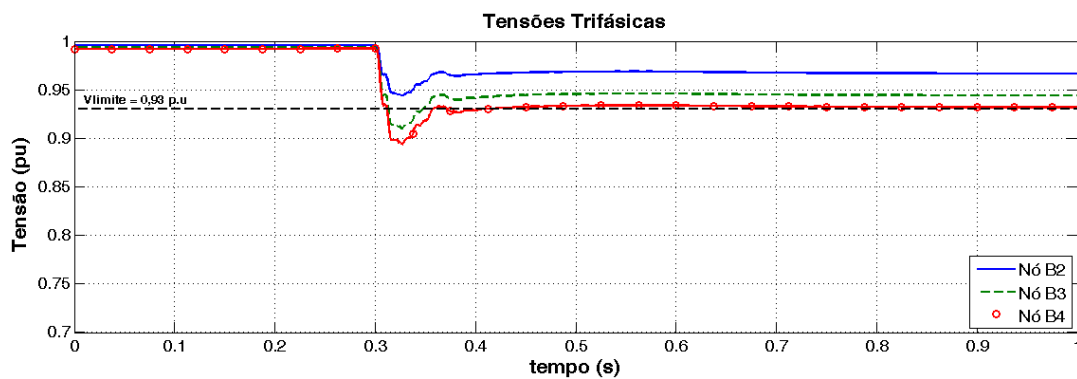
análise. A potência ativa das fontes de GDFV e a condição das cargas conectadas aos nós são as mesmas dos cenários anteriores, isso é $P_{GDFV} = 300 \text{ kW}$, $P_{carga} = 500 \text{ kW}$ e $Q_{carga} = 800 \text{ kVAr}$.

Tabela 7.8: Cenário 1.4 – Parâmetros de Simulação

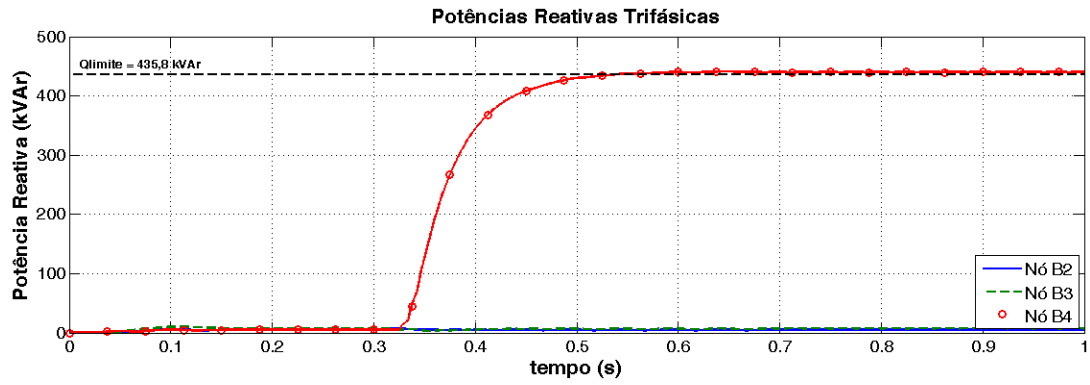
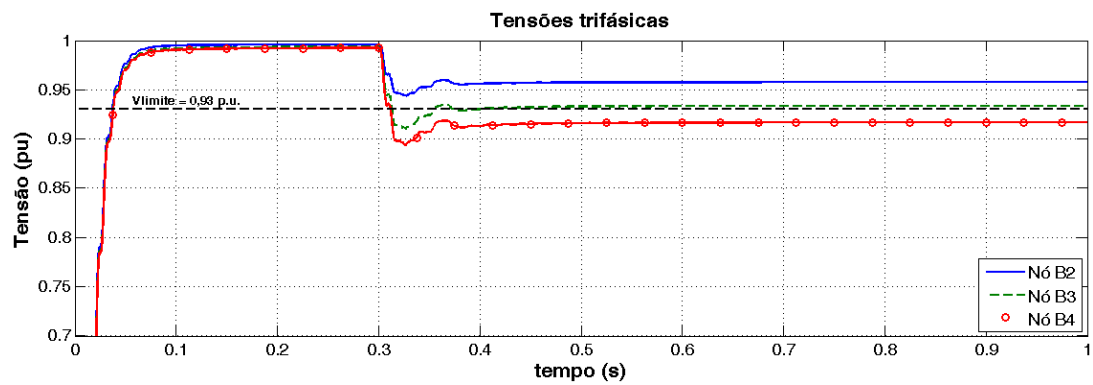
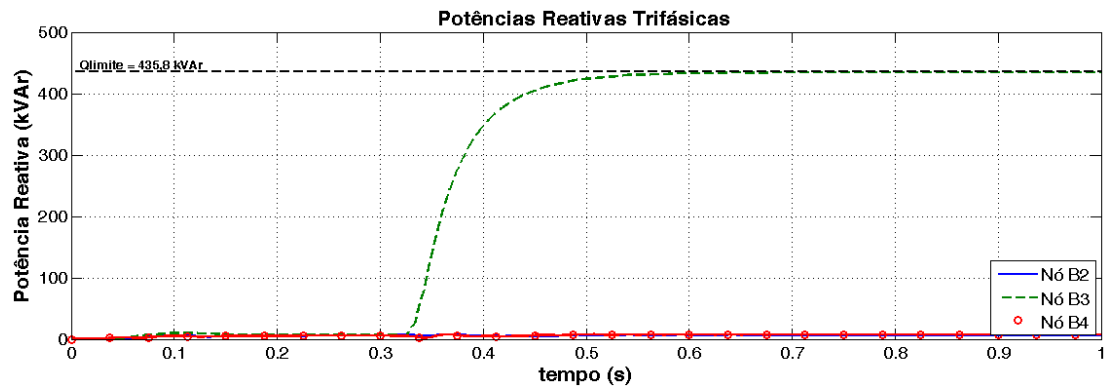
Estado da Fonte de GDFV				Potência Reativa Injetada (kVAr)		
	GDFV_B2	GDFV_B3	GDFV_B4	GDFV_B2	GDFV_B3	GDFV_B4
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	1	0	0	[0 – 435,8]
3	0	1	0	0	[0 – 435,8]	0
4	0	1	1	0	[0 – 435,8]	[0 – 435,8]
5	1	0	0	[0 – 435,8]	0	0
6	1	0	1	[0 – 435,8]	0	[0 – 435,8]
7	1	1	0	[0 – 435,8]	[0 – 435,8]	0
8	1	1	1	[0 – 435,8]	[0 – 435,8]	[0 – 435,8]

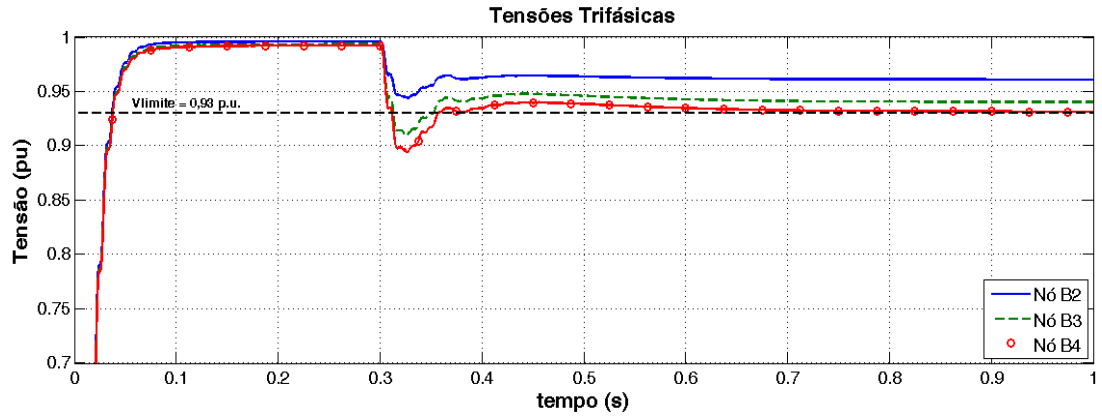
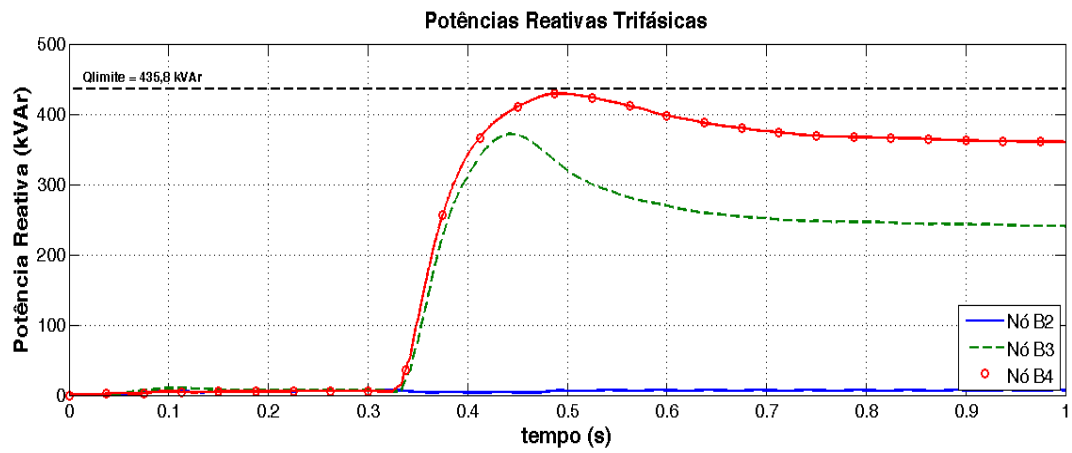
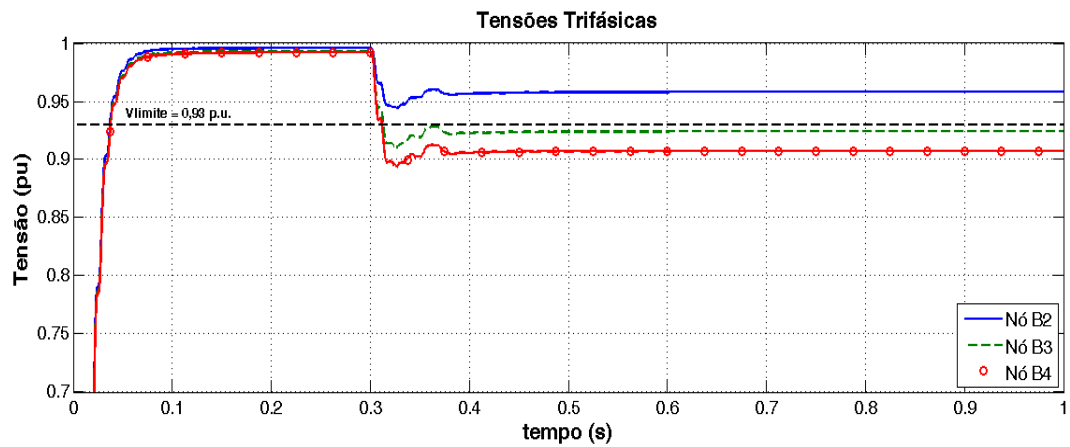
A Figura 7.4 ilustra os gráficos das tensões e potências reativas nos nós B₂, B₃ e B₄ obtidos a partir da simulação dos estados da Tabela 7.8, exceto o primeiro e último, que já foram analisados em cenários anteriores.

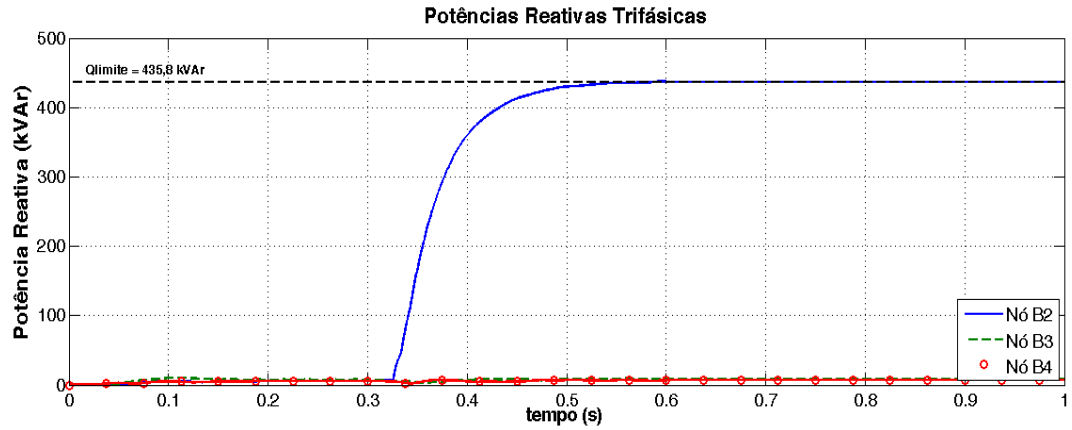
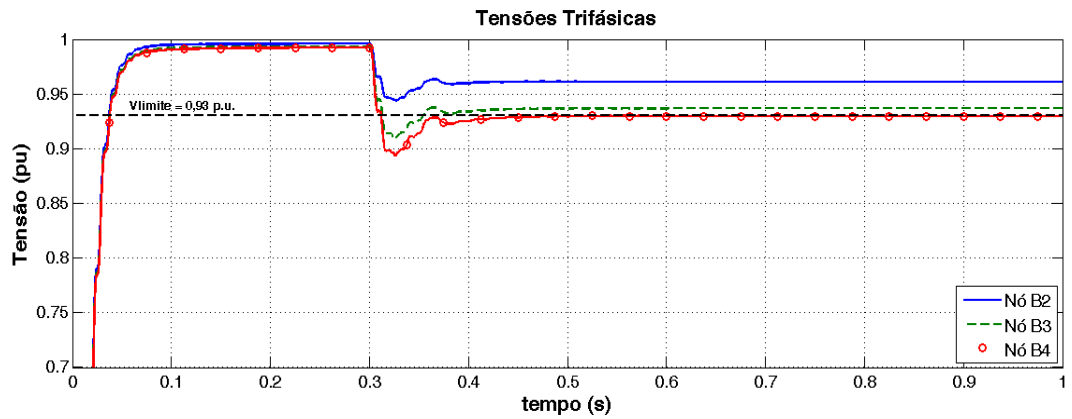
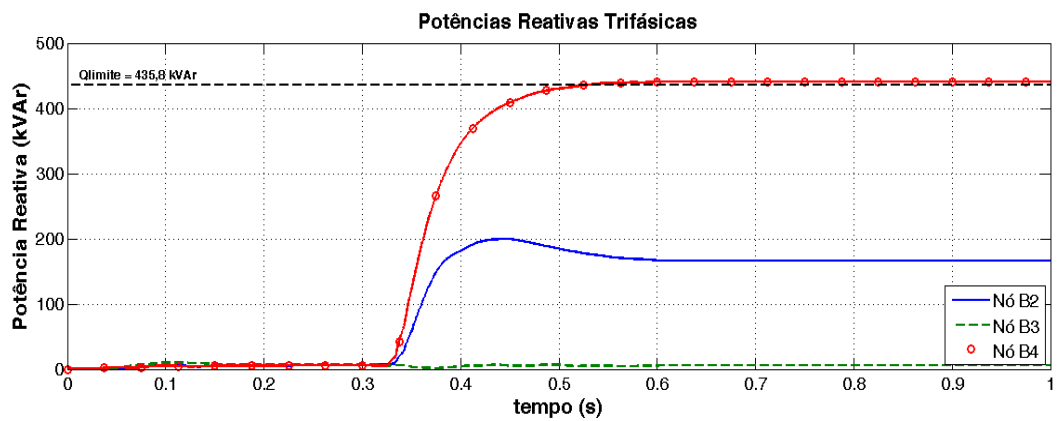
Figura 7.4: Cenário 1.4 – Tensões e Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV nos nós B₂, B₃, e B₄

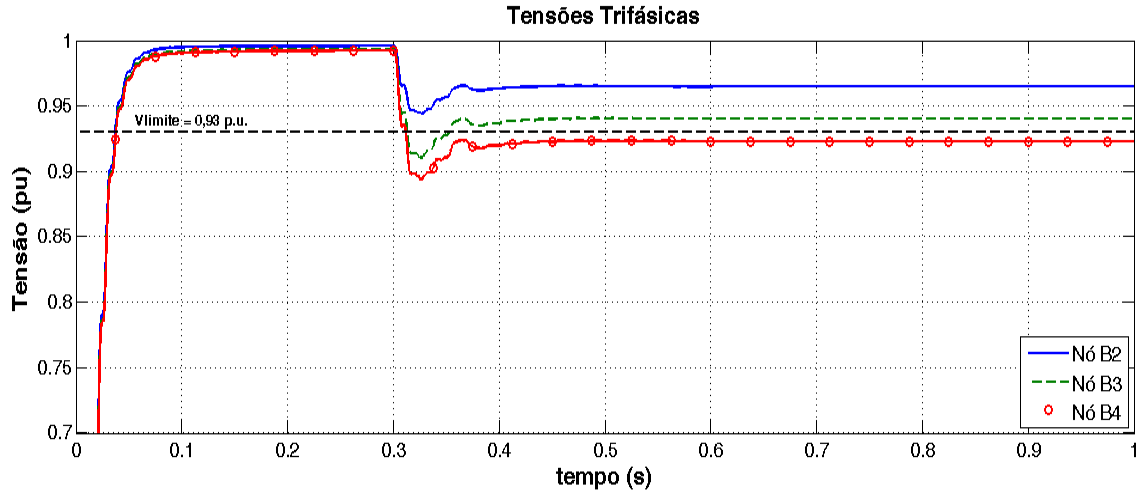
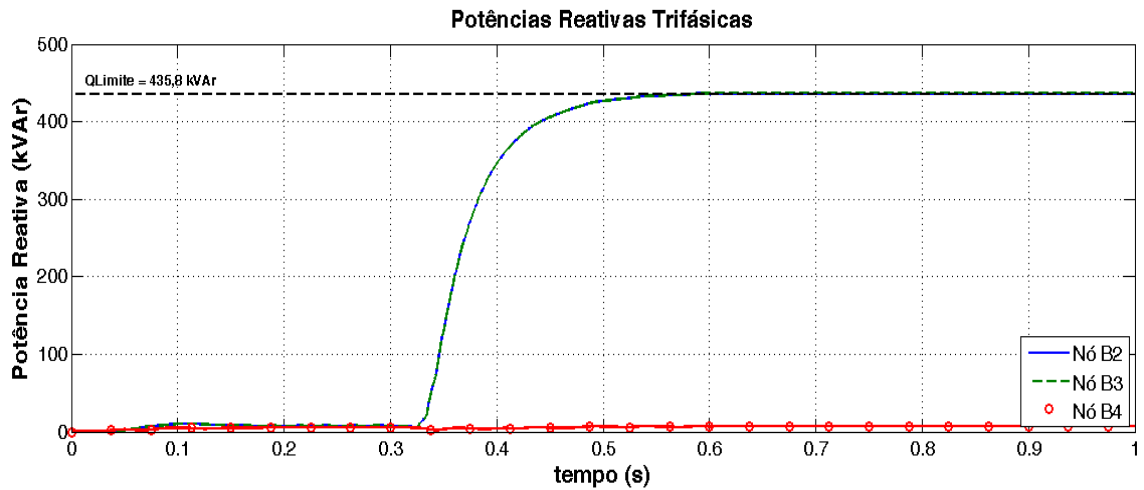


a.1 – Tensões Trifásicas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_2

a.2 – Potências Reativas Injetadas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_2b.1 – Tensões Trifásicas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_3b.2 – Potências Reativas Injetadas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_3

c.1 – Tensões Trifásicas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_4c.2 – Potências Reativas Injetadas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_4d.1 – Tensões Trifásicas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_5

d.2 – Potências Reativas Injetadas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_5e.1 – Tensões Trifásicas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_6e.2 – Potências Reativas Injetadas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_6

f.1 – Tensões Trifásicas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_7f.2 – Potências Reativas Injetadas nos Nós B₂, B₃ e B₄ – Estado_7

A Tabela 7.9 sintetiza os resultados obtidos nas simulações de todas as combinações de estado das fontes de GDFV aplicadas no processo de regulação do perfil de tensão. É possível verificar que, em alguns casos, as tensões nos nós não retornaram para os limites adequados.

Em todas as situações em que não há injeção de potência reativa pela fonte de GDFV no nó B₄, a tensão nesse ponto permanece com nível inferior ao limite de 0,93 p.u. Esse comportamento é esperado, visto que se trata do nó mais crítico localizado no final do alimentador. Nessa situação, ainda que as fontes conectadas aos nós B₂ e B₃ injetem o máximo das suas capacidades, o perfil de tensão no nó B₄ permanece violado, considerando as características dos inversores utilizados.

O perfil global de tensão melhora sensivelmente quando, no mínimo, duas fontes de GDFV participam do processo de regulação de tensão. A exceção é percebida no estado 7, justamente devido à não participação da fonte de GDFV no nó B₄.

É evidente também, tanto pelas curvas de potência apresentadas nos gráficos quanto pelos valores descritos na Tabela 7.9, que a injeção de potência reativa em cada nó varia de acordo com a capacidade de cooperação de cada fonte de GDFV, devido à combinação de estados do conjunto de fontes e da aplicação do método $Q(U)_{ótimo}$.

Tabela 7.9: Cenário 1.4 – Tensões e Potências Injetadas pela Fontes de GDFV

Estado da Fonte de GDFV				Nó B ₂			Nó B ₃			Nó B ₄		
	GDFV B ₂	GDFV B ₃	GDFV B ₄	V _{min} (p.u)	V _{final} (p.u)	Q (kVAr)	V _{min} (p.u)	V _{final} (p.u)	Q (kVAr)	V _{min} (p.u)	V _{final} (p.u)	Q (kVAr)
1	0	0	0	0,947	0,948	0	0,911	0,914	0	0,891	0,895	0
2	0	0	1	0,953	0,957	0	0,924	0,933	0	0,912	0,926	437
3	0	1	0	0,953	0,957	0	0,924	0,933	438,5	0,907	0,916	0
4	0	1	1	0,954	0,96	0	0,926	0,94	234	0,913	0,932	365
5	1	0	0	0,944	0,957	433	0,91	0,924	0	0,894	0,907	0
6	1	0	1	0,954	0,962	170	0,924	0,938	0	0,912	0,931	442,6
7	1	1	0	0,957	0,967	441,5	0,928	0,942	437,6	0,911	0,925	0
8	1	1	1	0,955	0,962	116	0,926	0,94	226	0,913	0,931	336

7.1.5 Cenário 1.5 – Fontes de GDFV de mesma potência nominal, com atraso da comunicação entre o SGGD e a GDFV conectada ao nó B₄

O método de regulação de tensão proposto é sensível a distúrbios na rede de comunicação. Para que os benefícios desse método sejam auferidos, faz-se necessário que a rede de comunicação que interliga as fontes de GDFV e o SGGD apresente os índices de disponibilidade e requisitos de conectividade adequados. Embora o tamanho das mensagens de controle que trafegam nessa rede seja pequeno (poucos kbytes), a sua disponibilidade e latência são requisitos críticos.

As simulações realizadas nesse cenário pretenderam analisar a sensibilidade da regulação de tensão quando a rede de comunicação é afetada por atrasos propositalmente introduzidos no caminho da comunicação entre o SGGD e os inversores.

Nesse cenário, as três fontes de GDFV de mesma capacidade de potência nominal (1 MW) atuam no processo de regulação de tensão. Contudo, atrasos de 25, 50, 100 e 200 milissegundos são introduzidos na comunicação entre o SGGD e o inversor da fonte de GDFV conectada ao nó B₄ (GDFV_B₄), que se encontra mais afastado da fonte primária do sistema e, portanto, mais susceptível a variações de tensão.

Como pode ser observado na Tabela 7.10, a instabilidade e a indisponibilidade da rede de comunicação afeta o processo de regulação de tensão. Em alguns casos, o benefício da cooperação entre as fontes de GDFV torna-se degradado e os níveis de tensão nos nós B₃ e B₄ permanecem violados enquanto o desempenho da fonte GDFV_B₄ está comprometido. O período de tempo em que os níveis de tensão permanecem violados é bastante sensível ao atraso causado na rede de comunicação e pode alcançar centenas de milissegundos, tempo suficiente para afetar o funcionamento de vários equipamentos conectados à rede de distribuição.

Como um exemplo, considerando um atraso de 100 ms, a tensão no nó B₄ permanece abaixo do limiar de tensão ($V < 0,93$ p.u.) durante 113,75 ms.

Tabela 7.10: Cenário 1.5 – Tensões nos Nós Considerando Atrasos na Rede de Comunicação

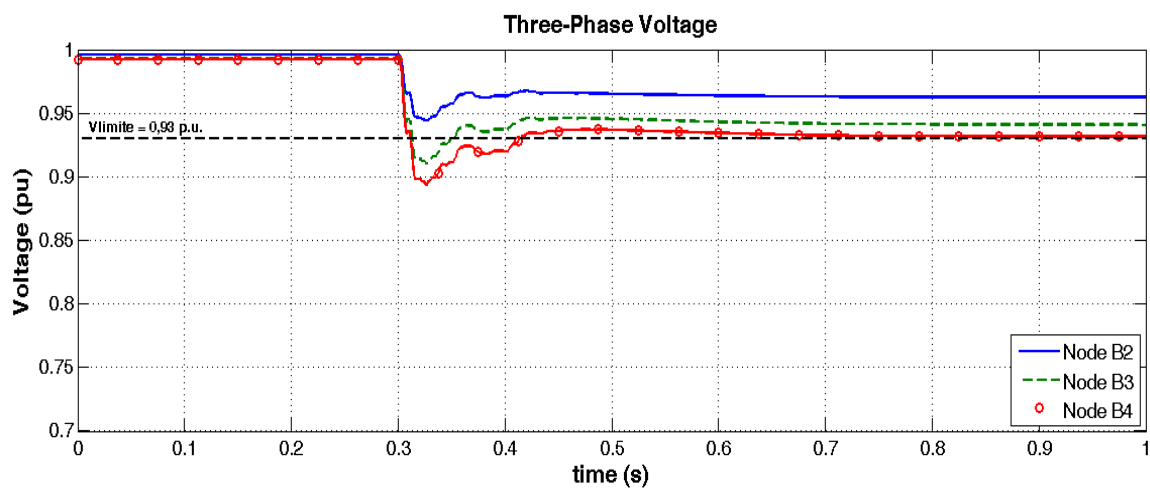
Atraso DGPV_B ₄ (ms)	Nó B ₃		Nó B ₄	
	Tensão antes da atuação da GDFV_B ₄ (p.u)	Tempo para atingir 0,93 p.u. (ms)	Tensão antes da atuação da GDFV_B ₄ (p.u)	Tempo para atingir 0,93 p.u. (ms)
200	0,94	51,25	0,924	213,75
100	0,937	51,25	0,920	113,75
50	0,928	50,25	0,913	59,5
25	0,915	48,5	0,893	57,8

A Figura 7.5 apresenta os gráficos das tensões nos nós B₂, B₃ e B₄ e a potência reativa injetada pelas respectivas fontes de GDFV, considerando um atraso de comunicação de 100 ms entre o SGGD e a fonte GDFV_B₄. Em um primeiro estágio, devido ao atraso de comunicação, as outras fontes contribuem com uma maior quantidade de injeção de potência reativa na tentativa de estabilizar os níveis de tensão

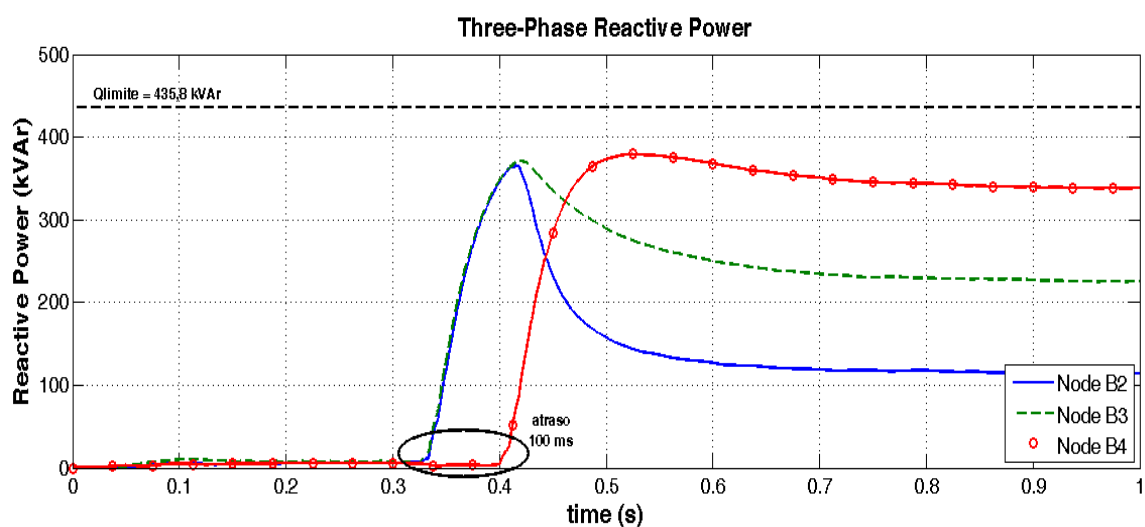
dentro dos limites aceitáveis. Contudo, o valor da tensão no nó B₄ permanece ainda inferior ao limite aceitável, mesmo com a injeção máxima permitida às demais fontes.

Após a entrada da fonte de GDFV_B₄ no processo de regulação, a injeção de potência das demais fontes reduz-se substancialmente. O suporte de reativo adicional proporcionado por essa fonte faz com que a tensão no nó B₄ se estabilize dentro da faixa aceitável e também aumente o nível de tensão no nó B₃.

Figura 7.5: Cenário 1.4 – Tensões e Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV nos nós B₂, B₃, e B₄, com Atraso de Comunicação entre SGGD e GDFV_B₄ (100 ms)



(a) Tensões Trifásicas nos Nós B₂, B₃ e B₄ - Atraso de 100 ms GDFV_B₄



(b) Injeção de Potência Reativa nos Nós B₂, B₃ e B₄ - Atraso de 100 ms GDFV_B₄

A Tabela 7.11 apresenta os valores das tensões em cada nó e os valores das respectivas injeções de potência reativa de cada fonte de GDFV, antes e após a entrada da fonte de GDFV_B₄, para cada atraso considerado (25, 50, 100 e 200 ms). Os valores mostrados na tabela indicam uma redução substancial da injeção de potência reativa pelas fontes de GDFV após a assistência da fonte conectada ao nó B₄.

Tabela 7.11: Cenário 1.5 – Tensões Finais nos Nós e Injeções de Potência Reativa

Nós	B ₂		B ₃		B ₄	
Tensão (p.u.)						
Atraso DGPV_B ₄ (ms)	V _{final} (antes GD4)	V _{final} (após GD4)	V _{final} (antes GD4)	V _{final} (após GD4)	V _{final} (antes GD4)	V _{final} (após GD4)
200	0,963	0,963	0,94	0,941	0,924	0,931
100	0,963	0,963	0,936	0,941	0,919	0,931
50	0,957	0,963	0,928	0,941	0,913	0,931
25	0,944	0,963	0,915	0,941	0,893	0,931
Injeção de Potência Reativa pela GDFV (kVAr)						
Atraso DGPV B ₄ (ms)	Q _{max} (antes GD4)	Q _{final} (após GD4)	Q _{max} (antes GD4)	Q _{final} (após GD4)	Q _{max} (antes GD4)	Q _{final} (após GD4)
200	381,8	114	426	225,6	0	338
	ΔQ = -70,14%		ΔQ = -47,04%		-	
100	346,6	114	366,4	225,6	0	338
	ΔQ = -67,11 %		ΔQ = -38,43%		-	
50	204	114	355	225,6	0	338
	ΔQ = -44,11 %		ΔQ = -36,45%		-	
25	151	114	291	225,6	0	338
	ΔQ = -24,5 %		ΔQ = -22,47%		-	

Esse cenário indica a sensibilidade do desempenho da rede de comunicação na execução do método integrado de regulação de tensão proposto. A instabilidade e indisponibilidade da rede dificultam ou impedem a transação da informação entre os inversores das fontes de GDFV e o sistema de gerência centralizado. Nesses casos, o benefício da cooperação entre as fontes de GDFV fica comprometido e alguns pontos específicos da rede de distribuição apresentam níveis de tensão fora da faixa de valores permitidos. Uma forma de minimizar esse problema seria implementar o método de regulação proposto associado ao método de regulação local, de modo que, na ocorrência de atraso de comunicação com alguma fonte de GDFV, após um limite de tempo pré-estabelecido, o controle local seja aplicado, até que o funcionamento da rede de comunicação se normalize.

7.1.5.1 *Análise de Sensibilidade da Rede de Comunicação e Aspectos Tecnológicos*

Os resultados da análise de sensibilidade do processo de regulação de tensão obtidos na seção anterior demonstraram o impacto causado pela degradação de desempenho da rede de comunicação e sua indisponibilidade.

A tensão em alguns nós da rede de distribuição pode permanecer fora dos limites aceitáveis durante vários segundos ou minutos caso nenhuma medida de controle adicional for empregada. Consequentemente, cargas sensíveis, como aquelas usadas em plantas industriais, podem ser desconfiguradas e até mesmo desconectadas.

O desempenho da rede de comunicação é crítico na arquitetura de regulação de tensão proposta. De acordo com os parâmetros da rede de comunicação definidos na Tabela 5.4, o inversor da fonte de GDFV deve iniciar a sua operação em até 20 ms após a detecção da violação do valor da tensão no ponto de conexão. Considerando o tamanho máximo da mensagem de controle de 1522 bytes (mensagem GOOSE), a taxa de dados mínima da rede de comunicação deve ser de 600 kbps. Outros requisitos importantes da rede de comunicação são: *i*) a disponibilidade mínima da rede (99,9% ao ano); *ii*) a taxa de perda de pacotes (<1%) e *iii*) o alcance médio (~10 km).

Com a emergência das redes inteligentes de energia, os desafios enfrentados pela medição inteligente (AMI – *Automatic Meter Infrastructure*) em coletar e processar

uma grande quantidade de dados de medição, tem resultado no desenvolvimento de uma arquitetura de comunicação capilar, escalável, com taxa de dados agregada e capacidade de processamento adequados [BALAKRISHNA et al., 2014]. Essa infraestrutura poderá ser ampliada e capacitada para atendimento aos novos serviços e processos operativos demandados pelas concessionárias.

Os critérios gerais para a escolha das tecnologias de comunicação mais adequadas para as funções operativas demandadas pela infraestrutura de energia foram discutidos no capítulo 5 e também sumarizados em (LEITE et al., 2014). Para o segmento de rede MAN, existem algumas opções disponíveis baseadas em tecnologias IP que possibilitam a comunicação fim-a-fim entre os inversores das fontes de GDFV dispersas na rede de distribuição e o SGGD. Embora a taxa de dados não seja um requisito restritivo para a arquitetura de regulação integrada de tensão proposta, a latência e a disponibilidade da rede definirão as tecnologias de comunicação mais apropriadas.

Dessa forma, as atuais tecnologias com fio disponíveis (fibra ótica, IP MPLS, Metro Ethernet) e sem fio (WiMax 802.16, Rede Mesh e Rádio Digital) são candidatas potenciais. Tecnologias de comunicação móvel baseadas nos padrões 3G/4G, embora usualmente utilizadas como infraestrutura de comunicação em algumas aplicações na rede de distribuição, não são apropriadas para a função de regulação de tensão proposta devido à sua baixa disponibilidade (< 98%), ainda mais acentuada em áreas afastadas dos grandes centros urbanos.

Tradicionalmente, os provedores de serviços de energia têm projetado, implantado e operado as suas próprias infraestruturas de comunicação para suporte às funções operativas críticas, que são sensíveis aos requisitos de tempo de resposta, disponibilidade, confiabilidade e segurança. As redes de comunicação comerciais são tipicamente utilizadas para o tráfego de dados de funções menos críticas. O desafio é definir uma arquitetura de comunicação baseada em um *mix* de tecnologias de custo atrativo e adequada às diversas demandas operacionais, que atenda, em um cenário de funcionalidades agregadas, aos requisitos de conectividade estabelecidos.

7.2 Cenário 2: Regulação de Tensão Após Autorrestauração da Rede

O objetivo desse cenário é analisar a potencial contribuição dos sistemas de GDFV no processo de regulação integrada de tensão nos pontos de conexão à rede, a partir da injeção de potência reativa, após ação de reconfiguração devido a ocorrência de falta em um alimentador ou circuito da rede de distribuição.

A autorrestauração (*Self-Healing*) do sistema de suprimento de energia é um conceito que possibilita a identificação e o isolamento dos componentes do sistema elétrico submetido a faltas e a restauração do serviço de fornecimento do consumidor por elementos “saudáveis”.

O conceito de autorrestauração em sistemas de distribuição é mais adequado para alimentadores urbanos e suburbanos, onde rotas alternativas de fornecimento de energia estão disponíveis, em contraponto aos alimentadores rurais, onde a distribuição radial é predominante. A implementação da autorrestauração no sistema de distribuição necessita de projetos que sejam flexíveis o suficiente para ajustar mudanças no carregamento do sistema e condições de configuração, incluindo modificação no cenário de proteção de forma automática e operação dos componentes do sistema de distribuição dentro de seus limites operacionais, como, por exemplo, o fluxo de potência e tensão nominais.

A implantação das *microgrids* e técnicas de ilhamento intencional através de fontes de geração distribuída e recursos de armazenamento de energia também podem auxiliar no projeto e dimensionamento de sistemas de autorrestauração, com experiências já implantadas por algumas concessionárias de energia.

A Figura 7.6 ilustra a rede modelada no PSCAD, a partir da qual foram realizadas as simulações desse cenário, considerando a aplicação da estratégia de regulação integrada de tensão. Essa rede tem características semelhantes àquela simulada no cenário anterior, porém existem duas fontes de alimentação de 13,8 kV e chaves seccionadoras utilizadas para isolar faltas e reconfigurar a rede. Nessa nova configuração, as fontes primárias da rede estão conectadas aos nós B₁ e B₆ e as fontes de GDFV e as cargas estão conectadas aos nós B₂ a B₅.

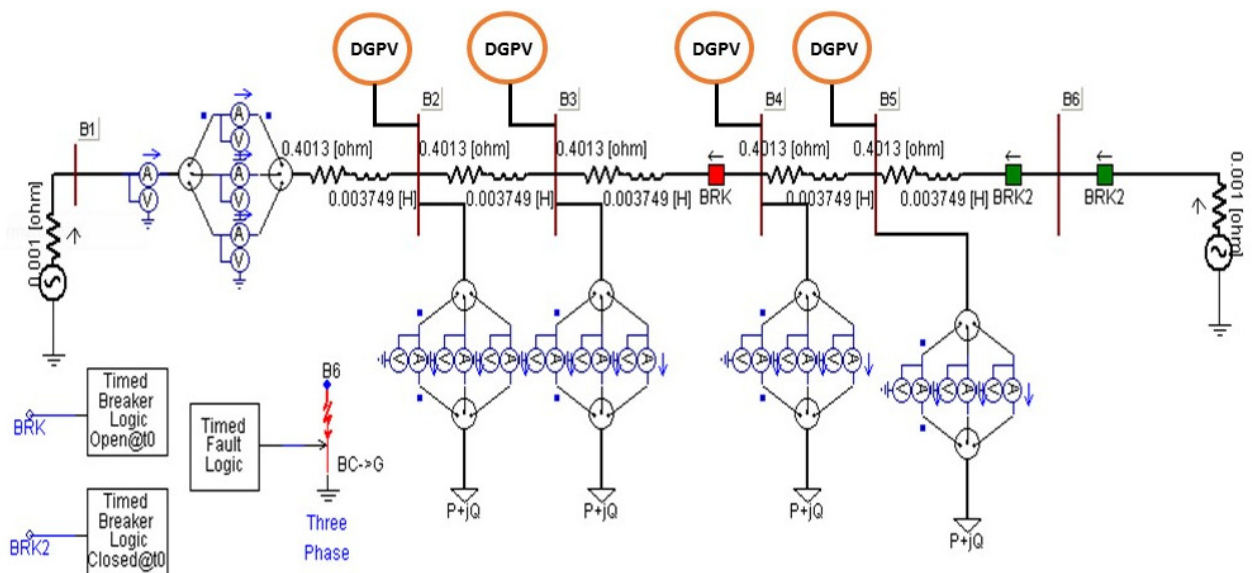
Em operação normal, o circuito é segmentado pela chave “BRK”, normalmente aberta. Nessa situação, os segmentos conectados aos nós B₂ e B₃ são supridos pela

fonte conectada ao nó B₁, ao passo que os segmentos conectados aos nós B₄ e B₅ são alimentados pela fonte conectada ao nó B₆.

Em situação de falta aplicada ao nó B₆, as chaves “BRK2”, normalmente fechadas, são abertas com o intuito de isolar a falta do restante do circuito. Nesse momento, devido à ação do *self-healing*, a chave “BRK” é fechada e os segmentos conectados aos nós B₄ e B₅ são automaticamente transferidos para a o circuito adjacente, de modo que a fonte conectada ao nó B₁ passa a suprir energia para todos os segmentos conectados aos nós B₂ a B₅.

Em uma arquitetura de *self-healing*, o acionamento dos religadores automáticos, aqui representados pelas chaves BRK, é realizado a partir de um sistema de controle normalmente centralizado na subestação, que se comunica com os reguladores automatizados para a ação de isolamento e comutação de circuitos. Essa comunicação pode usufruir da mesma infraestrutura de telecomunicações usada para o processo de regulação de tensão proposto neste trabalho.

Figura 7.6: Cenário 2 – Rede de Energia com Autorrestauração e GDFV



A carga é constante durante todo o período de simulação, com demanda de potência de $500 + j500 \text{ VA}$. Cada fonte de GDFV tem potência nominal de 1 MW e capacidade máxima de injeção de potência reativa de 438,5 kVar. A potência ativa das fontes de GDFV é fixada em 300 kW.

A sensibilidade das fontes de GDFV no processo de regulação de tensão é analisada frente a três tipos de faltas incidentes no nó B₆: falta fase-terra, falta fase-fase e falta trifásica. Para cada situação são realizadas três simulações, a saber:

- **Rede sem injeção de potência reativa pelas fontes de GDFV:** Todas as fontes de GDFV injetam potência ativa, porém não contribuem com nenhuma potência reativa. Essa simulação é o caso base para comparação com os outros dois.
- **Rede com 4 fontes de GDFV de mesma potência nominal:** Todas as fontes de GDFV contribuem para a melhoria do perfil de tensão através da injeção otimizada de potência reativa.
- **Rede com 4 fontes de GDFV de mesma potência nominal, porém com as fontes de GDFV do lado da falta incapacitadas:** As fontes de GDFV conectadas aos nós B₂ e B₃ têm capacidade de injeção de potência reativa. As que estão conectadas aos nós B₄ e B₅ injetam apenas potência ativa.

As faltas são tipificadas de acordo com a Tabela 7.12.

Tabela 7.12: Caracterização das Faltas Incidentes

Tipo da Falta	Local de Incidência	Fases com Falta
Falta Fase-Terra	Nó B ₆	A
Falta Fase-Fase		B e C
Falta Trifásica		A, B e C

Nas simulações, as faltas ocorrem no instante de tempo de 0,2 segundos e após 10 milissegundos o chaveamento é acionado para o isolamento da falta e reconfiguração da rede. Essa ação coordenada de autorrestauração também pressupõe a existência de uma infraestrutura de comunicação com requisitos bastante restritos, principalmente em relação à disponibilidade e tempo de resposta da rede. O cenário ora estudado é típico de uma aplicação *Smart Grid*, onde o sincronismo de ações de autorrestauração da rede de energia e a estabilidade de perfil de tensão pressupõe o uso intensivo de infraestrutura de telecomunicações. A função de *self-healing* com ação de controle centralizada na subestação demanda uma infraestrutura de telecomunicações com tempo de resposta na ordem de 20 ms para a atuação da proteção e de até 600 ms para a comutação de circuitos. A disponibilidade mínima da rede deve ser superior a 99% ao ano.

7.2.1 Cenário 2.1 - Sem injeção de potência reativa pelas fontes de GDFV

Nesse caso, nenhuma das fontes de GDFV contribui para a regulação do perfil da tensão.

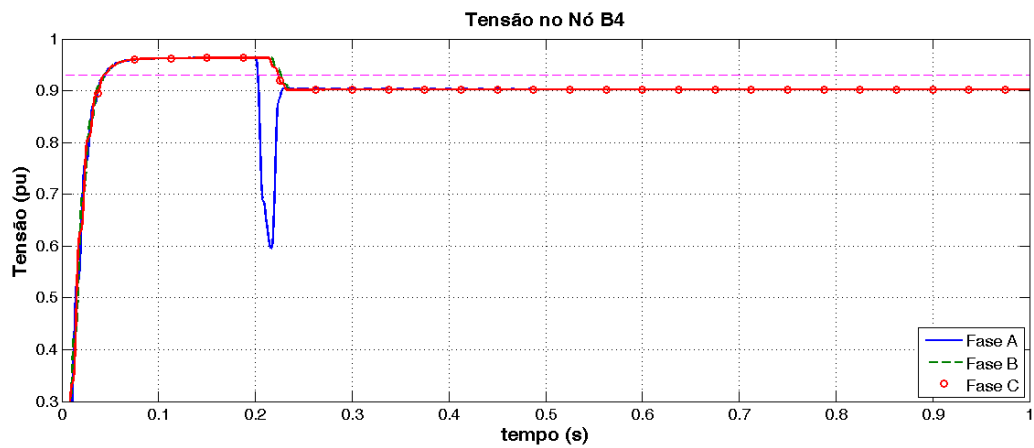
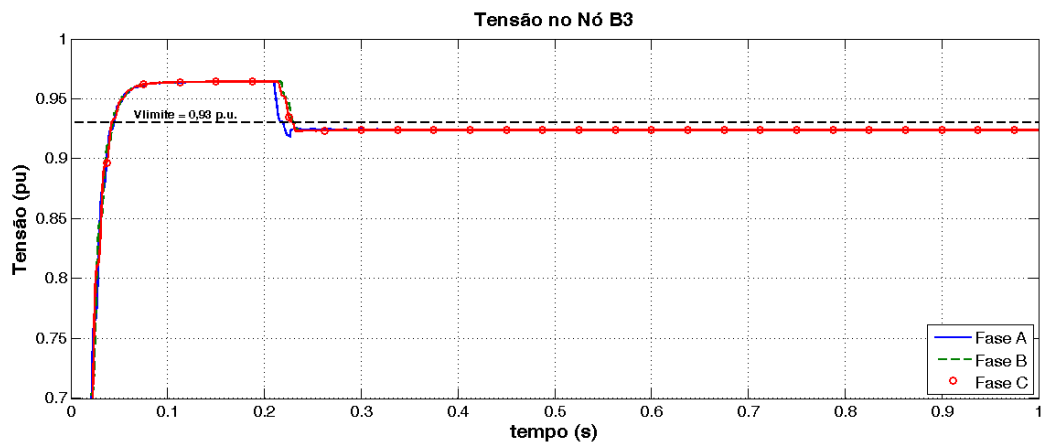
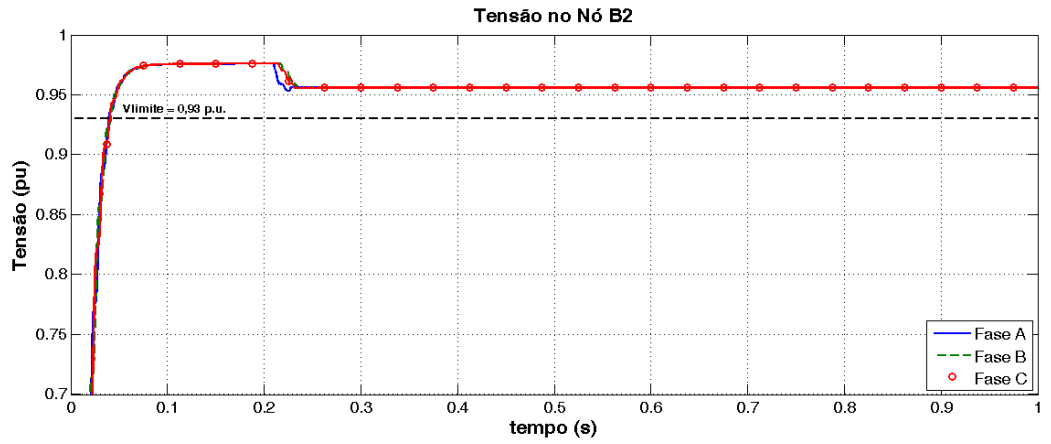
A Tabela 7.13 apresenta os parâmetros das fontes de GDFV e das cargas.

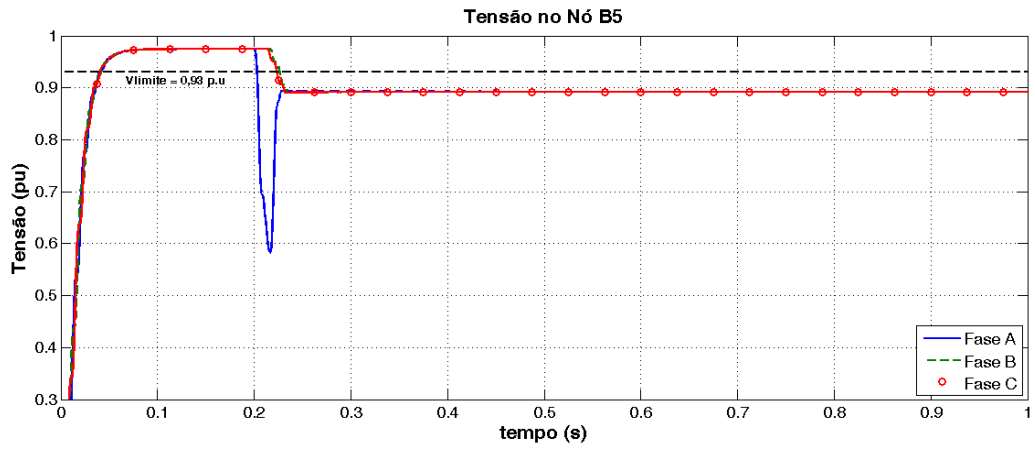
Tabela 7.13: Cenário 2.1 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas

Nó	GDFV			Cargas	
	S (kVA)	P _T (kW)	Q _T (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
2	1000	300	0	500	500
3	1000	300	0	500	500
4	1000	300	0	500	500
5	1000	300	0	500	500

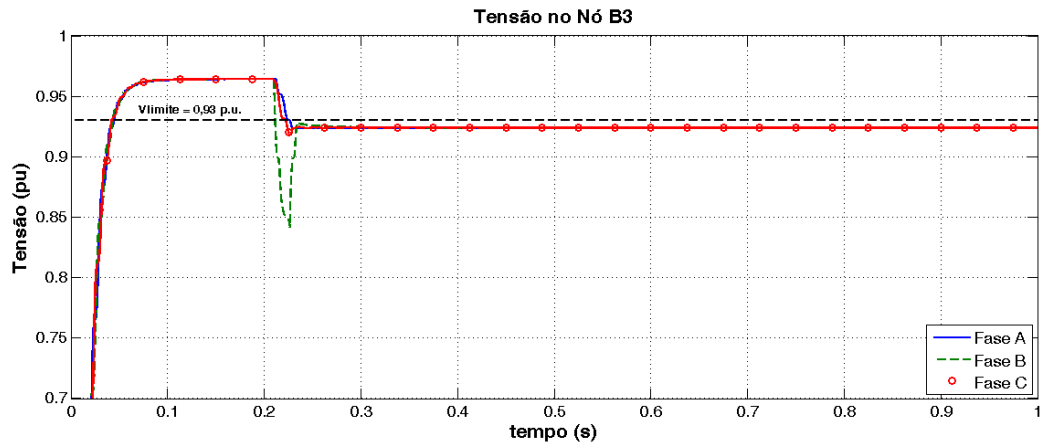
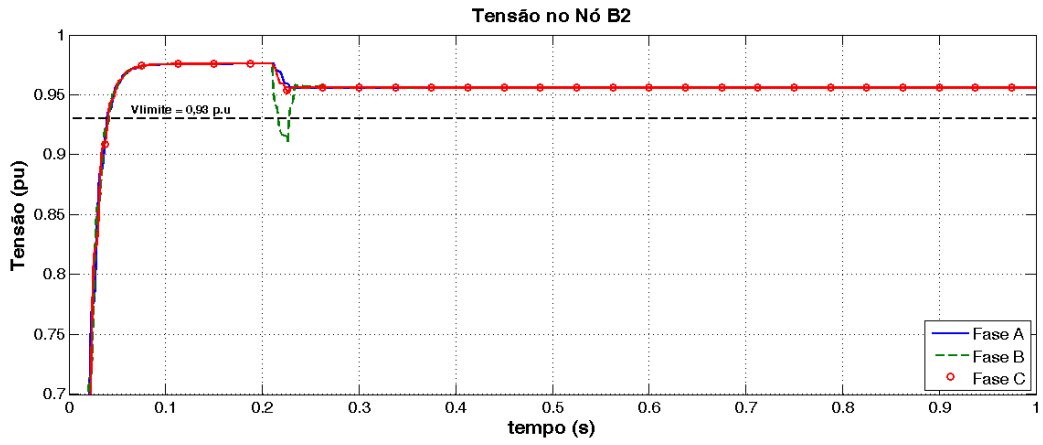
As simulações referem-se ao suporte de tensão nos nós do sistema após a ocorrência do *self-healing*. As tensões nos nós B₂, B₃, B₄ e B₅ são apresentadas na Figura 7.7 para os diferentes tipos de falta. Como não houve nenhum suporte de potência reativa pelas fontes de GDFV, o limite mínimo de tensão nos nós B₃, B₄ e B₅ foi violado. Apenas no nó B₂ as tensões permaneceram acima do limite mínimo após a reconfiguração da rede, por estar próximo à fonte primária de energia. Os nós B₄ e B₅ são os que mais sentem o colapso momentâneo de tensão nas fases com falta, pela proximidade ao nó onde a falta incidiu.

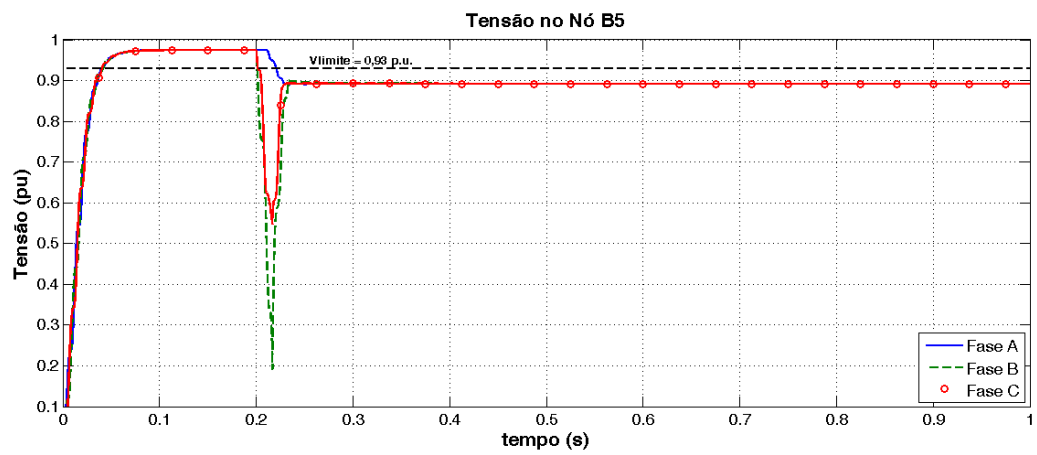
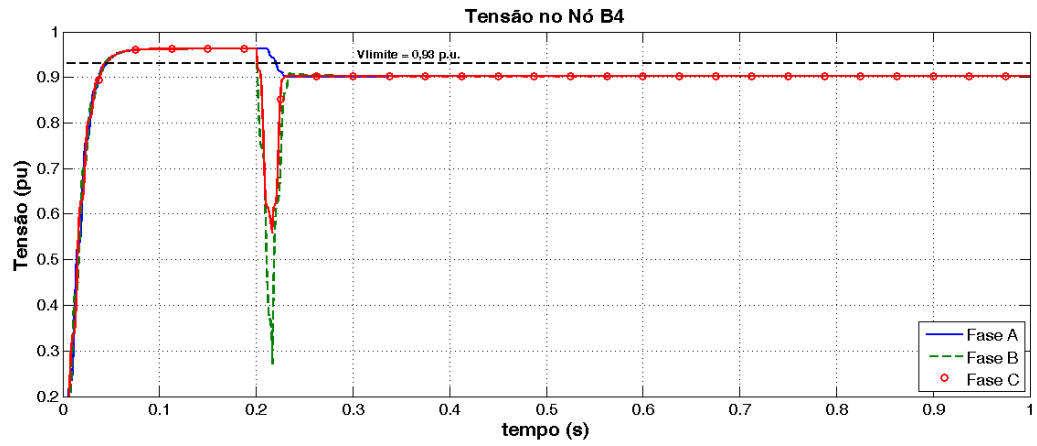
Figura 7.7: Cenário 2.1 – Tensões nos Nós com GDFV para os Três Tipos de Falta



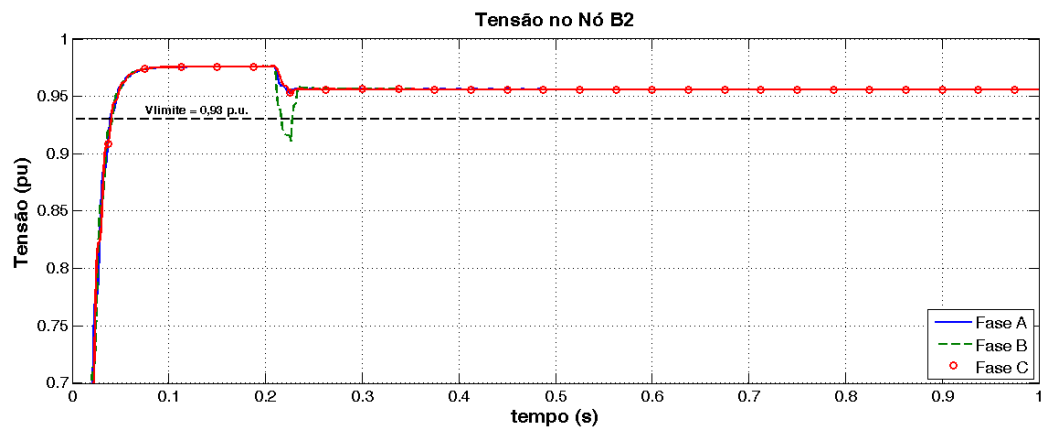


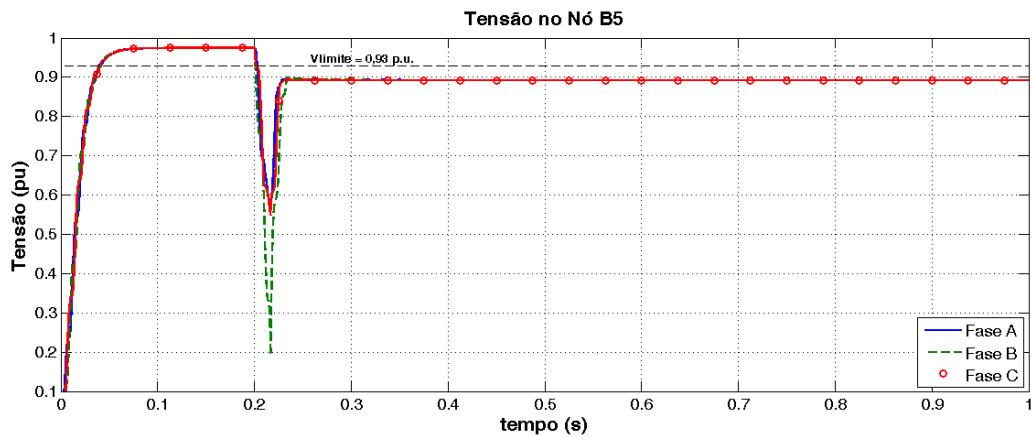
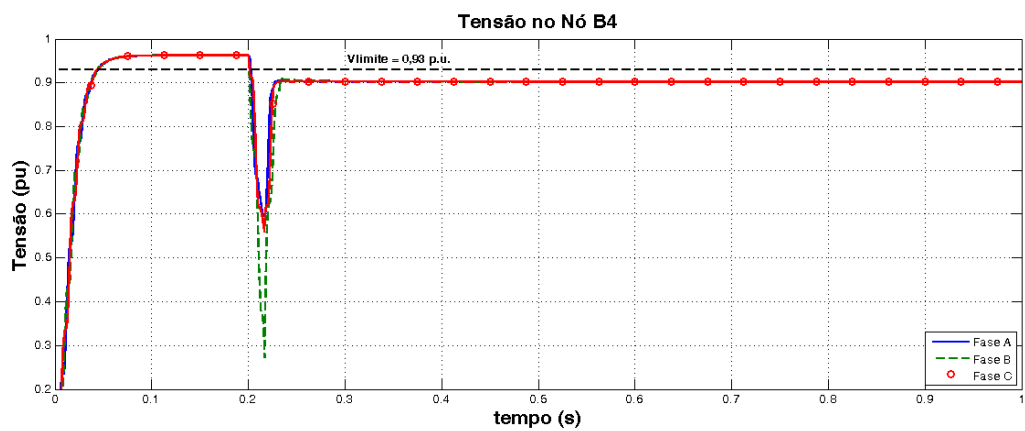
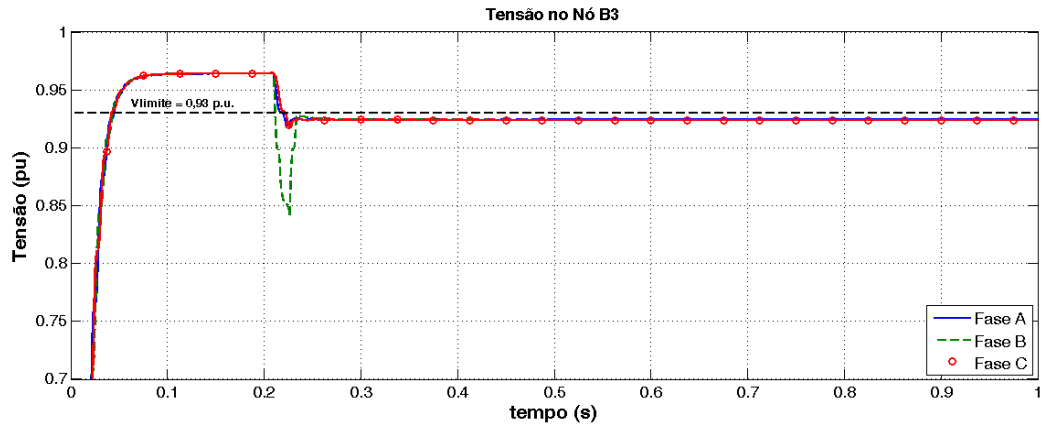
(a) Falta Fase-Terra - Tensões nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅





(b) Falta Fase-Fase - Tensões nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅





(c) Falta Trifásica - Tensões nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅

Os valores das tensões nos nós são mostrados na Tabela 7.14, que indicam os seguintes valores:

- Coluna “Fase Sã - $V_{\min}$ ”: menor valor de tensão medido de uma das fases que não sofreu falta.
- Coluna “Fase Falta - $V_{\min}$ ”: menor valor de tensão alcançado por uma das fases em falta.
- Coluna “Fases - V_{final} ”: valor final das tensões nas fases após a atuação das fontes de GDFV.

Tabela 7.14: Cenário 2.1 – Valores de Tensão nos Nós e Potências Reativas Injetadas

Tipo de Falta	Tensão nos Nós (p.u)											
	Nó B ₂			Nó B ₃			Nó B ₄			Nó B ₅		
	Fase Sã	Fase Falta	Fases	Fase Sã	Fase Falta	Fases	Fase Sã	Fase Falta	Fases	Fase Sã	Fase Falta	Fases
	$V_{\min}$	$V_{\min}$	V_{final}	$V_{\min}$	$V_{\min}$	V_{final}	$V_{\min}$	$V_{\min}$	V_{final}	$V_{\min}$	$V_{\min}$	V_{final}
Fase Terra	0,956	0,953	0,956	0,922	0,919	0,922	0,9	0,596	0,9	0,89	0,583	0,89
Fase Fase	0,952	0,916	0,956	0,918	0,85	0,924	0,9	0,336	0,9	0,891	0,288	0,892
Trifásica	-	0,912	0,956	-	0,843	0,924	-	0,3	0,9	-	0,2	0,892
Injeção de Potência Reativa [kVAr]												
Todos	0			0			0			0		

7.2.2 Cenário 2.2 - Fontes de GDFV de mesma potência nominal

Nesse cenário, todas as quatro fontes de GDFV conectadas aos nós B₂, B₃, B₄ e B₅ contribuem para a regulação do perfil da tensão, através da injeção de potência reativa ótima. A Tabela 7.15 apresenta os parâmetros das fontes distribuídas e das cargas conectadas aos respectivos nós.

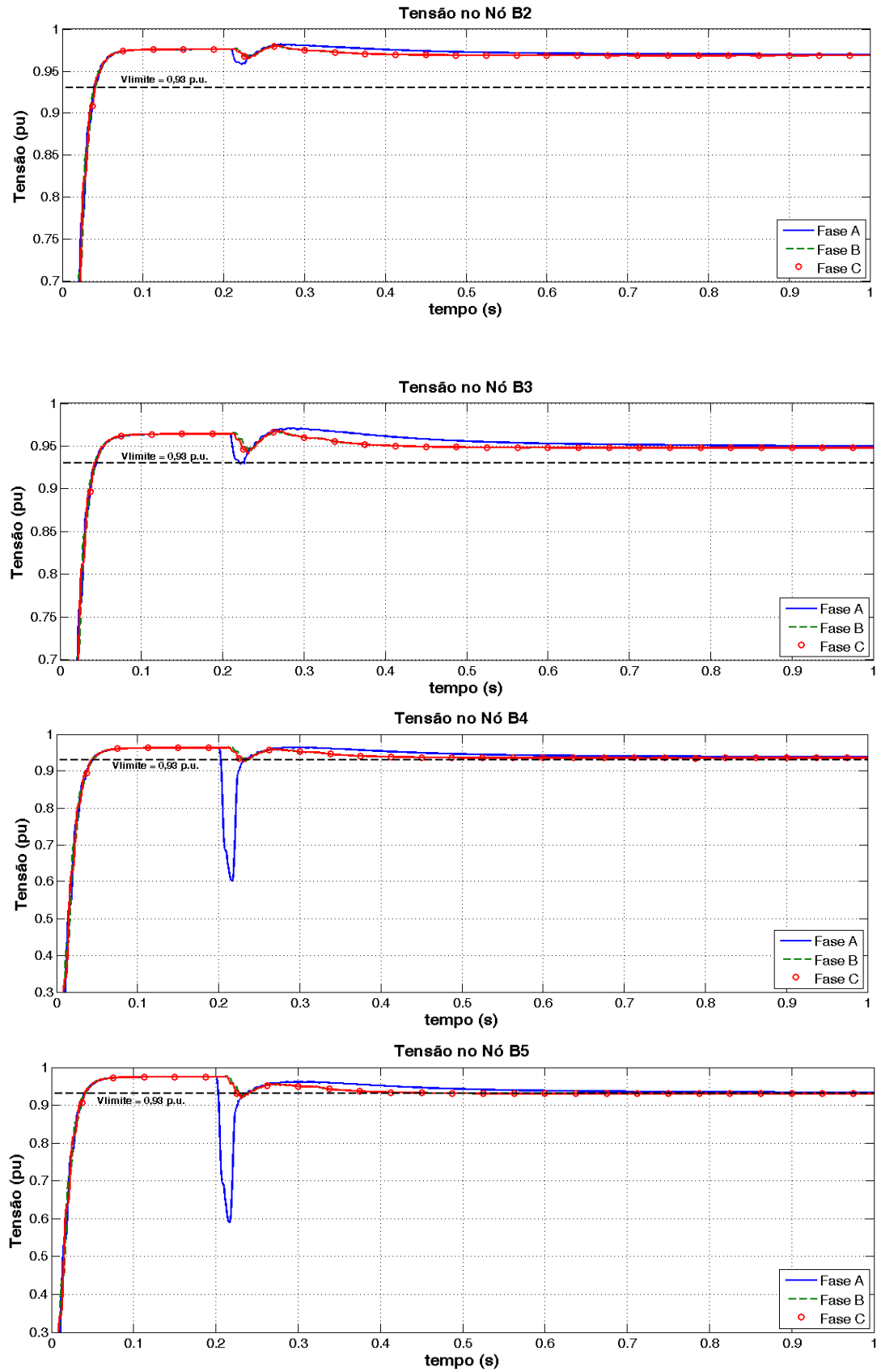
Tabela 7.15: Cenário 2.2 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas

Nós	GDFV			Cargas	
	S (kVA)	P _T (kW)	Q _T (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
2	1000	300	[0 – 435,8]	500	500
3	1000	300	[0 – 435,8]	500	500
4	1000	300	[0 – 435,8]	500	500
5	1000	300	[0 – 435,8]	500	500

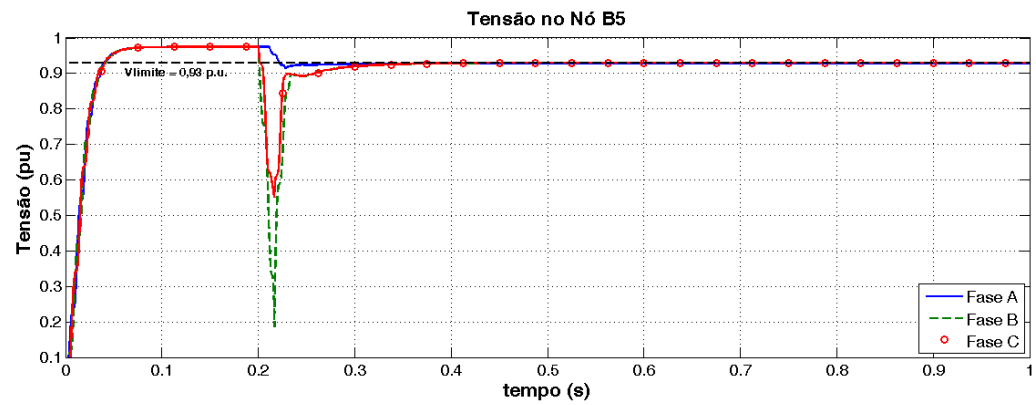
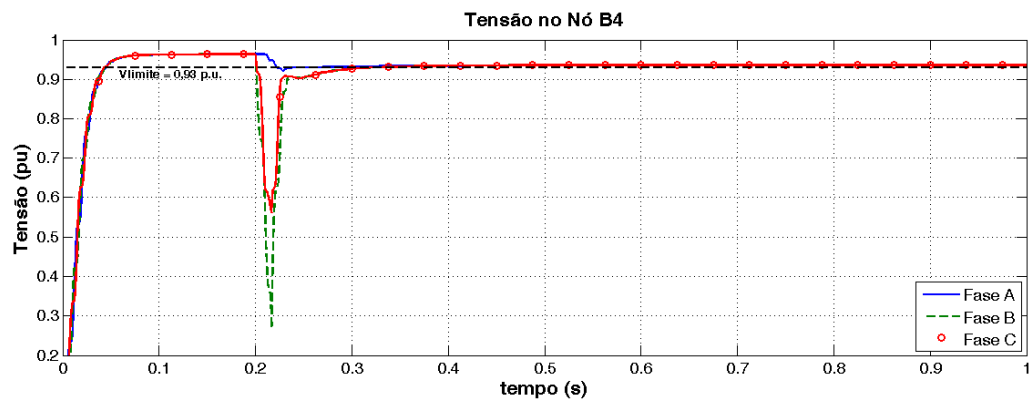
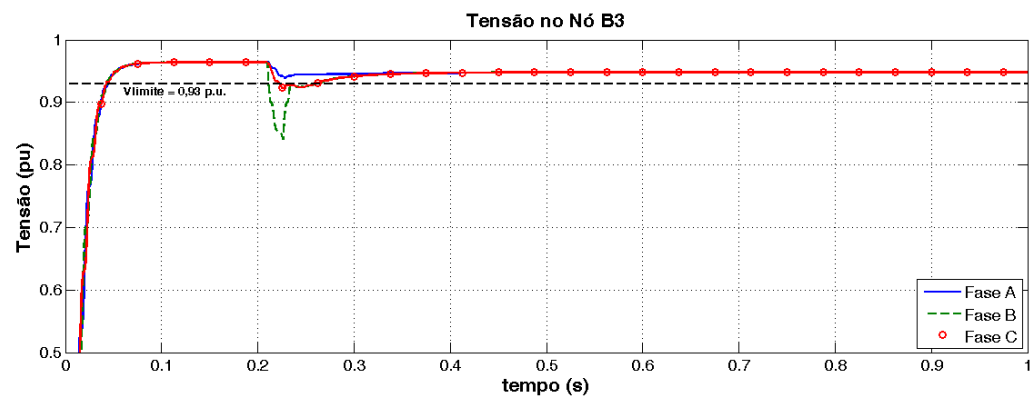
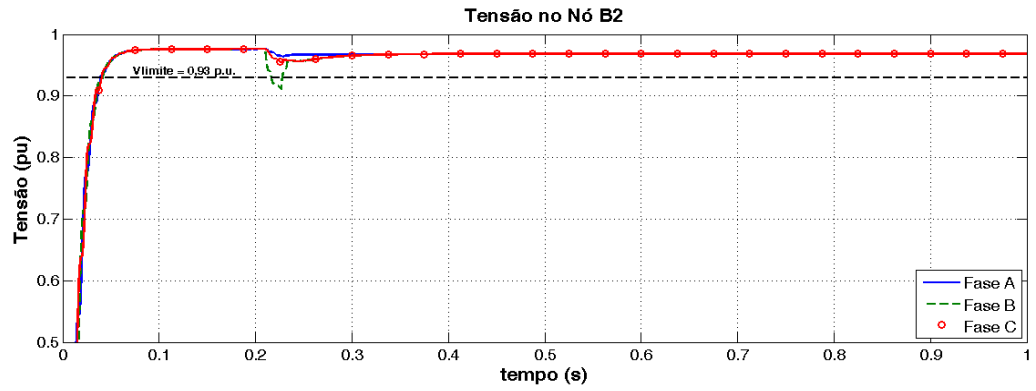
Como no caso base anterior, para essa condição também foram simulados três tipos de faltas: fase-terra, fase-fase e trifásica, também incidentes no nó B₆.

As tensões nos nós B₂, B₃, B₄ e B₅ são apresentadas na Figura 7.8. Ao contrário do cenário anterior, no qual ocorreu violação do limite inferior de tensão, o suporte de potência reativa pela ação coordenada das fontes de GDFV possibilitou que as tensões finais em todos os nós permanecessem dentro dos limites estabelecidos no código de rede.

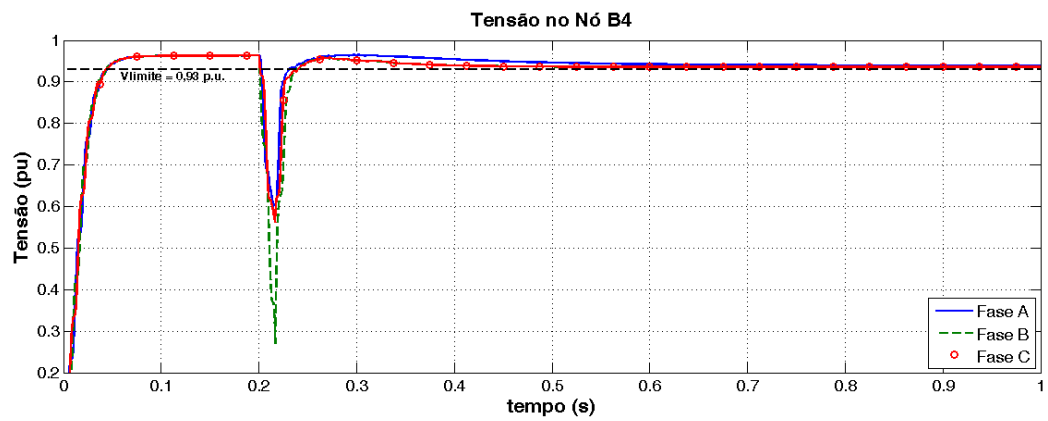
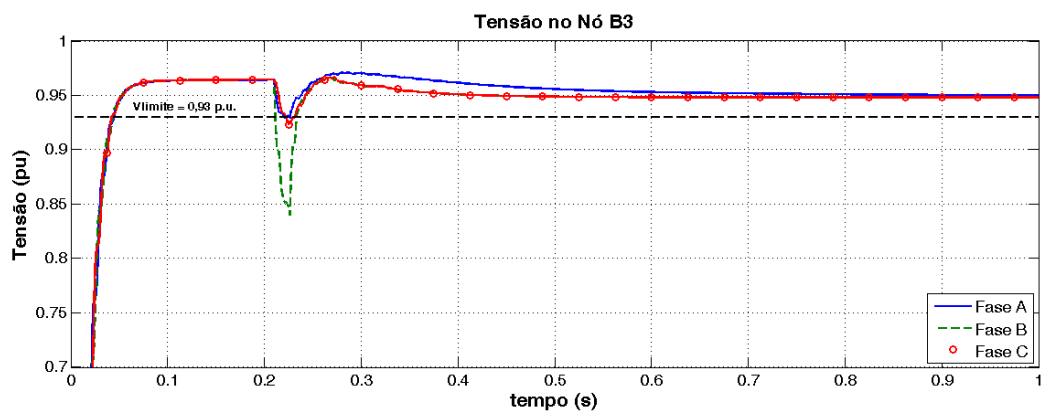
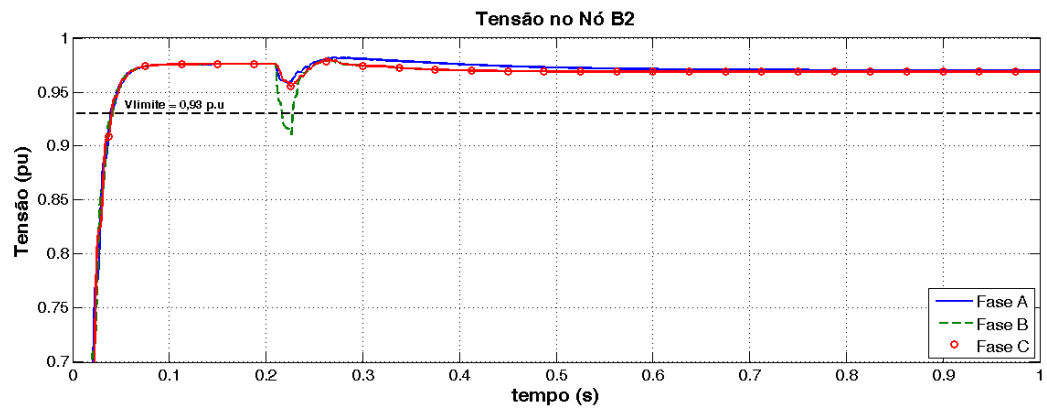
Figura 7.8: Cenário 2.2 – Tensões nos Nós com GDFV para os Três Tipos de Falta

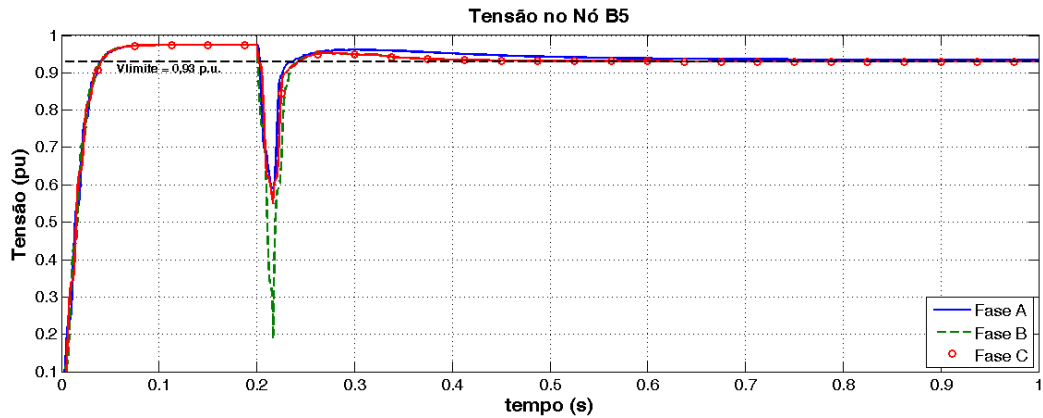


(a) Falta Fase-Terra - Tensões nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅



(b) Falta Fase-Fase - Tensões nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅





(c) Falta Trifásica - Tensões nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅

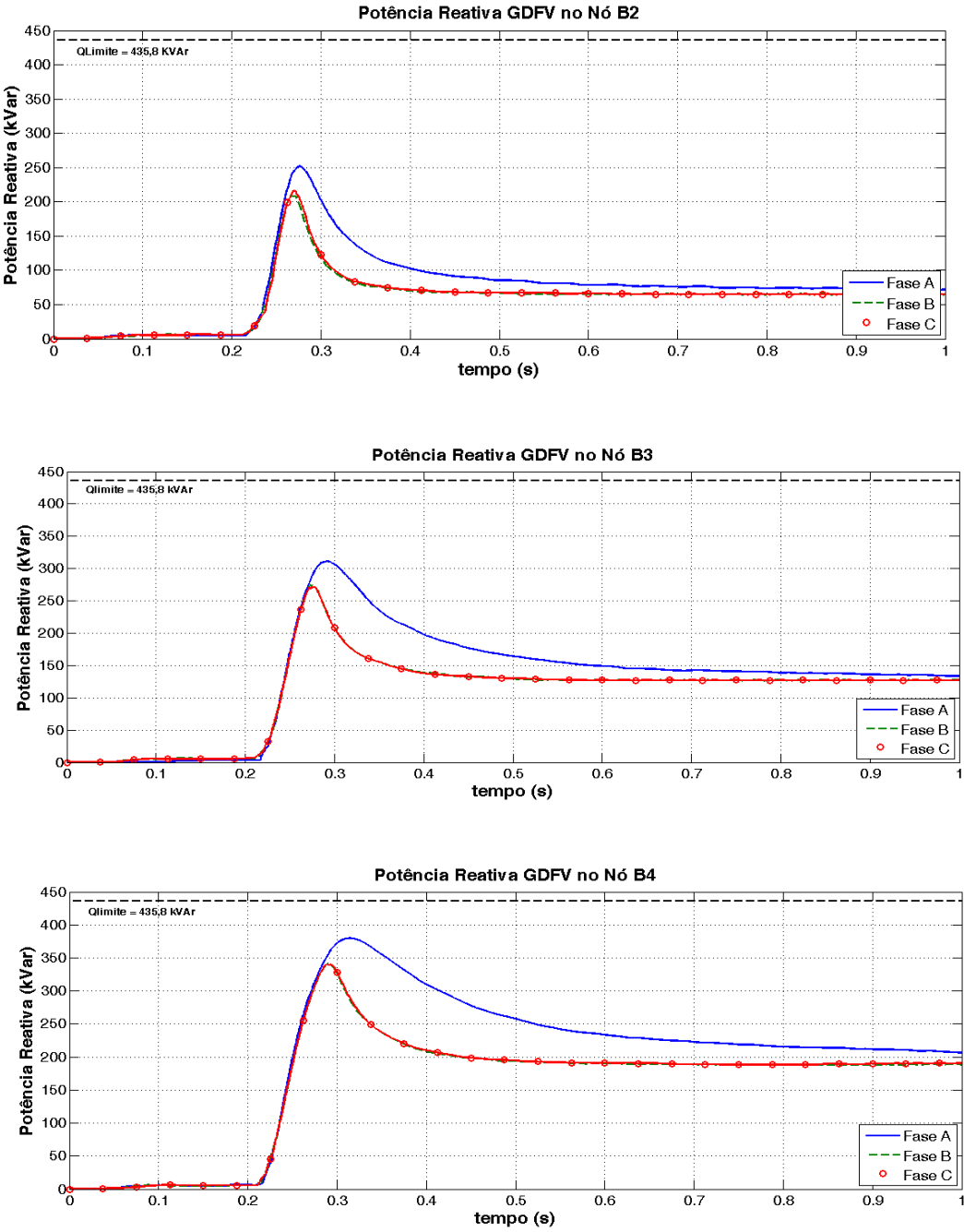
Os valores das tensões em cada nó estão determinados na Tabela 7.16.

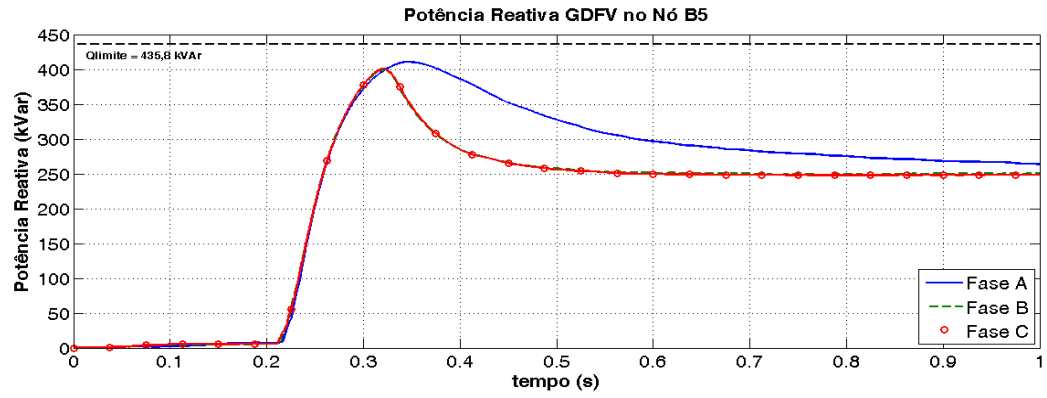
Tabela 7.16: Cenário 2.2 – Valores das Tensões nos Nós

Tipo de Falta	Tensão nos Nós (p.u)											
	Nó B ₂			Nó B ₃			Nó B ₄			Nó B ₅		
	Fase Sã	Fase Falta	Fases	Fase Sã	Fase Falta	Fases	Fase Sã	Fase Falta	Fases	Fase Sã	Fase Falta	Fases
	V _{min}	V _{min}	V _{final}	V _{min}	V _{min}	V _{final}	V _{min}	V _{min}	V _{final}	V _{min}	V _{min}	V _{final}
Fase Terra	0,965	0,959	0,969	0,941	0,93	0,95	0,925	0,6	0,939	0,918	0,59	0,934
Fase Fase	0,965	0,915	0,968	0,938	0,85	0,947	0,921	0,28	0,934	0,913	0,19	0,93
Trifásica	-	0,92	0,969	-	0,848	0,95	-	0,3	0,939	-	0,2	0,933

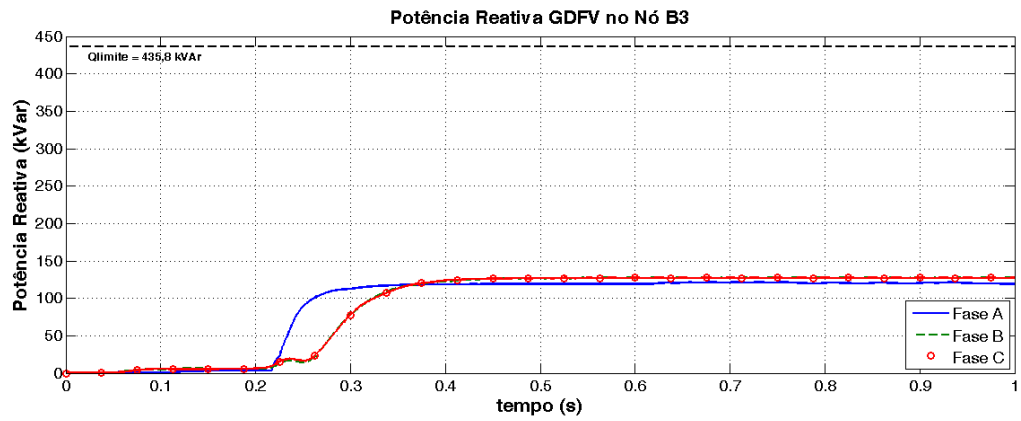
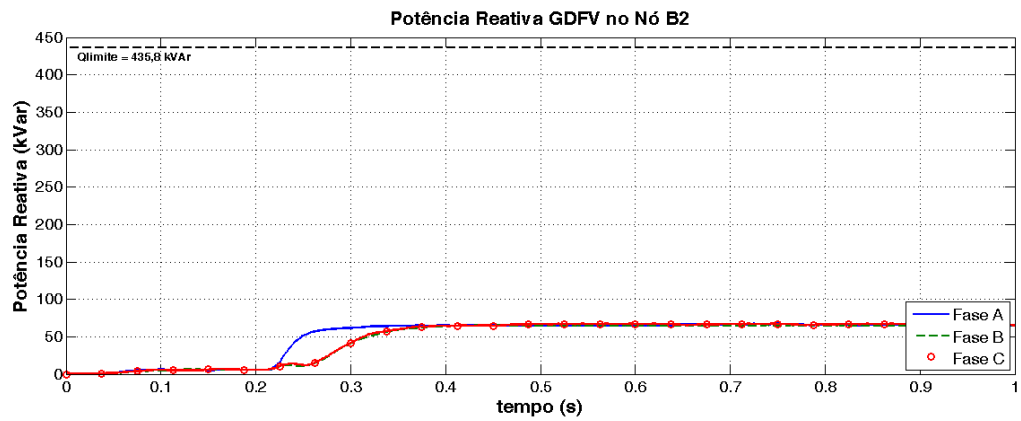
A Figura 7.9 apresenta as curvas de potência reativa injetada pelas fontes de GDFV. É notória a contribuição individual de cada fonte de geração percebida pelos valores diferenciados de injeção de potência reativa. Para as faltas mais severas, é exigido de cada fonte de GDFV uma maior contribuição de potência reativa, a fim de manter as tensões dentro dos limites operacionais recomendados.

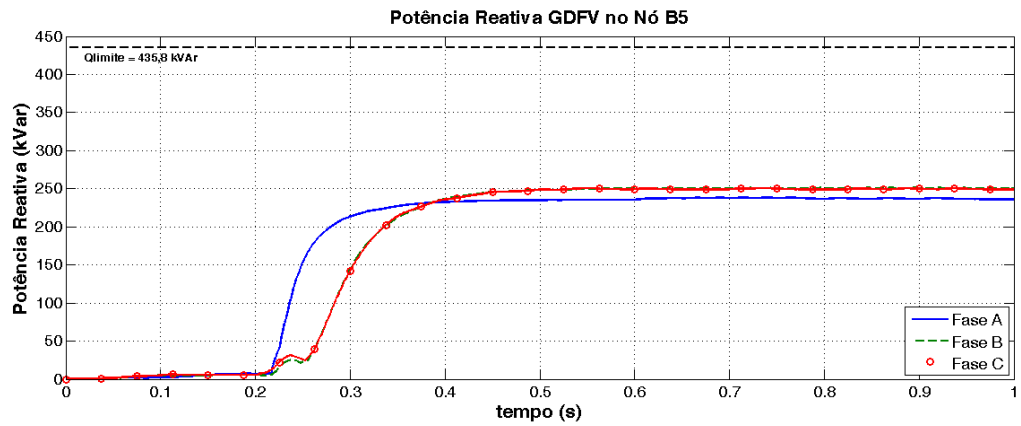
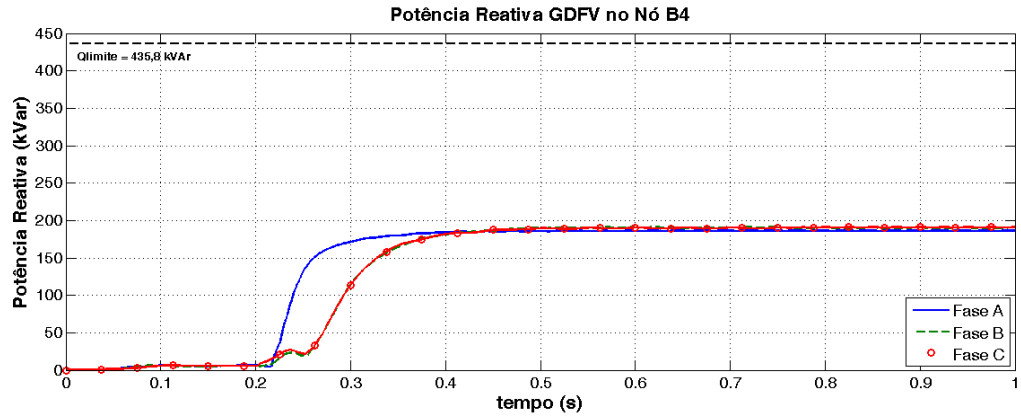
Figura 7.9: Cenário 2.2 – Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV



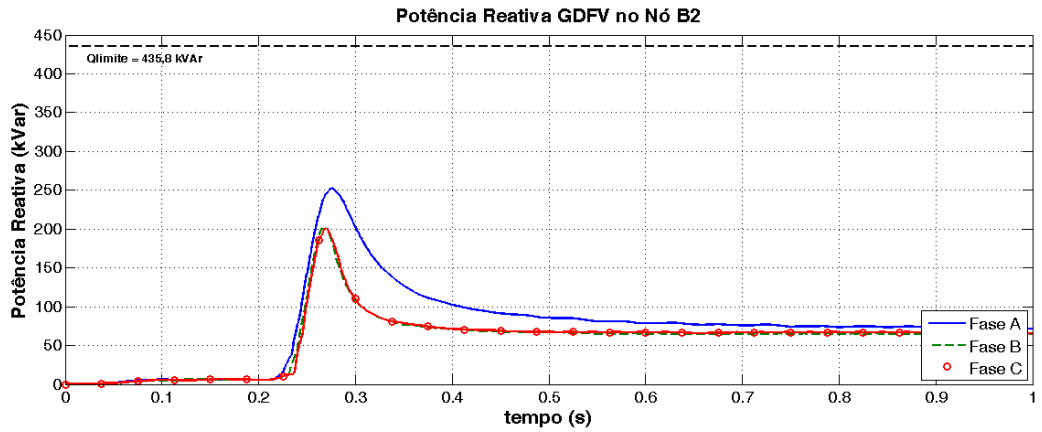


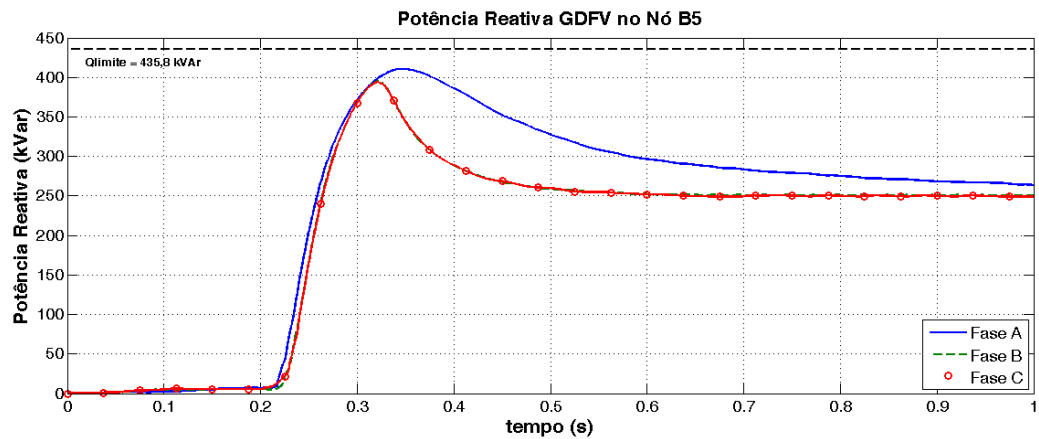
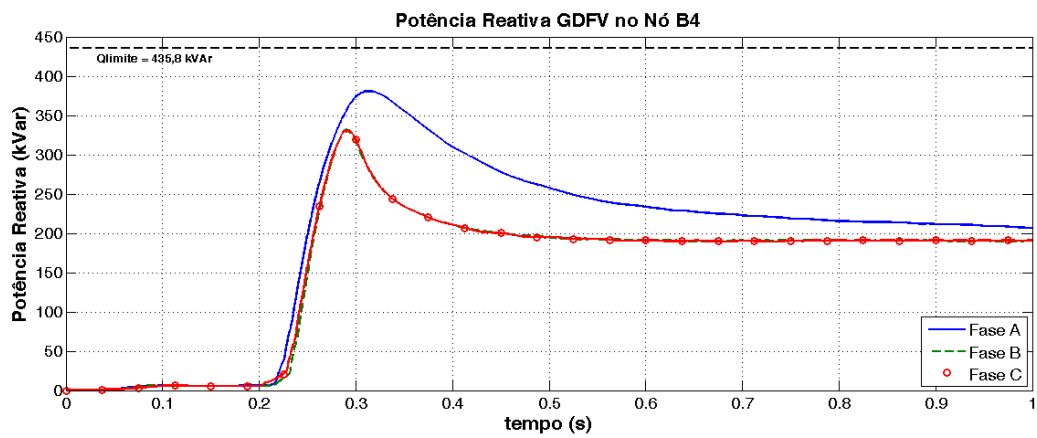
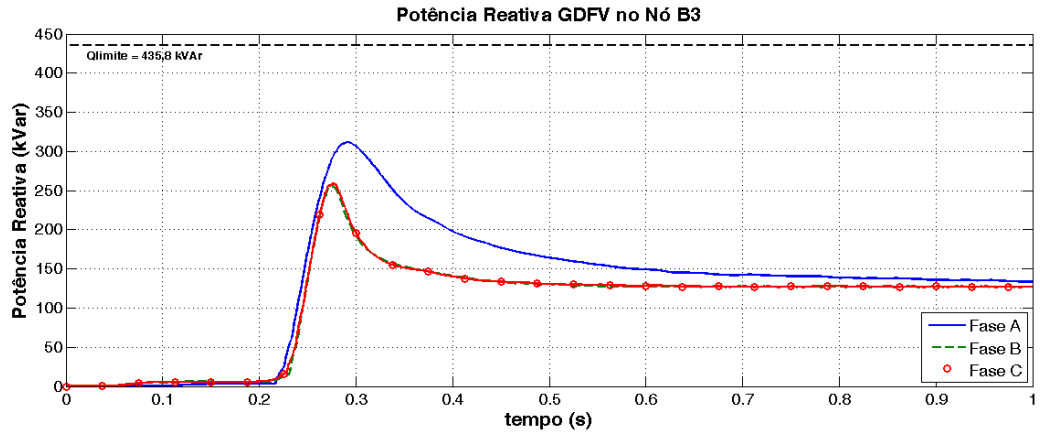
(a) Falta Fase-Terra – Potência Reativa Injetada pelas GDFV nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅





(b) Falta Fase-Fase – Potência Reativa Injetada pelas GDFV nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅





(c) Falta Trifásica – Potência Reativa Injetada pelas GDFV nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅

Os valores das potências reativas injetadas pelas respectivas fontes de GDFV nos nós B₂, B₃, B₄ e B₅ são determinados na Tabela 7.17.

Tabela 7.17: Cenário 2.2 – Valores das Potências Reativas Injetadas

Tipo de Falta	Potência Reativa Injetada pelas Fontes de GDFV (kVAr)											
	Nó B ₂			Nó B ₃			Nó B ₄			Nó B ₅		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Fase Terra	70,4	64	64	133,4	126	126	206,6	190	190	263,4	248	248
Fase Fase	66,7	66,7	66,7	121,3	126	126	185,8	185,8	185,8	236,1	248	248
Trifásica	71,5	65	65	133,5	127	127	206,8	190	190	263,8	250	250

7.2.3 Cenário 2.3 - Fontes de GDFV de mesma potência nominal com algumas fontes de GDFV incapacitadas

Esse cenário assume que apenas as fontes de GDFV conectadas aos nós B₂ e B₃ têm capacidade de suporte de energia reativa. Nesse caso, as fontes de GDFV conectadas aos nós B₄ e B₅ não contribuem para a regulação do perfil da tensão. Esses nós são justamente aqueles redirecionados para o segmento “saúdavel” da rede distribuição após a atuação do *self-healing*. A Tabela 7.18 apresenta os parâmetros das fontes distribuídas e das cargas conectadas aos respectivos nós.

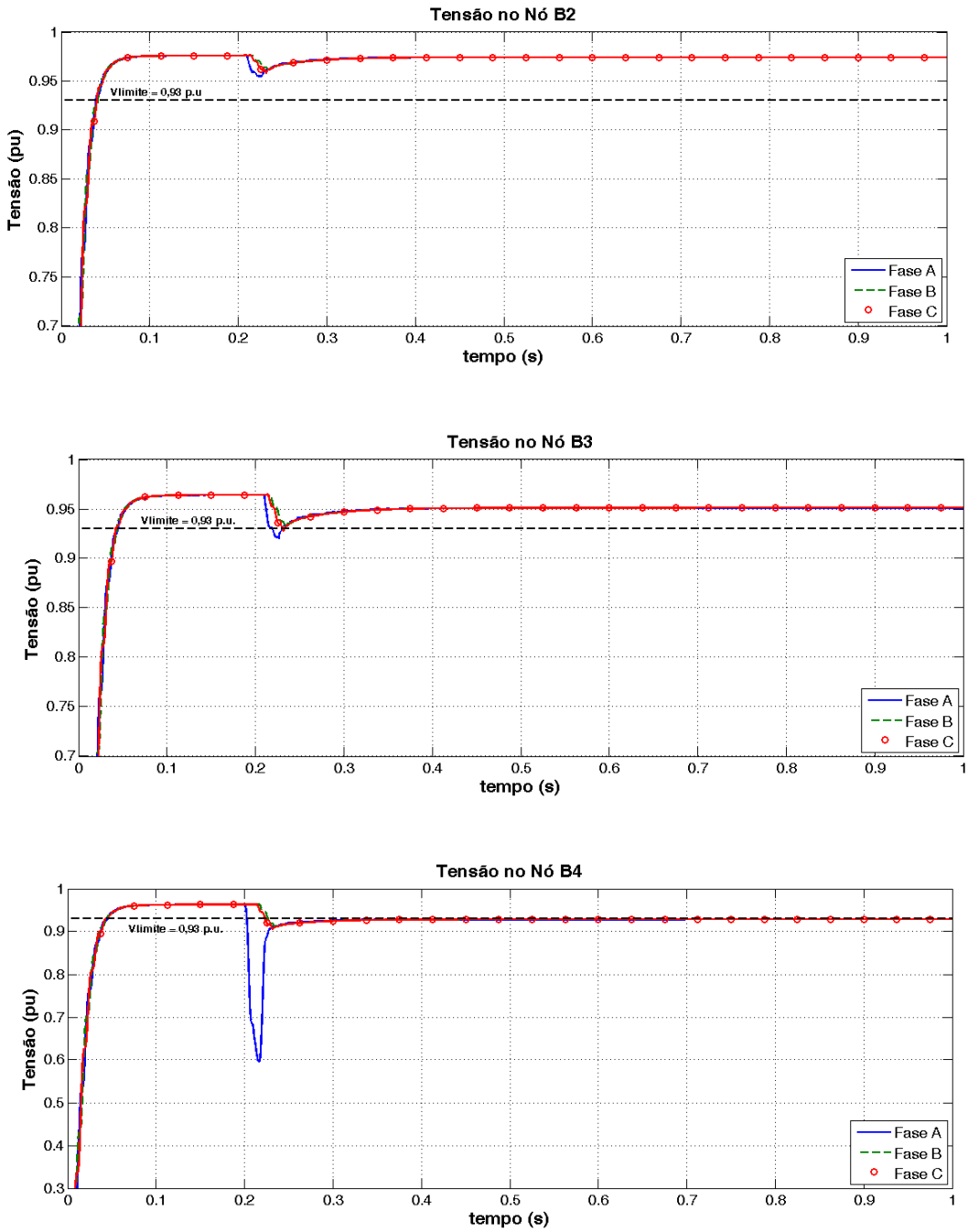
Tabela 7.18: Cenário 2.3 – Parâmetros de Simulação – GDFV e Cargas

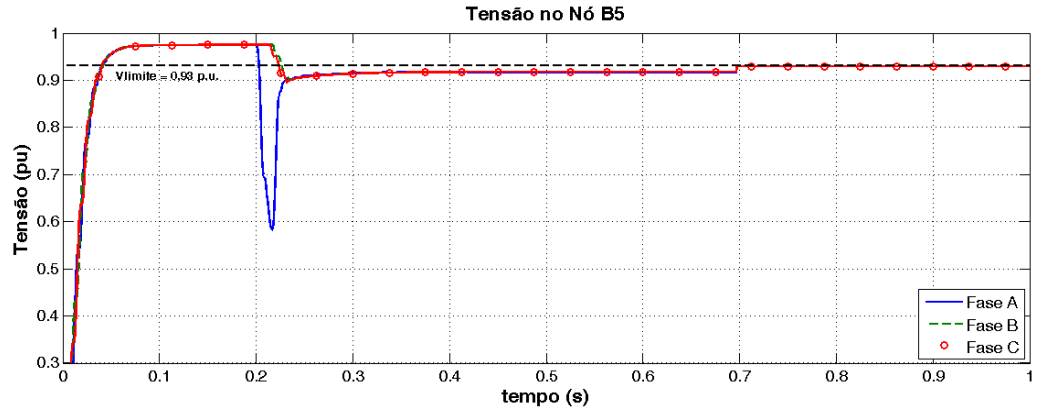
Nós	GDFV			Cargas	
	S (kVA)	P _T (kW)	Q _T (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
2	1000	300	[0 – 435,8]	500	500
3	1000	300	[0 – 435,8]	500	500
4	1000	300	0	500	500
5	1000	300	0	500	500

Como nos casos anteriores, para essa condição também foram simulados três tipos de faltas: fase-terra, fase-fase e trifásica, também incidentes no nó B₆.

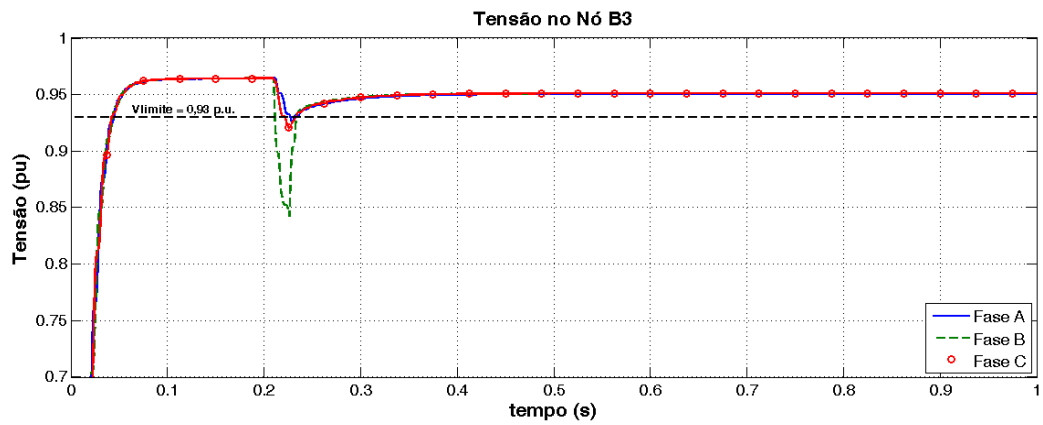
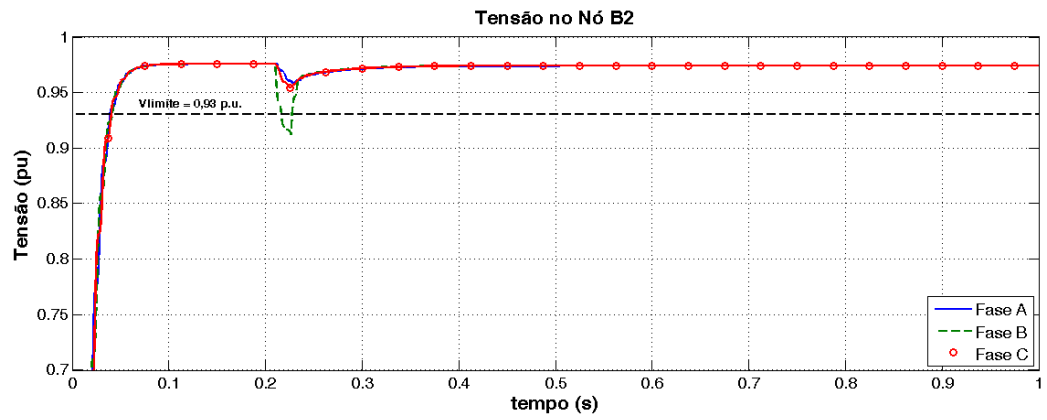
As tensões nos nós B₂, B₃, B₄ e B₅ são apresentadas na Figura 7.10.

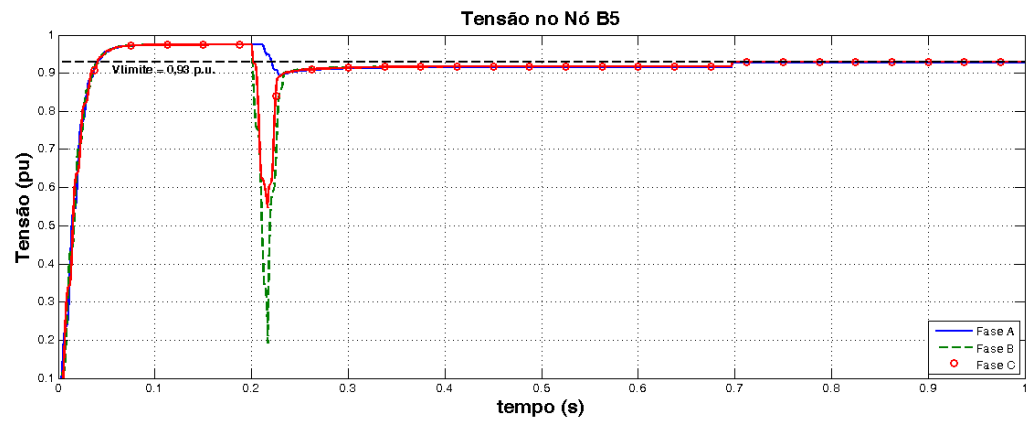
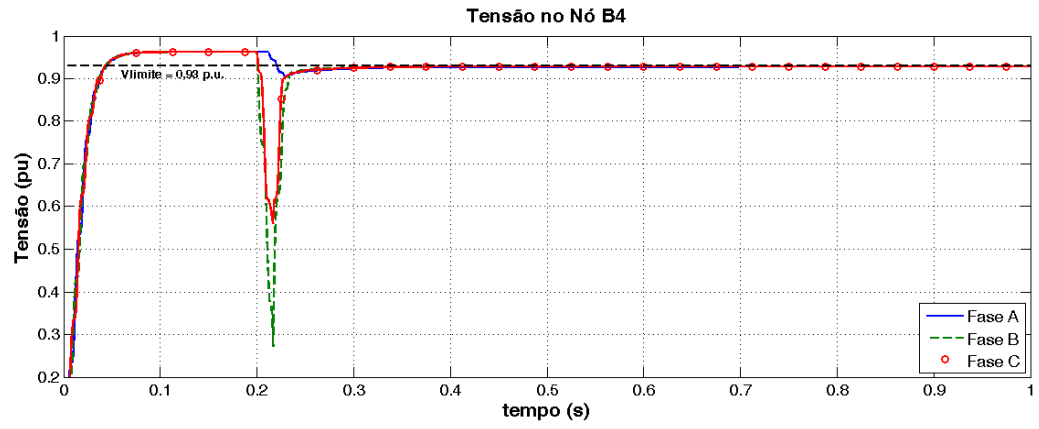
Figura 7.10: Cenário 2.3 – Tensões nos Nós com GDFV



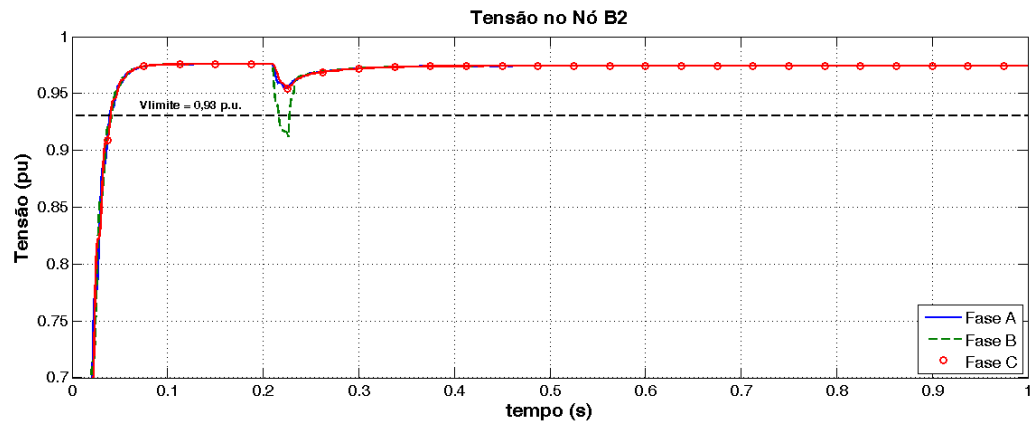


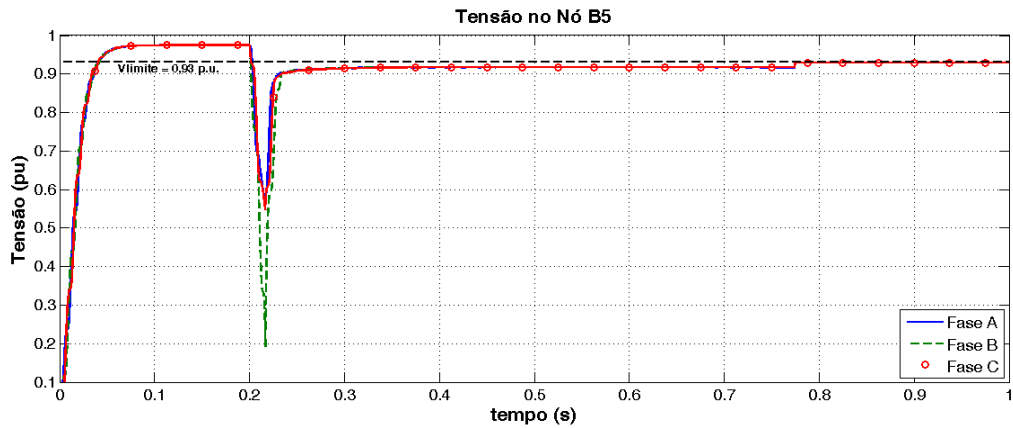
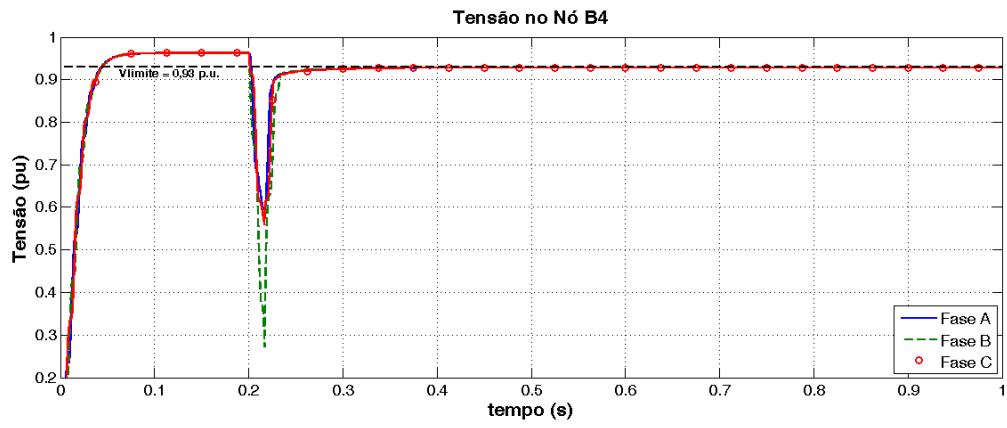
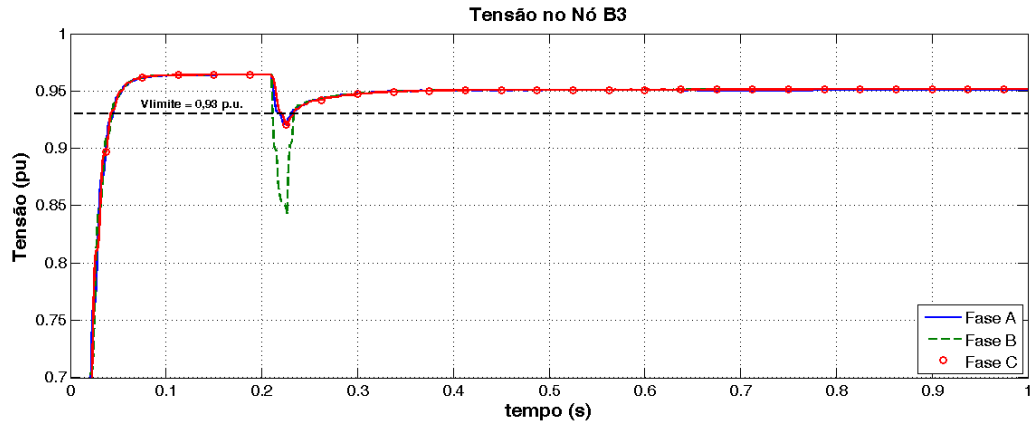
(a) Falta Fase-Terra - Tensões nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅





(b) Falta Fase-Fase - Tensões nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅





(c) Falta Trifásica - Tensões nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅

Observa-se que os nós B₂ e B₃ são os únicos cujos valores de tensão estão dentro dos limites aceitáveis. Ainda que as fontes de GDFV conectadas a esses nós injetassem a máxima potência reativa permitida, essa ação ainda seria insuficiente para regular as

tensões nos nós B₄ e B₅, que foram incorporados ao circuito de distribuição remanescente após a ação do *self-healing*. Somado a isso, justamente as fontes de GDFV conectadas a esses nós (B₄ e B₅), que agora encontram-se mais afastados da fonte primária da rede, não participam do processo de controle de tensão.

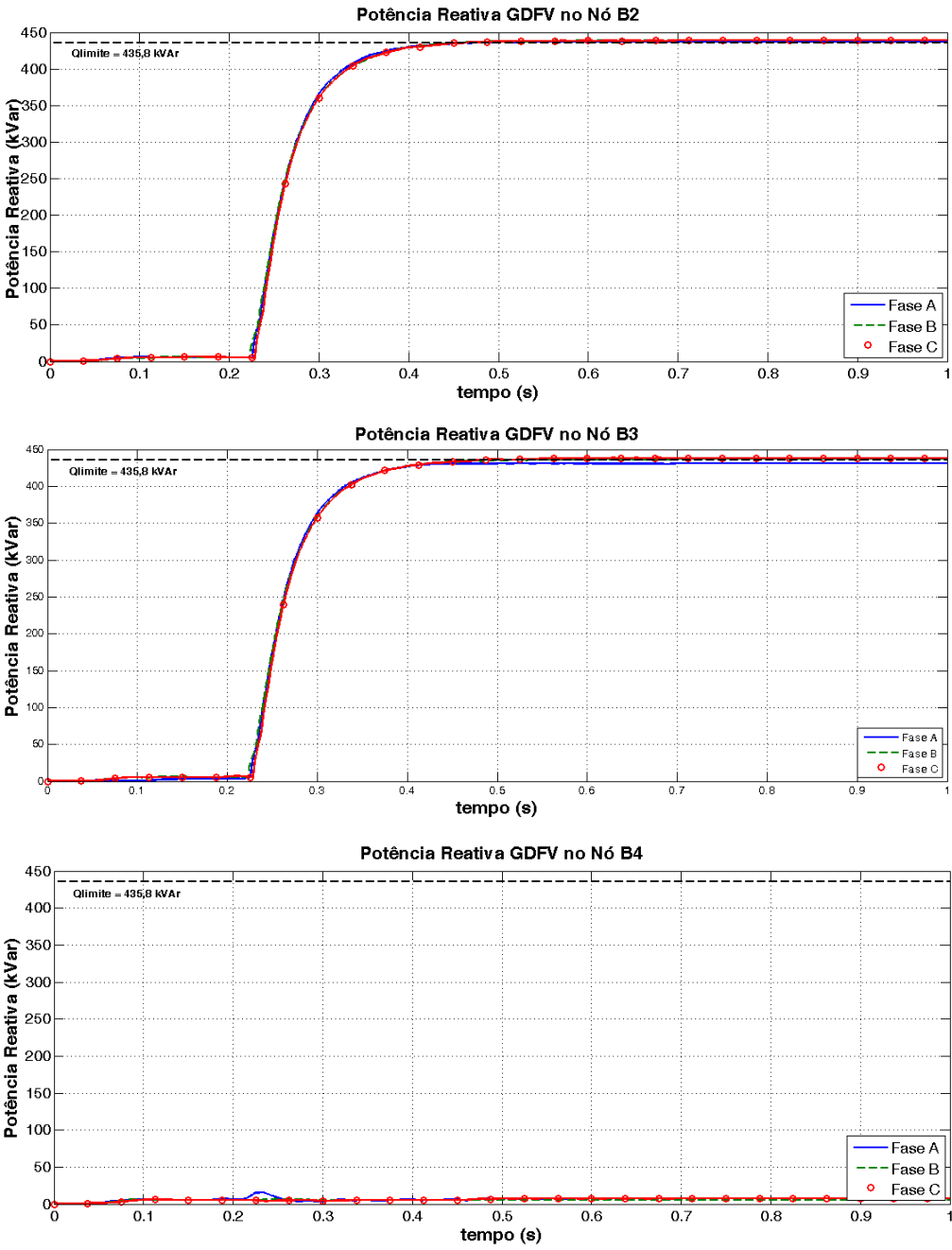
Os valores das tensões em cada nó são determinados na Tabela 7.19.

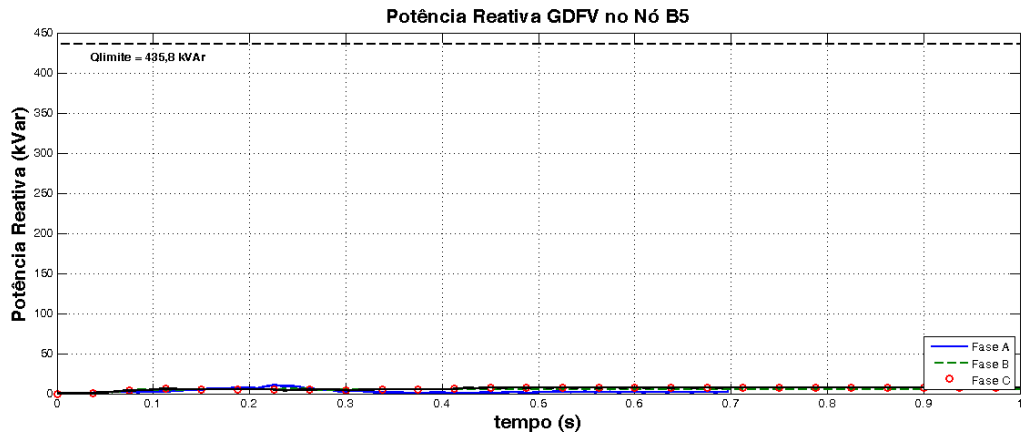
Tabela 7.19: Cenário 2.3 – Valores das Tensão nos Nós

Tipo de Falta	Tensão nos Nós (p.u)											
	Nó B ₂			Nó B ₃			Nó B ₄			Nó B ₅		
	Fase Sã	Fase Falta	Fases	Fase Sã	Fase Falta	Fases	Fase Sã	Fase Falta	Fases	Fase Sã	Fase Falta	Fases
	V _{min}	V _{min}	V _{final}	V _{min}	V _{min}	V _{final}	V _{min}	V _{min}	V _{final}	V _{min}	V _{min}	V _{final}
Fase Terra	0,964	0,958	0,973	0,936	0,926	0,95	0,915	0,6	0,927	0,9	0,586	0,916
Fase Fase	0,961	0,921	0,972	0,93	0,864	0,95	0,906	0,3	0,927	0,895	0,2	0,916
Trifásica	-	0,922	0,973	-	0,86	0,95	-	0,3	0,927	-	0,2	0,916

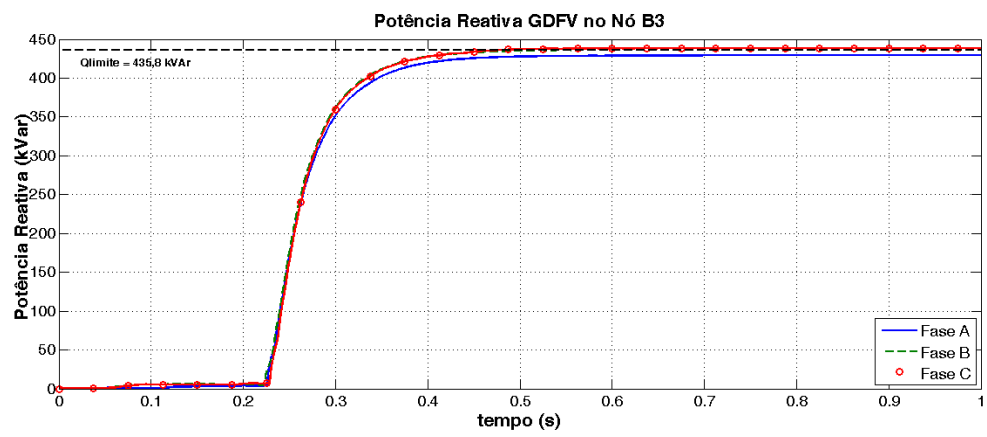
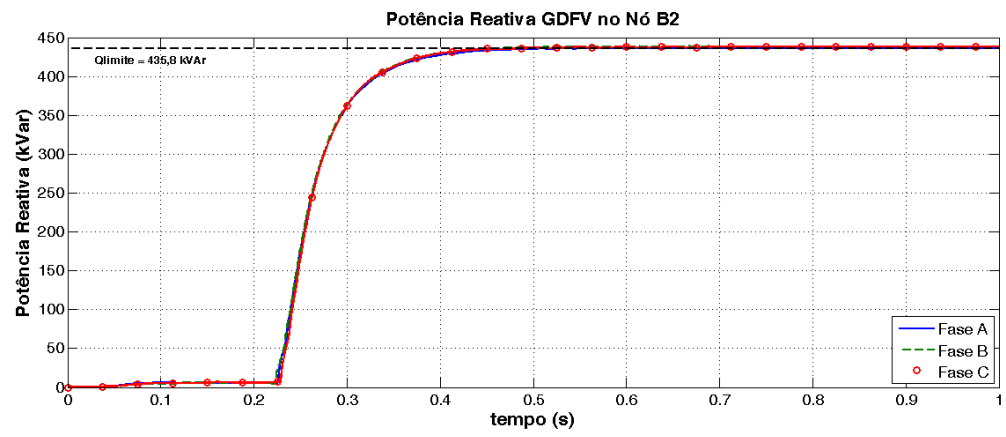
A Figura 7.11 apresenta as curvas de potência reativa injetada pelas fontes de GDFV. As fontes conectadas aos nós B₄ e B₅ não fornecem potência reativa durante todo o período da simulação. As fontes conectadas aos nós B₂ e B₃ fornecem a máxima potência reativa possível, pois tentam regular a tensão em todos os nós, inclusive naqueles em que as respectivas fontes de GDFV não contribuem no processo de regulação de tensão. No entanto, como já mencionado, os valores das tensões nos nós B₄ e B₅, ainda que sejam maiores em relação ao caso base (cenário 2.1), permanecem inferiores ao limite mínimo determinado pelo código de rede.

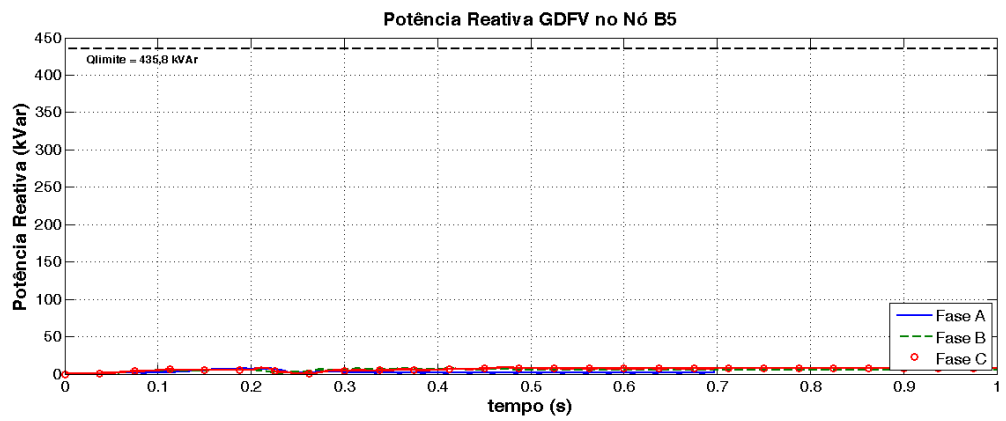
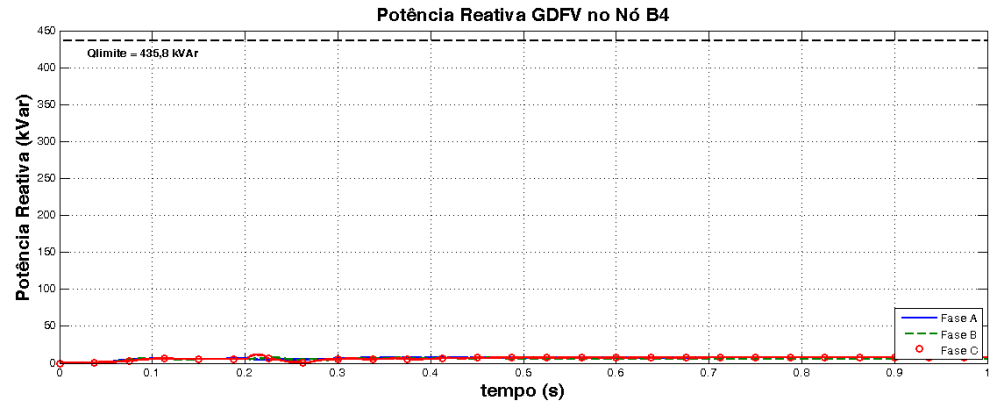
Figura 7.11: Cenário 2.3 – Potências Reativas Injetadas pelas Fontes de GDFV



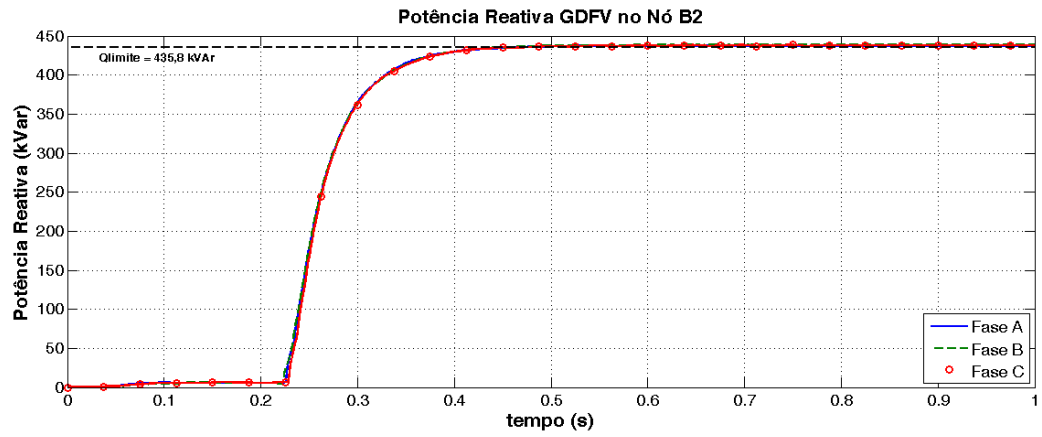


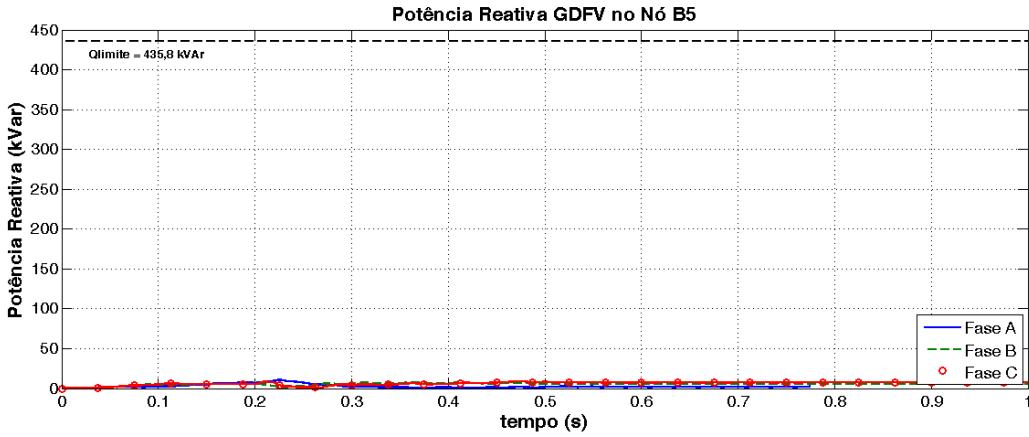
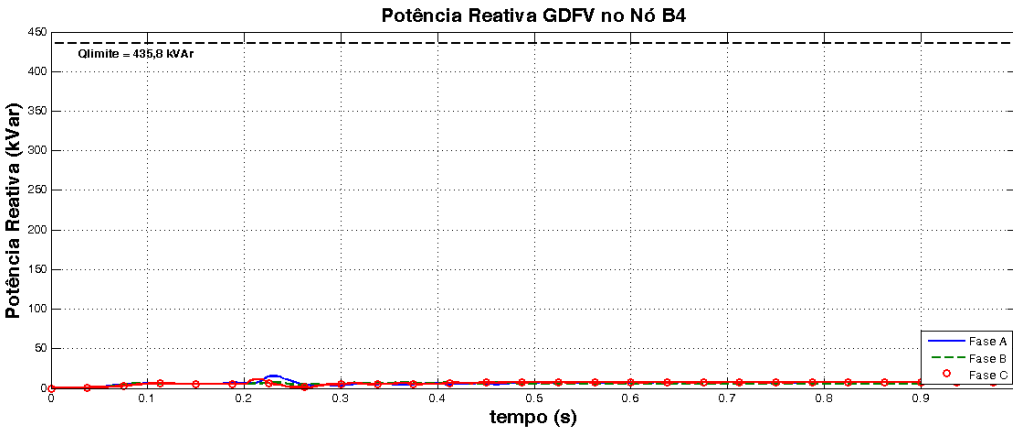
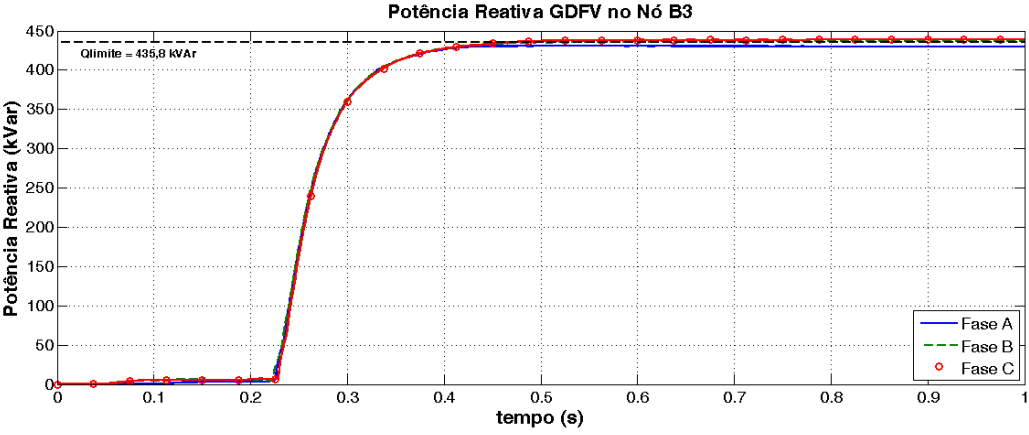
(a) Falta Fase-Terra – Potência Reativa Injetada pelas GDFV nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅





(b) Falta Fase-Fase – Potência Reativa Injetada pelas GDFV nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅





(c) Falta Trifásica – Potência Reativa Injetada pelas GDFV nos Nós B₂, B₃, B₄ e B₅

Os valores das potências reativas injetadas pelas respectivas fontes de GDFV são sumarizados na Tabela 7.20.

Tabela 7.20: Cenário 2.3 – Valores das Potências Reativas Injetadas

Tipo de Falta	Potência Reativa Injetada pelas Fontes de GDFV (kVAr)											
	Nó B ₂			Nó B ₃			Nó B ₄			Nó B ₅		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Fase Terra	436,6	438,5	438,4	428,5	435	435	0	0	0	0	0	0
Fase Fase	436,5	438,6	438,5	428	435	435	0	0	0	0	0	0
Trifásica	438,5	438,6	438,5	428,2	435	435	0	0	0	0	0	0

CAPÍTULO 8

Neste capítulo são apresentadas e discutidas as principais conclusões referentes à estratégia de regulação integrada de tensão em redes de distribuição com geração distribuída fotovoltaica assistida por infraestrutura de telecomunicações, baseadas nos resultados alcançados a partir da estratégia de controle proposta e da análise de sensibilidade dos cenários de simulação.

8 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

8.1 Conclusões Finais

A inserção das fontes de geração distribuída a partir de recursos renováveis tem despontado como uma das demandas prioritárias de investigação no contexto do sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro. A análise dos impactos positivos e negativos da interconexão dessas fontes intermitentes, notadamente aquelas oriundas de energia fotovoltaica, devem motivar novas metodologias de operação e planejamento do sistema elétrico, a fim de estabelecer critérios que garantam os níveis de operação, de segurança e da qualidade de serviço da energia disponibilizado aos consumidores.

Este trabalho discutiu os aspectos técnicos e regulatórios da interconexão da geração distribuída fotovoltaica ao sistema de distribuição de energia e os desafios de se implementar um sistema de monitoramento da rede de distribuição integrado ao monitoramento da planta de geração distribuída, através de uma infraestrutura de comunicação operativa. Os atuais sistemas de gerenciamento da distribuição não foram concebidos para supervisionar a influência dos geradores fotovoltaicos conectados à rede, se limitando a desconectá-los na presença de algum distúrbio. No entanto, algumas funções atualmente desempenhadas pelos sistemas de gerenciamento da distribuição são diretamente influenciadas pela presença da geração distribuída em larga escala, dentre elas a regulação de tensão em regime permanente ao longo do alimentador.

A regulação de tensão a partir de fontes de GDFV ainda não é um mecanismo utilizado pelas concessionárias brasileiras, devido à baixa penetração desse tipo de geração e a inexistência de uma regulamentação específica. Contudo, de acordo com dados atualizados pela ANEEL, estima-se um crescimento expressivo desse tipo de geração na matriz energética brasileira nos próximos dez anos, passando dos atuais 25 MW para 3.500 MW, o que motivará a sua utilização para suporte aos serviços ancilares demandados pelas concessionárias. No entanto, o controle de tensão a partir de fontes de GDFV já é uma realidade em países com maior maturidade na implantação de geração distribuída, o que pode servir de experiência para a sua implantação no contexto nacional.

No cenário internacional, algumas concessionárias, apoiadas pelos respectivos códigos de rede, têm empregado métodos de regulação de tensão utilizando geradores fotovoltaicos conectados à rede. Porém, os métodos de controle atualmente mais usados, $\cos \varphi(P)$ e $Q(U)$, que implementam técnicas de controle local, embora sejam eficientes em alguns cenários, apresentam deficiências relacionadas ao uso desbalanceado dos inversores e maior injeção de potência reativa na rede.

Nesse contexto, este trabalho propôs uma estratégia de controle integrado de tensão, a partir da cooperação das fontes de GDFV dispersas ao longo de um alimentador. Essa estratégia baseou-se na aplicação do método $Q(U)_{ótimo}$, que teve como premissa a utilização de uma infraestrutura de comunicação, com requisitos de conectividade adequados, que possibilitasse a interação entre os inversores dos sistemas de GDFV e um centro de gerência centralizado.

A aplicação do método otimizado de regulação de tensão proposto, $Q(U)_{ótimo}$, assistido por uma infraestrutura de comunicação, mostrou a viabilidade e efetividade do controle integrado de tensão nos nós da rede. Para avaliar a efetividade do método de otimização proposto, resultados foram apresentados a partir da investigação de dois cenários de análise de sensibilidade do comportamento do perfil de tensão: (i) regulação de tensão frente a variações da carga e (ii) regulação de tensão após reconfiguração de rede (*self-healing*). Esses resultados foram obtidos a partir da co-simulação entre a rede de energia e a rede de comunicação, executada através de um arranjo especial usando as plataformas PSCAD e MATLAB. Foi mostrado que a regulação de tensão, de acordo com os limites estabelecidos pelo PRODIST, pode ser alcançada com um menor fluxo

global de potência reativa (injetada/absorvida) pelas fontes de GDFV, quando o controle é realizado de forma coordenada entre as fontes distribuídas.

A aplicação do método $Q(U)_{ótimo}$ apresentou uma diminuição de 12,59% do fluxo de potência reativa pelas unidades de GDFV quando comparado com o método de regulação local. Essa redução pode ser ainda maior, quanto maior for a quantidade de fontes de GDFV participando do processo de regulação de tensão.

Nos cenários investigados neste trabalho, as fontes de GDFV são conectadas em cada nó do sistema de distribuição. Ocorre que, na maioria dos casos, a definição do local de instalação das fontes de geração fotovoltaicas não é uma prerrogativa da concessionária. Para grandes plantas de geração (> 1 MW), a implantação dependerá da área geográfica disponível, questões regulatórias e ambientais, aspectos econômicos e outras particularidades. Nem sempre esses locais são os mais adequados do ponto de vista técnico da conexão da geração distribuída à rede. Em adição, a regulamentação brasileira determina que as concessionárias de energia devem aceitar todas as requisições de acesso de geração distribuída, especialmente em se tratando de mini e micro GD (instalações residenciais e comerciais) solicitadas pelos consumidores acessantes. Dessa forma, somente através de um Sistema de Gerenciamento da Geração Distribuída (SGGD), assistido por uma infraestrutura de comunicação eficiente e abrangente, será possível extrair a melhor condição dessas plantas para suportar os serviços ancilares demandados pelas concessionárias. A estratégia de regulação de tensão proposta neste trabalho é suficientemente robusta para considerar diferentes topologias da rede de distribuição com múltiplas fontes de GDFV.

A relação entre o fluxo de potência reativa injetada/absorvida pelas fontes de GDFV e as perdas técnicas na rede de distribuição é difícil de se avaliar devido ao grande conjunto de parâmetros que afetam o fluxo de energia na rede, tais como a localização das fontes de geração, a variação do perfil de injeção de potência e o perfil de consumo das cargas. Muitas abordagens estatísticas são propostas na literatura para avaliar os efeitos das fontes de GD nas perdas técnicas da rede, sendo que a maioria delas tentam definir o dimensionamento mais adequado e a melhor localização dessas fontes distribuídas. Porém, como a tecnologia, o dimensionamento e a localização das fontes não dependem da concessionária, as otimizações propostas nem sempre são suficientes. Para evitar ou minimizar as perdas nas redes de distribuição, as

concessionárias devem implementar ações integradas de controle e, em alguns casos, reforçar os segmentos de rede. Em relação ao uso das fontes de GDFV para o controle do perfil de tensão, este trabalho apresentou as limitações do método $Q(U)$ em injetar ou absorver quantidades desnecessárias de potência reativa. Níveis menores de fluxo de potência reativa são possíveis quando o método $Q(U)_{ótimo}$ é aplicado, pois as referências de potência são calculadas a partir da contribuição de múltiplas unidades de GDFV. Dessa forma, a aplicação do método de regulação de tensão proposto não é um ofensor para o aumento das perdas técnicas na rede.

O sucesso da implantação de uma infraestrutura avançada de comunicação para atender os requisitos de tráfego de dados demandados pelas funções operativas do sistema elétrico, em particular para a função de controle integrado de tensão, depende da incorporação de novas tecnologias e da interoperabilidade entre diferentes dispositivos, sistemas e protocolos. Este trabalho propôs uma arquitetura de comunicação de referência para habilitar a comunicação com múltiplos inversores de fontes fotovoltaicas, de forma padronizada. Essa arquitetura foi baseada no modelo de referência para *Smart Grid* IEEE 2030 e nos padrões IEC 61850 / 61850-7-420. A partir desses modelos, foram definidas as características de conectividade das interfaces de comunicação (QoS, latência, taxa de transmissão de dados e segurança) e os nós lógicos necessários para a interoperabilidade entre inversores fotovoltaicos de diferentes fabricantes, quando utilizados na função de regulação de tensão.

O desempenho da rede de comunicação é bastante sensível para a arquitetura de regulação de tensão proposta. A disponibilidade e a latência da rede de comunicação são os requisitos mais críticos. De acordo com os resultados das simulações, atrasos na comunicação entre o SGGD e os inversores pode afetar o processo de regulação de tensão. Após provocar diferentes atrasos da rede de comunicação (25, 50, 100 e 200 ms), os resultados mostraram que, em alguns nós da rede, principalmente naqueles mais afastados da fonte de tensão primária, o nível de tensão permaneceu temporariamente violado devido ao atraso da atuação de determinada fonte de GDFV. Outra consequência do atraso ou indisponibilidade da comunicação com alguma fonte de geração é o uso desbalanceado das demais fontes, que tentam compensar o processo de regulação injetando ou absorvendo uma maior quantidade de energia reativa no ponto de conexão.

Deseja-se que a infraestrutura de comunicação seja de custo atrativo e atenda aos requisitos e qualidade de serviço requeridos pela função de regulação integrada de tensão, devendo, potencialmente, atender a outras demandas de automação. Nesse aspecto, este trabalho também contribuiu com a análise dos principais requisitos de comunicação associados às funções de automação envolvidas na distribuição de energia elétrica em um cenário *Smart Grid*. A partir desses requisitos e, conhecendo-se as características das potenciais tecnologias de telecomunicações, é possível estabelecer uma infraestrutura abrangente de rede de comunicação operativa, a fim de suportar, de forma segura e confiável, o tráfego de comunicação referente às transações das respectivas funções de automação.

O critério de escolha das tecnologias e padrões de telecomunicações mais adequados dependerá não somente dos requisitos operacionais de conectividade, mas também da área geográfica de interesse e da dispersão e capilaridade dos pontos de automação. Como não existirá uma arquitetura de comunicação única, que seja solução para todos os processos, as diversas topologias de rede, de abrangência local ou metropolitana, e as respectivas tecnologias de comunicação empregadas devem estar integradas.

O sucesso da integração da infraestrutura avançada de comunicação, sobreposta ao sistema de energia elétrica, dependerá da interoperabilidade entre diferentes equipamentos, sistemas e protocolos. A interoperabilidade entre os novos sistemas, e destes com os sistemas legados, só poderá ser alcançada com padronização. O protocolo IP, dada a sua universalidade, desponta como o protocolo de comunicação padrão para o ambiente de energia elétrica. Por outro lado, o aumento expressivo da comunicação de dados ao longo da rede de energia introduzirá riscos associados à segurança cibernética. Técnicas de segurança de rede atualmente empregadas em sistemas corporativos devem ser analisadas e adaptadas para as redes operativas, desde que não provoquem queda de desempenho dos processos associados.

Os inversores comerciais de plantas de geração fotovoltaicas mais modernas já possuem interface de comunicação ethernet sobre redes IP. Entretanto, as características atuais dessas interfaces e os protocolos desenvolvidos são restritos para as funções de supervisão e controle associadas aos níveis de gerenciamento de alto nível dessas fontes de geração. Para suportar funções mais avançadas, incluindo a

regulação de tensão por meio da integração de múltiplas fontes de geração, como proposto neste trabalho, faz-se necessário que os fabricantes desses dispositivos implementem comunicação de alto desempenho baseada, por exemplo, no protocolo IEC 61850, o qual possibilita a interoperabilidade entre os equipamentos conectados na rede de comunicação. Por outro lado, as concessionárias de energia deverão investir em redes de comunicação, próprias ou contratadas, que permitam a conectividade dessas fontes de geração distribuída, a fim de que possam desempenhar serviços ancilares, que auxiliarão na manutenção da qualidade da energia fornecida aos consumidores.

8.2 Perspectivas Futuras

Durante o desenvolvimento deste trabalho, algumas questões foram abordadas que, embora correlacionadas, extrapolaram o seu escopo. Contudo, a partir deste trabalho de pesquisa, juntamente a outras referências relacionadas ao tema de regulação de tensão em redes de distribuição com geração distribuída, propõe-se:

1. Implementar o método de regulação de tensão proposto em uma rede de distribuição real com fontes de GDFV dispersas. Este trabalho tinha como propósito inicial executar testes em um ambiente real a partir de uma usina fotovoltaica experimental, na qual seria possível realizar diferentes tipos de configurações e testes. Essa infraestrutura seria implantada no contexto do projeto de P&D “D 470 - Usina Experimental de Geração Fotovoltaica”, apoiado pelo programa de P&D da ANEEEL em conjunto com a CEMIG. No entanto, as perspectivas de implantação dessa usina ultrapassaram o tempo limite para a finalização deste trabalho.
2. Implementar o protocolo IEC 61850-7-420 no ambiente desenvolvido ou utilizar um simulador comercial para a interface de rede de comunicação. Neste trabalho foi desenvolvido um ambiente de co-simulação baseado nas plataformas PSCAD e MATLAB. Para a simplificação do arranjo, a interface PSCAD- MATLAB executa o papel da rede de comunicação em tempo real na qual foram introduzidos atrasos e interrupção de serviço, de modo a verificar

a influência da degradação do seu desempenho na estratégia de regulação de tensão adotada.

3. Verificar a correlação entre o método de regulação de tensão proposto e a diminuição de perdas nas linhas de distribuição. A formulação do problema poderia ser adaptada para uma abordagem multi-objetivo, considerando, além da minimização da injeção ou absorção de potência reativa pelas fontes de GDFV, a minimização das perdas nas linhas de distribuição.
4. Verificar o impacto da injeção de reativo pelas fontes de GDFV na ampacidade das linhas de distribuição, em especial nos cenários de self-healing. Este trabalho considerou como premissa o estudo prévio da capacidade de fluxo de potência do circuito remanescente quando ocorre a restauração de segmentos da rede com falta.
5. Motivar a discussão da estratégia de regulação de tensão proposta junto às concessionárias de energia e órgãos reguladores brasileiros, com a intenção de criar as condições técnicas e regulatórias necessárias para a sua utilização.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [AGGARWAL et al., 2010] AGGARWAL, A.; KUNTA, S.; VERMA, P. *A PROPOSED COMMUNICATIONS INFRASTRUCTURE FOR THE SMART GRID*. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010, pp. 1-5.
- [ABNT 16149, 2013] AGÊNCIA BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT NBR 16149 – *SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV) – CARACTERÍSTICAS DA INTERFACE DE CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO*.01 de Março, 2013. ISBN 97-85-07-04087-3
- [ANEEL 481, 2012] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 481 – *ALTERA A RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 77, DE 18 DE AGOSTO DE 2004, QUE ESTABELECE OS PROCEDIMENTOS VINCULADOS À REDUÇÃO DAS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE TRANSMISSÃO E DE DISTRIBUIÇÃO, PARA EMPREENDIMENTOS COM BASE EM FONTE SOLAR*. Brasília, 17 de Abril, 2012.
- [ANEEL 482, 2012] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482 – *ESTABELECE 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*. Brasília, 17 de Abril, 2012.
- [ANEEL 517, 2012] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 517 – *ALTERA A RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012, E O MÓDULO 3 DOS PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO – PRODIST*. Brasília, 11 de Dezembro, 2012.
- [ANEEL 687, 2015] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687 – *ALTERA A RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012, E OS MÓDULOS 1 E 3 DOS PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO - PRODIST*. Brasília, 24 de Novembro, 2015.

- [ANEEL P&D13, 2011] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – *CHAMADA DE PROJETO DE P&D ESTRATÉGICO Nº 013/2011 – ARRANJOS TÉCNICOS E COMERCIAIS PARA INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA*. Diário Oficial da União, Brasília, 09 de Agosto, 2011.
- [BALAKRISHNA et al., 2014] BALAKRISHNA, P. RAJAGOPAL, K. SWARUP, S. *ANALYSIS ON AMI SYSTEMS REQUIREMENTS FOR EFFECTIVE CONVERGENCE OF DISTRIBUTION AUTOMATION AND AMI SYSTEM*. 6th IEEE Power India International Conference (PIICON), 5-7 December 2014, Dehli, India.
- [BARROS, 2011] BARROS, N. J. P.O. *ANÁLISE DO IMPACTO DA INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO*. Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Portugal, 2011.
- [BEN, 2015] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – *BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2015: ANO BASE 2014*. Empresa de pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2015, 289 p.
- [BIG SOLAR, 2015] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – *BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO – USINAS FOTOVOLTAICAS 2015*. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3>. Dados atualizados em 13/11/15.
- [CCEE, 2015] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *INFORMAÇÕES SOBRE RESULTADOS DOS LEILÕES DE ENERGIA DE RESERVA*. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/>. Dados atualizados em 30/12/15.
- [CEIDS, 2004] Consortium for Electric Infrastructure to Support a Digital Society – CEIDS – *INTELLIGRID ARCHITECTURE: ARCHITECTURE FOR THE INTELLIGENT ELECTRICITY GRID OF THE FUTURE*. August, 2004.
- [CICELI, 2012] LUIZ, Cicéli Martins. *AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO*. Dissertação de

Mestrado submetida ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais. Maio, 2012, 136 p.

- [CGEE, 2012] CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. *REDES ELETRICAS INTELIGENTES: CONTEXTO NACIONAL*. – Brasília, DF, 2012, 172p.
- [CRACIUN et al., 2011] CRACIUN, B.; KEREKES, T.; SERA, D.; TEODORESCU, R. *CONTROL OF GRID CONNECTED PV SYSTEMS WITH GRID SUPPORT FUNCTIONS*. Department of Energy Technology – Aalborg University. Denmark, 2012.
- [DEMIROK et al., 2011] DEMIROK, E.; GONZÁLES, P. FREDERIKSEN, K. SERA, D. RODRIGUES, P. TEODORESCU, R. *LOCAL REACTIVE POWER CONTROL METHODS FOR OVERVOLTAGE PREVENTION OF DISTRIBUTED SOLAR INVERTERS IN LOW-VOLTAGE GRIDS*. IEEE Journal of Photovoltaics, Vol. 1, N° 2. December, 2011.
- [DRAGOON e SCHUMAKER, 2010] DRAGOON, K.; SCHUMAKER, A. *SOLAR PV VARIABILITY AND GRID INTEGRATION*. RENEWABLE NORTHWEST PROJECT. Portland, EUA, October, 2010.
- [EN 50160, 2003] *VOLTAGE CHARACTERISTICS OF ELECTRICITY SUPPLIED BY PUBLIC DISTRIBUTION SYSTEMS*. CENELEC: European Committee for Electrotechnical Standardization, ed. 3, Brussel, Belgium, 2003.
- [EN 50438, 2007] *REQUIREMENTS FOR THE CONNECTION OF MICRO-GENERATORS IN PARALLEL WITH PUBLIC LOW-VOLTAGE DISTRIBUTION SYSTEMS*. CENELEC: European Committee for Electrotechnical Standardization, Brussel, Belgium, 2007.
- [EPE SOLAR, 2012] *ANÁLISE DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA*. NOTA TÉCNICA - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Rio de Janeiro, Maio de 2012, 64p.

[EPIA, 2015] SCHFER, O.; WATSON, J. Global Market Outlook for Photovoltaics from 2015 until 2018. Solar Power Europe, EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION – EPIA, 2015.

[EPRI, 2009] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE - INTELLIGRID Architecture – IntelliGrid Technical Results. Disponível em: http://intelligrid.epri.com/technical_results.html. Acesso em: 12 Maio 2012

[EPRI DER, 2012] *INTEGRATING SMART DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES WITH DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEMS. AN EPRI OVERVIEW ON MANAGING DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES*. Electric Power Research Institute. September, 2012.

[ETP, 2010] EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM - INTELLIGRID EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM ELECTRICITY OF THE FUTURE, SMARTGRIDS Disponível em: <http://www.smartgrids.eu/>.

[EUROPEAN COMMISSION, 2013] EUROPEAN COMMISSION – EUROPEAN SMARTGRIDS TECHNOLOGY PLATFORM - VISION AND STRATEGY FOR EUROPE'S ELECTRICITY NETWORKS OF THE FUTURE. Luxemburgo, 2006. Disponível em: <ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/smartgrids_en.pdf>. Acesso em: abril, 2013.

[FARAG et al., 2012] FARAG, H.; EL-SAADANY, E. and SEETHAPATHY, R. *A TWO WAYS COMMUNICATION-BASED DISTRIBUTED CONTROL FOR VOLTAGE REGULATION IN SMART DISTRIBUTION FEEDERS*. IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, no.1, pp. 271–281, March, 2012.

[FLICK e MOREHOUSE, 2010] FLICK, T.; MOREHOUSE, J. *SECURING THE SMART GRID – NEXT GENERATION POWER GRID SECURITY*. Burlington, MA, USA. Syngress, 2010, 290 p.

[GELLINGS, 2009] GELLINGS, C. W. *THE SMART GRID – ENABLING ENERGY EFFICIENCY AND DEMAND RESPONSE*. Boca Raton, FL, USA. Taylor & Francis, 2009, 300p.

- [GHARAVI e GHAFURIAN, 2011] GHARAVI, H.; GHAFURIAN, R. *SMART GRID: THE ELECTRIC ENERGY SYSTEM OF THE FUTURE*. Proceedings of the IEEE, Vol.99, No. 6; pp. 917–921.
- [HECKTHEUER, 2001] HECKTHEUER, L. *ANÁLISE DE ASSOCIAÇÕES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS*. Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 19 de Junho de 2001, 135 p.
- [HEINISCH e LEITE, 2010] HEINISCH, A.; LEITE, L. *ESPECIFICAÇÃO DE REQUISITOS TECNOLÓGICOS E DE SEGURANÇA PARA A REDE OPERATIVA – CEMIG DISTRIBUIÇÃO. RELATÓRIO TÉCNICO RQS-10006-GOP-V01-R01-CMG-CYBSEC-TECNOLOG SEGURANÇA*. SETEMBRO, 2010. BELO HORIZONTE-MG.
- [IEA PVPS, 2007] *COST AND PERFORMANCE TRENDS IN GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS AND CASE STUDIES*. Report IEA-PVPS T2-06: 2007
- [IEA, 2011] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *TECHNOLOGY ROADMAPS SMART GRIDS*. Paris, 2011. Disponível em: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf> Acesso em: abril, 2013.
- [IEC 61000-3-3, 2013] - *LIMITATION OF VOLTAGE CHANGES, VOLTAGE FLUCTUATIONS AND FLICKER IN PUBLIC LOW-VOLTAGE SUPPLY SYSTEMS, FOR EQUIPMENT WITH RATED CURRENT ≤ 16 A PER PHASE AND NOT SUBJECT TO CONDITIONAL CONNECTION*. Edition 3.0. May, 2013.
- [IEC 61727, 2004] - *PHOTOVOLTAIC (PV) SYSTEMS – CHARACTERISTICS OF THE UTILITY INTERFACE*. Edition 2.0. Reference Number CEI/IEC 61727:2004, December, 2004.
- [IEC 62116, 2014] - *UTILITY-INTERCONNECTED PHOTOVOLTAIC INVERTERS – TEST PROCEDURE OF ISLANDING PREVENTION MEASURES*. Edition 2.0. February, 2014.
- [IEC 61850/6, 2009] IEC 61850-6 - *COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS FOR POWER UTILITY AUTOMATION – PART 6: CONFIGURATION*

DESCRIPTION LANGUAGE FOR COMMUNICATION IN ELECTRICAL SUBSTATIONS RELATED TO IEDS. Edition 2.0, 2009.

[IEC 61850-7-1, 2011] IEC 61850-7-1 - *COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS FOR POWER UTILITY AUTOMATION – PART 7-1: BASIC COMMUNICATION STRUCTURE – PRINCIPLES AND MODELS*. Edition 2.0, 2011.

[IEC 61850-7-420, 2009] IEC 61850-7-420 - *COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS FOR POWER UTILITY AUTOMATION – PART 7-420: BASIC COMMUNICATION STRUCTURE – DISTRIBUTED ENERGY RESOURCE LOGICAL NODES*. Edition 1.0, 2009.

[IECSA, 2004] *THE INTEGRATED ENERGY AND COMMUNICATION SYSTEMS ARCHITECTURE (IECSA) - VOLUME II: FUNCTIONAL REQUIREMENTS*. Electricity Innovation Institute Consortium for Electric Infrastructure to Support a Digital Society, Palo Alto, California, 2004

[IEEE, 2010] *INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS – IEEE SMARTGRID*. Disponível em: <http://smartgrid.ieee.org/>

[IEEE 4 Node, 2006] *IEEE 4 Node Test Feeder – Distribution Sysrem Analysis Subcommittee*. IEEE Power Engineering Society. September, 19, 2006.

[IEEE 1547, 2003] IEEE 1547 - *STANDARD FOR DISTRIBUTED RESOURCES INTERCONNECTED WITH ELECTRIC POWER SYSTEMS*. June, 2003.

[IEEE 1547a, 2014] IEEE 1547 - *STANDARD FOR INTERCONNECTING DISTRIBUTED RESOURCES WITH ELECTRIC POWER SYSTEMS - AMENDMENT 1*. May, 2014.

[IEEE 1547-1, 2005] IEEE 1547-1 - *TEST PROCEDURES FOR EQUIPMENT INTERCONNECTING DISTRIBUTED RESOURCES WITH ELECTRIC POWER SYSTEMS*. June, 2005.

[IEEE 1547-2, 2009] IEEE 1547-2 - *APPLICATION GUIDE FOR IEEE STD 1547*. April, 2009.

- [IEEE 1547-3, 2007] IEEE 1547-3 - *GUIDE FOR MONITORING, INFORMATION EXCHANGE, AND CONTROL OF DISTRIBUTED RESOURCES INTERCONNECTED WITH ELECTRIC POWER SYSTEMS*. November, 2007.
- [IEEE 1547-4, 2011] IEEE 1547-4 - *GUIDE FOR DESIGN, OPERATION, AND INTEGRATION OF DISTRIBUTED RESOURCE ISLAND SYSTEMS WITH ELECTRIC POWER SYSTEMS*. July, 2011.
- [IEEE P1547-5, 2011] IEEE P1547-5 - *DRAFT TECHNICAL GUIDELINES FOR INTERCONNECTION OF ELECTRIC POWER SOURCES GREATER THAN 10 MVA TO THE POWER TRANSMISSION GRID*. December, 2011.
- [IEEE 1547-6, 2011] IEEE 1547-6 - *RECOMMENDED PRACTICE FOR INTERCONNECTING DISTRIBUTED RESOURCES WITH ELECTRIC POWER SYSTEMS DISTRIBUTION SECONDARY NETWORKS*. September, 2011.
- [IEEE 1547-7, 2013] IEEE 1547-7 - *DRAFT GUIDE TO CONDUCTING DISTRIBUTION IMPACT STUDIES FOR DISTRIBUTED RESOURCE INTERCONNECTION*. June, 2013.
- [IEEE P1547-8, 2014] IEEE P1547-5 - *DRAFT RECOMMENDED PRACTICE FOR ESTABLISHING METHODS AND PROCEDURES THAT PROVIDE SUPPLEMENTAL SUPPORT FOR IMPLEMENTATION STRATEGIES FOR EXPANDED USE OF IEEE STANDARD 1547*. July, 2014.
- [IEEE 2030, 2011] IEEE 2030 - *GUIDE FOR SMART GRID INTEROPERABILITY OF ENERGY TECHNOLOGY AND INFORMATION TECHNOLOGY OPERATION WITH THE ELECTRIC POWER SYSTEM (EPS), END-USE APPLICATIONS, AND LOADS*. September, 2011.
- [IEEE 4 Node, 2006] IEEE 4 Node Test Feeder – Distribution System Analysis Subcommittee. IEEE Power Engineering Society. September 19, 2006.
- [INTELLIGRID, 2012] CONSORTIUM FOR ELECTRIC INFRASTRUCTURE TO SUPPORT A DIGITAL SOCIETY – IntelliGrid Architecture Framework. Disponível em:

<http://intelligrid.ipower.com/IntelliGrid_Architecture/Overview_Guidelines/index.htm>

[LACOMMARE e ETO, 2006] LACOMMARE, K.; ETO, J. *COST OF POWER INTERRUPTIONS TO ELECTRICITY CONSUMERS IN THE UNITED STATES*. LBNL – 58164, 2006.

[LASNIER e ANG, 1990] LASNIER, F; ANG, T. *PHOTOVOLTAIC ENGINEERING HANDBOOK*. Adam Hilger, New York. 568p.

[LEITE et al., 2011] LEITE, L.; HEINISCH, A.; SPEYER, B.; RABELLO, M. *SEGURANÇA CIBERNÉTICA PARA PROCESSOS OPERATIVOS EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA*. VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - VI CITENE, 17 a 19 de Agosto de 2011, Fortaleza-CE.

[LEITE et al., 2014] LEITE, L.; ERRICO, L.; BOAVENTURA, W. *TELECOMMUNICATIONS INFRASTRUCTURE TO SUPPORT DISTRIBUTED RESOURCES CONNECTED TO ELECTRICITY DISTRIBUTION IN A SMART GRID SCENARIO*. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14). 7- 10 April, 2014. Córdoba - Spain.

[LIU et al., 2015] LIU, X.; CRAMER, A.; LIAO, Y. *REACTIVE POWER CONTROL METHODS FOR PHOTOVOLTAIC INVERTERS TO MITIGATE SHORT-TERM VOLTAGE MAGNITUDE FLUCTUATIONS*. Elsevier - Electric Power System Research, vol. 127, pp. 213-220, June, 4, 2015.

[MAHMUD et al., 2011] MAHMUD, M. A.; HOSSAIN, M. J.; POTA, H. R.; NASIRUZZAMAN, B. M. *VOLTAGE CONTROL OF DISTRIBUTION NETWORKS WITH DISTRIBUTED GENERATION USING REACTIVE POWER COMPENSATION*,” 37TH ANNUAL CONFERENCE ON IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS SOCIETY, MELBOURNE, 7-10 NOV. 2011. ISSN - 572X.

[MIT, 2011] MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY - MIT. *THE FUTURE OF THE ELECTRIC GRID – AN INTERDISCIPLINARY MIT STUDY*. Massachusetts, 2011, 268p. ISBN 978-0-9828008-6-7

[MOSLEHI e KUMAR, 2010] MOSLEHI, K.; KUMAR, R. *SMART GRID: A RELIABILITY PERSPECTIVE OF THE SMART GRID*. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol.1, No. 1; pp. 57–64.

[NAKANISHI, 2010] NAKANISHI, H. *SMART GRID: JAPANS´S APPROACHES TO SMART COMMUNITY*. Present at the First IEEE Conference on Smart Grid Communication. Oct. 4-6,2010. Disponível em: <http://www.ieee-smartgridcomm.org/2010/downloads/Keynotes/nist.pdf>

[NIST FRAMEWORK, 2012] National Institute of Standards and Technology – *NIST FRAMEWORK AND ROADMAP FOR SMART GRID INTEROPERABILITY STANDARDS, SPECIAL PUBLICATION 1108R2 RELEASE 2.0*. February, 2012

[NIST PAP01, 2011] National Institute of Standards and Technology – *PAP01: ROLE OF IP IN THE SMART GRID*. August, 25, 2011. Disponível em: <http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGrid/PAP01InternetProfile>>. Acesso em: 10 Abr. 2013.

[NIST, 2010] National Institute of Standards and Technology – *NIST IDENTIFIED STANDARDS FOR CONSIDERATION BY REGULATORS*, Release 1.0. October, 6, 2010.

[ONS M13, 2011]. *PROCEDIMENTOS DE REDE DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. MÓDULO 13 – TELECOMUNICAÇÕES*. Revisão 2.0, 11/11/2011.

[PADILHA, 2010] PADILHA, LUCAS N. *ANÁLISE COMPARATIVA DE ESTRATÉGIAS PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA PRESENÇA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS*. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos. Universidade de São Paulo. 2010.

[PDEE, 2014] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *PLANO DECENAL DE EXPANÇÃO DE ENERGIA 2023*. Brasília, DF, MME/EPE, 2014, 434p.

[PRODIST M3, 2013]. *PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST. MÓDULO 3 –*

ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO. Agência Nacional de Energia Elétrica. Revisão 5, 14/12/2012.

[PRODIST M4, 2010]. *PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST. MÓDULO 4 – PROCEDIMENTOS OPERATIVOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.* Agência Nacional de Energia Elétrica. Revisão 1, 01/01/2010.

[PRODIST M8, 2015] *PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST. MÓDULO 8 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.* Agência Nacional de Energia Elétrica. Revisão 05, 01/01/2015.

[PVWATTS, 2013] A PERFORMANCE CALCULATOR FOR GRID-CONNECTED PV SYSTEMS

Disponível em: <http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/PVWATTS/version1/>
Acesso em: maio, 2013.

[ROBBINS et al., 2013] ROBBINS, B.; HADJICOSTIS, C. and DOMÍNGUEZ-GARCIA, A. A TWO-STAGE DISTRIBUTED ARCHITECTURE FOR VOLTAGE CONTROL IN POWER DISTRIBUTION SYSTEMS. *IEEE Transactions on Power System*, vol. 28, no. 2, pp. 1470-1482, May, 2013.

[ROCABERT et al., 2010] INTELLIGENT CONTROL AGENT FOR TRANSIENT TO AN ISLAND GRID, *EEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Bari, 4-7 July 2010.

[STEVENSON, 1982] W. D. STEVENSON Jr. *ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS.* McGraw Hill Series in Electrical and Computer Engineering. Edition 4, March, 1, 1982.

[STETZ et al., 2013] STETZ, T.; MARTEN, F. and BRAUN, M. *IMPROVED LOW VOLTAGE GRID-INTEGRATION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN GERMANY.* *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 534–542, Apr. 2013.

[SUNRISE, 2009] *RECOMMENDATIONS FOR UNIFIED TECHNICAL REGULATIONS FOR GRID-CONNECTED PV SYSTEMS.* SUNRISE PROJECT - 6th Framework

Programme for Research and Technological development of the European Commission, 2009.

- [TEODORESCU et al., 2011] TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUES, P. *GRID CONVERTERS FOR PHOTOVOLTAICS AND WIND POWER SYSTEMS*. John Wiley & Sons, 2011.
- [THEVENARD et al., 2010] THEVENARD, D.; DRIESSE, A.; TURCOTTE, D. *SOLAR PV VARIABILITY AND GRID INTEGRATION*. VARENNES RESEARCH CENTER, NATURAL RESOURCES CANADA. CanmetENERGY, March 31, 2010, 52 p.
- [TONKOSKI et al., 2011] TONKOSKI, R.; LOPES, L. and EL-FOULY, H. *COORDINATED ACTIVE POWER CURTAILMENT OF GRID CONNECTED PV INVERTERS FOR OVERVOLTAGE PREVENTION*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 2, no. 2, pp. 139–147, Apr. 2011.
- [TREVISAN, 2010] TREVISAN, F. *GOOSE SCOPE – SOFTWARE PARA CAPTURA, VISUALIZAÇÃO E ANÁLISE GRÁFICA DE MENSAGENS GOOSE*. Pós-Graduação Lato Sensu em Automação, Controle e Supervisão do Processo Elétrico Baseado na Norma IEC 61850. Foz do Iguaçu, 2010.
- [TURITSYN et al., 2011] TURITSYN, K.; SULC, P.; BACKHAUS, S. and CHERTKOV, M. *OPTIONS FOR CONTROL OF REACTIVE POWER BY DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATORS*. Proc. IEEE, vol. 99, no. 6, pp. 1063–1073, Jun. 2011.
- [VDE-AR-N 4105, 2011] *POWER GENERATION SYSTEMS CONNECTED TO THE LOW-VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORK - TECHNICAL MINIMUM REQUIREMENTS FOR THE CONNECTION TO AND PARALLEL OPERATION WITH LOW-VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS*. August, 2011.
- [YAN et al., 2013] YAN, Y.; QIAN, Y.; SHARIF, H.; TIPPER, D. *A SURVEY ON SMART GRID COMMUNICATION INFRASTRUCTURES: MOTIVATIONS, REQUIREMENTS AND CHALLENGES*. IEEE Communications Surveys & Tutorials, vol. 15, No. 1, First Quarter 2013.

[WECKX et al., 2014] WECKX, S.; GONZALEZ, C. and DRIESEN, J. *COMBINED CENTRAL AND LOCAL ACTIVE AND REACTIVE POWER CONTROL OF PV INVERTERS*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, VOL. 5, no. 3, pp. 776-784, July 2014.

APÊNDICE A - REQUISITOS DE TELECOMUNICAÇÕES PARA FUNÇÕES DE AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

Funções de Automação	Tipo		Direção		Taxa de Dados		Latência			Disponibilidade (%ano)	
	Com Fio	Sem Fio	Uni	Bi	Alta >1Mbps	Baixa <1Mbps	Baixa mseg	Média seg	Alta min	Baixa 99,0	Alta ≥99,9
Automação da Medição											
Automatic Meter Reading (AMR)	X	X	X			X			X	X	
Automatic Meter Infrastructure (AMI)	X	X		X		X			X	X	
Medição - Geração Distribuída (<i>Net Metering</i>)	X	X		X		X		X		X	
Informação de Perfil de Carga	X	X	X			X		X		X	
Medição de Demanda de Pico	X	X	X			X		X		X	
<i>Real Time Pricing</i> (RTP)	X	X		X		X		X		X	
<i>Time of Use</i> (TOU)	X	X		X		X			X	X	
Pré-Pagamento de Energia	X	X		X		X		X		X	
Monitoração de Qualidade de Energia	X	X	X			X		X		X	
Conexão e Desconexão Remota	X	X		X		X		X		X	
Detecção de Fraude	X	X	X			X			X	X	
Gerenciamento/Controle de Carga	X	X		X		X		X		X	
Detecção de Interrupção de Serviço	X	X	X			X	X			X	
Automação de Rede											
Acesso remoto a IEDs (<i>Intelligent Electronic Devices</i>)	X	X		X		X		X			X

Localização de Falhas, Isolação e Restauração	X	X		X		X	X				X
Análise de Contingência	X	X		X		X	X				X
Controle de Tensão e Potência Reativa	X	X		X		X	X				X
Coordenação de Ações de Emergência	X	X		X		X	X				X
Acesso Remoto a Oscilografia - IEDs	X	X	X			X			X	X	
Automação de Subestações											
Bloqueio e Desbloqueio de Religamento Automático	X	X	X			X			X		X
Medição em Média Tensão (Balanço Energético)	X	X	X			X		X			X
Controle de Tensão e Potência Reativa	X	X		X		X		X			X
Reconfiguração de Subestações em Caso de Falha	X	X		X	X		X				X
Ajuste Remoto de Relés de Proteção	X	X		X		X	X				X
Acesso Remoto a Oscilografia – Relés de Proteção	X	X	X			X			X	X	
Videomonitoramento	X	X	X		X				X	X	
Automação de Serviços de Campo											
Georeferenciamento de Elementos da Rede	X	X	X			X		X		X	
Despacho Remoto de Ordem de Serviço		X		X		X		X		X	
Envio de Arquivos (mapas, manuais, imagens)		X		X	X			X		X	
Priorização de Serviço		X		X		X		X		X	
Navegação/Roteirização		X		X		X		X		X	

(HEINISCH e LEITE, 2010)

APÊNDICE B – ALGORITMO Q(U)ÓTIMO E MATRIZ Y_{BARRA}

▪ Código de Restrições:

```
function [c, ceq] = Restricoes(x)
global QG S PG G B Vs BUSDATA
[busnumber, busproperty] = size(BUSDATA);

% Equações não lineares:
H = zeros(1,busnumber);
H1 = zeros(1,busnumber);
H2 = zeros(1,busnumber);
H3 = zeros(1,busnumber);

%% Equações de Restrição:
G1 = zeros(1,busnumber);
G2 = zeros(1,busnumber);

%Equações de Potência:
for N = 1:busnumber
if BUSDATA(N,2) ~= 1
for M = 1:busnumber
if N ~= M && G(N,M) ~= 0
G1(1,N) = G1(1,N) - (x(N)^2 * G(N,M) - x(N) * x(M) * (G(N,M) * cos((x(busnumber+N) -
...
x(busnumber+M))) + B(N,M) * sin((x(busnumber+N) - x(busnumber+M)))));
G2(1,N) = G2(1,N) - (-x(N)^2 * B(N,M) - x(N) * x(M) * (G(N,M) * sin((x(busnumber+N) -
...
x(busnumber+M))) - B(N,M) * cos((x(busnumber+N) - x(busnumber+M)))));
end
end
end
G1(1,N) = PG(1,N) - G1(1,N); %Equação de potencia ativa, que deve ser constante
if BUSDATA(N,2) == 3
G2(1,N) = (x(2*busnumber+N) + QG(1,N)) - G2(1,N); %Equação de potencia reativa,
onde a GD varia
else
G2(1,N) = QG(1,N) - G2(1,N); %Equação de potencia reativa, barra sem GD
end

G1(1,1) = 0;
G2(1,1) = 0;
G3(1,1) = x(busnumber+1) - BUSDATA(1,4); % slack bus angle
G4(1,1) = x(2*busnumber+1); % slack bus reactive power reference
G5(1,1) = x(1) - Vs; % slack bus voltage magnitude

%% Inequações de Restrições:

for N = 1:busnumber
if BUSDATA(N,2) ~= 1
H(1,N) = power(PG(1,N),2) + power(x(2*busnumber+N),2) - power(S(1,N),2);
```

```
H1(1,N) = x(N)-1.05; %Limite Superior de Tensão
H2(1,N) = 0.93-x(N); %Limite Inferior de Tensão
H3(1,N) = x(2*busnumber+N) - 0.4358*S(1,N); %Limite operacional de Potência
end
end
```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ceq = [G1, G2, G3, G4, G5]; % Equações de Restrições
c = [H, H1, H2]; % Inequações de Restrições
end

```

- **Função Objetivo:**

```
function y = FuncaoObjetivo(x)
global BUSDATA
% Função de Perdas na linha
[busnumber, busproperty] = size(BUSDATA);
G1 = zeros(1,busnumber);
G2 = zeros(1,busnumber);
y = sum(power(x(2*busnumber+1:end),2));
```

- **Código para obtenção da matriz Ybarra (fase A):**

```
%% Montando Matriz Ybarra
%% Inicialização
global Vs BUSDATA S
tole=1e-4;
deg=180/pi;
rad=1/deg;
Sbasetri=1000000; %100MVA
Sbase = Sbasetri;
Vbase=13800/sqrt(3);
Zbase=Vbase^2/Sbasetri;
Ybase=1/Zbase;

%% Todas as variáveis expressas em p.u.

% condição inicial nas barras

angA=0/deg; % angulo em radianos
angB=-120/deg;
angC=120/deg;
Vs = 1; %Tensão na barra slack 1 pu.

%Potencia das cargas em pu

Pc1=0/100; Qc1=0/100; % considera barra slack sem geração
Pc2=-P1(1); Qc2=-Q1(1);
Pc3=-P2(1); Qc3=-Q2(1);
Pc4=-P3(1); Qc4=-Q3(1);

%%%%%%%%%%%%
% Matriz com informações das barras
```

```
%%%%%%%%%
```

```
BUSDATA=[
%                               #---Carga-----#-----GD-----#
% Nó  Tipo V      Angulo      Pc      Qc      Pgd      Qgd
  1   bt1 Vs      angA        Pc1     Qc1        0        0
  2   bt2 V1(1)   ph1(1)     Pc2     Qc2      Pgd2     Qgd2
  3   bt3 V2(1)   ph2(1)     Pc3     Qc3      Pgd3     Qgd3
  4   bt4 V3(1)   ph3(1)     Pc4     Qc4      Pgd4     Qgd4];
```

```
nl = size(BUSDATA,1); %numero de linhas do BUSDATA
S = zeros(1,nl); %cria o vetor de Potencia Aparente
% Potencia Nominal da GD
S(1,2) = 1/1;
S(1,3) = 1/1;
S(1,4) = 1/1;
for N = 1:nl
if BUSDATA(N,2) == 1
S(1,N) = 100/1; %Potência Aparente da Barra Slack
end
if BUSDATA(N,2) == 2
S(1,N) = 100/1;
end
end
```

```
%% Matriz Incidencia
```

```
I=[
    1 -1  0  0
    0  1 -1  0
    0  0  1 -1 ];
```

```
%% Matriz de Impedancias Primitivas
```

```
% Impedancias das Linhas
```

```
R = 0.4013;
```

```
X = 1.4133;
```

```
R12=R/Zbase; X12=X/Zbase;
```

```
R23=R/Zbase; X23=X/Zbase;
```

```
R34=R/Zbase; X34=X/Zbase;
```

```
Z12 = R12+j*X12;
```

```
Z23 = R23+j*X23;
```

```
Z34 = R34+j*X34;
```

```
%Dados da linha monofásica
```

```
LINEDATA = [
```

```
% Line from to Z
```

```
    1    1    2  Z12
    2    2    3  Z23
    3    3    4  Z34];
```

```
nlinha = size(LINEDATA,1); %numero de linhas
```

```

Z = zeros(nlinha,nlinha);

% Montando a matriz de Impedancias Primitivas
for m=1:nlinha
    for n=1:nlinha
        if m==n
            Z(m,n) = LINEDATA(m,4);
        end
    end
end

% Encontrando a Ybarra
YBUS = I.'*(Z^-1)*I;

```

APÊNDICE C – CÓDIGO INTERFACE PSCAD-MATLAB

```

#STORAGE REAL:65
! -----
! -----
! PSCAD/EMTDC - MATLAB INTERFACE
! Module: $Name
#LOCAL INTEGER cont
#LOCAL INTEGER aux
      IF($Enabl.GT.0.9) THEN
! -----
! Transfer EMTDC Input Variables to Matlab Interface
aux = 1
! -----
!
! Armazenando Variáveis
      cont = 1
      aux = 1
      STORF(NSTORF+cont-1) = TIME
      cont = cont+1
      DO WHILE ( aux .LE. 3 )
      STORF(NSTORF+cont-1) = $V1(aux)
      aux = aux + 1
      cont = cont+1
      END DO
      aux = 1
      DO WHILE ( aux .LE. 3 )
      STORF(NSTORF+cont-1) = $V2(aux)
      aux = aux + 1
      cont = cont+1
      END DO
      aux = 1
      DO WHILE ( aux .LE. 3 )
      STORF(NSTORF+cont-1) = $V3(aux)
      aux = aux + 1
      cont = cont + 1
      END DO
      aux = 1
      DO WHILE ( aux .LE. 3 )
      STORF(NSTORF+cont-1) = $ph1(aux)
      aux = aux + 1
      cont = cont + 1
      END DO
      aux = 1
      DO WHILE ( aux .LE. 3 )
      STORF(NSTORF+cont-1) = $ph2(aux)
      aux = aux + 1
      cont = cont + 1
      END DO
      aux = 1
      DO WHILE ( aux .LE. 3 )
      STORF(NSTORF+cont-1) = $ph3(aux)
      aux = aux + 1
      cont = cont + 1
      END DO
      aux = 1
      DO WHILE ( aux .LE. 3 )

```

```

STORF(NSTORF+cont-1) = $P1(aux)
aux = aux + 1
cont = cont + 1
END DO
aux = 1
DO WHILE (aux .LE. 3 )
STORF(NSTORF+cont-1) = $P2(aux)
aux = aux + 1
cont = cont + 1
END DO
aux = 1
DO WHILE ( aux .LE. 3 )
STORF(NSTORF+cont-1) = $P3(aux)
aux = aux + 1
cont = cont + 1
END DO
aux = 1
DO WHILE ( aux .LE. 3 )
STORF(NSTORF+cont-1) = $Q1(aux)
aux = aux + 1
cont = cont + 1
END DO
aux = 1
DO WHILE ( aux .LE. 3 )
STORF(NSTORF+cont-1) = $Q2(aux)
aux = aux + 1
cont = cont + 1
END DO
aux = 1
DO WHILE ( aux .LE. 3 )
STORF(NSTORF+cont-1) = $Q3(aux)
aux = aux + 1
cont = cont + 1
END DO
!
! -----
! Call PSCAD/EMTDC Matlab Interface:
! CALL MLAB_INT("MFILEPATH","MFILENAME","Input Format","Output Format")
! -----
!
! CALL MLAB_INT("%:Dir\$Path", "$Name", "R R(3) R(3) R(3) R(3) R(3)
! R(3) R(3) R(3) R(3) R(3) R(3) R(3) " , "R(3) R(3) R(3) R(3) R(3) R(3)
! R(3) R(3) R(3)" )
!
! -----
! Transfer Matlab Output Variables from Matlab Interface
! -----
!
! Saída
$V1o(1) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$V1o(2) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$V1o(3) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$V2o(1) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$V2o(2) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$V2o(3) = STORF(NSTORF+cont-1)

```

```

cont=cont+1
$V3o(1) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1

$V3o(2) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$V3o(3) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$ph1o(1) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$ph1o(2) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$ph1o(3) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$ph2o(1) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$ph2o(2) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$ph2o(3) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$ph3o(1) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$ph3o(2) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$ph3o(3) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$Q1o(1) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$Q1o(2) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$Q1o(3) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$Q2o(1) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$Q2o(2) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$Q2o(3) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$Q3o(1) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$Q3o(2) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1
$Q3o(3) = STORF(NSTORF+cont-1)
cont=cont+1

```

```
ENDIF
```

```

! Update STORx Pointers
NSTORF = NSTORF + cont + 1
! -----

```